

2026 年 08 月 06 日

看好

相关研究

证券分析师

严天鹏 A0230524090004
yantp@swsresearch.com
闫海 A0230519010004
yanhai@swsresearch.com
施佳瑜 A0230521040004
shijy@swsresearch.com

研究支持

施佳瑜 A0230521040004
shijy@swsresearch.com

联系人

施佳瑜 A0230521040004
shijy@swsresearch.com



申万宏源研究微信服务号

煤炭估值新锚点：从周期波动到战略安全资源重估

——煤炭行业定价机制与估值体系重塑研究深度报告

本期投资提示：

- **煤价波动率下降，煤炭行业周期属性趋于弱化。**近 20 年来的几轮行业“供给侧”改革使得全国煤矿数量下降、大型现代化产能逐步投放、行业集中度提升，煤炭行业告别过去无序扩张的时代，为煤价波动率下降提供必要的条件。过去市场对煤炭板块的定价核心是现货煤价上行带来的利润弹性，但 2021 年煤价极端上涨后，国家对动力煤价格形成机制、长协履约的干预明显增强，煤价逐步转向以市场定价为基础、以政策合理区间为边界、以长协机制为锚的运行模式，其波动率已显著下降。
- **煤炭定价机制的演进，本质上是煤企、电企与政府三方力量此消彼长的过程。**2002-2012 年需求高增、供给刚性、运输瓶颈突出，煤企在产业链中掌握了强议价权，电企则在市场煤、计划电框架下承受利润挤压；2013-2015 年需求回落与产能大幅增长导致煤价大幅下行，电企重新获得采购谈判优势，煤企普遍陷入亏损；2016 年供给侧改革后，煤炭行业集中度提升、先进产能逐步释放，煤企话语权再次提升；而 2021 年之后，政府以能源安全为核心目标，对煤价形成机制、供给秩序和利润分配进行制度性重塑，结果是煤企利润底部显著抬升，电企成本中枢趋稳。
- **长协机制有利于煤价稳定，是煤企盈利稳定性和板块估值变化的关键变量。**2017 年以来基准价+浮动价的长协定价机制逐步确立，2022 年后秦皇岛港 5500 大卡中长期价格合理区间明确为 570-770 元/吨，长协基准价由 535 元/吨抬升至 675 元。其意义不仅是抑制异常波动，更是重塑利润分配方式：煤企通过高比例长协锁定收入与现金流底盘，电企通过长协稳定燃料成本冲击，政府则借此实现稳煤价、稳电价、稳预期。
- **板块已经具备估值中枢提升的条件，并非来自煤价再度无序暴涨，而是来自煤价中枢抬升后，对煤企盈利质量和股东回报属性的重估。**一方面，行业中枢成本已出现系统性抬升——随着开采深度增加、环保合规要求趋严、安全投入刚性增长等多重因素叠加，诸多成本细项已形成硬性约束，这意味着煤价底部已被抬高，再难回落至 2015 年的低位水平；另一方面，高壁垒、高现金流的金融属性和“HALO”属性，推动传统能源估值体系逐步修复；此外，近年来，国内新批产能规模较小、且主要集中在交通不便利的新疆、内蒙等地区，未来难现大规模产能增量。
- **投资分析意见：**我们认为，政策主导下的稳价机制将延续，煤价大概率围绕合理区间运行，煤价及煤企盈利底部显著强于历史低迷期；煤企逐步具备高股息、低资本开支、充裕的现金流等显著特征。推荐稳定经营、高股息标的**中国神华、陕西煤业、中煤能源**，建议关注**鄂尔多斯**；具备市场煤弹性或区域资源优势的标的**兖矿能源、华阳股份、特变电工**，建议关注**晋控煤业、山煤国际**；兼具煤电联营和成长逻辑的标的可关注**新集能源、淮河能源**，建议关注煤电铝一体化经营的**电投能源**；推荐低估值焦煤标的**山西焦煤、淮北矿业、潞安环能、平煤股份**，建议关注**恒源煤电**。
- **风险提示：**宏观经济超预期下滑、煤炭需求低于预期；国际煤价超预期下跌。

投资案件

结论和投资分析意见

我们认为，政策主导下的稳价机制将延续，煤价大概率围绕合理区间运行，煤价及煤企盈利底部显著强于历史低迷期；煤企逐步具备高股息、低资本开支、充裕的现金流等显著特征。推荐稳定经营、高股息标的**中国神华、陕西煤业、中煤能源**，建议关注**鄂尔多斯**；具备市场煤弹性或区域资源优势的标的**兖矿能源、华阳股份、特变电工**，建议关注**晋控煤业、山煤国际**；兼具煤电联营和成长逻辑的标的可关注**新集能源、淮河能源**，建议关注煤电铝一体化经营的**电投能源**；推荐低估值焦煤标的**山西焦煤、淮北矿业、潞安环能、平煤股份**，建议关注**恒源煤电**。

原因与逻辑

本轮煤炭板块投资逻辑成立的核心原因，不是简单押注煤价暴涨，而是行业运行范式已经发生变化。其一，供给侧改革之后，煤矿数量下降、先进产能集中、大型集团市场份额提升，煤企盈利底盘强化。其二，长协机制与价格合理区间明确后，煤价极端波动被压缩，煤企的利润稳定性和电企的成本可预测性均明显上升。其三，煤电价格传导机制虽未完全打通，但通过电力市场化的推进和容量电价机制，火电企业的成本承受能力和电价调整弹性已经好于过去。其四，煤企资本开支普遍下降、资产负债表修复、分红政策强化，使其在权益市场中逐步获得高股息资产和稳定现金流资产的重新定价。

有别于大众的认识

市场对煤炭板块仍普遍存在两类误解。第一是把煤炭简单理解为夕阳行业，认为新能源加速后煤炭需求会快速下行。但我们认为，在可再生能源高增背景下，煤炭在电力安全、调峰能力和工业原料保障层面，仍是中期不可替代的重要能源和原料。第二、市场普遍将电煤长协视为政策上压低煤价、限制煤企利润弹性的行政工具，因此长期给予煤炭板块较低的周期性行业估值。但 2017 年以来随着长协制度演进，其强化的是价格中枢稳定、成本向下游电厂传导及供需双方履约。我们认为，长协将把现货煤价的短期波动转化为更稳定、可持续的收入；电力市场化和容量电价机制则同步提高电厂承受煤价波动的能力，市场低估了煤炭行业低成本优质煤企盈利底部抬升、现金流确定性增强后带来的估值体系重构。

目录

1. 煤炭定价权的历史变迁：供需、政策的博弈	5
1.1 复盘煤价，“看得见的手”是影响煤炭供需及商品价格的重要因素 .5	
1.2 供给侧改革推动煤炭行业集中度与议价能力提升	8
1.3 电力市场化改革持续推进，为煤电顺价提供机制保障	9
1.4 能源成本优势托底中国制造业腾飞	10
1.4.1 国际电价比较视角：我国煤电价格优势凸显	10
1.4.2 重点出口商品成本结构视角：电价优势赋能我国制造业优势..	12
1.4.3 油煤比价分析：油煤比中枢抬升，量价“飞轮”可期	13
2. 动力煤长协机制：平滑周期，提高盈利确定性	14
2.1 电煤长协机制变革历史复盘：市场与计划的博弈，基准价抬升..	14
2.2 电煤长协机制平抑煤价大幅波动	19
2.3 长协机制变化对煤炭板块估值的影响	20
3. 优质煤企价值重估：资源壁垒与估值体系跃升	22
3.1 行业成本中枢上行，长协价之锚有望边际抬升	22
3.2 从巴菲特入局西方石油看传统能源估值体系重塑	24
3.3 供给侧刚性约束：新增产能严格管控托底煤价，格局持续优化..	25
4. 关键结论与投资分析意见	26
4.1 煤企盈利底抬升、周期属性弱化，电价改革强化煤价传导	26
4.2 投资分析意见	26
5. 核心假定的风险	27

图表目录

图 1：煤炭价格历史走势复盘	5
图 2：前十大煤企占全国原煤产量比例（亿吨，%）	8
图 3：煤炭采选业企业利润总额与同比变化（亿元，%）	8
图 4：中国 36 个城市工业电价（元/千瓦时）	11
图 5：选定区域季度平均批发电价（美元/兆瓦时）	11
图 6：2020 年至今电解铝当月出口量及同比增速（吨，%）	12
图 7：国际油价与国际国内煤价（原始单位）	13
图 8：国际油价与国际煤价比值（热值统一）	13
图 9：2017 年 1 月-2025 年 12 月长协价与港口现价.....	19
图 10：20Q1-26Q1 主要火电企业单季度归母净利润（亿元）	20
图 11：2000 年至今煤炭板块 PETTM 复盘.....	20
图 12：2014 年至今中国神华和兖矿能源股价复盘	21
图 13：15-24 年主要产地动力煤完全成本（元/吨）	22
图 14：15-24 年主要产地动力煤现金成本（元/吨）	22
图 15：15-24 年焦煤完全成本（元/吨）	22
图 16：15-24 年焦煤现金成本（元/吨）	22
图 17：西方石油 1995 年至今 PE-TTM（倍）	24
图 18：西方石油 10 年维度 PE-TTM	24
图 19：能源局批复新增煤矿产能大幅降低（万吨）	25
表 1：我国电力体制改革关键节点	10
表 2：各主要产区的基准价和合理区间	17
表 3：2000 年以来煤炭长协制度各阶段对比表	17
表 4：电煤长协政策核心指标演变对照表.....	18
表 5：2024 年国内主要煤炭企业动力煤成本情况（元/吨）	23
表 6：2024 年国内主要煤炭企业焦煤完全成本（元/吨）	23
表 7：未来三年可投产在建产能梳理（万吨/年）	25
表 8：重点公司估值表（元/股，亿元，元，倍）	27

1. 煤炭定价权的历史变迁：供需、政策的博弈

煤炭是我国能源安全的压舱石和稳定器，保障着电力供应和工业运行。据国家统计局，2025 年规模以上工业发电量 97,159 亿千瓦时，其中火电 62,945 亿千瓦时，占比约 64.8%；规模以上工业原煤产量 48.3 亿吨，同比增长 1.2%。虽然“双碳”目标推动能源结构持续向非化石能源为主转型，在能源转型过程中，煤炭承担着兜底保供的重要角色，为新能源的大规模接入提供必要的系统调节支撑。

煤炭价格不是普通资源品价格，它通过电力、钢铁、化工、建材和制造业成本链条，直接作用于工业品成本、出口竞争力。因此，煤炭定价机制的演变，既是能源问题，也是产业政策问题、宏观稳定问题和资本市场定价问题。煤炭定价权是由供需格局、运输条件和政府政策共同塑造的。过去二十余年的煤炭价格演变，本质上是煤企、电企、政府三方博弈不断重构的结果。

1.1 复盘煤价，“看得见的手”是影响煤炭供需及商品价格的重要因素

煤炭行业的兴衰与煤价的涨跌息息相关，煤价的每一次波动都映射出供需格局的深刻演变，煤价在宏观经济周期与产业政策调控的交织影响下呈周期性波动。

按行业景气程度，煤炭发展历程可划分为以下阶段：计划主导时期（2000 年以前）→ “黄金十年”（2002-2012 年）→ 煤价低迷期（2013-2015 年）→ 供给侧改革与景气上行期（2016-2021 年）→ 保供稳价新常态期（2022 至今）。

图 1：煤炭价格历史走势复盘



资料来源：中国煤炭市场网，申万宏源研究

近 20 年来的几轮行业“供给侧”改革成了主导煤价走势的最重要事件。

（一）1998 年行业脱困：矿务局企业化改制

背景：小煤矿快速增加。80 年代初，各个行业经济发展趋于活跃，对作为基础能源的煤炭需求量猛增，因此，国家放宽了对煤炭行业的管理政策。1983 年 4 月，国务院颁布了《关于加快发展小煤矿八项措施的报告》，提出要“积极发展地方国营煤矿和小煤矿”，倡导“大中小煤矿并举”的政策。1984 和 1985 年，政府分别提出“有水快流”和“国家、集体、个人一齐上，大中小煤矿一起搞”的方针。煤矿数量迅速增加，截至 1997 年底，我国共有矿井 6.4 万座，其中产能 3 万吨以下的小煤矿 6.1 万座，占比接近 94%。1996 年初，煤炭供给大幅增加，价格持续下滑。

主要措施：国企人员分流、脱困改制。1998 年国务院机构改革中，煤炭工业部改组为国家煤炭工业局；自当年 7 月起，原煤炭工业部直属和直接管理的 94 户国有重点煤矿及相关企事业单位下放地方管理，同时鼓励煤炭公司进行富余人员下岗剥离、在岗职工只发放基本生活费。为缓解国有重点煤炭企业负债高、利息压力大的问题，主要通过信达等资产管理公司承接煤炭企业的银行债务，进行大规模批量债转股，暂时缓解国有煤炭企业的经营压力。

主要结果：价格持续低迷，盈利没有根本好转。由于下游重工业进行大规模淘汰落后产能和下岗分流，1997 年、1998 年，煤炭消费量连续 2 年下降。1998 年 1 月 7 日第一家国有矿务局改制的煤炭上市公司郑州煤电登陆沪市，掀起了国有煤炭企业改制上市的浪潮，1998-2003 年，兖矿能源、兰花科创、冀中能源、山西焦煤、盘江股份、上海能源和华阳股份等公司陆续上市。

（二）2005 年资源整合：落后产能退出，煤价步入上行周期

背景：行业盈利持续低迷。2001 年后煤炭需求虽然持续改善，但产量同步增长，煤企盈利能力没有明显好转。2004 年价格虽有所反弹，地方政府默许私挖乱采，导致违法、违规小煤矿继续扩张，事故不断，煤矿安全形势日趋严峻。

主要措施：资源整合淘汰落后产能、严查违法违规开采。国务院出台政策，“用三年时间解决小煤矿问题”，全国安监局出台配套文件，全面关停 3 万吨以下矿井，尤其是有安全隐患的必须在 2006 年前关闭，其余矿井 2007 年前全部关闭。明确煤炭资源整合后的矿井规模：晋蒙陕不得低于 30 万吨/年，新疆、甘肃、青海、宁夏、北京、河北、东北及华东地区不得低于 15 万吨/年，西南和中南地区不得低于 9 万吨/年。

结果：产能大幅减少，价格持续上升。2005 年共取缔非法采煤矿点 1 万余处（次），关闭不具备安全生产条件和非法的煤矿 5900 多处，三年时间共计淘汰落后产能 3 亿吨，其中，内蒙古矿井由 1378 处下降到 551 处；河南矿井数从 1569 处下降到 780 处。**国内供给快速收缩，尤其是山西的焦煤产能收缩过快，造成国内供给严重短缺。煤炭价格持续上涨，煤炭行业迎来黄金时代。**

（三）2008 年资源整合：淘汰落后产能，煤价快速修复

背景：2008年上半年煤炭价格快速上涨，经济危机爆发后，煤价在3季度出现断崖式下跌。同时，由于安全投入不足，各地频发煤矿安全事故。

主要措施：提高淘汰落后产能的标准。2008年三季度开始，山西、河南、贵州等省份出台资源整合政策，大幅提高行业产能准入门槛。尤其是山西采取强制措施，先停产再整合，导致产量快速下降，一些产煤大县甚至出现无煤矿生产的情况。2008年10月16日，国家发改委、国家能源局、国家安监总局、国家煤监局四部门发布《关于下达“十一五”后三年关闭小煤矿计划的通知》，要求三年内关闭小煤矿2501处，产能大幅压缩。

结果：煤炭产能在2009年出现大规模减少，价格快速反弹到2007年时的较高水平。由于需求快速启动，除山西、河南、贵州外，其他未大规模资源整合的省份快速增产，新建产能加速，为2013年后供给大幅增加埋下隐患。同时，山西、贵州等省资源整合过快、力度过大，导致企业在兼并重组过程中背负了大量负债。

（四）2016年去产能与产能结构优化并举，煤价触底反弹

背景：进入2012年后，行业产能快速扩张，而煤炭消费增速下滑，直接导致了煤炭供需失衡，自2012年1月到2015年11月，煤炭价格从高位855元/吨，跌至最低点370元/吨，下跌幅度高达56.7%。受煤价大幅下跌影响，煤炭企业的盈利能力、举债能力和偿债能力均面临较大压力，违约风险增大。为防范系统性金融风险，中央决定推行供给侧改革，促使煤价上涨，降低企业融资杠杆，逐步改善煤炭企业财务报表。

主要措施：整体规划全国去产能8亿吨。通过财政补贴和安置员工等措施推进淘汰落后产能。推进“产能置换”政策，促使新建安全高效先进产能替代落后产能，并通过采用市场化手段，以“产能指标交易”制度促进产能结构优化。

结果：2016-2019年煤炭产能快速去化，使得行业供需关系恢复至合理水平，煤价维持相对高位。

（五）2022年至今保供稳价新常态：灵活调控，煤价在合理区间运行

背景：2021年初，政策基调延续“上大压小、增优汰劣”，有序核准先进产能并推进30万吨/年以下煤矿处置。但随着经济复苏带动需求激增，叠加安全环保检查趋严和“倒查20年”等反腐行动抑制煤矿超产，煤炭供需矛盾急剧恶化，煤价飙升，多地出现限电。

主要措施：为应对危机，国家自打出政策组合拳：**一是强力推进增产保供**，允许安全条件下提前生产，并通过产能核增释放优质产能，四季度原煤产量显著增长；**二是实施价格干预**，依据《价格法》直接调控煤价，引导其回归合理区间；**三是灵活调整产能置换政策**，允许核增煤矿先行批复、后续补足指标。

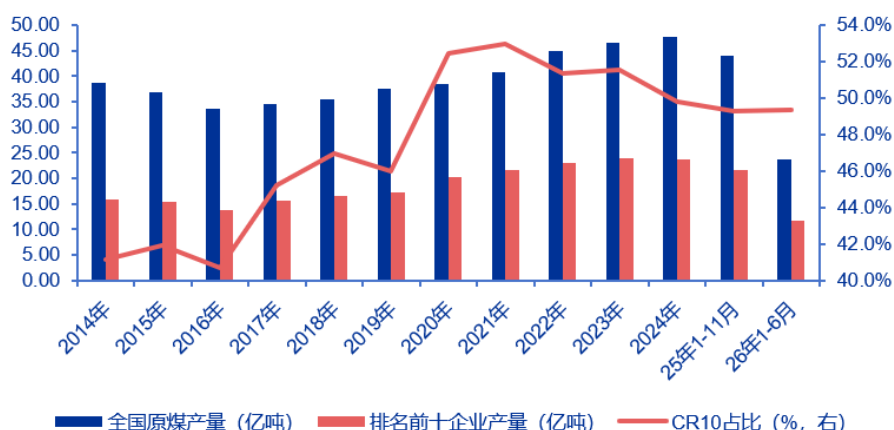
结果：这些措施迅速扭转了供需格局，煤价显著回落。从长期影响看，政策通过“减量置换”原则和产能指标约束，供给弹性被压缩；而产能储备制度的建立则为应对未来需求波动预留了空间。总体而言，此轮政策调整标志着煤炭行业从“去产能”单边目标转向“保供稳价”与“产能约束”并重的新阶段。

1.2 供给侧改革推动煤炭行业集中度与议价能力提升

2016年以来，落后产能退出、置换成先进产能、大型国企扩张和铁路港口体系改善，使煤炭行业从过去的地方小矿分散竞争，转向少数大型企业主导市场。**行业集中度上升，使得煤企在定价、履约、运输组织和保供协调中的地位明显抬升。**

2014年，全国原煤产量38.74亿吨，其中排名前十的煤炭企业产量为15.94亿吨，占比为41.1%；至2024年，全国原煤产量47.59亿吨，其中排名前十的煤炭企业产量为23.7亿吨，占比为49.8%，虽然较2021年53%的占比有所下降，**但是与2014年相比，行业集中度呈波动上升趋势。**

图2：前十大煤企占全国原煤产量比例（亿吨，%）



资料来源：统计局，煤炭工业协会，申万宏源研究

注：25年全年前十大煤企原煤产量未披露

煤炭行业由盈亏平衡边缘转向较高盈利水平。2015年煤炭采选行业企业利润总额为440.8亿元，同比下降65%；2016—2021年，行业利润中枢随煤价回升而抬升；2022年行业企业利润总额达到10,202亿元。煤价回落后，2023-2025年利润总额分别为7,628.9亿元、6,046.4亿元和3,520亿元，2025年利润水平为2015年的8倍。26年1-6月为2,107.2亿元，同比增长41.1%。行业利润水平维持在较高水位。

图3：煤炭采选业企业利润总额与同比变化（亿元，%）



资料来源：统计局，申万宏源研究

注：同比增速为直接披露增速、非计算所得

1.3 电力市场化改革持续推进，为煤电顺价提供机制保障

煤电矛盾的制度根源，是煤炭价格逐步市场化，而上网电价与终端电价长期保留行政属性。当煤价上涨时，火电企业难以及时向下游转嫁成本；当煤价下跌时，电企则能够享受采购成本下降的红利。这种不对称结构，使得煤炭采购定价权在大部分上行周期中向煤企倾斜，在下行周期中向电企倾斜，而政府被迫在系统稳定目标下不断出手修正。

我国电力体制改革，从打破垄断到市场化交易，再到构建新型电力系统，每一步都深刻重塑了行业格局。

2002 年：“厂网分开”启动市场化破冰。国务院印发《电力体制改革方案》（5 号文），**核心措施**是实施“厂网分开”，将国家电力公司拆分为两大电网公司和五大发电集团，并成立电监会。这一举措彻底打破了垂直一体化的垄断格局，在发电侧引入竞争机制，极大地激发了电源建设热情，解决了长期存在的缺电问题。**然而，由于售电侧和输电环节仍由电网垄断，且电价形成机制未完全理顺，导致“市场煤、计划电”的矛盾初现，发电企业利润受煤价波动影响巨大，改革仅完成了第一步物理拆分，深层次的价格传导机制尚未建立。**

2015 年：“管住中间、放开两头”。中共中央、国务院发布《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文），确立“管住中间、放开两头”的总体思路。**具体措施**包括组建相对独立的电力交易机构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，向社会资本开放售电业务。此举旨在还原电力的商品属性，通过市场化手段优化资源配置。改革推动了直接交易电量规模迅速扩大，降低了实体经济用电成本，并催生了大量售电公司。**但初期存在交易规则不统一、跨省跨区壁垒等问题，且电网自然垄断环节的监管成本核定仍需精细化，市场活力虽被释放，但公平性与效率性仍在磨合中。**

2021 年：燃煤电价市场化改革突破瓶颈。国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（1439 号文），**取消工商业目录销售电价，推动全部工商业用户进入市场，并将燃煤发电市场交易价格浮动范围扩大至上下浮动 20%。**这是解决“市场煤、计划电”矛盾的关键一招，允许电价随煤炭成本波动，疏导了发电企业的成本压力，保障了电力供应安全。**该政策标志着电价真正开始反映供需关系和燃料成本，提升了电力系统的调节能力。**但也带来了下游工商业用户用电成本上升的挑战，倒逼高耗能产业转型，同时要求零售侧市场加快成熟以帮助用户规避风险。

2023 年至今：构建新型电力系统与现货市场加速。随着“双碳”目标推进，政策重心转向适应高比例新能源接入的新型电力系统建设。**关键措施**包括加快建设电力现货市场，完善辅助服务市场机制，以及出台《电力现货市场基本规则（试行）》。通过现货市场的实时价格信号，引导灵活调节资源（如储能、火电灵活性改造）参与系统平衡。这一阶段强调源网荷储协同互动，推动绿电交易与碳市场衔接。**影响**在于，电力商品的时间价值和空间价值得以凸显，传统基荷电源向调节性电源转变，市场主体需具备更强的预测与交易能力，行业盈利模式从单纯发电量向“电量+容量+辅助服务”多元收益转型。

表 1：我国电力体制改革关键节点

时间节点	标志性政策/事件	核心措施	主要影响与意义
2002 年	《电力体制改革方案》（5 号文）	厂网分开，组建五大发电、两大电网，设立电监会	打破垂直垄断，引入发电侧竞争，解决缺电问题；但未触及电价机制核心，遗留“煤电矛盾”。
2015 年	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（9 号文）	管住中间、放开两头；放开售电侧，组建交易中心	还原电力商品属性，扩大直接交易，降低社会用电成本；催生售电主体，但跨省壁垒和监管细节待完善。
2021 年	《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（1439 号文）	取消工商业目录电价，燃煤电价浮动扩至 20%	打通成本传导机制，保障能源安全，解决煤电倒挂；倒逼高耗能产业升级，工商业用户全面入市。
2023-至今	《电力现货市场基本规则（试行）》等配套政策	建设现货市场，完善辅助服务，适应新型电力系统	体现电力时空价值，促进新能源消纳与系统平衡；盈利模式多元化，推动源网荷储协同及绿电碳市场联动。

资料来源：国务院、国家发改委，申万宏源研究

1.4 能源成本优势托底中国制造业腾飞

1.4.1 国际电价比较视角：我国煤电价格优势凸显

（一）全球能源危机背景下国际电价飙升

2021 年至 2022 年，需求反弹叠加地缘政治紧张，导致全球能源供需严重失衡，进而引发了能源危机，主要发达国家和地区的批发电价在这一时期出现了剧烈上涨。欧盟平均批发电价从 2020 年的约 30-50 美元/兆瓦时飙升至 2022 年的历史峰值，德国、法国等国电价涨幅尤为惊人。

根据国际能源署（IEA）报告，2022 年第二季度前后，欧盟平均电价一度突破 300 美元/兆瓦时，德国电价更是接近 400 美元/兆瓦时的历史高位。日本作为液化天然气（LNG）主要进口国，其批发电价同样在 2022 年攀升至高位。即便是能源资源相对丰富的美国，其批发电价也在 2021-2022 年期间显著上涨，反映了全球天然气市场的联动效应。

北欧地区因水电资源丰富且市场结构特殊，电价波动相对较小，但依然受到欧洲整体能源危机的波及。澳大利亚电价在 2022 年有所上涨但幅度有限，印度则因煤炭自给率较高而保持了相对稳定的电价水平。

（二）中国电价机制在危机期间的独特表现

与国际市场形成鲜明对比的是，中国在 2021-2022 年能源危机期间保持了电价的基本稳定。IEA 报告详细描述了中国电价机制在 2021 年 10 月的重要改革。面对当时的电力短缺和煤炭价格飙升，中国国家发展和改革委员会引入了“代理购电机制”（proxy pricing mechanism），取代了此前的固定电价制度。

这一机制的核心在于：电力零售商作为工业和商业用户的采购代理，通过竞争性市场交易获取电力，再以市场联动的代理价格向用户售电。代理价格反映了市场采购的加权平均成本加上受管制的输电费和政府附加费。该机制既引入了市场化定价元素，又通过政府调控维持了电价的基本稳定。

中国电价的区域差异化特征也十分显著。代理电价呈现西低东高梯度：西部和西南省份（如云南、四川、甘肃）因水电和可再生能源占比高而电价较低；北方产煤大省（如内蒙古、山西）电价也处于低位；沿海省份（如广东）因需求旺盛、进口依赖及输电约束，电价高。**这种区域差异为工业布局优化提供了价格信号，同时避免了全国性电价暴涨。**

（三）国内外电价走势背离的深层原因在于能源结构、市场机制和治理模式的差异。

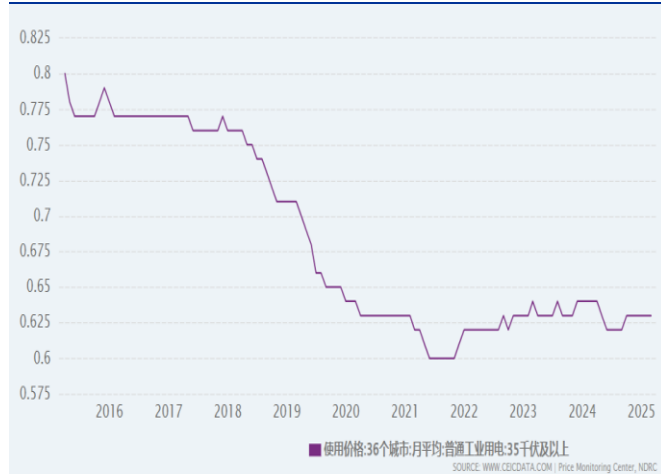
第一，能源结构差异是根本原因。中国以煤炭为主的能源结构在危机期间发挥了稳定器作用。作为全球最大的煤炭生产国，2021年煤价飙升后，中国政府迅速出台保供稳价政策，煤炭产量显著增加。相比之下，欧洲高度依赖天然气进口，特别是俄罗斯管道天然气。地缘政治冲突导致供应中断，天然气价格暴涨直接推高了发电成本和电价。

第二，电力市场定价机制差异是直接原因。欧洲电力市场采用边际定价机制，天然气发电机组作为边际机组决定整体电价水平。当天然气价格暴涨时，所有发电机组的结算价格都随之飙升，形成了“天然气价格决定电价”的传导路径。中国的代理购电机制则将市场波动与终端用户电价进行了适度隔离，政府通过调节输电费及附加费等手段缓冲价格冲击。

第三，能源治理模式是制度保障。中国的中长期合同+现货市场双轨制电力交易体系，在引入市场竞争的同时保留了较强的政府调控能力。2021年改革虽然允许电价在一定范围内浮动，但中长期合同覆盖了大部分电力交易、有效锁定了价格波动风险。而欧美国家的全面市场化模式缺乏有效的缓冲机制，使终端用户直接暴露在批发市场的剧烈波动中。

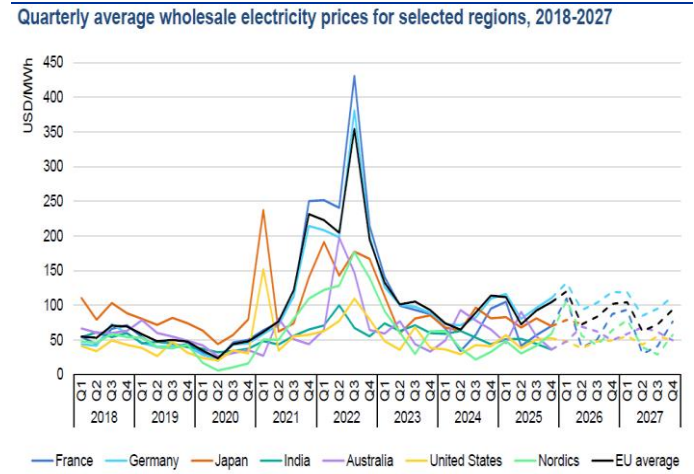
第四，能源安全战略影响供应韧性。中国以国内煤炭供给为基础，同时加快可再生能源建设。IEA《Global Energy Review 2026》显示，2025年中国新增光伏装机近370吉瓦、风电117吉瓦；IEA《Electricity 2026》估计，2025年中国可再生能源发电量占比约37%。多元供给有助于降低单一进口能源价格冲击。

图 4：中国 36 个城市工业电价（元/千瓦时）



资料来源：CEIC，申万宏源研究

图 5：选定区域季度平均批发电价（美元/兆瓦时）



资料来源：国际能源署（IEA），申万宏源研究

1.4.2 重点出口商品成本结构视角：电价优势赋能我国制造业优势

在工业制造领域，能源成本是决定高耗能产业全球竞争力的关键因素。以铝（电解铝）、化工（基础化工品）、钢铁以及光伏组件（多晶硅环节）为代表的高耗能制造业，其生产过程对电力和煤炭的依赖度极高。

1. 铝（电解铝）：电解铝是典型的高耗能产业，**电力成本在电解铝总成本中的占比高达 40%**。生产 1 吨电解铝需要消耗约 13500 度电，按照 1 度电平均消耗 301.9 克左右标煤计算，对应消耗 4.08 吨煤。对于电厂而言，煤炭成本占 70% 左右。新疆等煤电成本较低地区在电解铝生产中具备了极为显著的成本优势。

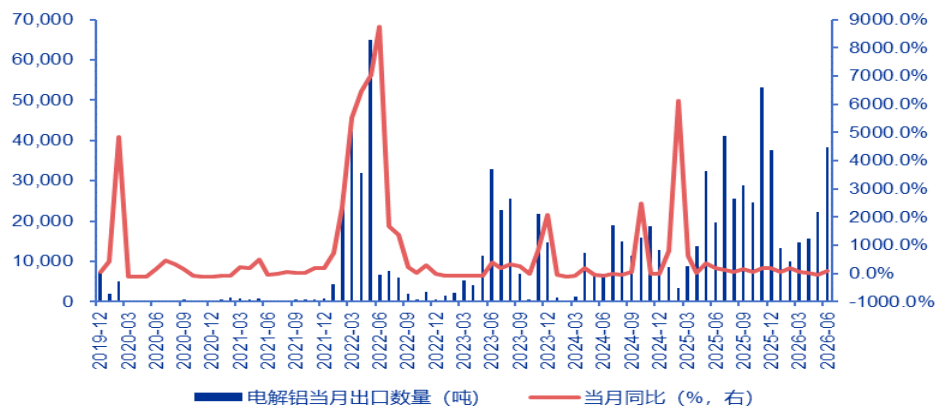
2. 化工（基础化工品）：化学原料及化学品制造业同样属于六大高耗能行业之一，原煤、洗精煤、焦炭、焦炉煤气等合计消耗占比达到 21.1%；电力消耗占比为 13.4%。

3. 钢铁：黑色金属冶炼和压延加工业也是六大高耗能行业之一。在长流程炼钢过程中，焦炭和焦煤构成了核心的原料成本；而在短流程电炉炼钢以及轧钢环节，电力则是主要的能源消耗。

4. 光伏组件（多晶硅环节）：光伏组件上游的多晶硅提纯主要通过西门子法进行，还原炉需要在高温下长时间运行，消耗大量电能。**电力成本通常占多晶硅生产总成本的约 30%**。多晶硅产能向中国西北部（如新疆、内蒙古）转移，正是依托当地低至 0.2-0.3 元/度的低电价，实现了企业成本的大幅下降。

相对稳定且低廉的煤价/电价，构成了这些“中国制造”关键产品的核心成本优势，是维持出口竞争力的重要因素。以电解铝为例，当 2021-2022 年欧洲因天然气价格暴涨导致电价飙升、多家铝厂被迫减产时，中国电解铝企业依靠自备电厂和国内保供稳价的煤炭，维持了较低的成本，这使得中国铝材在国际市场上的竞争优势扩大，铝材出口量在能源危机期间显著增长，填补了海外产能空缺。

图 6：2020 年至今电解铝当月出口量及同比增速（吨，%）



资料来源：海关总署，申万宏源研究

1.4.3 油煤比价分析：油煤比中枢抬升，量价“飞轮”可期

回顾全球能源市场的历史演变，油煤比（同等热值下的布伦特原油价格与国际、国内煤价之比）是反映化石能源相对经济性的重要指标。过去二十年间，这一比率呈现出走阔趋势，揭示了煤炭相对于石油的经济性在不断增强。

以国际能源价格巨幅波动的 2021-2022 年期间为例，我国国内煤炭市场，秦皇岛动力煤价格虽然也经历供需错配带来的周期性波动，但依托我国“富煤”的资源禀赋和强大的国内产能，特别是近年来“保供稳价”政策的强力实施，煤价总体被锚定在一个相对合理且稳定的区间。当国际油价因供应链脆弱性而屡创新高时，国内煤价却能在政策调控下保持平稳，导致两者之间的价格剪刀差不断拉大，油煤比持续走阔。

这种由油煤比走阔带来的能源经济性红利，直接转化为我国高耗能制造业的绝对成本优势。当全球竞争对手（如欧洲国家）的工业用电价格随国际油气价格暴涨而飙升时，中国相关企业却能享受由稳定煤价支撑的低价电力。当国际油价高企时，国内煤制烯烃、煤制甲醇等工艺路线的成本优势急剧放大，甚至形成了对油化工的降维打击；在多晶硅和电解铝领域，低廉的煤电成本直接构筑了产业护城河。它确保了国内基础能源价格的相对独立与稳定，避免了输入型通胀对宏观经济的冲击，从而在实质上强化了煤炭在一次能源消费结构中压舱石地位。

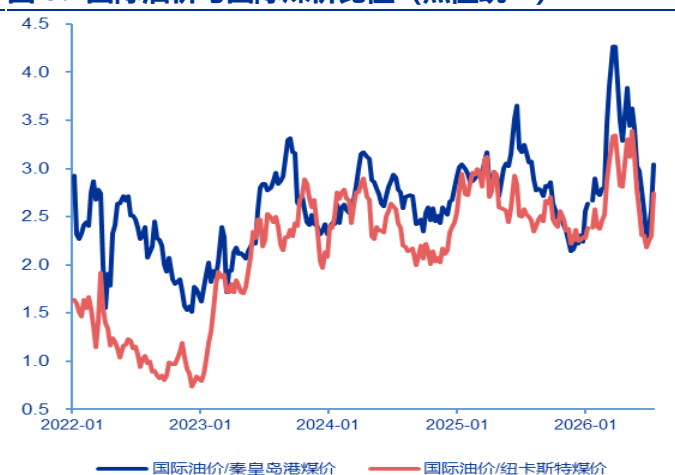
2021 年底，热值统一后的国际煤价、国内煤价、国际油价分别为 1346 元/吨标准煤、776 元/吨标准煤、2542 元/吨标准煤，国际油价/国际煤价的比值为 1.89，国际油价/国内煤价的比值为 3.27。22Q4，随着国际国内煤价大幅飙升，尤其是国际煤价在 2020 年时曾低至约 40 美元/吨，至 22Q3，涨超过 430 美元/吨，期间国际油价/国际煤价的比值曾低至 0.74，国际油价/国内煤价的比值低至 1.55。而后随着煤价逐步回落，油煤比上升，总体呈走扩趋势。

图 7：国际油价与国际国内煤价（原始单位）



资料来源：伦敦国际石油交易所，中国煤炭市场网，申万宏源研究

图 8：国际油价与国际煤价比值（热值统一）



资料来源：伦敦国际石油交易所，中国煤炭市场网，申万宏源研究

2. 动力煤长协机制：平滑周期，提高盈利确定性

电煤长协机制通过价格锚+合同量+履约监管三重机制，压缩了煤价波动幅度，改变了煤企与电企的利润分配方式，并推动煤炭板块估值逻辑从强周期向稳定现金流过渡。

2.1 电煤长协机制变革历史复盘：市场与计划的博弈，基准价抬升

第一阶段：2000—2001 年——重点订货与政府指导价

2000—2001 年的电煤合同制度延续了 20 世纪 90 年代形成的重点订货体系。电力、冶金、化肥、居民生活等部分重点用户被纳入重点订货范围，在煤源配置和铁路运力上获得优先保障。重点电煤带有明显的政府指导价色彩，形成重点合同煤价格较低、市场煤价格较高的双轨结构。此时的长协是年度煤炭订货计划下的重点合同。

这一时期没有全国统一到港口或热值的公式，通常以上一年度实际结算价、政府确定的指导基准以及煤种、矿点、运输流向为基础，由主管部门核准允许调整幅度。煤质差价、铁路运费和装卸费用另行计算。煤企主要负责完成国家确定的重点供应任务，保证资源和发运，价格谈判权较弱；电企以较低价格获得较稳定的煤源和铁路运力，同时承担按计划接卸、结算和付款责任；政府既是计划制定者，又是价格管理者和运输协调者，决定重点合同规模并协调铁路部门配置运力。

该制度在煤炭和铁路运力偏紧时能够优先保障发电及民生用煤，但在合同价低于市场价时，煤企更愿意将优质煤销售到市场，重点合同可能出现少供、降低煤质或通过附加费用变相加价；电企则希望尽可能扩大低价合同量。合同煤与市场煤价差越大，履约矛盾越突出，为后续取消政府指导价和推动煤电双方自主协商奠定了改革背景。

第二阶段：2002—2006 年——取消指导价，转向参考价与协商定价

2002 年国家取消电煤政府指导价，电煤价格原则上转由煤企和电企协商形成。但由于煤炭市场、铁路运输以及煤电成本传导机制尚不成熟，政府仍通过发布参考价格、组织产运需衔接、确定跨省区铁路运力框架等方式影响实际合同。2004 年以后，政府逐步退出直接组织订货，煤电企业在运力框架内自主衔接，重点保障范围逐渐集中于电力、化肥和居民生活用煤。

这一阶段的合同价格通常以上一时期实际结算含税价为基础，结合市场供求、煤质和运输条件协商调整，政策在部分年份仍设置涨幅边界。例如，对 2005 年度尚未确定价格的重点电煤，曾提出以 2004 年 9 月底实际结算含税价为基础，在约 8% 的幅度内协商，即价格原则上不高于基期价格的 108%；已经签订的长期合同原则上继续执行。2004 年底建立煤电价格联动机制，当煤价累计涨幅达到条件后相应调整燃煤发电上网电价，但初期仍要求发电企业自行消化部分煤价上涨。

煤企从计划执行者逐渐成为价格谈判主体，希望合同价反映快速上涨的市场煤价；电企因上网电价仍受政府管制，担心煤价上涨不能及时向电价传导，往往坚持参考价或涨幅

限制；**政府**不再逐笔定价，但继续承担参考价发布、谈判协调、铁路运力保障和煤电联动管理。**改革提高了煤价市场化程度，却未消除“市场煤、计划电”的结构性矛盾。**煤价上涨时煤企不愿按低价履约，电企又难以接受完全市场价，煤电联动也因周期和审批滞后而难以及时化解矛盾。

第三阶段：2007—2012 年——自主协商为主，异常时期临时干预

2007 年全国煤炭订货会退出历史舞台，制度转向政府宏观指导、企业自主衔接、供需双方协商定价、铁路落实运力。煤企、电企可以自主选择交易对象，合同价格原则上根据市场供求、年度数量、矿点、煤质和运输条件确定。由于跨省区运力框架和重点电煤保障仍然存在，**这一时期是市场化合同与重点资源保障并存的过渡阶段。**

合同多采用年度固定价格，或者约定年中、季度重新议价。由于缺少统一指数联动机制，市场价格大幅变化后，双方经常通过重新谈判、减少供货或提货、改变煤质及附加服务费来转移风险。市场异常上涨时，政府会重新实施临时价格干预。例如，2012 年重点合同电煤价格以 2011 年年初合同价格为基础，涨幅原则上不得超过 5%；同时对部分港口市场电煤设置最高限价，禁止通过质量差价、运输服务费或搭售变相涨价。

煤企掌握资源并取得较强报价权，但仍承担重点保供任务；电企依赖重点合同控制燃料成本，并借助铁路运力框架保障到煤；政府从直接定价者转向市场组织者、运力协调者和异常时期的临时干预者。该阶段推动企业真正成为合同主体，但固定价格合同仍存在明显的履约错配：现货价高于合同价时煤企缺乏供货动力，现货价低于合同价时电企可能减少提货。**2012 年前后煤炭供需趋于宽松、合同价与市场价价差收窄，为彻底取消重点合同和价格双轨制创造了条件。**

第四阶段：2013—2015 年——取消重点合同，电煤价格全面市场化

自 2013 年起，国家取消重点煤炭合同和电煤价格双轨制，不再下达年度跨省区煤炭铁路运力配置框架。煤企和电企可以自主寻找交易对象，自主确定合同数量、煤质、交货地点、运输责任和价格，地方政府原则上不得干预企业正常签约。政策仍鼓励煤电双方签订中长期合同，但当时尚未建立全国统一的基准价、指数权重、签约比例和履约考核制度。

合同定价主要包括三类：一是全年固定价，签约时参考坑口价、港口价及年度供需预期确定；二是季度或月度重新协商，市场发生较大变化时调整；三是采用市场指数加减固定差价，差价反映热值、硫分、灰分、运输距离、客户稳定性和付款条件。指数选择、取值日期和调整频率完全由企业约定。**煤电价格联动机制继续存在，政策降低了发电企业需自行消化的煤价波动比例，但电价调整仍存在一定滞后。**

煤企获得完整的市场定价权，根据库存、生产成本和市场价格安排销售；电企可以在煤矿、港口和贸易商之间比价采购，自主安排年度合同与现货采购比例；政府退居市场规则制定、价格监测、反垄断和应急保供位置。改革消除了显性的合同煤与市场煤双轨价格，提高了资源配置效率。2013 年至 2015 年，煤价下行，电企在谈判中占据优势，许多名义上的年度合同价格不断随市场下调。由于缺少统一履约监管和稳定的价格平滑机制，市场宽松时电企可能压价或少提，市场收紧时煤企可能优先销售高价现货。

第五阶段：2016—2021 年——“基准价 + 浮动价”的现代长协形成

2016 年供给侧去产能使煤炭供需迅速收紧、价格明显上涨。国家发展改革委、国务院国资委等部门重新强化煤炭中长期合同，将其定位为稳定供应、稳定预期的重要制度，并逐步建立合同示范文本、铁路运力倾斜、履约统计、信用记录及失信惩戒体系。年度合同通常分解到月，合同履行按月统计、按季度和年度考核，中长期合同覆盖比例显著提高。

2016 年底，秦皇岛港 5500 千卡下水动力煤长协确立以 535 元/吨为基准的“基准价 + 浮动价”机制，基准因素与市场变化因素各占 50%。参考指数随后逐步完善，2017 年明确可综合参考环渤海动力煤价格指数、CCTD 秦皇岛港动力煤价格指数和 CECI 中国沿海电煤采购价格指数。**铁路直达煤通常由港口基准价扣减产地至港口物流成本，再结合历史交易价格和区域指数形成。**月度长协价格比年度长协更贴近当月市场，它通常作为年度长协之外的补充，或用于外购煤、增量煤和季度需求调整。

煤企通过长协锁定部分销量和现金流，剩余资源进入现货市场获取弹性收益；**电企**锁定基本煤源和燃料成本；**政府**不直接确定每笔交易价，而是设计公式框架、组织签约、协调铁路运力并监管履约。该机制使长协在指数上涨时只吸收部分涨幅，在指数下降时逐步下调，较固定价更能平滑风险。但 2021 年现货价格极端上涨后，535 元基准及原有绿色区间明显偏低，部分煤企履约动力下降，也暴露出煤价向电价传导不充分的问题。

第六阶段：2022—2025 年——675 元基准、合理区间与保供全覆盖

2021 年能源保供压力后，2022 年煤炭长协制度升级为电煤保供和价格调控的重要工具。**秦皇岛港 5500 大卡下水煤基准价由 535 元/吨提高到 675 元/吨，并明确中长期交易合理区间为 570—770 元/吨。**产地方面，山西、陕西、蒙西 5500 千卡出矿环节合理区间分别为 370—570 元、320—520 元和 260—460 元，蒙东 3500 千卡为 200—300 元。煤价仍由市场形成，但固定价、月度价、季度价或公式价原则上均需处于合理区间。

2022—2024 年港口长协的浮动部分主要参考**国煤综合指数、环渤海动力煤价格指数和 CCTD 秦皇岛指数三大指数**的均值，基准价和指数价各占 50%，**且受到 570—770 元区间约束。**2025 年又将**CECI 沿海电煤采购价格指数纳入、形成四指数均值**；CECI 对电厂实际采购及现货变化较敏感，增强了长协价与市场价的连接。

煤企承担较高比例的电煤保供任务，并接受合同录入、月度履约和价格区间监管；**电企**原则上通过长协覆盖大部分发电供热需求，同时承担足额提货、煤质验收和按付款责任；**政府**综合运用合同覆盖、增产增供、煤炭储备、进口、铁路运输和价格监管稳定市场。该制度提高了民生电煤保障能力，并为煤炭成本向燃煤发电市场电价传导提供了相对稳定的成本基准。但高比例保供压缩煤企市场煤空间，在现货价低于长协价时，电企又可能降低提货积极性。2025 年政策开始更强调合同真实、煤质结算和可履约性，制度由单纯追求签约覆盖逐步转向质量与效率并重。

第七阶段：2026 年至今——港口机制延续，产地长协月度浮动

2026 年政策进一步突出“电煤保供中长期合同”的民生和能源安全属性。国家发展改革委于 2025 年 11 月 18 日印发《关于做好 2026 年电煤保供中长期合同签订和履约监管工作

的通知》：港口长协继续执行成熟的“基准价 + 浮动价”机制，以及遵循 570-770 的合理区间；**2026 年最重要的变化是产地合同原则上建立月度价格调整机制。**

产地长协有两种定价模式：1、供需双方自主协商月度调整机制，但必须满足价格机制明确、能够客观计算的要求；2、采用标准“基准价 + 浮动价”机制确定出矿价格：其中山西、陕西、蒙西、蒙东**基准价取当地合理区间中值**，即山西 470 元/吨、陕西 420 元/吨、蒙西 360 元/吨、蒙东 250 元/吨；**浮动价由四个产地动力煤指数综合确定**：中价产地动力煤价格指数、CECI 产地电煤价格指数、国煤直达动力煤价格指数、CCTD 产地动力煤价格指数。出矿环节“基准价+浮动价”由全国煤炭交易中心根据价格机制按月测算发布。两种模式计算结果分别受到各地合理区间上下限约束。其他产煤省区可结合实际参考建立本地区价格浮动机制。以全国煤炭交易平台公布的 26 年 6 月产地长协价为例，山西 570 元和蒙西 460 元正好达到各自合理区间上限，体现“指数计算 + 区间约束”的运行方式。

表 2：各主要产区的基准价和合理区间

产区	标准热值	合理区间（含税）	2026 年基准价	26 年 6 月长协价（元/吨）
山西	5500 千卡	370—570 元/吨	470 元/吨	570
陕西	5500 千卡	320—520 元/吨	420 元/吨	514
蒙西	5500 千卡	260—460 元/吨	360 元/吨	460
蒙东	3500 千卡	200—300 元/吨	250 元/吨	277

资料来源：发改委，全国煤炭交易平台官网，申万宏源研究

煤企不再适合长期以合理区间上限作为全年固定坑口价，产地合同价会随市场按月调整；**电企**获得更加透明、及时的坑口成本调整机制，同时必须按照合同完成提货；**政府**主要负责确定合理价格边界、统一指数框架、发布参考价格、监管资源流向和履约情况。新机制提高了双方履约激励，但也增加月度价格波动，对指数质量、煤质验收、运输费用口径和履约数据真实性提出更高要求。

表 3：2000 年以来煤炭长协制度各阶段对比表

阶段	定价方式	主要影响
2000—2001 年	政府指导基准价 + 核准调整额；市场煤另行定价	保供能力强，但形成合同煤与市场煤双轨价，价差扩大后履约激励不足
2002—2006 年	上期实际结算价 + 协商调整；部分年份设涨幅边界	提升市场化程度，但“市场煤、计划电”导致年度谈判经常僵持
2007—2012 年	正常时自主谈判；异常时不高于基期价×政策允许涨幅	传统订货会退出，但固定合同价与现货价偏离时容易出现少供或少提
2013—2015 年	自主固定价、分期议价，或市场指数±煤质/运输差价	消除显性双轨制，但缺少统一公式及履约约束，长协稳定作用有限
2016—2021 年	典型港口公式： $P = 50\% \times 535 + 50\% \times \text{综合指数}$	形成市场压舱石；2021 年极端行情暴露 535 元基准偏低及履约不足
2022—2024 年	$P = 50\% \times 675 + 50\% \times \text{三指数}$ （国煤综合、环渤海动力煤价格、CCTD 秦皇岛）均值，570-770 元/区间运行	显著提升能源保供，但现货低于长协时可能出现提货积极性下降
2025 年	$P = 50\% \times 675 + 50\% \times \text{四指数}$ （三指数+CECI 沿海电煤采购价格指数）均值，570-770 元/区间运行	CECI 等指数提升对现货采购变化的反映，减少公式与市场脱节
2026 年至今	港口：675 + 四项港口指数；产地：当地中值基准 + 四项产地指数。均受合理区间约束	减少产地全年固定价倒挂，提高煤企、电企双向履约激励

资料来源：发改委，全国煤炭交易平台官网，申万宏源研究

签约范围的政策重心由扩大覆盖转向合同真实、煤质匹配和可履行性。17—20年，煤企和电企年度长协签约量总体均以不低于自身供应量或采购量的 75%为主。2021 年煤企提至自有资源量 80%；发电企业仍为年度用量 75%，使用进口煤，国内采购量 80%须签长协。**22—23 年保供要求最强：**煤企自有资源量 80%、21 年 9 月以来核增产能原则上全部签长协，发电供热企业扣除进口煤后的国内需求原则上全覆盖。2024 年电企最低比例调整为核定需求 80%，鼓励 100%；2025—2026 年煤企降至 75%，电企维持 80%。

履约管理从年度结果考核逐步下沉到月度。2017 年已要求季度履约率不低于 80%、年度不低于 90%；18—19 年继续强调年度 90%，并要求年度量分解到月。2020 年再次明确季度 80%、年度 90%。**2021 年首次形成稳定统一的“月度 80%、季度 90%、年度 90%”标准，之后成为制度基线，**并在迎峰度夏、迎峰度冬和供暖期提高要求。2024 年年度强调原则上全部履约；2025—2026 年恢复为年度原则上完成、最低通常不低于 90%。数据由集团汇总转为供需双方逐笔报送，不一致按较低值认定，未报送可按未履约或零履约计算。

监督惩戒由行政约谈发展为平台监测、信用约束、运力联动和政策资源挂钩。2017 年对签约或履约不足者采取提醒、约谈和通报；年度签约低于 75%或履约低于 90%时，煤企可能受到差别电价、产能政策约束，电企可能被压减发电计划或限制直接交易。2018 年后，重点合同纳入月度统计和季度考核，严重失信者可进入黑名单。2021 年起，虚假合同、抢占运力、不报送数据或经提醒仍不达标均进入信用记录，并影响下一年度签约和运力配置。2022 年后全国煤炭交易中心统一归集数据，拒不整改者实施信用惩戒；25—26 年又采用红黄绿灯公示，供需数据不一致取低值，监管进一步穿透到单笔合同。

表 4：电煤长协政策核心指标演变对照表

年份/阶段	签约占比要求	月度履约率要求	季度履约率要求	年度履约率要求
2017—2020 年	煤企/电企：年度供应量或采购量原则上≥75%	无统一门槛	≥80%	≥90%
2021 年	煤企：自有资源量≥80%；电企：年度用电量≥75%，进口煤电厂国内煤采购量≥80%	≥80%	≥90%	≥90%
2022 年	煤企：自有资源量≥80%，2021 年 9 月以来核增产能原则上全部签订；电企：扣除进口煤后的国内需求原则上全覆盖（100%）	≥80%	≥90%	≥90%
2023 年	煤企：自有资源量原则上≥80%；电企：扣除进口煤后国内需求原则上全覆盖，组织量通常≤上年国内用电量 105%	≥80%	≥90%	≥90%
2024 年	煤企：自有资源量≥80%；电企：核定需求≥80%，鼓励 100%	≥80%	≥90%	原则上 100%
2025 年	煤企：自有资源量原则上≥75%；电企：核定签约需求≥80%，其中 80%纳入重点监管	≥80%	≥90%	≥90%
2026 年	煤企：自有资源量原则上≥75%；电企：核定签约需求原则上≥80%，80%纳入重点监管	≥80%	≥90%	≥90%

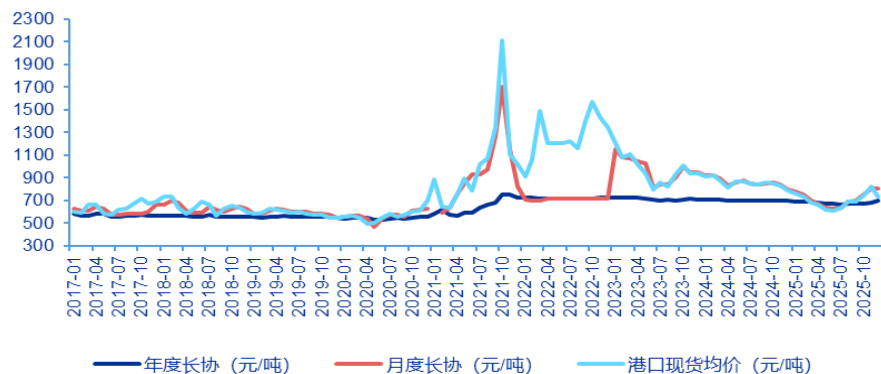
资料来源：国家发改委，申万宏源研究

2.2 电煤长协机制平抑煤价大幅波动

长协价成为市场价的压舱石和稳定器，尤其在煤价暴涨暴跌时，约束市场价的波动区间：**第一**，长协价采用年度基准价+月度浮动价，从规则上限制价格波动幅度；基准价由国家结合成本、供需、行业利润核定，避免市场价受短期情绪、资金炒作大幅偏离。**第二**，国家强制要求高履约率，长协价成为实际成交的主流价格，倒逼现货价向长协价靠拢。**第三**，长协价的稳定性明确市场价格预期，减少投机行为，引导现货价回归理性区间。

以 2021 年煤炭市场暴涨、22-23 年煤价回落的极端周期为例：21 年 2 月-10 月港口现货价从 642 元/吨飙升至 2110 元/吨；同期年度长协价由 614 元/吨升至 754 元/吨，波动明显小于现货，锁定核心用煤成本，抑制现货价进一步非理性上涨。22 年 10 月-23 年 8 月港口现货价从 1567 元/吨跌至 824 元/吨，跌幅 47.43%；同期年度长协价由 719 元/吨降至 704 元/吨，为煤企提供相对稳定的收入基准。

图 9：2017 年 1 月-2025 年 12 月长协价与港口现价



资料来源：煤炭市场网，申万宏源研究

（一）对电力企业盈利影响：成本稳定器，业绩减震器

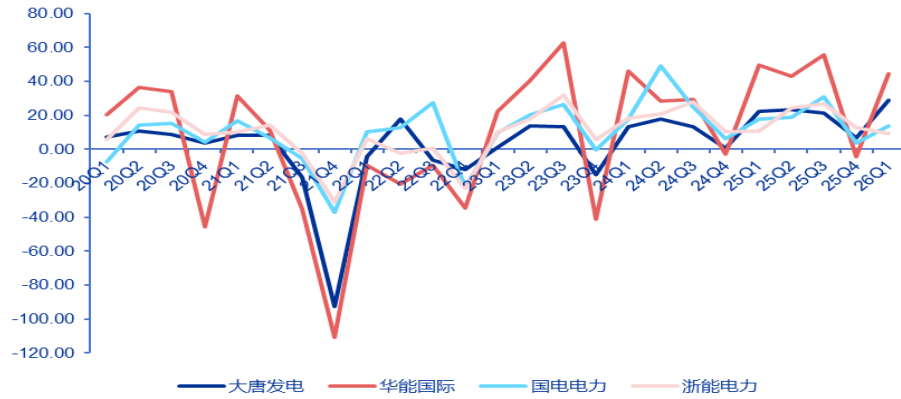
2021 年中电联发布的《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》指出，电煤供需阶段性失衡，煤炭价格创历史新高，2021 年因电煤价格上涨导致全国煤电企业电煤采购成本额外增加 6000 亿元左右。在此期间浙能电力、大唐发电、华能国际等多家火电上市公司发布 2021 年预亏公告。其中 21Q3 浙能电力迎来了上市 8 年以来首次年度预亏，亏损 2.15 亿元；华能国际单季亏损 34.99 亿元；大唐发电亏损 16.23 亿元。21Q4 火电企业亏损达到顶峰。

为扭转煤电倒挂、保障能源安全，国家发改委于 2022 年 2 月出台《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，明确秦皇岛港长协合理区间为 570-770 元/吨，并对应设定山西出矿长协价 370-570 元/吨。山西率先大规模签订电煤长协。长协覆盖率提高后，电厂减少在旺季高价抢购现货煤，燃料成本波动被部分平滑；但当现货煤价快速下跌、长协价调整滞后时，高比例提货义务也会削弱电厂降本空间。

以煤电装机占比较高的华能国际为例，其单季度归母净利润从 2020 年一季度盈利 20.60 亿元、二季度盈利 36.73 亿，到四季度亏损 45.68 亿；2021 年煤价大涨后，三、四季度分别亏损 34.99 亿、110.47 亿，2022 年四个季度分别亏损 9.56 亿、20.52 亿、9.34

亿和 34.45 亿元。2022 年上调长协基准并实施合理区间，同时燃煤市场交易电价允许上浮、煤价回落，华能国际 2023 年二、三季度利润恢复至 40.58 亿和 62.55 亿元，2024 年一季度为 45.96 亿元，2025 年三季度为 55.79 亿元，2026 年一季度为 44.84 亿元。数据表明长协与电价改革共同压缩了极端亏损概率，但利用小时数、市场电价、容量电价、煤质、运费、减值等仍会造成显著季度波动，尤其第四季度利润还常受年度减值和结算因素影响。

图 10：20Q1-26Q1 主要火电企业单季度归母净利润（亿元）

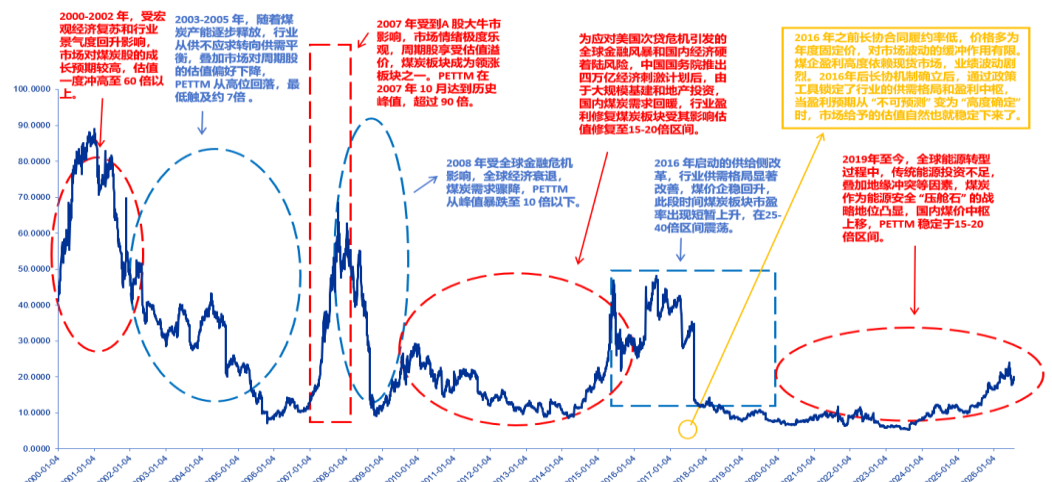


资料来源：Wind、申万宏源研究

2.3 长协机制变化对煤炭板块估值的影响

2022 年 2 月，国家发改委将秦皇岛 5500 大卡动力煤长协基准价由 535 元/吨上调至 675 元/吨，并确立 570-770 元/吨的合理区间，成为煤炭板块估值修复的关键政策拐点。而 2022 年以来高股息风格的强化，则提供了煤企估值中枢提升的市场环境。长协通过锁定基础销量、上调基准价和合理区间，使煤企盈利从完全跟随现货价波动转向中长期合同收入打底、市场煤提供弹性。对于低成本、高长协、资本开支可控的煤企，盈利底部、分红能力和自由现金流可预测性均提升。估值框架应由景气高点低 PE 逻辑，逐步转向稳定现金流、股息率逻辑，应获得类似公用事业和高股息资产的估值溢价。

图 11：2000 年至今煤炭板块 PETTM 复盘



资料来源：iFinD、申万宏源研究

2000-2012 年这一阶段重点合同煤与市场煤并行，履约约束较弱、长协履约率较低。煤价在 2008 年、2011 年出现极端高价，又在 2012 年后快速回落，板块 PE 在 10-40 倍

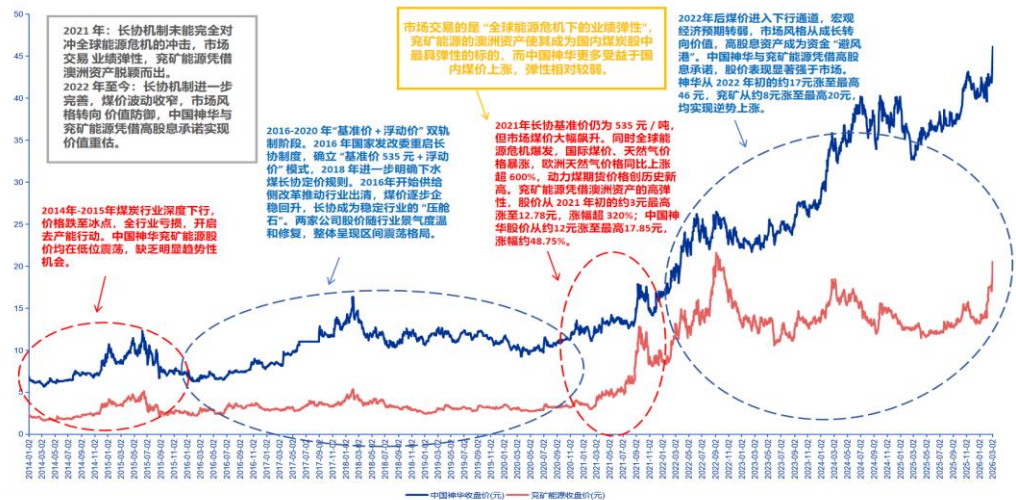
区间剧烈波动，市场定价核心是博弈煤价弹性、业绩与估值均缺乏稳定锚。

2017年在供给侧改革后，正式确立535元/吨基准价+浮动价的长协定价机制，长协覆盖率提升，行业盈利波动性明显收窄。板块PE中枢收敛至8-12倍，波动幅度显著降低，但市场仍将煤炭视为强周期板块，对煤价下行风险较为谨慎。

2022年长协基准价由535元/吨上调至675元/吨，并明确5500大卡动力煤长协合理区间570-770元/吨。长协覆盖率在核心煤企已超80%，履约率提升至80%-90%。长协机制成为煤企盈利稳定器，收入与利润可预测性大幅增强，行业PE中枢抬升至10-15倍。

复盘近年来煤价变动的几个阶段，以高长协比例的中国神华和高市场煤比例的兖矿能源为例，两家公司对比表明：极端价差扩大时，高市场煤公司获得业绩弹性溢价；价差收敛、或煤价下跌时，高长协公司更容易获得确定性溢价。

图 12：2014 年至今中国神华和兖矿能源股价复盘



资料来源：ifind、申万宏源研究

(1) 中国神华：高长协比例带来确定性溢价

据公司2025年报，中国神华长协煤占比约70%，煤炭、铁路、港口和电力一体化使其不仅能够锁定销量，也能够保留运输和发电环节利润。21—22年现货煤价极端上涨时，高长协比例限制了其售价及利润弹性，因此其股价弹性弱于高市场煤公司；但当煤价自高位回落时，公司高长协的销售结构和一体化运营又显著缓冲盈利下滑。其年均PE（TTM）由2020年约8倍、2022年10.2倍，提高至2024年13.9倍、2025年14.2倍，2026年1-7月，公司平均PE（TTM）为18.1倍，市场开始给予其盈利稳定性和高分红溢价。

(2) 兖矿能源：高市场煤比例带来弹性，也带来更高波动

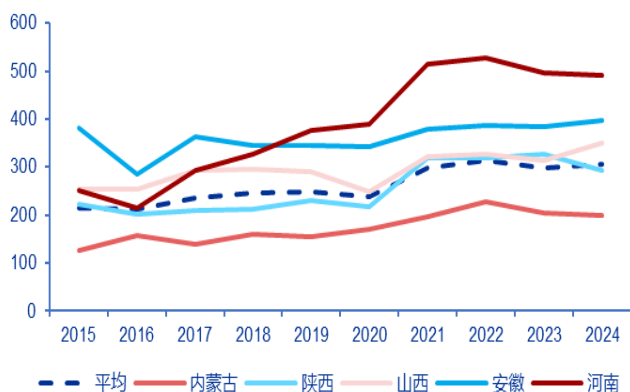
兖矿能源市场煤占比较高，且澳洲煤炭业务更多采用指数或现货定价。因此，21—22年全球煤价上涨时，公司利润对煤价弹性更强，年均PE（TTM）由2020年约5.6倍升至2021年10倍，在21年9月份曾达到19倍以上。随后因2022年利润大增，23年均PE降至5.8倍。但由于22年四季度以后，煤价下跌，公司利润随之下行。2024年年均PE（TTM）为9.1倍。25年7月，随着煤价上涨，公司PE（TTM）由10倍左右开始上升，26年1-7月平均PE（TTM）为20.1倍，反映了市场对未来煤价修复的博弈。

3. 优质煤企价值重估：资源壁垒与估值体系跃升

3.1 行业成本中枢上行，长协价之锚有望边际抬升

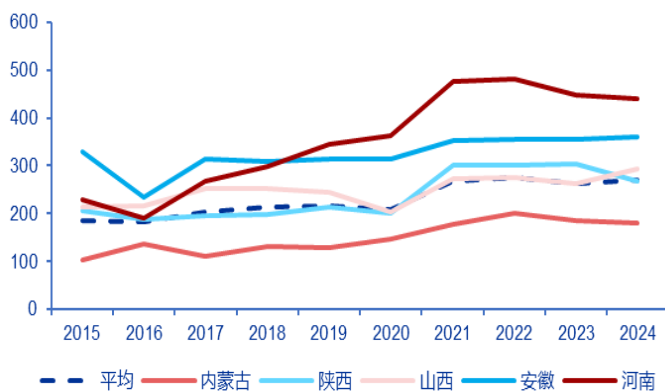
以动力煤企业为例，2015-2024 年，蒙/陕/晋/皖/豫样本动力煤企业，完全成本均值由 216 元/吨增长至 306 元/吨，年化增幅（CAGR）4%，其中生产成本均值由 161 元/吨增长至 231 元/吨。河南动力煤完全成本增幅最大，年化增幅高达 7.7%；陕西、山西动力煤完全成本相对稳定，分别由 222 元/吨、252 元/吨增长至 294 元/吨、349 元/吨。2015 至 2024 年，行业的现金成本由 185 元/吨增长至 270 元/吨，其中山西由 213 元/吨增至 294 元/吨；陕西由 207 元/吨增至 268 元/吨；内蒙由 104 元/吨增至 181 元/吨。

图 13：15-24 年主要产地动力煤完全成本（元/吨）



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图 14：15-24 年主要产地动力煤现金成本（元/吨）

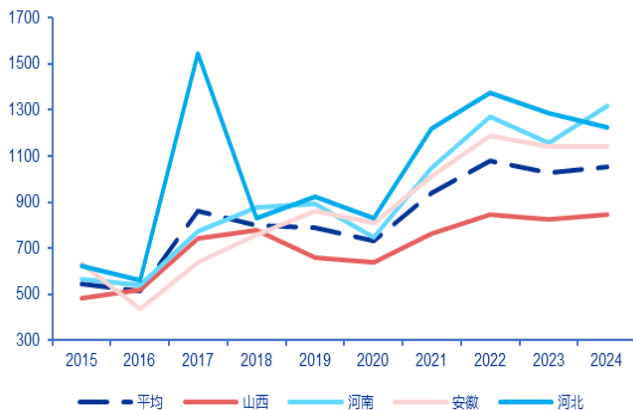


资料来源：各公司公告，申万宏源研究

2015-2024 年样本焦煤企业吨煤生产成本中枢抬升。整体生产成本中枢上升，四地平均生产成本从 432 元/吨上升至 814 元/吨，年化增幅 7.3%。2015-2024 年，样本焦煤企业平均完全成本呈上升趋势。从 546 元/吨抬升至 1051 元/吨，年化增幅 7.6%。其中，2016 至 2017 年，由 515 元/吨上涨至 864 元/吨；2022 年成本达阶段性高点 1081 元/吨，随后小幅回落，但 2024 年仍维持在 1051 元/吨的高位。

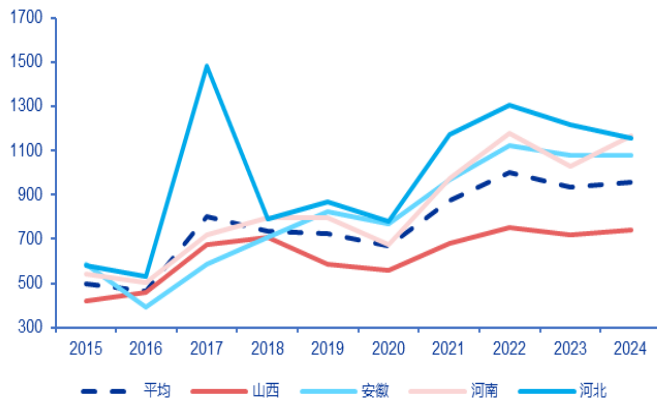
2015-2024 年，样本焦煤企业现金成本由 496 元/吨增至 957 元/吨，年化增幅 7.6%，其中山西的现金成本由 423 元/吨增长至 741 元/吨，年化增幅 6.4%。

图 15：15-24 年焦煤完全成本（元/吨）



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

图 16：15-24 年焦煤现金成本（元/吨）



资料来源：各公司公告，申万宏源研究

2024 年，蒙/陕/晋/皖/豫代表上市煤企，动力煤生产成本分别为 143、196、258、345、397 元/吨，坑口完全成本分别为 198、294、349、396、491 元/吨，现金成本分别为 181、268、294、360、440 元/吨。若不考虑动力煤热值差异，2024 年我国样本动力煤生产企业的平均吨煤生产成本为 231 元。

表 5：2024 年国内主要煤炭企业动力煤成本情况（元/吨）

	中国神华	陕西煤业	中煤能源	山煤国际	晋控煤业	华阳股份	昊华能源	电投能源	内蒙华电	新集能源	郑州煤电
动力煤生产成本	179.0	196.3	224.3	259.0	246.3	300.6	155.4	89.3	147.0	345.4	396.8
其中：原材料、燃料及动力	27.4	28.5	58.1				25.0	22.7		40.9	42.5
人工成本	47.3	49.3	57.3				52.3	34.2		140.3	147.5
修理费	9.2		10.9					4.2		18.3	18.7
折旧及摊销	21.0	25.1	45.3	54.3	47.7	72.3	28.5	8.3	11.3	36.4	51.8
其他成本	74.1	157.2	52.7				49.7	20.0		109.5	136.3
其中：维简安全费、矿务工程费	53.4	68.6	36.9					20.0		62.5	77.0
生产辅助费	12.6										
征地及塌陷补偿、环保支出	8.2	13.1								13.9	19.8
资源税	39.0	50.4	40.6	48.1	39.0	47.7	39.0	27.2	35.3	11.5	10.0
期间费用（剔除财务费用）	32.9	46.9	45.4	57.5	33.0	54.6	39.9	8.0	1.5	39.1	84.6
其中：销售费用	1.2	5.1	6.6	9.6	4.1	2.2	6.5	0.5	-	2.5	8.8
管理费用	25.1	38.3	33.8	37.2	18.4	33.8	32.8	7.0	0.9	36.5	66.6
研发费用	6.6	3.6	4.9	10.8	10.5	18.7	0.5	0.6	0.6	0.0	9.2
完全成本	251	294	310	365	318	403	234	125	184	396	491
现金成本	230	268	265	310	271	331	206	116	173	360	440

资料来源：各公司公告，申万宏源研究

样本焦煤企业中，2024 年晋/皖/豫/冀吨焦煤生产成本分别为 653、848、1168、861 元/吨，坑口完全成本为 845、1141、1317、1224 元/吨，现金成本为 741、1077、1168、1156 元/吨。分区域看，呈山西、安徽、河北、河南递增格局。

表 6：2024 年国内主要煤炭企业焦煤完全成本（元/吨）

	首钢资源	潞安环能	山西焦煤	淮北矿业	恒源煤电	平煤股份	开滦股份
焦煤单位成本	720.4	492.1	746.5	778.9	917.8	1168.2	860.5
其中：原材料、燃料及动力							63.5
人工成本							401.7
折旧及摊销	96.0	57.1	158.9	61.1	67.2	148.3	68.1
其他成本							
其中：修理费							
维简安全费、洗选加工费、矿务工程费	47.0						
生产辅助费							
征地及塌陷补偿、环保支出、税费							
资源税	88.0	57.8	85.2	27.4	30.2	18.1	52.9
期间费用（剔除财务费用）	101.9	116.1	127.0	286.2	241.3	130.4	310.8
其中：销售费用	35.2	3.9	10.4	10.5	13.8	13.4	46.0
管理费用	66.7	86.0	92.5	173.6	145.5	58.8	165.3
研发费用		26.2	24.2	102.2	82.1	58.2	99.5
完全成本	910	666	959	1092	1189	1317	1224
现金成本	814	609	800	1031	1122	1168	1156

资料来源：各公司公告，申万宏源研究

煤炭长协价遵循边际成本定价逻辑，随着开采难度与合规成本上升，高成本产能被迫顶上，预计将推涨长协基准价。禀赋优异的煤企生产成本远低于边际线，赚取超额利差意味着变相大幅受益。**长期看，在开采成本刚性上移驱动下，长协价中枢将呈稳健上行趋势。**

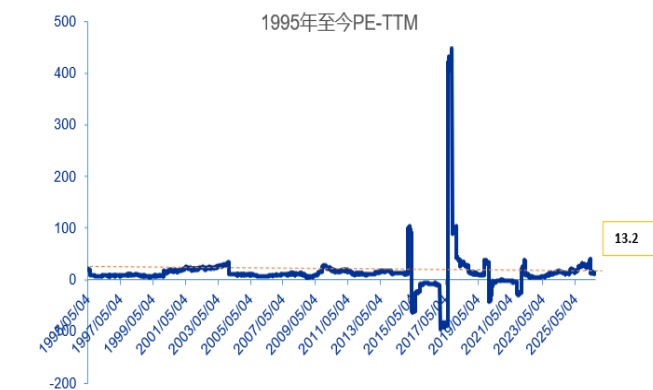
3.2 从巴菲特入局西方石油看传统能源估值体系重塑

供需紧平衡与优质资源稀缺性共同推动传统能源价值重估。 全球石油备用产能见底、行业长期投资不足以及需求持续增长，可能导致中长期供需缺口，对油价形成支撑，地缘冲突事件也进一步加剧了能源价格的波动和上涨。在此背景下，优质油气资源的战略价值更加突出。西方石油核心资产位于二叠纪盆地，2025 年该盆地占美国原油产量超过 49%，公司占该盆地产量接近 10%，较好的资源禀赋和成本优势使公司在油价波动中具备更强的盈利弹性。

能源结构转变节奏的缓慢和长期性，强化了化石能源需求的韧性。 巴菲特认为，石油和天然气在未来几十年仍将是全球经济的重要支柱，能源转型并不意味着传统能源需求会在短期内快速消失。与此同时，在高通胀环境下，能源资产能够提供一定的保值作用，原油也具有通胀对冲属性。随着市场更加重视资源稀缺性、成本优势和长期现金流，**传统能源企业的投资逻辑正由单纯依赖短期价格波动，逐步转向对长期资源价值和盈利稳定性的重新定价。**

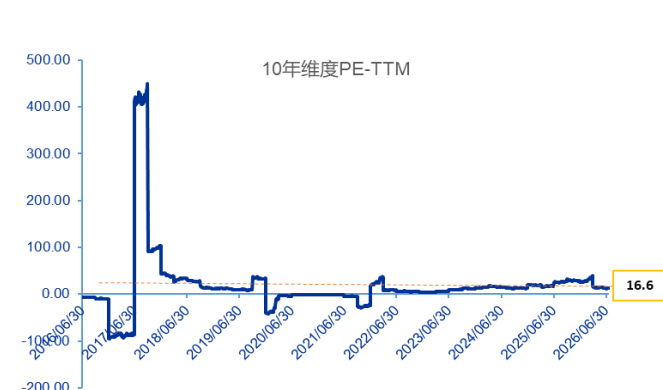
高壁垒、高现金流的金融属性和“HALO”属性，推动传统能源估值体系逐步修复。 西方石油估值演变表明，市场正在重新认识优质传统能源企业的长期价值，其估值不再仅由短期油价和周期波动决定，而是更多反映资源禀赋、现金流创造能力和战略安全属性。我们认为，煤炭股未来在战略安全资源属性修复背景下，可以对标西方石油上市以来的估值体系，1995 年至今/10 年维度/1 年维度，PE-TTM 均值约为 13/17/20+倍。**具备优质资源、成本优势和稳定现金流的煤炭企业，有望获得更高的估值中枢。**

图 17：西方石油 1995 年至今 PE-TTM（倍）



资料来源：iFinD，申万宏源研究

图 18：西方石油 10 年维度 PE-TTM



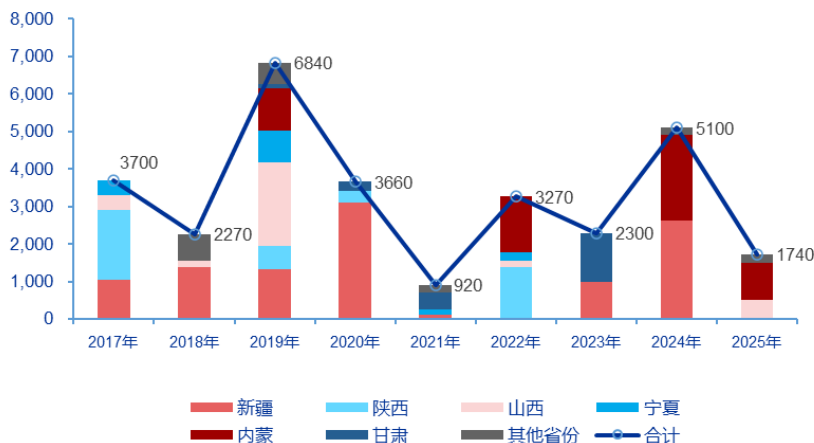
资料来源：iFinD，申万宏源研究

3.3 供给侧刚性约束：新增产能严格管控托底煤价，格局持续优化

2020 年是中国煤炭行业产能扩张周期的分水岭。此后，国家对新建煤矿的审批态度发生根本性转变，转向严控增量、优化存量，新批产能规模逐年收缩。2024 年，获批项目几乎全部集中在新疆和内蒙古，而山西、陕西等传统产煤大省的批复节奏明显放缓，反映出国家对煤炭开发重心向西部战略转移。

2025 年审批收紧进一步强化，全国仅批复 3 个煤炭项目，合计产能约 1740 万吨/年。从区域分布看，除山西个别改扩建项目外，其余产能依旧集中在内蒙古、青海等西北地区，交通基础设施薄弱，煤炭外运成本较高，即便产能释放也受制于外运运力瓶颈。

图 19：能源局批复新增煤矿产能大幅降低（万吨）



资料来源：发改委产能统计，国家能源局，公司公告、申万宏源研究

备注：以项目批复日期为准

未来三年确定性预计新增产能约 8800 万吨，未来难现大规模产能增量。根据发改委公告和各集团信评报告，目前在建的煤矿产能合计为 1.9 亿吨，其中 26-28 年三年内确定性新增产能约为 8800 万吨，其余产能投产时间存在较大不确定性。

表 7：未来三年可投产在建产能梳理（万吨/年）

产能状态	产能规模（万吨/年）	备注
在建产能	19010	
预计 2026 年投产产能	1760	淮北陶忽图、华阳泊里、中煤苇子沟、兖矿五彩湾四号等产能
预计 2027 年投产产能	4140	中煤里必、中煤集团新疆条湖一号、华电准东西黑山矿等产能
预计 2028 年投产产能	2900	兖矿油房壕、神华杭锦能源塔然高勒煤矿等产能
无法确定投产时间产能	10210	投资进度存在不确定性

资料来源：各集团信评报告，发改委产能统计，国家能源局，公司公告、申万宏源研究

连续数年的对于产能批复的收缩、叠加行业过去几年缺乏资本开支带来的在建产能有限，正深刻重塑供给格局。西部偏远地区新增产能难以有效弥补传统产区衰减缺口，反而因运距拉长推升综合成本，将强化国内煤炭总量紧平衡、区域结构错配的矛盾，为中长期煤价中枢提供供给侧支撑。

4. 关键结论与投资分析意见

4.1 煤企盈利底抬升、周期属性弱化，电价改革强化煤价传导

我们认为，长协机制带来的对煤炭行业的投资价值提升主要体现在以下三点：

第一，长协价中枢上移，低成本煤企盈利底部抬升。港口长协基准价由 535 元/吨提高至 675 元/吨，设置 570—770 元合理区间。对资源禀赋好、单位成本低且资本开支可控的煤企而言，成本相对刚性、但收入随长协中枢抬升而提高，即吨煤利润和自由现金流下限随之上移，低成本优质煤企具备盈利中枢增长属性。

第二，煤炭行业的周期属性正在弱化，估值中枢具备上移基础。高比例长协锁定基础销量，履约考核降低销量剧烈波动的概率；合理价格区间和指数联动则压缩煤价极端涨跌的尾部风险。行业盈利由“完全取决于现货煤价”转向“长协收入打底、现货资源提供弹性”。当盈利可预测性、分红能力和自由现金流稳定性提升后，企业有条件获得稳定资产溢价。

第三，电力市场化改革增强煤价传导能力，反而有利于煤价中枢维持较高水平。燃煤市场交易电价浮动范围扩大，容量电价开始补偿煤电固定成本，辅助服务和供热收入也拓宽了成本回收渠道。电企收入端不再完全受固定标杆电价约束，煤价上涨可被部分传导。长协由煤电双方争夺存量利润的零和安排，逐步转为稳定燃料供应和协调成本传导的机制，降低了因高煤价触发火电系统性亏损及随之而来的行政压价的概率。

4.2 投资分析意见

行业需求虽然已由高速增长切换至平台期，但供给端受资源禀赋、安全环保等因素约束，难以再出现过去那种无序扩张；长协机制与稳价政策显著提高了优质公司的利润下限和股东回报确定性。因此，煤炭板块当前的投资价值，在于获取确定性的自由现金流回报与周期底部向上弹性。**若从配置框架看，建议以高股息标的作为底仓，以市场煤弹性标的作为增强仓位。**

中期维度看，煤炭行业将呈现三方面特征。**第一，需求底部韧性仍强。**煤电在电力系统中的调峰角色决定了煤炭需求不会快速下滑，化工耗煤则继续构成边际支撑。**第二，资源禀赋、安全和环保约束等因素使得供给侧整体呈收缩态势。****第三，长协机制使得煤价中枢更稳定，**估值定价基础将更偏向稳态现金流而非纯粹现货弹性。

我们认为，政策主导下的稳价机制将延续，煤价预计围绕合理区间运行，煤价及煤企盈利底部显著强于历史低迷期；煤企逐步具备高股息、低资本开支、充裕的现金流等显著特征。推荐稳定经营、高股息标的**中国神华、陕西煤业、中煤能源**，建议关注**鄂尔多斯**；具备市场煤弹性或区域资源优势的标的**兖矿能源、华阳股份、特变电工**，建议关注**晋控煤业、山煤国际**；兼具煤电联营和成长逻辑的标的可关注**新集能源、淮河能源**，建议关注**煤电铝一体化经营的电投能源**；推荐低估值焦煤标的**山西焦煤、淮北矿业、潞安环能、平煤股份**，建议关注**恒源煤电**。

表 8：重点公司估值表 (元/股, 亿元, 元, 倍)

代码	公司	股价	总市值 (亿元)	EPS				PE				PB
		2026/8/6		25A	26E	27E	28E	25A	26E	27E	28E	
601088.SH	中国神华	43.97	9537	2.66	2.70	2.83	2.96	17	16	16	15	2.0
601225.SH	陕西煤业	24.88	2412	1.73	2.12	2.23	2.30	14	12	11	11	2.6
600188.SH	兖矿能源	21.27	2135	0.84	1.77	1.85	1.96	25	12	11	11	2.9
601898.SH	中煤能源	14.20	1883	1.35	1.56	1.63	1.67	11	9	9	8	1.1
601699.SH	潞安环能	16.24	486	0.37	1.18	1.32	1.46	44	14	12	11	1.1
000983.SZ	山西焦煤	6.67	379	0.21	0.51	0.56	0.61	32	13	12	11	1.0
600348.SH	华阳股份	8.55	308	0.43	0.71	0.80	0.90	20	12	11	9	1.1
600985.SH	淮北矿业	16.50	444	0.56	1.24	1.58	1.68	29	13	10	10	1.1
600546.SH	山煤国际	13.22	262	0.59	1.11	1.20	1.31	22	12	11	10	1.6
002128.SZ	电投能源	27.79	869	2.42	2.41	2.58	2.72	11	12	11	10	1.7
601666.SH	平煤股份	8.92	220	0.09	0.53	0.61	0.69	95	17	15	13	1.0
601001.SH	晋控煤业	17.78	298	1.09	1.46	1.59	1.72	16	12	11	10	1.6
600089.SH	特变电工	21.18	1070	1.16	1.55	1.88	3.32	18	14	11	6	1.5
600123.SH	兰花科创	6.99	103	-0.37	0.29	0.47	0.63	/	24	15	11	0.7
600740.SH	山西焦化	3.62	93	0.03	0.27	0.32	0.38	112	13	11	10	0.6
600971.SH	恒源煤电	8.26	99	-0.16	0.42	0.59	0.87	/	20	14	9	0.9
601918.SH	新集能源	9.82	254	0.83	0.90	0.96	0.99	12	11	10	10	1.5
600575.SH	淮河能源	3.41	244	0.24	0.22	0.27	0.29	14	15	13	12	1.2
600508.SH	上海能源	8.72	88	0.31	0.64	0.68	0.79	28	14	13	11	0.7
平均								31	14	12	10	1.4

资料来源：Wind，申万宏源研究

注：陕西煤业、兖矿能源、中煤能源、潞安环能、山西焦煤、淮北矿业、特变电工、华阳股份盈利预测来自申万研究，其余来自万得一致预期。

5. 核心假定的风险

宏观经济超预期下滑，煤炭需求低于预期：煤炭需求和宏观经济发展密切相关。若后续煤炭需求低于预期，将直接影响煤炭供需关系。

新能源供给增量超预期，储能技术发展高于预期：现阶段风电光伏等新能源发电存在不稳定的特点，叠加当前储能技术的限制，导致对于煤炭和天然气有一定的电力调峰需求。若新能源供给增量超预期，或者储能技术的成本问题得以解决，需求下滑会导致煤炭等基础能源存在价格下跌的风险。

国际煤炭需求大幅下滑，国际煤价超预期下跌：国际煤炭需求旺盛、国际煤价高位运行，则导致国际国内价格倒挂，抑制进口量。若国际用煤需求大幅下滑，则会导致国际煤价下跌，进口量进一步增加的情况下预计带来煤价下跌风险。

信息披露

证券分析师承诺

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，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

与公司有关的信息披露

本公司隶属于申万宏源证券有限公司。本公司经中国证券监督管理委员会核准，取得证券投资咨询业务许可。本公司关联机构在法律许可情况下可能持有或交易本报告提到的投资标的，还可能为或争取为这些标的提供投资银行服务。本公司在知晓范围内依法合规地履行披露义务。客户可通过 compliance@swsresearch.com 索取有关披露资料或登录 www.swsresearch.com 信息披露栏目查询从业人员资质情况、静默期安排及其他有关的信息披露。

机构销售团队联系人

华东团队	茅炯	021-33388488	maojiong@swwhysc.com
华北团队	肖霞	15724767486	xiaoxia@swwhysc.com
华南团队	王维宇	0755-82990590	wangweiyu@swwhysc.com
华北创新团队	潘烨明	15201910123	panyeming@swwhysc.com
华东创新团队	朱晓艺	18702179817	zhuxiaoyi@swwhysc.com

股票投资评级说明

证券的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

买入 (Buy)	：相对强于市场表现 20% 以上；
增持 (Outperform)	：相对强于市场表现 5% ~ 20%；
中性 (Neutral)	：相对市场表现在 - 5% ~ + 5% 之间波动；
减持 (Underperform)	：相对弱于市场表现 5% 以下。

行业的投资评级：

以报告日后的 6 个月内，行业相对于市场基准指数的涨跌幅为标准，定义如下：

看好 (Overweight)	：行业超越整体市场表现；
中性 (Neutral)	：行业与整体市场表现基本持平；
看淡 (Underweight)	：行业弱于整体市场表现。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。申银万国使用自己的行业分类体系，如果您对我们的行业分类有兴趣，可以向我们的销售员索取。

本报告采用的基准指数：沪深 300 指数 (A 股)、恒生中国企业指数 (H 股)、纳斯达克指数 (美股)

法律声明

本报告由上海申银万国证券研究所有限公司（隶属于申万宏源证券有限公司，以下简称“本公司”）在中华人民共和国内地（香港、澳门、台湾除外）发布，仅供本公司的客户（包括合格的境外机构投资者等合法合规的客户）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。客户应当认识到有关本报告的短信提示、电话推荐等只是研究观点的简要沟通，需以本公司 <http://www.swsresearch.com> 网站刊载的完整报告为准，本公司接受客户的后续问询。本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的真实性、准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，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。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为作出投资决策的惟一因素。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本公司特别提示，本公司不会与任何客户以任何形式分享证券投资收益或分担证券投资损失，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。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司强烈建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司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。市场有风险，投资需谨慎。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告作出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记，未获本公司同意，任何人均无权在任何情况下使用他们。