

约束与机遇并存，煤价在低波动中前行

——2022年度动力煤策略报告

研究院 张婧

2021年12月24日



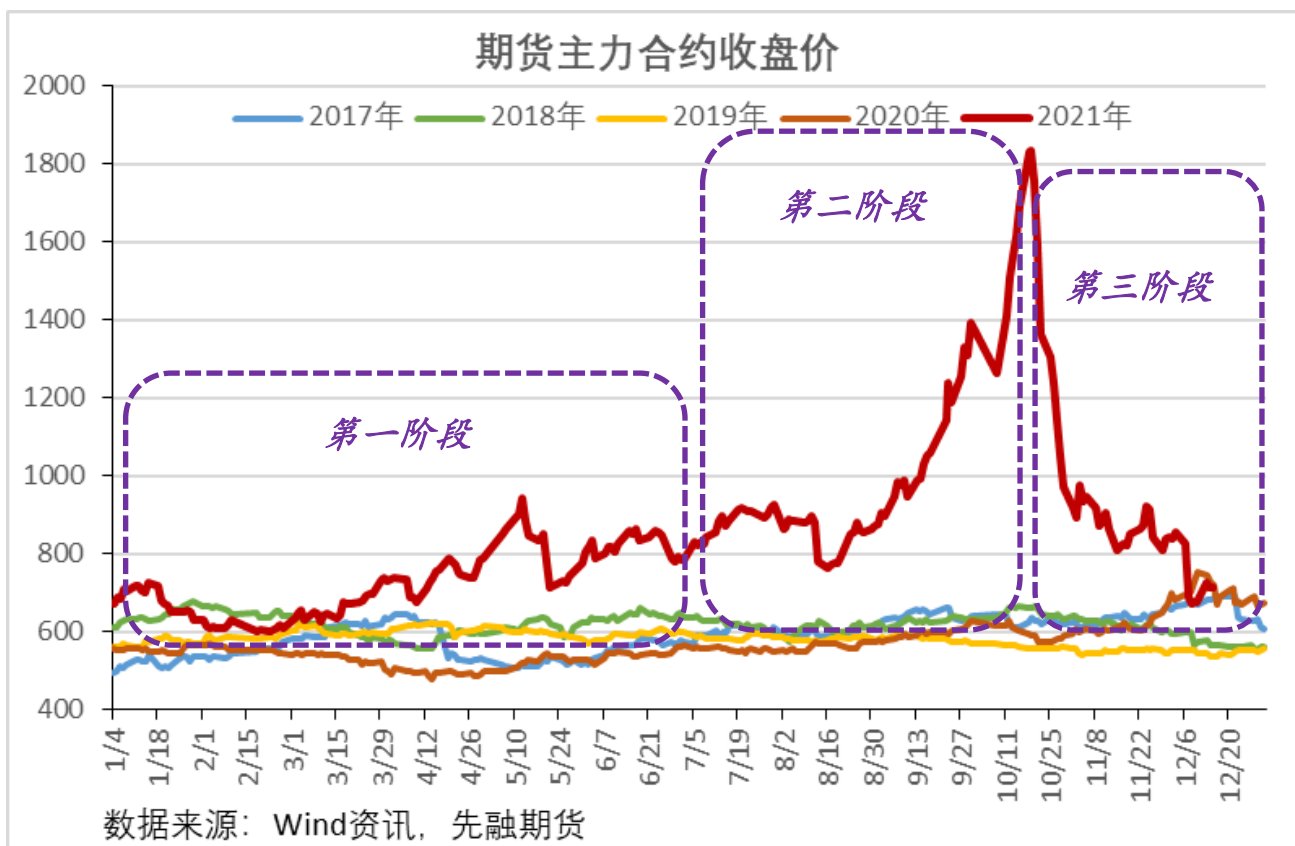
主要内容



2021年动力煤行情回顾

➤ 动力煤市场总体经历三个阶段：

1. 后疫情时期需求恢复，煤炭市场供不应求、库存持续偏低引导的上涨；
2. 全球性能源紧缺背景下供应瓶颈凸显推动煤价涨幅不断扩大、价格屡创新高；
3. 政策高压下上游增产兑现、需求降速，价格快速回落，市场归于平静。



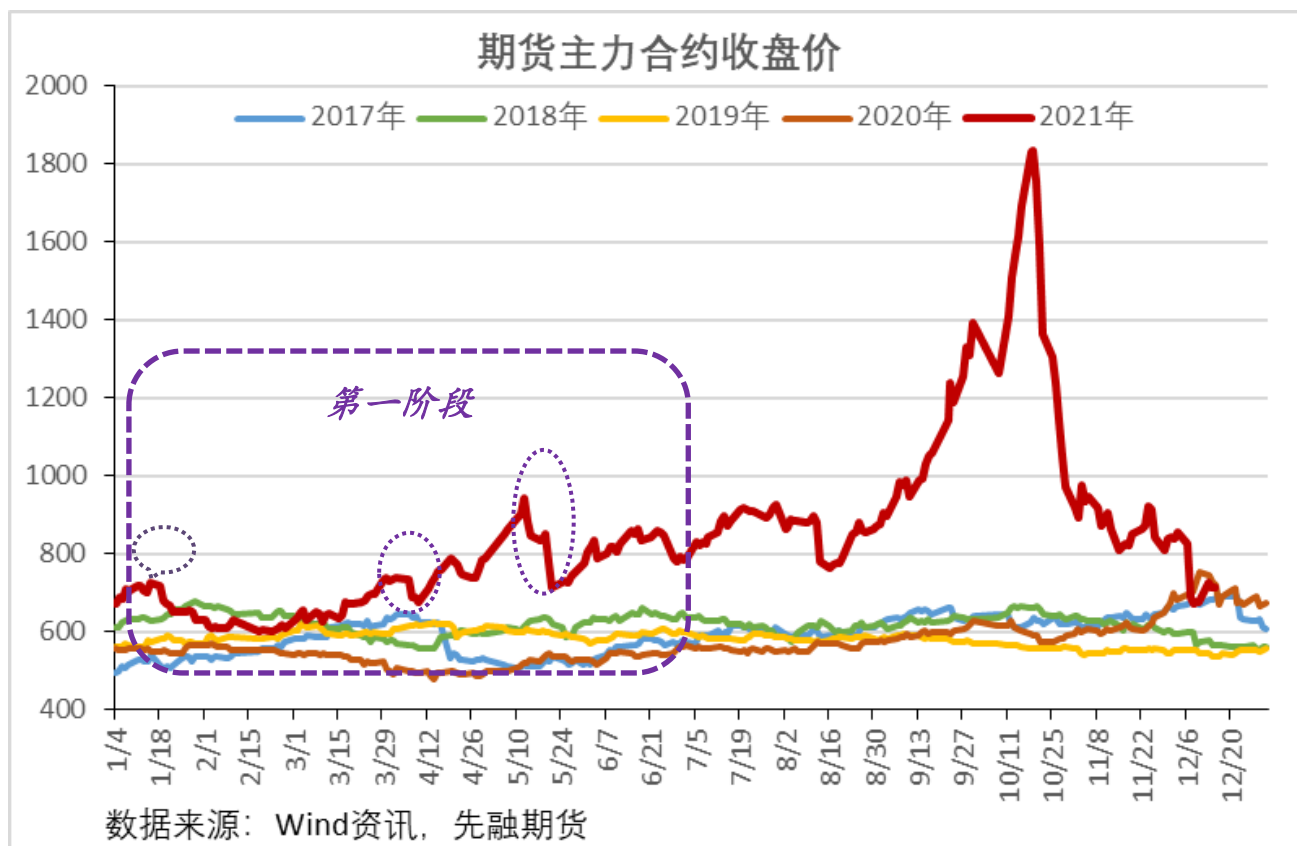
2021年动力煤行情回顾

➤ 第一阶段（年初-6月）：后疫情时期煤炭市场供不应求

1月初用电高峰末期需求旺盛+澳煤进口限制，5500大卡现货短暂冲破1000元/吨；1月20日前后拐点—春节行情。春节保供下游补库，价格回落至570元/吨附近。

4月6日，发改委会议提出，产煤大省增产增供，按冬季最高产量组织生产；稳定煤价，发挥长协压舱石作用；把握进口煤节奏服务于实体经济；组织好煤炭运输，提升秦港库存至500万吨以上。

5月12日、19日&26日国常会三次提及抑制大宗商品价格过快上涨，实行保供稳价。



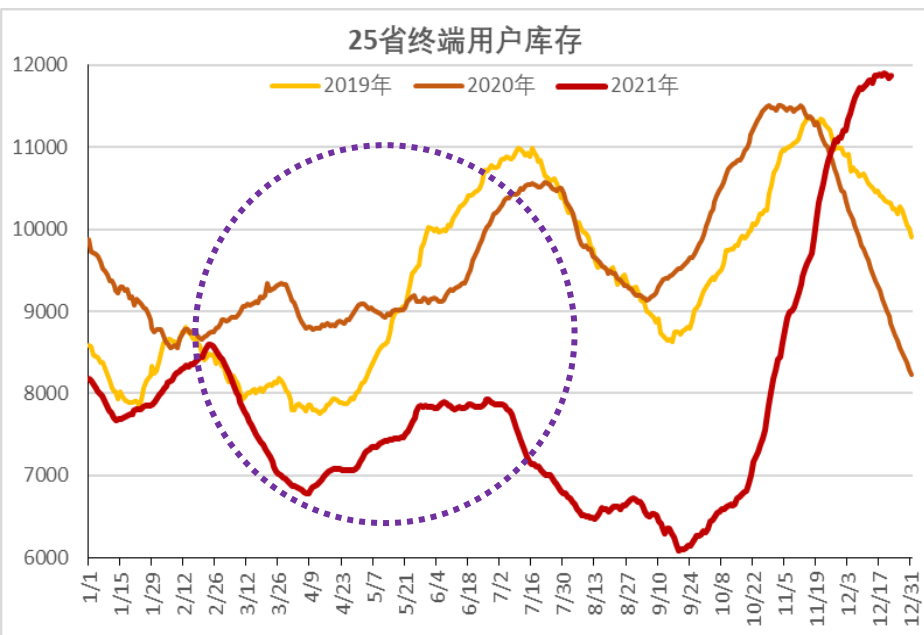
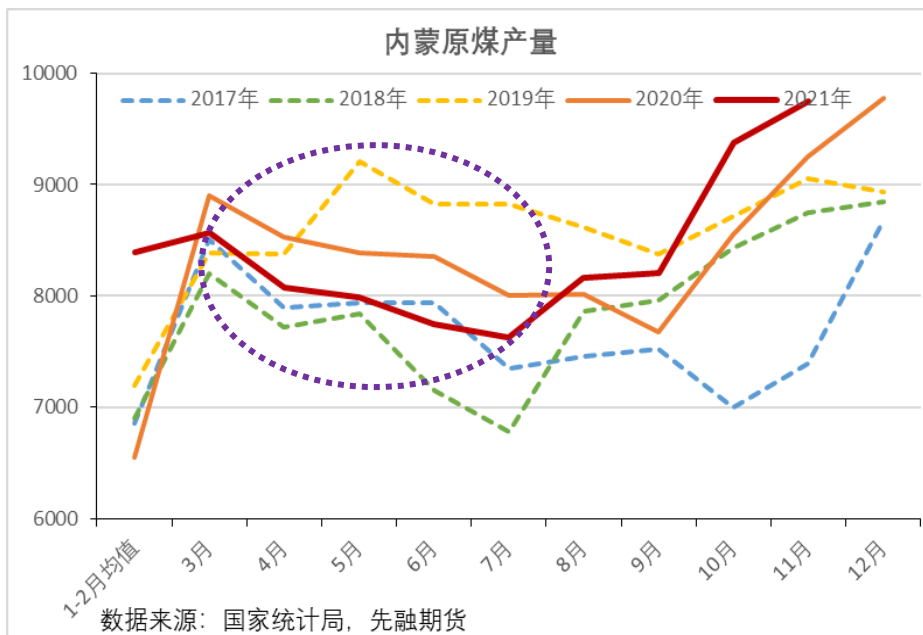
2021年动力煤行情回顾

➤ 第一阶段（年初-6月）：后疫情时期煤炭市场供不应求

3月-二季度末，煤矿保供退出后内蒙地区产量同比有5%-10%降幅，月度产量与2019年同期有1000万吨以上的差距；春节后下游需求快速恢复，开工率高企。供需错配引导煤价“淡季不淡”。

随着煤价不断上涨，电厂相机调整采购策略、放缓采购节奏，由淡季集中补库转为随用随采，库存水平持续处于低位。

6月27日，国家发改委表示，主产地具备增产潜力的优质先进产能下半年逐步释放；7-8月进口煤到货迎来高峰期，同时水电、太阳能发电快速增长，“7月以后煤价将进入下降通道”。



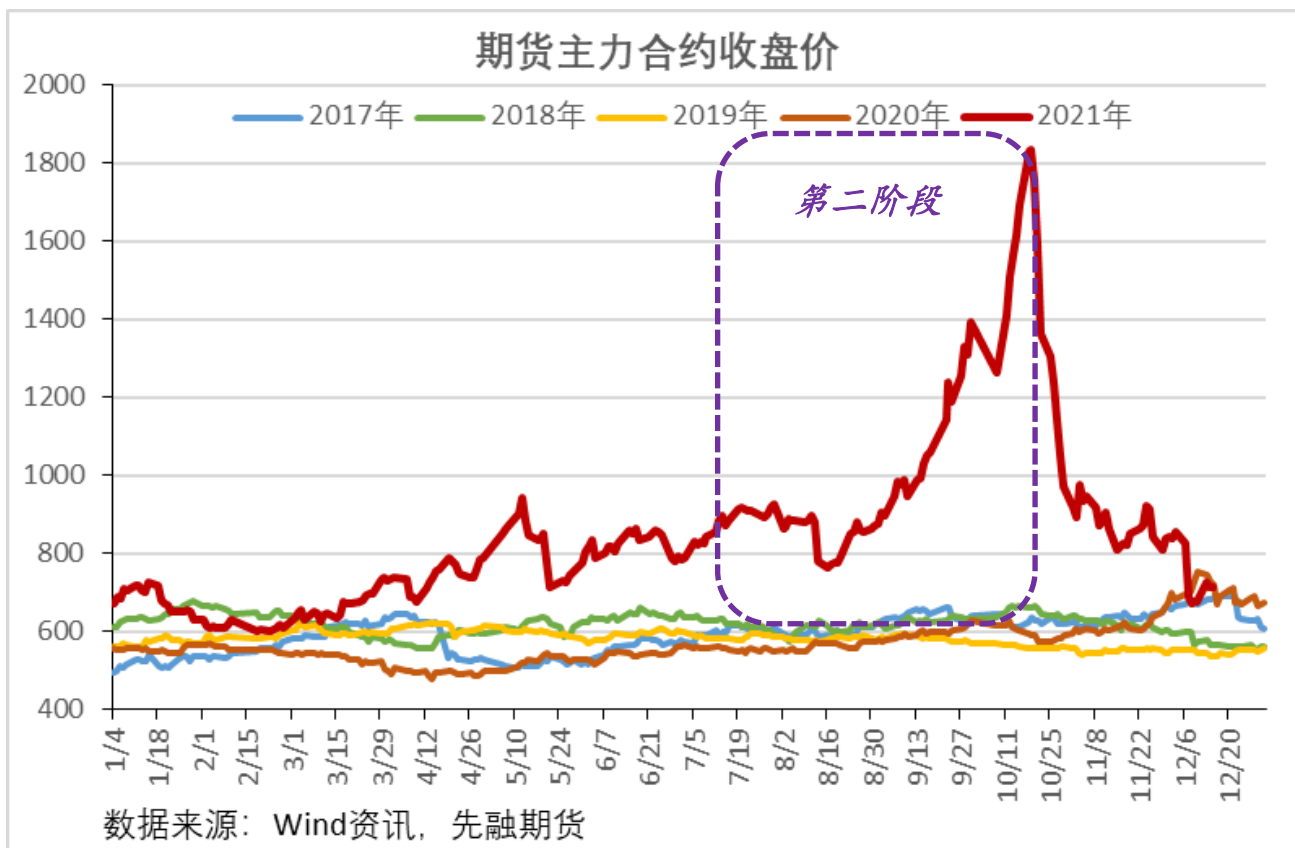
2021年动力煤行情回顾

➤ 第二阶段（7月-10月中旬）：能源紧缺背景下供应瓶颈凸显

7月新增产量释放预期落空，来自内蒙的供应端约束进一步加剧供应紧张。

8-9月，全国20+省市掀起限电潮，东北三省波及民用。限电包括（1）能耗双控目标下多省市针对高耗能高排放行业主动限产限电；（2）一次能源和电力供应缺口导致的被动限电。

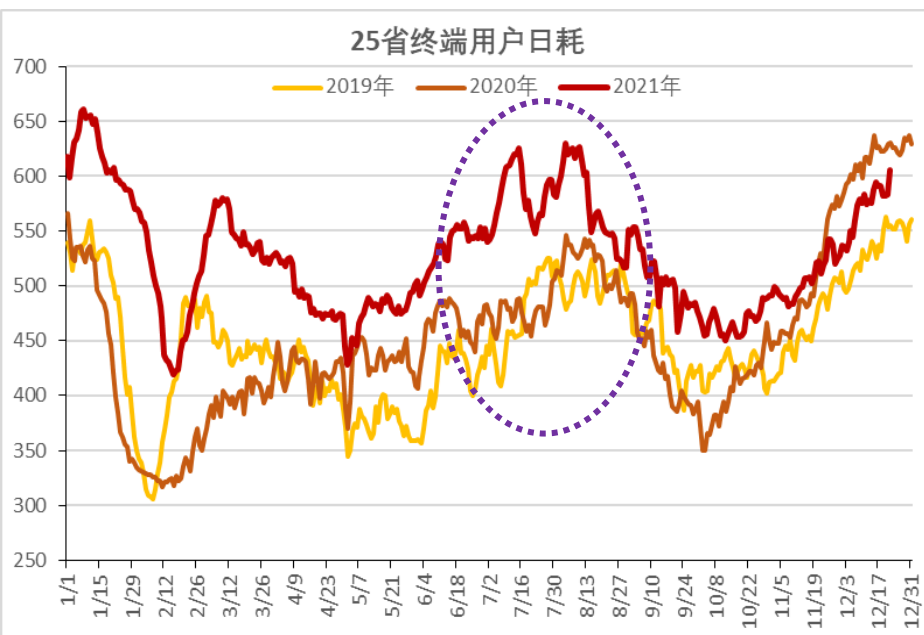
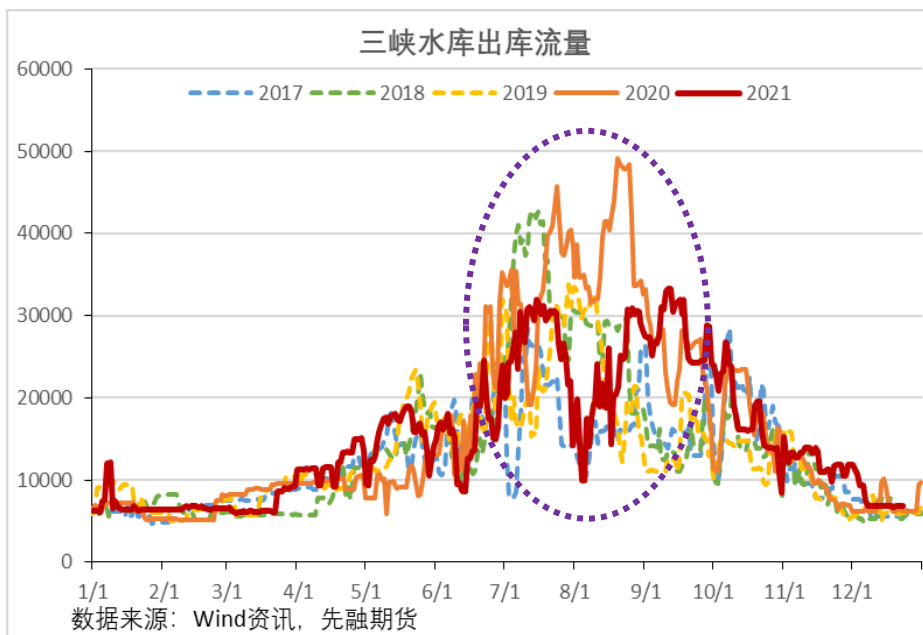
9月中下旬-10月上旬，煤价涨幅扩大。坑口日涨幅超过100元/吨，港口5500大卡成交价超2500元/吨。期货盘面波动加剧，出现连日涨停。



2021年动力煤行情回顾

➤ 第二阶段（7月-10月中旬）：能源紧缺背景下供应瓶颈凸显

7月初前后产地大规模限产，复产后新增产量释放预期落空，来自内蒙的供应端约束进一步加剧供应紧张；降水较多但不在主要水电项目分布区，水电替代作用不佳；下游日耗屡创新高，在旺季大部分时段保持两位数以上的同比增幅。



2021年动力煤行情回顾

➤ 第二阶段（7月-10月中旬）：能源紧缺背景下供应瓶颈凸显

2021年8月12日，国家发改委办公厅印发《2021年上半年各地区能耗双控目标完成情况晴雨表》，上半年不及半数省（区）能耗强度降低进展总体顺利。在能耗强度降低方面，9个省（区）能耗强度不降反升，属于一级预警；10个省（区）能耗强度降低率未达到进度要求，属于二级预警。在能源消费总量控制方面，仍有8个省（区）为一级预警，5个省（区）为二级预警。

在国家发改委确保完成全年能耗双控目标（特别是能耗强度降低目标）的指引下，下半年处于一级和二级预警的省市完成双控任务的压力较大，因此针对高耗能、高排放行业开展了有针对性、有计划性的限产限电。

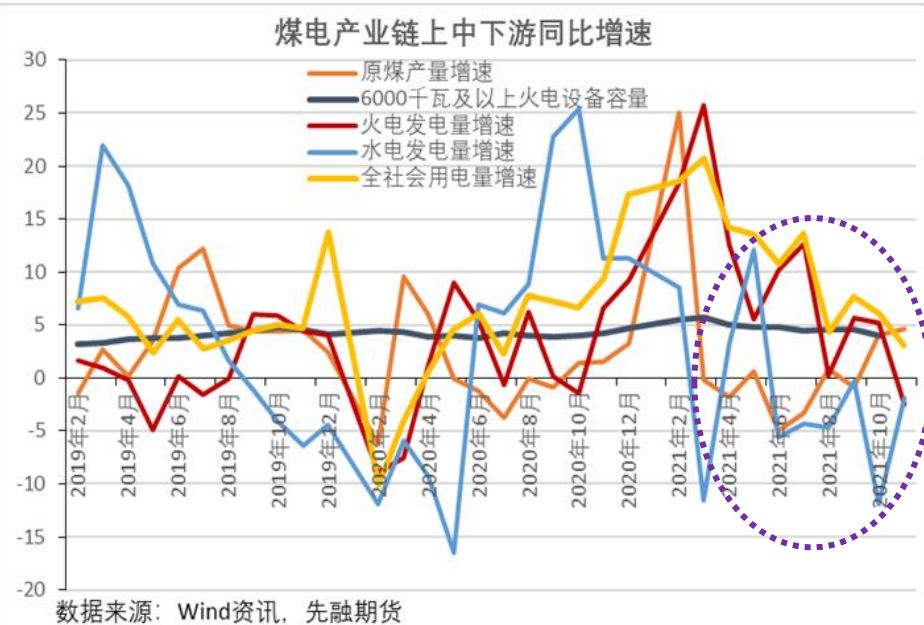
| | 能耗强度降低方面 | 能源消费总量控制方面 |
|--------------------------------|---|--|
| 一级预警 （形势十分严峻） | <u>能耗强度不降反升：</u> 青海、宁夏、广西、广东、福建、新疆、云南、陕西、江苏 | 青海、宁夏、广西、广东、福建、云南、江苏、湖北 |
| 二级预警 （形势比较严峻） | <u>能耗强度降低率未达到进度要求：</u> 浙江、河南、甘肃、四川、安徽、贵州、山西、黑龙江、辽宁、江西 | 新疆、陕西、浙江、四川、安徽 |
| 三级预警 （进展总体顺利） | 上海、重庆、北京、天津、湖南、山东、吉林、海南、湖北、河北、内蒙古 | 河南、甘肃、贵州、山西、黑龙江、辽宁、江西、上海、重庆、北京、天津、湖南、山东、吉林、海南、河北、内蒙古 |

2021年动力煤行情回顾

➤ 第二阶段（7月-10月中旬）：能源紧缺背景下供应瓶颈凸显

在能源供应缺口引发的被动限电方面，实际上从全球范围看煤炭并不是唯一涨价的能源品种，9月份以来能源供应紧缺及疫情缓和后的经济复苏带动能源需求快速恢复造成的供需缺口难以填补，能源危机爆发，煤炭、天然气等一次能源价格大涨倒逼电价上涨。

造成能源供应紧缺的原因主要有：（1）全球能源转型背景下能源投资低碳化趋势已愈发明显，传统化石能源投资占比降低且在疫情后反弹的情况下仍低于2019年水平；（2）替代能源供应不足，相对于需要填补的缺口杯水车薪：比如，欧洲北海区域风力不足导致风电出力减少；拉尼娜效应影响下我国水电装机主要流域来水偏枯，水电效应减弱；（3）来自国内市场上动力煤供应端自身的约束，煤矿超产行为被遏制后自律性提高，表外产能缩减；进口煤供应收紧、价格倒挂导致的进口煤采购量减少以及产业链长期低库存状态下价格弹性放大。

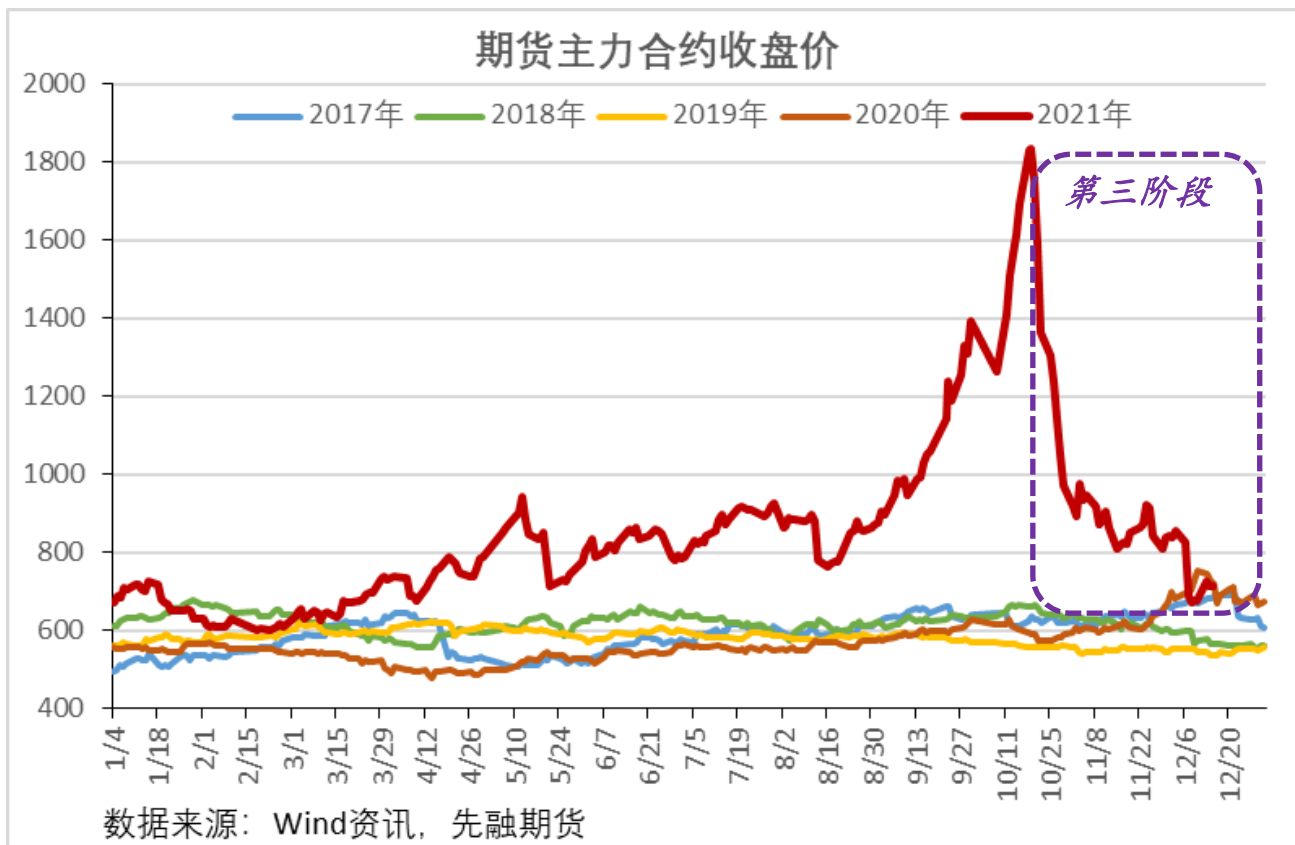


2021年动力煤行情回顾

➤ 第三阶段（10月中旬-四季度）：政策高压下增产兑现&需求降速

动力煤价格的快速上涨一方面推高下游行业原料及燃料生产成本，导致产业链利润分配扭曲；另一方面在迎峰度冬的关键时期，煤价过高与保民生供暖的政治站位相悖。

10月19日，国家发改委连发通知表示将充分运用《价格法》规定的一切必要手段，研究对煤炭价格进行干预的具体措施，促进煤炭价格回归合理区间，促进煤炭市场回归理性。政策高压下，动力煤期货暴力崩盘，期货盘面成交量及持仓量均大幅缩水，波动率明显收敛。截至12月中旬港口5500大卡现货成交价在1100元/吨左右。



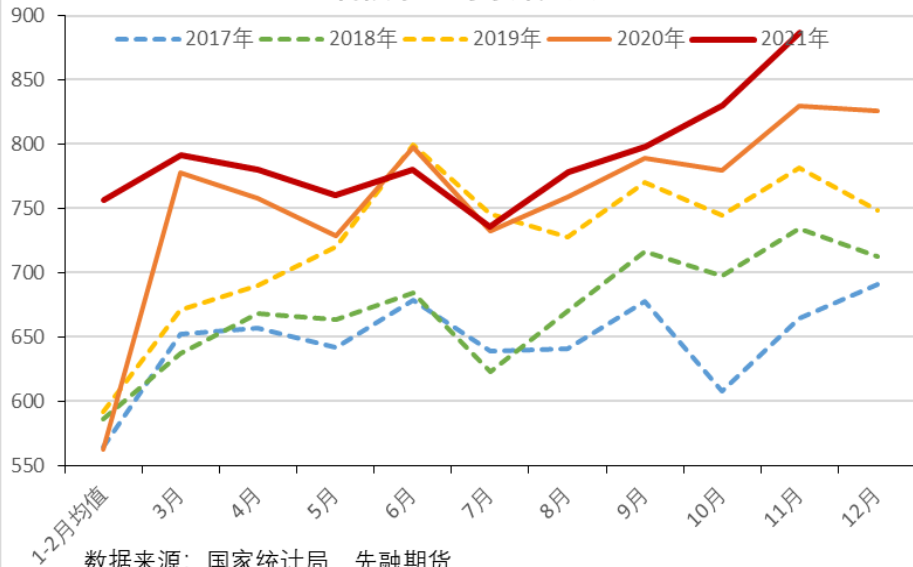
2021年动力煤行情回顾

➤ 第三阶段（10月中旬-四季度）：政策高压下增产兑现&需求降速

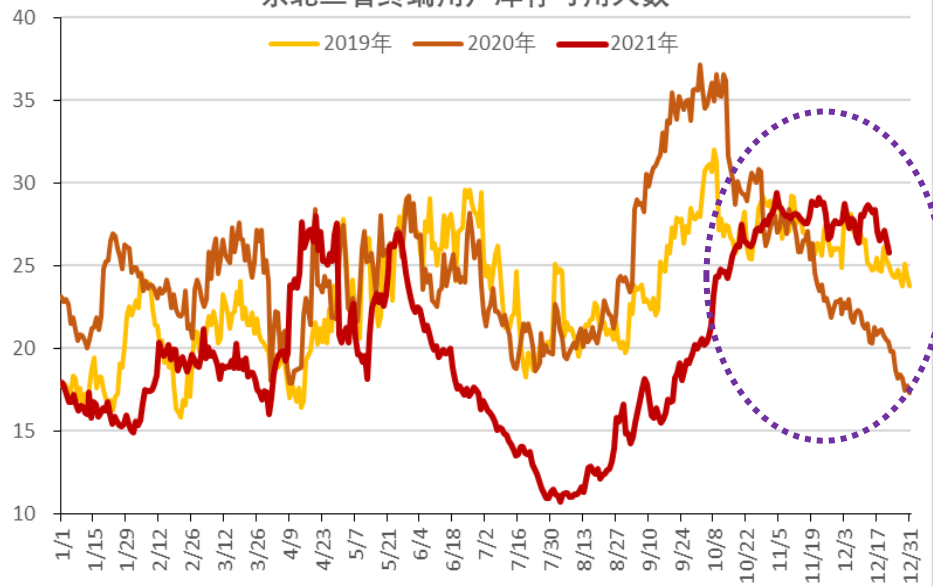
回顾下半年以来为实现保供稳价提出的各项举措，三季度侧重“保供”，四季度侧重“稳价”。其中，保供政策主要覆盖：（1）加快内蒙露天矿接续用地的批复进程；（2）晋陕蒙宁新联合试运转到期煤矿延期1年；（3）发电供热用煤实现中长协100%全覆盖，山西、陕西、内蒙分别承担5500万吨、3900万吨和5300万吨的保供任务；（4）山西、内蒙新核增煤矿产能按核增后的产能生产；（5）晋陕蒙新再增保供产能7800万吨。

另外，国有大矿多次带头降价。随着煤矿增产陆续兑现，供需形势明显好转；同时冷冬预期落空，下游日耗恢复缓慢，中下游库存快速累积。东北地区往年冬天缺煤的历史问题也得以缓解。

晋陕蒙日均原煤产量



东北三省终端用户库存可用天数



政策梳理：中长协基准价首提升，供需范围调整

➤ 背景：2021年12月3日，国家发改委在全国煤炭交易会上发布《2022年煤炭中长期合同签订履约工作方案（征求意见稿）》。

➤ 主要变化：

从供需范围看，对需求方范围从去年的“覆盖电煤75%资源量”扩大到“发电供热用煤除进口煤外实现长协合同100%覆盖”。而对于供应方，由去年的“覆盖规模以上煤矿80%资源量”改为“覆盖所有核定产能30万吨/年及以上煤矿自有资源量的80%以上”，范围有所缩小；但增加了“2021年9月份以来核增产能的保供煤矿核增部分按承诺要求全部签订电煤中长期合同”。

从定价机制看，此次《征求意见稿》延续往年“基准价+浮动价”的定价机制。在基准价方面，“下水煤合同基准价暂时按5500大卡动力煤700元/吨签订，非下水煤合同基准价按下水煤基准价扣除运杂费的坑口价格确定”，即基准价由原来的535元/吨提升至700元/吨。在浮动价方面保持不变，仅对参数进行微调。此外，《征求意见稿》明确月度长协价格在【550, 850】元/吨区间上下浮动。

➤ 影响：

(1) 扩大需求方签订范围、缩小供应方签订范围，供需方范围出现不对等变化，导致执行难度有所提升；

(2) 大幅提高长协基准价的目的是与2021年四季度市场衔接，保证价格的连续性，但基准价的提升降低电力企业签订长协的意愿，今年中长协合同首批签约量仅2.6亿吨，而去年同期签约量在10亿吨以上；

(3) 给定价格波动区间，2022年5500大卡现货价格超出【550, 850】元/吨区间的可能性较小。



政策梳理：能耗双控-碳排放双控，“双碳”定调迎来新机遇

- 能耗双控，即实行能源消耗总量和强度“双控”行动，最早于2015年10月26日党的十八届五中全会提出。能耗双控旨在按省、自治区、直辖市行政区域设定能源消费总量和强度控制目标，对各级地方政府进行监督考核；把节能指标纳入生态文明、绿色发展等绩效评价指标体系，引导转变发展理念；对重点用能单位分解能耗双控目标，开展目标责任评价考核，推动重点用能单位加强节能管理。

| 来源 | 具体目标 | 完成情况 |
|---------------------------|--|--|
| “十一五”规划 | 单位 GDP 能源消耗比“十五”期末减少 20%。 | “十一五”期间单位 GDP 能耗下降 19.1%；以年均 6.7%的能耗增速支持了 GDP 年均 11.3%的增长。 |
| “十二五”规划 | 单位 GDP 能耗要降低 16%，碳强度要降低 17%，非化石能源占能源消费总量的比重要达到 11.4%；合理控制能源消费总量，使资源产出率提高 15%。 | “十二五”期间以年均 3.6%的能耗增速支持了 GDP 年均 7.9%的增长。2006-2015 年我国单位 GDP 能耗累计降低 34%，节约能源达 15.7 亿吨标准煤，相当于少排放二氧化碳 35.8 亿吨。 |
| 《2014-2015 年节能减排低碳发展行动方案》 | 2014 年开始，能耗双控目标分解到各地区。 | / |
| 党的十八届五中全会 | 2020 年单位 GDP 能耗比 2015 年降低 15%，能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内。 国务院将全国“双控”目标分解到各地区，对“双控”工作进行全面部署。 | 2016 年以年均约 2.1%的能耗增速支持了 GDP 年均 6.8%的增长；2017 年全国 12 省市超额完成双控目标；2020 年开始双控目标完成情况按季度公布，高耗能、高排放项目集中的地区考核压力较大。 |
| “十四五”规划 | 2025 年单位 GDP 能耗和碳排放比 2020 年分别降低 13.5%、18%；能源消费总量控制在 50 亿吨标准煤以内。 以降低强度为主，以控制总量为辅。 | / |
| 10 月 8 日国常会 | 完善地方能耗双控机制，推动新增可再生能源消费在一定时间内不纳入能源消费总量。 | / |
| 2021 年中央经济工作会议 | 新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变。 | / |



政策梳理：能耗双控-碳排放双控，“双碳”定调迎来新机遇

- 习近平主席在2020年9月第七十五届联合国大会上宣布中国“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”。10月24日，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，明确提出“十四五”期间煤炭消费增长要得到严格控制，“十五五”期间煤炭消费要逐步减少、非化石能源比重在2025和2030年分别达到20%左右和25%左右。
- 2021年中央经济工作会议上提出，要科学考核，新增可再生能源和原料用能不纳入能源消费总量控制，创造条件尽早实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变，加快形成减污降碳的激励约束机制，防止简单层层分解。其中“原料用能不纳入能源消费总量控制”为首次提出。然而会议只表达原料用能不纳入能源消费总量控制，对于是否纳入能源消费强度控制尚未明确。在以降低强度为主、控制总量为辅为导向的能耗双控目标下，原料用能是否纳入能源消费强度控制这一问题值得关注。
- 以“双碳”为核心的顶层设计的推出，一方面不利于煤炭等传统化石能源行业投资，生产强度下降给煤炭行业发展空间带来限制；但另一方面也为煤炭行业高质量转型发展带来新机遇，在这一过程中煤炭行业及承担国家能源安全稳定供应，又不断落实“双碳”目标，实现清洁高效利用，完成其从传统燃料向清洁能源和高端原材料的转变。11月17日，国常会提出设立支持煤炭清洁高效利用专项再贷款，“即设立2000亿元支持煤炭清洁高效利用专项再贷款，形成政策规模，推动绿色低碳发展。按照聚焦重点、更可操作的要求和市场化原则，专项支持煤炭安全高效绿色智能开采、煤炭清洁高效加工、煤电清洁高效利用、工业清洁燃烧和清洁供热、民用清洁采暖、煤炭资源综合利用和大力推进煤层气开发利用。统筹研究合理降低项目资本金比例、适当税收优惠、加强政府专项债资金支持、加快折旧等措施，加大对煤炭清洁高效利用项目的支持力度。”



“十四五”市场新变化：交割品范围扩大意义深远

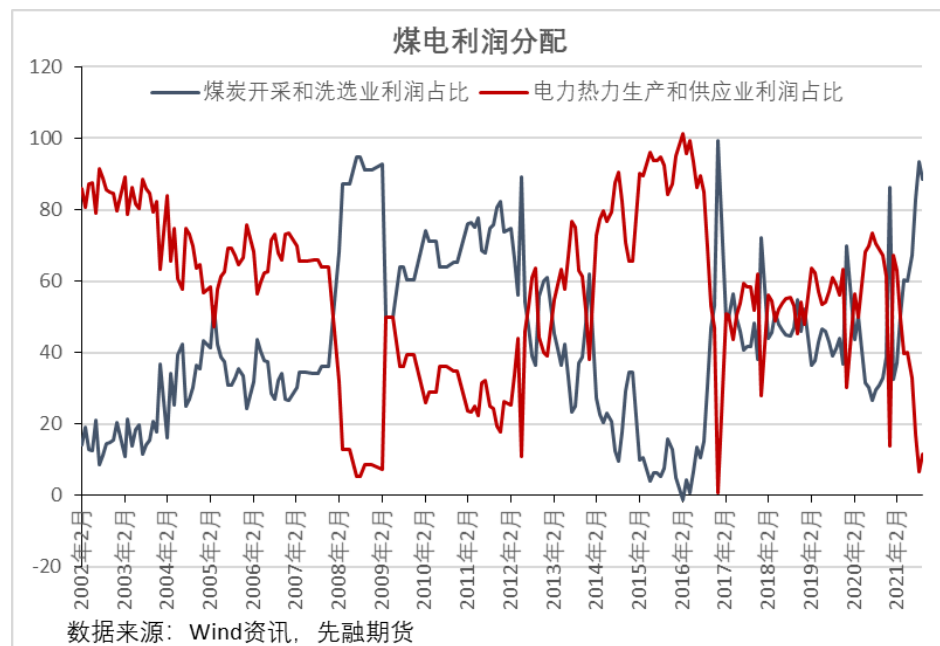
- 2021年12月3日，郑商所发布《关于修订〈郑州商品交易所期货交割细则〉的公告》，对动力煤期货交割基准品和替代品质量标准及升贴水计算规则进行调整，自ZC2212合约起执行。（结合风控措施及2022年套保免手续费规则，政策意图向产业倾斜。）

| 《郑州商品交易所期货交割细则》关于交割质量品级及升贴水的修订前后对比 | | | |
|------------------------------------|---|---|-------------------|
| 资料来源：郑商所，先融期货整理 | | | |
| | 新版（ZC2212起执行） | 旧版（ZC1701起执行） | 备注 |
| 基准交割品 | 收到基低位发热量为5500千卡/千克， 干燥基全硫≤ 0.8% ， 30%≤干燥无灰基挥发分≤42%， 干燥基灰分≤30%， 全水≤ 25% 的动力煤 | 收到基低位发热量为5500千卡/千克， 干燥基全硫≤0.6%， 30%≤干燥无灰基挥发分≤42%， 干燥基灰分≤30%， 全水≤20%的动力煤 | |
| 替代品 | 收到基低位发热量≥ 4300千卡/千克 ， 干燥基全硫≤ 1.5% ， 30%≤干燥无灰基挥发分≤42%， 干燥基灰分≤30%的动力煤 | 收到基低位发热量≥4800千卡/千克，干燥基全硫≤1%， 30%≤干燥无灰基挥发分≤42%， 干燥基灰分≤30%的动力煤 | |
| 升贴水及货款结算 | 热值 $Q < 4300$ ，货款结算价=交割结算价*0.7687/4500*实测发热量*50%； $4300 \leq Q < 4800$ ，货款结算价=交割结算价*0.7687/4500*实测发热量； $4800 \leq Q < 5300$ ，货款结算价=（交割结算价*0.8768/5000*实测发热量； $Q \geq 5300$ ，货款结算价=交割结算价/5500*实测发热量； $Q > 6000$ ，按6000计算货款 | $Q < 4800$ ，货款结算价=（交割结算价-90）/5000*实测发热量*50%； $Q = 5000$ ，货款结算价=交割结算价-90 $4800 \leq Q < 5300$ ，货款结算价=（交割结算价-90）/5000*实测发热量； $5300 \leq Q \leq 6000$ ，货款结算价=交割结算价/5500*实测发热量； $Q > 6000$ ，按6000计算货款 | 四舍五入，计算结果保留小数点后两位 |
| | 硫分 $0.8\% < \text{干燥基全硫} \leq 1.5\%$ 时，以0.8%为基准，每高0.1个百分点，贴水4元/吨； $1.5\% < \text{干燥基全硫} \leq 2.5\%$ ，依据实测发热量和干燥基全硫为1.5%时的计算值×80%； $\text{干燥基全硫} > 2.5\%$ ，依据实测发热量和干燥基全硫为1.5%时的计算值×50% | $0.6\% < \text{干燥基全硫} \leq 1\%$ 时，以0.6%为基准，每高0.1个百分点，贴水4元/吨； $1\% < \text{干燥基全硫} \leq 1.5\%$ ，依据实测发热量和干燥基全硫为1%时的计算值×80%； $1.5\% < \text{干燥基全硫} \leq 2\%$ ，依据实测发热量和干燥基全硫为1%时的计算值×50%； $\text{干燥基全硫} > 2\%$ ，依据实测发热量和干 | 四舍五入，保留小数点后一位 |
| | 挥发分 干燥无灰基挥发分或干燥基灰分超出交割品范围，依据实测发热量和实测干燥基全硫的计算值×80% | 干燥无灰基挥发分或干燥基灰分超出交割品范围，依据实测发热量和实测干燥基全硫的计算值×80% | |
| | 灰分 全水> 25% 的动力煤可以交割。全水> 25% 时，以20%为基准，按照超出部分扣减重量。 | 全水>20%的动力煤可以交割。全水>20%时，以20%为基准，按照超出部分扣减重量。 | 四舍五入，保留小数点后一位 |



“十四五”市场新变化：煤电价格传导机制打通

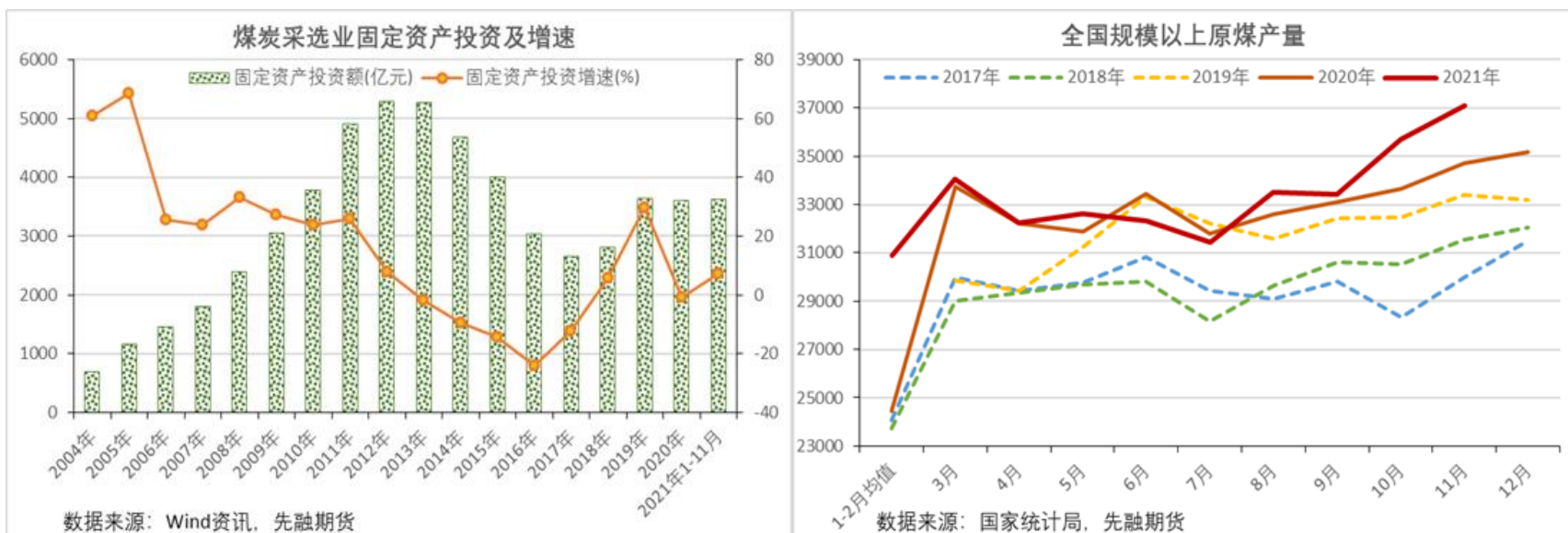
- 要推动煤炭价格向下游传导，**一方面是深化电力体制市场化改革**。2021年10月8日国常会特别提到要“有序推动燃煤发电电量全部进入电力市场，在保持居民、农业、公益性事业用电价格稳定的前提下，将市场交易电价上下浮动范围由目前的分别不超过10%、15%，调整为原则上不超过20%，并充分做好各类调节，对高耗能行业可由市场交易形成价格，不受上浮20%的限制。鼓励地方对小微企业和个体工商户实行阶段性优惠政策。”国家发改委10月11日发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，进一步明确“将市场交易电价上下浮动范围从10%提升至20%，其中高耗能行业市场交易电价不受上浮20%的限制”的相关部署自10月15日起正式实施。
- **解决煤电利润分配不合理的问题核心在于引导煤炭价格回归合理区间**。下半年以来，国家发改委会同有关部门密集发布保供稳价政策，主要通过核增产能（三季度）和政策性限价（四季度）等多项措施引导煤价回落（具体见第二部分）。《2022年煤炭中长期合同签订履约工作方案（征求意见稿）》中进一步明确长协价格波动区间，充分引导价格波动的上限预期。



2022年动力煤市场展望

➤ 供应端：产能核增有序落实，内产增量可期

2021年1-11月，煤炭采选业固定资产投资累计增7.1%。前11个月累计原煤产量同比增4.2%至36.74亿吨。新核增产能2022年继续发力，但若社会库存累积到一定高度且价格下行压力较大，这些产能将面临随时退出的可能。考虑到今年二三季度低基数效应的影响，预计明年原煤产量增幅较四季度将有进一步扩大。



| 时间 | 地区/煤矿个数 | 核增产能/年 |
|-----------|---|--|
| 9月中旬 | 晋陕蒙合计33个 | 8600万吨 |
| 10/6-10/7 | 内蒙72个 山西98个 | 内蒙9835万吨 山西5530万吨 |
| 10/25 | 晋陕蒙新合计35个： 山西19个；陕西4个；内蒙10个； 新疆2个 | 合计7800万吨 山西3450万吨；陕西1390万吨；内蒙 2160万吨；新疆800万吨 |
| 合计 | 238个 | 3.18亿吨 |

2022年动力煤市场展望

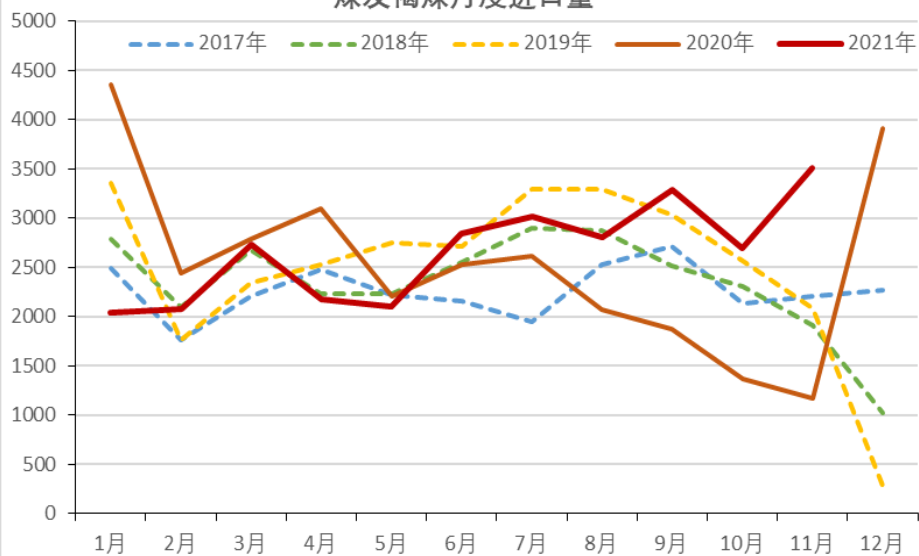
➤ 供应端：进口政策影响弱化，暂时维持平控预期

2021年前11个月，全国累计煤炭进口量同比增10.6%至2.92亿吨，预计全年进口量在3.2亿吨左右。

虽然自2020年10月份中澳关系恶化后澳煤维持长达一年的“零进口”，但从澳煤减量补充情况看，印尼、俄罗斯、南非、美国、加拿大、哥伦比亚等国已作出充分补充。

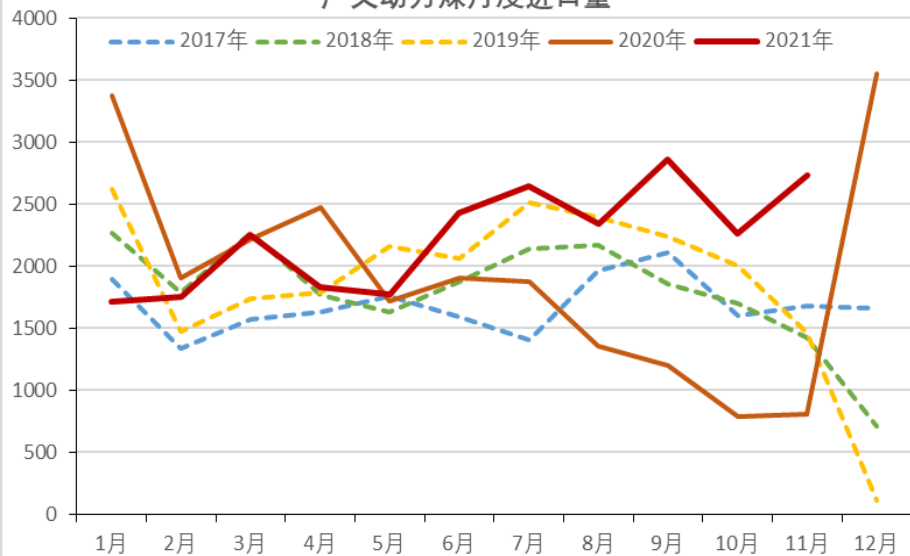
但同时中国进口煤远距离化也是大势所趋，海运费作为重要成本支撑对进口煤价格的影响不能忽视。虽然今年以来进口政策限制影响已经大幅弱化，但考虑到价格优势问题，对明年进口量难以做出涨幅过高的预判。

煤及褐煤月度进口量



数据来源：海关总署，先融期货

广义动力煤月度进口量



数据来源：海关总署，先融期货



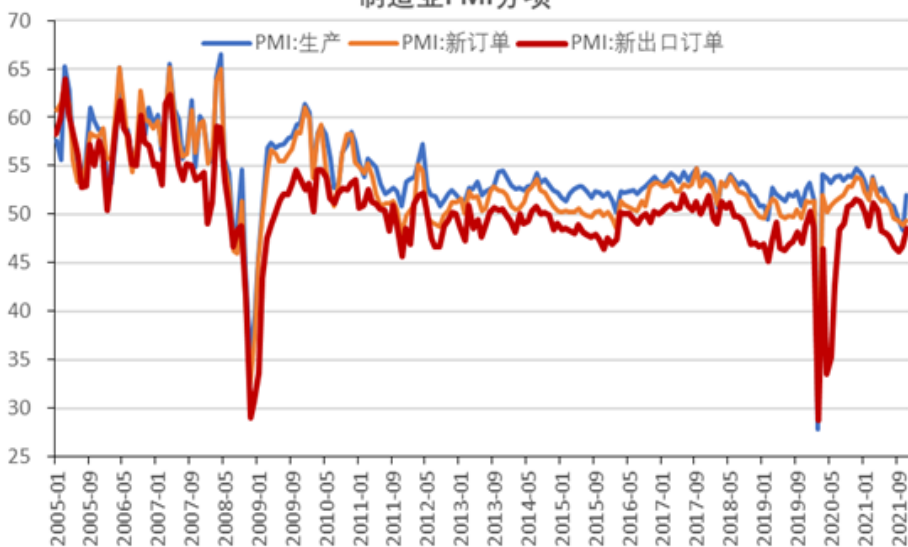
中电投先融期货股份有限公司
SPIC XIANRONG FUTURES CO.,LTD.

2022年动力煤市场展望

➤ 需求端：宏观经济以稳为主基调确立，出口及服务业或有支撑

2021年12月的中央经济会议把“宏观政策要稳健有效”作为首要任务，2022年“稳字当头、稳中求进”的总基调基本确立。虽然今年下半年制造业、建筑业增速亦出现明显回落，但2022年上半年在全球疫情反复的情况下海外市场中的出口订单仍为我国制造业及服务业存在一定支撑。

制造业PMI分项



数据来源：Wind资讯，先融期货

分行业用电量增速



数据来源：Wind资讯，先融期货



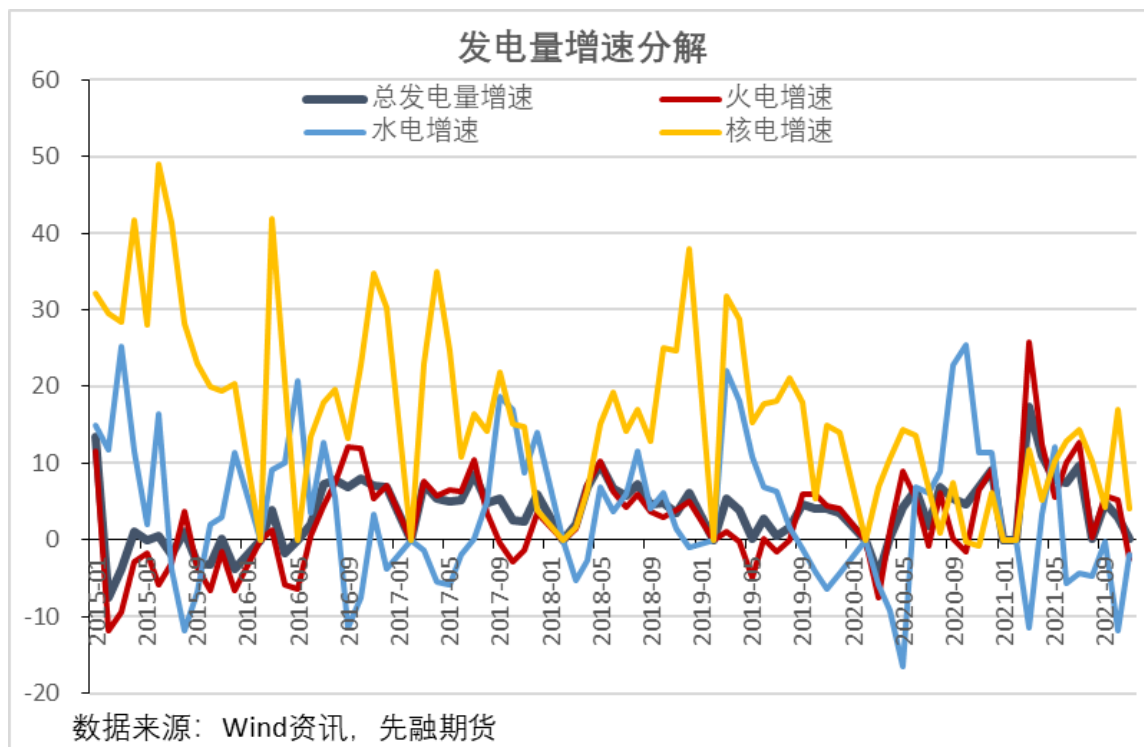
中电投先融期货股份有限公司
SPIC XIANRONG FUTURES CO.,LTD.

2022年动力煤市场展望

➤ 需求端：火电vs 替代能源：水核齐发力，火电耗煤进一步降速

2021年新能源对火电替代的整体效果并不理想，主要水电机组分布的主要流域来水偏枯。一方面，2021年并不是水电机组有效发力的大年，但今年已投放的白鹤滩、乌东德及金沙水电站将进一步发力，而明年仍有两河口、杨房沟和苏洼龙三座水电站集中投放，水电或将迎来大年；另一方面，随着冬季气温回暖、冷冬预期逐步落空，明年继续出现“拉尼娜”气候的概率较低，海水温度回暖将有利于水电出力。

另外，2022年核电机组将有加速投放，总装机容量增长，但利用小时数上升空间有限，核电增速或有所回落。在替代能源发力增加及高基数效应下，火电增速或将延续今年年底的负增长。



2022年动力煤市场展望

➤ 行情展望

从供应看，虽然国内煤炭采选业投资增速仍不及疫情前，但自今年下半年以来随着新核增产能陆续放量，动力煤供需形势已明显好转，新增产能放量将在2022年继续发力，对于今年3月份之后的低基数弥补效果值得期待。进口方面已持续存在替代来源可补充澳煤减量，但同时进口煤运输的远距离化导致海运成本支撑持续存在，成本制约下难以对进口量有过高预期。

从需求看，中央经济工作会议为明年定下“稳字当头、稳中求进”的总基调，三产、出口及建筑业或对用电需求仍有一定支撑；但从替代能源看，水电大年预期及核风光的密集投产或对火电持续构成挤压。

供应转松及需求降速的背景下，动力煤产业链的主动补库已基本于今年四季度完成，2022年供需转宽背景下市场整体处于被动补库的降价周期，价格中枢较2021年大幅下移，重回三位数时代且波动率收窄。预计港口5500大卡现货价格波动区间在500-1000元/吨。



感谢聆听

关注我们：“中电投先融动力煤综合资讯平台”

