信达证券 CINDA SECURITIES

Research and Development Center

2023 年煤炭中期策略：波动中拾阶而上

—行业深度报告

2023 年 5 月 9 日

证券研究报告

行业研究

行业深度

煤炭开采

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明：能源行业首席分析师
执业编号：S1500518070001
联系电话：010-83326712
邮箱：zuoqianming@cindasc.com

李春驰：电力公用行业联席首席分析师
执业编号：S1500522070001
联系电话：010-83326723
邮箱：lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司
CINDASECURITIESCO.,LTD
北京市西城区闹市口大街9号院1号楼
邮编：100031

2023年煤炭中期策略：波动中拾阶而上

2023年5月9日

本期内容提要：

- **供给：客观看待2022年及2023年一季度煤炭供给增量，中短期煤炭有效供给增长仍较困难。**2023Q1国内延续2022年煤炭强保供态势，统计口径原煤产量11.53亿吨，同比增长5.5%（2022年统计口径增长10.5%），其中晋陕蒙新产量9.4亿吨，占比81.3%，较2022年再度提升1.0pct；煤炭进口量1.01亿吨，同比增长96.5%。**需注意的是，国内统计口径的产量增长并不等于有效供给增长，且阶段性进口高增速或难持续。**主要原因是：一是结合2022年国内煤炭供需实际运行情况，原煤统计口径产量增长大幅高出有效供给，包含部分核增产能表外产量转入表内、煤质下降带来矸石灰分增加和原煤统计口径变化等因素，从在产地消费未大幅增加且强力保供的情形下，铁路煤炭发运量增速低于煤炭产量增速，也反映出煤炭实际有效增量明显小于统计口径；二是经过近两年的超强度保供，多地煤矿有效产能利用率已超100%，月度煤炭产量增速明显放缓，进一步产能核增挖潜空间已有限，且煤矿持续高强度高负荷运转导致煤矿采掘接续严重紧张（约占矿井总数量15%）和安全生产事故频发，井工煤矿采掘接续紧张和露天矿剥采失衡等成为重点监管整治对象，或将影响阶段性煤炭产量；三是2019年以来核准新建煤矿产能规模较小，且主要集中在更西部的内蒙和新疆，而中东部区域煤矿产能退出和原煤产量持续衰减（国家能源集团技术经济研究院预计至2035年，东部煤炭产量将下降60%，中部将下降36%），区域性结构性缺煤矛盾将持续存在；四是当前印尼低卡煤进口利润收窄、澳煤进口不具价格优势、外蒙煤炭因国内煤炭行业反腐带来不确定性，叠加欧洲、日韩和印度等新一轮补库加大煤炭进口，海外煤炭价格或将趋稳回升，下半年我国煤炭进口压力或将加大。
- **需求：经济复苏拉动煤炭需求缓慢提升，边际改善稳中向好态势不改。**2023Q1国内商品煤累计消费量11.4亿吨，同比增加4.6%，其中，电力行业消费6.11亿吨（占比61.8%）、建材行业消费5631万吨（占比5.7%）、化工行业消费5383万吨（占比4.4%）、冶金行业消费4375万吨（占比4.4%）。**值得关注的是，由于2022年冬季气温整体偏暖叠加春节前疫情和假期影响，导致1-2月煤炭需求整体较差带来库存累积，但伴随宏观经济和下游需求的逐步复苏，煤炭需求整体呈现缓慢向好态势。**从月度数据看，3月煤炭消费量4.0亿吨，同比增速8.9%，较1-2月同比增速1.4%增加7.5个pct；从电力数据看，1-2月全国社会总发电量同比增加0.71%（其中，火电发电量增速同比-2.26%），3月全国社会总发电量同比增加5.12%（其中，火电发电量同比+9.07%）。从非电行业看，今年以来钢铁高炉和水泥、化工等开工率稳步提高，粗钢和水泥等产量也均实现较快同比增长，但从绝对量来看仍低于2021年同期水平，也反映出下游需求仍处于慢复苏弱复苏状态。展望全年，若实现GDP5%左右增长目标，中电联预计2023年全国全社会用电量同比增长6%左右，基于此，我们预计今年煤电电量增速有望达3%-4%之间，以及非电行业开工率继续恢复至高位拉动煤炭消费边际向好，全年煤炭消费仍保持平稳增长。此外，今年水电仍有较大不确定性，水电不足或将支撑火电阶段性维持高位。
- **价格：今年以来国内外煤炭价格震荡调整，但刚性成本支撑下煤价下跌空间相对有限，价格中枢仍保持高位运行。**动力煤方面，2023Q1港口煤炭（5500大卡）均价在1130元/吨，与2022年基本持平（略降3.7%）。**需要注意的是，一季度是传统用煤淡季，在下游需求未完全恢复情况下**

煤炭价格回调是正常现象，今年以来煤炭价格低点始终在 1000 元附近震荡，一定程度上也反映出市场对煤炭价格底部的预期，而且煤炭现货价格继续呈现急涨急跌变化（内蒙古新井煤矿事故期间，煤价迅速由 990 元/吨上涨至 1200 元/吨）。炼焦煤方面，2023 年一季度由于国内焦煤产量（同比+3.22%），尤其是炼焦煤进口（同比+85.62%）大幅增加，阶段性煤炭保供形势缓解使得原本保供的炼焦配煤回转到焦煤市场，以及下游焦化和钢厂均实行“低库存战略”补库意愿较差，产地库存相对略有上升，使得整体焦煤供应相对宽松，叠加下游钢厂亏损压制上游焦煤焦炭价格，焦煤现货价格出现较大跌幅。**需注意的是，焦煤长协价格一直延续去年四季度的长协价格，并未出现下调，相当于稳住了焦煤价格的“锚”，而且，煤钢焦产业链低库存状态下，下游需求改善或将能够支撑焦煤价格边际快速改善。**此外，根据信达能源《我国煤炭行业成本曲线研究》深度报告，我国煤炭成本因资源条件不同差异性大，总体陡峭，伴随近年来煤炭消费量持续提升，以及晋陕蒙低成本主力矿区挖潜殆尽，定价越加决定于中东部高成本存量矿区和运输距离远的新疆增量矿区。因此，经济可开发产能成本不断抬升。从今年 1～2 月份全国煤炭行业亏损企业数量仍达 1681 个，行业亏损面高达 34.5%也间接说明此问题。**在此背景下，煤炭中长协价格区间偏上限的 700+元基本可视为电煤长协价格的新底部，港口 5500 大卡动力煤 1000 元左右可视为市场现货煤价新底部。**我们认为按目前供需形势，未来价格中枢保持在此之上是有支撑的，且伴随中长期供需缺口放大（国家能源集团技术经济研究院研究最新预计，按目前在产及规划在建产能，考虑资源枯竭和产能退出，碳达峰前后国内煤炭累计供需缺口达 8～10 亿吨）而趋于进一步提升。

- **需要关注煤质下降或成常态，间接影响煤炭实际有效供给。**增产保供以来，电煤消费增速（2022 年同比+3.9%）明显快于火电发电量增速（2022 年同比+0.9%），火电耗用标煤量占电煤消费量比重持续下降，均反映出国内电煤平均热值出现明显下滑（据我们测算，2022 年电煤热值约下降 146 大卡）。经梳理，煤质下降的主要原因：一是强力电煤保供政策下，我国煤炭行业洗选率持续下降（我国原煤整体入洗率由 2020 年的高点 74.1%下降至 2022 年的 69.7%，焦煤洗出率由 2020 年的 39.9%下降至 2023 年 1-2 月的 37.2%），致使国内商品煤煤炭质量出现下滑；二是晋北主力矿区优质动力煤开采殆尽，全面转向煤质较差煤层开采（由约 5500 大卡的侏罗纪煤层转向 3800 大卡的石炭二叠纪煤层），煤质整体下降已成为客观事实。三是近两年，进口煤中褐煤占比显著提升（褐煤进口占比由 2015 年的 24%提升质 2022 年的 44%），进口煤煤质也出现明显下滑。
- **当前一二级煤炭市场严重倒挂，煤炭上市公司资产价值严重低估，央企控股上市公司改革背景下有望加速优质煤炭资产注入和煤企价值重估。**当前，一二级市场估值倒挂现象严重，从伊泰公司溢价 50%回购股票和近期陕北与鄂尔多斯地区矿业权大幅溢价（综合溢价率约达 331%）成交来看，当前煤炭企业市值被严重低估。结合信达能源《从重置成本角度看煤炭价值修复空间》深度报告，即使以矿业权出让基准价合理上浮为基础计算，煤企重置成本已远高于当前市值（普遍幅度在 150%以上），若是按当前矿业权实际成交价水平考虑，则煤炭公司重置成本更高，市值更显低估。与此同时，当前主要煤炭企业集团仍有大量未上市煤炭产能，我们认为在央企控股上市公司质量提升改革行动下，控股股东优质资产注入是解决同业竞争问题、落实专项改革的有力举措，伴随着中国神华、兖矿能源、山西焦煤等煤炭央国企已启动资产注入工作，我们预计后续更多煤炭集团优质资产或将有序逐步注入上市公司，助力上市公司中长期稳健成长。
- **投资建议：**结合能源产能周期的研判，我们认为在全国煤炭增产保供的

形势下，煤炭供给偏紧、趋紧形势或将持续整个“十四五”乃至“十五五”，亟待新规划建设一批优质产能以保障我国中长期能源煤炭需求。在煤炭布局加速西移、资源费与吨煤投资大幅提升背景下，经济开发刚性成本的抬升支撑煤炭价格中枢保持高位，叠加煤炭央国企资产注入工作已然开启，愈加凸显优质煤炭公司盈利与成长的确定性。当前，煤炭板块具有高业绩、高现金、高分红属性，叠加行业高景气、长周期、高壁垒特征，以及极低的估值水平和严重的一二级估值倒挂，煤炭板块投资攻守兼备。**我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的历史性配置机遇。自下而上重点关注三条主线：一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的兖矿能源、陕西煤业、广汇能源等；二是在央企控股上市公司质量提升工作推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质炼焦公司淮北矿业、山西焦煤、平煤股份、盘江股份等。**

- **风险因素：**国内外能源政策变化带来短期影响；国内外宏观经济失速或复苏严重不及预期；发生重大煤炭安全事故风险；公司资产注入进程不及预期。

目录

一、供需：保供政策延续，不改供需紧平衡格局 8
1.1 供给端：统计口径原煤产量继续保持平稳增长，但仍需关注有效供给增量实际有限 8
1.2 需求端：经济复苏拉动煤炭需求缓慢提升，边际改善逐步趋好 12
二、价格：国内外煤价震荡调整，中枢仍在良好区间 14
2.1 动力煤：价格波动明显，价格中枢略下移但仍处中高位 14
2.2 炼焦煤：焦煤价格持续下跌，但长协价平稳，且库存低位 17
三、趋势：景气周期趋势未变，煤企价值重估或将开启 20
3.1 供给端：中短期煤炭有效供给增长仍较困难 20
3.2 煤质下降或成常态，间接影响煤炭实际有效供给 24
3.3 经济回暖复苏下煤炭需求稳中向好态势不改 26
3.4 刚性成本支撑下当前煤价已处于底部区间 30
3.5 一二级市场倒挂严重，煤炭企业资产注入拉开序幕 33
四、投资建议：攻防兼备，逢低配置正当时 35
4.1 高盈利、高现金、低估值、高分红属性突显 36
4.2 投资标的 38
风险因素 40

表目录

表 1：2023Q1 调整幅度在合理区间（元/吨） 15
表 2：海外煤炭价格回调幅度远小于天然气 17
表 3：2020-2025 年全球煤炭需求量（亿吨） 27
表 4：数据中心能耗测算结果（亿 kwh） 28
表 5：疆煤外运铁路运费估算表（千米，元/吨） 32
表 6：近期陕蒙矿业权拍卖成交情况 33
表 7：主要煤炭上市公司资产注入目标承诺 34
表 8：主要煤炭企业过去三年分红率情况 38
表 9：重点煤炭上市公司估值表 39

图目录

图 1：2022 年原煤产量大幅增加（亿吨） 8
图 2：2022 年四季度以来原煤产量同比保持增长（亿吨） 8
图 3：2021 年底以来煤炭产量增速持续高于铁路煤炭发运量增速 8
图 4：2016-2022 年我国原煤产量结构情况 9
图 5：2022 年煤炭产量增量来源（万吨） 9
图 6：铁路煤炭发运量占铁路货物发运量比重 9
图 7：铁路电煤发运量占铁路煤炭发运量比重 9
图 8：我国煤炭铁路运输主要通道运量运力情况 10
图 9：疆煤外运三条通道运输能力有限 10
图 10：环渤海港口煤炭库存（万吨） 10
图 11：全国主流港口动力煤库存情况（万吨） 10
图 12：生产企业动力煤库存量（万吨） 11
图 13：2020-2023 年煤炭进口量（万吨） 11
图 14：2023 年 1-3 月我国煤炭进口结构情况（万吨，%） 11
图 15：2020-2023 年煤炭进口量增量结构 11
图 16：商品煤月度消费量情况（万吨） 12
图 17：电力用煤月消费量（亿吨） 12
图 18：建材用煤月消费量（亿吨） 12
图 19：供热用煤月消费量（亿吨） 12

图 20：2023Q1 火电发电量累计同比由降转升（%）.....13
图 21：高耗能行业一季度用电量同比增速（%）.....13
图 22：2022-2023Q1 粗钢月度产量（万吨；%）.....13
图 23：2022-2023Q1 水泥月度产量（万吨；%）.....13
图 24：我国主要城市 1-2 月平均气温比较（摄氏度）.....14
图 25：秦皇岛 5500 大卡价格变化（元/吨）.....14
图 26：历年秦皇岛 5500 大卡价格变化（元/吨）.....15
图 27：产地煤价与港口煤价走势对比（元/吨）.....16
图 28：2021 年以来欧洲三港、纽港、印尼港口煤炭价格指数变化（美元/吨）.....16
图 29：澳洲高卡煤单位价格回归低卡煤（美元/百卡）.....17
图 30：纽卡斯尔港（6000 大卡）2023Q1 价格同比上涨（美元/吨）.....17
图 31：煤、油、气单位热量价格（加碳价，美元/万大卡）.....17
图 32：京唐港山西主焦煤（灰分 8%，挥发分 25%，硫分 0.9%）库提价（元/吨）.....18
图 33：2021-2023Q1 国内主焦煤产量保持增长（万吨）.....18
图 34：2022-2023Q1 炼焦煤进口量快速增长（万吨）.....18
图 35：2022 年以来炼焦煤下游补库意愿低.....19
图 36：焦煤六大港口库存情况（万吨）.....19
图 37：今年一季度焦煤长协价格保持稳定（点）.....19
图 38：澳大利亚海角港峰景矿硬焦煤价格变化走势（美元/吨）.....20
图 39：2020-2023 年 4 月晋陕蒙三省煤矿产能利用率（%）.....20
图 40：2022 年多地煤矿有效产能利用率已超 100%（万吨）.....20
图 41：露天矿井产能及占比情况（万吨）.....21
图 42：煤矿安全生产问题严峻.....21
图 43：2019-2022 年分年度新核准煤矿产能情况.....22
图 44：2019-2022 年分省区累计新核准煤矿产能情况.....22
图 45：2016-2022 年煤炭产量衰减地区原煤产量情况.....22
图 46：2017-2022 年煤炭产量衰减地区年衰竭量（万吨）.....22
图 47：我国原煤产量衰减主要省份的情况（万吨）.....23
图 48：印尼（Q5000）进口价差（元/吨）.....24
图 49：印尼煤（Q4000）进口价差（元/吨）.....24
图 50：2016-2022 年我国煤炭进口量变化情况（亿吨）.....24
图 51：2016-2022 年煤电发电量及电煤消费量情况.....25
图 52：2016-2022 年煤电标煤耗用量及动力煤耗用量情况.....25
图 53：近年来我国原煤入洗率持续下降.....25
图 54：中国炼焦精煤洗出率持续下降（亿吨）.....25
图 55：塔山井田含煤地层的地层柱状图.....26
图 56：2015-2023 年 3 月中国分煤种进口量情况（万吨）.....26
图 57：2015-2023 年 3 月中国进口结构情况.....26
图 58：2020-2023 年 3 月火电发电量情况（亿千瓦时）.....28
图 59：2020 年以来我国高炉开工率情况（%）.....29
图 60：2021 年以来我国高炉产能利用率（%）.....29
图 61：水泥开工率情况（%）.....29
图 62：水泥熟料产能利用率（%）.....29
图 63：2022-2023Q1 焦炭月度产量（万吨；%）.....30
图 64：2022-2023Q1 化肥月度产量（万吨；%）.....30
图 65：火电与水电呈现明显替代性.....30

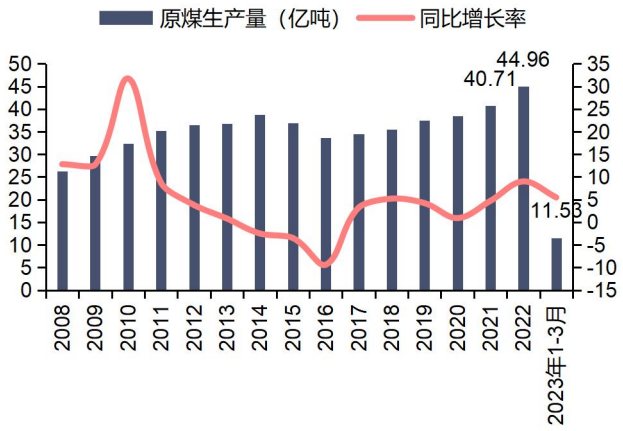
图 66：三峡蓄水量（亿立方米）.....30
图 67：山西吨煤完全成本曲线.....31
图 68：蒙东吨煤完全成本曲线.....31
图 69：千亿市值以上公司股权价值溢价情况（亿元）.....34
图 70：千亿市值以下公司股权价值溢价情况（亿元）.....34
图 71：主要煤企集团煤炭产能上市情况.....35
图 72：2022 年度各行业 ROE 与市净率 PB.....36
图 73：2018-2022 煤炭行业净利润与自由现金流情况（亿元）.....37
图 74：2012 年至今煤炭指数市盈率 TTM 与百分位.....37
图 75：2022 年各行业分红率及股息率情况.....37

一、供需：保供政策延续，不改供需紧平衡格局

1.1 供给端：统计口径原煤产量继续保持平稳增长，但仍需关注有效供给增量实际有限

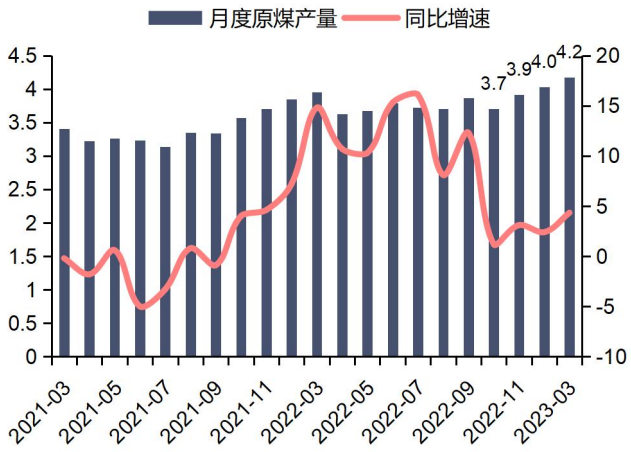
2023 年度一季度延续 2022 年强保供态势，原煤产量同比增长 5.5%。2023 年一季度产量 11.53 亿吨，同比增长 5.5%，继续保持平稳较快增长，煤炭供应能力再度提升。需要注意的是，一方面，结合 2022 年统计口径原煤产量增速（同比+9%）远高于煤炭消费增速（+4.3%）而煤炭价格仍保持高位的现实情况，反映出原煤产量实际增量相对有限，主要原因包括部分产能核增产量为表外转表内（约占 1/3）、原煤煤质下降带来矸石增加（约占 1/3），以及原煤统计口径的变化等（如包含煤泥、跨期统计等）。另一方面，自去年四季度以来月度原煤产量持续环比保持增长（由去年 10 月的 3.7 亿吨提高至 3 月的 4.17 亿吨），但环比增速明显放缓（环比增速由 11 月+5.7%下降至 3 月+3.6%），3 月原煤产量同比增速（+4.3%）较 1-2 月增速（+5.82%）放缓 1.52pct，也反映出持续高强度的生产状态并未延续。此外，自 2021 年 12 月以来，铁路煤炭发运量增速持续慢于煤炭产量增速，尤其是 2022 年 10 月以后，铁路煤炭发运量同比减少，在产地消费未大幅增加且强力保供的情形下，也反映出实际煤炭新增产量相对有限。

图 1：2022 年原煤产量大幅增加（亿吨）



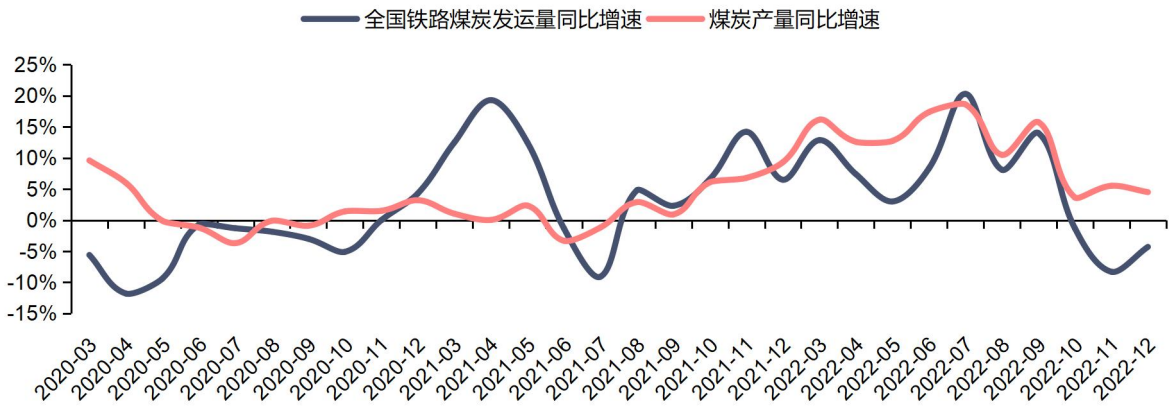
资料来源：wind，信达证券研发中心

图 2：2022 年四季度以来原煤产量同比保持增长（亿吨）



资料来源：wind，信达证券研发中心

图 3：2021 年底以来煤炭产量增速持续高于铁路煤炭发运量增速

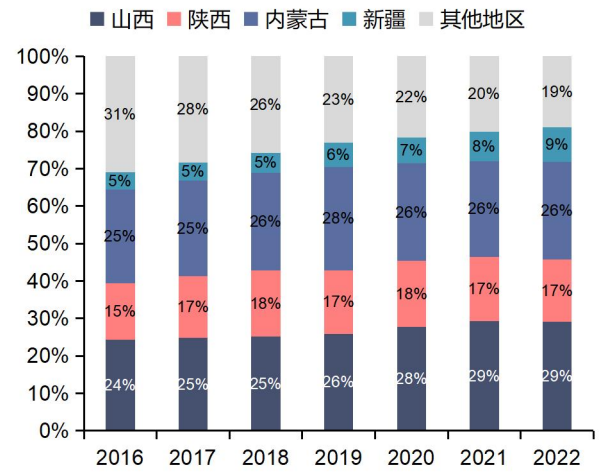


资料来源：cctd，信达证券研发中心

2023 年一季度晋陕蒙新原煤产量 9.4 亿吨，占比 81.3%，较 2022 年再度提升 0.37 个 pct。

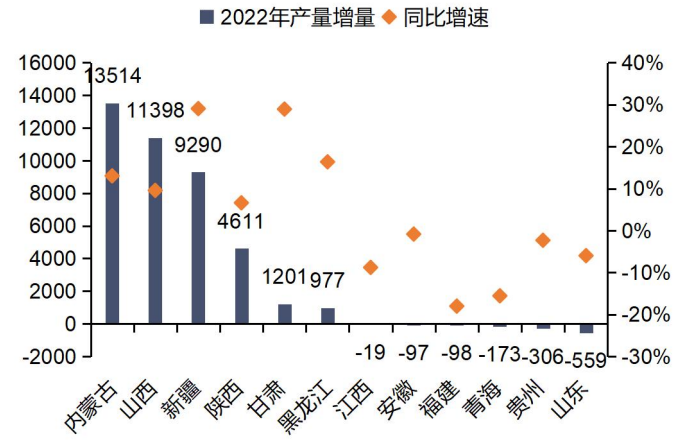
我国晋陕蒙新四省原煤产量不断增长，中东部地区原煤产量持续衰减，我国煤炭生产逐步向西北部集中。存量看，2022 年晋陕蒙新四省区原煤产量 36.4 亿吨，占全国总产量的 81%，较上年再次提升 1.0pct。 2023 年一季度晋陕蒙新四省区原煤产量 9.4 亿吨，产量占比再度上升至 81.3%，其中四省区产量分别为，山西 3.3 亿吨、同比增长 6.02%；陕西 1.8 亿吨、同比增长 2.78%；内蒙古 3.1 亿吨、同比增长 5.39%；新疆 1.1 亿吨、同比增长 22.2%。增量看，2022 年晋陕蒙新四省区增量占全国总增量的 91.44%，产量集中化趋势更加明显。

图 4：2016-2022 年我国原煤产量结构情况



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心。注：其他地区为晋陕蒙新 4 省以外其余省份。

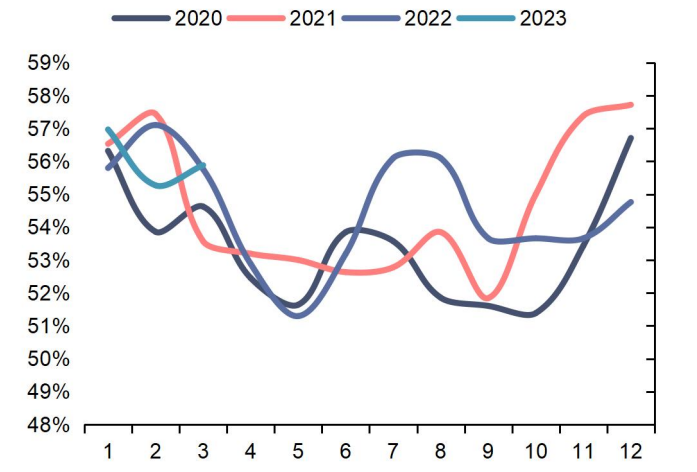
图 5：2022 年煤炭产量增量来源（万吨）



资料来源：wind，信达证券研发中心

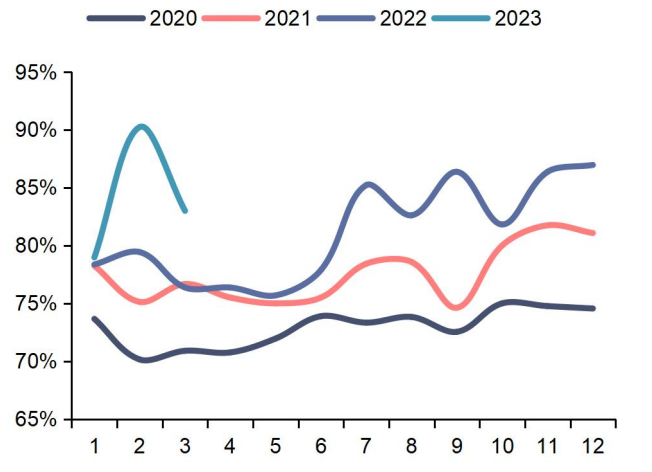
2023 年一季度铁路电煤发运量占比进一步提升，“产需错配”背景下煤炭保供更加受制于铁路运力。2023 年一季度，铁路煤炭发运量占比平均为 56%，较 2022 年同期下降 0.2 个 pct，我们认为主要原因是今年春节较往年提前近一个月，使得迎峰度冬期间的煤炭保供节奏提前；铁路电煤发运量占比平均为 84.1%，高于往年同期水平。需注意的是，随着煤炭生产重心加快向晋陕蒙新等地区集中，供给端持续向西北地区转移，煤炭运输更加受制于铁路运力。从具体的铁路运输情况看，大秦铁路和朔黄铁路运力已基本满发出力，增长空间有限，而瓦日铁路和浩吉铁路因路网干线和铁水联运基地配套建设滞后等客观因素影响，其运力短期内无法充分发挥。同时，疆煤外运的主要运输通道兰新线、临哈线铁路运力基本饱和，在不进行线路集中改造的情况下，疆煤铁路外运量短期也难以大幅增加。

图 6：铁路煤炭发运量占铁路货物发运量比重



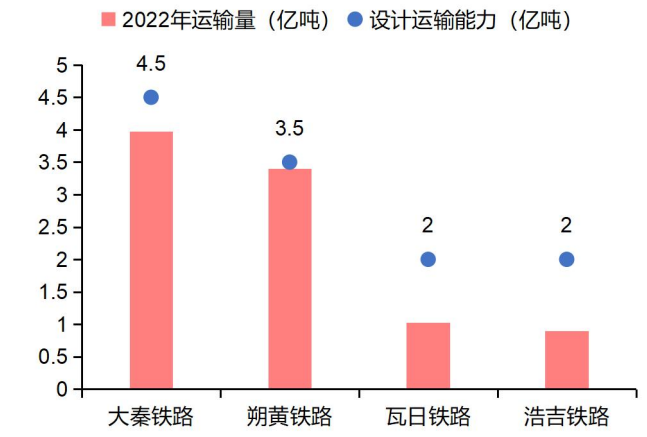
资料来源：cctd，信达证券研发中心

图 7：铁路电煤发运量占铁路煤炭发运量比重



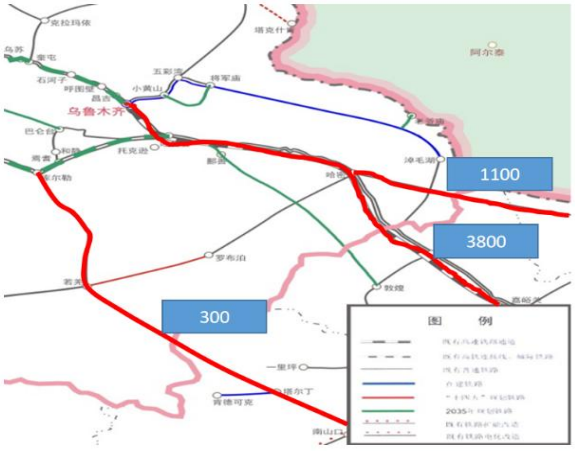
资料来源：cctd，信达证券研发中心

图 8：我国煤炭铁路运输主要通道运量运力情况



资料来源：信达证券研发中心整理

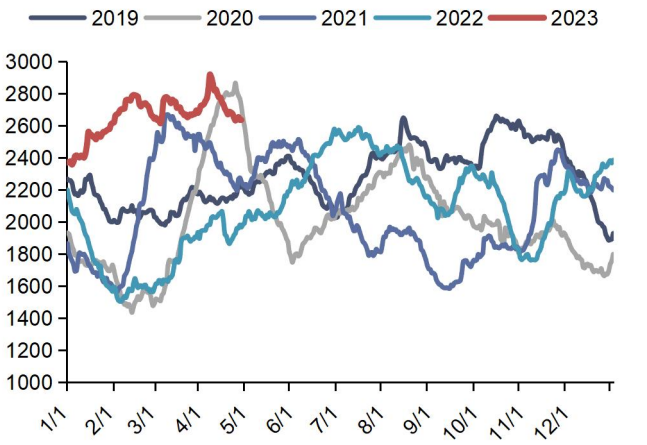
图 9：疆煤外运三条通道运输能力有限



资料来源：信达证券研发中心整理

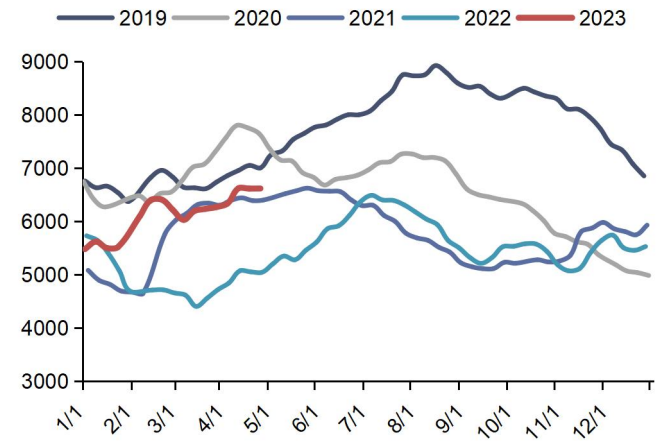
北方港口动力煤库存处于高位，但主流港口动力煤库存仍处于合理水平。截止 4 月 27 日，环渤海港口库存 2636 万吨，同比增加 34%，处于历年同期高位。但除北港库存高位外，全国主流港口库存相较往年处在合理水平，产地库存处于同期低位水平。北港库存偏高的主要原因是 2022 年底迎峰度冬期间下游电厂高位备库，而冬季气温整体偏高使得库存消耗较慢，下游电厂库存一直保持相对较高水平，叠加春节后下游需求恢复缓慢，下游拉运意愿较低，加之部分企业承担的保供储备煤堆放至港口，最终导致北方港口库存高于往年同期水平。同时需要注意，煤炭消费量逐年增加一定程度上影响库存增加。全国商品煤消费量从 2016 年的 37 亿吨提升至 2022 年 43.2 亿吨，而在周转量及可用天数基本稳定的情况下，库存裕度量小幅上升是正常情况。我们认为港口库存是慢变量，对基本面的反映相对滞后，应该合理看待北港库存偏高的情形，近期北港库存已出现去库迹象，切不能简单地认为是煤炭供需趋于宽松。

图 10：环渤海港口煤炭库存（万吨）



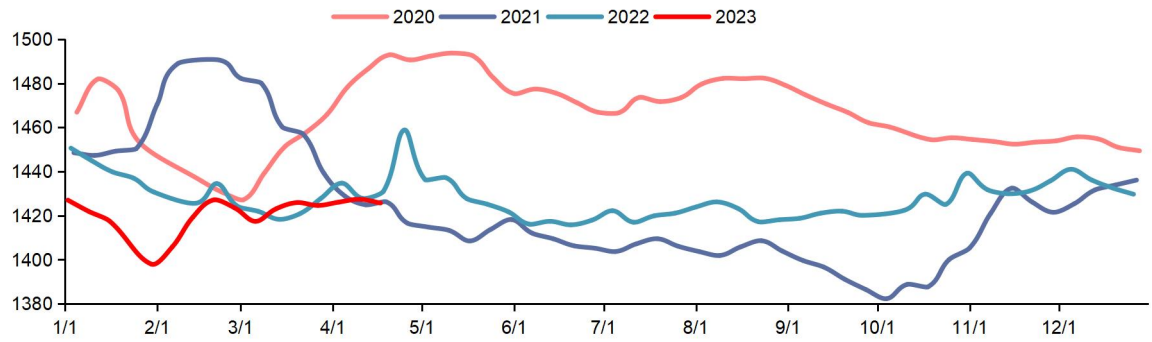
资料来源：CCTD，信达证券研发中心

图 11：全国主流港口动力煤库存情况（万吨）



资料来源：CCTD，信达证券研发中心

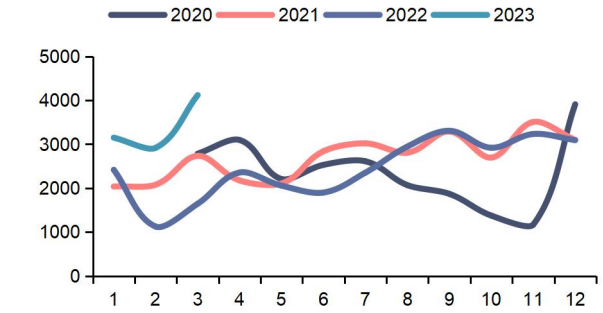
图 12：生产企业动力煤库存量（万吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

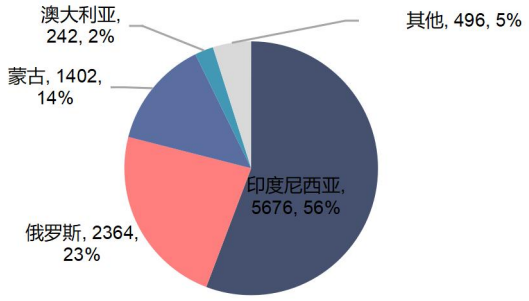
2023 年一季度煤炭进口大超预期，同比增长 96.5%，增量主要来源印尼、俄罗斯及蒙古。2023 年 1-3 月煤炭进口量 1.01 亿吨，同比增加 4999 万吨，同比增长 96.5%，主要原因是印尼低卡煤进口利润明显、预期取消进口煤零关税和澳煤进口放开政策导致集中通关。从煤种来看，一季度进口褐煤 4189 万吨，占比 41.15%，同比增加 2.93 个 pct，贡献增量的 44.18%；炼焦煤 2276 万吨，占比 22.35%，同比增加 85.62%；动力煤 2059 万吨，占比 20.22%，同比增加 102.17%，进口煤增量仍以印尼低卡褐煤为主。从来源国看，一季度我国自印尼、俄罗斯、蒙古合计进口煤炭 9442 万吨，占全国煤炭总进口量的 92.7%。其中，自上述三国进口煤炭量分别为，印尼 5676 万吨、增长 96.13%，贡献增量 55.65%；俄罗斯 2364 万吨、增长 145.25%，贡献增量 28%；蒙古 1401 万吨、增长 500%，贡献增量 23.37%。此外，我国恢复澳大利亚煤炭进口，一季度澳煤进口 242 万吨，同比下降 9.9%（2022 年一季度进口量占全年总进口量 94%）。

图 13：2020-2023 年煤炭进口量（万吨）



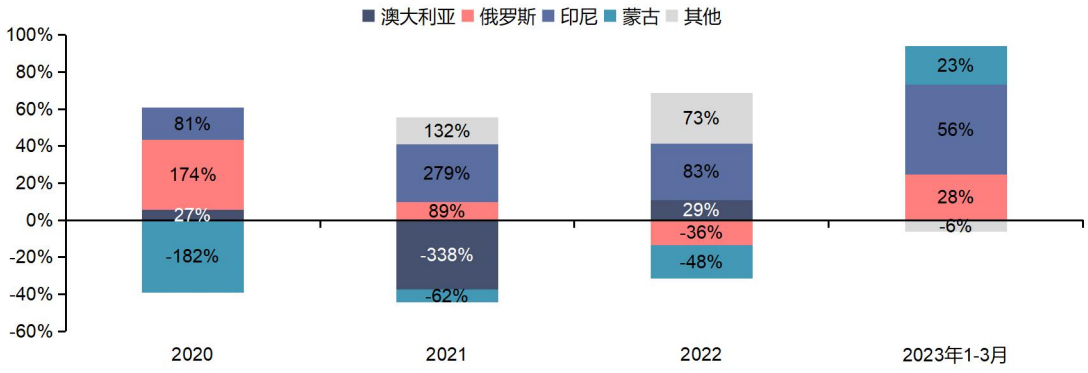
资料来源：wind，信达证券研发中心

图 14：2023 年 1-3 月我国煤炭进口结构情况（万吨，%）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 15：2020-2023 年煤炭进口量增量结构

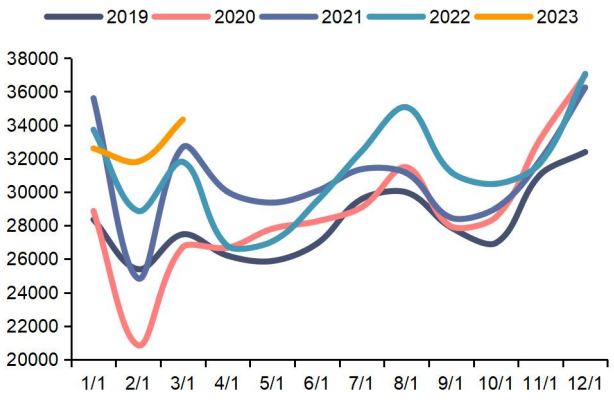


资料来源：wind，信达证券研发中心

1.2 需求端：经济复苏拉动煤炭需求缓慢提升，边际改善逐步趋好

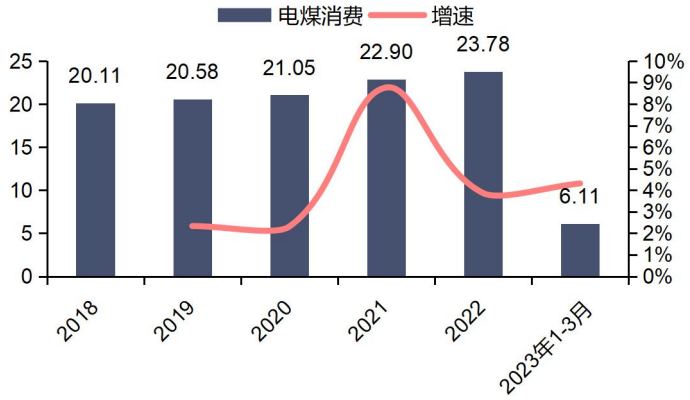
2023 年一季度商品煤累计消费量 11.4 亿吨，同比增加 4.6%。今年以来，随着宏观经济和下游需求的逐步复苏，煤炭需求整体呈现缓慢向好态势。从同期对比看，2023Q1 商品煤累计消费量 11.4 亿吨，较 2022 年同期增长 4.6%；从月度数据看，3 月煤炭消费量 4.0 亿吨，同比增速 8.9%，较 1-2 月同比增速 1.4%增加 7.5 个 pct；从行业数据看，电力行业消费 6.11 亿吨，占比 61.8%；建材行业消费 5631 万吨，占比 5.7%；化工行业消费 5383 万吨，占比 4.4%；冶金行业消费 4375 万吨，占比 4.4%。

图 16：商品煤月度消费量情况（万吨）



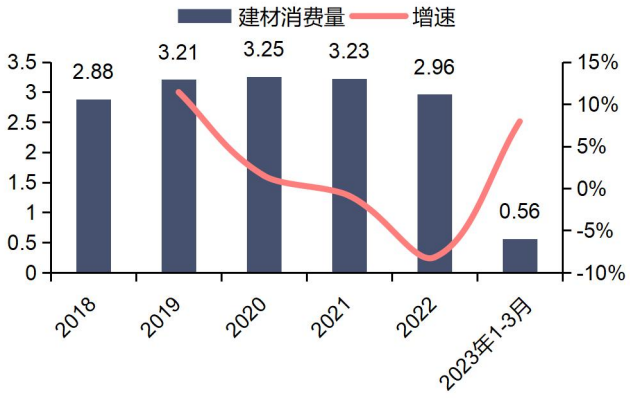
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 17：电力用煤月消费量（亿吨）



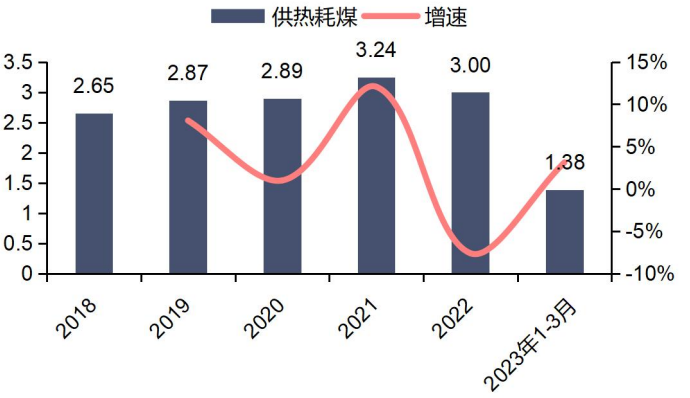
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 18：建材用煤月消费量（亿吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 19：供热用煤月消费量（亿吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

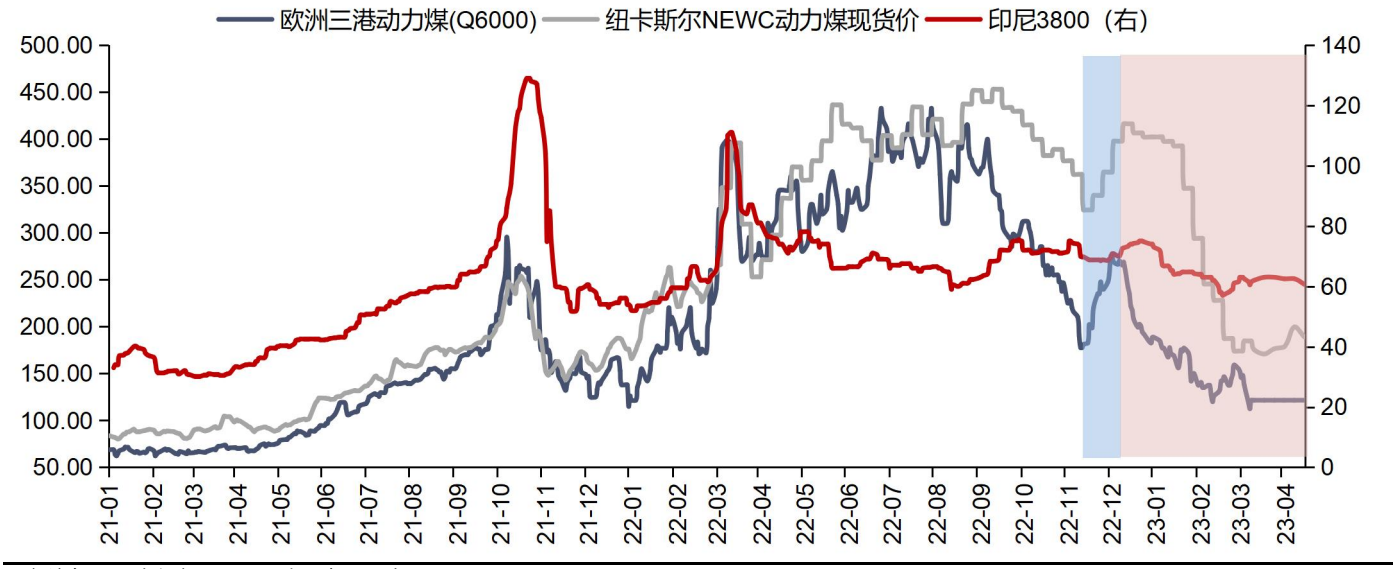
从电力行业需求看，2023 年 1-2 月火电发电量同比下降，3 月呈现由降转升。1-2 月总发电量同比小幅增加 0.71%，其中，火电发电量增速同比下降 2.26%，较 12 月环比下降 3.16%，主要由于 2022 年冬季气温整体偏暖叠加春节前疫情和假期影响，全社会发电量增速整体放缓，而新能源发电量大幅增长导致火电发电量增速下滑（太阳能发电同比+9.31%，风电同比+30.15%）。3 月，随着下游开工复苏节奏加快，全国社会用电量同比增速明显提升（+5.12%），其中，火电发电量由降转升（+9.07%），水电发电量降幅扩大（-8.34%），太阳能发电增速加快（+11.82%），风电增速放缓（4.2%）。

图 27：产地煤价与港口煤价走势对比（元/吨）

资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心　注：假设山西大同-秦皇岛港运价为 150 元/吨

欧洲用煤需求减少引发国际高卡煤价格大幅下降，但低卡煤价格支撑较强。全球高卡煤主要供给欧洲地区，价格主要受欧洲需求影响而大幅波动，但中枢水平仍同比提升。低卡煤需求市场为中国、韩国、日本等，煤炭需求较稳定。今年年初至 2 月底，欧洲天然气库存高位，对煤炭需求持续减弱，欧洲三港价格率先下降带动纽港价格下跌由 392.4 美元/吨下降至 173.9 元/吨。而 3 月至今，国际煤炭市场维稳运行，同时受到 OPEC+原油减产导致对于能源供应担心，纽港煤炭价格短期上涨，反观印尼 3800 大卡煤价自 2022 年四季度以来，一直维持相对稳定水平，中枢价格在 67.64 美元/吨。**我们认为高卡跌价而低卡不跌说明国际市场格局的分异性，高卡煤价格下跌对我国煤炭供需基本面影响不大，应更加关注印尼低卡煤价格变动情况。**

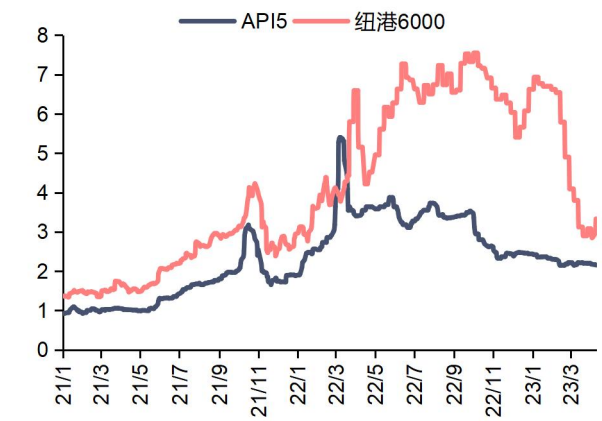
图 28：2021 年以来欧洲三港、纽港、印尼港口煤炭价格指数变化（美元/吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

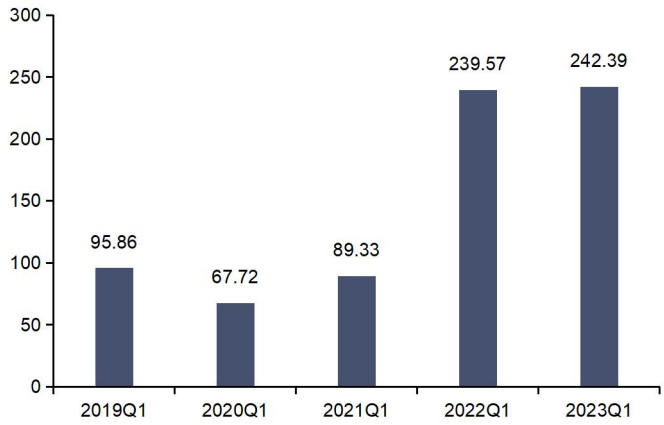
值得关注的是，高卡煤价格下跌剧烈，与低卡煤价差逐渐缩小，是市场回归正常水平的合理表现。2021 年前澳洲高卡煤（6000）每百卡高于 API5 约 1 美元左右，而在俄乌冲突后由于欧洲对澳洲煤需求骤增，二者价差持续走扩，目前高卡煤虽大幅下跌，但仍在合理区间。纽港价格波动大主要受到欧洲进口煤减少影响，低卡煤价格维持稳定；岁末年初一般都是国际煤价较低的时期，需要看到 2023 年价格虽环比下降但同比上升。

图 29：澳洲高卡煤单位价格回归低卡煤（美元/百卡）



资料来源：cctd，信达证券研发中心

图 30：纽卡斯尔港（6000 大卡）2023Q1 价格同比上涨（美元/吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

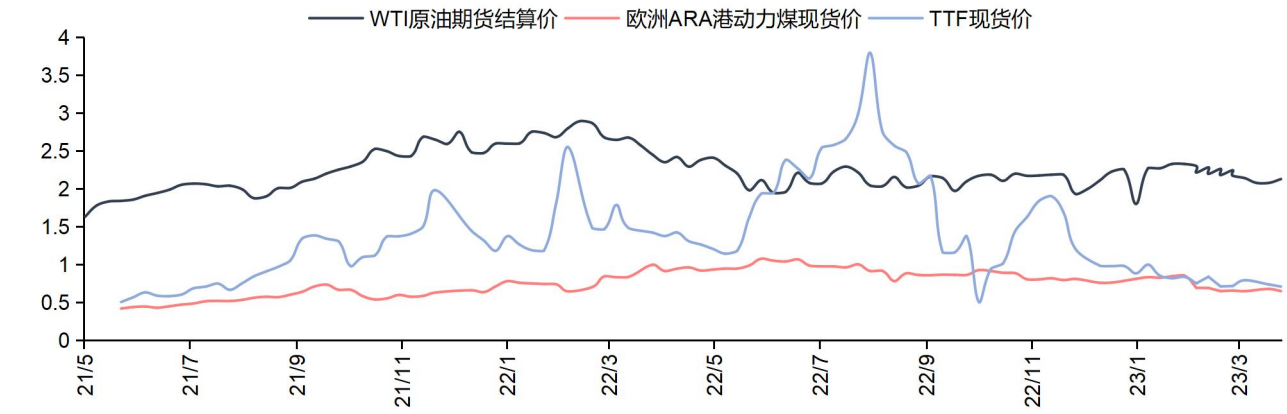
即使在欧洲气价大幅下跌的背景之下，煤炭仍具有比价优势。2022 年底，天然气价格大幅下跌，单位热量价格下降，但煤炭单位热量仍是性价比最高的能源。截止 4 月 28 日，原油单位价格为 2.13 美元/万大卡，天然气单位价格为 0.7 美元/万大卡，6000 大卡煤炭单位价格为 0.65 美元/万大卡。同时，天然气价格与纽港煤炭价格联动性强，煤炭价格调整幅度远小于天然气。

表 2：海外煤炭价格回调幅度远小于天然气

	TTF 天然气现货价	纽港（6000 大卡）	API5（Q5500）
2022 年 8-12 月	-93.19%	-28.39%	-37.68%
2023 年 1 月	-22.46%	4.65%	-4.66%
2023 年 2 月-4 月	-38.75%	-57.51%	-7.63%

资料来源：wind，信达证券研发中心

图 31：煤、油、气单位热量价格（加碳价，美元/万大卡）



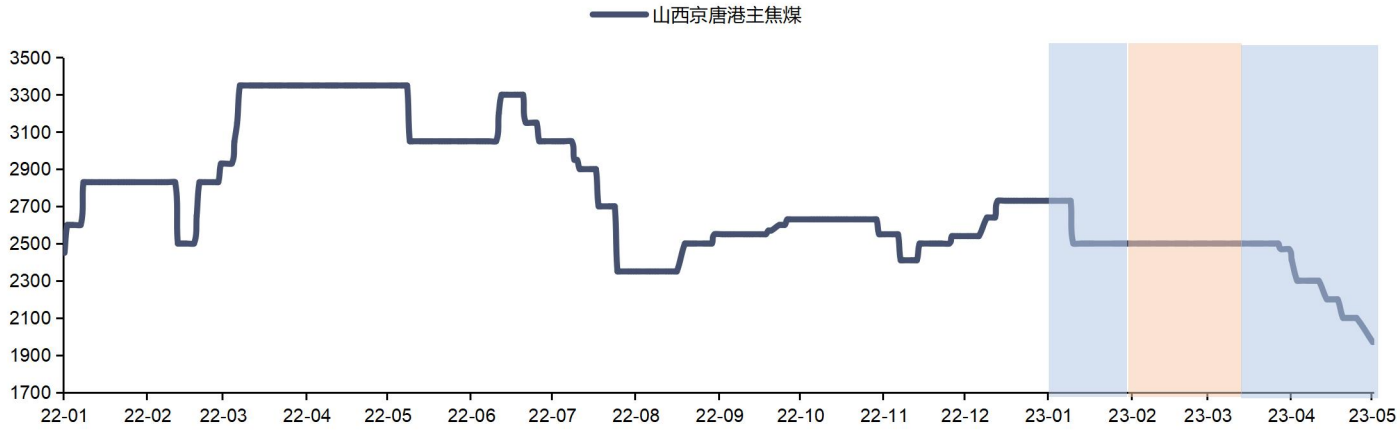
资料来源：wind，隆众资讯，信达证券研发中心

2.2 炼焦煤：焦煤价格持续下跌，但长协价平稳，且库存低位

年初以来，国内炼焦煤市场维持弱稳运行，焦煤现货价格持续下跌。第一阶段：1 月，临近春节，焦煤供应收紧，但面临焦炭价格两轮提降，下游需求减少，焦煤价格小幅回落；第三阶段：2 月-3 月中旬，主产地复工复产，下游钢铁行业开工率也逐步提升，钢材价格出现小幅上涨，支撑焦煤价格维稳运行；第三阶段：3 月中旬至今，国内焦煤产量稳定供给，叠加进口焦煤量大幅增加，反观下游钢铁行业提升至高位，而终端房地产等行业钢铁需求恢复较

慢，导致钢铁累库，钢铁价格下跌，钢铁行业亏损依旧严重，焦炭行业几度提降，压制焦煤价格持续下跌，焦煤市场弱稳运行。截止 5 月 4 日，焦煤价格较年初由 2730 元/吨下跌至 1970 元/吨。

图 32：京唐港山西主焦煤（灰分 8%，挥发分 25%，硫分 0.9%）库提价（元/吨）

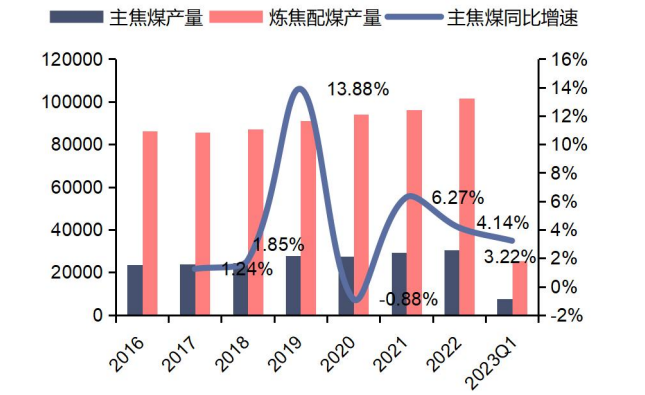


资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

炼焦煤价格下跌主要原因是供给量大幅增加。产量端，国内主焦煤供给自 2021 年以来保持小幅增长，增速逐年下降，2023Q1 实现产量增速 3.22%，高于 2017-2018 年水平；同时焦煤进口大幅增加成为供应的有力补充。2023Q1 实现炼焦煤进口量同比增加 85.62%，主要来自蒙古、俄罗斯、印尼，三国炼焦煤进口同比增加 433.78%、113.53%、192.33%。新增供给量增加叠加今年来保供形势缓解，炼焦煤转售为动力煤的情况或有减少，使得炼焦煤市场显宽松态势。

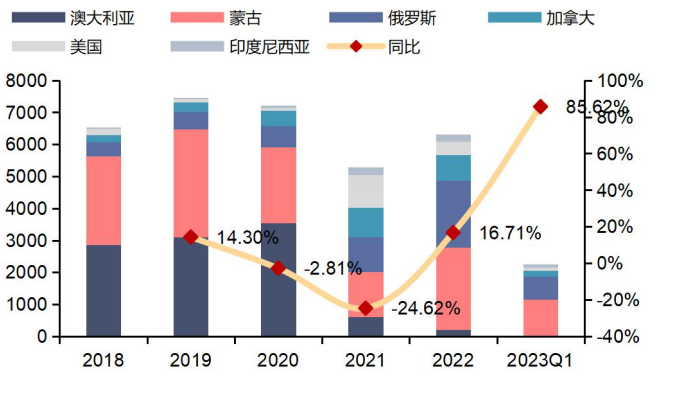
炼焦煤下游低库存战略，产地焦煤累库变相增加供给量。炼焦煤下游消费各环节库存都处于历年低位，根据煤炭资源网数据，截止 4 月 24 日，炼焦煤中转地库存指数及消费低库存指数分别为 50、81.8，低于过去三年均值 74.4、96.36。而产地库存呈现上升趋势，说明下游企业实行“低库存战略”补库意愿较差，焦煤在产地累库，市场宽松运行。同时叠加现货焦煤竞价拍卖方式使焦煤市场容易受到竞价情绪影响，多重因素共同导致市场基本面偏弱，价格回落。

图 33：2021-2023Q1 国内主焦煤产量保持增长（万吨）



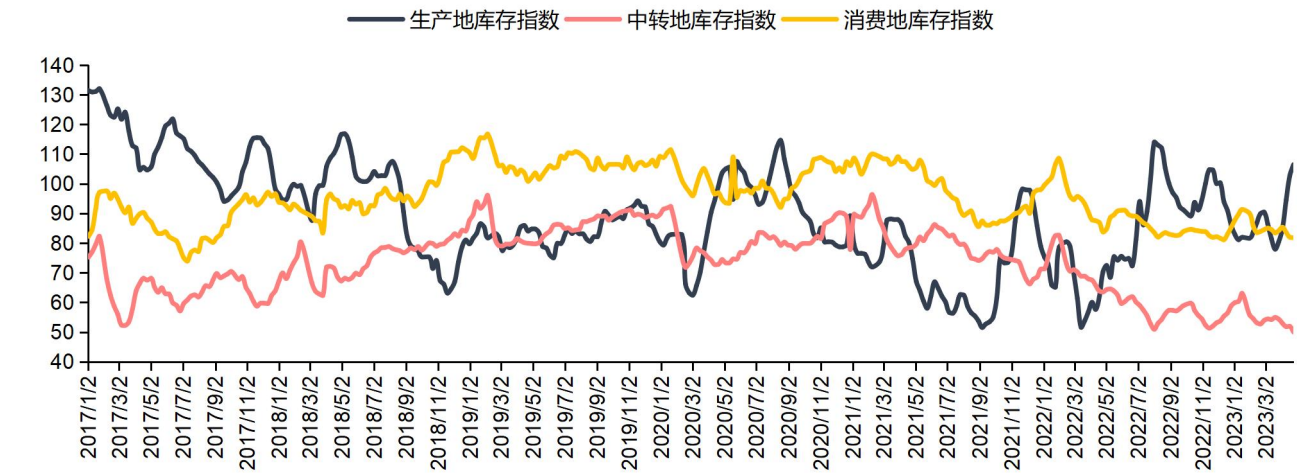
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 34：2022-2023Q1 炼焦煤进口量快速增长（万吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

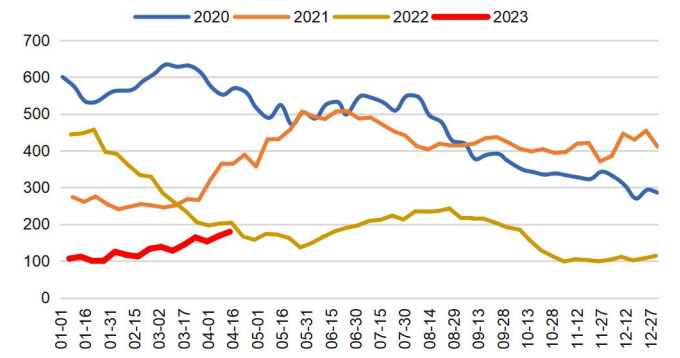
图 35：2022 年以来炼焦煤下游补库意愿低



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

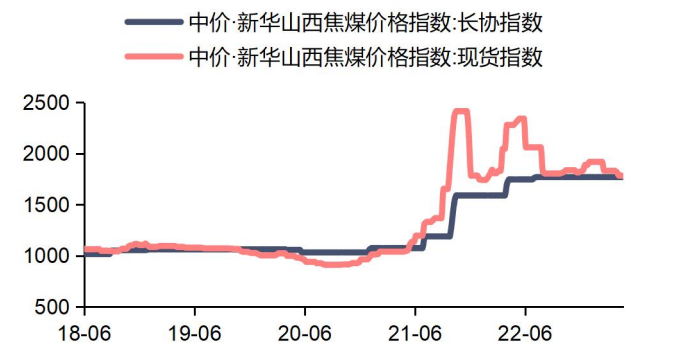
值得关注的是，焦煤长协价格相对稳定，一直延续去年四季度的长协价格，并未出现下调，相当于稳住了焦煤价格的“锚”。2023 年以来新华山西焦煤长协价格在保持在 1768 元/吨，现货价格由 1917 元/吨下跌至 1777 元/吨，已经接近长协价格，甚至部分焦煤品种现货和长协价格已经倒挂，而且，当前焦化和钢厂库存都处在历史低位，焦化库存和焦煤价格呈现高度相关性，下游需求改善或将能够支撑焦煤价格边际快速改善。

图 36：焦煤六大港口库存情况（万吨）



资料来源：cctd，信达证券研发中心

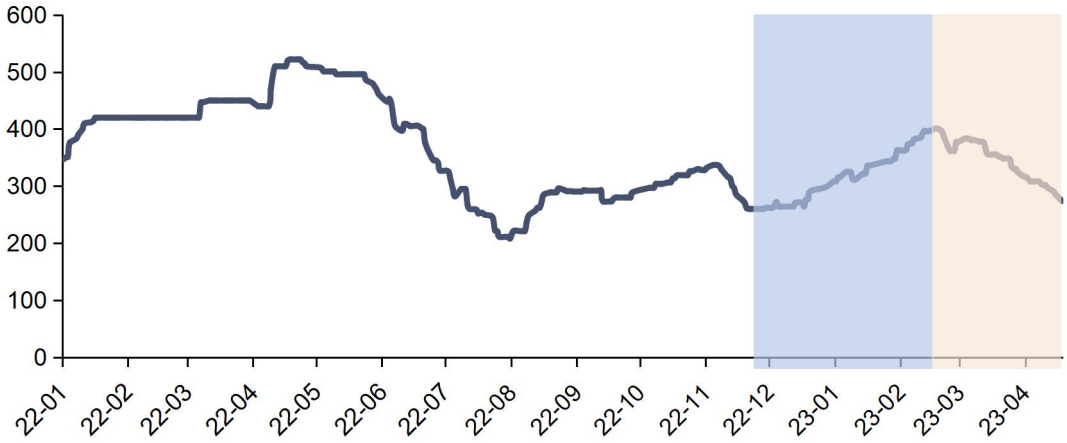
图 37：今年一季度焦煤长协价格保持稳定（点）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

今年以来，海外澳洲峰景硬焦煤价格由涨转跌，一季度价格中枢同比下降 15.26%。今年年初以来，澳洲主产地受到暴雨影响，生产和发运均受到阻碍，焦煤供给减少，叠加印度等国家进口量增加，以及中国逐步放开澳煤进口预期，澳洲焦煤支撑偏强。然而，虽然中国放开澳煤进口，但由于澳洲与国内价格缺乏价格优势，需求量未现大幅增加，以及澳煤国内供应量上升，澳洲焦煤价格出现回落。2023 年一季度，澳洲峰景矿焦煤价格均价为 357.07 美元/吨，较去年同期下降 15.26%。截止 2023 年 4 月 21 日，海外峰景矿焦煤价格为 274 美元/吨，与年初水平基本持平。

图 38：澳大利亚海角港峰景矿硬焦煤价格变化走势（美元/吨）



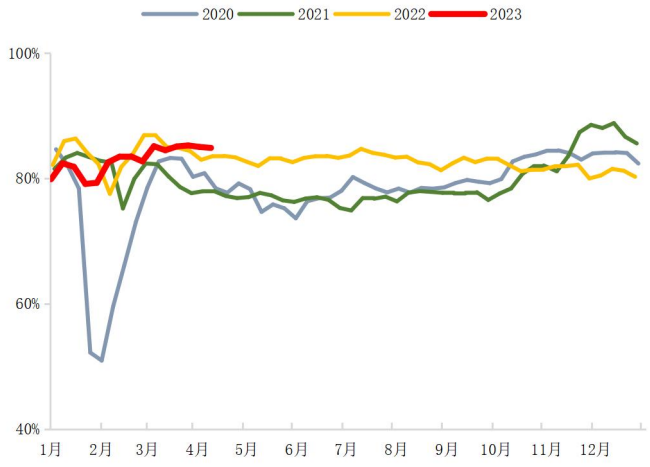
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

三、趋势：景气周期趋势未变，煤企价值重估或将开启

3.1 供给端：中短期煤炭有效供给增长仍较困难

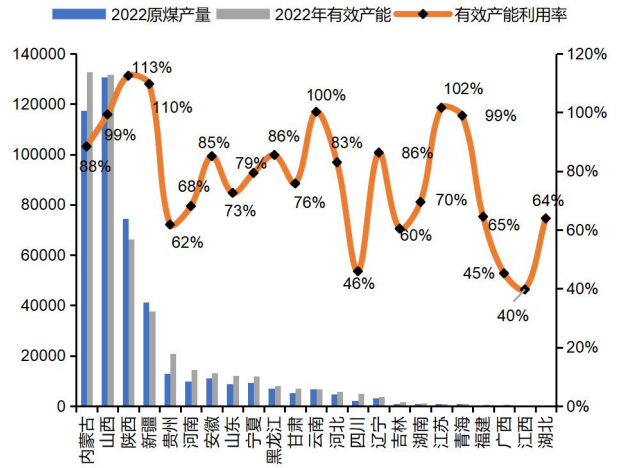
经过近两年的强保供，多地煤矿有效产能利用率已超 100%，进一步产能核增挖潜空间有限。2021 年四季度强力实施煤矿增产保供以来，煤矿开采条件相对较好的晋陕蒙三省煤矿产能利用率持续保持高位，2022 年晋陕蒙煤矿产能利用率平均维持在 83%，远高于 2020-2021 年同期水平（78%、80%），2023 年一季度整体保持在 82.7%，较 2022 年基本持平，也表明煤矿产能挖潜已基本达到极限。值得关注的是，随着近几年落后产能的关闭退出，实际有效产能或小于统计口径产能，实际产能利用率更高。根据煤炭资源网统计数据，2022 年全国煤矿有效产能利用率整体达到 93%，创近七年最高水平，其中陕西、新疆有效产能利用率超过 110%，山西、青海、江苏和云南等地将近 100%，客观反映了存量煤矿产能进一步挖潜空间有限。

图 39：2020-2023 年 4 月晋陕蒙三省煤矿产能利用率（%）



资料来源：煤炭市场网，信达证券研发中心

图 40：2022 年多地煤矿有效产能利用率已超 100%（万吨）



资料来源：煤炭市场网，信达证券研发中心

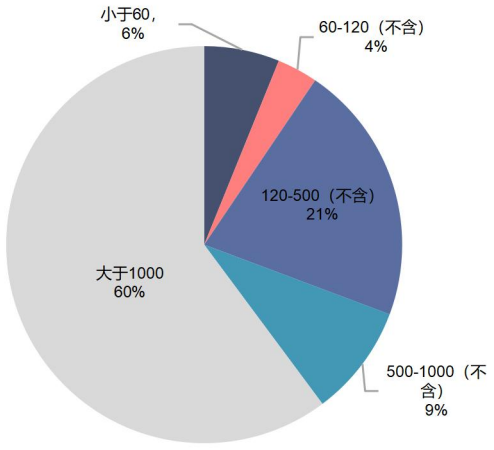
煤矿持续高强度高负荷运转导致煤矿采掘接续严重紧张，安全生产事故频发，或将影响阶段性煤炭产量下降。据国家矿山安全监察局统计，当前，我国已确定的采掘接续紧张煤矿数量共计 367 处，涉及山西、内蒙古、黑龙江、四川、贵州、陕西、新疆等 22 个省（自治区），已超过正常生产矿井的 10%，实际情况可能要比数字更加严峻。尤其是部分高瓦斯和煤与瓦

斯突出矿井以及存在水害、自燃发火等重大危险源的矿井（如炼焦煤、无烟煤矿井，及部分东北、中东部、西南地区动力煤矿），涉及灾害治理和巷道准备工作量大，采场能力不足，更容易造成采掘接续紧张。一旦出现采掘失调，极有可能导致煤炭产量“断崖式”下降，同时也可能酿成重大安全生产事故。2022 年，全国煤矿安全生产事故 168 起，同比增加 84.62%、死亡 245 人，同比增加 37%，每百吨死亡率提升至 0.054，以及今年 2 月内蒙古阿拉善盟阿拉善新井煤业露天煤矿发生大面积坍塌事故，造成极其恶劣的社会影响。

针对采掘接续紧张问题，2023 年 4 月，山西省应急管理厅、山西省地方煤矿安全监督管理局印发了《全省煤矿采掘接续专项整治工作方案》，要求各级煤矿安全监管部门从 4 月至 12 月，对全省所有正常生产的煤矿开展煤矿采掘接续紧张专项整治，对于因采掘接续紧张没有采取有效措施甚至放任不管而导致事故发生的，依法依规从严从重追究相关人员责任。针对煤矿安全生产，国家矿山安监局自 2023 年 3 月份起至年底，组织开展露天矿山安全生产专项整治，范围涵盖所有正常生产建设和 2023 年内复工复产的露天矿山，以及山西、内蒙和新疆等地均组织露天煤矿安全生产专项检查。需注意的是，本轮专项检查时间跨度长、涵盖范围广，聚焦问题准，尤其是聚焦井田范围小、开采规模小、开采深度大、长期整合技改、边建设边生产、边坡剥离问题屡查屡犯、超能力超强度超定员组织生产、安全隐患突出、企业管理组织混乱、法定代表人和主要负责人被纳入失信人员名单等矿山企业。

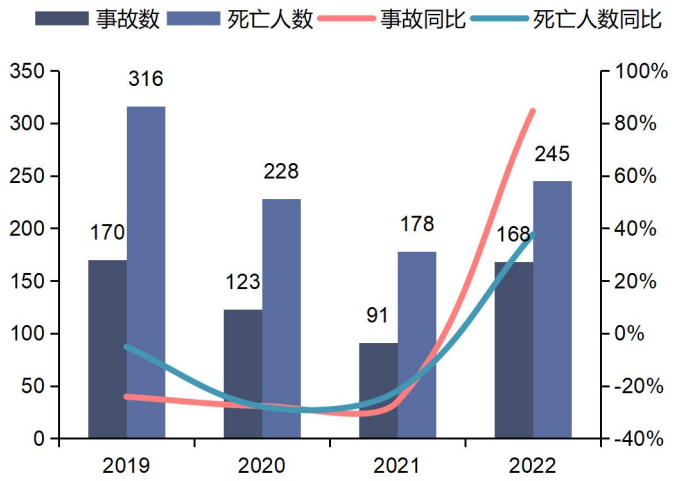
值得关注的是，开采难度更小的露天矿同样可能在高强度生产下发生重大事故，更是印证了高强度生产带来的采掘接续紧张和安全生产问题已经相当严峻，继续延续高强度生产的难度较大。此外，据我们统计，中小露天煤矿（产能小于 120 万吨/年）合计产能约 1.1 亿吨，占全国露天矿产量 10%，该部分矿井大部分为民营企业，实际产量往往远大于核定产能，往往也是本轮露天煤矿违规超产等安全生产检查的重点对象，一定程度上会直接影响阶段性煤炭产量。

图 41：露天矿井产能及占比情况（万吨）



资料来源：公开资料，信达证券研发中心整理

图 42：煤矿安全生产问题严峻

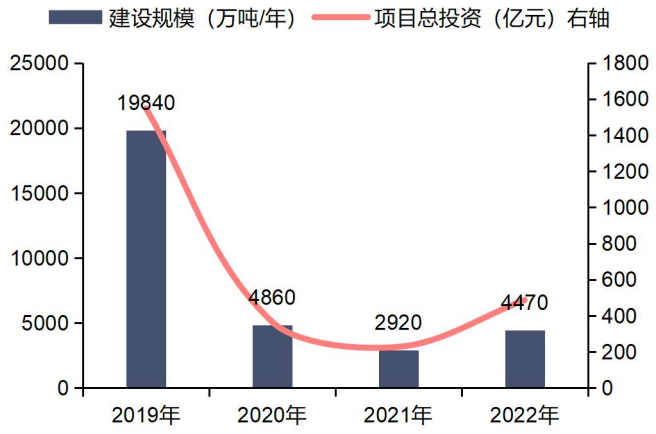


资料来源：公开资料，信达证券研发中心整理

2019 年以来核准新建煤矿产能规模较小，且进一步集中向更西部的内蒙和新疆转移。根据国家发改委、能源局核准批复的煤矿项目情况看，2019-2022 年，新核准新建煤矿产能分别为 19480 万吨/年、4860 万吨/年、2920 万吨/年、4470 万吨/年，累计核准产能 32090 万吨/年，整体核准煤矿规模相对较小，也决定着中短期新建煤矿带来的边际产量增长有限。其中，2019 年核准产能相对较多的主要原因是 2016 年煤炭行业供给侧改革要求的 3 年内停止审批新建矿井政策到期，集中审核批准一批煤矿项目，多数为手续不全矿井的合法化，并无大量实际新增煤矿。从区域分布看，以 2022 年全年煤炭产量数据看，内蒙古和新疆的

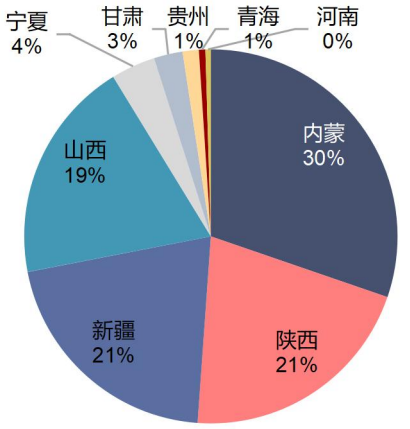
原煤产量增速分别为 13.01%和 29.04%，超过全国原煤产量增速 10.43%，而山西和陕西原煤产量增速分别为 9.55%和 6.59%，慢于全国原煤产量增速。与此同时，山西和陕西核准批复产能占比 40%，内蒙和新疆核准产能占比 51%，表明从原煤产量增速和新建煤矿核准情况来看，我国煤炭生产已呈现出向内蒙和新疆更西更北部转移态势，未来“产需错配”格局将更加突显。

图 43：2019-2022 年分年度新核准煤矿产能情况



资料来源：发改委，国家能源局，信达证券研发中心。注：2019 年核准项目存在大量表外转表内的情况。

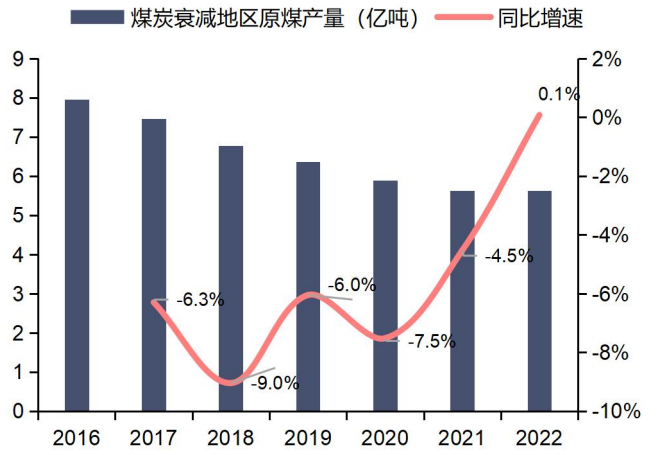
图 44：2019-2022 年分省区累计新核准煤矿产能情况



资料来源：发改委，国家能源局，信达证券研发中心

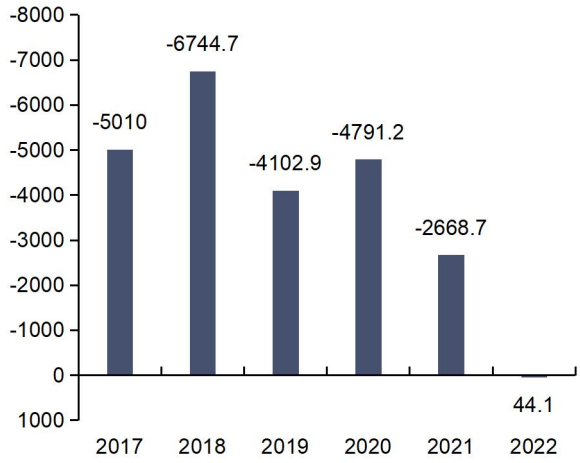
中东部区域煤矿产能退出和原煤产量衰减制约着主消费产地煤炭供给，区域性结构性缺煤矛盾或将持续存在。2016-2022 年，全国 23 个产煤省份中仅晋陕蒙新等 9 个省份原煤产量实现增长，由 25.41 亿吨增长至 39.33 亿吨，增加 13.9 亿吨，年复合增长速度 7.6%。其余 14 个省份原煤产量均出现下滑，由 7.96 亿吨下滑至 5.63 亿吨，原煤产量下降 2.33 亿吨，年复合下降速度 5.6%。2022 年增产保供政策下，多数省份实现煤炭产量增加，但仍有山东、安徽和贵州等 6 个省份煤炭产量降低。即使增产保供政策下煤矿高负荷生产，山东、安徽和贵州等地的原煤产量仍然下降，这些地区的煤炭产量衰减情况尤为严重。虽然其他省份在增产保供政策下打破原本煤炭衰减趋势实现 2022 年产量正增长，但同时强力的增产保供政策也将导致这些省份未来的煤炭衰减速度较快。

图 45：2016-2022 年煤炭产量衰减地区原煤产量情况



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心。注：煤炭产量衰减地区指 2016-2022 年 14 个原煤产量下滑的省份，主要有河南、河北、贵州、山东、安徽等地。

图 46：2017-2022 年煤炭产量衰减地区年衰竭量（万吨）

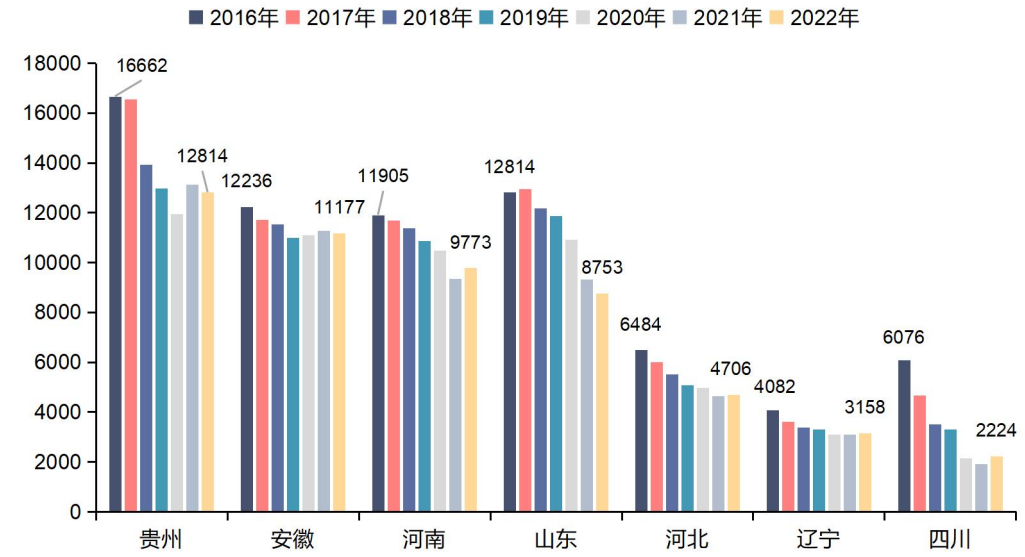


资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心。注：煤炭产量衰减地区指 2016-2022 年 14 个原煤产量下滑的省份，主要有河南、河北、贵州、山东、安徽等地。

2016-2022 年，我国贵州、安徽、河南、山东等省份煤炭产量逐步衰竭，其中贵州和山东降

幅尤为明显，贵州产量由 1.66 亿吨下降至 1.28 亿吨，降幅 23%，山东产量由 1.28 亿吨下降至 0.87 亿吨，下降幅度达 32%。依据国家能源集团技术经济研究院发布的《“双碳”目标下我国煤炭资源开发布局研究》，西南地区是我国煤炭主产地之一，承担区域煤炭保供重任，短期内煤炭产量有增长，但受制于资源和开采条件问题长期趋降较明显，预计现有煤矿在 2035 年煤炭产量较 2020 年下降 36%。鲁苏皖是我国煤炭主产地之一，同样面临资源枯竭和压覆问题，预计现有煤矿在 2035 年煤炭产量较 2020 年下降 53%。预计 2020-2035 年期间，东部煤炭产量将整体下降 60%，中部将整体下降 36%，西部将呈现明显上升。我们认为未来煤炭开发潜力主要集中在晋陕蒙新等西部地区，中东部等地区煤炭产能退出和原煤产量衰减，将直接影响中东部主要煤炭消费地的有效供给，或导致未来区域性结构性缺煤矛盾持续存在或更加突出。

图 47：我国原煤产量衰减主要省份的情况（万吨）

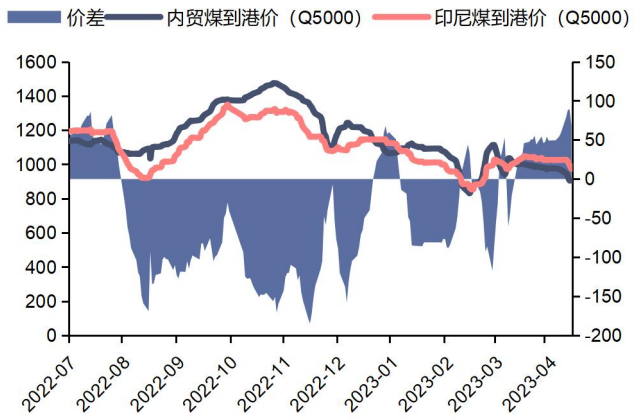


资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

全年煤炭进口量或难以维持一季度持续高速增长。2023 年一季度我国煤炭进口量近翻倍增长，主要集中在印尼、蒙古及俄罗斯，澳煤进口仅占比 2%。今年一季度进口同比增长较快的主要原因是由于海外煤价下跌使得部分煤种有明显进口利润致使煤炭进口明显增加，以及 2022 年 1 月印尼曾暂停煤炭出口和疫情防控影响下蒙煤口岸通车数持续低位运行，2022Q1 煤炭进口基数总体较低。

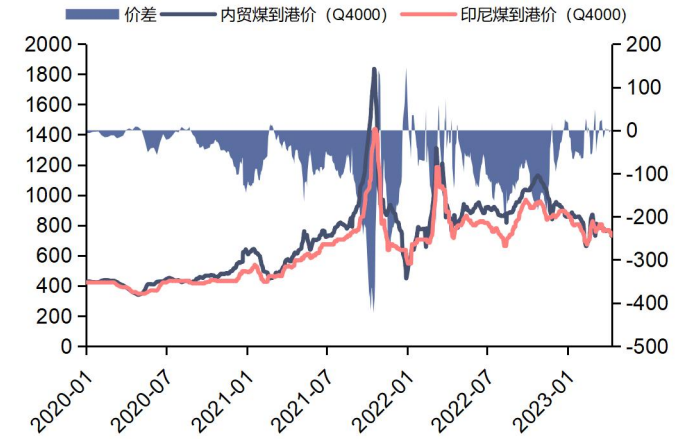
值得关注的是，尽管一季度煤炭进口量有明显增长，但从全年看不能简单地线性外推全年煤炭进口量。印尼煤方面，印尼高卡煤价格已倒挂，低卡煤到港价格与内贸煤价差缩小，印尼煤进口利润逐渐收窄；澳煤方面，即使目前重新放开也需要一个贸易格局重塑的过程，且进口不具有价格优势，短期难以恢复到禁运前的量级；蒙古国煤炭反腐事件导致煤炭出口存在不确定性，且俄罗斯煤炭进口受限于铁路运力，叠加欧洲、日本和韩国将要开启新一轮的补库。我们预计伴随欧洲、日韩和印度等新一轮补库加大煤炭进口，海外煤炭价格或将趋稳回升，下半年我国煤炭进口压力可能加大，进口煤环比增幅有望逐步收窄，需关注全年煤炭进口结构调整。

图 48：印尼（Q5000）进口价差（元/吨）



资料来源：Wind，信达证券研发中心 价差=进口价-内贸到港价

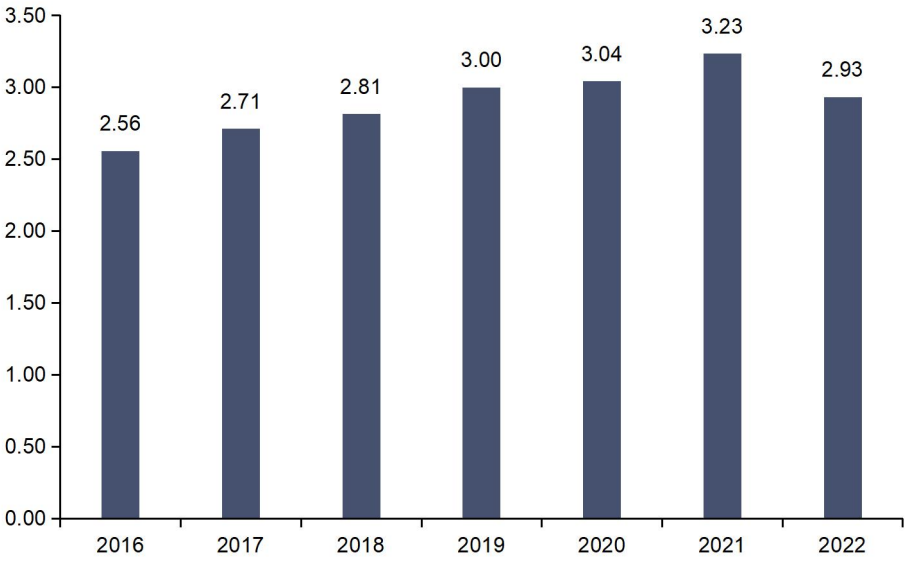
图 49：印尼煤（Q4000）进口价差（元/吨）



资料来源：Wind，信达证券研发中心整理 价差=进口价-内贸到港价

煤炭进口量稳步增长为长期态势，当前高速增长难以长期维持。从 2016-2022 年来看，随着我国煤炭需求的不断增加，煤炭进口量稳步上涨为我国常态，2022 年由于国际煤炭价格高涨导致我国进口量多年来首次下滑。2023 年一季度以来我国煤炭进口快速增长，主要是去年同期基数较低，反常态的进口量高速增长难以长期维持。

图 50：2016-2022 年我国煤炭进口量变化情况（亿吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

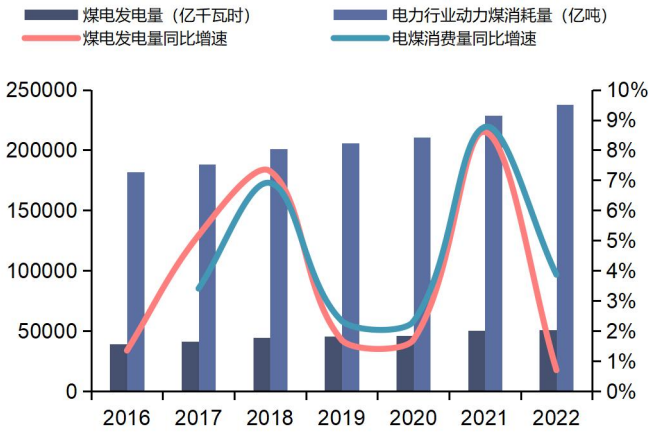
3.2 煤质下降或成常态，间接影响煤炭实际有效供给

增产保供以来，电煤消费增速明显快于火电发电量增速，火电耗用标煤量占电煤消费量比重持续下降，均反映出国内电煤平均热值出现明显下滑。从同比增速看，2022 年，我国煤电发电量 50770 亿千瓦时，同比增长 0.7%；电煤消费量 23.78 亿吨，同比增长 3.9%。与此同时，从标煤占电煤消费占比看，2022 年，我国煤电耗用标煤量 14.78 亿吨，煤电电煤耗用量 23.78 亿吨，电煤转换为标煤的转换率为 62.16%，同比下降 2.1pct。依据标煤发热量为 7000kcal/kg 简要计算，2022 年我国电煤平均发热量为 4351kcal/kg，较 2021 年均值下降 146 kcal/kg，同比下降 3.2%。

我们认为，在煤电机组发电效率未大幅提升的情形下，近两年煤电机组耗煤水平基本持平，但 2022 年以来的我国电煤消费量增速明显快于煤电发电量增速，再叠加火电耗用标煤量占

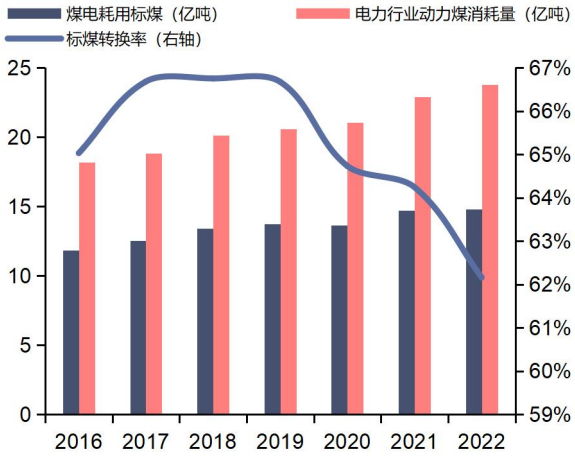
电煤消费比重明显下滑，均印证了电煤发热量下降的判断。

图 51：2016-2022 年煤电发电量及电煤消费量情况



资料来源：煤炭资源网，中电联，信达证券研发中心

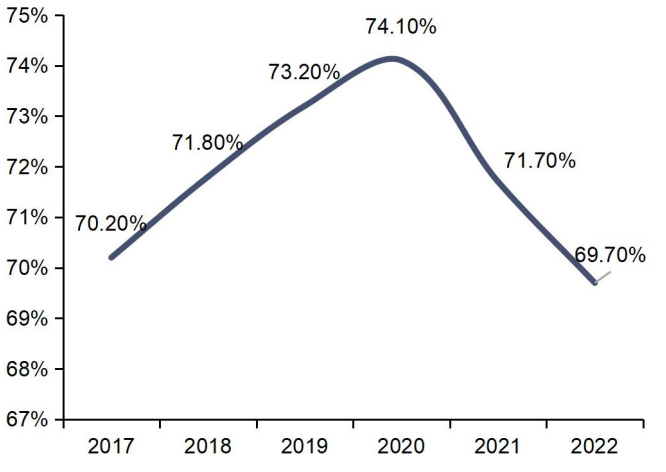
图 52：2016-2022 年煤电标煤耗用量及动力煤耗用量情况



资料来源：煤炭资源网，中电联，信达证券研发中心

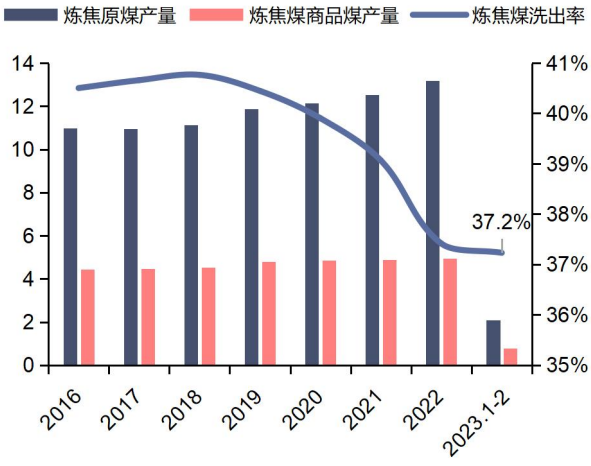
强力电煤保供政策下，我国煤炭行业洗选率持续下降，致使国内煤炭质量出现下滑。2022 年底，国家发改委以“特急”形式印发《2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案》，就组织煤炭、电力企业开展资源衔接、合同签订录入及履约执行、信用承诺签订等工作提出要求。《方案》明确，合同双方需按确定的月度履约量足额履约，确有特殊原因、存在困难的，经双方协商一致可在月度之间适当调剂，但季度、全年履约量必须达到 100%。截至 2023 年 3 月，电煤中长期合同签订总量超过 25 亿吨，已基本实现签约全覆盖。自 2021 年强力实施电煤保供以来，煤炭企业为了足量完成保供任务，煤炭洗选率出现持续下降，煤炭保供存在保量难保质的现象。据煤炭工业协会统计，我国原煤入洗率由 2020 年的高点 74.1%下降至 2022 年的 69.7%，2022 年原煤入洗率已经低于 2017 年水平。同时，部分焦煤企业为完成电煤保供任务，增加电煤保供量，进一步降低焦煤洗选率。2023 年 1-2 月炼焦煤洗出率仅为 37.2%，相较 2020 年的 39.9%降低 2.7pct。

图 53：近年来我国原煤入洗率持续下降



资料来源：煤炭工业协会，信达证券研发中心

图 54：中国炼焦精煤洗出率持续下降（亿吨）

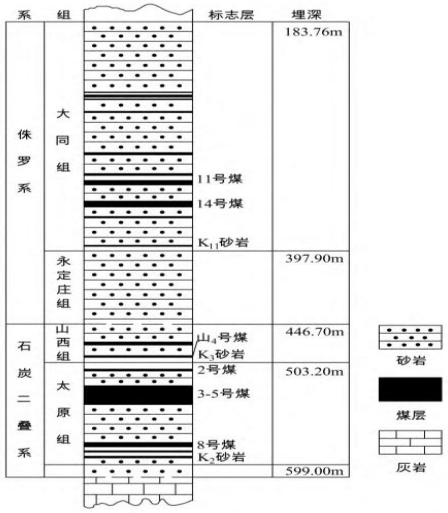


资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

晋北主力矿区优质动力煤开采殆尽，全面转向煤质较差煤层开采，煤质整体下降已成为客观事实。大同矿区位于山西省大同市的西南，主要含煤地层为侏罗系大同组和石炭二叠系山西组、太原组，是我国典型的双纪煤田。大同侏罗纪煤炭是国内少有的优质弱粘煤资源，具有低灰、低硫、高发热量（约 5500 大卡）和中等挥发分的优势，而大同石炭纪煤炭资源由于普遍存在火成岩侵入现象，其煤质特性也存在较大的差异，整体上石炭纪煤炭资源赋存普

遍具有煤层厚、煤质差（发热量约 3800-4000 大卡）、内在灰分高（灰分约 35%）的特点。同时由于石炭纪煤层较厚，开采方式转换为低位放顶煤开采，而放顶煤开采资源回收率的不确定性也同样会引起原煤质量波动。值得关注的是，随着大同矿区煤炭开采由侏罗纪煤层全面转向石炭纪的煤层开采，整个晋北矿区煤质整体大幅下降已成为客观事实。

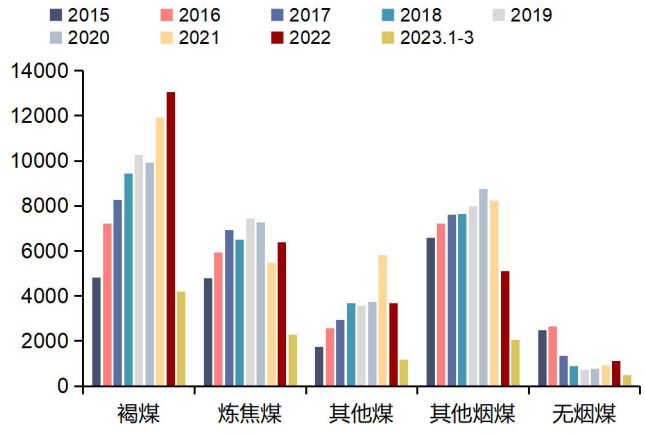
图 55：塔山井田含煤地层的地层柱状图



资料来源：《山西大同塔山井田煤中 Sr 的赋存特征》，信达证券研发中心

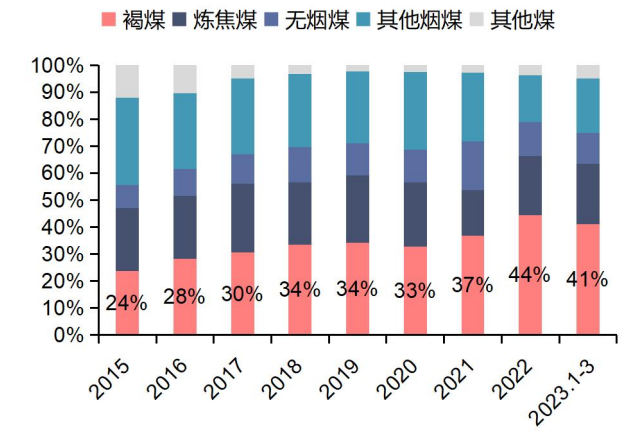
近两年，进口煤中褐煤占比显著提升，进口煤煤质也出现明显下滑。自 2015 年以来，我国褐煤进口量持续快速上升，年均增速达 15.3%，其他煤种进口量涨跌不一，变动幅度相较褐煤较小。2015-2020 年，我国进口褐煤的比例已经逐步增长，褐煤进口比例由 24%增长至 33%。2021 年澳煤禁运后，印尼成为我国主要进口国，又叠加全球煤炭供应紧张，海外高卡煤进口价格倒挂严重，我国褐煤进口比例进一步提升。截至 2022 年底，褐煤进口量已达到全部进口量的 44%。需注意的是，进口褐煤占比的持续上升，不仅致使我国进口煤煤质整体下滑，而且更多的低卡煤难以带动煤电机组在“迎峰度夏/度冬”期间的高负荷运转，进而影响实际等效进口量。

图 56：2015-2023 年 3 月中国分煤种进口量情况（万吨）



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 57：2015-2023 年 3 月中国进口结构情况



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

3.3 经济回暖复苏下煤炭需求稳中向好态势不改

IEA 预测全球煤炭消费绝对量 2025 年前仍将保持正增长，尤其印度和东南亚未来煤炭需求增长较快。从全球煤炭需求来看，今年到 2025 年乃至更长时期，世界煤炭消费需求仍将处于高位平台区，全球煤炭消费还将小幅上升。虽然欧美国家煤炭消费在下降，但东南亚、南

亚地区煤炭消费仍将保持增长。据 IEA 预测，到 2025 年全球煤炭消费绝对量将保持正增长，美国和欧洲的煤炭消费将以年化 6%-7%的速度退出，亚太地区煤炭消费量将保持年化 1.3%的正增长，其中印度和东南亚消费量将以年化 3%-4%的速度保持较快增长，中国煤炭消费量将维持年化 0.7%的稳步增长。我们预计未来全球煤炭需求主要受到亚洲国家的影响，中国煤炭消费量将高位维持，印度和东南亚煤炭消费量将以较快速度增长，亚洲地区煤炭消费有望带动全球煤炭消费量逐年增加。

需要注意的是，IEA 预测通常较为保守，其对 2021 年全球煤炭需求增长的预测为 2.6%，而实际 2021 年煤炭需求量的增长率为 6%。对于中国地区预测 2024 煤炭消费量达到 42.66 亿吨，而中国 2022 年煤炭消费量已达到 42.5 亿吨。其对印度和东南亚的预测也同样偏低，预计 2024 年印度煤炭消费量 11.85 亿吨和东南亚煤炭消费量 4.2 亿吨，2022 年印度实际消费量已达到 11.03 亿吨，东南亚实际消费量达到 3.75 亿吨。

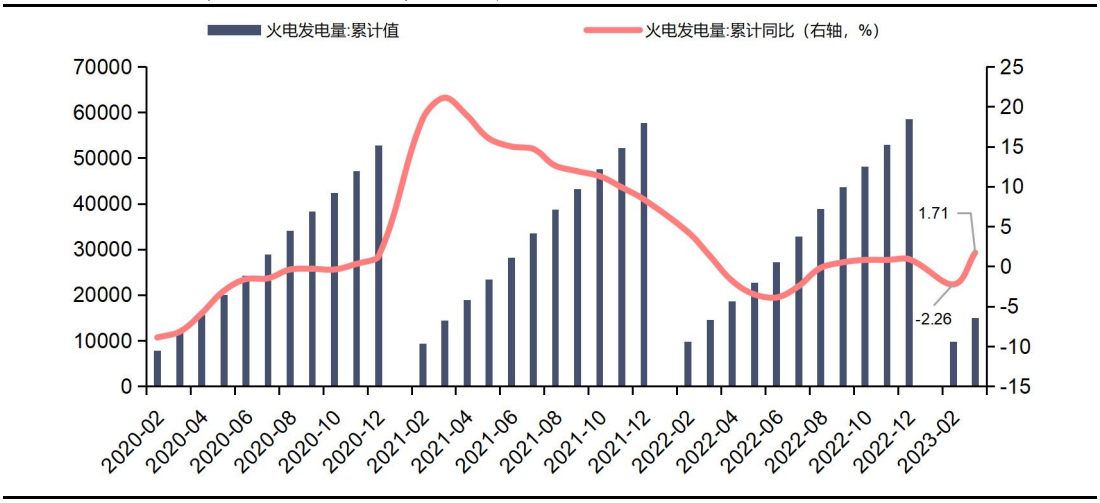
表 3：2020-2025 年全球煤炭需求量（亿吨）

地区/国家	2020	2021	2022	2025	CAAGR2022-2025
亚太地区	**5830**	**6153**	**6251**	**6492**	**1.3%**
中国	4045	4232	4250	4337	0.7%
印度	905	1033	1103	1220	3.4%
日本	174	174	177	158	-3.8%
东南亚	356	361	375	422	4.0%
北美地区	**462**	**529**	**502**	**410**	**-6.5%**
美国	430	496	465	383	-6.3%
中美洲及南美洲地区	**48**	**50**	**45**	**37**	**-6.8%**
欧洲地区	**585**	**649**	**685**	**552**	**-7.0%**
欧盟	392	449	478	371	-8.0%
中东地区	**13**	**12**	**10**	**7**	**-11.7%**
欧亚大陆地区	**344**	**348**	**350**	**351**	**0.1%**
俄罗斯	217	225	236	227	-1.4%
非洲	**195**	**189**	**180**	**190**	**1.7%**
全球	**7477**	**7929**	**8025**	**8038**	**0.1%**

资料来源：IEA，信达证券研发中心

中电联预计今年全国全社会用电量同比增长 6%左右，我们预计 2023 年煤电电量增速或可达 3%-4%之间。根据中电联发布《2023 年度全国电力供需形势分析预测报告》，预计 2023 年全国全社会用电量同比增长 6%左右。在当前新能源占比仍然较低的情况下，电力需求增量空间将主要由水电和煤电来填补。据信达能源发布的《电力中期策略报告：煤电周期上行在途 ，电改引领价值重估》测算，即便水电发电量和 2021 年来水较好的情况持平，在 6%的全社会用电量增速下，煤电电量增速有望达 3%-4%之间。值得关注的是，2023 年 1-2 月，我国火电发电量同比下降 2.3%，3 月火电发电量实现同比增长 9.07%，带动一季度火电累计同比增长 1.7%。从 3 月环比增速可以看出，随着经济的持续复苏回暖，全国火电发电量环比增速明显，再叠加未煤炭消费即将转入旺季，我国后续季度煤电发电量有望保持高增速水平，对煤炭消费需求将产生显著带动。

图 58：2020-2023 年 3 月火电发电量情况（亿千瓦时）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

伴随产业结构转型升级，数字经济等新兴产业将驱动全社会用电量继续快速上行。随着我国近年来的产业结构转型升级，以高技术装备制造业、信息传输和互联网服务业为代表的新兴产业成为用电增量主力军。新兴产业在拥有高经济附加值的同时，也具有高能耗、高电耗的特性。计算机、通信和其他电子设备制造业等新兴产业为 2019-2021 年用电量边际贡献前四的行业，边际贡献率（对电量增量贡献率超出其用电量占比的部分）分别为 3.35%、1.66%、1.18%、1.04%，对能源的消耗强度亦毫不逊于传统高耗能行业（见信达能源《煤炭开采行业深度报告：2020-2025 电力电量分析与展望》）。

今年以来 OpenAI 公司发布 GPT-4 大语言模型，推动人工智能行业的快速发展和 AI 时代的来临，AI 的蓬勃发展将带动算力基础设施数据中心的建设。根据 IDC 与浪潮信息联合发布的《2022-2023 中国人工智能计算力发展评估报告》，2022-2026 中国算力规模复合增速将达到 43.67%。数据中心等算力基础设施具备典型的高能耗、高电耗特性，我们预计到 2026 年，数据中心耗电量有望达到 8141 亿千瓦时，年均复合增速 14.3%。能耗总量占比方面，我们预计数据中心 IT 用能占全社会用电量比重将从 2022 年的 3.8%上升至 2026 年的 7.1%，综合用能比重从 5.5%上升至 8.5%；能耗增量占比方面，在全社会用电量 5%的增量假设下，我们预计 2023-2026 年，数据中心 IT 用能增量占全社会用电增量比重分别为 20.2%、21.0%、22.1%、25.1%，综合能耗增量占比为 24.5%、18.2%、22.2%、23.9%，数据中心等算力基础设施成为全社会用电增长的重要驱动。（详见信达能源《AI 加速算力时代到来，数字经济电力增长驱动作用凸显》）。

表 4：数据中心能耗测算结果（亿 kwh）

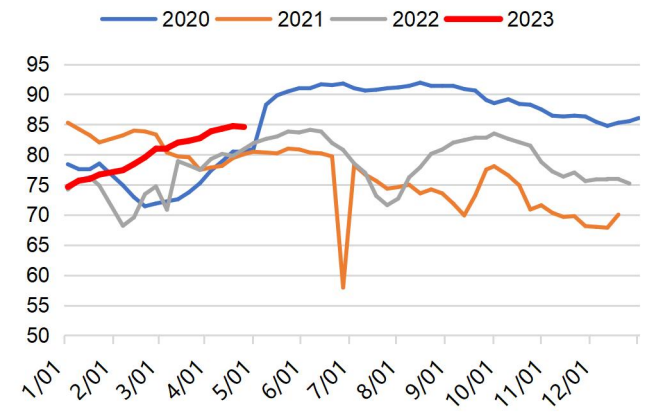
	2022	2023E	2024E	2025E	2026E
全社会用电量（YoY=5%）	86372.0	90690.6	95225.1	99986.3	104985.7
社会用电增量		4318.6	4534.5	4761.2	4999.3
IT 能耗	3288.3	4161.2	5115.4	6167.3	7419.8
IT 能耗占比	**3.8%**	**4.6%**	**5.4%**	**6.2%**	**7.1%**
IT 能耗增量		872.9	954.2	1052.0	1252.4
IT 能耗增量占比		**20.2%**	**21.0%**	**22.1%**	**25.1%**
综合能耗	4768.0	5825.6	6650.0	7709.2	8903.7
综合能耗占比	**5.5%**	**6.4%**	**7.0%**	**7.7%**	**8.5%**
综合能耗增量		1057.6	824.3	1059.2	1194.6
综合能耗增量占比		**24.5%**	**18.2%**	**22.2%**	**23.9%**

资料来源：信达证券研发中心测算

钢铁高炉开工率和高炉产能利用率均高于往年同期，预计将带动焦煤需求企稳向好。根据世界钢铁协会预计，2023 年全球钢铁需求将反弹 2.3%，达到 18.223 亿吨。其中，预计我国钢铁需求量 2023 年将增长 2.0%，发展中国家经济体将增长 3.6%（尤其印度+7.3%）。这将有利支撑全球炼焦煤需求，全球炼焦煤供需或仍将偏紧，全球炼焦煤价格有望持续维持高位。从国内高炉开工率和高炉产能利用率来看，今年以来高炉开工率和产能利用率持续上升，当前开工率和产能利用率均超过往年同期水平，表明整体对焦煤消费拉动较好。

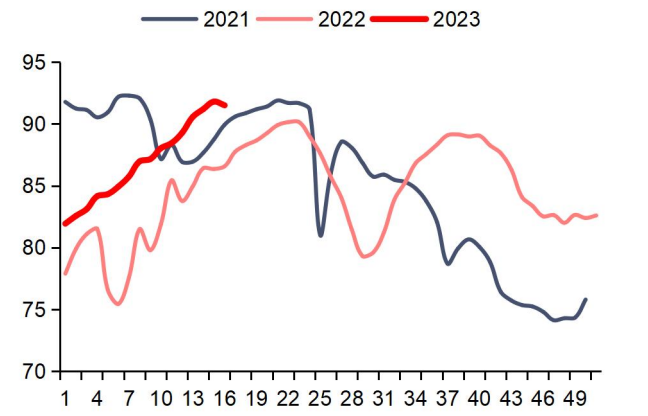
需要注意的是，站在去年底研判今年随着疫后经济复苏会带动焦煤需求增加进而支撑焦煤价格上涨，而实际运行情况看焦煤价格持续下跌，主要原因是虽然钢铁产量同比增加带动焦煤需求相对较好，但由于钢铁终端需求疲软致使钢铁价格下跌，叠加焦煤产量和进口量大幅增加，进而拖累焦炭和焦煤市场持续走弱。展望全年，假设顺利实现 5%的经济增长目标，我们预计随着国内经济的持续复苏向好，基建、制造业和地产数据的逐步回暖，拉动钢铁需求向好并带动钢铁行业利润改善，进而缓解对上游焦炭和焦煤价格压制，焦煤价格也有望企稳回升。

图 59：2020 年以来我国高炉开工率情况（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

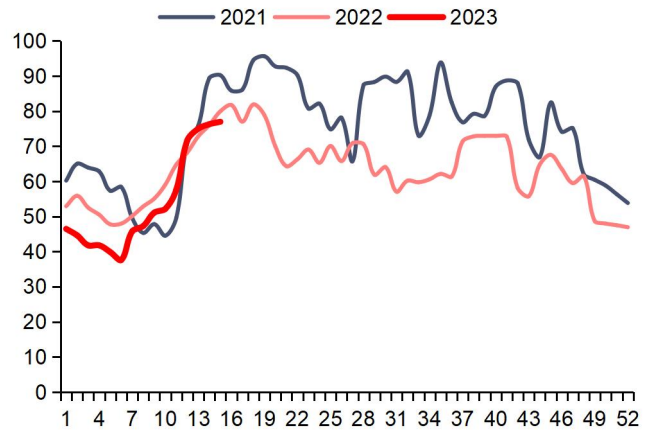
图 60：2021 年以来我国高炉产能利用率（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

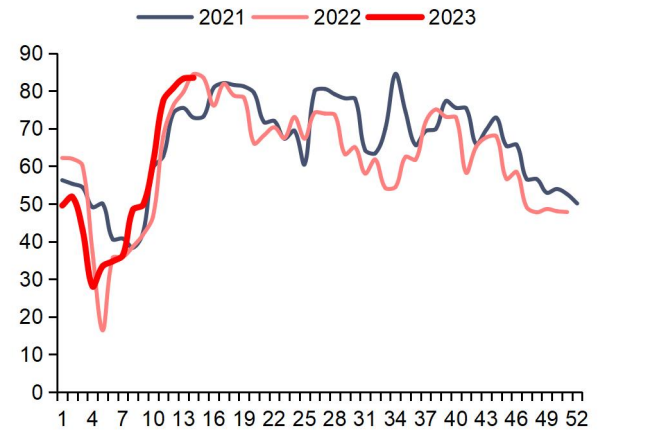
经济弱复苏下非电行业开工率稳步提升，预计下半年非电行业用煤需求边际改善更好。非电行业中，当前水泥开工率还低于往年同期水平，仍然处于逐步恢复状态，水泥熟料产能利用率则达到 83%，维持相对较好水平。化工行业，一季度以来化肥产量也在逐步复苏中，3 月环比增速逐步趋好。我们预计随着国内经济的持续复苏，预计非电行业开工率继续恢复至高位，带动非电煤炭行业消费需求边际向好。

图 61：水泥开工率情况（%）



资料来源：百川盈孚 BAIINFO，信达证券研发中心

图 62：水泥熟料产能利用率（%）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 63：2022-2023Q1 焦炭月度产量（万吨；%）

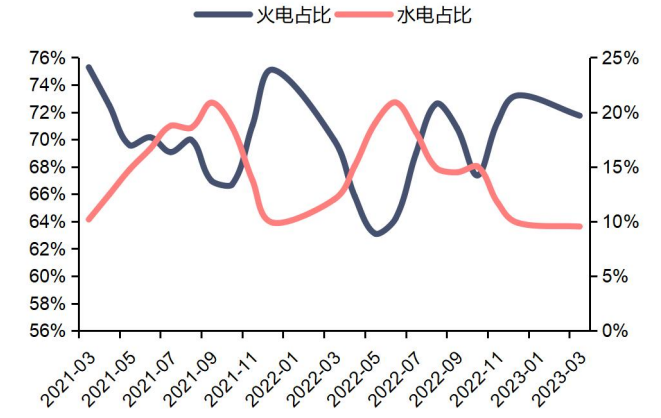
资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 64：2022-2023Q1 化肥月度产量（万吨；%）

资料来源：Wind，信达证券研发中心

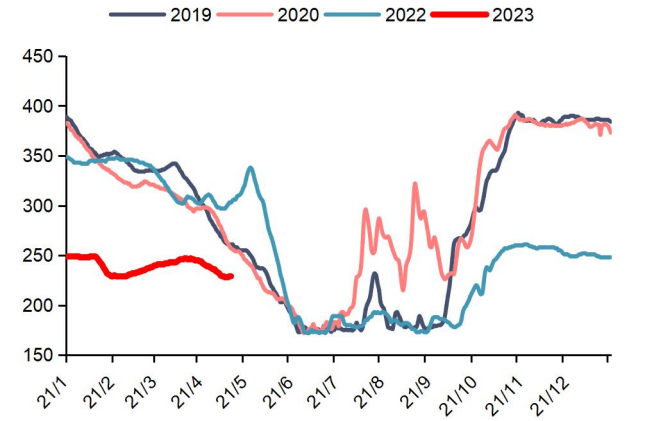
今年水电发电仍存在较大不确定性，或将支撑火电阶段性维持高位。火电需求与水电呈显著负相关，火电发电占比与水电呈现明显替代性，当水电占比下降时，火电占比明显提升。自去年四季度以来，三峡蓄水量明显低于往年同期水平，今年水电或将整体偏枯，伴随二季度“迎峰度夏”，有望支撑火电用煤需求量大幅增加。

图 65：火电与水电呈现明显替代性



资料来源：煤炭市场网，信达证券研发中心

图 66：三峡蓄水量（亿立方米）



资料来源：煤炭市场网，信达证券研发中心

3.4 刚性成本支撑下当前煤价已处于底部区间

3.4.1 晋陕蒙煤矿生产成本支撑下，煤炭长协价格下调空间有限

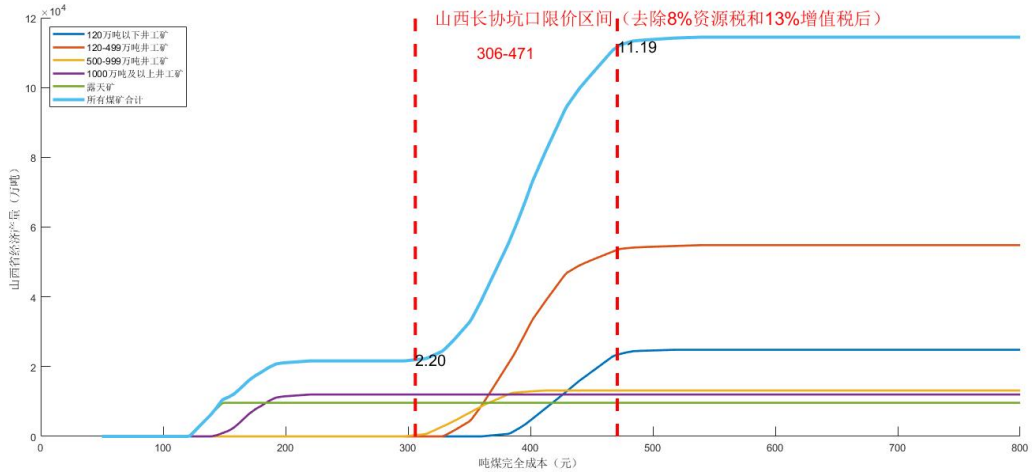
我国煤炭开发成本差异非常大且成本曲线较陡峭，不同区域、不同地质生产条件下的煤炭开发成本具有较大差异。煤炭开采企业与一般制造工业成本差异明显，煤炭开采企业的成本主要受煤矿产能规模和煤层赋存条件的影响。我国煤炭资源分布区域广泛，不同地区的煤炭资源赋存条件差异较大，导致我国不同区域、不同地质条件下的煤炭开发成本具有较大差异。

增产保供背景下部分高成本煤矿的产量释放，其刚性成本对长协价格有着较强支撑。在增产保供政策下，部分产能规模小、开采年限久、开采系统复杂、安全投入大、社会负担重的高成本煤矿释放一定产量，而其刚性的成本对长协价格有着较强的支撑。我们以煤炭资源网调研样本煤矿数据为基础，并结合各上市公司和煤企集团信评报告的公告数据，梳理分析晋陕蒙三省现有正常生产矿井的产能规模和地质生产条件，依据影响原煤开采成本的关键指标（矿井类型、产能规模、水害、瓦斯、冲击地压等）进行建模分析，经分析测算，山西、陕西、内蒙古三地煤矿的完全成本分别在 122-528、104-347、104-347 元/吨（均不含资源税，

该税费从价计征），以及不同成本区间下对应的煤矿产能，进而绘制山西、陕西、蒙东和蒙西四地的煤矿成本-产能曲线。即，在坑口煤价管控上限值时，三省四地经济产能叠加合计27.6亿吨，占全国在产产能的67.4%；反之在坑口煤价管控下限值时经济产能合计仅有16亿吨，占晋陕蒙在产产能的57.5%。（见《信达能源我国煤炭行业成本曲线研究》）

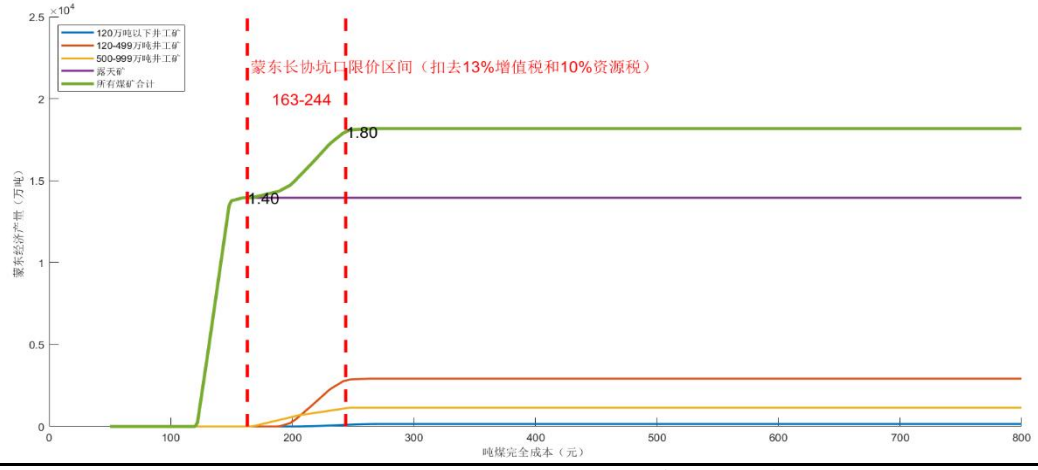
山西和蒙东地区的煤炭开采成本对当前长协上限价格具有较强的成本支撑作用。山西省在长协限价306-471元/吨之间，经济产能为2.2-11.2亿吨/年，蒙东地区在长协限价163-244元/吨之间，经济产能为1.4-1.8亿吨/年，山西和蒙东地区的经济产能随着上限价格下压而迅速下降，再叠加煤炭企业需要赚取合理利润，山西和蒙东地区煤炭生产成本有力的支撑着长协上限价格。总体讲，晋陕蒙三省煤矿的煤价和成本参差不齐，再放大至全国煤矿更是如此（据国家统计局数据，2023年1-2月，全国现有亏损煤矿数量约占总数量的1/3，主要集中在中东部开采条件复杂、企业负担重、煤质较差的矿井），也间接反映出价格区间政策并不太适配成本差异较大的煤矿，区间较窄缺乏代表性，太宽又失去了管控的意义。相比之下，当前山西和蒙东煤炭管控价格上限具有较强的成本支撑，且仍有进一步提高上限值以稳定部分高成本产能释放保供的空间。需关注的是，部分煤矿的煤质较差，发热量难以达到5500大卡（蒙东3500大卡），再考虑到煤企合理的利润水平，将进一步拉低晋陕蒙三省的经济有效产能。

图67：山西吨煤完全成本曲线



资料来源：信达证券研发中心。注：受研究方法和手段的限制，未能充分考虑其他因素对煤矿成本和不同煤种煤质的价格影响。

图68：蒙东吨煤完全成本曲线



资料来源：信达证券研发中心。注：受研究方法和手段的限制，未能充分考虑其他因素对煤矿成本和不同煤种煤质的

价格影响。

3.4.2 疆煤外运在高成本、远距离运输下，支撑港口现货价格下跌空间有限

供给向西北集中态势下，新疆煤炭资源开发提速。在我国煤炭供给不断向西北集中的态势下，新疆作为我国重要的煤炭资源接续区和战略性储备区，资源储量丰富、煤炭种类齐全。近年来新疆煤炭资源的开发速度快速提升，2022 年新疆地区煤炭产量为 4.1 亿吨，较 2016 年 1.6 亿吨增加 2.5 亿吨，年度复合增长率为 17%。未来随着新疆煤炭资源不断地开发利用，新疆煤炭产量仍将保持快速增长。

铁路是疆煤外运的主要方式，高运输成本将支撑现货价格下跌空间有限。新疆煤炭资源丰富且分布范围广，大多是整装待开发煤田，储量大、埋藏浅、开采条件好、煤炭种类齐全。2022 年，新疆原煤产量 4.13 亿吨，外运煤炭 8000 万吨，增长近一倍，为保障国家能源安全作出重要贡献。2023 年一季度，新疆铁路疆煤外运量达 1425.95 万吨，同比增长 21.1%。随着中东部地区煤炭产量衰减，煤炭供给端不断向西北部转移，新疆地区的煤炭资源开发不断提速，疆煤外运已逐步成为保障我国煤炭需求的重要组成部分。铁路作为疆煤外运的主要方式，距离较远导致的高运输成本制约着疆煤外运的经济性。从新疆外运至秦皇岛的经济煤价需要 1036-1162 元/吨，外运至川渝地区经济煤价也需要 795-920 元/吨，煤炭中枢价格维持高位是疆煤外运的必要前提。我们预计未来随着新疆的煤炭资源开发力度不断加大，新疆地区煤炭产量占比将不断提高，未来疆煤外运将是保障我国煤炭需求的重要途径，而其高昂的运输成本也将进一步支撑我国煤炭港口现货价格。

表 5：疆煤外运铁路运费估算表（千米，元/吨）

煤田	始发到达站	铁路线（运距 km）					总里程（km）	运费	总成本	经济煤价
吐哈煤田	淖毛湖-重庆	红淖线 435	红柳河-兰州 1,153	兰渝线 886			2,474	495	645	795
	淖毛湖-格尔木	红淖线 435	红柳河-柳沟 182	柳敦铁路 162	敦格线 671		1,450	290	440	590
	淖毛湖-兰州	红淖线 435	红柳河-兰州 1,153				1,588	318	468	618
	淖毛湖-中卫	红淖线 435	红柳河-兰州 1,153	兰州-中卫 306			1,894	379	529	679
	淖毛湖-秦皇岛	红淖线 435	红柳河-兰州 1,153	包兰线 990	大同-包头 450	大秦线 653	3,681	736	886	1,036
准东煤田	将军庙-重庆	乌将线 257	乌鲁木齐-兰州 1,959	兰渝线 886			3,102	620	770	920
	将军庙-格尔木	乌将线 257	乌鲁木齐-柳沟 988	柳敦铁路 162	敦格线 671		2,078	416	566	716
	将军庙-兰州	乌将线 257	乌鲁木齐-兰州 1,959				2,216	443	593	743
	将军庙-中卫	乌将线 257	乌鲁木齐-兰州 1,959	兰州-中卫 306			2,522	504	654	804
	将军庙-秦皇岛	乌将线 257	乌鲁木齐-兰州 1,959	包兰线 990	大同-包头 450	大秦线 653	4,309	862	1,012	1,162

资料来源：中国铁路地图，信达证券研发中心整理 注：按照新疆煤矿坑口成本 150 元/吨，铁路综合运费 0.2 元/公里测算。

总体上，我国煤炭成本因资源条件不同差异性大，成本曲线总体陡峭，伴随近年来煤炭消费量持续提升，以及晋陕蒙低成本主力矿区挖潜殆尽，定价越加决定于中东部高成本存量矿区和运输距离远的新疆增量矿区。因此，煤矿的可开发产能成本不断抬升，在价格双轨制政策下，进而支撑煤炭中长协价格和市场煤价格维持当前高位水平。从今年 1～2 月份全国煤炭

行业亏损企业数量仍达 1681 个，行业亏损面高达 34.5%也间接说明此问题。在此背景下，煤炭中长协价格区间偏上限的 700+元基本可视为电煤长协价格的新底部，港口 5500 大卡动力煤 1000 元左右可视为市场现货煤价新底部，且价格双轨制预计将长期存在（类似 2003 年～2012 年）。按目前供需形势，未来价格中枢保持在此之上是必要的和有支撑的，且伴随中长期供需缺口放大（国家能源集团研究预计按目前在产及规划在建产能，碳达峰前后累计缺口达 8～10 亿吨）而趋于进一步提升。

3.5 一二级市场倒挂严重，煤炭企业资产注入拉开序幕

3.5.1 一二级市场估值倒挂，煤企重置成本溢价高

一二级市场煤炭估值严重倒挂。2023 年 3 月 29 日，港股伊泰煤炭（3948.HK）公告以每股 17 港元要约回购注销所有已发行的 H 股。公司总股本 32.5 亿股，H 股 3.26 亿股，回购注销股份约占总股本 10%。而要约价格 17 港元/股，相比当日收盘价 11.3 港元/股，溢价 50%。2023 年 3 月，陕西和内蒙古公开挂牌出让 8 宗煤炭矿业权， 8 宗矿业权起始总价 162.06 亿元，最终成交价 698.02 亿元，总体溢价率 331%。从伊泰公司溢价回购股票和陕北及鄂尔多斯地区矿业权溢价成交来看，我国煤炭一二级市场估值严重倒挂。

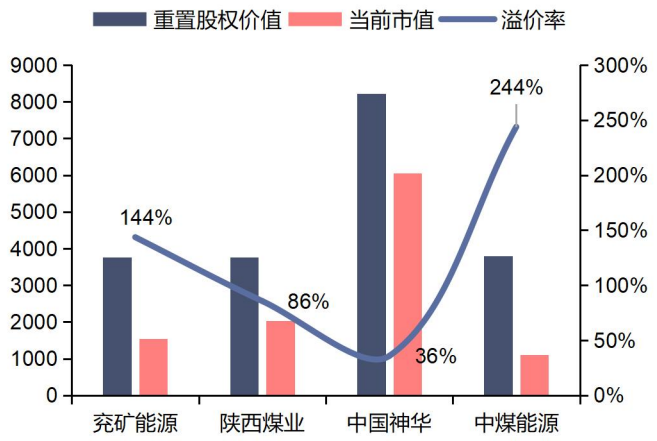
表 6：近期陕蒙矿业权拍卖成交情况

序号	地区	项目	起始价（亿元）	成交价（亿元）	溢价率	缴纳方式	保有资源量（万吨）	成交单价(元/吨)
1	陕西	神木市大保当-黑龙沟区块煤炭详查探矿权	22.08	125.28	467%	分期	未披露	-
2	陕西	府谷县郭家湾区块采矿权	0.61	7.71	1164%	分期	779.1	98.96
3	陕西	府谷县石羔焉区块采矿权	0.62	9.27	1395%	分期	713.3	129.96
4	陕西	神木市王庄子区块采矿权	0.20	7.44	3620%	分期	170.7	435.85
5	陕西	神木市降庄则村区块煤矿采矿权	0.38	1.98	421%	分期	263.7	75.09
6	陕西	神木市板墩焉区块采矿权	0.56	11.03	1870%	分期	403.1	273.63
7	陕西	神木市木独石犁南-牛定壕区块煤炭勘探探矿权	37.61	233.81	522%	分期	未披露	-
8	内蒙	纳林河巴彦柴达木井田煤炭资源详查探矿权探矿权	100.00	301.5	202%	分期	213120.2	14.15
	合计		**162.06**	**698.02**	**331%**			

资料来源：各省自然资源厅，信达证券研发中心

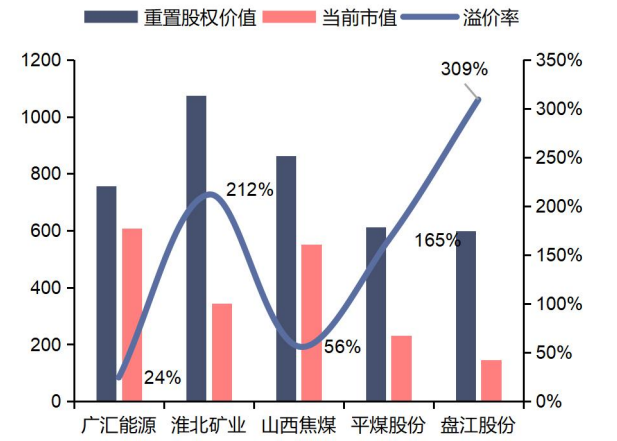
煤企重置价值明显低估，若按当前矿业权交易实际溢价考虑，则煤企重置价值更高。当前矿业权价款与新建矿井固定资产投资水平均大幅提高，新建矿井成本远高于当前煤炭上市企业市值，一二级市场估值严重倒挂。若再考虑新建煤矿开发建设周期长，则存量在产煤企的价值将更加突显。依据信达能源《从重置成本角度看煤炭价值修复空间》报告，我们对主要煤炭企业进行重置成本分析，并考虑净负债及少数股东权益情形下，相比二级市场估值（截止 2023 年 5 月 8 日），各煤炭企业的股权价值溢价率分别为：兖矿能源约 144%、陕西煤业约 86%、中国神华约 36%、中煤能源约 244%、广汇能源约 24%、淮北矿业约 212%、山西焦煤约 56%、平煤股份约 165%、盘江股份约 309%。值得注意的是，我们在《从重置成本角度看煤炭价值修复空间》报告中，选取的采矿权重置价格为基准价基础上略微上浮，与 331%的实际溢价情况相差很远，若是按实际溢价情况计算，则重置价值则会更高。

图 69：千亿市值以上公司股权价值溢价情况（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心 注：兖矿能源未包含新收购的鲁西矿业和新疆能化资产。市值为 2023 年 5 月 8 日收盘价。

图 70：千亿市值以下公司股权价值溢价情况（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：市值为 2023 年 5 月 8 日收盘价。

3.5.2 央企控股上市公司质量提升改革下，煤炭国央企资产注入拉开序幕

新一轮央企控股上市公司改革行动有助于加速煤炭国央企推动资产注入工作。党的二十大报告指出：“深化国资国企改革，加快国有经济布局优化和结构调整，推动国有资本和国有企业做强做优做大，提升企业核心竞争力。”在当前国企改革三年行动方案（2020-2022）已基本完成的基础上，国资国企将全面贯彻党的二十大精神和中央经济工作会议部署，以提高企业核心竞争力和增强核心功能为重点，深入实施新一轮央企控股上市公司改革深化提升行动。我们认为，聚焦主业、解决同业竞争和提质增效是本轮央企控股上市公司质量提升工作要求的关键举措。在新一轮央国企上市公司改革提升方案中，上市公司或可进一步提高资产证券化率，将优秀资产注入上市平台，推进国有资产整合，积极解决同业竞争问题，持续提高央企控股上市公司质量。

值得关注的是，山西焦煤于 2020 年 12 月收购水峪煤业 100%股权和腾晖煤业 51%股权，拟购买山西焦煤集团持有的分立后存续的华晋焦煤 51%股权；陕西煤业于 2022 年 10 月公告以 143.16 亿元现金收购彬长矿业孟村煤矿和小庄煤矿，以及 204.52 亿元现金收购神南矿业公司小壕兔一号煤矿采矿权和小壕兔西部勘查区探矿权。同时，近期，中国神华公告明确提出拟收购集团下属产能约 1600 万吨/年；兖矿能源也公告提出拟以现金 264.31 亿元收购控股股东山东能源集团两家权属公司的控股权，即鲁西矿业 51%股权和新疆能化 51%股权，两家标的公司合计产能 3989 万吨。我们认为控股股东优质资产注入是解决同业竞争问题、落实央企上市公司改革的有力举措，伴随着煤炭央国企逐步启动资产注入工作，后续更多煤炭集团优质资产或将有序逐步注入上市公司，助力上市公司中长期稳健增长。

表 7：主要煤炭上市公司资产注入目标承诺

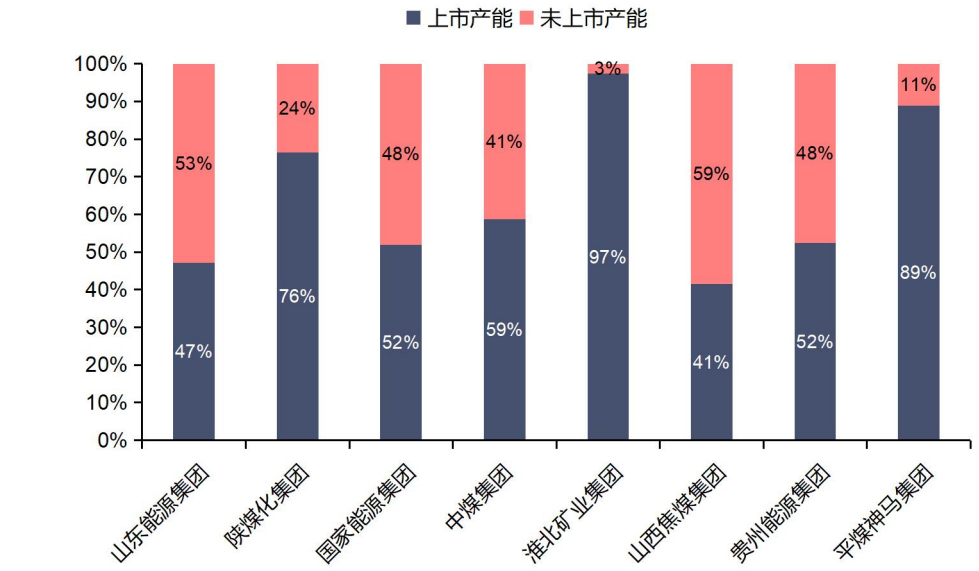
公司	目标
兖矿能源	《发展战略纲要》提出，未来 5-10 年公司煤炭产量规模将达到 3 亿吨。
陕西煤业	-
中国神华	2023 年 4 月公告，将启动收购控股股东部分资产工作，预计收购产能约 1600 万吨/年，剩余可采储量超 13 亿吨。
中煤能源	承诺 2028 年 5 月中之前将资源发展公司（集团持股 100%）和华昱公司（集团持股 60%）的股权注入。
淮北矿业	不存在同业竞争
山西焦煤	2022 年 9 月承诺，相关炼焦煤矿井满足资产权属清晰、连续三年盈利、剩余可采年限不低于 10 年、核定产能不低于 90 万吨/年等条件后，2 年内启动资产注入工作。
盘江股份	贵州能源集团将在 2026 年前有序注入非上市煤炭产能约 2000 万吨/年。
平煤股份	2022 年 10 月，中国平煤神马控股集团有限公司出具解决同业竞争承诺，承诺夏店矿（150 万吨/年，在建）及梁北二井（120 万吨/年，在建）投产后 36 个月内完成注入。同时，在出具承诺函的 36 个月内将张村矿（150 万吨/年，在产）、庇山矿（85 万吨/

年，在产）相关资产转让给上市公司或其子公司。

资料来源：各公司公告，信达证券研发中心整理

主要煤炭上市公司的控股股东均有较大产能尚未注入上市公司。经对部分主要煤炭企业集团的煤炭产能上市情况进行梳理，国家能源集团、中煤集团、山东能源集团、陕煤化集团、陕西焦煤集团和贵州能源集团等均具有较大煤炭产能未装入上市公司。其中，国家能源集团合计产能 6.7 亿吨，仍有宁夏煤业（8580 万吨/年）、新疆能源（7490 万吨/年）、乌海能源（1910 万吨/年）、平庄煤业（5090 万吨/年）等煤炭资产未装入上市公司；中煤集团的未上市煤炭产能约占 24%，其下属上市平台中煤能源、上海能源、国投新集也有望就煤炭资产进行整合重组，以及所属的资源发展集团（948 万吨/年）、中煤华昱（1360 万吨/年）有望逐步注入上市公司；山东能源集团的未上市煤炭产能约占 29%，兖矿能源作为山东能源集团煤炭业务上市平台，未来承诺将分批次、分区域注入控股股东优质资产，逐步解决同业竞争；陕煤化集团未上市产能约 5000 万吨，其中仅曹家滩煤矿（1500 万吨/年）盈利能力较好，陕煤化集团持股 51.5%，但由于曹家滩煤矿仍未完成综合验收，目前不具备资产注入基础。山西焦煤集团煤炭产能约 2.1 亿吨/年，于 2020 年 12 月收购水峪煤业 100%股权和腾晖煤业 51%股权，拟购买山西焦煤集团持有的分立后存续的华晋焦煤 51%股权，以及其下属上市平台有山西焦煤和山煤国际，未来山西焦煤集团也有望针对炼焦煤和动力煤资源分别在两个上市平台进行整合。

图 71：主要煤企集团煤炭产能上市情况



资料来源：信达证券研发中心整理。注：各煤炭集团产能根据公开资料整理，或与实际情况略有差异。

四、投资建议：攻防兼备，逢低配置正当时

当前正处于全球新一轮由产能周期为根本、货币超发为助推的能源大通胀初期，基本面、政策面共振，现阶段逢低配置煤炭板块正当时。供给端方面，在煤矿核准批复项目增量较少、多地煤矿有效产能利用率已超 100%，且高负荷运转下采掘接续紧张安全事故频发、中东部产量衰减产需错配格局持续强化、以及进口量难以线性外推全年的背景下，我国未来中短期煤炭边际增量有限，再叠加煤质明显下降问题，我国煤炭有效供给量更少。反观需求端方面，今年一季度，全国火电发电量同比增长 1.7%，粗钢产量同比增长 6.1%，水泥产量同比增长 4.1%；主要耗煤行业产品产量均实现了正增长。二季度以来，我国宏观经济各项指标有望继续朝着持续向好方向发展，随着经济稳步回升，能源需求有望拉升，尤其水电同比再度下降

带来的不确定性，煤炭消费或将进一步增加。价格端方面，当前煤炭供需仍然处于紧平衡，增产保供以来较多高成本煤矿释放产量，晋陕蒙地区生产成本较高的煤矿支撑着长协价格下调空间有限，而随着新疆煤炭资源开发的快速发展，而高昂的远距离运输成本也制约着疆煤外运的经济性，未来疆煤外运体量不断上升，将有力的支撑煤炭市场价格。

总体上，能源大通胀背景下，叠加下游需求的复苏回暖，优质煤炭企业依然具有高壁垒、高现金、高分红的属性，煤炭板块彰显出配置高性价比，我们认为煤炭板块更具备长期投资价值，亦有望迎来一轮业绩与估值双升的历史性行情。

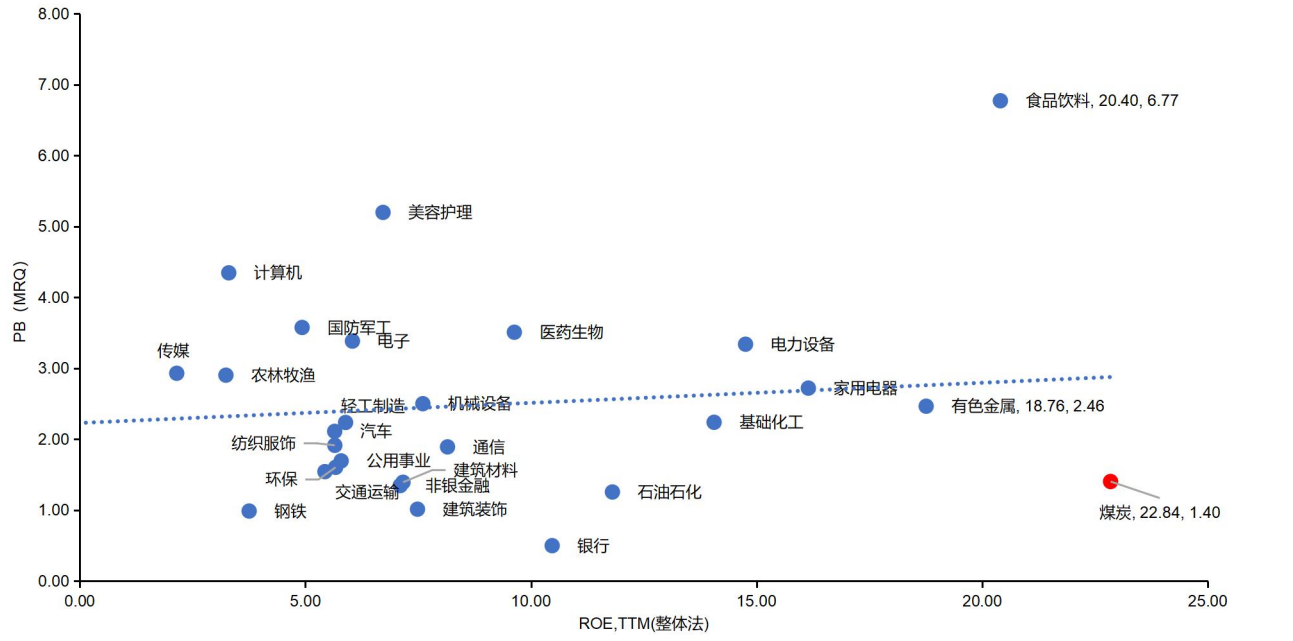
4.1 高盈利、高现金、低估值、高分红属性突显

4.1.1 高盈利、高现金、低估值，煤炭行业具有较大估值提升空间

从 PB-ROE 和 PE 百分位来看，煤炭板块高盈利和低估值属性突显。2022 年度，A 股上市公司煤炭行业净资产收益率 ROE（整体法）为 22.84 %，在申万全行业中排名第一。ROE 排名第三的有色金属（18.76%），PB 为 2.46x，而煤炭行业 PB 仅为 1.40 x，在全部板块中处于较低位置。截至 2023 年 4 月 28 日，煤炭行业滚动市盈率为 6.27x，分位点为 2.78%，处于 2012 年至今的估值洼地。当前煤炭板块正处于盈利能力较强而估值较低的状态，我们认为煤炭行业具有较大估值提升空间。

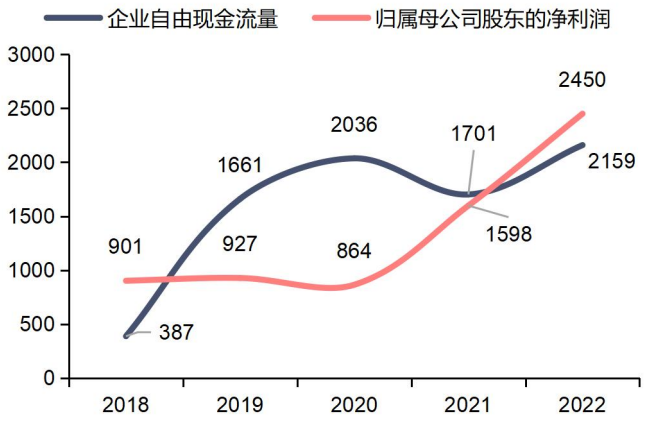
煤炭板块自由现金流与净利润同步增长，高盈利、高现金属性突显。2021 年以来煤炭行业的自由现金流和归母净利润呈增长态势，归母净利润快速增长的同时，自由现金流也随着净利润同步快速增长。由于煤炭企业大额偿还负债，自由现金流增长略慢于净利润增长。煤炭企业实际可供投资与分红的自由现金流充裕，“现金牛”属性凸显。我们认为，未来伴随煤炭企业盈利稳定性提升及央国企估值重估，煤炭板块整体估值有望迎来修复，长期看好煤炭行业的逻辑不变。而考虑到煤炭行业的季节性与周期性，与当前市场较为悲观的短期情绪，现在正是逢低配置的好时机。

图 72：2022 年度各行业 ROE 与市净率 PB



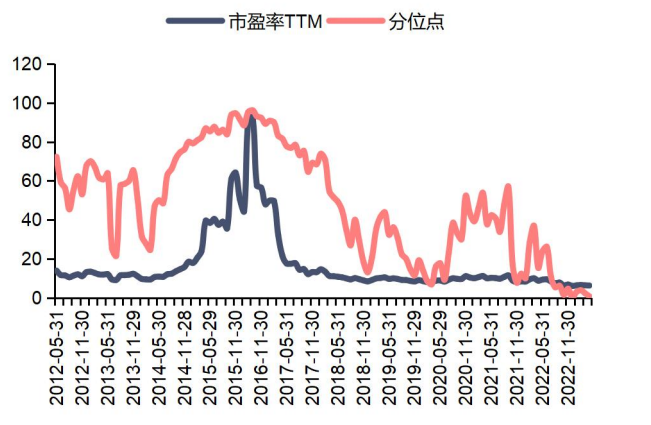
资料来源：iFind，信达证券研发中心。注：PB 计算截止 2023 年 4 月 28 日

图 73：2018-2022 煤炭行业净利润与自由现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，信达证券研发中心

图 74：2012 年至今煤炭指数市盈率 TTM 与百分位



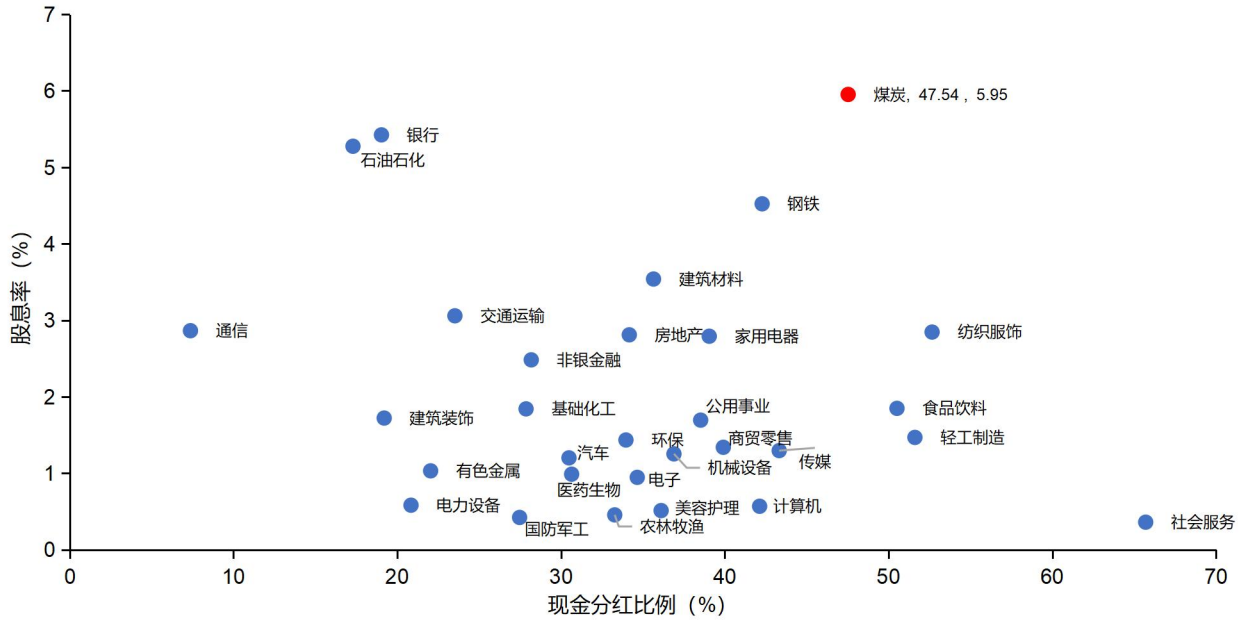
资料来源：Wind，信达证券研发中心

4.1.2 高分红、高股息，煤炭行业防守属性凸显

高分红和高股息属性下，煤炭企业具有作为防守板块配置的潜力。从实际分红看，在申万一级各行业 2022 年年度股息率中，煤炭板块以 5.95 %的股息率排名行业第 1，分红率以 47.54%排名行业全行业第五。从分红意愿看，2020-2022 年，煤炭行业分红比例一直维持较高水平。在 2022 年部分煤企再次提高分红承诺，如中国神华、陕西煤业和广汇能源明确表示提高 2022-2024 年的分红承诺。而且，部分煤企虽未明确表示提高分红承诺，但实际分红比例高于分红承诺，如兖矿能源保持 50%的高分红承诺，2022 年实际分红率为 68.87%。

主要煤炭上市公司 2022 年平均分红率达到 49%，股息率（5 月 8 日股价计算）为 9.6%。考虑到煤炭行业的分红率和股息率在全行业中排名靠前，下列公司的相关指标显得更为优秀。如兖矿能源、山西焦煤、潞安环能、山煤国际、冀中能源几家公司的股息率高于 11%，估值较低而分红较高。在煤炭行业高景气周期下，煤炭企业具备高盈利高现金，低资本开支高分红属性，煤炭企业分红潜力较大，我们预计未来煤炭企业分红的持续性及力度均有望加强，煤炭板块防御性配置的优势突显。

图 75：2022 年各行业分红率及股息率情况



资料来源：iFind，信达证券研发中心

表 8：主要煤炭企业过去三年分红率情况

序号	上市公司	分红率			分红承诺	股息率
		2020	2021	2022		
1	兖矿能源	68%	61%	69%	每年 50%（2020-2024 年）	13.8%
2	陕西煤业	52%	62%	60%	每年 60%（2022-2024 年）	10.4%
3	中国神华	92%	100%	73%	每年 60%（2022-2024 年）	8.4%
4	广汇能源	0%	52%	46%	累计 90%（2022-2024 年）	8.5%
5	中煤能源	30%	30%	30%		5.0%
6	晋控煤业	0%	14%			6.1%
7	平煤股份	60%	60%	35%	每年 30%（2022-2024 年）	8.7%
8	山西焦煤	21%	79%	58%		11.3%
9	淮北矿业	42%	36%	37%	每年 30%（2022-2024 年）	7.6%
10	盘江股份	77%	73%	40%		6.0%
11	潞安环能	30%	30%	60%		13.8%
12	华阳股份	40%	34%	30%	每年 30%（2021-2023 年）	6.2%
13	山煤国际	16%	63%	64%		15.0%
14	冀中能源	180%	129%	79%		13.0%
	中位值	**47%**	**61%**	**52%**		**8.6%**
	平均数	**59%**	**59%**	**49%**		**9.6%**

资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：股息率以 2022 年报公布分红金额和 2023 年 5 月 8 日总市值 1 计算。

我们认为，从煤炭板块整体来看，当前市盈率（PE）、平均市净率（PB）水平较低，内在价值未被市场真正认识，而优质煤炭公司的资产盈利能力良好，基本面较好，股东回报率高，属于“高盈利，低估值，高分红”的公司。高盈利，低估值，煤炭行业内优秀公司或将具有较大估值提升空间，与此同时，高分红，且未来分红的持续性及力度均有望加强，也突显了煤炭行业公司的防守属性。

4.2 投资标的

结合能源产能周期的研判，我们认为在全国煤炭增产保供的形势下，煤炭供给偏紧、趋紧形势或将持续整个“十四五”乃至“十五五”，亟待新规划建设一批优质产能以保障我国中长期能源煤炭需求。在煤炭布局加速西移、资源费与吨煤投资大幅提升背景下，经济开发刚性成本的抬升支撑煤炭价格中枢保持高位，叠加煤炭央国企资产注入工作已然开启，改为愈加凸显优质煤炭公司高盈利与高成长的能力。当前，煤炭板块具有高业绩、高现金、高分红属性，叠加行业高景气、长周期、高壁垒特征，以及极低的估值水平和严重的一二级估值倒挂，煤炭板块投资攻守兼备。我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的历史性配置机遇。自下而上重点关注三条主线：**一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的兖矿能源、陕西煤业、广汇能源等；二是在央企控股上市公司质量提升工作推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质炼焦公司淮北矿业、山西焦煤、平煤股份、盘江股份等。**

表 9：重点煤炭上市公司估值表

证券代码	证券简称	收盘价(元/股)	归母净利润（亿元）				PE(X)				PB(X)	股息率
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E		
600188.SH	兖矿能源	35.2	312.36	331.86	367.64	408.46	4.94	4.65	4.19	3.77	2.00	13.80%
601225.SH	陕西煤业	20.88	351.23	327.59	349.21	382.86	5.76	6.18	5.80	5.29	1.83	10.44%
600256.SH	广汇能源	9.27	113.38	158.20	200.70	237.20	5.37	3.85	3.03	2.57	1.91	8.53%
601088.SH	中国神华	31.73	696.26	728.17	748.84	764.82	8.70	8.32	8.09	7.92	1.52	8.36%
601898.SH	中煤能源	9.31	182.41	246.29	271.06	286.33	6.06	4.49	4.08	3.86	0.89	4.95%
600985.SH	淮北矿业	13.88	70.10	76.79	86.71	106.65	4.91	4.48	3.97	3.23	0.96	7.56%
000983.SZ	山西焦煤	10.61	107.22	118.13	139.86	158.81	5.15	4.67	3.95	3.48	1.54	11.31%
601666.SH	平煤股份	9.97	57.25	66.84	80.40	102.37	4.03	3.45	2.87	2.25	1.03	8.73%
600395.SH	盘江股份	6.83	21.94	24.27	31.24	35.18	6.68	6.04	4.69	4.17	1.21	6.00%

资料来源：Wind，信达证券研发中心。注：各公司盈利为信达能源预测；股息率以 2022 年报公布分红金额和 2023 年 5 月 8 日总市值 1 计算。

风险因素

（1）国内外能源政策变化带来短期影响；

（2）国内外宏观经济失速或复苏严重不及预期；

（3）煤矿发生重大煤炭安全事故风险；

（4）公司资产注入进程不及预期。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学（北京）博士，注册咨询（投资）工程师，兼任中国信达能源行业首席研究员、业务审核专家委员，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016 年 6 月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019 年至今，负责大能源板块研究。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022 年 7 月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022 年 6 月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022 年 6 月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022 年 7 月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022 年 7 月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭、煤化工行业的研究。

机构销售联系人

区域	姓名	手机	邮箱
全国销售总监	韩秋月	13911026534	hanqiuyue@cindasc.com
华北区销售总监	陈明真	15601850398	chenmingzhen@cindasc.com
华北区销售副总监	阙嘉程	18506960410	quejiacheng@cindasc.com
华北区销售	祁丽媛	13051504933	qiliyuan@cindasc.com
华北区销售	陆禹舟	17687659919	luyuzhou@cindasc.com
华北区销售	魏冲	18340820155	weichong@cindasc.com
华北区销售	樊荣	15501091225	fanrong@cindasc.com
华北区销售	秘侨	18513322185	miqiao@cindasc.com
华北区销售	李佳	13552992413	lijia1@cindasc.com
华北区销售	赵岚琦	15690170171	zhaolanqi@cindasc.com
华北区销售	张澜夕	18810718214	zhanglanxi@cindasc.com
华北区销售	王哲毓	18735667112	wangzheyu@cindasc.com
华东区销售总监	杨兴	13718803208	yangxing@cindasc.com
华东区销售副总监	吴国	15800476582	wuguo@cindasc.com
华东区销售	国鹏程	15618358383	guopengcheng@cindasc.com
华东区销售	朱尧	18702173656	zhuyao@cindasc.com
华东区销售	戴剑箫	13524484975	daijianxiao@cindasc.com
华东区销售	方威	18721118359	fangwei@cindasc.com
华东区销售	俞晓	18717938223	yuxiao@cindasc.com
华东区销售	李贤哲	15026867872	lixianzhe@cindasc.com
华东区销售	孙僮	18610826885	suntong@cindasc.com
华东区销售	贾力	15957705777	jiali@cindasc.com
华东区销售	王爽	18217448943	wangshuang3@cindasc.com
华东区销售	石明杰	15261855608	shimingjie@cindasc.com
华东区销售	曹亦兴	13337798928	caoyixing@cindasc.com
华东区销售	王赫然	15942898375	wangheran@cindasc.com
华南区销售总监	王留阳	13530830620	wangliuyang@cindasc.com
华南区销售副总监	陈晨	15986679987	chenchen3@cindasc.com
华南区销售副总监	王雨霏	17727821880	wangyufei@cindasc.com
华南区销售	刘韵	13620005606	liuyun@cindasc.com
华南区销售	胡洁颖	13794480158	hujieying@cindasc.com
华南区销售	郑庆庆	13570594204	zhengqingqing@cindasc.com
华南区销售	刘莹	15152283256	liuying1@cindasc.com
华南区销售	蔡静	18300030194	caijing1@cindasc.com
华南区销售	聂振坤	15521067883	niezhenkun@cindasc.com
华南区销售	张佳琳	13923488778	zhangjialin@cindasc.com
华南区销售	宋王飞逸	15308134748	songwangfeiyi@cindasc.com

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师,以勤勉的职业态度,独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司(以下简称“信达证券”)具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券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。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

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，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，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或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其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，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数:沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	**买入：**股价相对强于基准 20%以上；	**看好：**行业指数超越基准；
	增持：股价相对强于基准 5%～20%；	**中性：**行业指数与基准基本持平；
	持有：股价相对基准波动在±5%之间；	**看淡：**行业指数弱于基准。
	卖出：股价相对弱于基准 5%以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券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，投资者需自行承担风险。