

中国平安 PINGAN

专业·价值

专业 让生活更简单

证券研究报告

动力煤深度： 基本面和高股息双翼驱动投资价值

有色与新材料 强于大市（维持）

平安证券研究所 有色与新材料研究团队

分析师：陈潇榕 S1060523110001（证券投资咨询） 邮箱：chenxiaorong186@pingan.com.cn

研究助理：马书蕾 S1060122070024（一般从业资格） 邮箱：mashulei362@pingan.com.cn

2024年7月5日

请务必阅读正文后免责条款

平安证券

核心摘要

- **动力煤价格体系：长协交易为主，基本面重塑后煤价中枢抬升。**我国煤炭定价机制的主导因素主要有两种，一种是供求关系决定的市场化定价，另一种是国家干预的长期协议价。改革开放以来，我国动力煤价格机制的形成经历了4个阶段，分别是1978-1992年政府管制下的计划经济定价、1993-2012年价格双轨制、2013-2015年市场化定价、2016年至今长协定价为主导，2021-2022年供需基本面重塑，长协定价机制调整，基准价由535元/吨上调至675元/吨，整体煤价中枢上移。
- **基本面：需求弹性尚显强劲，供给增量弹性有限。****需求端**，2020年以来我国发电量/GDP弹性系数均大于1，在新能源、AI等新质生产力加快内需释放和制造业出口持续回暖的共振驱动下，中性预期2024年我国全社会用电量增速约6.5%，电煤消耗量有望同比增长3.6%左右，叠加化工用煤高增带动非电煤需求，预计2024年动力煤耗量同比增加约3.5%至41.81亿吨。**供给端**，2019年为我国煤矿批复高峰期，此后新批煤矿产能明显下降，且在2022年前后为解决供不应求问题加快了产能释放，因此我们认为中远期煤炭供应增量或有限。按照2024年煤炭主产地规划，山西因查三超调减目标值，其余省以稳为主，晋陕蒙新黔鲁六省全年计划原煤产量合计约为40.5亿吨，较2023年仅同比增加0.2亿吨，增速显著放缓。此外，中小型煤矿持续出清，落后产能淘汰或进一步削减煤炭供应增量。我们预期2024年我国动力煤产量增加约0.32亿吨至38.06亿吨，澳煤进口恢复和蒙煤低价优势下动力煤净进口预期增加8%至3.76亿吨，预计今年我国动力煤供需将呈紧平衡状态。从新批煤矿分布来看，内蒙和新疆规模领先，近年来疆煤产量贡献持续提高，“一主两翼”铁路线成型打开疆煤外运格局，未来疆煤或提供我国煤炭主要增量。
- **成本端：生产成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢。**我国新批煤矿单位固定资产投资成本明显上移，特别是2019年煤矿批复高峰期后，以陕西历年新批煤矿为例，单吨投资成本从2011年的550元/吨提高至2022年的1492元/吨。同时，各主产地代表性煤企单吨生产成本也均呈明显抬升趋势，经梳理，各省代表性煤企2016-2023年单位生产运营成本涨幅如下：山西+65%，陕西+74%，内蒙古+95%，疆煤-广汇能源+72%。此外，疆煤坑口价相对其他地区处于低位，但整体呈抬升趋势，且外运疆煤高成本起到支撑价格中枢的作用，据测算，新疆吐哈煤田和准东煤田产出煤炭经铁路运至秦皇岛港综合成本达约886元/吨和1012元/吨。
- **从投资层面来看，煤企资本增厚、盈利改善，高股息高分红凸显投资价值。**资本开支方面，在经历了2013-2019年长期的低资本开支和产能出清后，2020年后煤企资本开支重启上行，2021年后煤价上涨增厚煤企资产、负债率显著回落，煤企资产负债表持续修复。资源型煤企用于煤炭矿井基建的资本支出自2012-2013年高点回落后，2015-2022年期间长期处于低位，部分煤企2023年基建支出才再次有所提升，考虑到煤矿3-5年的建设周期，2023年增加的资本开支或将在2026年后兑现为增产。股息分红方面，2021-2022年煤炭供需错配，长协基准价抬升，煤企净利润和现金流显著增厚，盈利改善和资产负债表的修复最终反馈在股息分红率的持续提升上，2016年以来代表性煤企年分红总额占经营性现金流的比例明显提高，国内煤企股息相对收益率自2021年显著提升后，目前仍处相对高位，国内煤炭股高资本回报优势凸显。此外，从估值角度来看，我国煤企EV/EBITDA相较于海外高分红资源型企业仍偏低，具备估值提升空间。
- **投资建议：**短期夏季用电高峰期将迎，看好三季度电煤需求释放，中期动力煤需求弹性尚显强劲，而供给增量有限，山西查三超产量削减幅度较大，其余主产地供应以稳为主，预计今年我国动力煤供需呈紧平衡状态，煤价中枢有较强支撑。此外，在当前国内相对低利率环境下，煤企股息分红相对收益率显著高于十年期国债率，具备较强确定性的相对高收益投资或更具吸引力。建议关注“中特估+高股息高分红”资源型煤企-中国神华、兖矿能源、陕西煤业、中煤能源。
- **风险提示。**1) 电力需求不及预期的风险。2) 水电贡献大幅增加挤占火电需求的的风险。3) 煤企资本开支大幅增加，股息率和分红比例下调的风险。4) 旺季需求不及预期，煤炭库存持续高位的风险。

CONTENT

目录

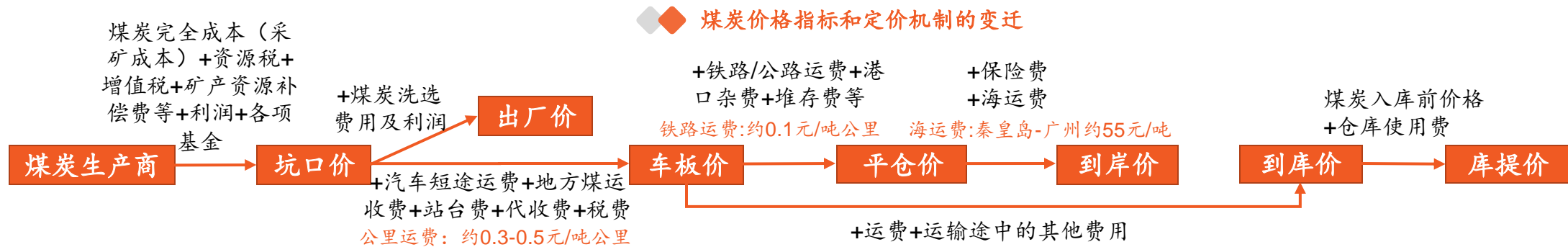


- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示



价格体系：长协交易为主、市价为辅，市价中运费高占比

- 我国煤炭定价机制的主导因素主要有两种，一种是供求关系决定的市场化定价，另一种是国家干预的长期协议价。据此，改革开放以来，我国动力煤价格机制的形成经历了4个阶段，分别是1978-1992年政府管制下的计划经济定价阶段、1993-2012年价格双轨制、2013-2015年市场化定价、2016年至今长协定价为主导。
- 我国煤炭具有“资源分布与需求分布空间错位”的特性，内陆晋蒙陕动力煤外运即“西煤东运”主通道是大秦铁路，而港口煤炭则集中于环渤海地区，秦皇岛港是我国“北煤南运”大通道的主枢纽港，由于供需区域的分离，煤炭产品从坑口价（成本+利润+地方税费等）到库提价间包含较高占比的运费，据煤炭资源网，煤炭本身坑口价格占终端价格的60%左右，中间运输环节的权重接近40%。



1992年前：政府管制

- 1) 1978年以前，煤炭生产由国家统一调配；
- 2) 1978-1992年，煤价主要由原煤炭工业部和国家物价局定价

1993-2012年向市场化定价过渡，实施价格双轨制

- 1) 1992年徐州和枣庄矿务局开展煤价市场化试点
- 2) 1994年国家宣布取消全国统一的煤炭计划价格
- 3) 1996年为确保电煤稳定供应，政府制定电煤指导价格
- 4) 2002年取消电煤政府指导价，提供参考性协调价格
- 5) 2004年建立煤电价格联动机制，形成电煤价双轨制
- 6) 2005年政府不再调控电煤价，但仍会采取临时性措施
- 6) 2009年网上汇总取代煤炭订货会，政府淡出煤价谈判

2013-2015年市场化定价

- 1) 2012.12.25国务院印发《关于深化电煤市场化改革的指导意见》，2013年起取消重点电煤合同，实施电煤价格双轨制
- 2) 2013年，动力煤/焦煤期货上市，建立全国煤炭交易会制度

2016年至今：长协+市场价

2016年底，政府推动煤电双方签订中长期合同，建立“基础价+浮动价”的长协价格机制

2022年至今：长协主导

2022年，长协定价机制调整，基准价格由535元/吨上调至675元/吨，并调整浮动价参考指数

资料来源：中国煤炭报，中国政府网，平安证券研究所

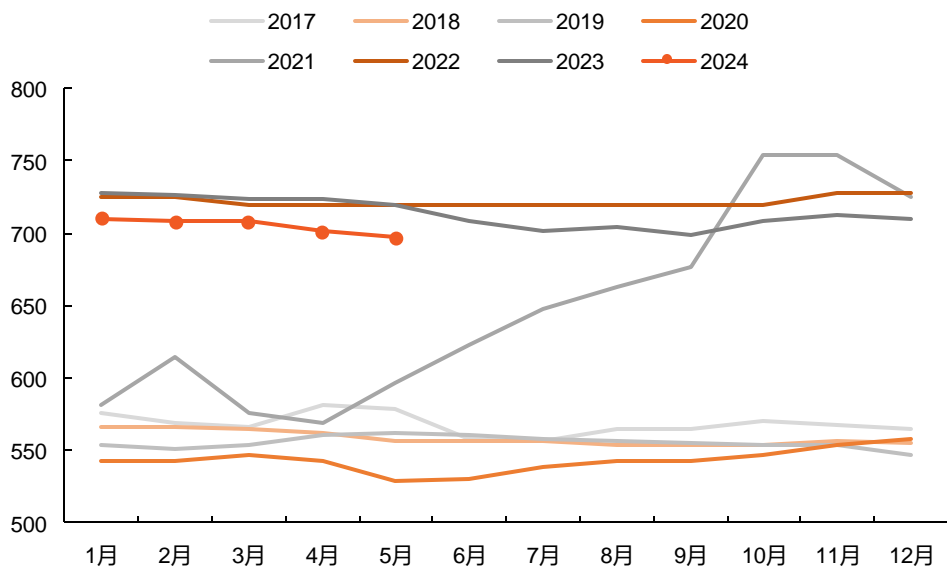


新长协定价机制抬升煤价中枢

■ 现阶段我国动力煤仍实行双轨制但以长协为主导，电煤要求100%执行长协定价，部分非电煤以市场价交易。2017年我国煤炭长协价执行“基准价+浮动价”的定价机制，2022年5月起，新长协机制落地实施，基准价从535元/吨调整为675元/吨，全国煤炭交易中心综合价格指数替代中国沿海电煤采购价格指数，新机制下，秦皇岛港动力煤(Q5500)年度长协港口区间价落于570元/吨-770元/吨，新长协机制提高基准价、减少浮动价波动性，整体抬升煤企盈利中枢的同时一定程度上保证了其盈利的长期稳定性。目前现货价实际反应的是非电煤市场供需变化，而长协价参考现货价格指数签订，因此电煤的供需对现货价也有较大影响，并起到支撑煤价中枢的作用。

新旧长协定价机制对比

我国动力煤长协价（元/吨）



	旧机制（2017年）	新机制（2022年）
定价公式	$535 * 0.5 + \text{上月最后一期的（环渤海动力煤价格指数} + \text{秦皇岛5500大卡动力煤综合交易价格} + \text{中国沿海电煤采购价格指数）} / 3 \times 50\%$	$675 * 0.5 + \text{每月最后一期的（全国煤炭交易中心综合价格指数CECI} + \text{环渤海动力煤价格指数} + \text{秦皇岛动力煤综合交易价格指数）} * 0.5 / 3$ 其中CECI是唯一参考发电侧电煤采购价的指数
价格浮动范围	浮动±6%内（500-570元/吨），不采取调控措施；浮动6%-12%，加强监测、适时引导；浮动超12%（大于600元/吨或小于470元/吨），启动平抑煤价异常波动响应机制	合理区间：秦皇岛港动力煤(Q5500)年度长协港口价570元/吨-770元/吨；晋陕蒙三大产区坑口煤长协价的合理区间：山西370元/吨-570元/吨、陕西320元/吨-520元/吨、蒙西260元/吨-460元/吨、蒙东200元/吨-300元/吨（3500千卡）。
煤企执行要求	国有大矿对下游发电供热用煤企业执行长协价，非电热企业购煤可采用市场价。大型煤炭企业将长协价细分为年度长协价和月度长协价。	鼓励双方多签3年及以上长期的“一口价”合同；原则上覆盖所有核定产能30万吨/年及以上的煤炭生产企业，煤企签订的中长期合同数量应达到自有资源量的80%以上。发电供热企业年度用煤扣除进口煤后应实现中长期供需合同全覆盖。
执行长协比例	年长协35%+月长协40%+现货价25%	发电供热用煤首次100%按长协执行

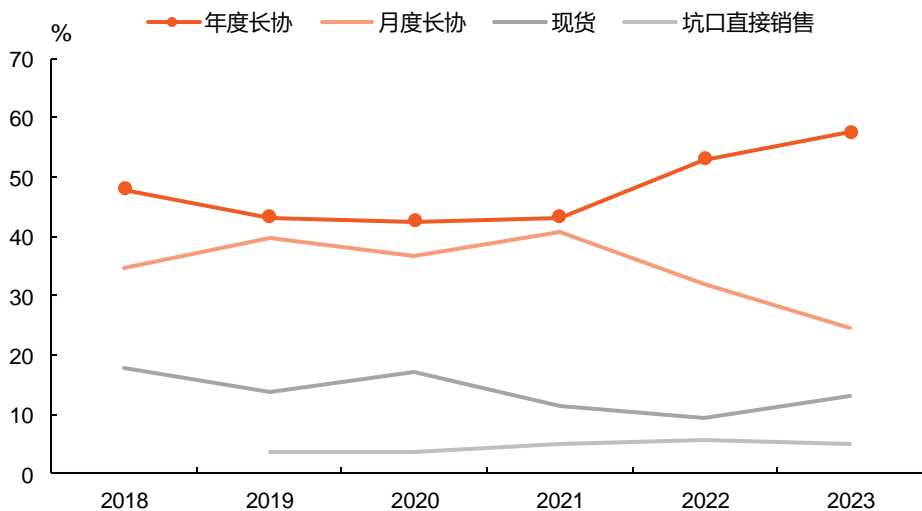
资料来源：wind，中国煤炭网，中国政府网，平安证券研究所



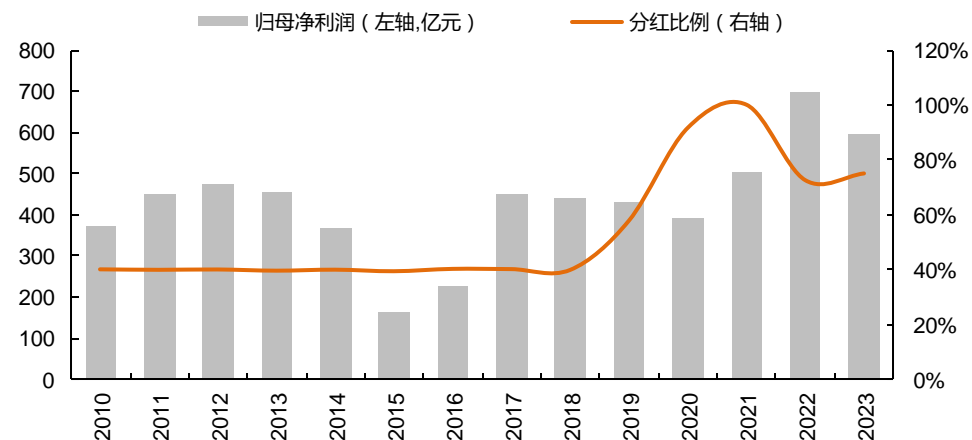
头部煤企高比例签署长协，支撑盈利水平

■ 高比例签署年度长协，盈利增厚、稳定性提升。以中国神华为例，据公司公告，2018年至今公司长协定价占比均在80%以上，新定价机制实施后，2023年年度长协占比提升至57.5%。2017年原长协定价机制落地，公司利润显著增厚，2021-2022年煤炭供应紧张时期，新机制出台，基准价首次上调，同时为响应国家提倡的提高现金分红引导价值投资，自2019年以来公司分红比例明显抬升，长协价签订维持了公司盈利稳定性，同时保障了高现金分红的兑现。

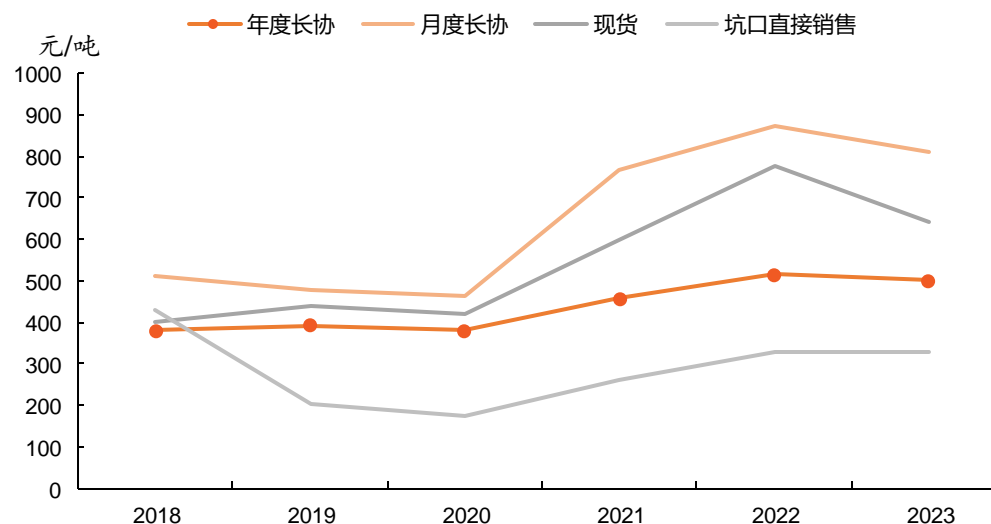
中国神华年度长协比例提升



中国神华归母净利润和分红比例



2021年以来中国神华长协价中枢抬升

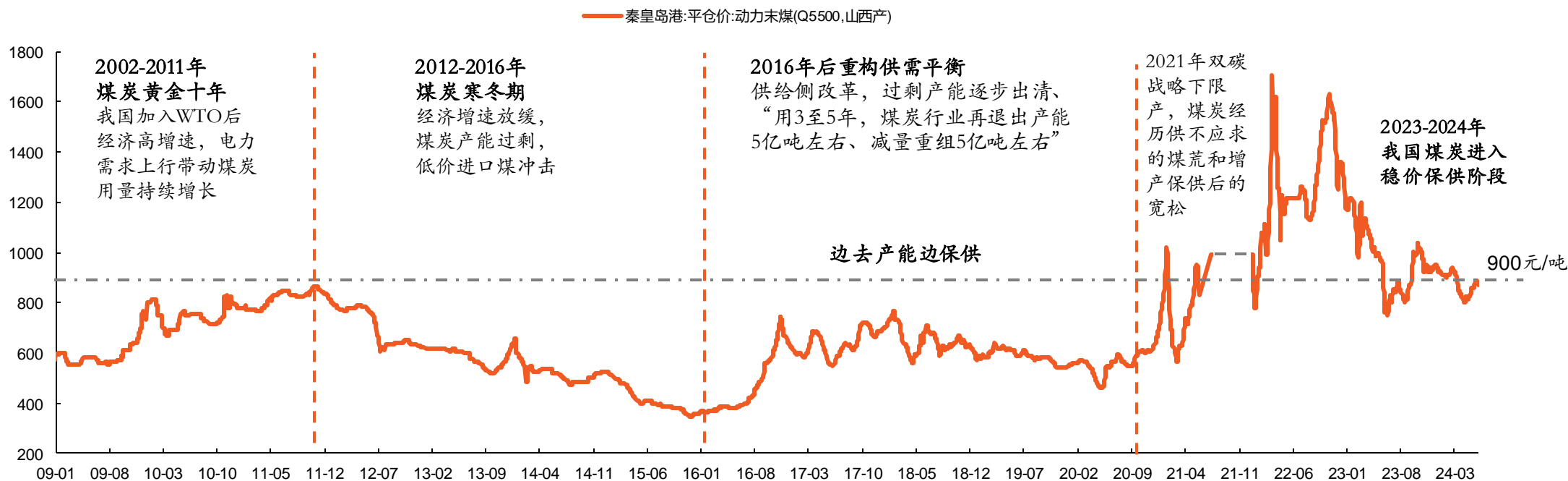


资料来源：公司公告，平安证券研究所

动力煤市场价复盘：供给侧改革后基本面重塑，价格中枢整体抬升

- **复盘煤价走势：**2002-2011年是煤炭的黄金十年，加入WTO后我国经济高速发展，GDP年均增速超10%，全社会电力需求上行带动煤炭用量增长。2012-2016年进入寒冬期，4万亿刺激作用退潮，国内经济增速放缓，前期大幅增加资本开支导致该阶段煤炭产能过剩，叠加低价进口煤冲击，煤价持续走低。2016年供给侧结构性改革，过剩产能逐步出清，煤炭重构供需平衡，2016年2月国务院印发《关于煤炭行业化解过剩产能实现脱困发展的意见》，要求从2016年开始，用3-5年时间退出产能5亿吨、减量重组5亿吨，同时所有煤矿执行276个工作日生产（2017年制度退出），此后煤炭进入边去高能耗产能边保供的阶段。

国内动力煤价走势（元/吨）





动力煤市场价复盘：保供稳价阶段，煤价走势趋稳

- **复盘煤价走势：**2021年，内蒙受煤管票和安全检查影响产量降幅较大，煤炭经历了3-9月电力需求高增后供不应求的煤荒和10月增产保供兑现后的重回宽松；2022年，俄乌冲突导致全球能源危机短期推涨煤价，夏季用电旺季逢多地旱情严重影响水电，火电需求高增带动煤价季节性走高；2023年煤炭进口量提升，消费复苏不及预期导致煤价中枢有所下移；2024年以来煤炭走势趋于平缓，整体供需相对宽松，夏季用电高峰的到来有望阶段性推涨煤价。自2021年电煤长协100%全覆盖要求落实以来，当煤炭整体供需相对平衡时，动力煤现货价格的弹性空间实际更多是由非电煤的需求变化影响，因此后续地产政策发力或驱动建材、水泥用煤需求回暖，进而带动煤价中枢上移。

国内动力煤价走势（元/吨）



资料来源：wind，平安证券研究所，注：wind数据库中秦皇岛动力煤市场价统计至2022.7.7停止

CONTENT

目录



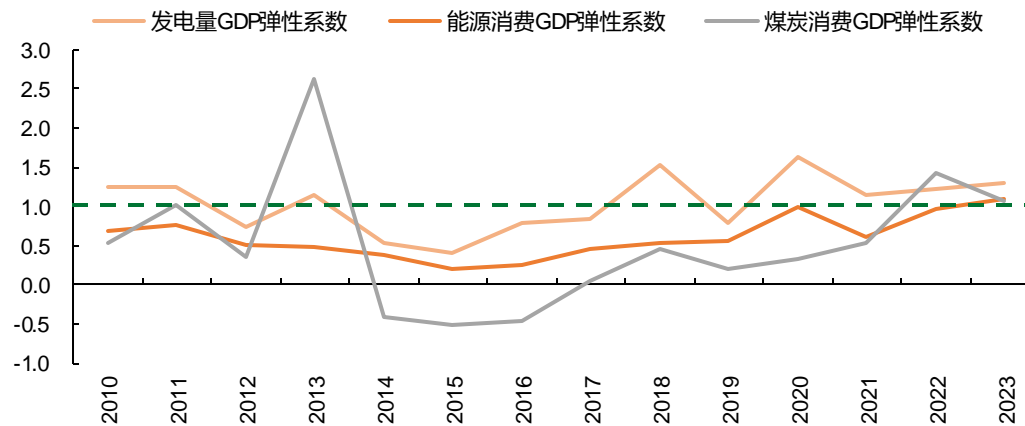
- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示



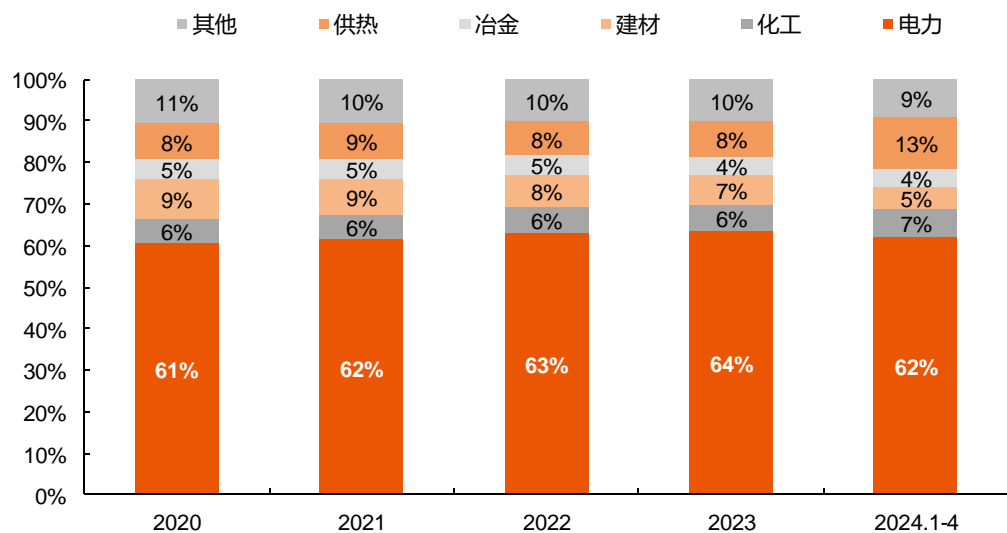
我国动力煤消费结构稳定，需求弹性尚显强劲

■ 我国动力煤消费结构稳定，以电力耗煤为主、占比超60%，另用于供热、制水泥、炼钢、制烯烃/氨/醇等，终端电力、地产、化工等领域景气度和国民经济增速有高相关性。据中国政府网，2024年我国设定经济增长目标在5%，全社会用电量和实际GDP增速高度趋同，2024年以来出口数量增加驱动用电增速超过GDP增速，同时，2020年以来我国发电量增速/GDP增速的弹性系数均大于1，煤炭消费/GDP弹性系数震荡上行至2023年的1.1左右，说明我国电力和煤炭需求仍有较强劲的增长动力。

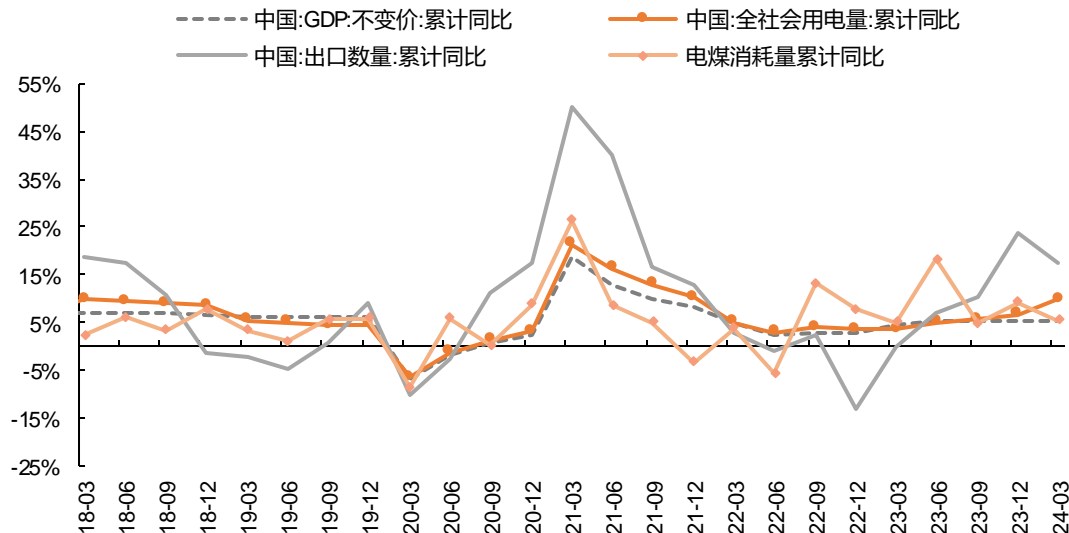
我国煤炭消费GDP弹性系数震荡上行



我国煤炭下游消费结构



全社会用电量增速受出口驱动大于实际GDP增速



资料来源: wind, 平安证券研究所



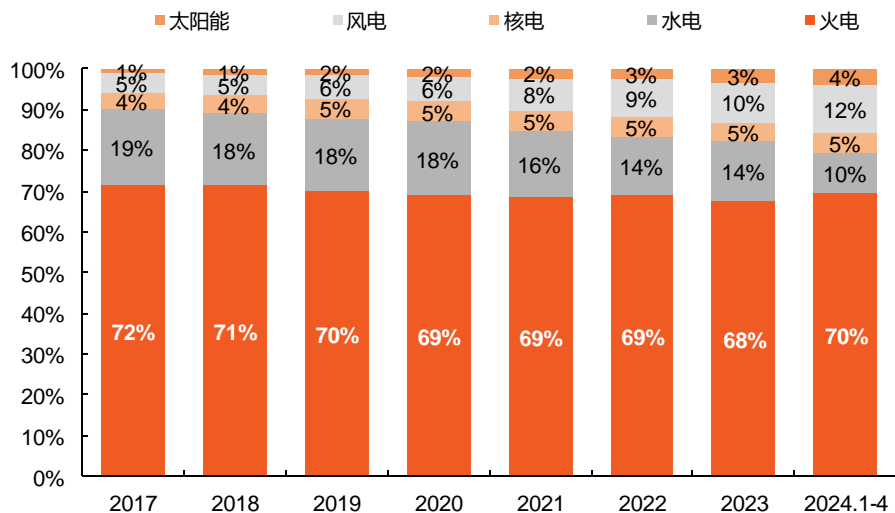
新质生产力加持，电煤需求有望保持增长

■ **电煤需求有望保持强劲增势。**新型第二产业（高技术装备、计算机/通信、新能源制造等）和新型第三产业（充换电服务、互联网数据服务）等高速发展，成为驱动国内用电需求增长的第二曲线。在新能源、AI等新质生产力加快内需释放和制造业出口持续回暖的共振驱动下，我们中性预期2024年我国全社会用电量增速有望和2023年相近在6.5%左右；从我国发电结构来看，新能源在新增发电量中占比持续提升，而火电仍是国内电力结构的中坚力量，其中煤电占比呈结构性收缩趋势，但在用电需求强劲增势下，我们预期2024年我国电煤消耗量仍有望同比增长3.6%左右。

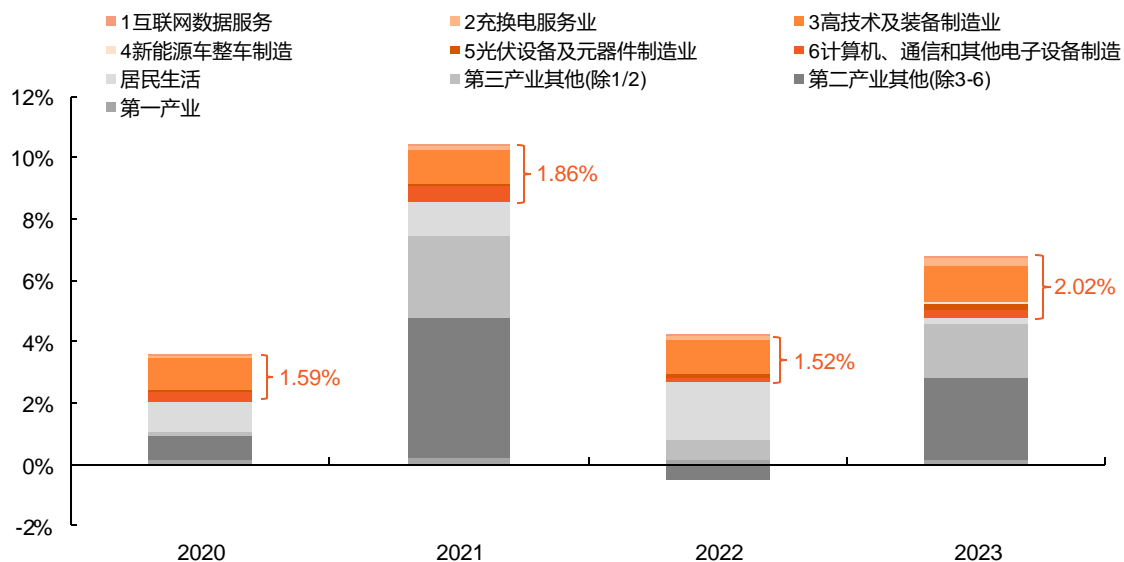
电煤消耗量增速预测

	全社会用电量增速	煤电占总发电量比	电煤消耗量增速
2020	3.1%	60.8%	1.9%
2021	10.3%	60.0%	6.2%
2022	3.6%	58.4%	2.1%
2023	6.7%	57.9%	3.9%
2024E(悲观)	5.0%	55.5%	0.6%
2024E(中性)	6.5%	56.3%	3.6%
2024E(乐观)	8.0%	57.0%	6.3%

我国发电结构变化



我国电力需求增速来源拆分



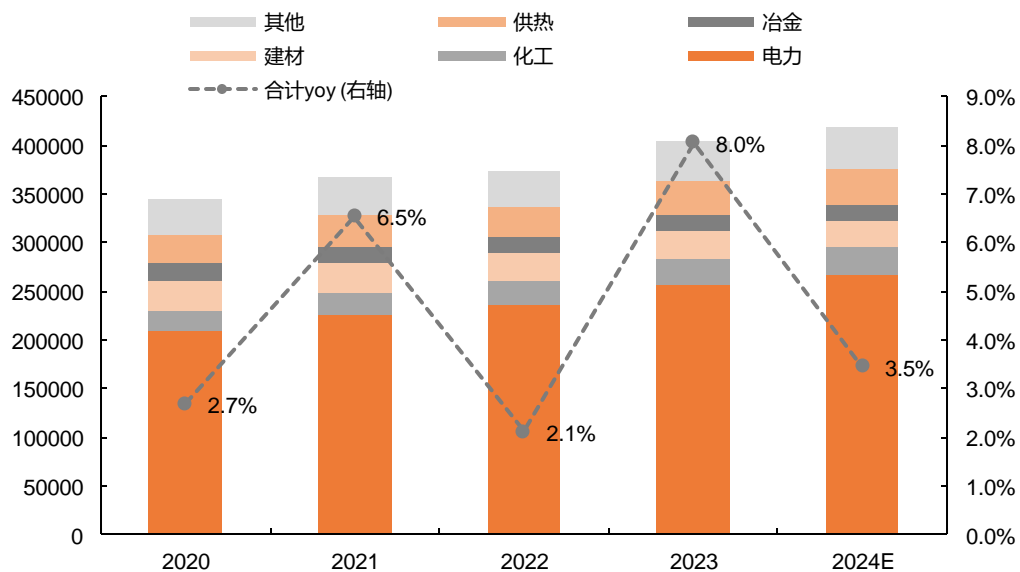
资料来源：wind, ifind, 中国能源报, 平安证券研究所



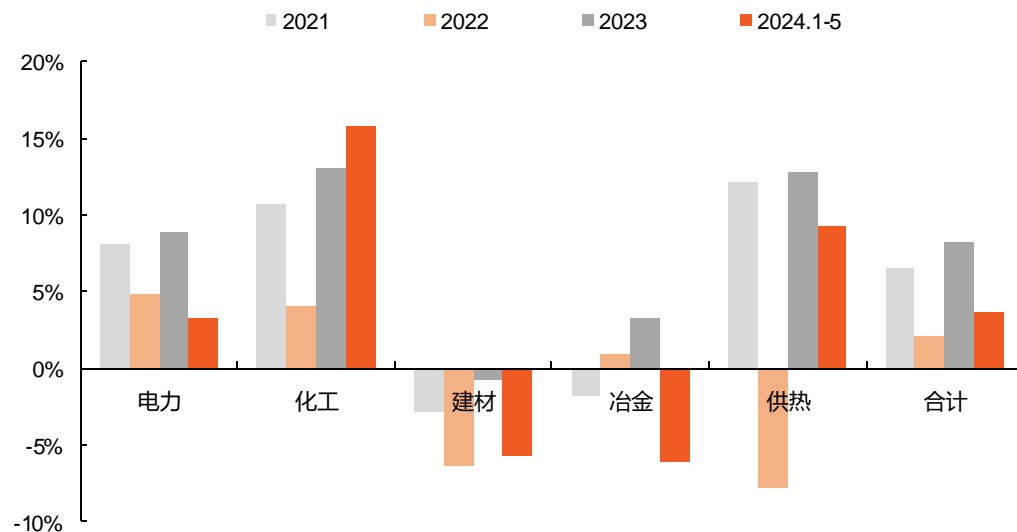
化工用煤高增，全年动力煤消耗量有望实现3.5%左右增速

■ 预期2024年我国动力煤耗量合计将达41.81亿吨，同比增长3.5%。非电煤需求中，2024年醇氨等化工品开工上行、耗煤需求增势强劲，氨醇和烯烃是两大耗煤重要产业，因煤油价差长期存在，煤制烯烃原材料成本优势仍显，加上美国乙烷出口已近满负荷、新增产能有限，煤制烯烃需求有望保持增长，据wind和CCTD数据，今年前5月化工消耗动力煤同比增加约15.8%，我们预期全年化工耗动力煤同比增加约15%。冶金、建材水泥行业需求有望随着经济回暖、地产政策发力而逐步改善，其中冶金下游主要是粗钢生产，今年以来唐山高炉开工率高位运行，后市楼市宽松政策陆续落地、地产链需求边际回暖有望带动冶钢和建材需求有所改善，考虑到上半年建材和冶金耗煤仍呈较大降幅，预期全年建材和冶金耗煤量分别同比下滑7%和4.5%。另外，参考上半年供暖旺季期用煤需求增速，预计全年供热耗煤同比增加6.5%；结合前文预期电煤消耗量同比增长约3.6%，预计2024年我国动力煤消耗量合计将达41.81亿吨，同比增长3.5%。

◆ 2020-2024E各领域煤炭消费量(万吨)



◆ 各领域消耗动力煤的同比增速



资料来源：wind，中国煤炭网，CCTD，平安证券研究所，注：动力煤各大需求数据变化详情请参考《【平安证券】供应周期，资源先行—化工行业2024年中期策略报告》

CONTENT

目录



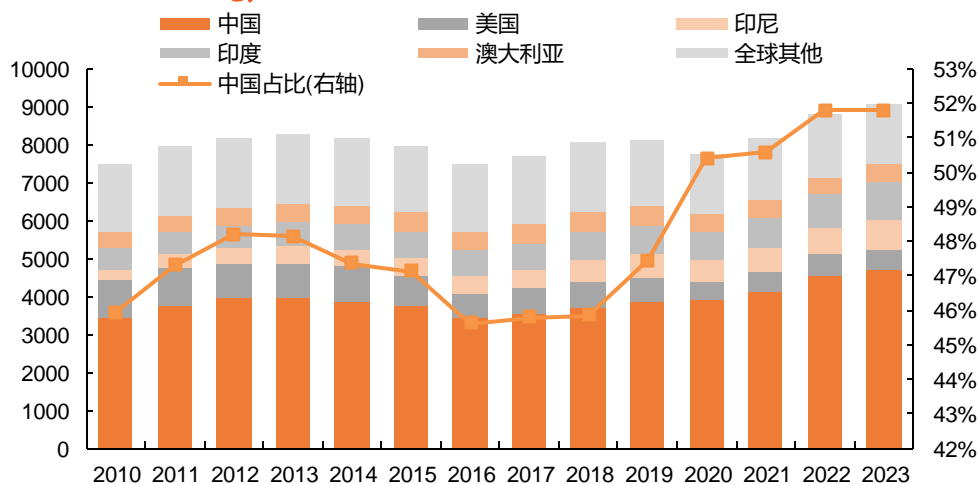
- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示



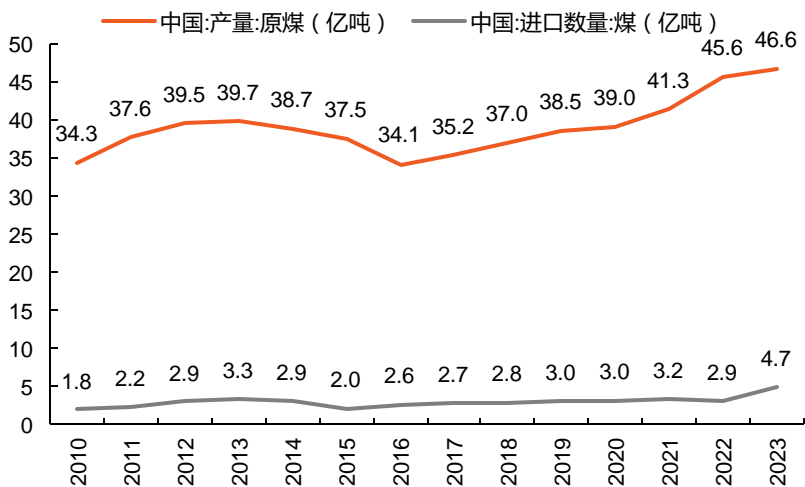
煤炭产销以我国为主，预计2024年国内动力煤供需呈紧平衡

■ 我国是全球最大的煤炭生产和消费国，随着西部地区内蒙古和新疆煤矿的开发，2016年以来产量再次呈现逐年增加态势，且在全球煤炭供应的占比持续抬升，而美国、澳大利亚、南非等地近年来煤炭产量整体趋稳。我国煤炭生产以动力煤为主，根据各省全年规划产量，我们预期2024年我国煤炭新增产量约0.45亿吨，据wind数据，2023年我国动力煤产量占煤炭总产量比例超80%，预计2024年动力煤产量增加约0.32亿吨至38.06亿吨；据中国煤炭报和Mysteel数据，2024年上半年我国动力煤进口量同比增加约11%达约1.86亿吨，澳煤进口恢复（2023年3月以来增量明显）和蒙煤低价优势下，我们预期全年动力煤净进口同比增加8%至3.76亿吨。综上，预计2024年我国动力煤总供应或达41.82亿吨，结合前文预计需求量，今年国内动力煤或呈供需紧平衡状态。

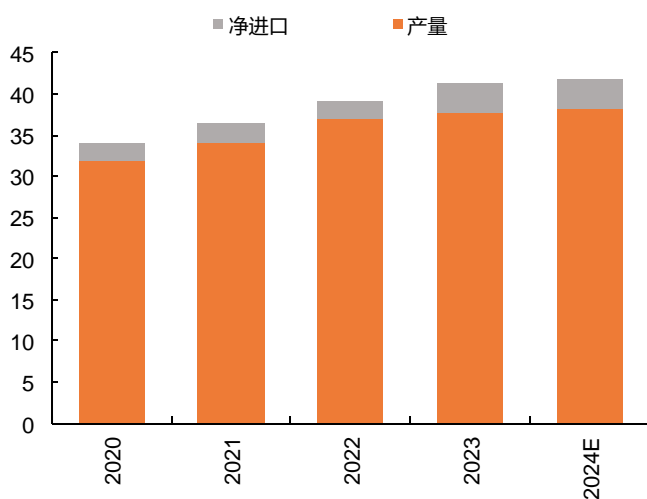
全球主要煤炭生产地区产量情况（百万吨）



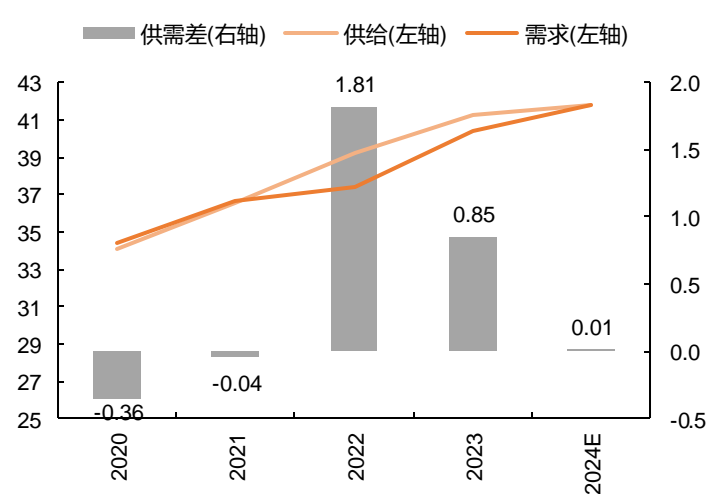
我国煤炭产量及进口量



我国动力煤产量和净进口量(亿吨)



我国动力煤供需结构(亿吨)



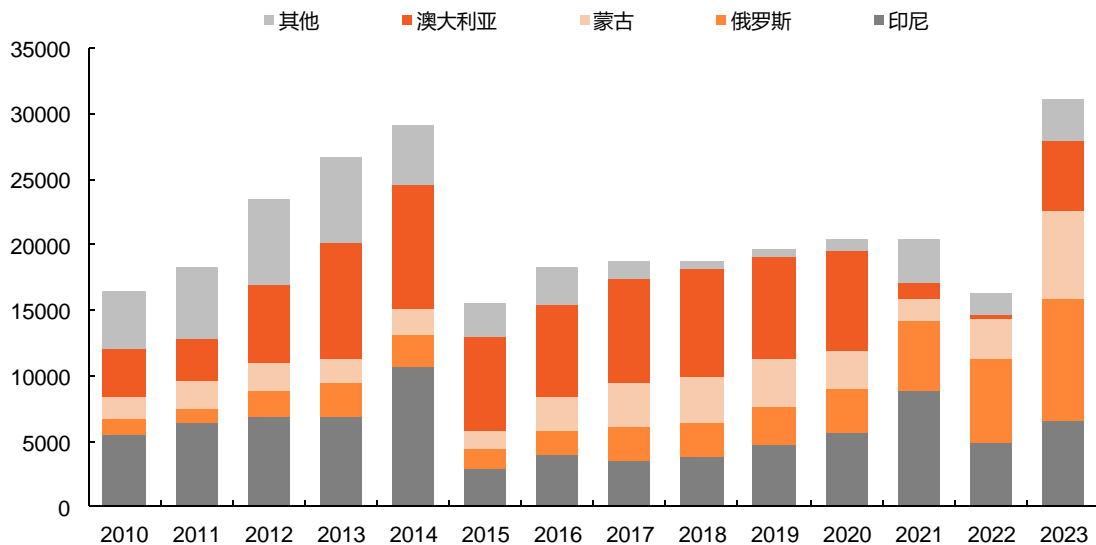
资料来源: wind, 平安证券研究所



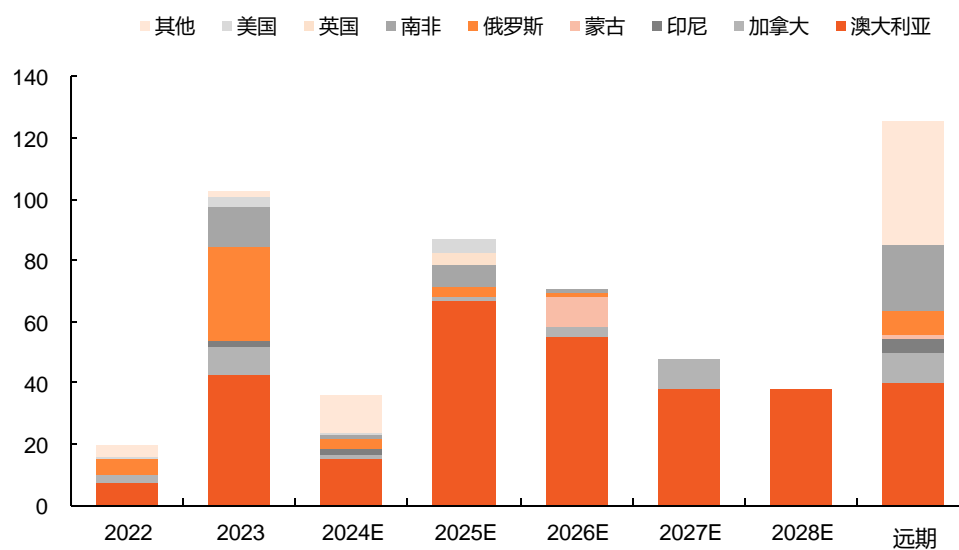
我国煤炭主要进口国俄蒙印尼产能扩张或进入瓶颈期

- 我国煤炭主要进口自印度尼西亚、俄罗斯、澳大利亚、蒙古国等邻国，据CCTD，2023年进口量中来自上述四国的占比达90%，其中印尼、俄罗斯、澳大利亚和蒙古国是动力煤主要进口来源，蒙古国、俄罗斯是炼焦煤主要进口来源。2023年中澳关系缓和、两国煤炭贸易重启，澳煤进口量明显恢复，同时在零关税政策和低价优势下蒙煤进口量大增，但2024年起我国恢复俄罗斯和蒙古进口煤关税征收或抑制煤炭进口量增速。
- 参考IEA对海外煤矿项目的梳理，2024年海外煤炭产能扩张有限、合计新增约36百万吨，2025年澳煤项目如按计划投产，海外煤矿增量将达87百万吨，2026-2028年新建煤矿产能趋减。从分布来看，煤矿新增产能以澳煤为主，俄罗斯和蒙古国短期产能增量弹性有限，印尼煤炭产量扩张或将进入瓶颈期。此外，从IEA在2022年梳理的项目投产时间来看，有部分新建项目进度存较大延后的概率。

◆ 我国从全球主要生产国的煤炭进口量（万吨）



◆ 海外国家新建产能预期（百万吨）

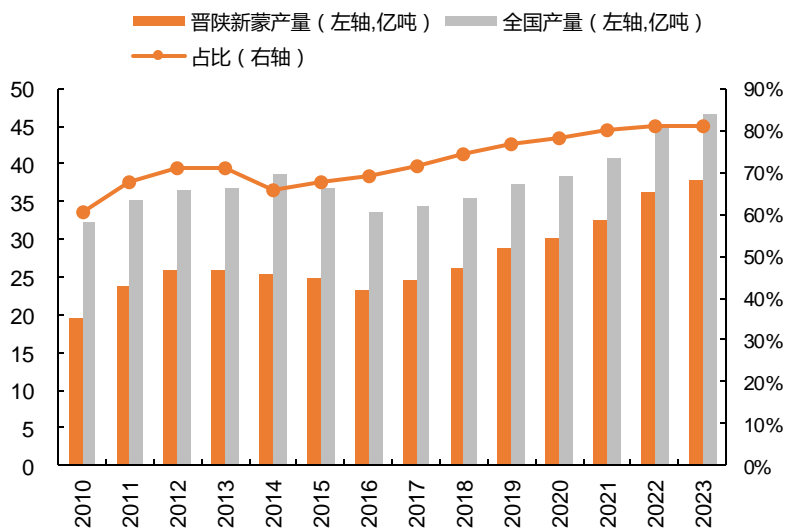


资料来源：ifind，IEA，平安证券研究所

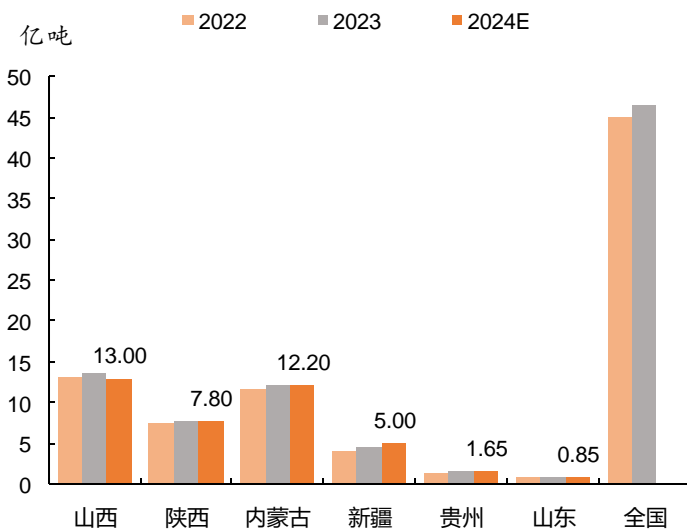
我国煤炭主产地产量规划以稳为主，山西因查三超调减目标值

- 我国煤炭分布集中于晋陕蒙新四省，且产量集中度仍在逐年提升，据wind数据，2023年晋陕蒙新四省原煤产量近38亿吨，占全国总量的81%，上述各省已对2024年煤炭产量作出规划，山西因严格查三超行动，下调了24年产量指引，新疆规划增加0.4亿吨，其余省份整体以“稳”为主，据规划，2024年晋陕蒙新黔鲁六省原煤产量合计约40.5亿吨，较2023年仅同比增加0.2亿吨，增速明显放缓。
- 今年山西查三超形势严峻，预期产量下滑，或影响全年国内煤炭供应。据山西省能源局，2023年山西省煤炭产量13.78亿吨（目标设定13.65亿吨），先进产能占比超过80%，非先进产能在2.5-3亿吨左右，计划2024年同比削减煤炭产量6000万吨左右。据国家统计局，2024年1-5月我国规上工业原煤累计产量18.6亿吨，同比下降3.0%。

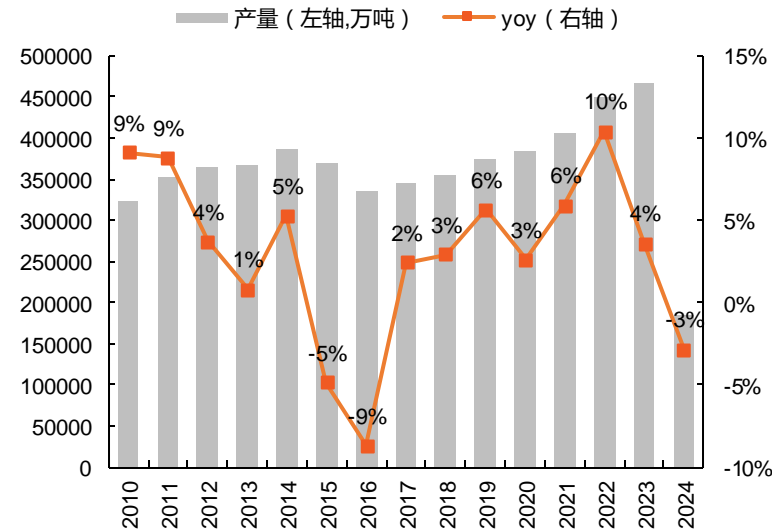
◆ 晋陕新蒙产量集中度逐年提升



◆ 我国主要产煤地区2024年煤炭产量规划



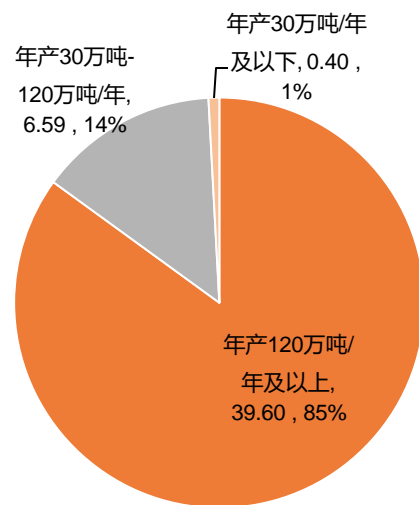
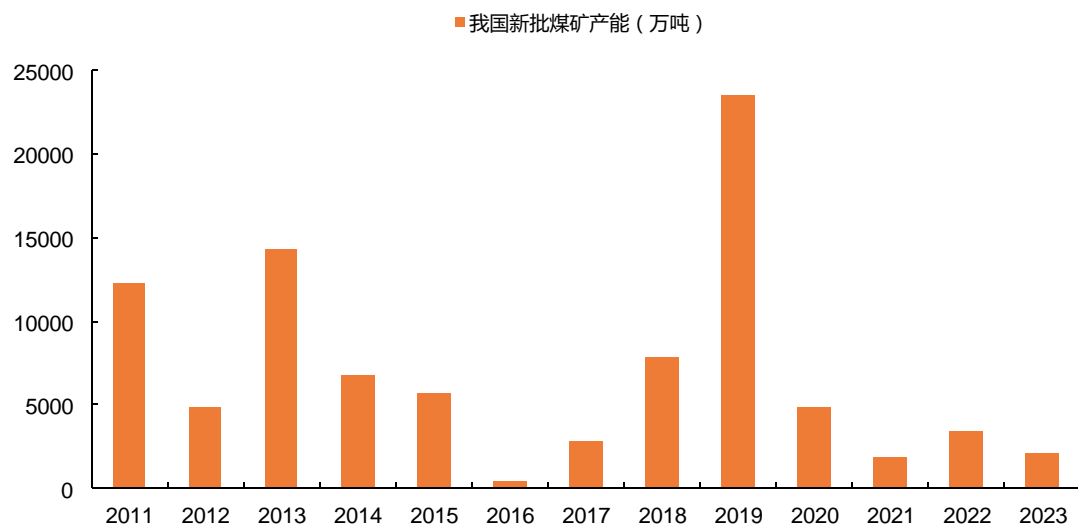
◆ 我国煤炭产量及同比增速





我国新批煤矿规模下降，远期供应弹性有限

- 我国自2017年末开始恢复对大型煤炭项目的核准批复，2019年为煤矿批复高峰期，此后新批煤矿产能明显下降，按照3-5年建设期，产能释放高峰在2022-2024年，据国家能源局，2022-2023年我国新增煤矿产能平均在3亿吨/年以上，2022年实现原煤产量45.6亿吨、同增10.5%，2023年增速回落到3.6%，说明高峰期批复的煤矿为实现保供，在2022年前后可能已有较多项目加速放量，因此我们认为煤炭供应增量或已有限，且在供给侧改革后，表外煤炭产量逐步被纳入统计范畴，供应弹性收缩，行业已进入重构后的再平衡阶段。
- 中小型煤矿持续出清，落后产能淘汰或将削减煤炭供应增量。据中国能源局，“十三五”期间全国累计退出煤矿5500多处，淘汰落后煤炭产能10亿吨/年以上；现阶段我国已从原来的1万多处煤矿/年产30多亿吨煤炭调整为仅4300多个煤矿/年产40多亿吨煤炭。据中国煤炭工业协会，截至2023年底全国年产120万吨及以上大型煤矿产量占全国的85%以上，30万吨以下小型煤矿产能占比至1%以下，按照2023年煤炭产量46.58亿吨计算，剩余4000万吨左右小型煤矿产能将加速出清，7亿吨左右中小煤矿产能有待出清。



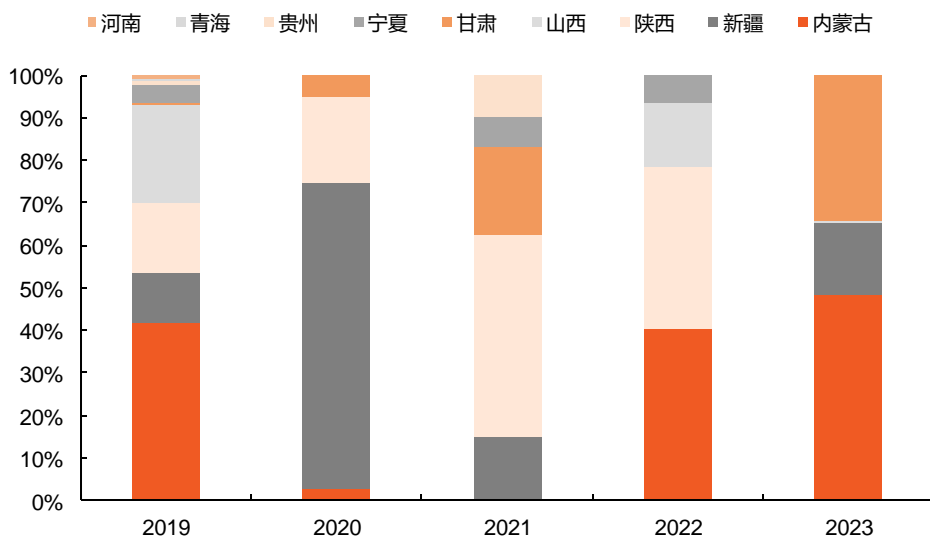
注：数值单位为亿吨



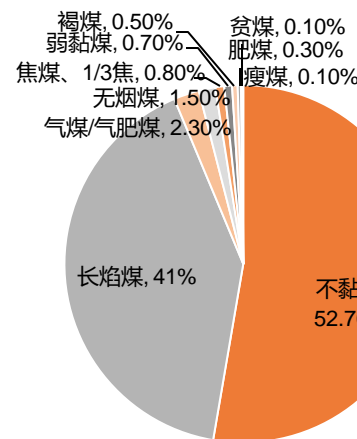
我国煤炭产能逐步西移，新批煤矿主要集中在新疆和内蒙古

■ 中东部煤炭资源日渐减少，新建项目向新疆转移，从2019年以来的新批煤矿产能分布来看，内蒙古和新疆规模领先，有望提供近两年主要供应增量的煤矿项目主要集中于新蒙地区。中东部煤炭资源面临日渐枯竭问题，而新疆等西部地区煤炭资源储量丰富、煤种齐全且以动力煤为主，露天矿多、埋深较浅，开发难度相对小、成本较低，且因风光资源丰富，初始购电成本低，更适合发展煤化工一体化产业。据中国政府网，目前新疆煤炭预测资源量2.194万亿吨，占全国的39.3%，累计查明资源量4500亿吨，居全国第二位，探明可采储量190亿吨，居全国第四位。

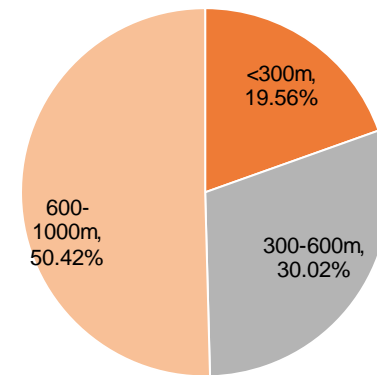
2019-2023年各地新批煤矿占比



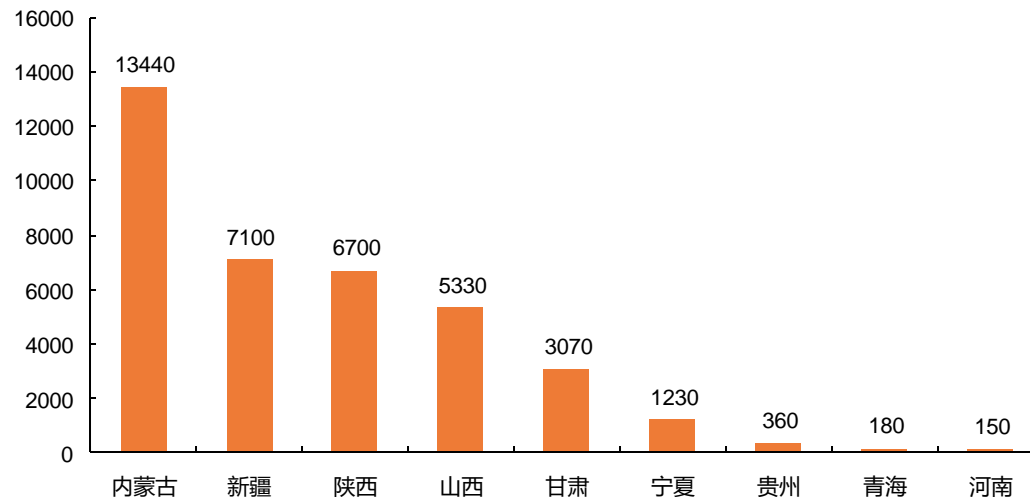
疆煤品种分布



疆煤(<1000m)预测储量垂深分布



2019年-2023年各地新批煤炭产能合计(万吨)



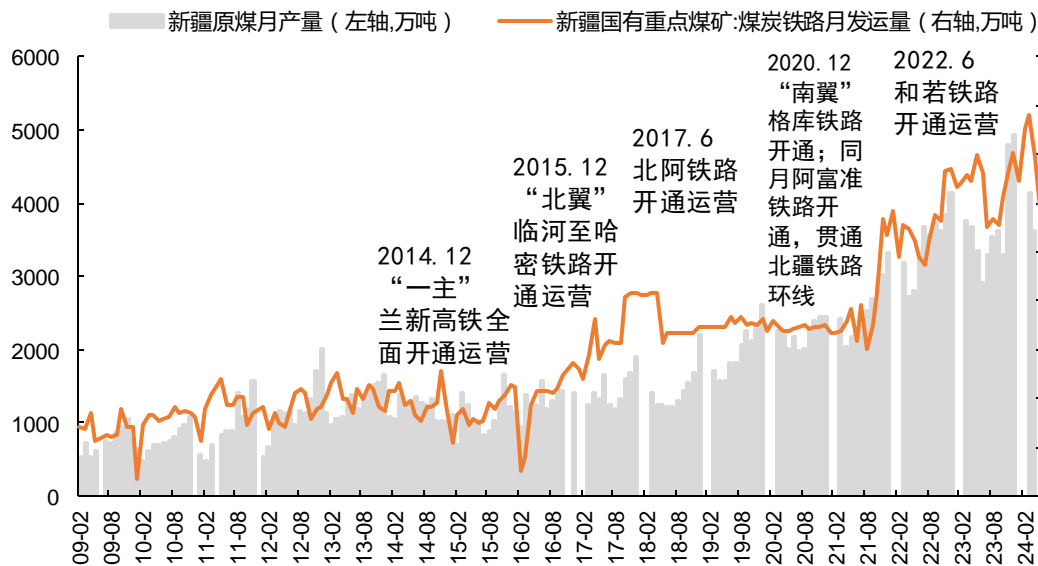
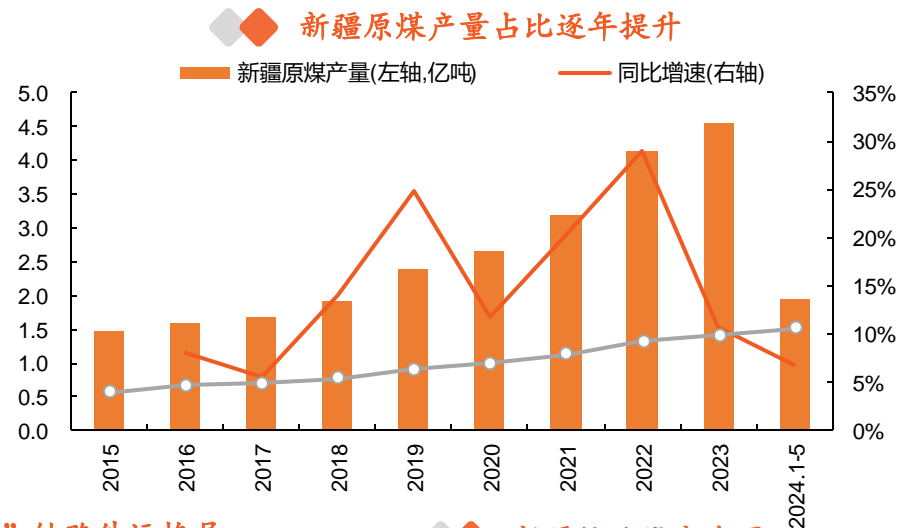
资料来源：国家能源局，国家发改委，《新疆煤炭资源种类分布特征》，《新疆煤炭及煤化工产业发展现状与趋势分析》，平安证券研究所

疆煤产量贡献持续提高，“一主两翼”铁路线成型打开外运格局

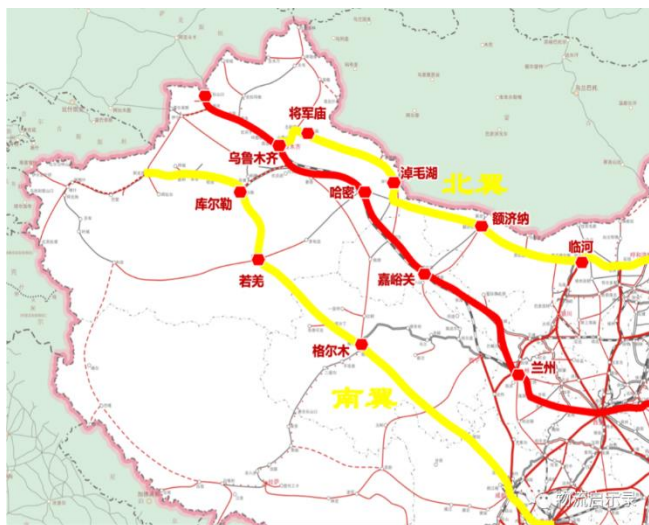
■ 疆煤产能加速释放，逐步成为供应增量主要来源。2018-2023年新疆原煤产量年复合增速达19%，2024.1-5月新疆原煤产量同增6.8%，占全国总量提升至10.5%。

■ 新疆一主两翼外运格局成型，2015-2020年间兰新高铁+临哈铁路&格库铁路开通运营，南北疆铁路环线全线贯通，疆煤发运量加速抬升，疆煤对全国煤炭的贡献持续加大。据中国煤炭报，2023年新疆铁路发运煤炭1.3亿多吨，同比增长5.4%，其中疆煤外运量6022.7万吨，同比增长9.5%；据哈密市政府网，2024年1-5月新疆铁路发运煤炭6200万吨，yoy+13.7%，疆煤外运量超3500万吨，yoy+49.4%。

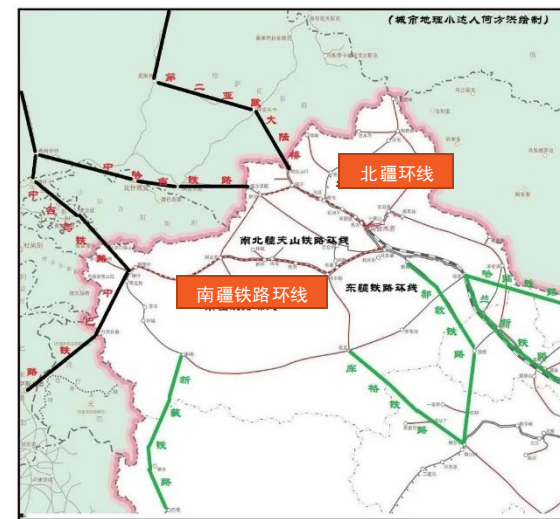
新疆煤炭铁路发运量提升趋势明显



新疆“一主两翼”铁路外运格局



新疆铁路线分布图



资料来源：wind，新疆维吾尔自治区交通运输厅，新疆维吾尔自治区人民政府网，平安证券研究所

CONTENT

目录



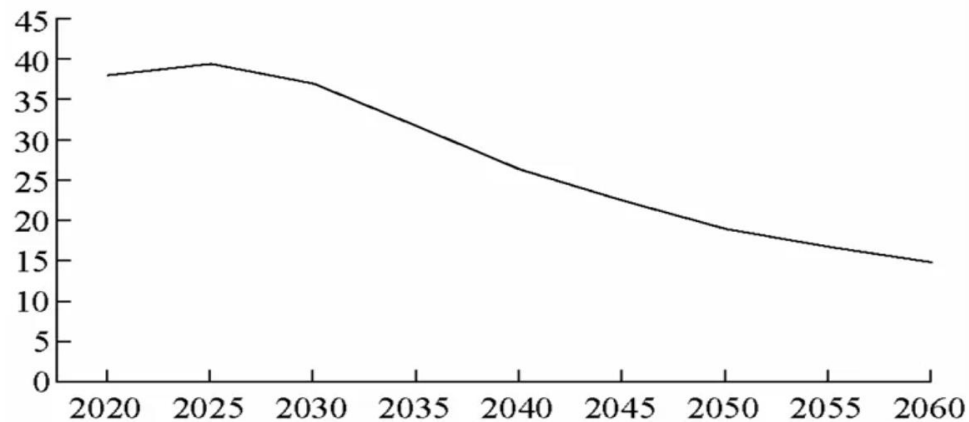
- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示



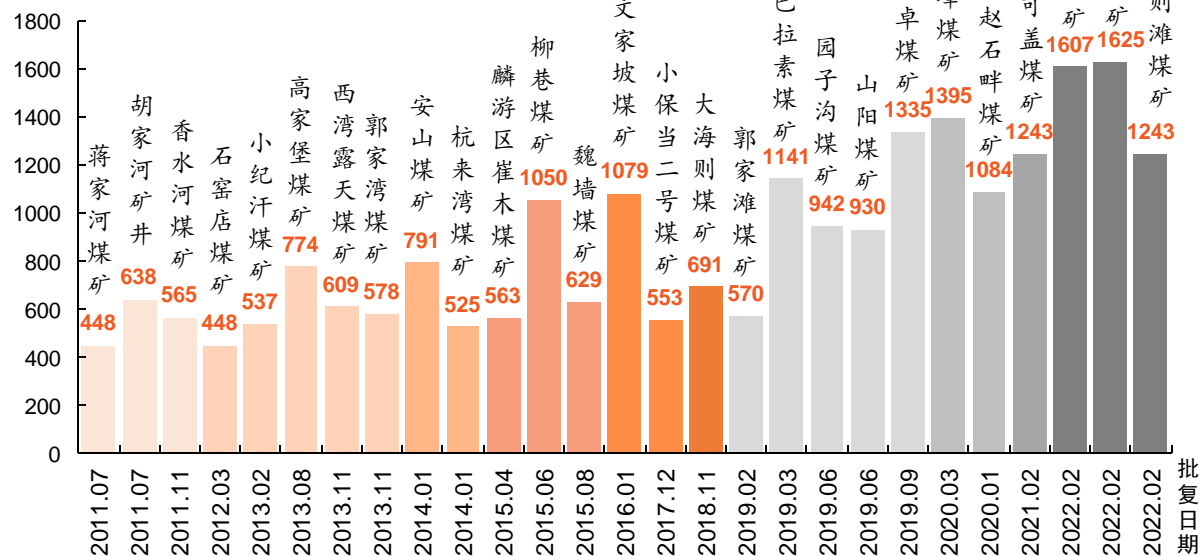
新批煤矿单位投资成本呈现明显上行趋势

■ 我国新批煤矿单位固定资产投资成本呈现明显上移趋势，特别是2019年新一波煤炭批复高峰期以来，新批煤矿项目单位投资成本(不含矿业权费用)快速抬升，以陕西历年新批煤矿为例，单吨投资成本从2011年的550元/吨提高至2022年的1492元/吨。高强度的开采使中东部优质煤矿资源枯竭问题日渐凸显，据国家能源集团技术经济研究院分析，现有煤矿产量将在2025/2026年达到峰值，2030年后随着资源枯竭煤矿范围扩大，现有煤矿产量将进入持续下降通道，预计2060年降至14.9亿t，较2020年下降62%。

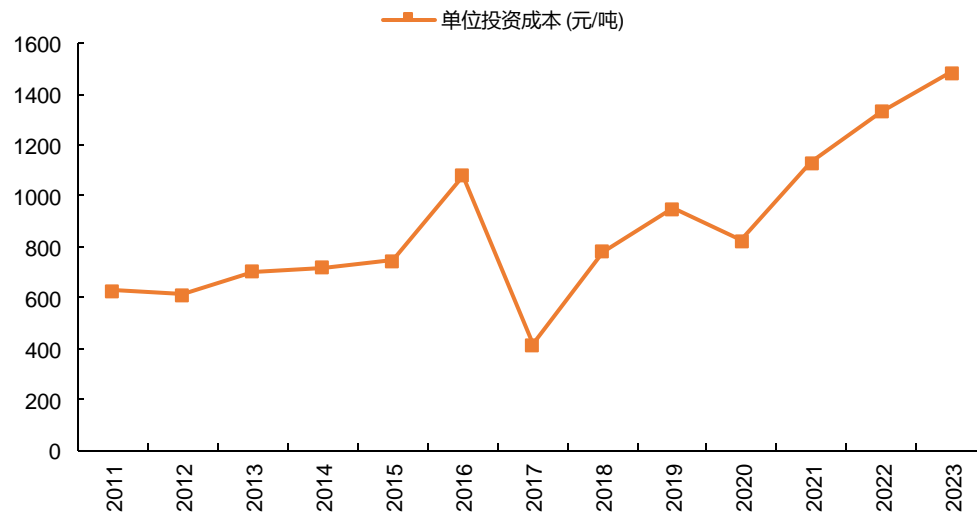
◆ 全国现有煤矿生产产量趋势预测 (亿吨)



◆ 陕西历年新批煤矿单位投资成本 (元/吨)



◆ 我国每年新批煤矿单吨投资成本均值上移



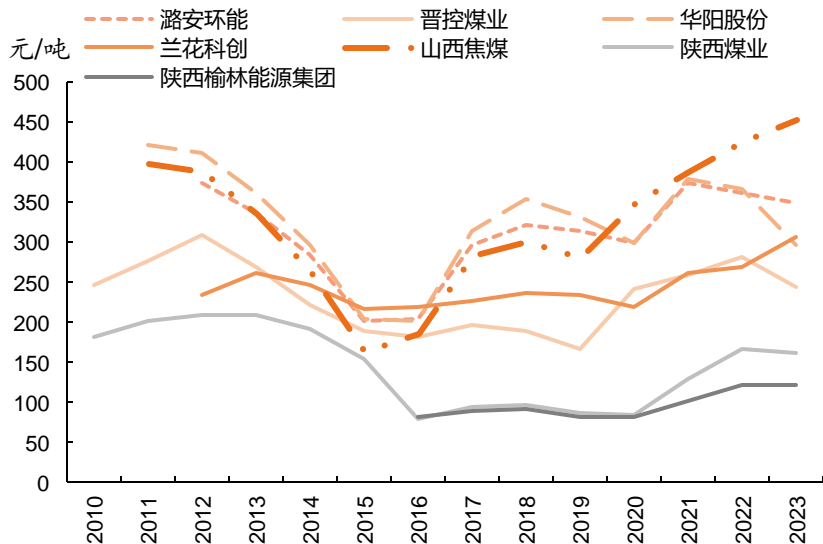
资料来源：国家能源局，国家发改委，中国煤炭工业协会，国家能源集团技术经济研究院，平安证券研究所



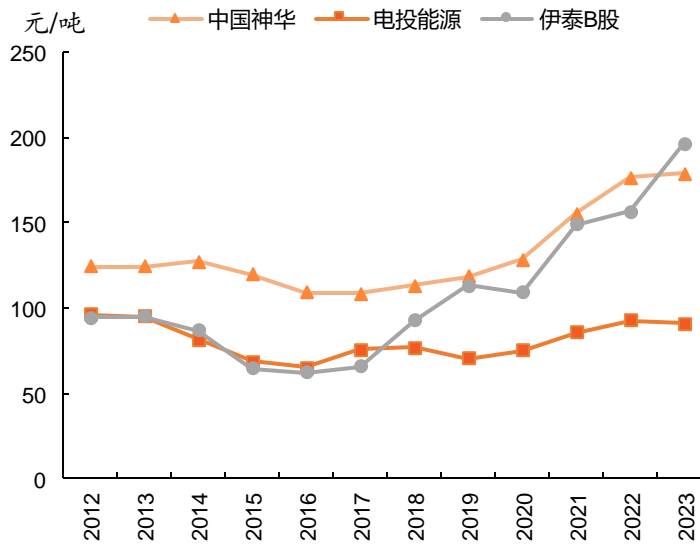
代表性煤企单位生产营业成本整体抬升

■ 通过梳理主要产煤地代表性煤企单位生产营业成本（含原材料/燃料/动力、折旧摊销、人工薪酬、维修费、运费等）可见，多家煤企单吨煤炭生产成本均呈明显抬升趋势。据各公司公告，山西省主要煤企（潞安环能/晋控煤业/华阳股份/兰花科创/山西焦煤）平均单位营业成本从2016年的200元/吨左右提高至2023年的近330元/吨，增长约65%，其中晋控煤业2023年单吨成本下降原因主要是高成本的小型煤矿-忻州窑矿（产能60万吨/年）于2022年底因资源枯竭关停；陕西省代表性煤企（陕西煤业/榆林能源集团）平均单位营业成本从2016年的81元/吨提高至2023年的141元/吨，增长74%；内蒙古代表性煤企（中国神华、电投能源、伊泰B股）平均单吨生产成本从2016年的80元/吨提高至2023年的156元/吨，增长约95%；疆煤企业以广汇能源为代表，其单位销售成本从2016年的180元/吨提高至2023年的310元/吨，增长72%。

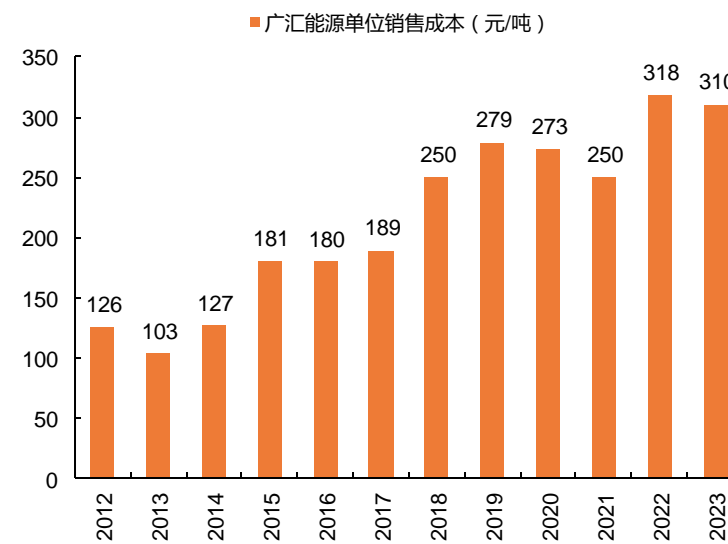
山西和陕西主要煤企单位营业成本



内蒙古代表性煤企单吨生产成本



疆煤代表性企业广汇能源单位销售成本



资料来源：各公司公告，ifind，平安证券研究所



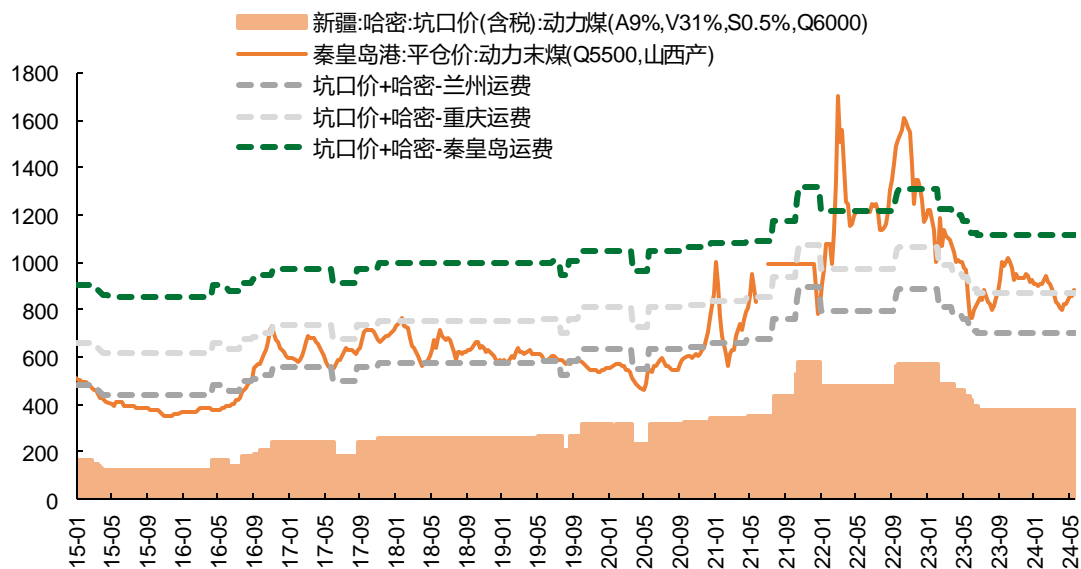
疆煤高外运成本支撑煤价中枢高位运行

■ 疆煤坑口价因较低开采成本而处相对低位，但整体呈抬升趋势，且外运疆煤高成本起到支撑价格中枢的作用。新疆露天煤矿相对多、埋深较浅，坑口成本（开采成本+期间费用+地方税费）相对低，但是由于向东部地区的重庆、兰州、秦皇岛等港口运输的铁路线长、运费高，因此综合成本反而更高。据各地代表性煤企公告和煤炭资源网梳理的各地样本煤矿单吨成本，我们估计山西大同、陕西榆林、内蒙古鄂尔多斯煤矿的综合成本（含资源税）大约为484、426、352元/吨；据新疆采矿权出让收益评估报告，疆煤平均开采坑口成本约150元/吨，从新疆的吐哈煤田和准东煤田产出煤炭经铁路运输至秦皇岛港的综合成本达约886元/吨和1012元/吨，随着疆煤产能释放、外运量增加，新疆在全国煤炭供应中的贡献逐步提高，疆煤高外运成本将对煤价起到关键支撑作用，如果港口价格持续跌破850元/吨，或将影响疆煤生产积极性。

各煤炭主产地综合成本情况

	山西大同	陕西榆林	内蒙古鄂尔多斯
平均营业成本（元/吨）	288	178	137
平均完全成本（元/吨）	353	208	169
到秦皇岛运距（km）	653	1090	917
铁路运费（元/吨）	131	218	183
综合成本（元/吨）	484	426	352

疆煤价格走势（元/吨）



出发地	坑口成本	5500K坑口价	目的地	运距(KM)	铁路运费(元/吨)	总成本(元/吨)	5500目的地报价(元/吨)	疆煤外运利润
吐哈煤田	150元/吨	380元/吨	川渝	2500	500	650	920	270
			甘肃	1600	320	470	670	200
			秦皇岛	3680	736	886	850	-36
准东煤田	150元/吨	380元/吨	川渝	3100	620	770	920	150
			甘肃	2200	440	590	670	80
			秦皇岛	4310	862	1012	850	-162

资料来源：wind，CCTD，交通运输部，中国煤炭资源网，平安证券研究所，注：据我国交通运输部，国内铁路运费均价为0.14-0.22元/吨公里，以0.2元/公里假设；疆煤外运利润单位(元/吨)

CONTENT

目录



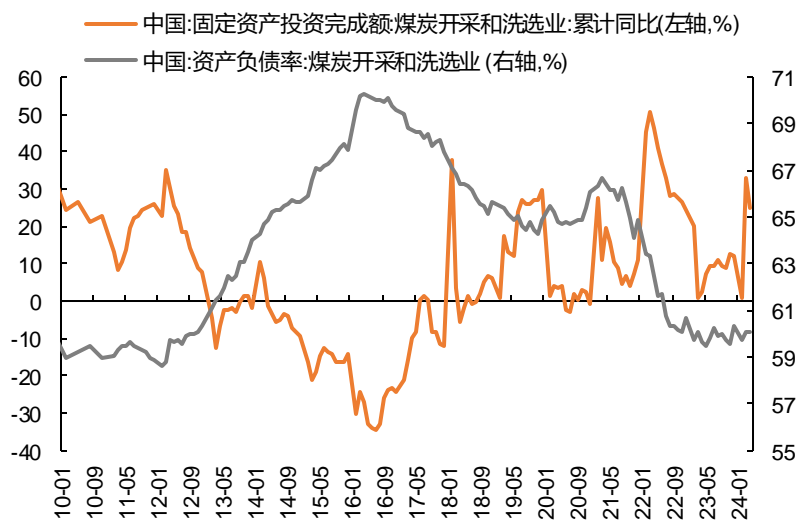
- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示



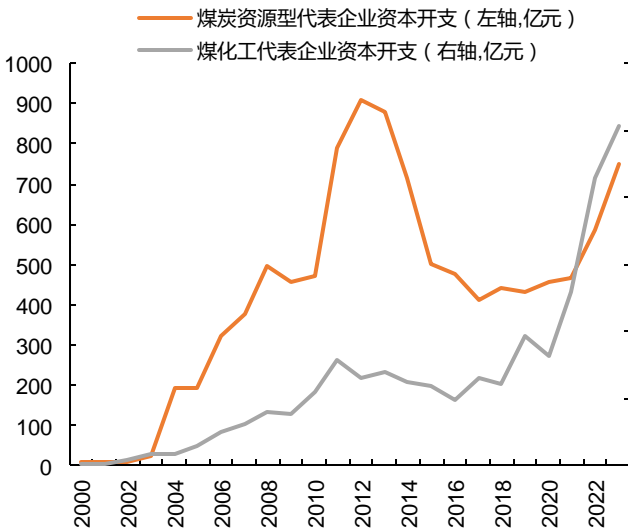
煤企资本增厚、负债率下行，资产负债表持续修复

- ▶ 据IEA报告，2012年后全球化石能源资本开支增速开始下滑、2015年后投资额自高点回落，在当前相对资本开支低增速环境下，资源端的供应增量以扩建核增为主，新建矿减少加上较长的开发建设周期，或将导致矿端长期供应缺乏弹性。
- ▶ 从我国煤炭业情况来看，2012年后进入煤炭产能出清阶段，2013-2017年间煤炭开采和洗选业固定资产投资完成额整体呈负增长，国内头部煤炭资源企业资本开支大幅收缩；2016-2017年深化供给侧结构性改革，大量矿井退出，煤企资产负债率自2016年中旬到达高点后快速回落；长期资本开支的不足与煤矿较长的建设周期造成供应阶段性短缺，加上电力需求持续增长，2020年下半年煤炭供需错配逐渐凸显，此后煤价中枢显著抬升。2020年后煤企资本开支重启上行，煤化工企业率先提增资本开支且增速超资源型企业，煤矿建设周期长于化工品，或导致上下游阶段性供需错配；2021年后煤价高涨增厚煤企资产，负债率显著回落，煤企资产负债表持续修复。

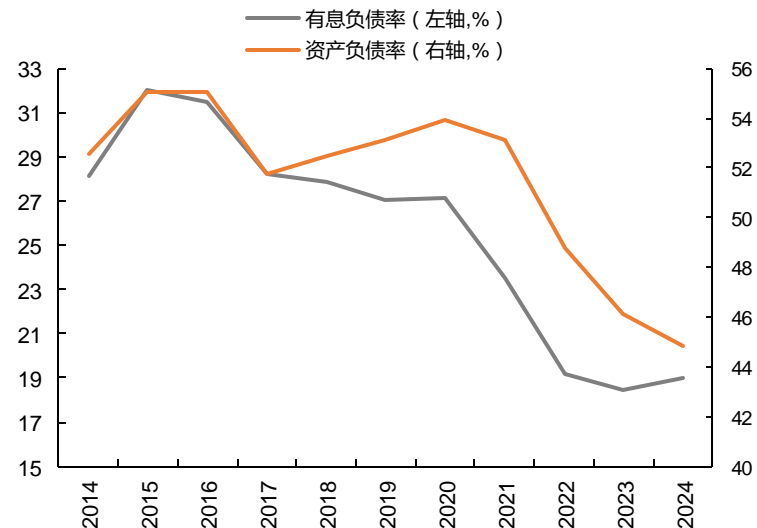
煤炭业固定资产投资额有所回升



煤化工企业资本开支增速更快



煤企有息负债率和资产负债率持续下行

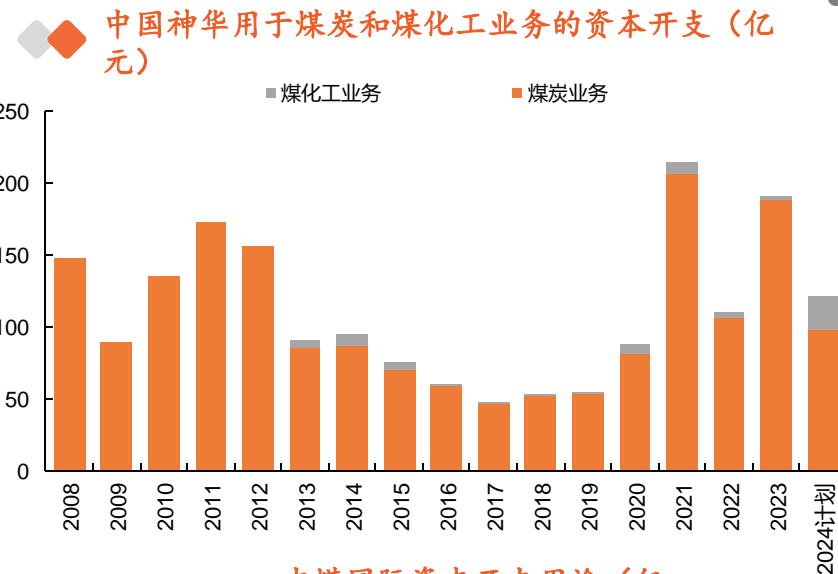


资料来源：Wind，ifind，平安证券研究所，注：资源煤企资本性支出为山西焦煤+中国神华+中煤能源+兖矿能源合计值，煤化工代表企业选取鲁西化工+华昌化工+宝丰能源+华鲁恒升

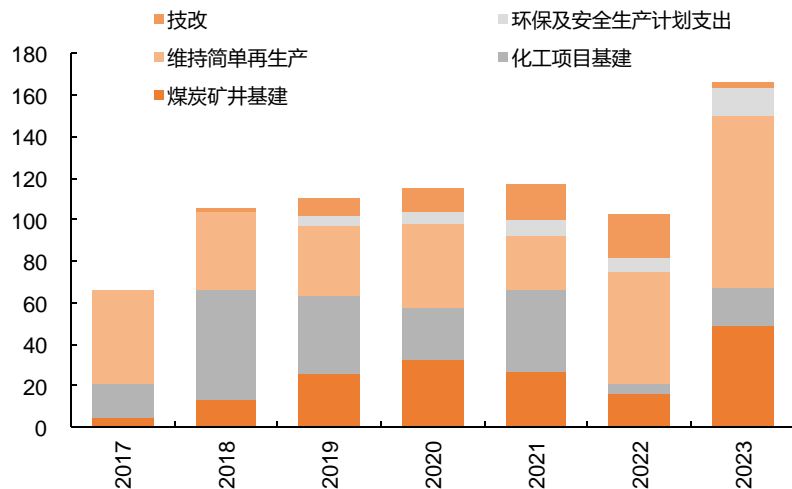


煤企本轮增加的资本支出中非矿井基建占比提高

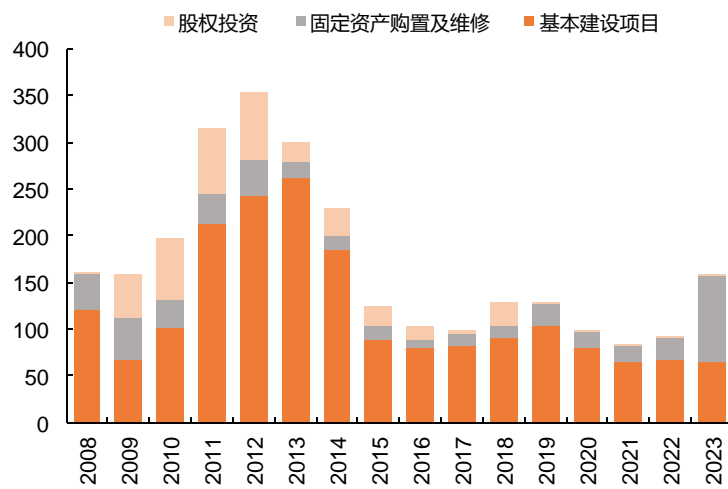
从代表性煤炭企业资本开支分项和用途来看，本轮资本开支中用于布局煤化工业务的占比提升，且有较大一部分用于维持再生产、维修和安全环保生产支出。资源型煤企用于煤炭矿井基建的资本开支自2012-2013年高点回落后，2015-2022年期间长期处于低位，以兖矿能源和中煤国际为例，2023年基建项目支出才再次有所提升，中国神华2021年资本开支显著提升主要是支付新街、胜利矿区等的矿业权价款和购置采掘设备。考虑到煤矿3-5年的建设周期，代表性煤企2023年集中增加的资本开支或将在2026年后兑现为增产。



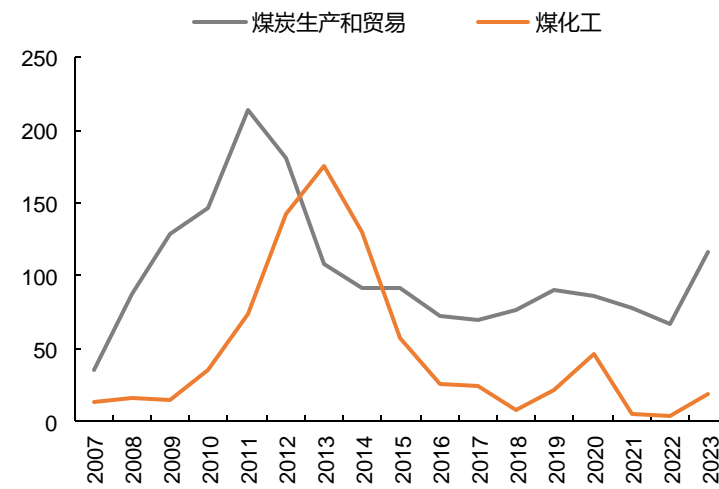
兖矿能源资本开支分项 (亿元)



中煤国际资本开支分项 (亿元)



中煤国际资本开支用途 (亿元)



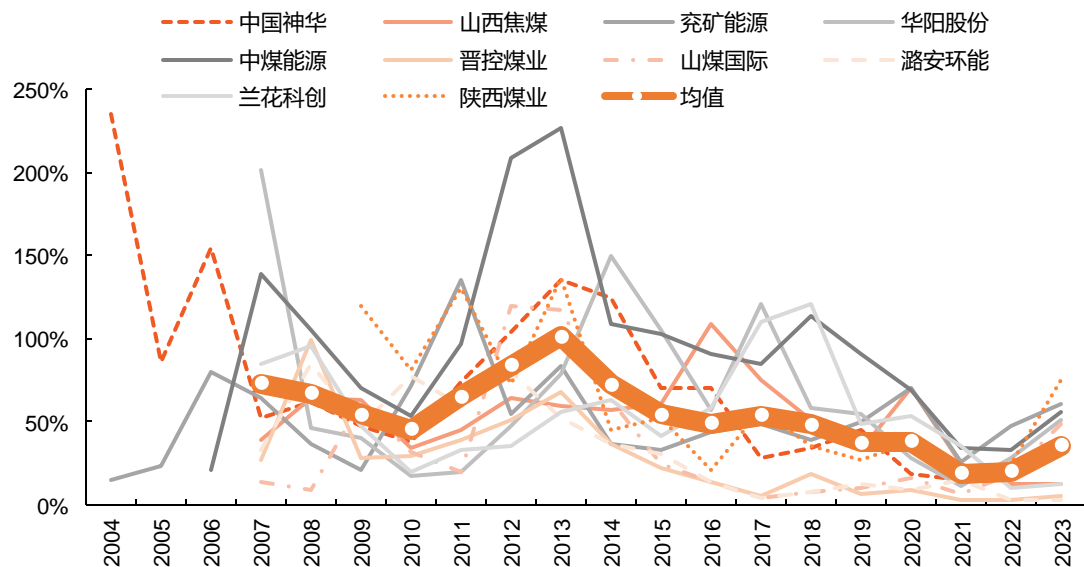
资料来源：各公司公告，平安证券研究所



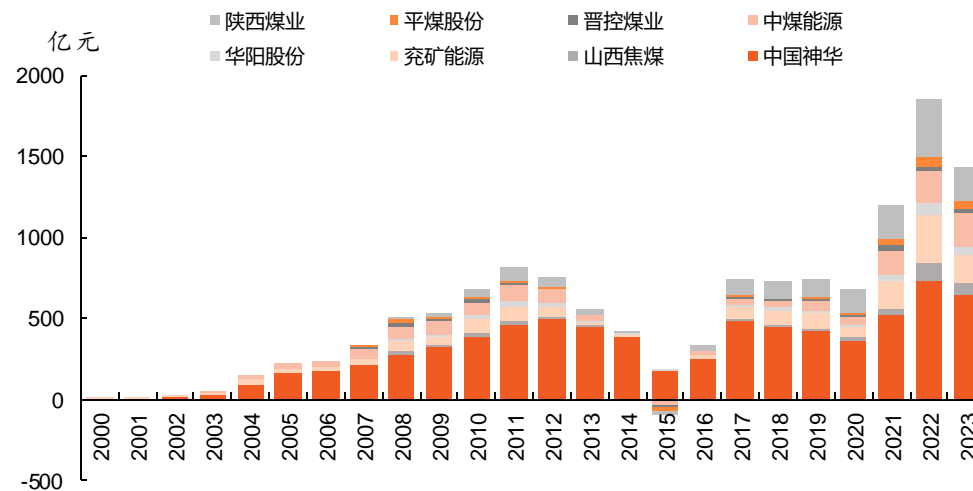
煤企盈利持续改善兑现于提高股息分红率

➤ 2017年煤炭实施“基准+浮动”的长协定价机制后，高比例长协下煤企净利增加且呈现出稳定性，2021-2022年煤炭供需错配、行业景气周期，长协基准价抬升，煤企净利润和现金流显著增厚，但资本性支出/期末现金流整体仍呈下行趋势，盈利改善和资产负债表的修复最终反馈在股息分红率的持续提升上，2016年以来代表性煤企年分红总额占归母净利和经营性现金流的比例明显提高。

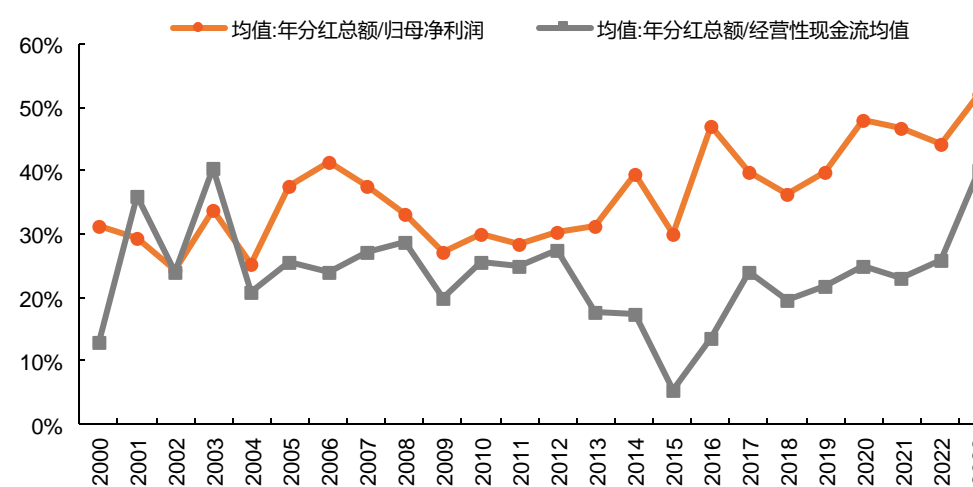
煤企资本性支出/期末现金流余额下行



2021年以来煤企归母净利润显著增加



煤企分红总额占净利润和经营性现金流的比例上行



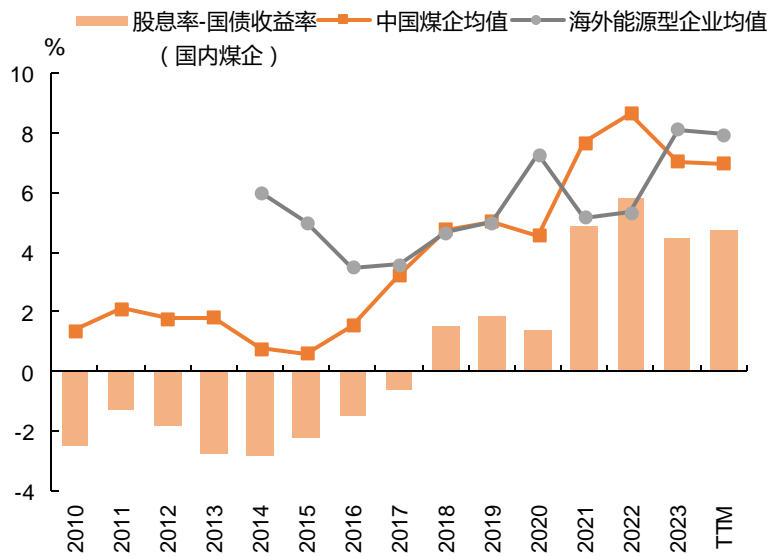
资料来源：Wind，各公司公告，平安证券研究所



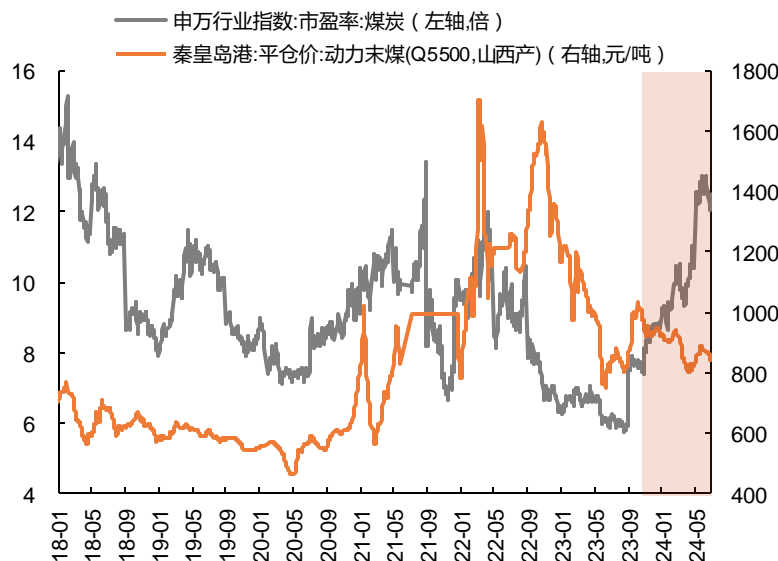
煤企股息相对回报率抬高，估值仍具提升空间

▶ 煤炭指数长期高挂钩煤价走势，自2024年初以来逐渐摆脱高度锚定煤价局面（供需关系决定），演绎出中特估+高股息高分红带来的估值溢价效应。高长协定价模式下，煤企持续优化的盈利能力和良好的资产负债率保障了高分红高股息的稳定兑现，在当前国内低利率环境下，具备较强确定性收益的投资或更具吸引力。从国内煤企股息相对收益率（股息率均值-十年期国债收益率）来看，自2018年以来呈现正值，自2021年以来显著提升，且已与海外头部能源型企业相近，凸显出投资煤炭股高资本回报的优势。从估值角度来看，我国煤企EV/EBITDA相较于海外高分红的头部能源型企业偏低，仍具备估值提升空间。

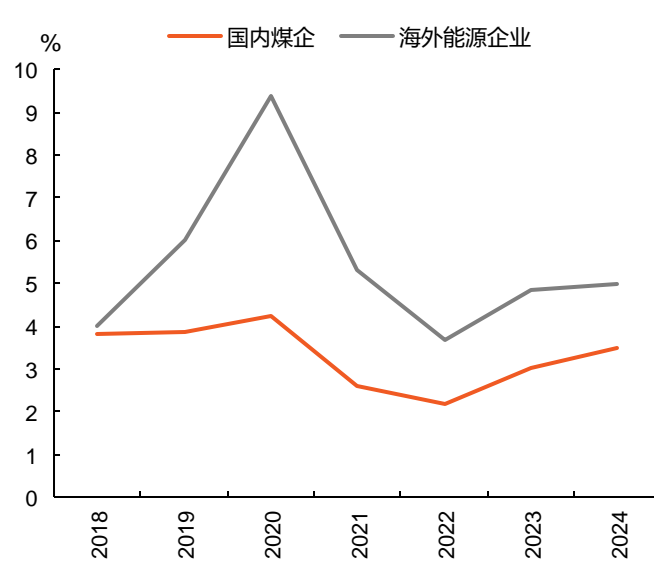
我国煤企呈现出高股息相对回报率



煤炭行业指数PE和煤价走势



国内煤企和海外能源型企业EV/EBITDA



资料来源：wind，平安证券研究所

CONTENT

目录

- ◎ 定价端：长协交易为主，基本面重塑后基准价上移
- ◎ 需求端：新质生产力加持，电煤需求弹性尚显强劲
- ◎ 供给端：煤矿产能弹性有限，疆煤将贡献主要增量
- ◎ 成本端：成本曲线抬升，疆煤高运价支撑煤价中枢
- ◎ 煤企端：资本增厚、盈利改善，高股息凸显投资价值
- ◎ 投资建议与风险提示

投资建议

- 短期来看，夏季用电高峰期将迎，市场对电煤需求预期偏强，看好三季度电煤日耗加速上行，实际供需仍要结合水电贡献和旺季民电耗量进一步判断；中期来看，国内内需持稳，对新兴市场出口增势向好，全球气温持续上行趋势下，全社会用电量仍有望保持增势，电煤需求弹性尚显强劲，叠加工业渐复苏、化工品开工回升带动化工用煤需求高增，而供给端今年山西查三超削减产量6000吨左右，根据规划，2024年煤炭主产地晋陕蒙新黔鲁六省原煤产量合计约为40.5亿吨，较2023年仅同比增加0.2亿吨；进口量去年澳煤贸易重启、零关税政策等因素下实现高增，但今年起我国恢复俄罗斯和蒙古进口煤关税征收或抑制煤炭进口，较难完全满足国内需求缺口，预计今年我国煤炭供需呈紧平衡状态，煤价中枢有较强支撑。
- 此外，今年以来煤企股价与煤价走势相关性减弱，演绎出“中特估+高股息高分红”带来的估值溢价效应，高比例长协定价模式下，煤企持续优化的盈利能力和良好的资产负债率保障了高分红高股息的稳定兑现，在当前国内低利率环境下，煤企股息率已显著高于十年期国债收益率，在当前国内相对低利率环境下，具备较强确定性且有相对高收益的投资或更具吸引力。综上，建议关注“中特估+高股息高分红”的资源型煤企-中国神华、兖矿能源、陕西煤业、中煤能源。

重点公司估值表

股票名称	股票代码	股票价格 (元)	EPS(元/股)				P/E(倍)				评级
		2024/07/04	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	
中国神华	601088.SH	45.40	3.00	3.09	3.15	3.22	15.1	14.7	14.4	14.1	暂未评级
兖矿能源	600188.SH	23.47	2.71	2.57	2.76	2.93	8.7	9.1	8.5	8.0	暂未评级
陕西煤业	601225.SH	26.28	2.19	2.29	2.41	2.48	12.0	11.5	10.9	10.6	暂未评级
中煤能源	601898.SH	12.77	1.47	1.54	1.61	1.69	8.7	8.3	7.9	7.6	暂未评级



风险提示

- **电力需求不及预期的风险。**如果国内和全球经济增长不及预期，内需和出口增速下滑，从而导致电力需求不及预期，则可能造成电煤消耗量减少。
- **水电贡献大幅增加挤占火电需求的風險。**如果长江流域水位线显著抬升、出水量持续增加，水电贡献大幅增加可能挤占火电需求，进而导致电煤需求下滑。
- **煤企资本开支大幅增加，分红比例下调风险。**如果煤企大幅调增资本开支，加大基建项目开发力度，则一方面可能导致煤炭供应增幅超预期，另一方面用于股息分红的现金减少，可能造成煤企下调股息率和分红率。
- **旺季需求不及预期，煤炭库存持续高位的风险。**若夏季电煤消耗量不及预期，煤炭库存持续高位，可能导致煤价下跌。

平安证券综合研究所投资评级：

股票投资评级：

强烈推荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现20%以上）
推荐（预计6个月内，股价表现强于市场表现10%至20%之间）
中性（预计6个月内，股价表现相对市场表现在±10%之间）
回避（预计6个月内，股价表现弱于市场表现10%以上）

行业投资评级：

强于大市（预计6个月内，行业指数表现强于市场表现5%以上）
中性（预计6个月内，行业指数表现相对市场表现在±5%之间）
弱于大市（预计6个月内，行业指数表现弱于市场表现5%以上）

公司声明及风险提示：

负责撰写此报告的分析师（一人或多人）就本研究报告确认：本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格。

平安证券股份有限公司具备证券投资咨询业务资格。本公司研究报告是针对与公司签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本公司研究报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。未经书面授权刊载或者转发的，本公司将采取维权措施追究其侵权责任。

证券市场是一个风险无时不在的市场。您在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。请您务必对此有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。

市场有风险，投资需谨慎。

免责声明：

此报告旨在发给平安证券股份有限公司（以下简称“平安证券”）的特定客户及其他专业人士。未经平安证券事先书面明文批准，不得更改或以任何方式传送、复印或派发此报告的材料、内容及其复印本予任何其他人。

此报告所载资料的来源及观点的出处皆被平安证券认为可靠，但平安证券不能担保其准确性或完整性，报告中的信息或所表达观点不构成所述证券买卖的出价或询价，报告内容仅供参考。平安证券不对因使用此报告的材料而引致的损失而负上任何责任，除非法律法规有明确规定。客户并不能仅依靠此报告而取代行使独立判断。

平安证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法。报告所载资料、意见及推测仅反映分析员于发出此报告日期当日的判断，可随时更改。此报告所指的证券价格、价值及收入可跌可升。为免生疑问，此报告所载观点并不代表平安证券的立场。

平安证券在法律许可的情况下可能参与此报告所提及的发行商的投资银行业务或投资其发行的证券。

平安证券股份有限公司2024版权所有。保留一切权利。