

保供力度决定回调深度 下半年煤价先抑后扬

——2021 年上半年动力煤行情回顾和下半年展望

作者：煤化工组 胡彬

执业编号：F0289497(从业) Z0011019(投资咨询)

联系方式：010-68576697/ hubin1@foundersc.com

投资咨询业务资格：京证监许可【2012】75号

成文时间：2021年7月12日星期一

摘要：

2021 年以来动力煤震荡走强，并且在淡季拉涨屡创新高。除了全球通胀逻辑引领下的大宗商品集体走强外，动力煤自身基本面也具备上涨动能。这其中最重要的因素就是供给端紧张，从去年延续至今的动力煤产能收紧是煤价持续走强的根本原因。在煤矿安监和环保等检查下，煤矿严格按照核定产能生产，很多以前的表外产能都被迫消失。再加上今年淡季不淡的需求端刺激，煤价上涨也是意料之中了。进入下半年，动力煤也进入了需求旺季。从近期的情况来看，七一过后的煤炭保供力度将有所提升，很多此前未能获批的核增产能有望陆续释放，此前临时停产的部分中小型煤矿也在逐步复工。总体来说，供应端逐步增加将是大概率事件。但是另一方面，港口库存不断下降，电厂库存处于历史低位，很多贸易商依然对后市煤价持乐观态度，惜售情绪较浓，港口现货价格依然呈现较为抗跌的走势。加上上游的产能释放需要一定的过程，进口煤方面受制于高成本也难以短期放量，市场对于后市煤价的研判也存在较大分歧。总体来看，政策面的保供指引利空煤价，但是保供的具体实施力度才是供应能否增加的关键。去年底煤炭保供时日均产量最高能增长 100 万吨，今年第三季度的保供实施力度也是有相当潜力的，因此我们对于煤市的观点是中性偏空。未来下半年，煤炭价格将存在一定的季节性趋势先抑后扬，产能释放的力度决定了盘面下方的空间，主要运行区间在 700-900 之间。



更多精彩内容请关注方正中期官方微信

目 录

第一部分 动力煤期货及动力煤现货走势回顾	4
一、2021 年动力煤盘面震荡上涨	4
二、上半年动力煤现货走势回顾	6
第二部分 煤炭供给端分析	8
一、进口煤同比下降价格优势减弱	8
二、旺季来临煤炭产量增长堪忧	9
第三部分 煤运淡季显著未来将改善	9
第四部分 旺季来临库存持续下降	10
第五部分 煤炭下游消费端分析	12
一、旺季来临用电需求将继续上升	12
二、工业用煤发展维持稳定	13
第六部分 清洁替代能源分析	15
一、2020 年水电大放异彩	15
二、光伏发电保持高速增长	16
三、风电新增投产将有所放缓	18
四、核电建设及产量加快释放	20
五、特高压输电建设进入高速发展期	20
第七部分 “碳达峰与碳中和”政策下的煤炭行业	22
一、我国推广煤炭绿色开采	22
二、电力行业是实现“双碳”目标的关键	23

第八部分 供需平衡表分析	25
第九部分 套利分析	26
第十部分 技术分析及季节性分析	27
第十一部分 动力煤期权	28
第十二部分 后市展望	29
第十三部分 相关股票	30

研究报告全部内容不代表协会观点
仅供交流使用，不构成任何投资建议

第一部分 动力煤期货及动力煤现货走势回顾

一、2021年动力煤盘面震荡上涨

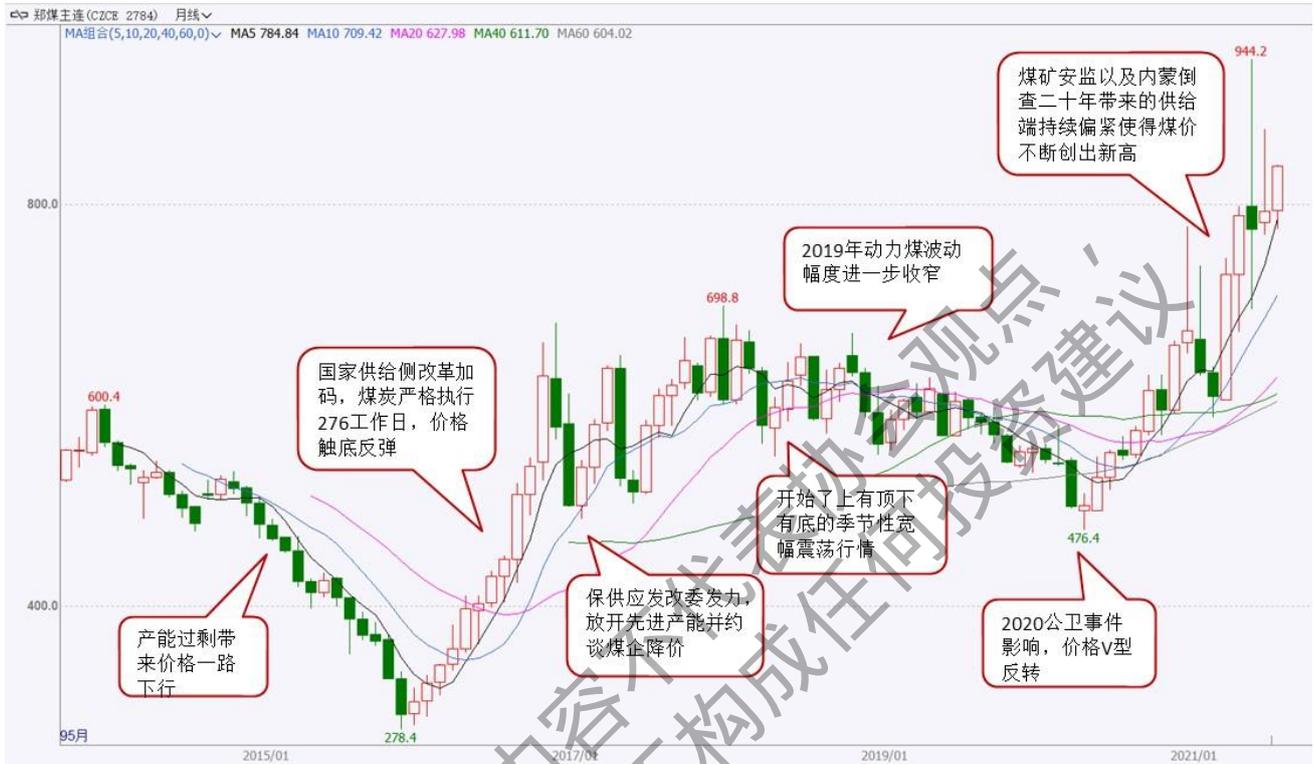


图 1-1 环渤海动力煤价格指数走势

资料来源：文华财经 方正中期研究院整理

郑商所动力煤品种 2013 年上市，恰逢煤炭“黄金十年”的终结，价格开始流畅的持续下跌，到了 2015 年底触底。之后乘着国家供给侧改革的东风，煤炭价格开始持续反弹，并且基本收回了此前的跌幅。之后就是政策面的调控外加自身供需的周期性变化，动力煤开始了上有顶下有底的宽幅震荡行情。并且 18 年以后在电厂高库存策略的影响下，价格振幅进一步收窄。直到 2020 年的疫情来袭叠加上供给端持续紧缩，煤炭价格 V 型反转后继续大幅上涨，并且创出历史新高。

2019 年，动力煤整体延续宽幅震荡的行情，年初时的事故频发给煤炭供应带来了阶段性紧张，主要煤炭产区的停产检查使得动力煤盘面运行创出了年内最高点。此后，在先进产能投产以及关停产能复产的大背景下，动力煤进入了供应宽松的局面。加之上半年水电的丰产以及其他新能源的挤压，还有内外价差巨大的进口煤虎视眈眈，动力煤在 2019 年下半年再次进入震荡下行的区间。

进入 2020 年以来，动力煤由于内蒙倒查二十年以及山西陕西地区的煤炭安全检查，煤矿产能受到较大压制，全年维持着供应偏紧的供给格局。春节后由于疫情的影响，动力煤也像绝大多数工

业品一样出现了深 V 型反转。在复工复产全面展开后，价格很快反弹并且回到了疫情前水平。只是从二季度就开始的水电满负荷运行挤压火电需求，动力煤价格也开始了一段平台期震荡整理。直到下游旺季提前补库以及进口煤配额用尽等因素开始共同发酵，动力煤再度上行并且突破了前期震荡区间。后期因为保供放开部分产能，价格出现了短时回落，但始终偏低的一二港库存以及不断升级的煤矿安监力度再度助推盘面上行。



图 1-2：动力煤期货主力合约日 K 线走势图

资料来源：文华财经，方正中期研究院整理

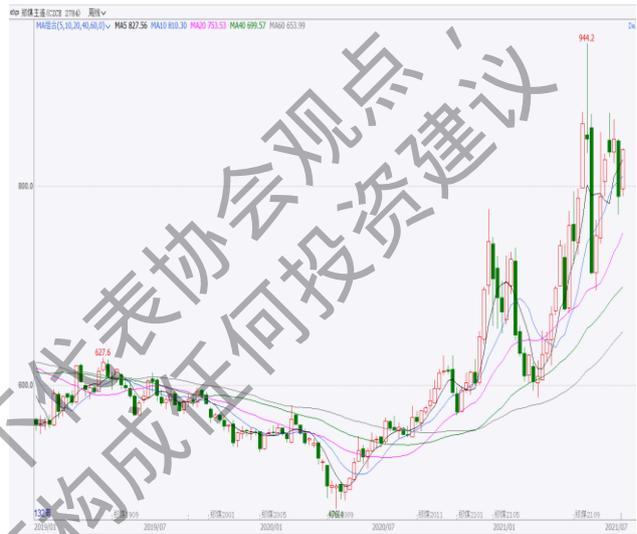


图 1-3：动力煤期货主力合约周 K 线走势图

资料来源：文华财经，方正中期研究院整理

2021 年以来，动力煤最大的特点就是波动非常剧烈，大起大落的次数和频连比过去几年加起来都多。造成这一现象的首要原因就是动力煤资金关注度的提高。另外从动力煤自身的基本面来看，也确实有较多的因素带来这种活跃的变化。从年初的淡季回落到春节后的持续上涨，供给端紧缩都是市场交易的主要逻辑。到了 5 月份，这种情况尤为突出，上游供给的不足已经使得下游不得不采取限制生产等方式限制需求。在供需严重错配下，动力煤价格也是创出了历史新高。之后盘面又开始了政策博弈，保供始终是煤炭生产的主旋律。可惜保供效果一直不明显，在经历了一波压制后，价格再次快速上行，并且开始了高位宽幅震荡的局面。截止 7 月 9 日，动力煤主连合约收盘在 844 元/吨，年度涨幅 25.22%。

二、上半年动力煤现货走势回顾

今年以来，被誉为动力煤市场风向标的环渤海动力煤价格指数持续震荡走强。最新一期的环渤海动力煤价格指数报收于 644 元/吨，与前一报告周期持平。5500 大卡动力煤在秦皇岛港、黄骅港、天津港、曹妃甸港、京唐港和国投京唐港的主流成交价格区间报收于 635-650 元/吨。

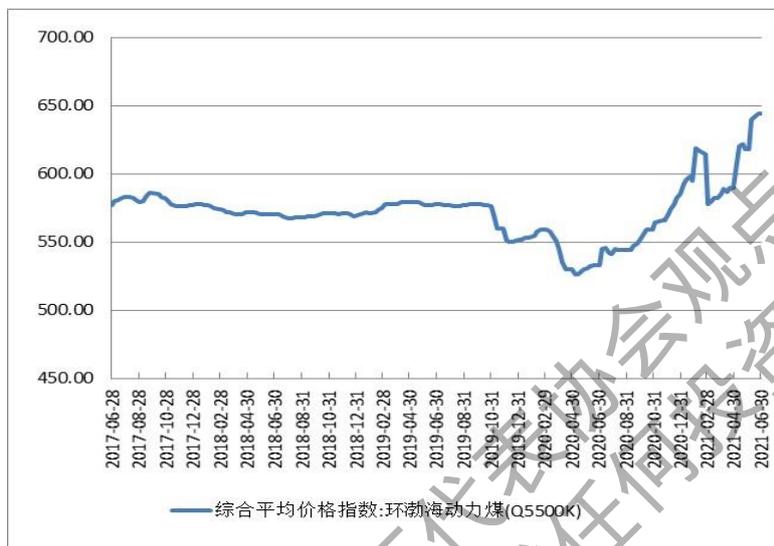


图 1-4：环渤海动力煤价格指数走势

资料来源：Wind 资讯、方正中期研究院整理

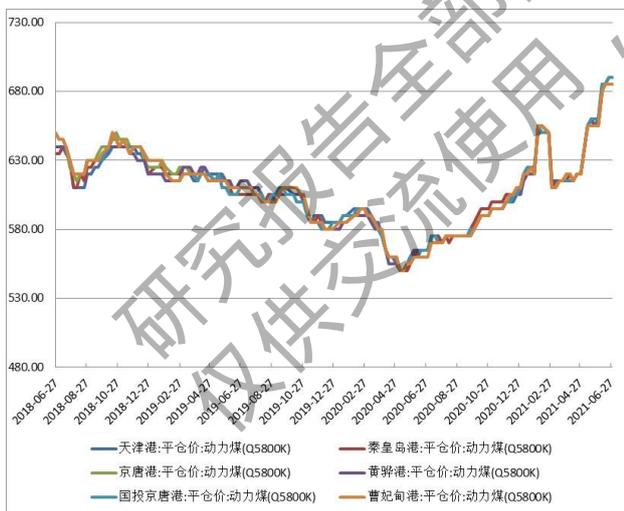


图 1-5：北方六港 5800 大卡动力煤平仓价走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

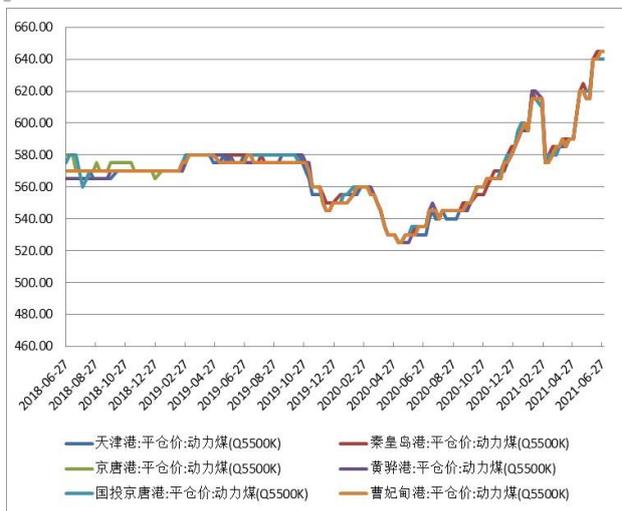


图 1-6：方六港 5500 大卡动力煤平仓价走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

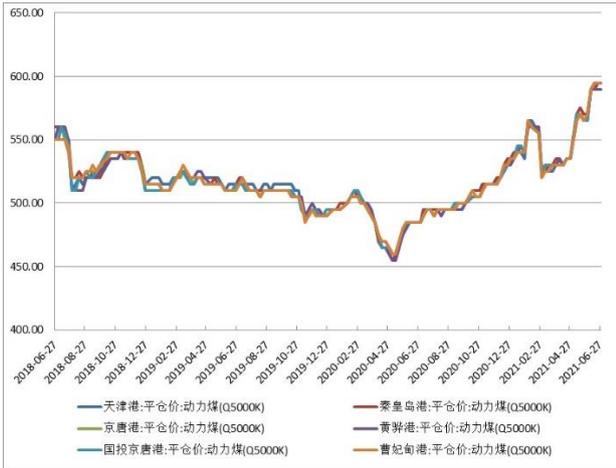


图 1-7: 北方六港 5000 大卡动力煤平仓价走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

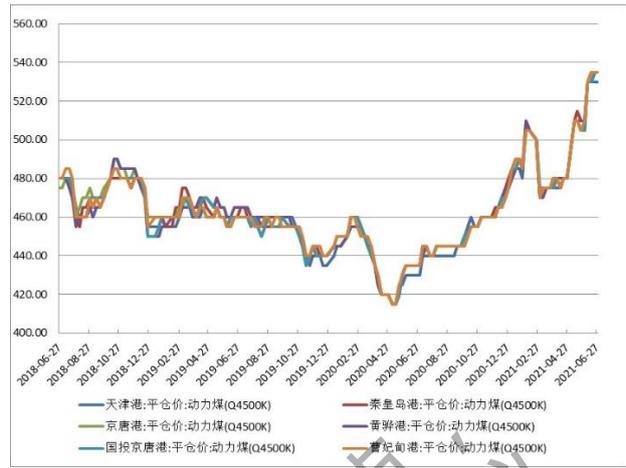


图 1-8: 方六港 4500 大卡动力煤平仓价走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

今年以来, 国际煤炭价格同样呈现震荡上涨的态势, 价格创出近年新高。其中欧洲 ARA 三港动力煤价格指数涨幅最大 (99.98%), 其次是澳大利亚纽卡斯尔港 NEWC 动力煤价格 (67.32%), 最后是南非理查德港动力煤价格指数 (48.44%)。截至 7 月 2 日, 澳大利亚纽卡斯尔港 NEWC 动力煤价格报收 140.08 美元/吨; 南非理查德港动力煤价格指数报收 118.75 美元/吨; 欧洲 ARA 三港市场动力煤价格指数报收 103.75 美元/吨。

国际煤价走高的主要原因是今年一直持续上涨并且居高不下的国际海运费成本, 另外澳煤由于政策问题无法通关后, 印尼煤成了市场主流。在印尼斋月、洪水、暴雨等等不利条件下, 加之印尼政府的态度等因素, 印尼煤也是一船难求。而且在国内煤价如此高昂的时刻, 进口煤贸易商也是水涨船高, 报价不断上行。



图 1-9：国际主要港口动力煤价格走势

资料来源：Wind 资讯、方正中期研究院整理

第二部分 煤炭供给端分析

一、进口煤同比下降价格优势减弱

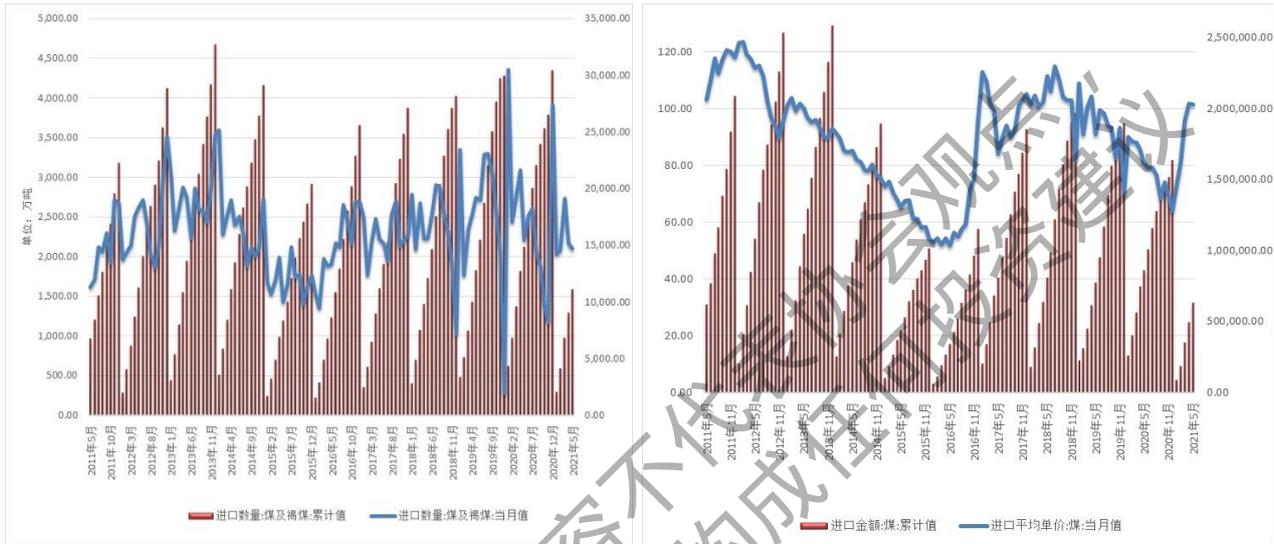


图 2-1：煤及褐煤进口量累计值和当月值走势

图 2-2：原煤进口金额累计值和平均单价走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

海关总署最新公布的数据显示，2021 年 5 月，我国进口煤及褐煤 2104 万吨，较去年 2020 年 5 月份 2205.7 吨，减少 101.7 万吨，同比下降 4.6%，今年 4 月份进口数量为 2173.4 万吨，减少 69.4 万吨，环比下降 3.2%。2021 年 1-5 月份，我国累计进口煤及褐煤 11116.6 万吨，同比下降 25.2%。

1-5 月进口量同比大幅下降的主要原因在于 2020 年基数较高。2019 年底由于配额用尽而午发通关的进口煤在 2020 年初大量集中报关。另外由于近期进口煤价格较高，而国际运费又持续高位运行，因此发运到港价格和内贸煤相比不占优势，加之澳煤通关难度依然较大，印尼本国需求回升、斋月以及洪水等等因素。整体上而言，目前即便是政策放开，进口煤也很难在短时间内大幅增加。

二、旺季来临煤炭产量增长堪忧

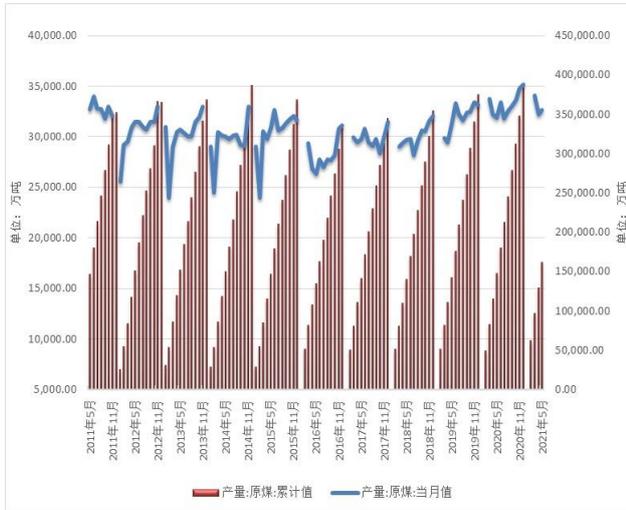


图 2-3: 全国原煤产量累计值与当月值

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

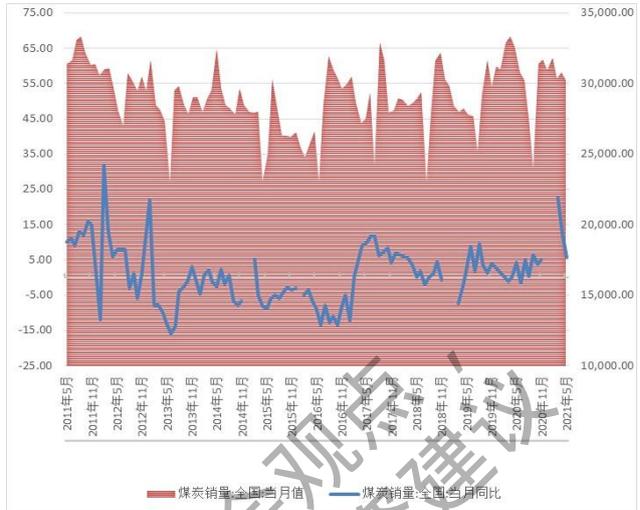


图 2-4: 全国原煤销量与同比走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

近日国家统计局发布了最新数据, 5 月份, 全国总共生产原煤 32629 万吨, 同比增长 0.6%, 上月为下降 1.8%, 比 2019 年同期增长 0.6%, 两年平均增长 0.3%, 日均产量 1053 万吨。1-5 月份, 生产原煤 162100 万吨, 同比增长 8.8%, 比 2019 年同期增长 9.8%, 两年平均增长 4.8%。

年初的时候, 煤炭供应延续了去年四季度的紧张形势, 直到春节前才有所好转。假日期间在下游停工停产的时候, 很多国有大矿为了保障供应维持正常生产, 短时供应有所增加。但是到了春节之后供暖季结束, 煤矿的产能控制又再度严格, 随着下游需求的复苏, 供应端的紧张问题又再度凸显。5-6 月, 工业需求将支撑需求端增量, 预计供应状况不会出现明显好转。而随着气温的升高, 旺季也即将到来, 如果 7 月份的保供增产放量不及预期, 那么动力煤市场供给端还将呈现较为紧张的局面。

第三部分 煤运淡季显著未来将改善

2021 年 5 月份, 国有重点煤矿发运量铁路发运量 10138.1 万吨, 同比上涨 6.2%。2021 年 1-4 月, 全国铁路煤炭发运量完成 8.6 亿吨, 同比增加 13000 万吨、增长 17.8% (较前 3 个月同比增幅扩大 0.7 个百分点)。其中, 4 月份电煤发送量完成 1.51 亿吨, 同比增长 24.8%。前 4 个月完成 6.6 亿吨, 同比增加 13600 万吨、增长 25.9%。

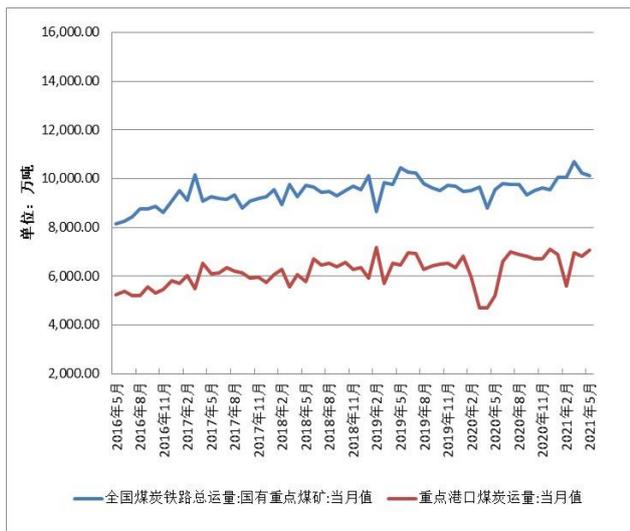


图 3-1: 全国煤炭铁路发运量和重点港口煤炭运量

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理



图 3-2: CBCFI 煤炭运价指数和波罗的海干散货指数走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

从图上我们也可以看到，铁路煤炭发运量从去年四季度开始，就持续着环比不断上升的态势。由于冬季保供的需求，产地煤炭外运也在持续增加，在铁路部门保供的大旗下，煤炭的铁路运输显著增长。到了今年一月份，煤炭铁路运量还在持续增加，之后出现季节性回落，春节前后将迎来近期低点。之后4月又逢大秦线春季检修，发运量再度下滑。5月由于上游收紧、发运倒挂等原因，环比继续下滑。未来随着迎峰度夏旺季的来临，预计铁路煤炭发运环比将呈现走强的态势。另外，由于七一的影响，煤炭的船运价格指数目前也从高位小幅回落，但是随着旺季临近，未来还将有继续上行的动能。需要注意的是，BDI 持续高位运行，对于进口煤成本的抬升以及进口煤价格优势的打压较为显著。

第四部分 旺季来临库存持续下降

根据最新数据统计显示，2021年5月末国有重点煤矿按地区统计，总计1575.8万吨，较4月份下降6.1%。目前坑口库存持续回落，并且已经跌至近年低点。旺季已经来临，在较强的需求引导下，预计坑口库存还将有一定的下行空间，直到二季度中后期或将有所回升。



图 4-1: 国有重点煤矿库存月度走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

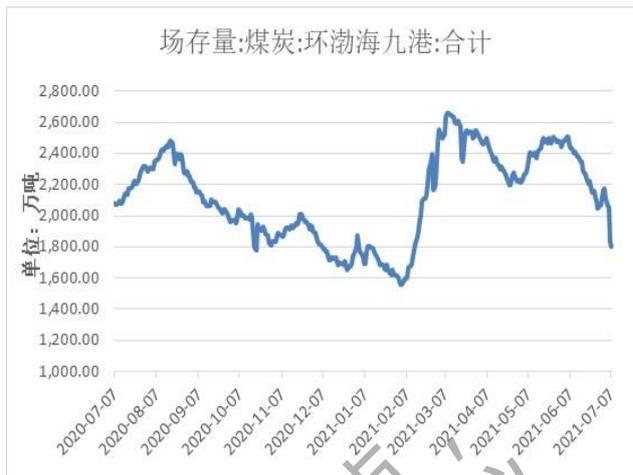


图 4-2: 秦皇岛港及曹妃甸港煤炭库存走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

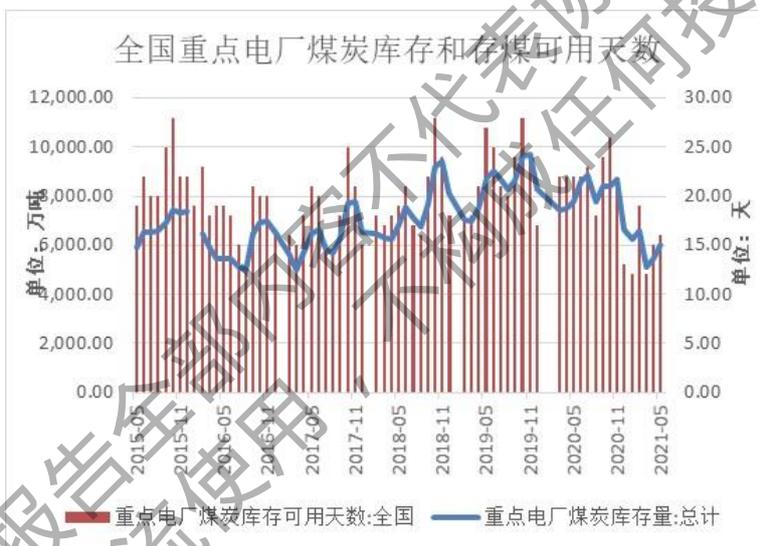


图 4-3: 全国重点电厂煤炭库及可用天数走势

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

港口方面则在 2 月份时呈现除了明显上涨的累库态势, 随着上游供给端许多煤矿在假日期间保供不停产的行为, 叠加上运输恢复通畅, 港口煤炭库存量持续增加。进入 3、4 月份之后, 随着气温转暖供暖季即将结束, 需求端也迎来了居民用电下降而工业用电上升的此消彼长, 电厂在经历了旺季消耗后也存在一定的补库需求, 因此库存也开始了下降的趋势。目前 4 月份的大秦线春季集中检修已经结束, 5 月的港口

库存呈现持续上涨的局面，但是进入6月份之后，在旺季下游补库的背景下，港口库存开始快速下行，并且下方还有一定的空间。未来三四季度，预计将呈现先抑后扬再下行的局面。

第五部分 煤炭下游消费端分析

一、旺季来临用电需求将继续上升

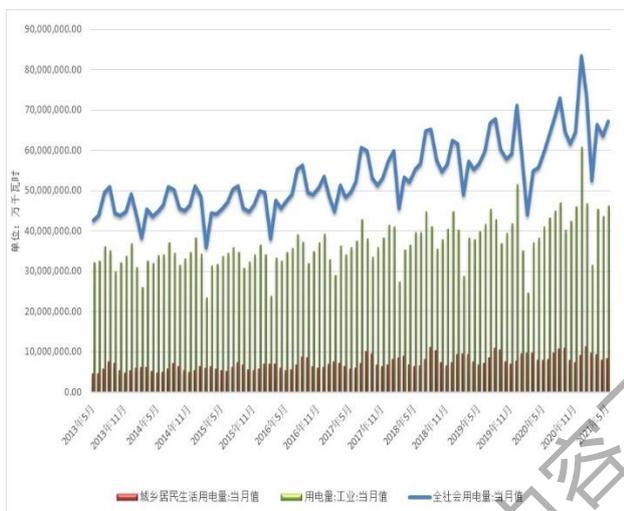


图 5-1: 全社会用电量与工业用电量以及居民生活用电量比较

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

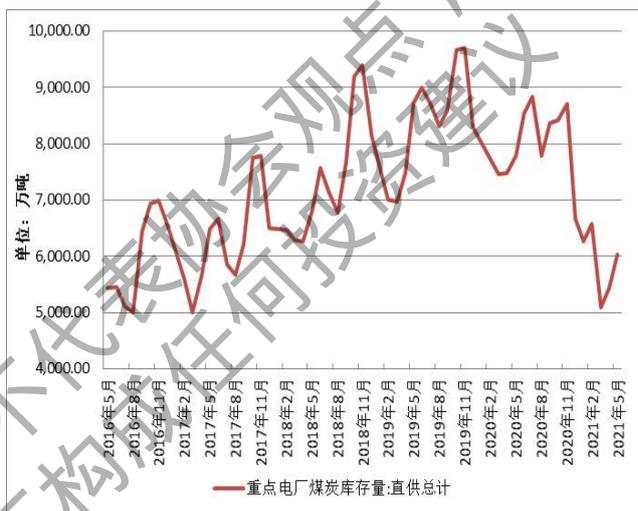


图 5-2: 重点电厂煤炭库存月度走势图

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

根据国家能源局发布数据，5月份，我国经济持续稳定恢复，全社会用电量持续快速增长，达到6724亿千瓦时，同比增长12.5%。分产业看，第一产业用电量79亿千瓦时，同比增长13.9%；第二产业用电量4705亿千瓦时，同比增长11.5%，对全社会用电增长的贡献率约65%，是拉动全社会用电增长的主力；第三产业用电量1104亿千瓦时，同比增长23.4%，保持快速增长；城乡居民生活用电量836亿千瓦时，同比增长5.6%。

1-5月，全社会用电量累计32305亿千瓦时，同比增长17.7%。分产业看，第一产业用电量362亿千瓦时，同比增长21.6%；第二产业用电量21779亿千瓦时，同比增长18.6%；第三产业用电量5483亿千瓦时，同比增长27.8%；城乡居民生活用电量4681亿千瓦时，同比增长4.1%。

5月数据同比大涨有去年基数较低缘故，环比则是季节性小幅上涨。但是不可否认的是，从分项上来看，第三产业用电的增长是非常可观的。进入下半年，我们将迎来夏季用电高峰和年底的冬季用电高峰，总用电量继续保持稳步增长是大概率事件。

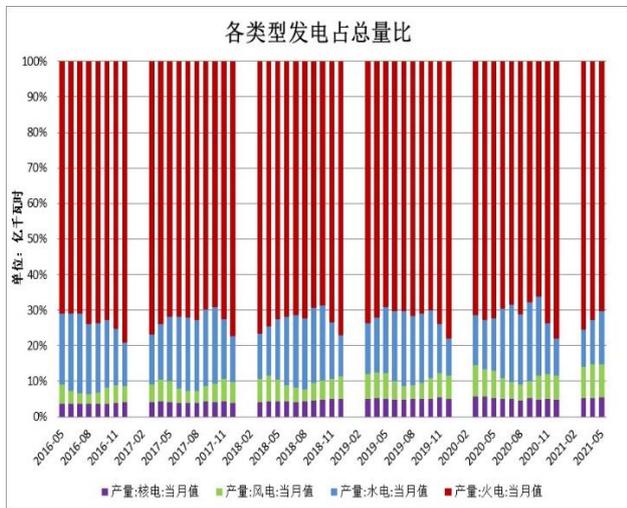


图 5-3: 各类型发电量占比

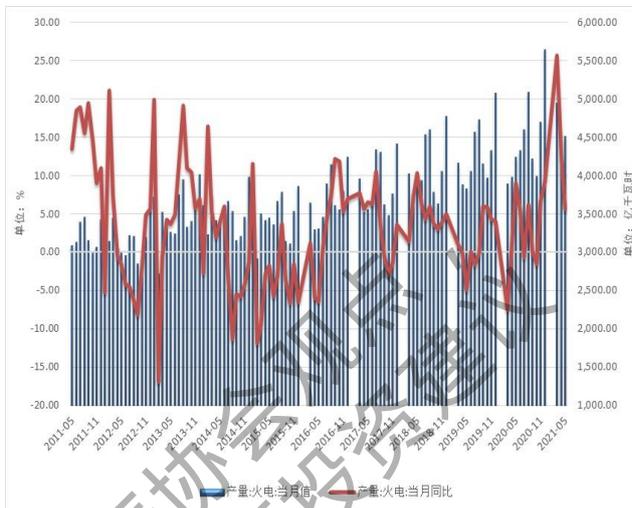


图 5-4: 火电产量当月值以及当月同比走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

2021年5月全国规模以上电厂火电发电量4507亿千瓦时，同比增长5.6%，增幅较上月收窄6.9个百分点；1-5月份，全国规模以上电厂火电发电量23417亿千瓦时，同比增长16.0%，增速比上年同期提高19.1个百分点。火电在经历了第二季度的限电等措施后，5月同比增速明显回落。未来进入三季度需求旺季，预计还将会有较高的增长水平。

二、工业用煤发展维持稳定

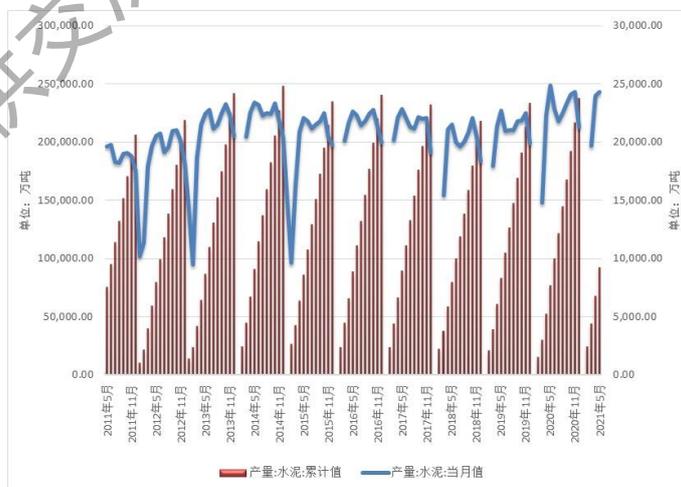


图 5-7: 全国水泥月度产量当月值和累计值走势（万吨）

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

据国家统计局最新数据，2021 年 5 月份，全国水泥产量 2.43 亿吨，同比下降 3.2%，比 2019 年同期增长 7.3%；1-5 月份，全国累计水泥产量 9.22 亿吨，同比增长 19.2%，比 2019 年同期增长 10.7%。

水泥行业从去年到今年，持续维持蓬勃发展的态势。即使去年年初有疫情影响，可在复工复产之后，水泥行业的产量、需求量增长却是非常迅猛的。单月产量从 4 月份开始，基本全部高于 2019 年最高水平。这其中需求后移的因素，更多的也是国家政策对于基建及房地产的支持。到了 2021 年，经济环境进一步向好，内需持续增长，在这个大环境下，水泥需求继续维持着亮眼的业绩，从而对于水泥用煤形成良好的增长势头。未来下半年，随着房地产行业的增速放缓，水泥需求量的增长速度也将有所调整，但是全年还将维持正增长的态势。



图 5-8：国内电解铝生产当月值和当月同比走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

2021 年 5 月，我国原铝（电解铝）产量有所下滑。根据数据显示，2021 年 5 月我国原铝（电解铝）产量 331.7 万吨，同比增长 11.3%，较 4 月下降了 2.9 万吨；1-5 月累计生产 1633.5 万吨，同比增长 10%。5 月份减产扰动颇多，云南地区限电政策致省内 86.5 万吨年化产能减产；内蒙古能耗“双控”趋严，又有 13 万吨年化产能减产；广西百矿两家新投启动暂停待恢复。新增产能投放相对顺利，陕县恒康预计于 7 月初达产，甘肃中瑞于 5 月中旬左右达产。未来由于云南地区恢复生产，加之新产能的持续加入，下半年原铝产量将维持小幅增长的态势，全年供应增量依然可期。

第六部分 清洁替代能源分析

一、2020 年水电大放异彩

目前全球整体的能源发展趋势是要减少化石能源消耗，控制温室气体排放，大力发展可再生清洁能源。在此背景下，我国水力发电的低位日渐增强。我国《能源发展十三五规划》指出，要加快大型抽水蓄能电站、龙头水电站、天然气调峰电站等优质调峰电源建设，加大既有热电联产机组、燃煤发电机组调峰灵活性改造力度，改善电力系统调峰性能，减少冗余装机和运行成本，提高可再生能源消纳能力。2020 年常规水电规模达到 3.4 亿千瓦，“十三五”新开工规模 6000 万千瓦以上。



图 6-1 近年水力发电新增设备容量累计值走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理



图 6-2 近年水力发电设备平均利用小时数累计值和同比走势

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

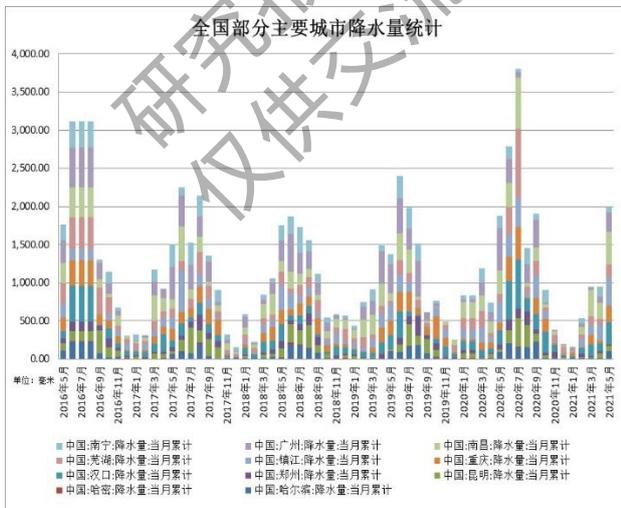


图 6-3: 全国部分主要城市降水量统计

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

图 6-4: 三峡出库入库水流量统计

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理

2021 年 5 月份, 全国水力发电量 955.9 亿千瓦时, 同比增长 12.1%。1-5 月份, 全国规模以上电厂水电发电量 3685 亿千瓦时, 同比增长 3.8%, 增速比上年同期提高 15.1 个百分点。全国水电发电量前三位的省份为四川(884 亿千瓦时)、云南(780 亿千瓦时)和湖北(473 亿千瓦时), 其合计水电发电量占全国水电发电量的 58.0%, 同比分别增长-5.3%、20.7%和 8.8%。

2021 年 1-5 月份, 全国水电设备平均利用小时为 1144 小时, 比上年同期增加 6 小时。在水电装机容量排前 10 的省份中, 除福建、广东、青海和四川外, 其他省份水电设备平均利用小时均同比增加, 其中, 贵州和湖北增加较多, 分别增加 218 和 97 小时; 全国火电设备平均利用小时为 1813 小时, 比上年同期增加 204 小时。

今年以来, 虽然一季度水电数据较为疲软, 但是进入二季度, 受益于水电装机容量的不断提升, 水电发电量增速有明显提高。另外, 从降水量上来, 4-5 月降水量也较去年有明显增加, 三峡的出库入库量也较去年同期有明显增长。只是去年去年, 水电都相对较丰, 今年除二季度表现不错外, 未来 3-4 季度的表现还是未知数。因此短期内水电的增长对火电会形成持续积压, 但是到了三季度末和四季度进入枯水期后, 水电出力就将较为疲软了。

二、光伏发电保持高速增长

由于近年严重的环境污染问题, 政府越来越注重清洁的新能源的发展。其中利用太阳能发并网发电的光伏发电越来越受到重视。

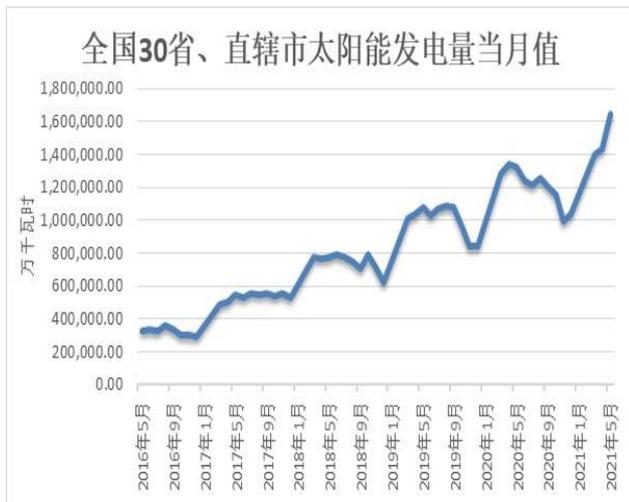


图 6-5: 全国 30 个省、直辖市太阳能发电量当月值

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理



图 6-6: 全国太阳能发电设备新增容量累计值

资料来源: Wind 资讯, 方正中期研究院整理



图 6-7: 2020 年我国累计并网光伏发电装机量

资料来源: 全国新能源消纳监测预警中心, 方正中期研究院整理

近期国家能源局公布 2021 年一季度全国光伏发电建设运行情况, 光伏累计装机 258.5GW, 一季度新增装机 5.33GW, 其中分布式光伏 2.81GW, 集中式光伏电站装机 2.52GW。

中电联数据显示，截至 2021 年 5 月底，全国发电装机容量 22.4 亿千瓦，同比增长 9.5%。太阳能发电 2.6 亿千瓦（其中，光伏发电和光热发电分别为 26316 和 42 万千瓦），同比增长 24.7%。1-5 月份，全国太阳能发电设备平均利用小时 541 小时，比上年同期降低 9 小时。

2021 年一季度，全国光伏新增并网装机 556 万千瓦，整体处于较为平稳的合理区间。新增装机规模较大的省份包括山东 128 万千瓦、陕西 49 万千瓦、安徽 47 万千瓦、广东 43 万千瓦、江苏 40 万千瓦。截至 3 月底，全国光伏并网装机 2.59 亿千瓦，同比增长 24.2%。

一季度，全国新增并网分布式光伏装机 304 万千瓦，同比增长 76.7%，新增分布式光伏占全国新增光伏装机总量的 54.7%，同比提升 11.2 个百分点。截至 3 月底，全国分布式光伏装机 8134 万千瓦，占光伏总装机比重 31.4%，与上季度相比提升 0.5 个百分点，同比提升 0.5 个百分点。全国弃光电量 17 亿千瓦时，同比下降 1.1%。平均利用率 97.5%，较上年同期提高 0.75 个百分点。从目前我国电力行业的发展速度来看，光伏行业正处于黄金发展期，随着技术的不断进步，未来发展空间广阔。

三、风电新增投产将有所放缓

我国风力资源较为丰富，可开发资源约为 2.53 亿千瓦，主要集中在新疆、内蒙和甘肃等地。我国现有风电场场址的年平均风速均达到 6 米/秒以上。一般认为，可将风电场风况分为三类：年平均风速 6 米/秒以上时为较好；7 米/秒以上为好；8 米/秒以上为很好。可按风速频率曲线和机组功率曲线，估算国际标准大气状态下该机组的年发电量。我国相当于 6 米/秒以上的地区，在全国范围内仅仅限于少数几个地带。就内陆而言，大约仅占全国总面积的 1/100，主要分布在长江到南澳岛之间的东南沿海及其岛屿，这些地区是我国最大的风能资源区以及风能资源丰富区，包括山东、辽东半岛、黄海之滨，南澳岛以西的南海沿海、海南岛和南海诸岛，内蒙古从阴山山脉以北到大兴安岭以北，新疆达板城，阿拉山口，河西走廊，松花江下游，张家口北部等地区以及分布各地的高山山口和山顶。

国内陆上风电在大规模开发中具有成本优势，大概率最先实现平价上网。目前各类新能源形式中，陆上风电的度电投资成本最接近传统能源。从 2019 年开始，除了分散式风电项目保留固定电价补贴模式之外，其余的项目都采取竞争性配置模式，引导风电逐步实现平价上网。与光伏的灵活性优势不同，风电的核心优势在于规模化开发的成本优势。基于此，“三北”风资源优势地区建设情况，是陆上风电规模持续增长的重要支撑。

陆上风电短期建设进度有望加速。过去我国风电项目的电价锁定机制为开发商预留了较充裕的开工时间，导致国内出现了大量核准未建项目（这类项目总规模超 100GW，但可能有部分项目已不具备建设条件），在消纳问题有所缓解的背景下，如果风电项目电价锁定模式有所调整，核准未建项目，建设进度可

能加速。因此 2019–2020 年，不论从政府统筹目标还是企业投资热情来看，风电项目新增建设规模都有望继续实现稳健的增长。

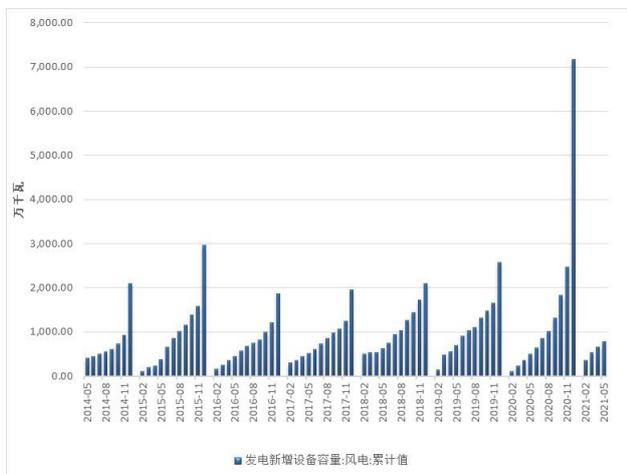


图 6-8 我国风电新增设备容量累计值

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理



图 6-9 近年来我国风电发电新增设备容量与全部发电新增累计同比走势比较

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

中电联数据显示，截至 2021 年 5 月底，全国发电装机容量 22.4 亿千瓦，同比增长 9.5%。其中风电新增装机容量 2.9 亿千瓦（其中，陆上风电和海上风电分别为 27781 和 1071 万千瓦），同比增长 34.4%。

2021 年 1–5 月份，全国并网风电厂发电量 2972 亿千瓦时，同比增长 47.0%，增速比上年同期提高 37.3 个百分点。全国并网风电设备平均利用小时 1053 小时，比上年同期增加 96 小时。

一季度，全国风电利用率 96.0%，同比提升 0.7 个百分点，由于来风情况较好，弃风电量 72.0 亿千瓦时，同比上升 27.9%。

2019 年 5 月 24 日，发改委正式发布关于完善风电上网电价政策的通知：2018 年底之前核准的陆上风电项目，2020 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴；2019 年 1 月 1 日至 2020 年底前核准的陆上风电项目，2021 年底前仍未完成并网的，国家不再补贴。自 2021 年 1 月 1 日开始，新核准的陆上风电项目全面实现平价上网，国家不再补贴。根据彭博新能源财经（BNEF）统计数据显示，符合固定上网电价的项目容量总计 88GW，包括已核准未建设及在建项目。这也就意味着未来风电的建设速度会有所放缓，我国风电会从大规模的上产能转向更为合理的提高风电利用率的方向发展。

四、核电建设及产量加快释放

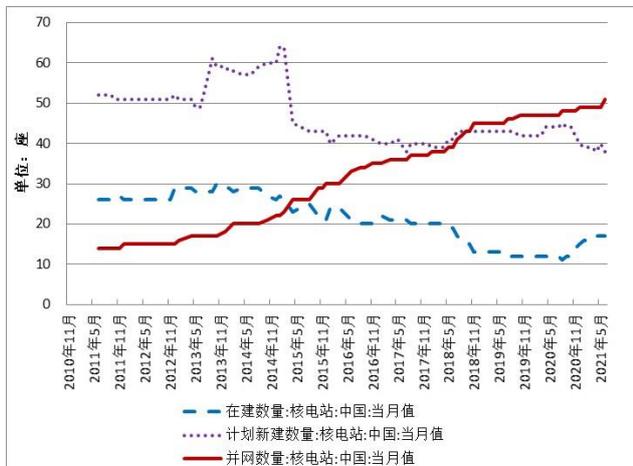


图 6-10 我国已并网以及在建和计划新建核电站数量比较

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

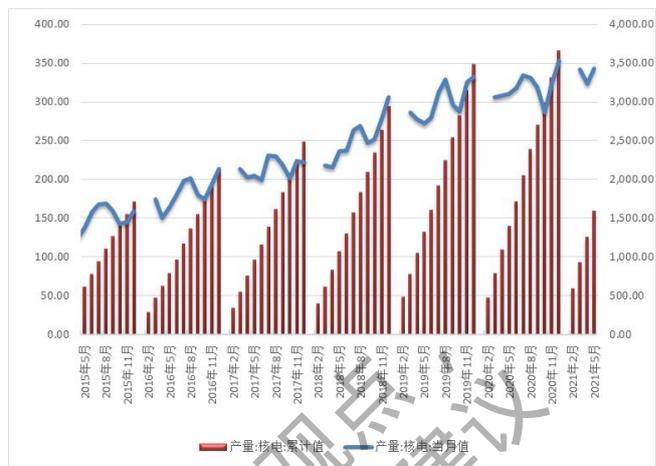


图 6-11 近年我国核电产量当月值和累计值比较

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

核能发电相较于水电、光伏、风电等清洁能源发电具有无间歇性、受自然条件约束少优点，根据核能行业协会的统计数据，使用核能发电替代火电，每度电相当于减少燃烧标煤 318g，可减少 833.16g 二氧化碳、2.7g 二氧化硫及 2.35g 氮氧化物排放。但是收到福岛核事故影响，近年来世界各国对于核电的发展都非常谨慎。

最新数据显示，截至 2021 年 5 月底，全国核电装机容量 5104 万千瓦，同比增长 4.7%。2021 年 1-5 月份，全国核电发电量 1592 亿千瓦时，同比增长 13.9%，增速比上年同期提高 8.0 个百分点。

受 2011 年福岛核事故影响，我国核电行业发展在 2011-2014 年经历了一段低迷的时期，但是仍然不改我国支持核电行业发展的路线，根据《十三五核工业发展规划》到 2020 年，我国核电运行装机将达到 5800 万千瓦，在建装机将达到 3000 万千瓦。

近年我国加快推进核电重大建设项目，截至今年一季度福清核电 5 号机组（华龙一号全球首堆）投产，浙江三澳核电一期工程、海南昌江核电二期项目开工建设。

五、特高压输电建设进入高速发展期

随着我国经济不断发展，综合国力不断进步，我国已经成为世界上最大的能源消费国，与此同时，我国能源分布不均的弊端也逐渐显现出来。我国能源消费以煤炭为主，国内煤炭分布特征为“西多东少，北

多南少”，但是能源的主要需求方恰恰在我国经济较为发达的南方和东部沿海地区，因此催生了特高压输电技术。



图 6-12 十二五特高压电网规划图

资料来源：国家电网公司

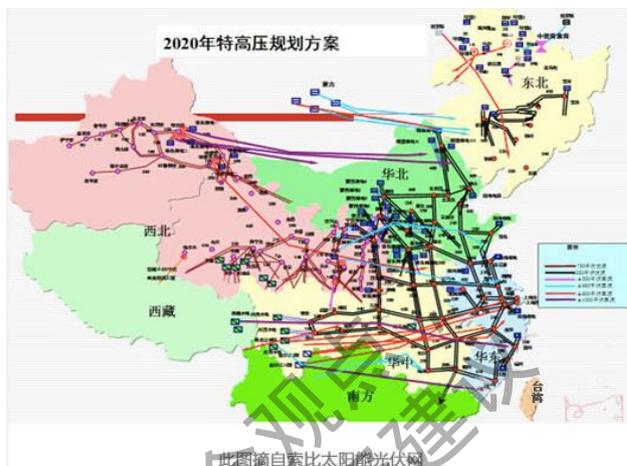


图 6-13 十三五特高压电网规划图

资料来源：国家电网公司

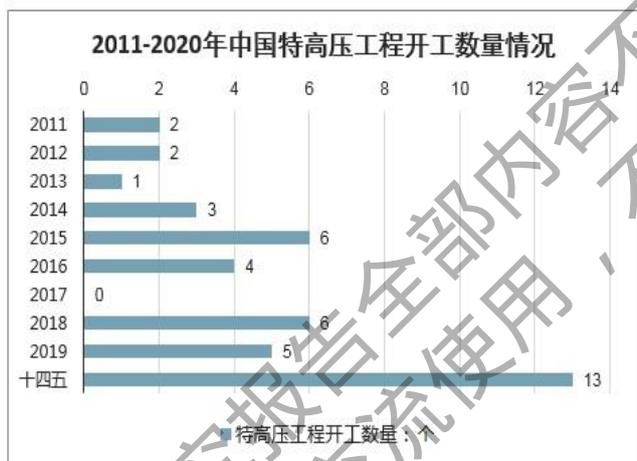


图 6-14 2011-2020 年中国特高压工程开工数量情况

资料来源：国家电网公司

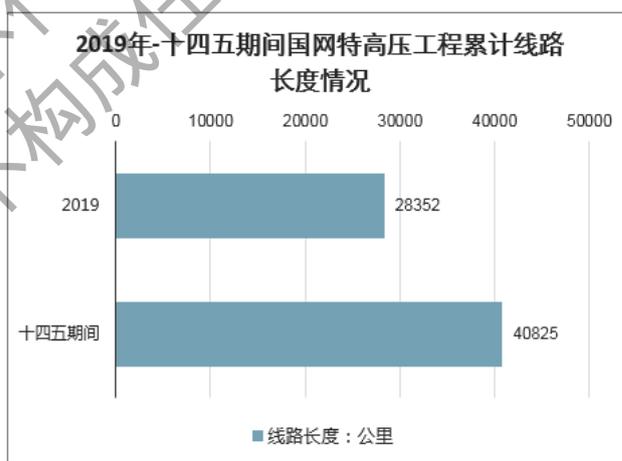


图 6-15 2019 到十四五期间国网特高压工程累计线路长度情况

资料来源：国家电网公司

我国对于特高压输电建设给予足够重视，国家能源局在《电力发展“十三五”规划》指出，考虑输电通道主要是合理布局能源的富集地区外送，建设特高压输电和常规输电技术的“西电东送”输电通道。

“十三五”期间，规划新增“西电东送”输电能力 1.3 亿千瓦。依托电力外送通道，有序推进“三北”地区可再生能源跨省区消纳 4000 万千瓦，存量优先，并且全国新增 500 千伏及以上交流线路 9.2 万千米，变电容量 9.2 亿千伏安。

最新数据显示，2021年1-5月份，全国跨区送电完成2382亿千瓦时，同比增长14.5%。其中，华北送华中（特高压）21亿千瓦时，同比下降15.6%；华北送华东258亿千瓦时，同比增长36.7%；东北送华北154亿千瓦时，同比下降25.0%；华中送华东103亿千瓦时，同比增长6.9%；华中送南方86亿千瓦时，同比下降4.5%；西北送华北和华中合计770亿千瓦时，同比增长22.9%；西南送华东171亿千瓦时，同比下降17.4%。

2020年，国家电网积极响应国家“新基建”的发展路线，提出全年特高压建设项目投资规模超千亿，并加快推动特高压核准及建设进程。根据国家电网透露的《2020年重点电网项目前期工作计划表》，预计2020年新核准的特高压项目有7条（5条交流+2条直流）、开工有8条特高压线路，全年特高压建设项目明确投资规模1128亿元。

特高压市场表现的峰值一般要提前于投资额峰值半年到1年，特高压投资额呈现一定的滞后性。根据国家电网提出的2020年特高压前期工作安排，今年特高压项目核准将集中在下半年，我们预计，特高压投资额的爆发期将在2021年出现。十四五期间将核准开工10交10直线路，预计十四五期间特高压总投资3000亿元，年均600亿元，线路长度将从2019年的28352公里增长到40825公里。这不仅将为东部沿海地区的煤炭消耗带来负面影响，也将逐步改变我国整体能源存耗的新格局，煤炭就地转化以及西部地区的煤炭开发将步入新的发展阶段。

第七部分 “碳达峰与碳中和”政策下的煤炭行业

一、我国推广煤炭绿色开采

长期以来，煤炭为主的化石能源在我国能源结构中占据主导地位。报告显示，燃煤发电和供热排放占能源活动碳排放的44%，煤炭终端燃烧排放占35%，石油、天然气排放分别占15%、6%。这意味着煤炭行业这样一个碳排放的传统“大户”，要实现碳减排目标，将面临巨大挑战。

但是，煤炭开采是为了满足国家经济社会发展的要求，是必不可少的重要经济环节。因此，在煤炭开采中如何减碳、实现绿色开采就变得尤为重要了。煤炭绿色开采的主要研究内容是怎样使煤炭开采以后对地表环境、对水资源影响最小。近年来煤炭开采领域不断实现技术突破，来解决绿色环保的问题。已经研发的绿色开采、保水开采等技术，能够在采煤的同时基本不破坏地表。目前我国的煤炭开采技术总体处于国际先进水平，最深的开采深度已经超过1500米。我国地质条件较为复杂，分布广、煤层软等因素导致

开采难度和围岩控制难度较高。在煤炭绿色开采和清洁利用方面，还需要有针对性的围绕不同地质条件展开攻关，未来煤炭绿色开采之类还任重而道远。

目前诸多企业在实践中推动煤炭清洁高效利用，减少二氧化碳的排放。国家能源集团推进新能源如光伏业务，逐步增加新能源占比，加快推动清洁生产，建设生态绿色煤矿。中国煤科集团将攻关煤炭利用超低排放、污染物控制近零排放技术。陕煤集团在煤制化学品、高端聚合物等 10 个方向形成单体及关联品百余种，低阶段煤热解、煤制化学品等煤炭分质清洁高效利用方面成效显著。

另外，煤气同采对“减碳”意义重大，为碳减排贡献力量。煤炭开采过程中煤层气的释放是煤炭行业“减碳”的重要一环。煤炭与煤层气本为伴生、共生资源，但我国煤层气和煤炭开采系统相互分离，共生资源分离开采模式，在经济、资源、环境、安全等方面存在突出问题。由于煤层气经通风系统直接排放，产生的温室效应是二氧化碳的 20 倍，对臭氧层的破坏力是二氧化碳的 7 倍，因此应减少煤层气的直接排放。而智能化煤气同采 N00 工法在采煤的同时，将煤层气采出，实现煤气同采，并使煤炭采出率从不到 50% 提高到 100%。

二、电力行业是实现“双碳”目标的关键

2020 年 9 月 22 日，习近平总书记在第七十五届联合国大会一般性辩论上提出，我国将采取更加有力的政策和措施，力争 2030 年前二氧化碳排放达到峰值，2060 年前实现碳中和。

我国电力工业占碳排放总量的 40% 左右，控制电力碳排放是推动我国碳排放尽早达峰的重要措施，也对电力工业的转型发展提出了要求。电力工业的碳排放来源于火电，也是煤炭消费的主要方向。在我国目前能源结构中，煤炭消费占比达 57%，在“能源双控”的政策作用下，预计 2025 年煤炭消费将达到峰值，约 42 亿吨左右，之后随着新能源发电和储能技术的成熟以及下游工业逐步实现脱碳，将逐步下降，预计 2060 年煤炭消费量将下降至约 3-5 亿吨的水平。

1、技术创新引领电力行业实现双碳目标

从全局来看，“减碳”要求我们在减少煤炭消费量的同时，也要控制二氧化碳的排放。二氧化碳主要产生于电力行业煤燃烧发电阶段，因此，燃煤火力电厂是我国最大的二氧化碳工业集中排放源，并且，二氧化碳高排放的难题还未得到有效解决。二氧化碳捕集、利用与封存（以下称“CCUS”）被公认为显著减少燃煤发电、煤化工等碳排放最具可行性的技术，即把生产过程中排放的二氧化碳进行捕获提纯，继而投入到新的生产过程中进行循环再利用或封存。近年来，诸多学者倾力研究 CCUS，国内多家能源企业和科研院所也加大了 CCUS 的研究力度。

当今大部分国际大型电力企业的减排脱碳有几大举措：制定明确的减碳减排目标；推动发电清洁化；提高终端用能电气化、零碳化；创新碳管理机制；研发新兴技术等。从技术创新看，我国的电力行业技术不管是特高压还是核电发电技术都是世界上领先的。现在的新经济、新动能、新业态发展层出不穷，要加快电网产业升级，包括能源互联网相应要打造生态，助力上下游产业。

2、碳排放配额有序推进约束电力行业实现双碳目标

目前全国碳市场整体机制已基本到位，为完善全国碳市场的基础设施建设，全国碳排放权注册登记系统和交易系统的建设方案还将得到进一步的修订完善，并建设碳排放数据报送系统。

全国碳排放权交易管理相关的三项条例已经开始公开征求意见，管理办法在2020年12月31日也已经公布。为做好发电行业配额的科学合理分配，生态环境部门已经先后出台了一系列的政策措施。另外，已经筹备多时的，位于上海的全国碳排放权交易市场也将于6月上线运行。初期的碳配额将以免费分配为主，采用“基准线法”进行分配，以企业当年年度生产的真实数据进行计算，并且也会将年度内企业发展的实际情况纳入考量，因此基本上对企业的低碳转型有利。

今年1月，生态环境部印发了《碳排放权交易管理办法（试行）》与配套的配额分配方案和重点排放单位名单。自此全国碳市场发电行业开始了第一个履约周期，共有2225家发电企业分配到碳排放配额。此后生态环境部还将以管理办法为统领，制定并发布温室气体核算报告与核查、碳排放权登记交易结算等方面的规范性文件，用以搭建全国碳市场的基本制度框架。后续的全碳市场发展的时间点非常明确，包括完成温室气体数据报送、发电行业完成相应的数据核查、各省级部门预发配额和完成配额核定，以及最终的履约时间点。目前都在按照时间倒排的方式推动各项相关工作有序进行。

当配额相继发放下去后，对于碳市场来说，下一步的配额就需要在生态目标下考虑行业技术经济发展的整体水平后进行政策设计，然后合理分配不同行业的空白指标。同时值得注意的是，考虑到火电行业发电效率以及一些不宜分配的配额对国家能源安全的影响，实施方案为配额缺口较大的燃煤机组等重点排放单位设置了“履约天花板”，即配额履约缺口上限值为企业碳排放量的20%。此外还要鼓励发电，促进全社会电气化水平的导向，增加相关的电煤比重。

3、双碳目标的实施为清洁能源发展提供了历史性的机遇

中电联的数据显示，截止到2020年底，全国全口径发展装机容量22亿千瓦，“十三五”期间，年均增长7.6%，其中非化石能源装机年均增速13.1%，占比从34.8%上升至44.8%，提升10个百分点。新能源装机占比从13.1%上升至24.3%，能源人均提升13个百分点。煤电装机容量占比从2015年的59%，下降到

2020年49.1%，首次降至50%以下。“十三五”期间，非化石能源发展占比从27.2%上升至33.9%，提高6.7个百分点。非化石能源发电量总量合计1.01万亿千瓦时，占同期全社会用电总量的56%。

展望“十四五”及未来一段时间，我国构建新发展格局，推进新型城镇化建设与电气化进程，将带动电力需求保持刚性增长。预计2025年、2030年、2035年，我国全社会用电量将分别达到9.5万亿千瓦时、11.3万亿千瓦时、12.6万亿千瓦时。随着碳达峰、碳中和目标的实施，构建以新能源为主体的新型电力系统，为风电、太阳能发电、氢能等清洁能源发展，提供了历史性的机遇。

从现阶段来看，随着全球经济稳步恢复，将进一步促进新能源的发展。风电方面，在近3年装机量平稳的情况下，2024年开始将会加快装机速度。光伏将会以更快的速度增长，预计今年全球需求量将达180GW以上。

目前，中国已经形成了风电装备的全产业链、风电生产装机规模已居世界第一，中国风电行业的龙头企业已经具备与世界龙头企业竞争的能力。光伏行业，硅料产量已经超过全球四分之三，硅片电池组件产量更是占到世界的80%-90%，包括辅料、配电设备、制造装备等等，建立了完整的产业链和供应链。同时成长了一批世界领先的龙头企业。面对未来2030、2060的双碳目标，可以说电力行业将举全行业、全产业链之力，力争优质高效的完成目标。

第八部分 供需平衡表分析

供需平衡表（单位：万吨）	产量	净进口量	库存	消费量	供需平衡
2021年E	29,000.00	650.00	4,700.00	34,000.00	-4,350.00
2021年5月	27,821.00	590.89	4,900.00	33,000.00	-4,588.11
2021年4月	26,863.00	673.85	4,800.00	29,710.00	-2,173.15
2021年3月	29,423.00	632.30	5,400.00	32,429.00	-2,373.70
2020年12月	30,200.00	804.58	5,300.00	36,785.00	-5,780.42
2020年11月	29,257.00	223.51	6,000.00	32,992.00	-3,511.49
2020年10月	28,258.00	341.36	6,100.00	28,303.00	296.36
2020年9月	27,884.00	602.24	6,550.00	27,758.00	728.24
2020年8月	26,991.00	604.95	6,800.00	31,291.00	-3,695.05
2020年7月	26,117.00	663.98	6,900.00	28,900.00	-2,119.02
2020年6月	27,613.00	835.22	6,500.00	28,061.00	387.22
2020年5月	26,409.00	596.63	5,900.00	27,618.00	-612.37

2021年的动力煤供需平衡还没有从2020年底严重供小于求的局面中挣脱。即使是有假日因素存在，供需平衡依然维持小幅供小于求的局面。到了二季度迎来下游开工旺季，在产量增长缓慢、难以放量的情况下，供小于求的局面还将持续，并且有逐渐加重的趋势。但是未来三季度，由于政策保供力度加大，供

应端增量将呈现明显增长态势，总体来看，动力煤供小于求的幅度会在三季度有小幅好转，全年供小于求的情况还将延续。

第九部分 套利分析



图 9-1: 动力煤跨期套利走势图

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

目前动力煤盘面维持近强远弱的 back 结构。但是近月的基本面格局已经转换，上游供给端紧张预计到 7 月能有所缓解，而远月旺季合约则相对坚挺。未来 9-1 价差或将有所收窄，建议可考虑逢高做空 9-1 价差的组合操作。



图 9-2: 主力合约基差走势图

资料来源：Wind 资讯，方正中期研究院整理

从近几年 09 合约基差走势图我们可以看到，09 合约的基差运行主要在 $[-16, 135]$ 之间。目前截止到已知现货报价，2109 合约基差在 40-50 之间，处于区间中位，可操作空间较小，并且由于非常时期现货指数大都停止发布，建议暂时观望为主。

第十部分 技术分析及季节性分析



动力煤从 6 月份开始了宽幅震荡的走势，目前依然维持高位震荡，只是振幅逐渐收窄，09 合约 830 阻力位阻力较强。未来或将在基本面的配合下有所回调，如果跌破 800，那么下方将面临 100 元左右的调整空间。



动力煤季节性趋势近几年淡化了很多，今年更是走出了淡季上涨的反季节性行情。按照现货方面的传统规律是夏季迎峰度夏以及冬季采暖季是旺季，价格会较淡季拥有更多支撑。从Wind的季节性图表中我们可以看到，相对而言，四季度出现年内高点的概率较大，并且在7月份会出现一波小幅的价格回落。

第十一部分 动力煤期权



图 11-1: 动力煤期权日成交量与持仓量
资料来源: Wind 资讯、方正中期研究院整理



图 11-2: 动力煤期权成交与持仓认购认沽比
资料来源: Wind 资讯、方正中期研究院整理



图 11-3: 动力煤历史波动率

资料来源: Wind 资讯、方正中期研究院整理

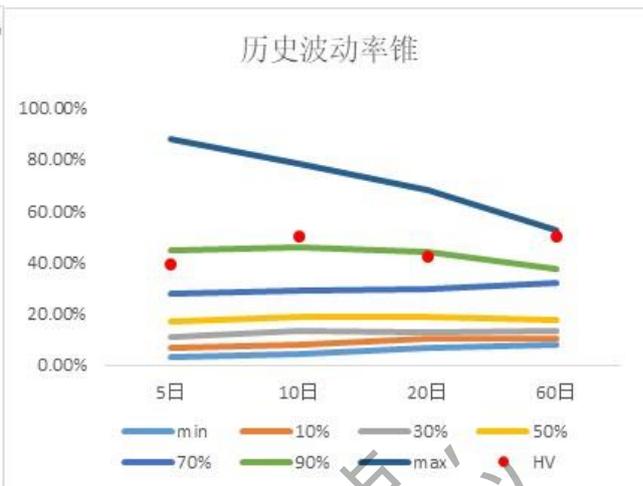
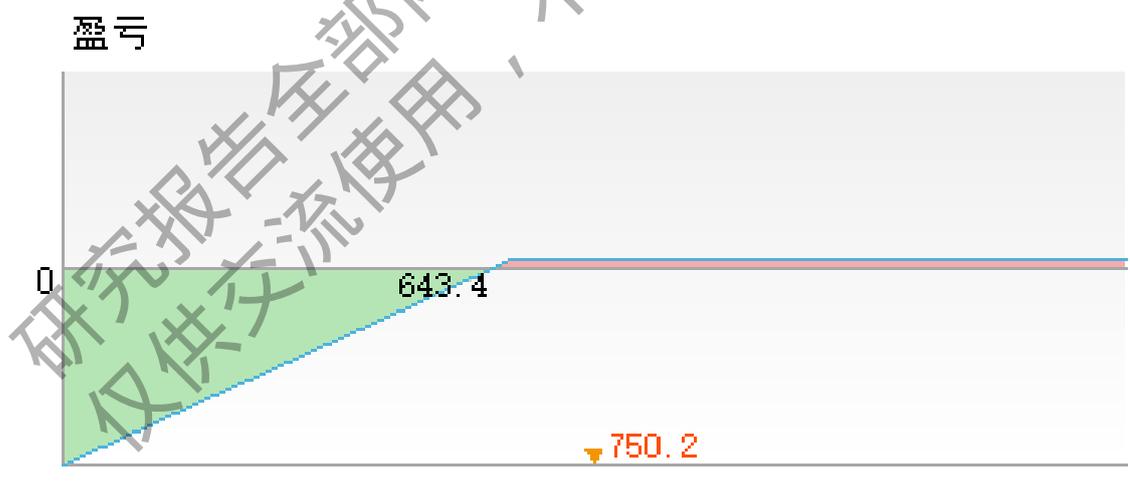


图 11-4: 动力煤历史波动率锥

资料来源: Wind 资讯、方正中期研究院整理

期权策略: 动力煤目前阶段由于资金关注度高, 整体波动幅度较为剧烈, 波动率水平处于加高位置, 不大适宜买权。从基本面判断未来行情恐将走弱, 只是回调深度不会特别深。因此可以考虑卖出期权策略, 例如卖出深度虚值看跌期权, 以赚取额外权利金收益。

分析	行权价	合约类别	手数	价格	买卖	隐含率	DELTA	GAMMA	THETA	VEGA
<input checked="" type="checkbox"/>	660	看跌	1	15.9	卖	40.1%	-0.2246	0.0020	-0.3164	0.946



第十二部分 后市展望

2021年以来动力煤震荡走强，并且在淡季拉涨屡创新高。除了全球通胀逻辑引领下的大宗商品集体走强外，动力煤自身基本面也具备上涨动能。这其中最重要的因素就是供给端紧张，从去年延续至今的动力煤产能收紧是煤价持续走强的根本原因。在煤矿安监和环保等检查下，煤矿严格按照核定产能生产，很多以前的表外产能都被迫消失。再加上今年淡季不淡的需求端刺激，煤价上涨也是意料之中了。进入下半年，动力煤也进入了需求旺季。从近期的情况来看，七一过后的煤炭保供力度将有所提升，很多此前未能获批的核增产能有望陆续释放，此前临时停产的部分中小型煤矿也在逐步复工。总体来说，供应端逐步增加将是大概率事件。但是另一方，港口库存不断下降，电厂库存处于历史低位，很多贸易商依然对后市煤价持乐观态度，惜售情绪较浓，港口现货价格依然呈现较为抗跌的走势。加上上游的产能释放需要一定的过程，进口煤方面受制于高成本也难以短期放量，市场对于后市煤价的研判也存在较大分歧。总体来看，政策面的保供指引利空煤价，但是保供的具体实施力度才是供应能否增加的关键。去年底煤炭保供时日均产量最高能增长100万吨，今年三季度的保供实施力度也是有相当潜力的，因此我们对于煤市的观点是中性偏空。未来下半年，煤炭价格将存在一定的季节性趋势先抑后扬，产能释放的力度决定了盘面下方的空间，主要运行区间在700-900之间。

第十三部分 相关股票

证券代码	证券名称	相关产品	价格	年度涨跌幅(%)
000933.SZ	神火股份	煤炭	9.70	22.71
000983.SZ	西山煤电	煤炭	7.49	32.80
002608.SZ	江苏国信	煤炭	6.27	-15.70
600117.SH	西宁特钢	煤炭行业	3.74	-1.32
600180.SH	瑞茂通	煤炭直运、煤炭掺配、加工后销售	5.57	7.84
600188.SH	兖州煤业	煤炭	13.61	35.15
600256.SH	广汇能源	煤炭销售	3.27	15.55
600277.SH	亿利洁能	煤炭	3.36	12.37
600348.SH	阳泉煤业	煤炭	6.94	23.71
600546.SH	山煤国际	煤炭生产	7.02	-17.51
600575.SH	淮河能源	煤炭行业	2.09	-9.91
600795.SH	国电电力	煤炭销售行业	2.37	7.10
600803.SH	新奥股份	煤炭产品	16.67	22.66
600863.SH	内蒙华电	煤炭	2.29	-6.01
600997.SH	开滦股份	煤炭采选业	6.87	24.01
601001.SH	大同煤业	煤炭	7.09	12.54
601088.SH	中国神华	煤炭分部	19.73	9.55
601225.SH	陕西煤业	煤炭采掘业	10.97	17.45
601326.SH	秦港股份	煤炭及相关制品服务(行业)	2.63	-6.74
601666.SH	平煤股份	其他煤炭产品	6.36	12.41
601898.SH	中煤能源	煤炭业务	6.57	50.19
601918.SH	新集能源	煤炭	4.20	34.19
601991.SH	大唐发电	煤炭销售	2.54	6.28
900937.SH	华电B股	煤炭销售收入	0.15	8.51
900948.SH	伊泰B股	煤炭	0.65	22.28

联系我们:

分支机构	地址	联系电话
总部业务平台		
资产管理部	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881312
	上海市浦东新区福山路450号新天国际大厦7C	
期货研究院	北京市西城区展览馆路48号新联写字楼4层	010-85881117
	上海市浦东新区福山路450号新天国际大厦11层	
投资咨询部	北京市西城区展览馆路48号新联写字楼4层	010-68578587
产业发展部	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881109
金融产品部	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881295
金融机构部	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881228
总部业务部	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881292
分支机构信息		
北京分公司	北京市西城区展览馆路48号新联写字楼4层	010-68578987
北京石景山分公司	北京市石景山区金府路32号院3号楼5层510室	010-66058401
北京朝阳分公司	北京市朝阳区东三环北路38号院1号楼泰康金融大厦22层	010-85881205
河北分公司	河北省唐山市路北区金融中心A座2109、2110室	0315-5396886
保定分公司	河北省保定市高新区朝阳北大街2238号汇博上谷大观B座1902、1903室	0312-3012016
南京分公司	江苏省南京市栖霞区紫东路1号紫东国际创业园西区E2-444	025-58061185
苏州分公司	江苏省苏州市工业园区通园路699号苏州港华大厦1606室	0512-65162576
上海分公司	上海市浦东南路360号2307室	021-50588107/ 021-50588179
常州分公司	江苏省常州市钟楼区延陵西路99号嘉业国贸广场32楼	0519-86811201
湖北分公司	湖北省武汉市硚口区武胜路花样年喜年中心18层1807室	027-87267756
湖南第一分公司	湖南省长沙市雨花区芙蓉中路三段569号陆都小区湖南商会大厦东塔26层2618-2623室	0731-84310906
湖南第二分公司	湖南省长沙市岳麓区滨江路53号楷林商务中心C座2304、2305、2306	0731-84118337
深圳分公司	广东省深圳市福田区中康路128号卓越城一期2号楼806B室	0755-82521068
广东分公司	广东省广州市天河区林和西路3-15号耀中广场B座35层07-09室	020-38783861
北京望京营业部	北京市朝阳区望京中环南路望京大厦B座12层8-9号	010-62681567
天津营业部	天津市和平区大沽北路2号津塔写字楼2908室	022-23559950
天津滨海新区营业部	天津市滨海新区第一大街79号泰达MSD-C3座1506单元	022-65634672
包头营业部	内蒙古自治区包头市青山区钢铁大街7号正翔国际S1-B8座1107	0472-5210710
邯郸营业部	河北省邯郸市丛台区中华大街89号大连友谊时代广场B座1105室	0310-3053688
青岛营业部	山东省青岛市市南区香港中路61号阳光大厦21楼EH单元	0532-82020088
太原营业部	山西省太原市小店区长治路329号和融公寓2幢1单元5层	0351-7889677
西安营业部	陕西省西安市雁塔区太白南路118号4幢1单元1F101室	029-81870836
上海南洋泾路营业部	上海市浦东新区南洋泾路555号909室、906室	021-58381123
上海世纪大道营业部	上海市浦东新区世纪大道1589号长泰国际金融大厦1107室	021-58861093
上海南京北路营业部	上海市浦东新区南京北路429号1703	021-58991278
宁波营业部	浙江省宁波市江北区人民路132号银亿外滩大厦1706室	0574-87096833
杭州营业部	浙江省杭州市江干区采荷嘉业大厦5幢1010室	0571-86690056
南京洪武路营业部	南京市秦淮区洪武路359号1803、1804室	025-58065958
苏州东吴北路营业部	江苏省苏州市姑苏区东吴北路299号吴中大厦9层902B、903室	0512-65161340
扬州营业部	江苏省扬州市新城河路520号水利大厦附楼	0514-82990208
南昌营业部	江西省南昌市红谷滩新区九龙大道1177号绿地国际博览城4号楼1419、1420	0791-83881026
岳阳营业部	湖南省岳阳市岳阳楼区建湘路天伦国际11栋102号	0730-8831578
株洲营业部	湖南省株洲市芦淞区新华西路999号中央商业广场(王府井A座11楼)	0731-28102713
郴州营业部	湖南省郴州市苏仙区白鹿洞街道青年大道阳光瑞城1栋10楼	0735-2859888
长沙黄兴中路营业部	湖南省长沙市芙蓉区黄兴中路168号新大新大厦5层	0731-85868397
常德营业部	湖南省常德市武陵区穿紫河街道西园社区滨湖路666号时代广场21楼	0736-7318188
广州营业部	广州市天河区林和西路3-15号35层07,35层08,35层09	020-38783861
风险管理子公司		
上海际丰投资管理有 限责任公司	上海市浦东新区福山路450号新天国际大厦24楼	021-20778922

重要事项:

本报告中的信息均源于公开资料，方正中期期货研究院对信息的准确性及完备性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不会发生任何变更。我们力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，报告中的信息和意见并不构成所述期货合约的买卖出价和征价，投资者据此作出的任何投资决策与本公司和作者无关，方正中期期货有限公司不承担因根据本报告操作而导致的损失，敬请投资者注意可能存在的交易风险。本报告版权仅为方正中期期货研究院所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制发布，如引用、转载、刊发，须注明出处为方正中期期货有限公司。

研究报告全部内容不代表协会观点，
仅供交流使用，不构成任何投资建议