

公用事业及环保产业行业研究

行业专题研究报告
证券研究报告

国金证券研究所

分析师：许隽逸（执业 S1130519040001）
xujunyi@gjzq.com.cn

联系人：张君昊
zhangjunhao1@gjzq.com.cn

联系人：唐执敬
tangzhijing@gjzq.com.cn

联系人：汪知瑶

wangzhiyao@gjzq.com.cn

旺季煤价有支撑，后续总体趋势下行

投资逻辑

- 现象探讨：11M23 动力煤价持续下行，主因国内外供给端增量环比显著增长，加快补库进度。
- ✓ 回溯 11M23 煤价走势，电力行业迎来传统旺季用煤需求攀升，然而受国内生产端安监趋严导致供给减量、海运煤价和全球运价下降致使进口煤经济性增加等因素影响，11月中旬以后港口、坑口、进口煤价持续下行。
- ✓ 结合产业链多维度数据拆解结果看，此次煤价下行主要由于国内外供给端增量环比显著增加，其中：
 - （1）供给端——11M23 煤炭产量同比增速回升、环比增长。原煤当月产量 4.1 亿吨、增速环比 10 月提高 0.8pct。动力煤当月产量 3.4 亿吨、同比增加 490 万吨、增幅 1.5%，环比 10 月由降转增。产量增长趋缓主因山西吕梁永聚煤业火灾事故发生后安监力度趋严，到 4Q23 影响持续存在、涉事及相关煤矿停产整顿。此外，印尼煤价受到印度、越南以及本国需求景气支撑，进口煤经济性有一定下降，11 月动力煤进口量同比+23.6%、环比+20.5%。国内生产及国际进口均维持正向增长且进口端环比增幅达大，库存回补进程加速，高库存引致煤价下行。
 - （2）需求端——气温回落煤耗季节性上升。11 月动力煤消费总需求同比、环比分别+14.0%、+12.7%；非电行业用煤需求回落，终端补库缺乏持久性，除冶金行业外的非电行业动力煤需求环比同比均下降；电力行业动力煤消费占比 59.3%、环比下降 2.0pct、同比下降 3.0pct，符合行业传统季节性规律——进入冬季气温下降、供热行业煤耗推动总煤耗量增加。
- ✓ 综合供需来看，11 月煤价波动受国外供给扩张影响更大。对比 10 月中上旬的煤价下行，需求端 10 月中上旬结束夏季高峰电厂日耗下降、11 月上旬起气温下降日耗增加。反观供给端，煤炭主产区安全检查步调不变、对生产端的影响延续但范围有限，11M23 动力煤产量同比增加 490 万吨；贸易端 11M23 进口煤炭 1994.5 万吨，同比增长 58.2%，增速环比 10 月增长 12.6pct。由此可见，供给扩张是影响 11 月煤价走势的主要因素。
- 后市展望：旺季需求短期支撑煤价，非电煤延续低景气、总体趋势下行。
- ✓ 供给端：煤炭安全监管延续但影响范围进一步扩大的空间有限，深冬逼近、保供政策有望持续发力。此外，全球宏观经济增速放缓下能源消费需求疲软，纽卡斯尔港动力煤现价大幅回落后经济性修复，预计进口煤仍将作为重要的供应端补充。
- ✓ 需求端：迎峰度冬来临，降温下采暖需求释放将推动电厂日耗上行，市场价格对电力行业用煤需求的变化较为敏感。非电方面，11 月化工及建材市场景气程度不佳、耗煤需求持续下行。后续非电动力煤需求或延续低景气。考虑深冬供暖用煤需求趋升预计煤价短期坚挺，长期下行。

投资建议

- 建议关注：火电资产高质量、积极拓展新能源发电的龙头企业华能国际、华电国际；积极承担省内保供任务，资产价值有望重估的龙头企业浙能电力、江苏国信、皖能电力。

风险提示

- 新增装机容量不及预期；煤价下行不及预期；下游需求景气度不高、用电需求降低导致利用小时数不及预期。

内容目录

1、动力煤价回溯分析及预测核心观点	4
1.1 11月动力煤价走势变化——煤价持续下行	4
1.2 国内外供给端增量环比显著增长，是加快补库进度的主要因素	5
1.3 展望后市，旺季需求短期支撑煤价	6
1.4 后续煤价跟踪的关注点——重点关注库存&国内生产以及进口煤价	6
2、拆解维度1：国内生产&周转——产量同环比增加	6
2.1 国内产量：11月煤产量同比延续增长，环比增加	6
2.2 港口周转：吞吐量波动加剧	10
2.3 煤炭运价：内江运价回升、沿海运价上涨至高位回落、陆路运价窄幅震荡	12
3、拆解维度2：煤炭进出口——煤炭进口量同、环比均回升	12
3.1 进出口总量：海运煤经济性回弹，11月煤炭进口量环比显著上升	12
3.2 多角度看煤炭进口：海运煤贸易量环比基本持平、我国进口量环比大幅回升	13
4、拆解维度3：下游需求——旺季耗煤回升	15
4.1 动力煤整体需求情况：供热需求同比上涨	15
4.2 从用电需求看发电耗煤需求：旺季耗煤回升	16
4.3 从其他电源看火电发电需求：强风、光伏改善，降水减少致水电空间收窄	18
4.4 终端电厂耗煤及库存情况：日耗、场存明显回升，可用天数于中上旬出现拐点	20
4.5 其他非电煤需求：非电动力煤需求回落，冶金行业需求上行	21
5、投资建议	22
6、风险提示	22

图表目录

图表 1：山东滕州动力煤 Q5500 坑口价（元/吨）	4
图表 2：秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价（元/吨）	5
图表 3：广州港印尼煤 Q5500 库提价（元/吨）	5
图表 4：秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价（元/吨）	5
图表 5：原煤日均产量（万吨）	7
图表 6：动力煤产量当月值（万吨）	7
图表 7：动力煤占原煤当日均产量比重	7
图表 8：动力煤月产量累计值及变化趋势	7
图表 9：晋陕蒙新原煤产量累计值（左轴，万吨）及变化趋势	8
图表 10：晋陕蒙新原煤产量当月新增贡献率	8
图表 11：晋陕蒙新原煤当年累计产量总占比	8
图表 12：各地区国有重点煤矿库存（万吨）	9
图表 13：新疆重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）	9
图表 14：山西重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）	9
图表 15：陕西重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）	10
图表 16：内蒙古重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）	10

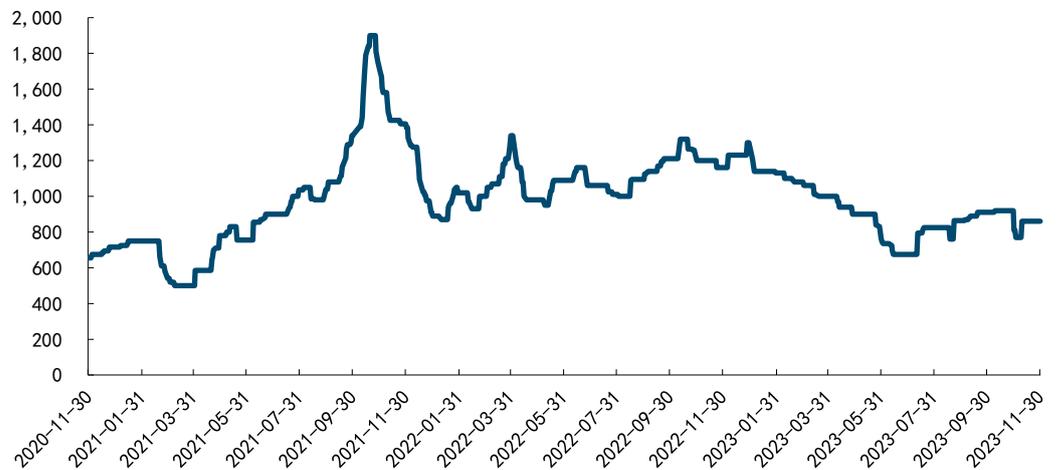
图表 17:	主要长协煤港口秦皇岛港、黄骅港 1~12 月吞吐量情况 (万吨)	10
图表 18:	CCTD 主流港口煤炭库存 (万吨)	11
图表 19:	北方港、长江口煤炭库存 (万吨)	11
图表 20:	长江口重点港口煤炭库存 (万吨)	11
图表 21:	北方港重点港口库存 (万吨)	11
图表 22:	鄂尔多斯煤炭公路运价指数 (元/吨公里)	12
图表 23:	长江煤炭运输价综合指数 CCSFI	12
图表 24:	中国沿海煤炭运价指数 CBCFI	12
图表 25:	波罗的海干散货指数 (BDI)	12
图表 26:	动力煤当月进口额 (万吨)	13
图表 27:	动力煤当月出口额 (万吨)	13
图表 28:	动力煤当月净进口额 (万吨)	13
图表 29:	国际煤炭海运进出口贸易量及增速	14
图表 30:	印尼煤炭出口量及增速	14
图表 31:	俄罗斯煤炭出口量及增速	14
图表 32:	澳大利亚煤炭出口量及增速	14
图表 33:	中国煤炭月度海运进口量及增速	15
图表 34:	中国煤炭周度海运进口量 (千吨)	15
图表 35:	动力煤消费量及变化趋势	16
图表 36:	23 年 10-11 月电力行业动力煤消费量占比连续环比回落	16
图表 37:	用电 TOP5 大省省会月度平均气温 (摄氏度)	17
图表 38:	用电 TOP5 大省省会月度平均气温均值同比情况 (摄氏度)	17
图表 39:	我国全口径发电量及变化趋势	17
图表 40:	其他电源累计发电量及变化趋势	18
图表 41:	除火电外其他清洁能源发电当月贡献率	18
图表 42:	三峡水库流各月出量 (亿立方米)	18
图表 43:	水电利用小时数 (小时)	19
图表 44:	风电利用小时数 (小时)	19
图表 45:	光伏利用小时数 (小时)	19
图表 46:	核电利用小时数 (小时)	19
图表 47:	火电累计发电量及变动趋势	19
图表 48:	火电利用小时数 (小时)	19
图表 49:	全国电厂逐周日均耗煤量 (万吨)	20
图表 50:	全国平均供电煤耗率 (当年累计, 克/千瓦时)	20
图表 51:	各省 23 年 1-11 月发电累计耗用原煤量及同比	20
图表 52:	全国电厂当周期末煤炭场存 (万吨)	21
图表 53:	全国电厂当周平均可用天数 (天)	21
图表 54:	十种有色金属当月产量 (万吨)	21
图表 55:	山东地炼厂开工率 (%)	21
图表 56:	我国商品房销售面积 (万平方米)	22

1、动力煤价回溯分析及预测核心观点

1.1 11月动力煤价走势变化——煤价持续下行

- 回溯 23 年以来煤价，以北方港口 5500 大卡煤为例，煤价先是从年初的近 1200 元/吨降至 6 月中旬 765 元/吨的低点，随后在夏季企稳回升，中断了今年 3 月以来的煤价下行趋势，上行趋势延续到 10 月上旬，而后开始缓步回落。
- 进入 11 月电力行业迎来传统旺季，用煤需求攀升，然而受国内山西吕梁火灾影响导致的安全督导工作全面展开，生产端供给减量、全球干散货海运价格指数上涨等因素影响，坑口价、进口煤价自 11 月初下行至低位后于中旬回弹、港口价格基本持平。长协价趋势自 10 月中上旬起转为持续下行。
- ✓ 坑口价：以山东滕州动力煤 Q5500 坑口价为依据，9 月中旬至 10 月底期间维持在 890-920 元/吨区间，11 月首周价格回调至 770 元/吨，随后立即上行并保持在 860 元/吨。
- ✓ 港口价：以秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价为依据，10 月上旬煤价总体上行，突破高位 1044 元/吨后转而回落，月底跌至 966 元/吨；11 月煤价延续 10 月中下旬以来的下行趋势，从月初 959 元/吨跌至月末 934 元/吨。环比 10 月末下降 32 元/吨、跌幅 3.3%。
- ✓ 进口煤价：以广州港印尼煤 Q5500 库提价为依据，10 月进口煤价在 1046-1665 元/吨区间波动，11 月进口煤价回落，环比 10 月末下跌 17 元/吨、跌幅 1.6%，降幅小于港口价主因 11 月受印度及本国需求支撑、回落幅度较小；11 月整体进口量环比上升 21.2%，受海运煤价下行和用煤需求季节性上涨两方面因素影响。
- ✓ 年度长协价：以秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价为依据，11 月年度长协价为 713 元/吨，环比 10 月上升 4 元/吨、涨幅 0.6%，拐点滞后于市场煤价。

图表1：山东滕州动力煤 Q5500 坑口价（元/吨）



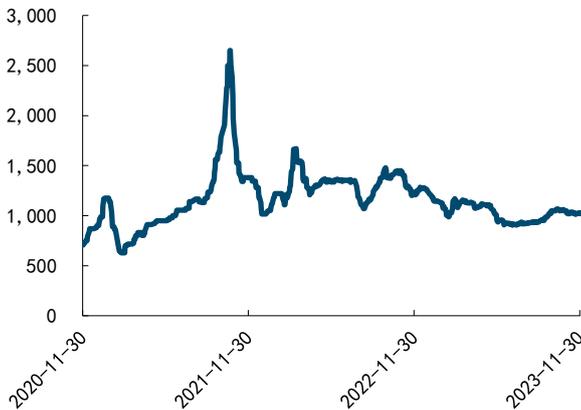
来源：Wind、国金证券研究所

图表2: 秦皇岛动力煤 Q5500 平仓价 (元/吨)



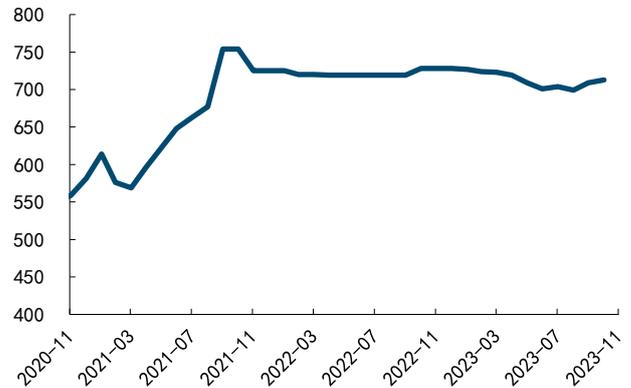
来源: Wind、国金证券研究所

图表3: 广州港印尼煤 Q5500 库提价 (元/吨)



来源: Wind、国金证券研究所

图表4: 秦皇岛动力煤 Q5500 年度长协价 (元/吨)



来源: Wind、国金证券研究所

1.2 国内外供给端增量环比显著增长，是加快补库进度的主要因素

- 供给端：国内生产端安监影响范围持续扩大，国外海运煤价及全球运价走弱、经济性增加。
- ✓ 23 年以来煤炭生产持续放量，10 月产量环比降幅较大，11 月环比回升。整体看，2023 年 10-11 月煤炭日均产量约 1317 万吨，对比 1-9 月日均产量上涨 46.25 万吨/天，可见产量方面取得进展。1-11M23 累计原煤产量同比增长 4.0%，11M23 实现原煤产量 4.1 亿吨，同比、环比均正增长。
- ✓ 全球煤炭市场价格大多承压下行、煤炭进口量上涨致使 11 月用煤需求季节性回升后库存回补进度加快。以北方港口煤炭库存为例，23 年 1-9 月基本维持在超出同期 5 年历史区间上限的水平，10 月中旬进入用煤旺季后至 11 月中旬库存持续下行，随后由于进口煤量攀升，库存由降转增并在 11 月底突破 2846 万吨。
- 需求端：11 月电煤进入季节性旺季，非电煤需求分化、环比回落。同比来看，化工行业用电量连续 5 个月同比正增长；环比来看，除建材和其他外的非电煤行业需求均下降。非电煤消费量占比较小（约 40.4%），整体对动力煤消费需求的拉动作用较小。11 月动力煤消费总需求同比增长 4412 万吨，其中电力行业增量贡献率 37.7%。
- 结合供需来看，11 月煤价波动中，国外供给扩张的影响更大。
- ✓ 对比国内各港口 11 月上旬的煤价上涨和下月的煤价下降，需求端 11 月下旬受降温影响电厂日耗较 10 月相比显著上升，可见需求端并非 11 月下旬以后煤价下降的主要因素。反观供给端，煤炭主产区在进入 4Q23 后大力挖掘产量，11M23 动力煤产量同比增加 490 万吨；贸易端 11M23 进口煤炭 1944.5 万吨，同比增长 58.2%，增速环比 10 月增幅 12.6pct。由此可见，供给端是影响 11 月煤价走势的主要因素。

1.3 展望后市，旺季需求短期支撑煤价

- 供给端：煤炭安全监管延续但影响范围进一步扩大的空间有限，新投产煤矿有限，行业固定资产投资增速回归低位。11月动力煤产量同比下降、原煤产量同比保持正增长但增幅环比收窄。11月山西吕梁永聚煤业火灾事故导致安监工作趋严，焦煤供应一定程度紧缩。但保供仍是主旋律：国务院常务会议仍强调要加强煤炭保供形势预判，全力抓好能源增产增供，强化煤电保供稳价，压实全链条保供责任，切实做好供暖季能源保供各项工作，全力保障人民群众安全温暖过冬。进口方面，中国将于2024年恢复俄煤进口关税，约增加进口成本50-60元/吨，价格优势有所缩减。考虑到印度、东南亚等地煤炭需求日益旺盛，预计我国煤炭进口量空间增幅不大。
- 需求端：迎峰度冬期间，采暖需求短期支撑煤价，但涨幅受高库存限制。寒潮来临，采暖需求推动电厂日耗上行，市场价格对电力行业用煤需求的变化较为敏感。但考虑到当前港口和终端库存均已修复至历史偏高水平，供热采暖用煤需求释放下市场煤价的上涨幅度有限。整体看，23年煤炭供需偏松的大格局未变。

1.4 后续煤价跟踪的关注点——重点关注库存&国内生产以及进口煤价

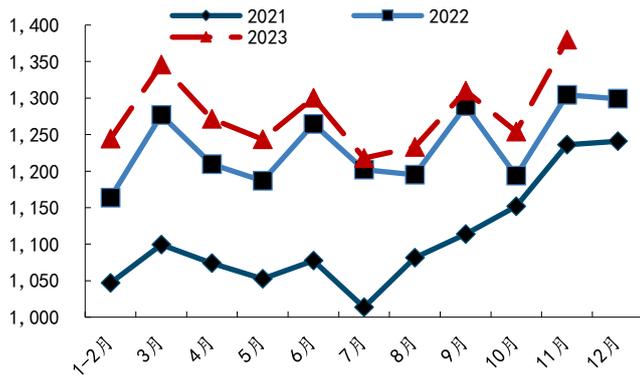
- 煤价走势判断方面，重点关注库存情况、国内生产及煤炭进口情况。
- ✓ 市场煤价未来一段时间有望持平。迎峰度冬季节性需求旺季，用煤量占比65%以上的电力行业日耗提升，而国内生产量靠近年底可见上涨以追平年初预测值、海运煤经济性有所修复，因此影响煤价的主要因素预计将为需求端的变化。应重点关注电厂日耗提升对库存的影响。若后续气温较低、电厂日耗高于常年平均水平，则库存去化进程或较快、低库存将驱动煤价上行；反之，若后续气温偏高、电厂日耗低于常年平均水平，则库存去化进度偏缓，煤价或因高库存而承压下行。
- 我们接下来从国内生产&周转、煤炭进出口、下游需求三大维度拆解煤炭产业链数据，用以佐证我们对此轮煤价回调变化的分析和对未来走势预判的结论：

2、拆解维度 1：国内生产&周转——产量同环比增加

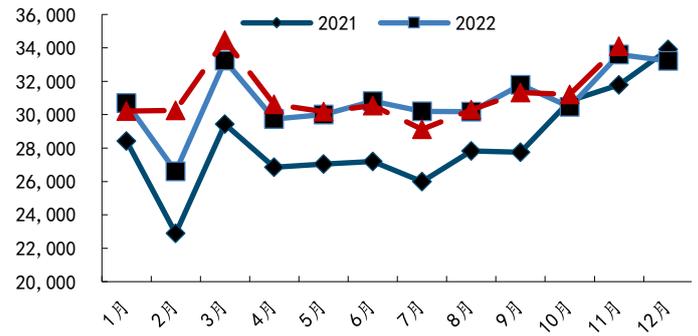
2.1 国内产量：11月煤产量同比延续增长，环比增加

- 11月煤炭原煤产量增幅环比增长7.6pct；动力煤产量大幅增长、增速环比上涨9.6pct。
- ✓ 原煤生产：整体看，2023年1-11月煤炭日均产量约1280.0万吨。2023年10-11月我国原煤产量分别为3.89/4.14亿吨，同比2022年分别提升1865.8/2269.4万吨。10-11月日均产量分别为1254.0/1380.0万吨；环比分别增加126.0万吨/下降55.9万吨，同比、环比增加0.8pct。
- ✓ 动力煤占比：10-11月动力煤日均产量占原煤日均产量比重分别为80.3%/82.3%，月度看自7月触底后环比持续回升；其中11月同比2022、2021年分别下降3.5pct、3.4pct。
- ✓ 动力煤产量：1-11月动力煤累计产量34.2亿吨、同比+1.5%，整体来看累计产量仍高于往年。月度来看，10月我国动力煤产量3.1亿吨，环比9月下降0.4%，回落幅度大于2021、低于2021年同期，且同比下滑125万吨；11月动力煤产量环比有所回升，为2884万吨，同比分别+490万吨。
- ✓ 综上，1-11M23煤炭产量同比增长趋势延续。2021年Q4以来多方、多部门联合推动煤炭增产保供政策后，存量煤矿的产能核增、露天煤矿的临时用地批复持续推进；但临近年底煤炭安全监管影响范围有限、停产煤矿逐一恢复生产，11M23动力煤产量大幅增加、原煤产量同比、环比均保持正增长。

图表5: 原煤日均产量(万吨)



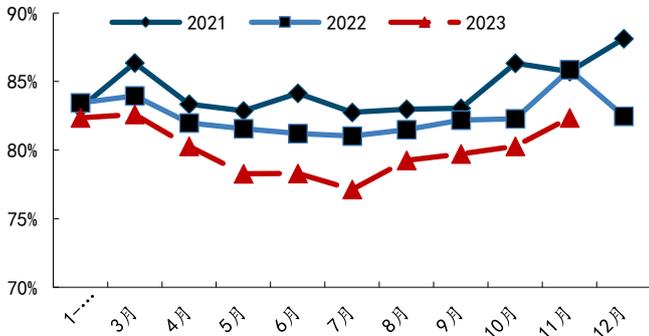
图表6: 动力煤产量当月值(万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

图表7: 动力煤占原煤当日均产量比重



图表8: 动力煤月产量累计值及变化趋势

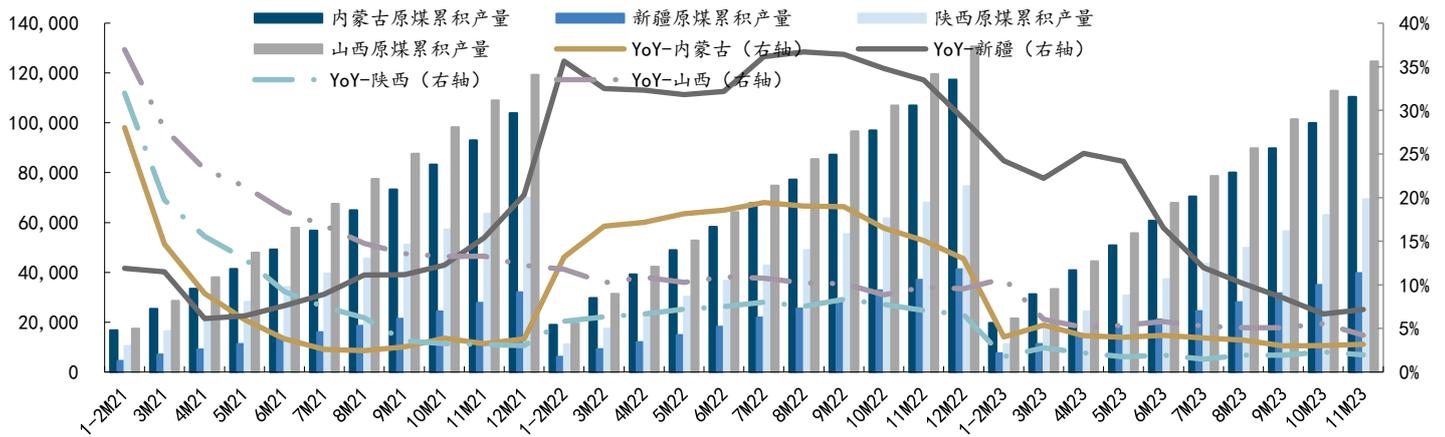


来源: Wind、国金证券研究所

来源: Wind、国金证券研究所

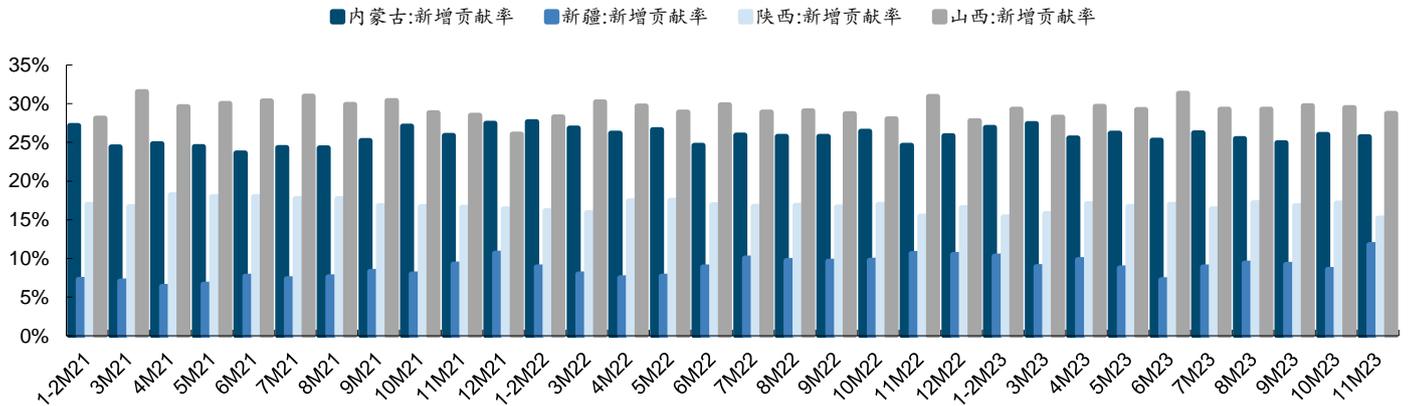
- 分地区看, 晋陕蒙新煤炭产能占比 81.2%、产能集中度基本稳定。
- ✓ 2023 年 1-11 月, 晋陕蒙新四省区原煤产量达 34.4 亿吨, 占全国原煤产量 81.2%, 高于 2022 年同期的 81.0% 和 2021 年同期的 79.8%, 或因市场煤价下行使部分生产成本较高的民营煤矿主动减/停产。煤炭采掘行业规模效应显著, 自供给侧改革以来, 煤炭生产重心进一步向资源禀赋佳、开采条件好的“晋陕蒙新”地区集中。
- ✓ 山西作为全国重要能源基地, 产量维持领先, 1-11 月原煤产量 12.5 亿吨、占全国产量的 29.4%, 同比增长 4.2%, 增量贡献率 28.7% (环比 10 月-0.75pct)。
- ✓ 内蒙古原煤产量仅次于山西, 1-11 月原煤产量 6.9 亿吨、占全国产量的 26.1%, 同比增加 3.2%, 增量贡献率 25.7% (环比 10 月-0.3pct)。
- ✓ 陕西 1-11 月原煤产量 5.6 亿吨、占全国产量的 16.4%, 同比增长 2.0%, 增量贡献率 15.2% (环比 10 月-1.2pct)。
- ✓ 新疆已晋升为中国第四大产煤区, 2021 年 12 月起增速显著领先于晋陕蒙三地; 2023 年 1-11 月原煤产量 4.0 亿吨、占全国产量的 9.4%, 增量贡献率 11.8% (环比 10 月+3.2pct), 同比增加 7.2%, 增幅分别高于晋陕蒙三地 3.0、4.0、5.2pct。
- 煤炭产能自 3Q23 收窄后有所回升, 我们发现新疆地区 11 月产量止跌并大幅回弹, 为总产量回升贡献主要力量。晋陕蒙地区因安监压力增速环比承压但幅度缩窄。陕西 10 月单月的煤炭产量同比增加 5.7%, 而 11 月增速则跌落至-1.5%, 产量有所回落; 内蒙古自 10 月以来单月产量环比、同比持续回升; 山西 10-11 月单月产量同比分别为 10.0%、-7.0%, 吕梁事故导致安全检查严苛, 相关矿及周边矿停产导致产量减少。而新疆 10-11 月产量分别同比-8.1%/+11.1%, 或因: 1) 10 月市场煤价大幅下降致使疆煤外运经济性削弱, 11 月起煤价止跌回升经济性改善; 2) 安监压力边际减轻。

图9：晋陕蒙新原煤产量累计值（左轴，万吨）及变化趋势



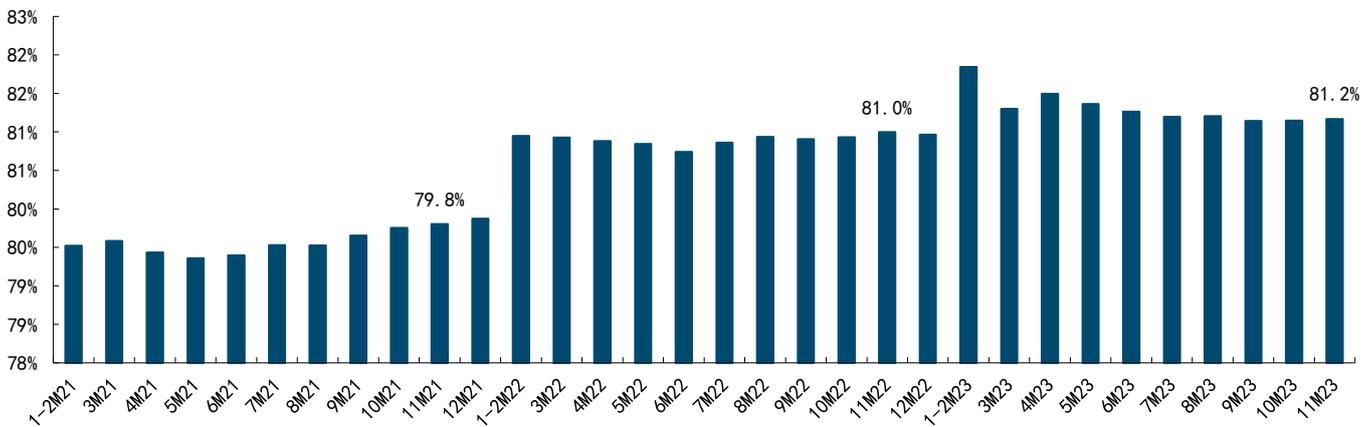
来源：Wind、国金证券研究所

图10：晋陕蒙新原煤产量当月新增贡献率



来源：Wind、国金证券研究所

图11：晋陕蒙新原煤当年累计产量总占比



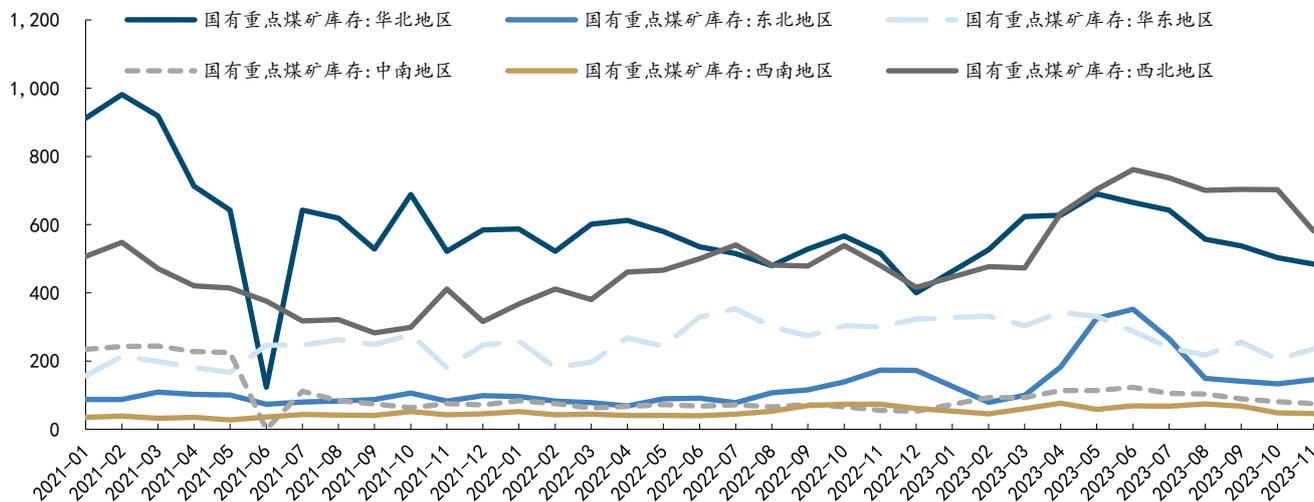
来源：Wind、国金证券研究所

- 重点煤矿库存下降，取暖需求旺季造成去库。
- ✓ 截止至11月末，六大国有重点煤矿库存1567.5万吨、较10月末减少6.3%。在国有重点煤矿中，六大地区库存均有不同程度的下降，其中西北地区11月末库存为581.5万吨、环比减少1.4万吨，华北地区11月末库存484万吨、环比减少19万吨，东北地区11月末库存为145.6万吨、环比增加12.1万吨，华东地区11月末库

存为 235.3 万吨、环比增加 29.6 万吨，中南地区 11 月末库存为 74.8 万吨、环比减少 5.9 万吨，西南地区 11 月末库存为 46.3 万吨、环比减少 1.4 万吨。

- ✓ 六大国有重点煤矿 11 月末库存总额增幅环比 10 月下滑 1.2pct，与取暖用煤需求趋紧匹配。

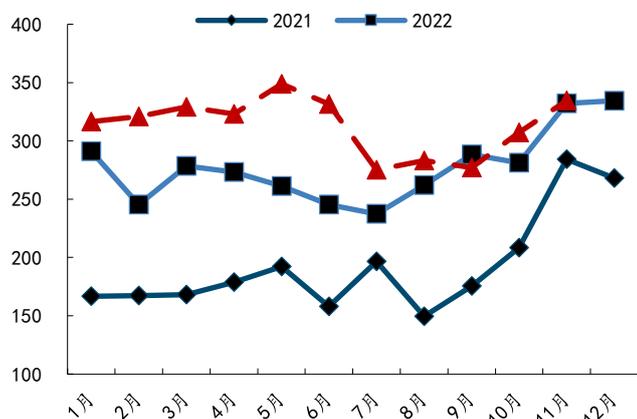
图表12：各地区国有重点煤矿库存（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所

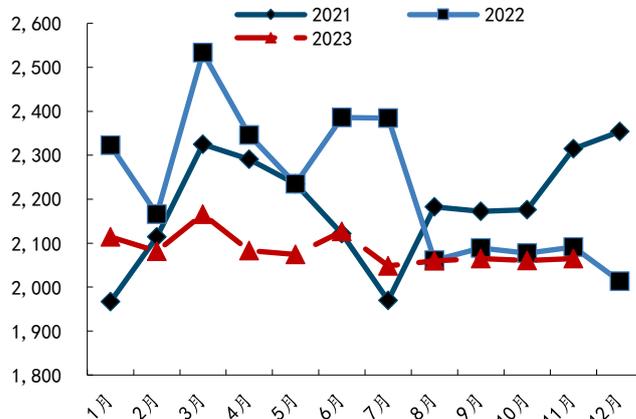
- 从铁路煤炭发运量看，山西>内蒙古>陕西>新疆，整体看 10 月发运量仍多数高于往年同期水平，11 月则多数同比下滑；其中新疆 10-11 月发运量环比大幅增长，山西近 2 月发运量趋稳，陕西 10-11 月发运量环比持降，内蒙仅 11 月发运量环比下滑。
- ✓ 新疆重点煤矿 11 月铁路发运 334.5 万吨，较 2022 年同期微增，环比 10 月增加 27.3 万吨。11 月新疆原煤产量分别环比增涨 1503.3 万吨，而铁路发运量分别环比仅增加 27.3 万吨，发运量趋势与产量趋势背离，说明本地消费量增加。
- ✓ 山西重点煤矿 11 月铁路发运 2065.1 万吨，环比 10 月上升 4.9 万吨，23 年发运量整体低于 21-22 年同期水平。
- ✓ 陕西重点煤矿 11 月铁路发运 1079.2 万吨，环比 10 月下滑 144.4 万吨，23 年发运量整体高于 21-22 年同期水平。
- ✓ 内蒙古重点煤矿 11 月铁路发运 1238.5 万吨，环比 10 月下滑 18.9 万吨，10-11 月内蒙古原煤产量分别环比增涨 317.7/460.4 万吨，然而进入 10 月以来发运量呈下滑趋势，11 月发运量显著低于近两年同期水平。原因为当地用电需求持续攀升，火力发电量位列全国第 1 位，本地用煤量大幅增加。

图表13：新疆重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）



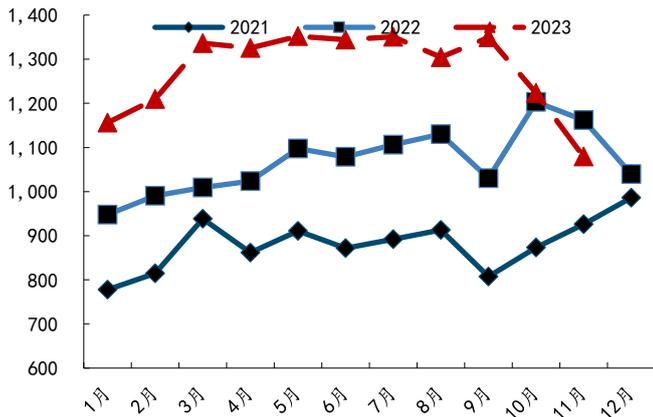
来源：Wind、国金证券研究所

图表14：山西重点煤矿煤炭铁路发运量（万吨）

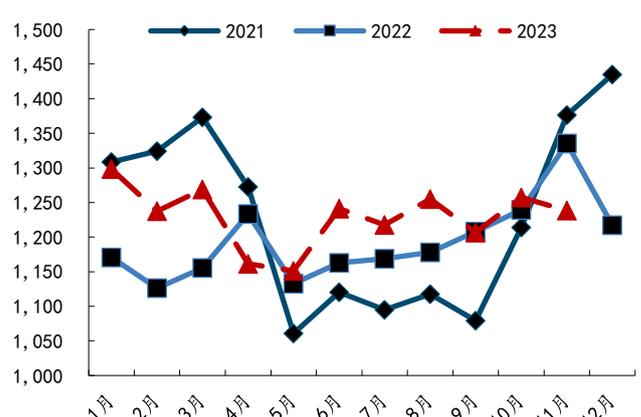


来源：Wind、国金证券研究所

图表15: 陕西重点煤矿煤炭铁路发运量(万吨)



图表16: 内蒙古重点煤矿煤炭铁路发运量(万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

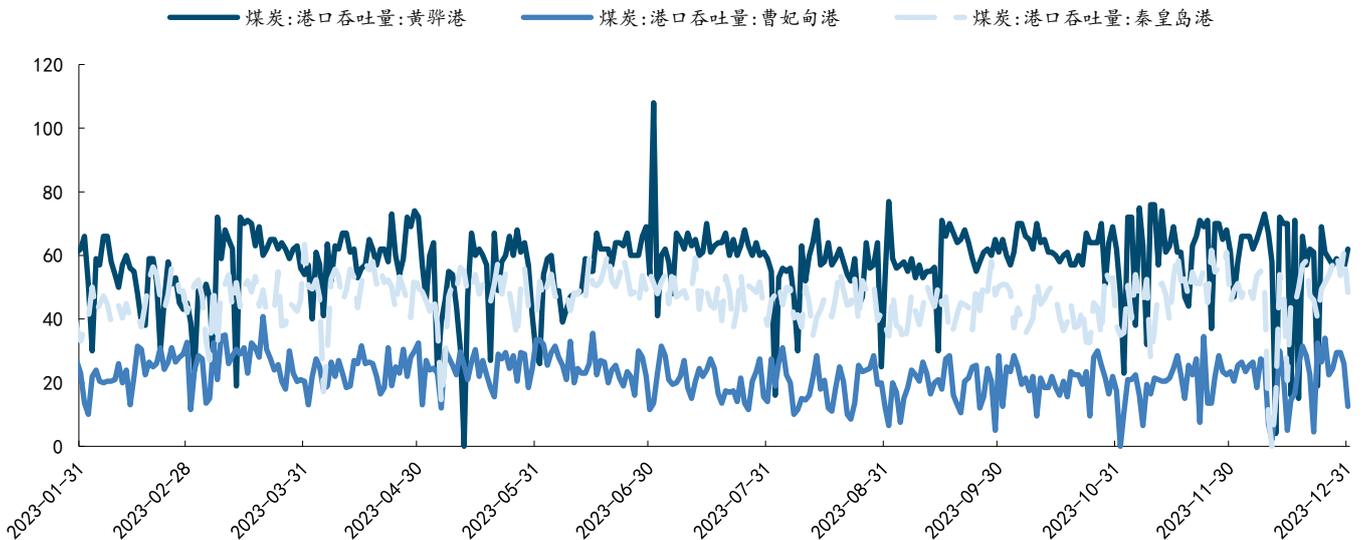
来源: Wind、国金证券研究所

2.2 港口周转: 吞吐量波动加剧

■ 港口吞吐情况:

- ✓ 以黄骅港、曹妃甸港、秦皇岛港吞吐量为依据, 可以看到主打长协煤运输的黄骅港、曹妃甸港口进入11月以来吞吐量波动环比明显更加震荡, 临近年底波幅加剧。而秦皇岛港11月日均吞吐量环比10月走高, 12月日均吞吐量也难逃波动, 月日均吞吐量环比11月下降5.9%, 或因受大秦线检修后续影响。进入传统用煤旺季, 各地为迎峰度冬积极准备, 补库意愿强烈, 11月以来长协煤贸易活跃度提升。

图表17: 主要长协煤港口秦皇岛港、黄骅港1~12月吞吐量情况(万吨)



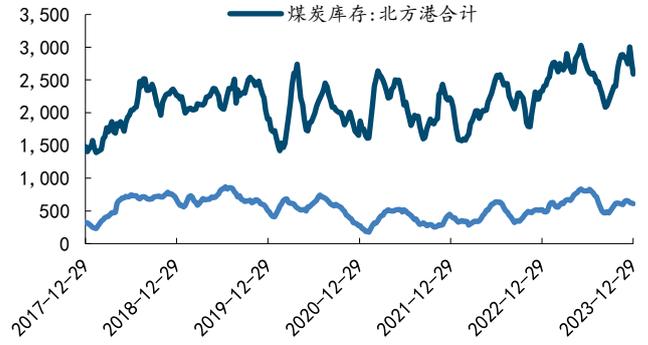
来源: Ifind、国金证券研究所

- 总体库存情况(数据已更新至12月): 12月中下旬主要港口用煤需求攀升去库效应显著。
- ✓ 以CCTD主流港口煤炭库存为依据, 12月末库存环比11月减少376.2万吨; 其中, 北方港库存和长江口港口分别环比降低228/47万吨, 达到2591.0/612.0万吨。
- ✓ 港口库存减少主因: ①港口煤价自10月中上旬达到1035元/吨的高位后回落, 终端压价采购, 且运输能力恢复, 北港库存明显回落。
- 分港口看:
- ✓ 在北方港口中, 国投京唐港、秦皇岛、曹妃甸及华能曹妃甸跌幅较大, 12月末库存环比11月分别减少64、54、46、43万吨; 其余北方港口库存整体呈现下降态势, 仅京唐港老港增加36万吨, 其中曹妃甸二期、京唐专业码头、黄骅港库存分别环比下降25、27、6万吨。

- ✓ 在长江口港口中，太和港、镇江东港、扬子江和华能太仓 12 月末库存环比 11 月减少 15、12、4、4 万吨；其余港口库存均增加，其中南京西坝、如皋港库存分别环比增加 12、9 万吨。
- 总体来看，12 月大部分港口去库积极，可见季节性用煤旺季煤碳刚需环比显著回升。

图表18: CCTD 主流港口煤炭库存 (万吨)

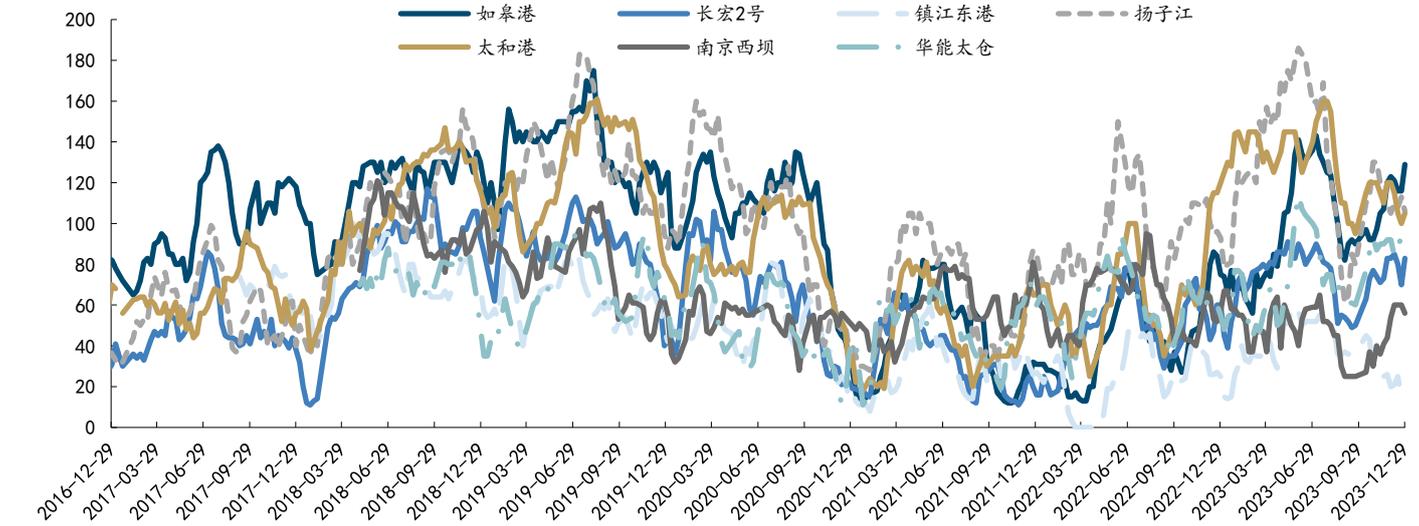
图表19: 北方港、长江口煤炭库存 (万吨)



来源: Wind、国金证券研究所

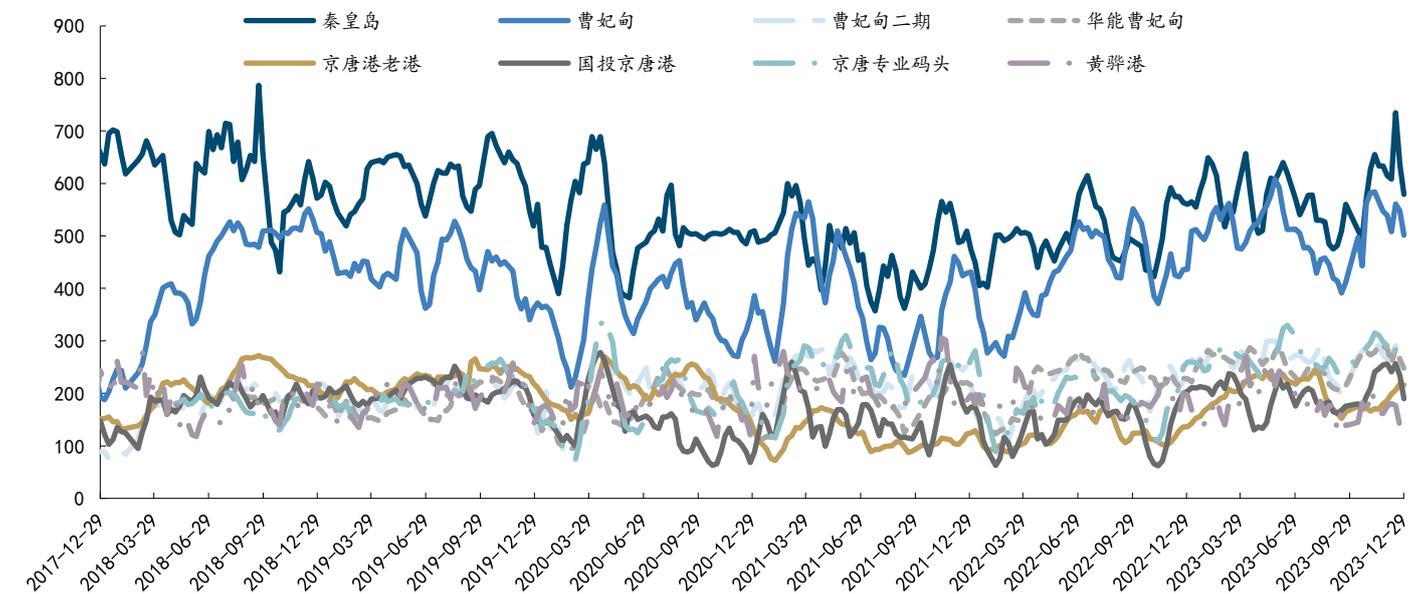
来源: Ifind、国金证券研究所

图表20: 长江口重点港口煤炭库存 (万吨)



来源: Ifind、国金证券研究所

图表21: 北方港重点港口库存 (万吨)

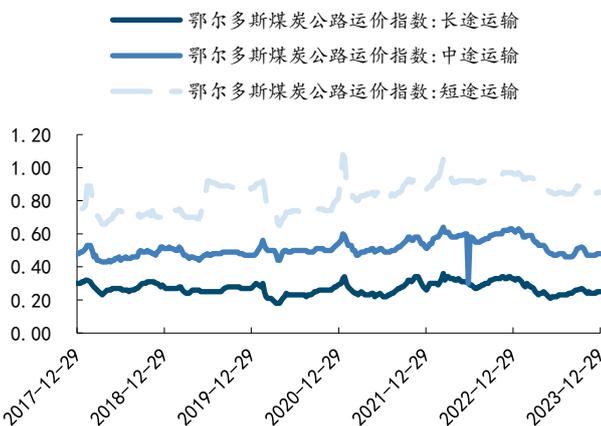


来源: Ifind、国金证券研究所

2.3 煤炭运价：内江运价回升、沿海运价上涨至高位回落、陆路运价窄幅震荡

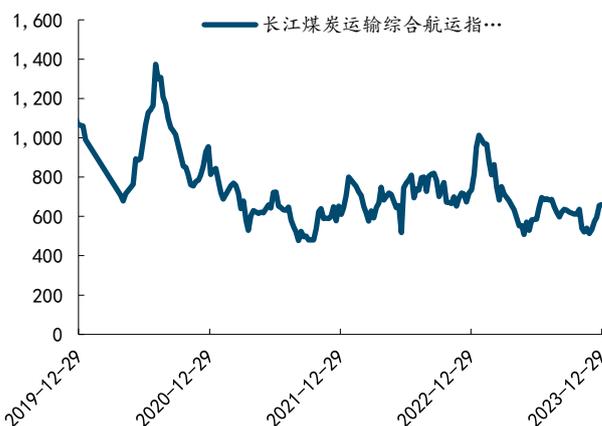
- 运价总体情况（已更新至12月）：整体看12月运价走势分化；公路运价低位趋稳，内江运价延续上涨趋势，沿海运价持续走强至下旬高位点后回落。
- ✓ 公路运价：以鄂尔多斯煤炭公路运价指数为依据，运价自10月中达高位以来持续回落，至12月中旬公路运价终止了下降趋势，随后小幅上涨；10月20日起，长途公路、中途公路、短途公路运价转降，截至12月29日分别为0.25、0.48、0.85元/吨公里，环比11月末分别上涨0.01、0.01、0.01元/吨公里。
- ✓ 内江运价：以长江煤炭运输综合航运指数（CCSFI）为依据，长江煤炭运价11月末跌至阶段性低位后开始回升，11-12月总体呈倒V态势，12月29日指数报收于661.0点，环比11月末上涨148.7点、涨幅29.2%。
- ✓ 海运价：中国沿海运价与全球运价同向变动，但增幅不同。以波罗的海干散货指数（BDI）以及中国沿海煤炭运输指数（CBCFI）为依据，进入11月海运价上涨，11月30日波罗的海干散货指数（BDI）报收于2937点，较11月初涨幅高达109.6%；而后持续高涨至12月5日开始回落，12月末波罗的海干散货指数（BDI）报收于2094点，较高点已回落33.4%。而中国沿海运价自11月初开始上涨，12月27日中国沿海煤炭运输指数（CBCFI）报收于923.4点，环比11月末上涨21.1%。11月初受全国大范围降温影响、电厂拉运需求上升，11月3日以来沿海运价快速上行。

图表22：鄂尔多斯煤炭公路运价指数（元/吨公里）



来源：I find、国金证券研究所

图表23：长江煤炭运输价综合指数 CCSFI



来源：I find、国金证券研究所

图表24：中国沿海煤炭运价指数 CBCFI



来源：I find、国金证券研究所

图表25：波罗的海干散货指数 (BDI)



来源：I find、国金证券研究所

3、拆解维度 2：煤炭进出口——煤炭进口量同、环比均回升

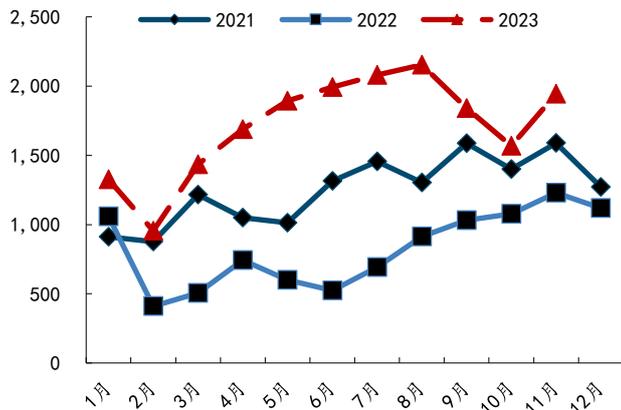
3.1 进出口总量：海运煤经济性回弹，11月煤炭进口量环比显著上升

- 进出口概况：11月进口量环比、同比维持正增长。自23年以来欧洲能源危机的负面影响削弱，购煤需求减弱煤价表征随之降低，国内外煤价形成价差，而中国作为

煤炭消费大国、需求量维持高位，受此价格影响部分需求开始转向国际市场，叠加澳煤进口重启、进口政策较为宽松，支撑1-11月进口量大幅攀升。

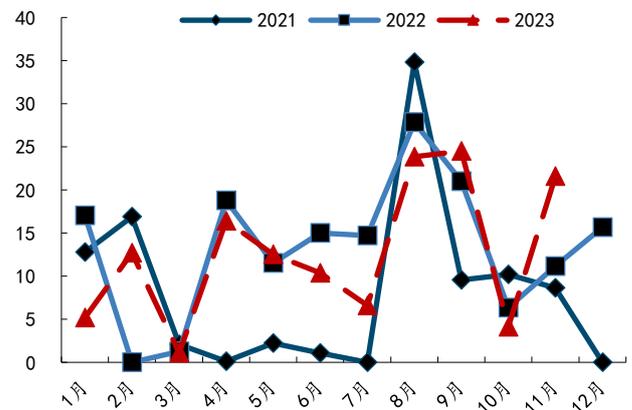
- ✓ 11月我国进口煤炭4350.6万吨，较去年同期增加1119.3万吨，增幅34.6%；较10月增加751.4万吨，增长20.9%。2023年1-11月我国共进口煤炭4.3亿吨、同比提升62.8%。
- ✓ 11月我国进口动力煤3191.1万吨，较去年同期增幅23.6%，较10月增幅20.5%。2023年1-11月我国累计进口动力煤3.2亿吨，同比增加1.2亿吨，增幅63.8%。
- ✓ 11月我国动力煤出口从下降转向大幅回升，较10月增加17.5万吨、增幅426.8%；11月动力煤出口量较去年同期增加10.4万吨、增幅93.6%。
- ✓ 从进出口净额看，11月动力煤净进口额终止了10月的下滑态势，较10月减少359.2万吨、增幅23.0%；而较去年同期增加705.3万吨、增幅57.9%。

图表26：动力煤当月进口额（万吨）



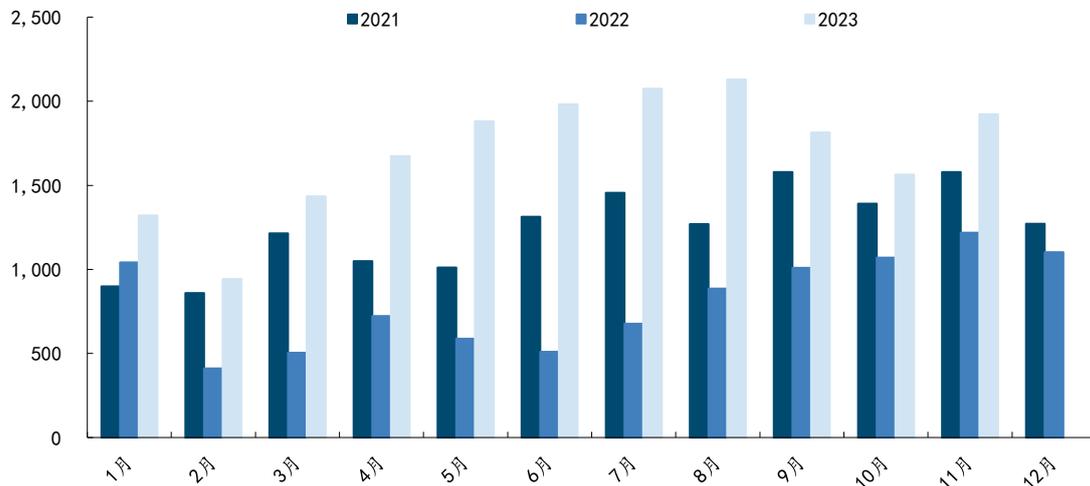
来源：Wind、国金证券研究所

图表27：动力煤当月出口额（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（空值为缺失数据）

图表28：动力煤当月净进口额（万吨）



来源：Wind、国金证券研究所（空值为出口额缺失数据处）

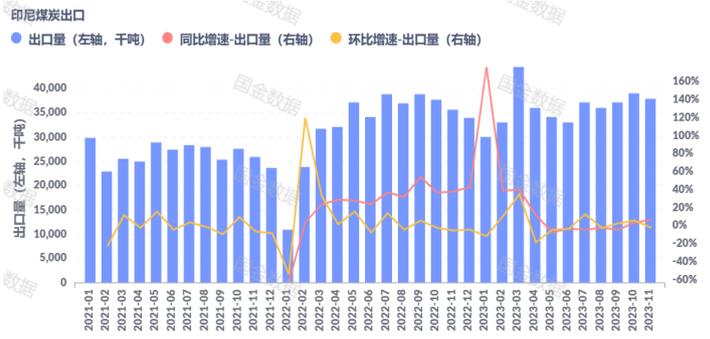
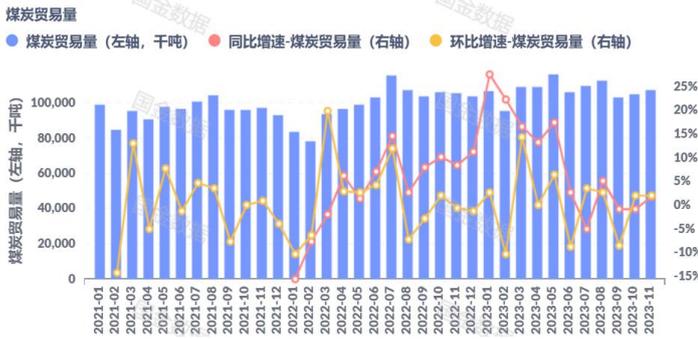
3.2 多角度看煤炭进口：海运煤贸易量环比基本持平、我国进口量环比大幅回升

- 从国际煤炭海运情况看我国煤炭进出口：国际海运煤贸易量环比基本持平、同比上行，我国海运煤进口量环比、同比均大幅回升。
- ✓ 11月国际煤炭海运贸易总量为1.1亿吨，同比、环比增速分别为2.0%、2.1%。23年海运煤市场供应端基本抚平疫情和俄乌冲突影响，受经济前景疲软、天然气价格下降、核电复苏以及可再生资源发电量充足等影响，欧盟和美国煤炭需求也再次步入下降轨道，反而亚洲新兴经济体如中国、印度、越南等的需求增长对贸易量增加起主要推动作用。
- ✓ 从我国海运煤的三大进口国印尼、俄罗斯、澳大利亚的煤炭出口情况来看，11月三

国煤炭出口量分别为 3785.1、1171.0、2968.0 万吨，同比分别 6.5%、-23.8%、+9.0%；尽管俄罗斯煤炭出口量有所下滑，但中国煤炭海运进口量仍然维持正增长，主因：1) 澳煤进口重启带来额外供应源；2) 中国以煤为主的能源消费结构使其对煤炭的需求较为刚性、市场价格具有竞争力，能够吸引海运煤炭贸易流。国内供应端受督导工作影响有所收紧，致使传统用煤旺季前期补库进度偏缓，作为供应端的重要补充，11 月中国海运进口量 3042.7 万吨、同比+18%，其中主要增长集中于中下旬。

图表29：国际煤炭海运进出口贸易量及增速

图表30：印尼煤炭出口量及增速

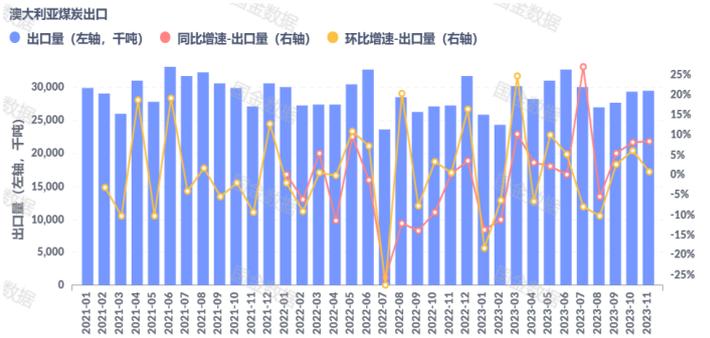


来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所

来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表31：俄罗斯煤炭出口量及增速

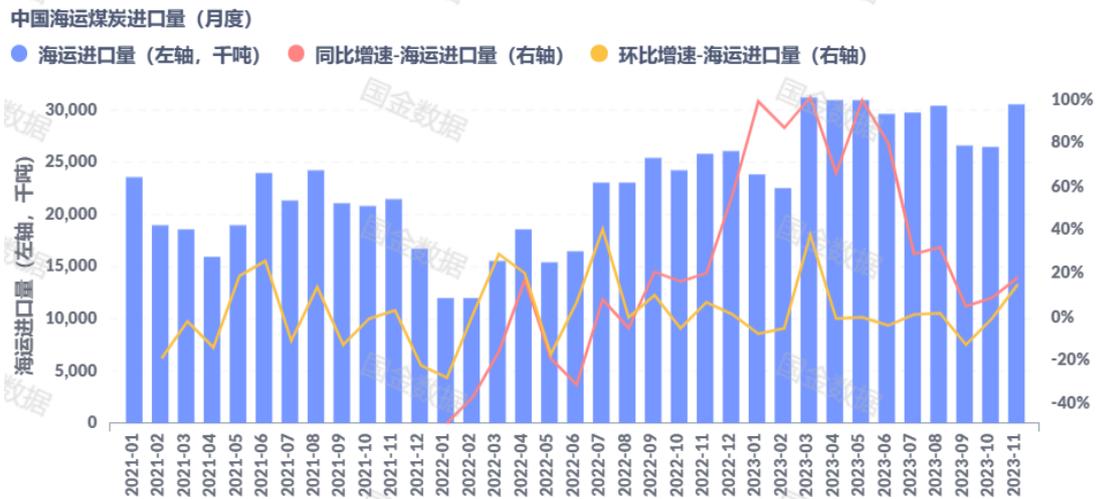
图表32：澳大利亚煤炭出口量及增速



来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所

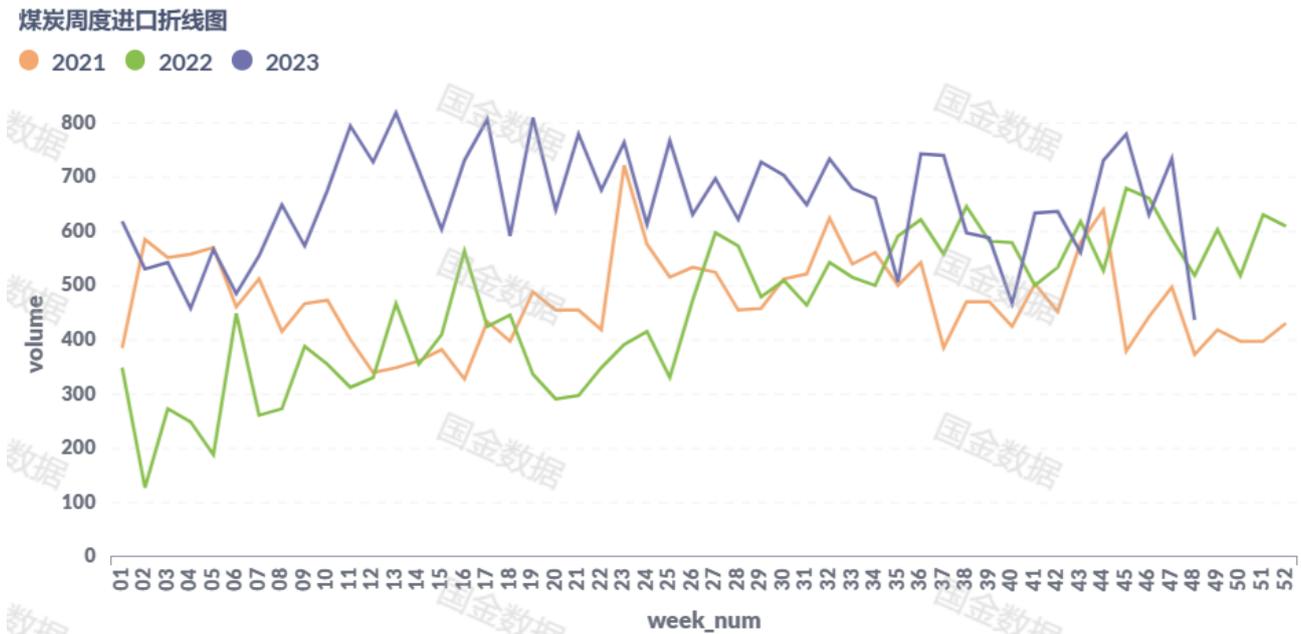
来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表33：中国煤炭月度海运进口量及增速



来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所

图表34：中国煤炭周度海运进口量 (千吨)



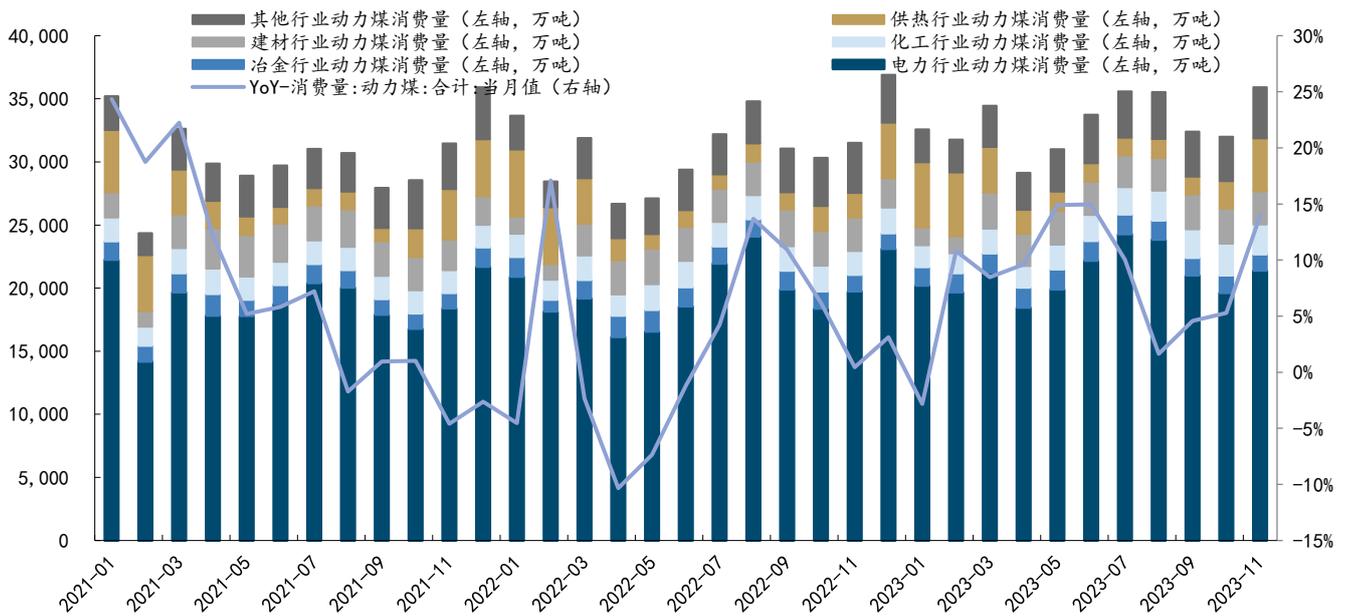
来源：国金数字未来实验室、国金证券研究所 (数据更新到11月底, 即2023年第48周)

4、拆解维度3：下游需求——旺季耗煤回升

4.1 动力煤整体需求情况：供热需求同比上涨

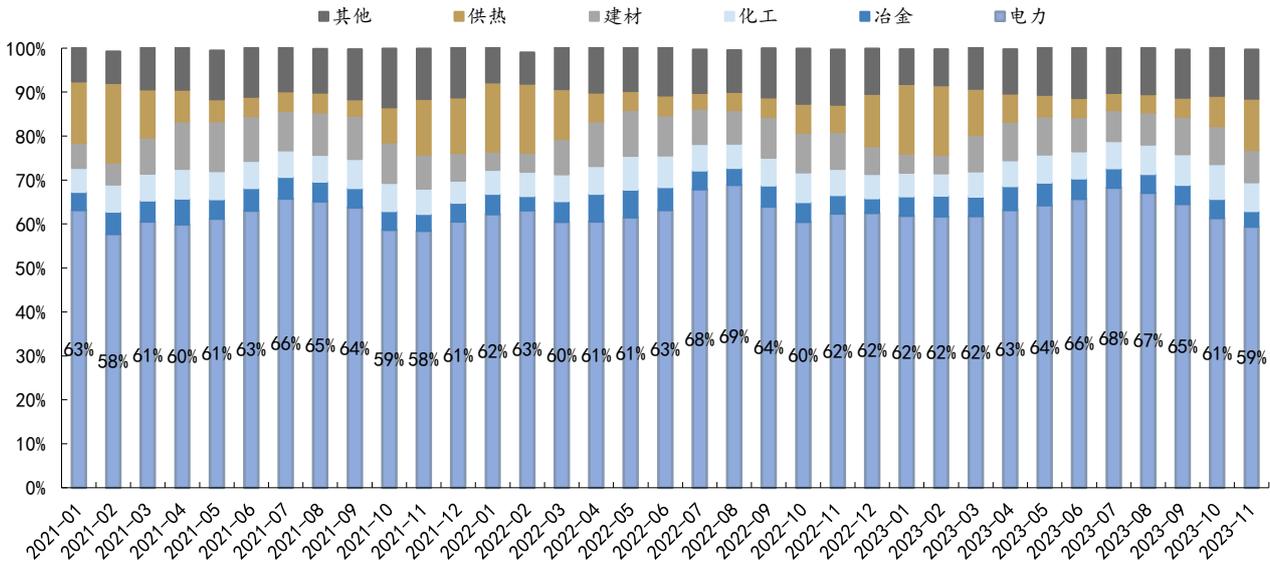
- 11月动力煤消费总需求同比增长14.0%，其中电力消费需求占比59.3%。
- ✓ 11月动力煤消费量共计3.6亿吨，同比提升14.0%、环比增加12.7%。
- ✓ 进入4Q23电力部门维持动力煤消费主体地位，但随着进入冬季全国气温下降，供热耗煤需求增加，电力耗煤占比逐月下降。10-11月电力分别消费动力煤2.0/2.1亿吨、同比分别+6.8%/+8.4%。11月，冶金、化工、建材、供热行业动力煤消费同比分别-3.1%、+25.3%、-1.0%、+116.2%，增速环比分别-4.2、+2.4、-2.5、+106.6pct；四大行业动力煤消费量环比分别-7.4%、-6.2%、-4.9%、+91.8%，除供热行业外，动力煤需求环比10月普遍下降。
- ✓ 11月电力行业动力煤消费量占动力煤总消费比重59.3%，占比较10月环比回落2.0pct、同比去年下降3.0pct，符合行业传统季节性规律——进入冬季气温下降、供热行业煤耗推动总煤耗量增加，电力行业耗煤占比下降。

图表35: 动力煤消费量及变化趋势



来源: Wind、国金证券研究所

图表36: 23年10-11月电力行业动力煤消费量占比连续环比回落

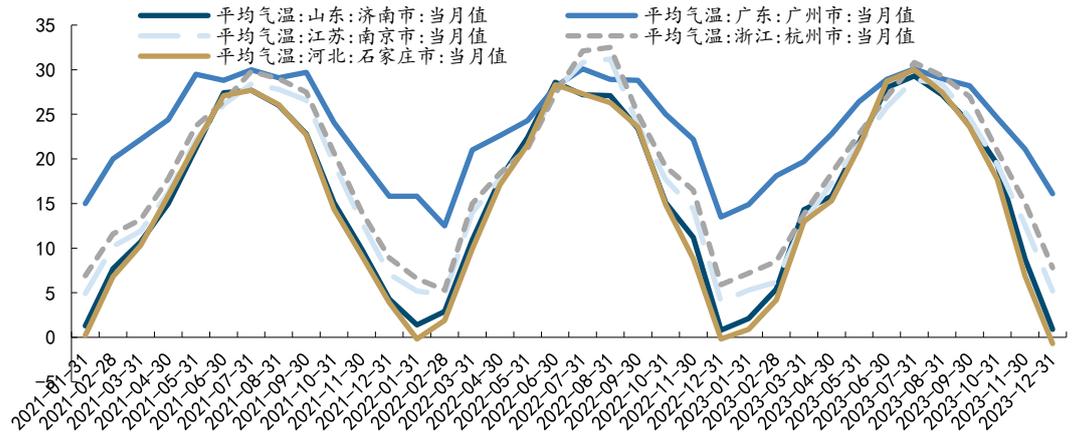


来源: Wind、国金证券研究所

4.2 从用电需求看发电耗煤需求: 旺季耗煤回升

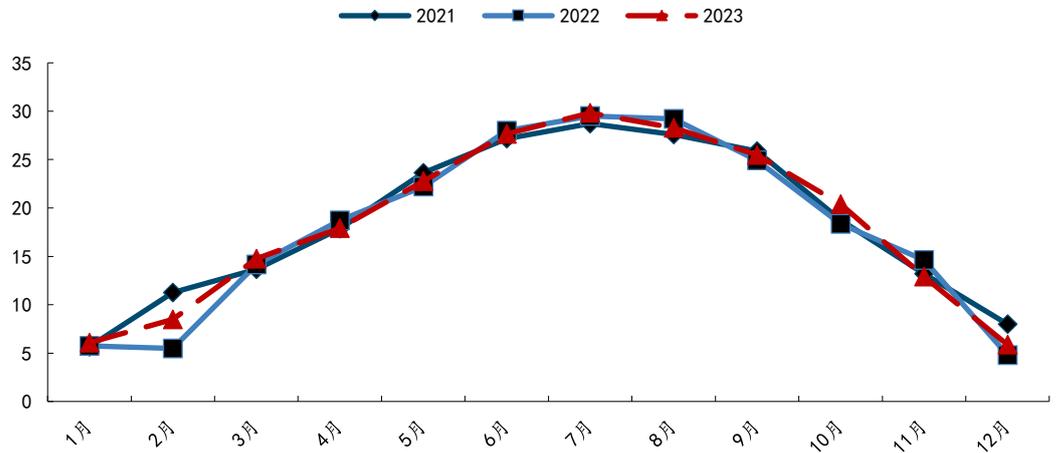
- ✓ 选取 2023 年用电 TOP5 省份, 从省会城市平均气温看, 10 月平均气温高于去年同期而 11 月平均气温低于去年同期水平; 分地区看, 华南地区的广州在 10-11 月平均气温均低于去年同期, 其余省会城市济南、南京、杭州和石家庄 10 月气温均高于去年同期; 11 月 5 个城市气温均低于往年同期, 济南、广州、南京、杭州和石家庄平均气温较去年同期分别下滑 2.4、1.1、1.8、1.4、1.9 摄氏度。

图表37: 用电 TOP5 大省省会月度平均气温 (摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所

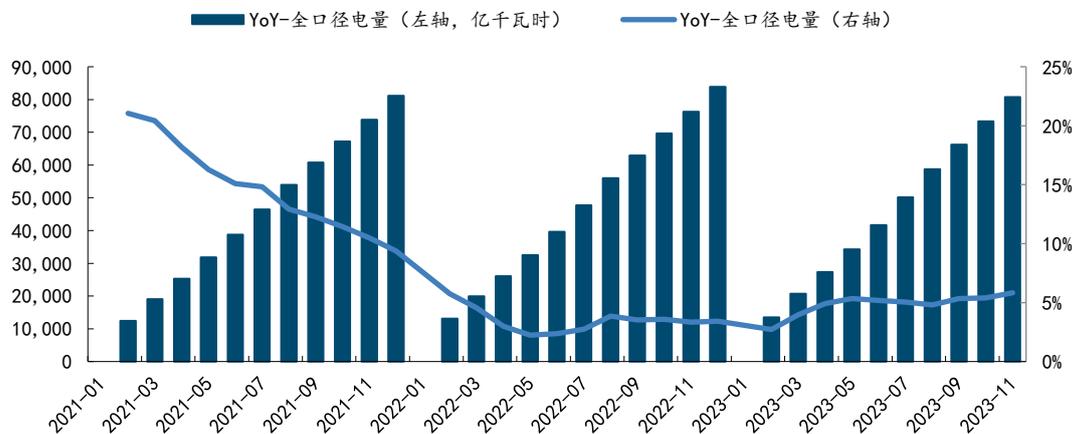
图表38: 用电 TOP5 大省省会月度平均气温均值同比情况 (摄氏度)



来源: Ifind、国金证券研究所

- ✓ 用电需求在季节性旺季的推升下, 2023 年 1-11 月我国全口径发电量 80731.4 亿千瓦时, 同比增长 5.8%; 其中 11 月全口径发电量 7402.1 亿千瓦时, 同比增长 10.3%、环比增长 4.1%。

图表39: 我国全口径发电量及变化趋势

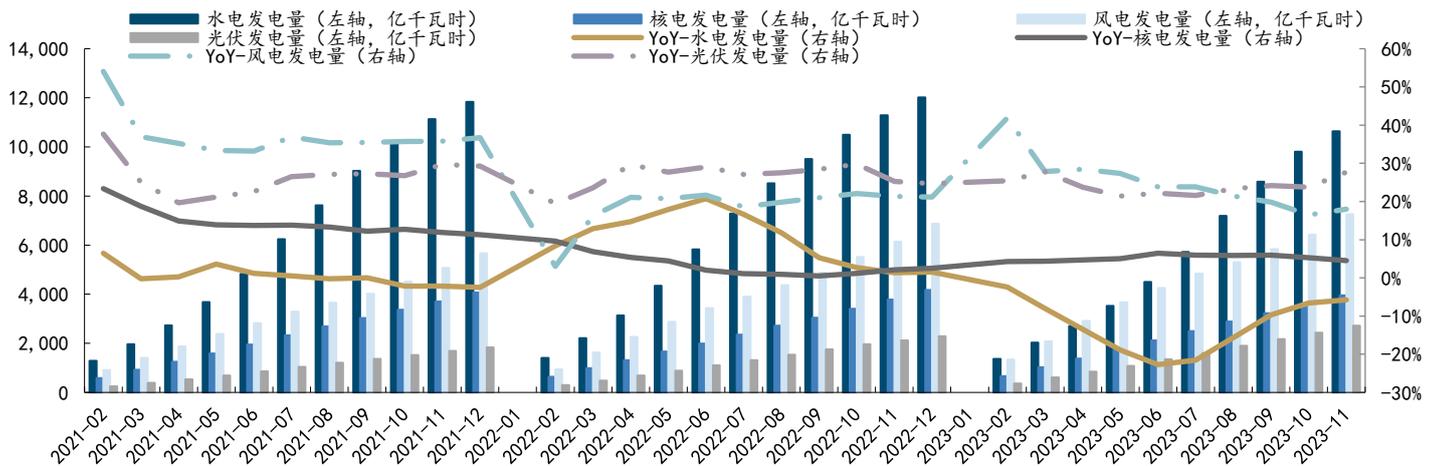


来源: Ifind、国金证券研究所

4.3 从其他电源看火电发电需求：强风、光伏改善，降水减少致水电空间收窄

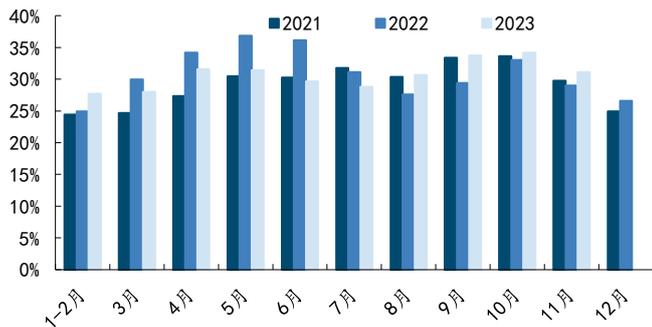
- 其他电源发电情况：11月清洁能源发电贡献率环比降低、同比增加。11月除水电发电量环比缩减外，其他清洁能源发电量环比均上升，水力发电增速回落主要与11月降水减少有关，据中国气象局数据显示，2023年11月全国平均降水量21.8毫米，同比减少19.0%。非火电电源发电量合计24533.5亿千瓦时，发电贡献率（发电量占比）31.1%，贡献率环比缩减3.1pct、同比提升2.1pct。
- ✓ 分项看，23年水电累计发电量同比降幅自7月以来持续收窄。1-11月水电发电量10635.7亿千瓦时，同比下滑5.7%；11月水电发电量830.8亿千瓦时、同比增长6.2%、环比回落32.0%。11M23发电量同比增加主因去年同期来水极端片库所导致的低基数效应；从水库流量看，三峡水库23年10月流出量显著高于22年同期水平但不及21年，然而进入11月枯期，三峡水库流出量下跌趋同于22年同期水平，流出量恶化反应为11月三峡出库流量环比下降9.9%、水电利用小时数环比减少114小时。
- ✓ 风电发电量、太阳能发电量环比提升。1-11月风电发电量7251.9亿千瓦时、同比增长18.0%，太阳能发电2714.0亿千瓦时、同比增长27.7%。其中11月风电发电量827.6亿千瓦时，同比提升31.1%，环比提升40.9%；进入11月，我国的冷空气活动频繁，多地出现大风降温，风资源有所改善，11月风电利用小时同比增加22小时，增幅11.5%。11月光伏发电量278.3亿千瓦时5小时。
- ✓ 核电保持稳定增长，1-11月发电量3951.9亿千瓦时、同比增长4.5%，其中11月发电量364.6亿千瓦时，同比缩减2.4%、环比微增1.4%，利用小时数同比减少30小时、环比增加11小时。

图表40：其他电源累计发电量及变化趋势



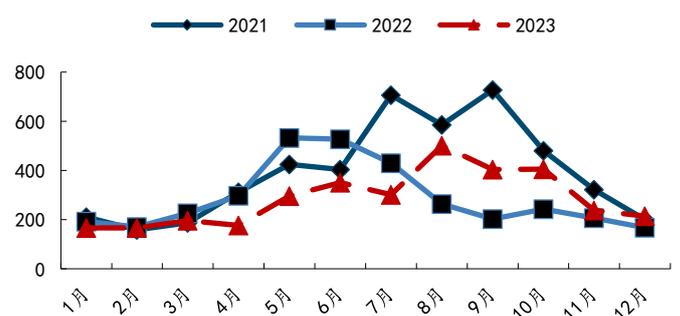
来源：I find、国金证券研究所

图表41：除火电外其他清洁能源发电当月贡献率



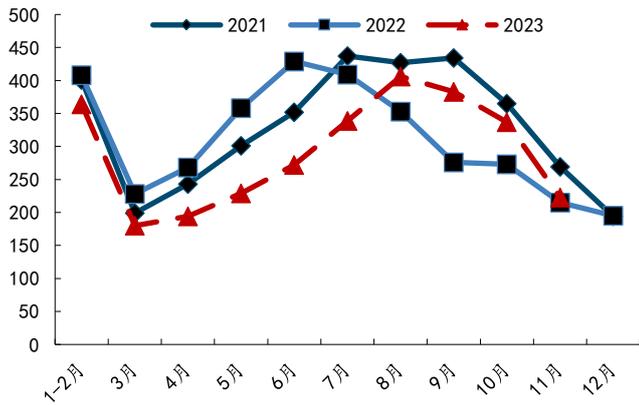
来源：I find、国金证券研究所

图表42：三峡水库流各月出量（亿立方米）



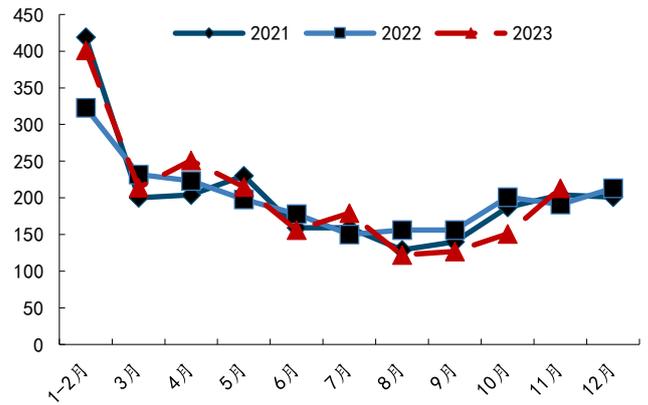
来源：I find、国金证券研究所

图表43: 水电利用小时数 (小时)



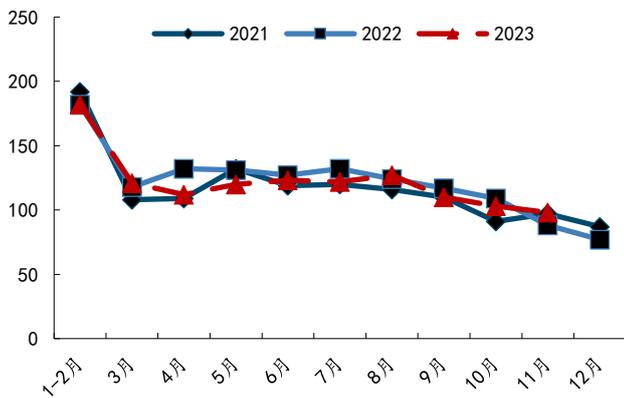
来源: Ifind、国金证券研究所

图表44: 风电利用小时数 (小时)



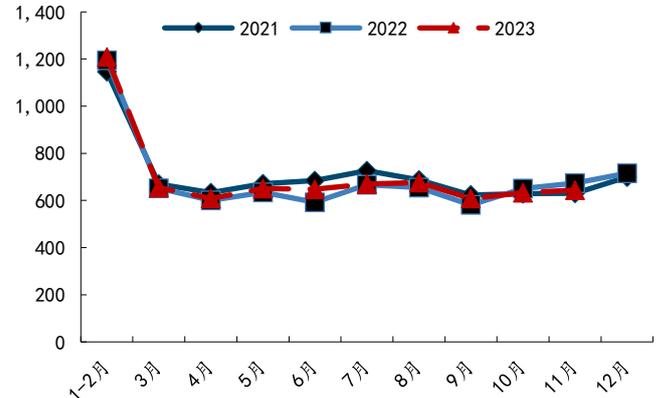
来源: Ifind、国金证券研究所

图表45: 光伏利用小时数 (小时)



来源: Ifind、国金证券研究所

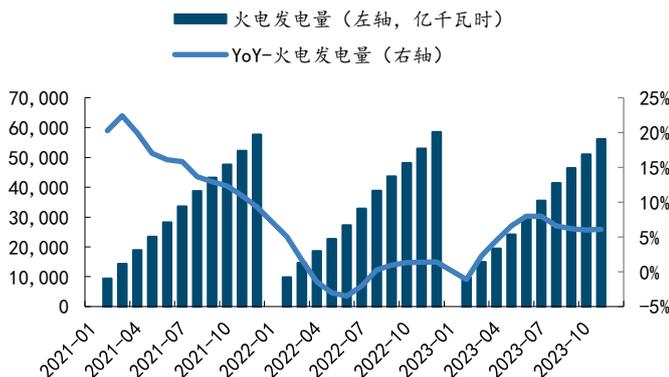
图表46: 核电利用小时数 (小时)



来源: Ifind、国金证券研究所

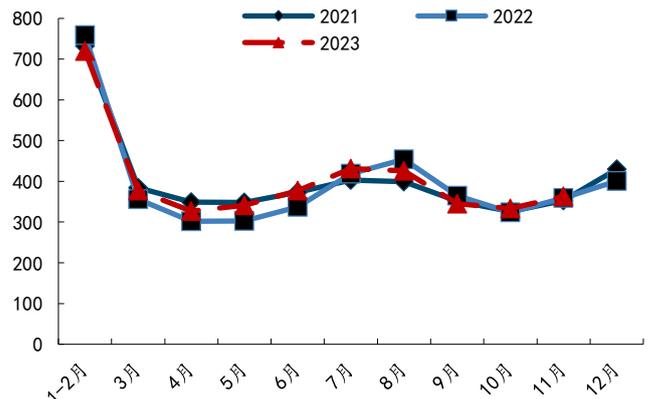
- 火电发电需求: 11 月火电发电水平同比、环比均提升。清洁能源效力收紧用电需求季节性转旺, 火电展现其在新型电力系统中的“压舱石”作用。
- ✓ 从发电量看, 1-11 月火电发电量 56177.9 亿千瓦时、同比增长 6.1%, 其中 11 月发电量 5100.8 亿千瓦时、同比增长 7.0%、环比增加 9.0%。
- ✓ 从利用小时看, 11 月火电利用小时数 363 小时, 同比增加 4 小时、环比增长 30 小时; 1-11 火电累计利用小时数 4040 小时, 同比增长 62 小时。在火电装机当月增长 534 万千瓦背景下, 火电利用水平仍实现提升, 说明当前清洁能源发电增量尚不足以完全覆盖用电需求增量, 火电仍在电力系统中发挥“压舱石”作用。

图表47: 火电累计发电量及变动趋势



来源: Ifind、国金证券研究所

图表48: 火电利用小时数 (小时)

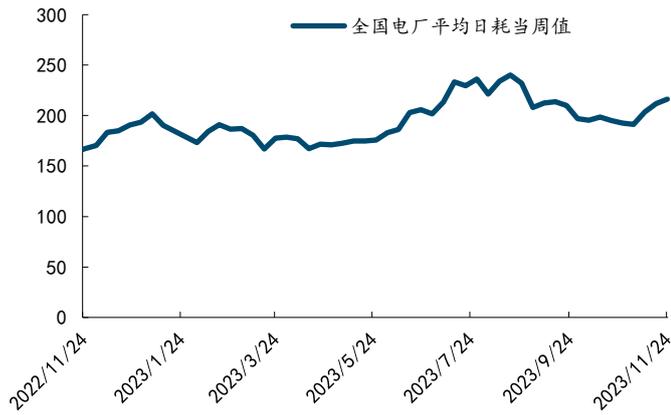


来源: Ifind、国金证券研究所

4.4 终端电厂耗煤及库存情况：日耗、场存明显回升，可用天数于中上旬出现拐点

- 火电厂耗煤情况：火电发电需求回升，火电厂耗煤同比持平、环比微幅下降。
- ✓ 从耗煤率看，截至 11 月火电供电累计耗煤率 303.4 克/千瓦时、同比持平、环比下降 0.4%。
- ✓ 从耗煤量看，11 月全国电厂日均耗煤量 205.8 万吨、环比 10 月上涨 10.4 万吨；11 月耗煤周度变化基本符合季节性特征，进入冬季以来日耗持续回升。分省份看，1-11 月内蒙古、山东、江苏、山西等负荷/外送电大省耗煤量领先，云南、广西、贵州等用电负荷增速较快导致电力供应偏紧省份累计发电耗煤量同比增幅领先。

图表49：全国电厂逐周日均耗煤量（万吨）



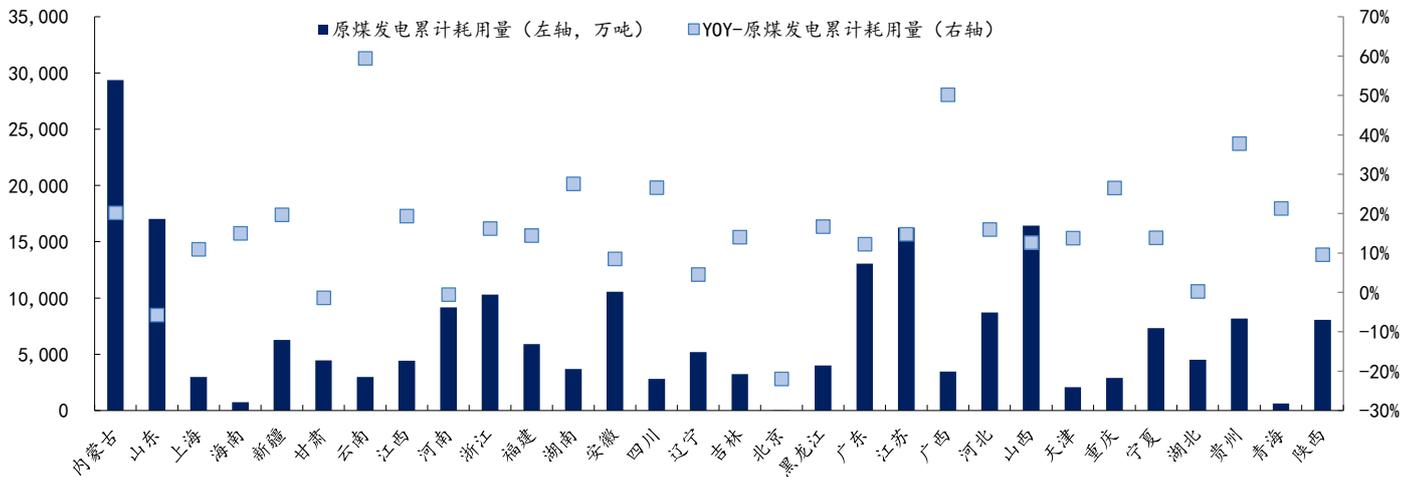
图表50：全国平均供电煤耗率（当年累计，克/千瓦时）



来源：I find、国金证券研究所

来源：Wind、国金证券研究所

图表51：各省 23 年 1-11 月发电累计耗用原煤量及同比



来源：Wind、国金证券研究所

- 从终端电厂库存看，11 月电厂积极做入冬保供准备，库存大幅攀升。
- ✓ 11 月末全国电厂煤炭库存 4955.7 万吨、环比增加 330.5 万吨，进入 10 月以来市场煤价下行，各库为入冬准备积极累库，并且进入用电淡季耗煤下降，终端电厂库存量持续走高。
- ✓ 11 月平均可用天数 23.8 天、环比 10 月提升 1.1 天。受发电日耗季节性回升影响，11 月全国电厂场存量增加，而电厂煤炭可用天数在中上旬达峰后回落体现下旬用煤加速。整体看 11 月电厂确立累库趋势，积极为迎峰度冬期间的电力保供做准备。

图表52: 全国电厂当周末煤炭场存 (万吨)



来源: IFind、国金证券研究所

图表53: 全国电厂当周平均可用天数 (天)

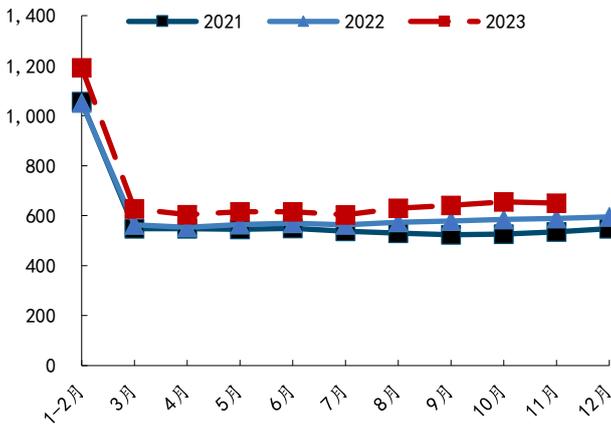


来源: IFind、国金证券研究所

4.5 其他非电煤需求: 非电动力煤需求回落, 冶金行业需求上行

- 11 月以来, 非电煤行业用煤需求回落, 终端补库缺乏持久性, 整体对动力煤消费需求的拉动作用较小。
- ✓ 冶金行业动力煤消费需求可通过主要有色金属产量表现。10-11 月我国十种有色金属产量分别为 654.7/650.4 万吨, 同比分别增长 11.9%/10.6%。
- ✓ 炼油为化工行业耗能最高的门类, 因此可用山东 (地方炼油厂主要聚集地) 炼油厂开工率来体现化工行业动力煤需求。11 月开工率下移至 63%-65% 区间, 环比 10 月呈显著下跌态势。
- ✓ 建材耗煤可主要通过房地产需求体现。23 年以来房地产市场持续低迷, 11 月商品房销售面积环比提升 7930.2 万平方米, 同比下滑 20741.4 万平方米。房地产开发建设仍较低迷, 但在政策利好的推动下环比有所改善。

图表54: 十种有色金属当月产量 (万吨)



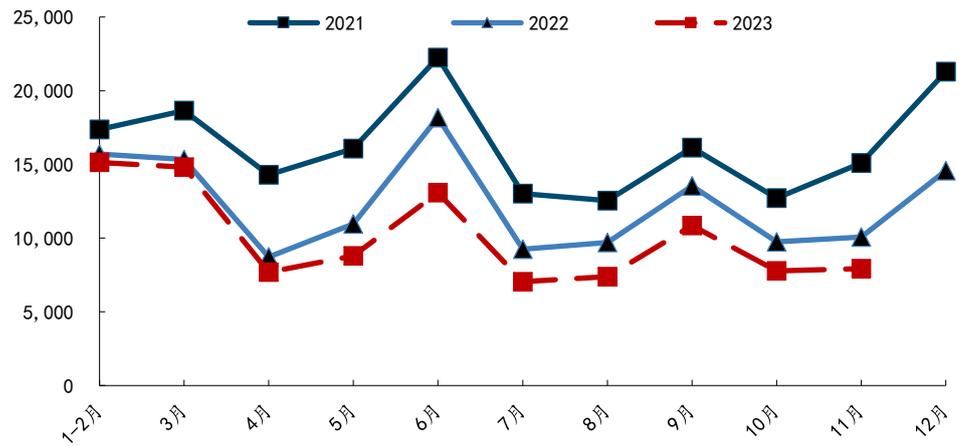
来源: Wind、国金证券研究所

图表55: 山东地炼厂开工率 (%)



来源: Wind、国金证券研究所

图表56：我国商品房销售面积（万平方米）



来源：Wind、国金证券研究所

5、投资建议

- 22年3亿吨煤炭核增产能基本释放，国际能源定价逐渐回归理性，国内煤炭供需总体偏松大格局未改，煤价中枢下行将为火电业绩带来实质性改善。建议关注：火电装机规模大、资产高质量、积极拓展新能源发电的龙头企业华能国际、华电国际；省内竞争格局良好、积极承担保供任务、资产价值有望重估的龙头企业浙能电力、江苏国信、皖能电力。

6、风险提示

- 新增装机容量不及预期。历史上电力行业发展始终处在“电力紧张、放松核准、大建电源、供应过剩、严控新建、电力紧张”的循环中，若再次出现电力供应过剩情况或将导致已核准火电项目面临开工难问题。
- 煤价下行不及预期。若煤炭生产端的安监持续趋严则会使得煤炭供需格局由松转紧，且巴以冲突局势恶化或拉升包括煤炭在内的一次能源价格。火电的发电特性决定了其成本结构中燃料成本占比较高，市场煤价高位运行将挤压火电盈利。
- 下游需求不及预期。宏观经济偏弱复苏、可再生能源大发挤占空间或导致火电发电量增速低于预期，使得机组利用小时数下滑并导致度电分摊的折旧成本上升。此外，电力市场化改革后电价取决于成本和供需，用电需求不及预期还将导致电价涨幅不及预期，从而影响火电盈利。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明:

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级(含 C3 级)的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号
紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号
新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-83831378
传真：0755-83830558
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
18 楼 1806