

行情报告
2021 年 12 月 15 日 星期三

2022 年动力煤年报

供给弹性增加，动力煤阴跌有度

执笔：方婕
电话：0591-87892521
从业资格证号：F0276233
投资咨询证号：Z0010454

一、2021 年行情回顾

图表 1：动力煤期货主力合约



数据来源：博易云

动力煤 2021 年的走势可谓波澜壮阔，全年期货主力合约运行区间 588.2-1982，全年波幅 1394 元。现货波幅更甚于期货，5500 大卡环渤海港口平仓价 570-2550，波幅 1980 元。至 12 月 15 日，动力煤主力 2205 合约回落至 715 附近波动。

回顾全年期货走势：

(1) 1 月至 2 月底，随着寒潮减弱、春节前后工业生产淡季，动力煤需求转弱，而供应端由于春节煤矿放假减少，节后产能快速恢复。月余间供需逆转，环渤海港口迅速累库近 1100 万吨。动力煤 ZC2105 合约从 738.2 高位回落，2 月 23 日创下全年最低价 588.2。

(2) 3 月 1 日至 5 月 12 日，动力煤主力合约从 605.6 涨至 944.2。多重利好堆叠，驱动煤价从企稳到大幅上涨。供应端保安全替代保供增产成为政策主流，3 月起保供政策退出，超产入刑生效，两会召开；4 月新疆、贵州两起矿难，印尼斋月；同时因境外疫情肆虐给中国带来的订单转移，工业用电用煤需求超预期爆发，煤价上行情绪高涨。

(3) 5月12日至8月中旬，期货总体在700-950区间震荡。一方面，国常会连续三周关切大宗商品上涨，动力煤价格监管调控与保供预期升温，除澳煤外进口煤不限制，主流煤炭现货指数暂停或失真。另一方面，进口煤资源紧张，七一建党百年，煤矿按核定产能安全生产，供应增加预期屡屡落空；叠加迎峰度夏旺季，水电发力不足，煤价重心在震荡中抬升，为9-10月的疯狂上涨酝酿蓄力。

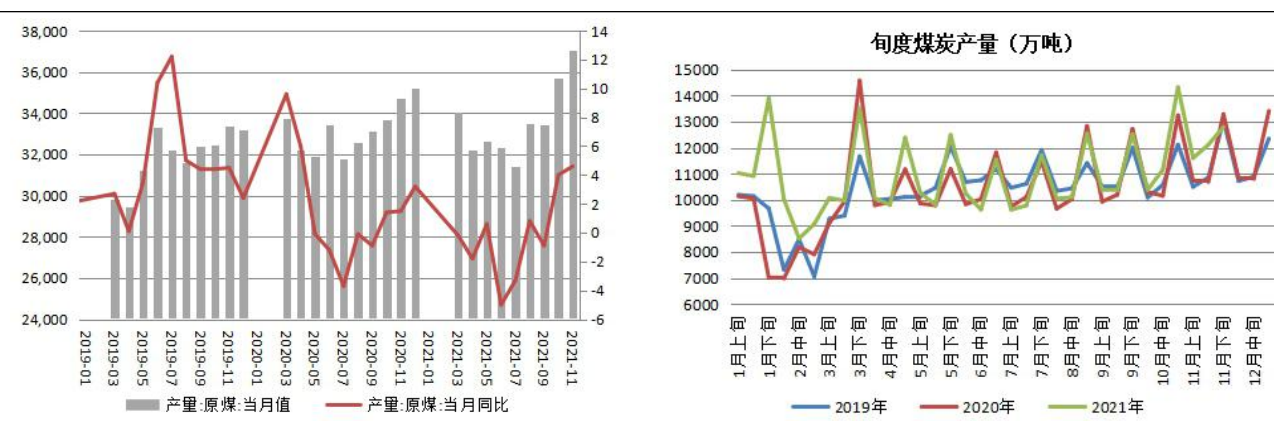
(4) 8月下旬至10月19日，动力煤开启摧枯拉朽的上涨行情。35个交易日，7个涨停板，期货主力从775涨至10月19日创出1982历史最高价。现货走势更为疯狂，一度高涨至2550-2600元/吨。拉尼娜引发寒冬预期，但电厂库存极低；9月工业品能耗双控，东北三省无预警“拉闸限电”等事件，又让缺煤成为公众事件。民生用电安全危机得到多方认证，“运动式减碳”被纠正，舆论的扩散，电厂不计成本的补库，导致煤价在亢奋的情绪中走向失控。

(5) 10月20日至年末，发改委牵头，能源局、公安局、郑商所共同出手，强制干预煤价。首次援引《价格法》，发改委公众号连续发声引导舆论，同时保供增产效果开始显现，电厂累库迅速。ZC2201合约从1982的高点，最低跌至760。煤价行云流水的下跌背后分为两个阶段，先是市场情绪从极度亢奋转变为极度恐慌，再是市场接受供需面转弱的现实，主动打压煤价。年底700元基准价的出台，现货趋势性转弱但下跌缓慢，期货ZC2205合约围绕基准价贴水震荡。

二、基本面情况

1、供给弹性增加，主客观因素皆可调节产量

图表2：原煤当月产量，旬度煤炭产量



数据来源：Wind CCTD 福能期货研究院

2021年1-11月份，全国原煤累计产量367427万吨，同比增长4.2%。对比2020年，2021年增量几乎都在年初1-2月和四季度体现，而二三季度煤炭产量收缩明显。究其原因，笔者认为政策是影响供应的最主要因素。

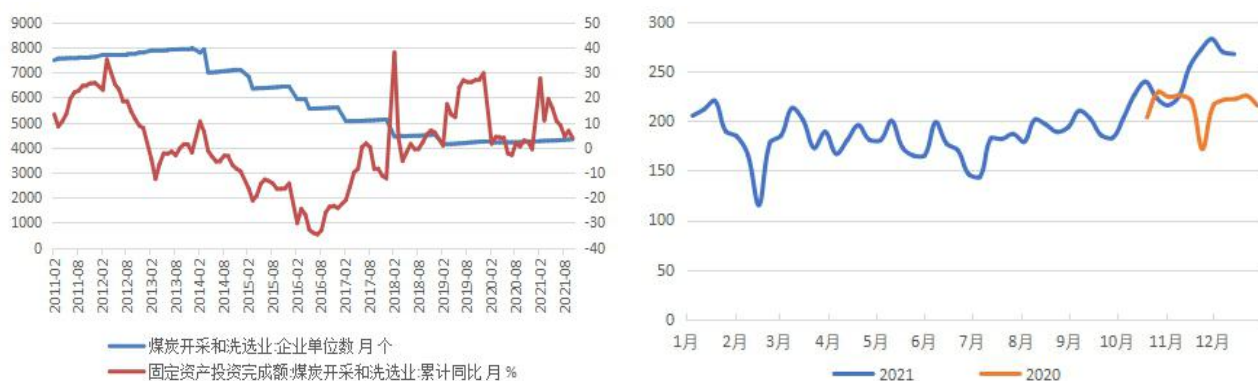
影响国内煤炭产量的因素可以分为主观和客观。

主观因素在于煤矿生产意愿。2021 年 3 月 1 日起正式施行的“刑法修正案（十一）”规定：对未发生生产事故，但存现实危险的违法行为提出追究刑事责任。该规定直接造成煤矿超产意愿大幅降低，7、8 月政府放松煤管票鼓励生产的调节政策失效。

1-10 月，山西、内蒙、陕西三省的原煤累计产量分别为 9.8 亿吨、8.3 亿吨、5.7 亿吨，三省产量 23.8 亿吨，占全国比重 72%。产能集中度的提高，让煤炭行业逐渐呈现寡头垄断市场特征，煤企对供给和价格的调节更为默契。虽然煤企利润可观，但利润正来自于产量控制。更重要的是，若因超产发生安全事故，触犯刑法或被倒查处罚，对盆满钵满的煤矿主来说得不偿失。煤企失去增产的主观意愿，均按核定产能生产，导致产量趋于一个常量，所以 2021 年产量变化的驱动主要来自于客观的政策强制或产能增减。若 2022 年保供政策退出，安监环保力度加强，或需求不佳，供给端可能出现主动减产。

影响国内煤炭产量的客观因素在于政策。年初与年末煤炭产量高增，都是源于保供政策施压，区别在于年初重点在放松煤管票，优质产能增产以及减少春节假期扰动；而年底的增产，更依赖于产能释放，煤企注重手续流程合规后再提升产量。根据 10 月 18 日国家发改委公布的信息：9 月份以来允许 153 座煤矿核增产能 2.2 亿吨/年，相关煤矿已陆续按核定产能生产，四季度可增产 5000 万吨以上。将具备安全生产条件的 38 座建设煤矿列入应急保供煤矿，允许阶段性释放产能，合计产能 1 亿吨/年。为 60 余座煤矿办理接续用地手续，确保 1.5 亿吨/年以上产能稳定释放。积极推动符合条件的临时停产停工煤矿复工复产，加快恢复煤炭市场供应。

图表 3：煤炭投资同比，鄂尔多斯煤炭日产量



数据来源：Wind 福能期货研究院

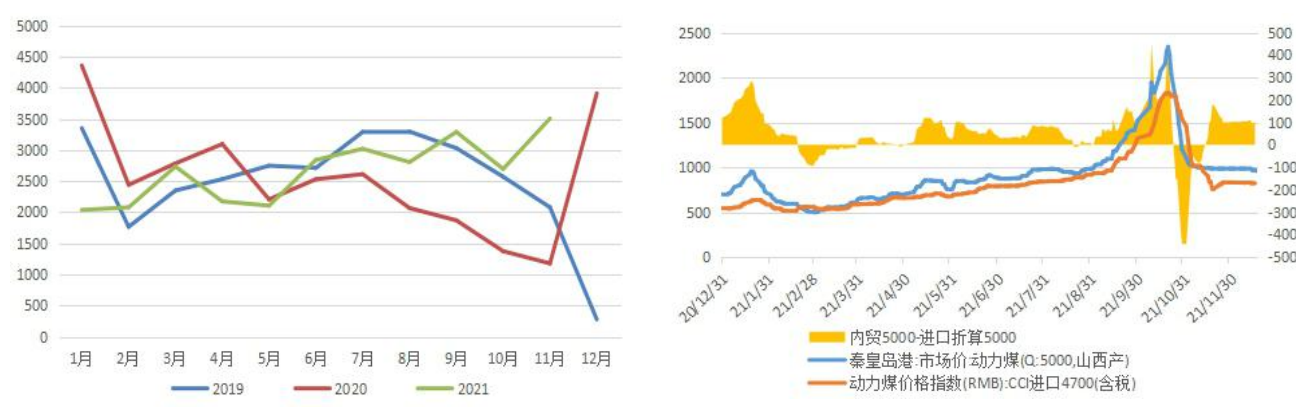
四季度的保供政策快速扭转了供应紧张的局面，但如此高产不具有持续性。短期来看，2022 年一季度后，应急保供、临时获得接续用地审批的 2.5 亿吨/年产能可能陆续退出。长期来看，2030 年前实现碳达峰，2060 年前力争实现碳中和，“双碳”国家战略可能长期抑制国内煤炭行业投资。

观察近两年煤炭行业固定资产投资都处于低位，2020 年同比增长-0.7%，2021 年 1-10 月同比增长 3.8%。此外，2021 年核增产能的部分，也有预支煤矿储量，缩短使用年限之嫌。

除收放产能之外，安监、环保乃至纪检部门的行动都有可能扰动煤炭供应。2021 年末陕西开展一个月的冬季安全大检查，山西孝义非法盗采引发透水事故，晋能违规超产遭处罚等事件，沉寂 3 个月之久的供应端安全监管动作有恢复常态迹象。至 12 月中旬，鄂尔多斯煤炭日产量也从 11 月下旬的近 290 万吨巅峰水平回落至 265 万吨附近。若保供政策压力减轻，煤炭企业当收缩产量保安全为先。预计 2022 年国内煤炭月度产量将低于 2021 年四季度、高于二三季度，回落至 3.3-3.4 亿吨/月的供应水平。

2、进口煤难有增量

图表 4：煤炭月度进口量，内外贸 5000 大卡对比



数据来源：Wind 福能期货研究院

2021 年 1-11 月煤及褐煤累计进口量 29232.1 万吨，同比增加 10.6%。细究月度数据，1-5 月煤炭进口均不及 2020 年同期，除 2020 年 1 月集中通关基数过大的影响之外，还有 2-4 月进口煤失去价格优势的原因。1-5 月是主观采购动力不足，6 月起国内供需矛盾尖锐已受到上层关注，所以 2021 年全年都没有进口配额困扰。政策上，虽然进口数量没有限制，但是澳煤禁令严格贯彻执行，即使 10 月供需最为紧张的时候，也只通关了 2020 年卸港的 278.8 万吨澳煤，这部分量以焦煤为主。在中澳关系缓和前，澳煤进口无望。

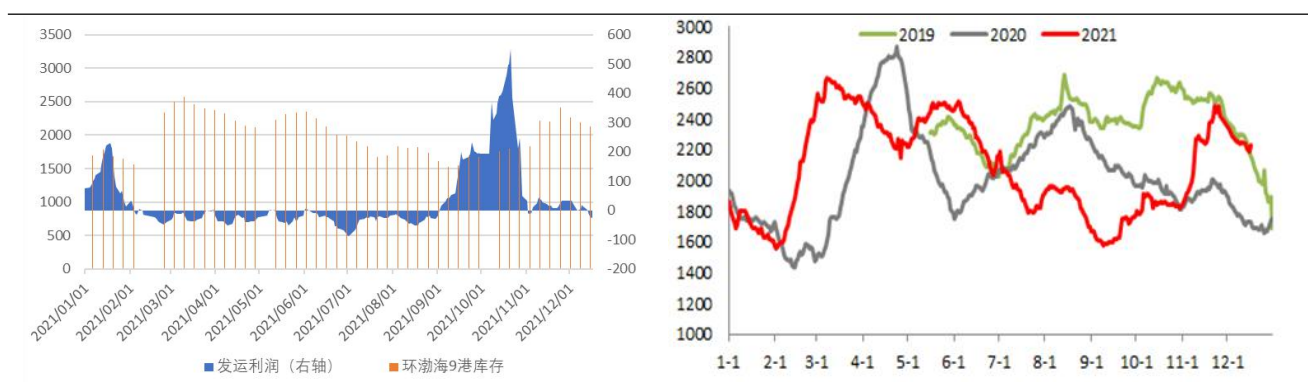
今年澳煤的进口份额下降 7500 万吨左右，大部分被印尼、俄罗斯弥补。1-10 月，印尼煤累计进口 15880 万吨，同比增 4854 万吨，俄罗斯煤累计进口 4785 万吨，同比增 1837 万吨。来自南非、加拿大、哥伦比亚的进口增量也较为明显。相较于澳煤，这些增量的进口来源，或距离较远，或热值、硫分、微量元素有差异，均不及澳煤对缓解我国低硫高卡煤结构性紧张的贡献。较远的运距，也延长了采购周期、增加了采购风险和运费成本，是 2022 年进口煤的抑制因素之一。而澳煤

的出口量，也并未因为中国的制裁而下滑，其出口方向转向印度、日韩，可谓制裁了个寂寞。

2020 年 12 月进口天量，预计 2021 年 12 月进口量难以超越，2021 年全年进口煤增量可能控制在 10% 附近，也已经是 2017 年以来的最大增幅。得益于中国买家的财大气粗，下半年进口量暴增，但我们仍明显感受到国际煤炭资源的紧张。一方面是因为疫苗接种率提升后，境外工业生产恢复提升耗煤需求。另一方面，印尼 25% 的国内保供义务（DMO），异常频繁的降雨，高企的海运费也限制了进口煤供应。这些影响因素在 2022 年仍可能持续，加上国内供需趋于宽松，长协履约率约束对进口的挤占，我们预计 2022 年进口量较今年平稳或略有下降，进口煤价格走势可能强于国内。继续关注进口配额政策变化。

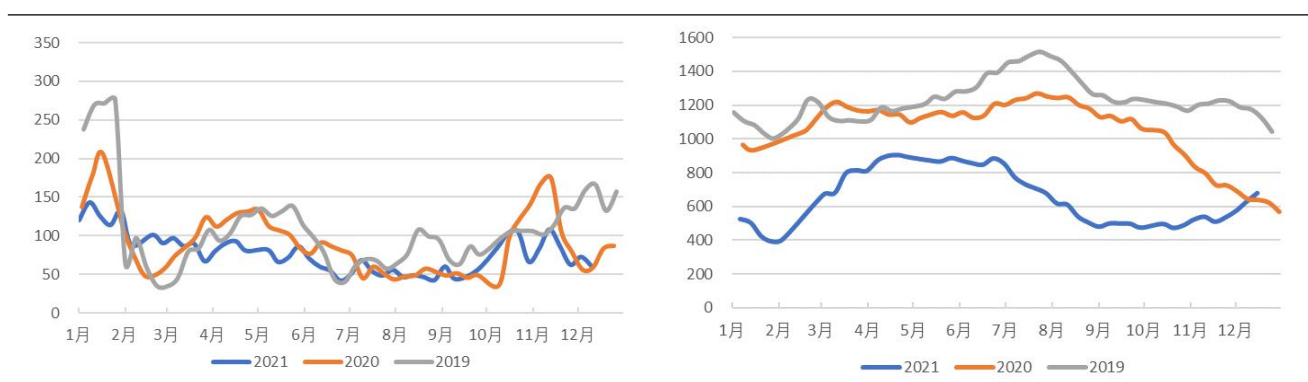
3、贸易库存萎缩，电煤维持安全库存

图表 5：5500 港口发运利润，环渤海 9 港库存



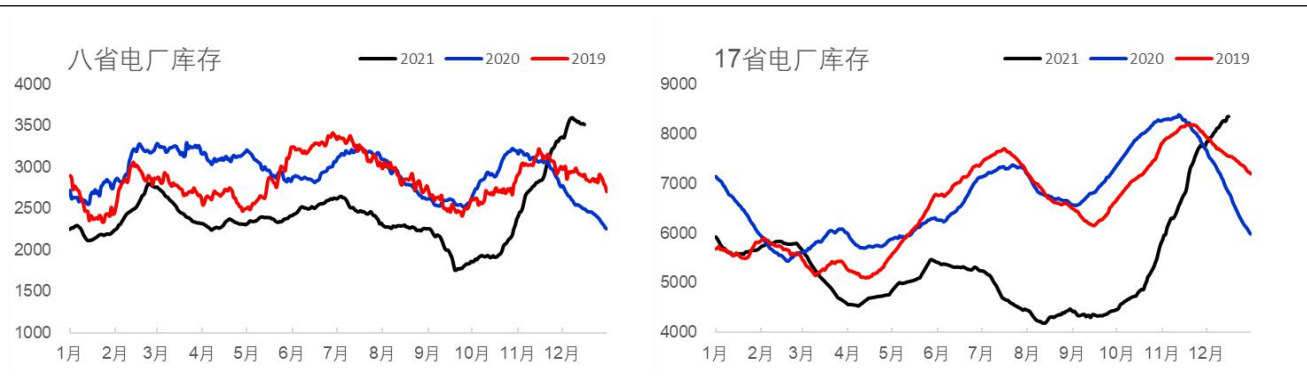
数据来源：煤炭江湖 福能期货研究院

图表 6：鄂尔多斯物流园库存，江内 32 港库存



数据来源：煤炭江湖 福能期货研究院

图表 7：沿海八省电厂库存，内陆 17 省电厂库存



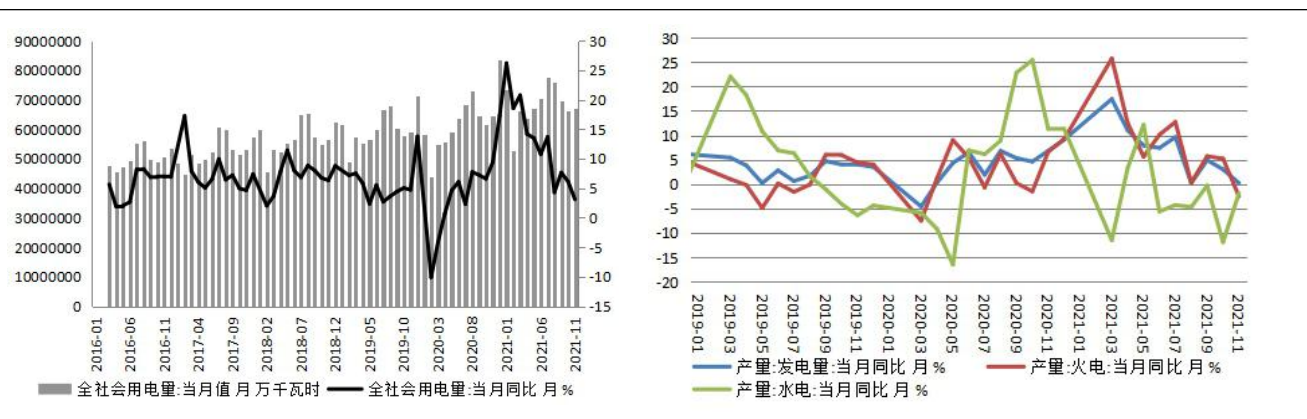
数据来源：CCTD 福能期货研究院

2021 年环渤海港口库存波动较大，全年 9 港库存波动区间 1568-2665 万吨，但贸易商库存占比萎缩。从其他贸易环节库存来看，年内上游鄂尔多斯物流园库存，以及江内 32 港库存也都在偏低水平。从发运利润来看，除 1 月与 9-10 月供需季度紧张时发运利润较好，其他时间段一直是发运亏损或微利，港口涨势不及坑口。而 1 月与 9-10 月供需季度紧张时，港口煤价都超过 1000 元/吨，且政策不断调控与打击贸易商囤货。贸易商囤货风险大，融资成本高，仍是主要承担搬运工的角色，处于产业链相对弱势地位。未来电煤长协比重提高，贸易商应加强水运、地销、配煤等其他中间环节实力，在非电用煤上寻求利润。

发改委在 6 月下旬错误预判煤价将在 7 月进入下降通道，导致电厂在 7-8 月消极补库，9-10 月又恐慌性的不计成本集中补库。电厂对低库存造成的被动局面心有余悸，预计 2022 年电厂在库存管理上的主观预判将减少，更加重视长协履约，库存将维持安全水平。

4、用煤需求趋弱，依赖政策托底

图表 8：全社会用电量，发电量同比



数据来源：Wind 福能期货研究院

中国煤炭工业协会数据，2021 年前 10 个月全国煤炭消费量约 35.4 亿吨，同比增长 6.9%。其中，电力行业耗煤 20 亿吨，同比增长 11.5%；钢铁行业耗煤 5.6 亿吨，同比-1%；建材行业耗煤 4.6 亿吨，同比增长 3.6%；化工行业耗煤 2.5 亿吨，同比增长 4.1%。

2021 年电力行业仍是煤炭消费主力，也是拉动煤炭消费的引擎。1-11 月，全国全社会用电量 74972 亿千瓦时，同比增长 11.4%。分产业看，1-11 月，第一产业用电量 919 亿千瓦时，同比增长 18.1%；第二产业用电量 50255 亿千瓦时，同比增长 10.2%；第三产业用电量 13008 亿千瓦时，同比增长 19.0%；城乡居民生活用电量 10790 亿千瓦时，同比增长 7.5%。

(1) 清洁能源发电水平对电煤需求的扰动加大

图表 9：全国规模以上电厂发电量

	总发电量	火电	水电	核电	风电
2020 年	74170.4	52798.7	12140.3	3662.5	4146
2021 年 1-11 月	73826.7	52227.2	11134.3	3702.4	5893
同比增长%	9.2	9.9	-2.2	11.9	40.9

数据来源：中电联 福能期货研究院

2021 年用煤紧张的重要原因是气候异常，削弱了清洁能源发电量，火电企业背负更大的发电压力。截至 11 月底，全国发电装机容量 23.2 亿千瓦，同比增长 9.0%。其中，非化石能源装机容量 10.7 亿千瓦，同比增长 17.2%，占总装机容量的 46.1%，占比同比提高 3.2 个百分点。风电、太阳能发电装机增速尤为突出，分别为同比增长 29%与 24.1%。

但相比火电，其他的电力来源都有或多或少的缺陷，比如光伏只能白天开动；风电受风力大小影响，功率波动很大；水电则受气候影响；抛开碳排放因素，只有火电能够保证稳定性与可控性。现实情况正是如此，风电的不稳定是造成 9 月下旬东北拉闸限电的重要原因之一。气候异常影响下，今年夏季雨带偏北，长江上游及西南降水不足，导致水电发力大幅下降。

我国目前的能源结构，其实处于一个“未立先破”的局面：即传统能源投资下降、新型能源投资加速的切换已经完成，但对应的能源供给的切换还没有完成。数据显示，我国目前对火电的依赖依然比较严重。至 11 月底，火电装机占比虽然降到了 55.6%，却贡献了 70.7%的电力供给；而风电和光伏装机虽然有 25.4%的占比，但发电量仅占总体的 10%左右。7 月 30 日中央政治局会议对“运动式减碳”纠偏，能源供给侧结构性改革仍在进行中，煤炭目前仍是我国的基础能源。

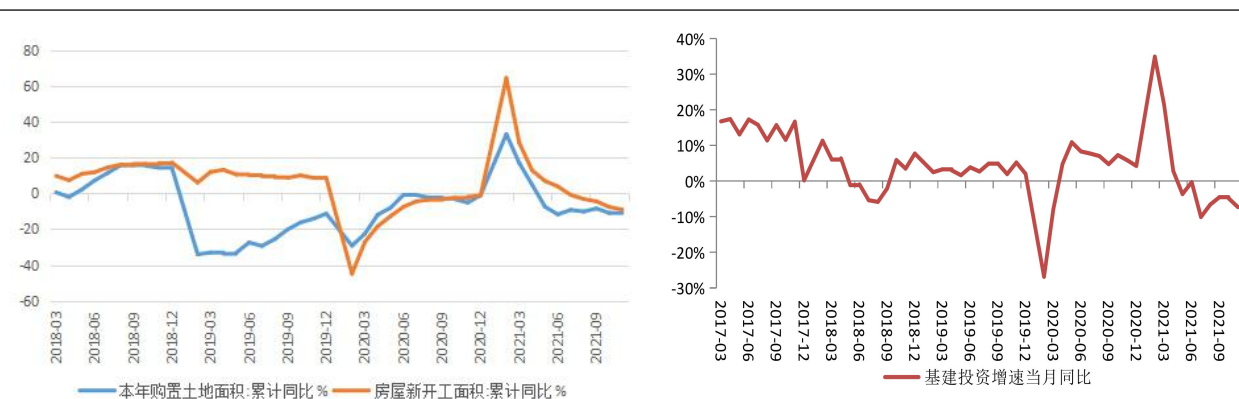
2021 年乌东德 1020 万千瓦水电站全部投产发电，2022 年 7 月白鹤滩 1600 万千瓦也将全面

投产，水电有望恢复正增长。拉尼娜气候 2020、2021 年连续发生，导致冬季冷空气活动频繁，明年再延续寒冬的概率走低。预计 2022 年天气缓和，对需求的拉动减弱，传统旺季供需矛盾将不再如 2021 年尖锐。

(2) 出口、地产拖累，需求依赖政策托底

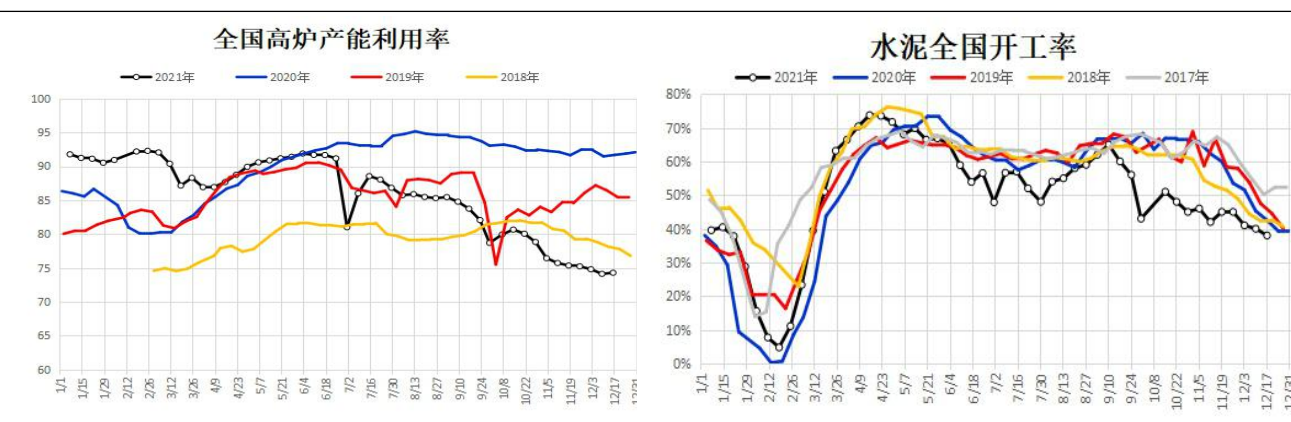
电力需求表现超预期的主要原因，是疫后随着全球北美、欧洲等制造业订单不断向疫情控制较好的中国（尤其沿海地区）流动，我国工业生产显示出强劲的发展势头。随着疫情形势拖尾渐弱，疫苗接种率提升，全球产业链复苏，大宗商品价格持续上涨传导至产成品价格走高，使得我国 PMI 新出口订单指数 5 月起持续低于 50 荣枯线。考虑到高基数效应及外需回落，预计 2022 年出口增速将明显回落甚至负增长。但由于中国参与全球贸易链已深，加上中美贸易谈判有所进展，出口总体韧性仍在。

图表 10：土地购置与房屋开工，基建投资增速



数据来源：Wind 福能期货研究院

图表 11：高炉产能利用率，水泥开工率



数据来源：Wind 福能期货研究院

预计 2022 年煤炭钢铁、建材需求也将回落。2021 年下半年，受部分头部房企信用风险事件及房地产税试点开启影响，房地产销售情况持续下滑，房企资金链恶化，房企拿地意愿不足，多地土地出现流拍现象。新开工面积和土地购置面积同比增速持续负增，房地产下行拖累 2022 年的钢铁、建材需求。

12 月中央经济工作会议强调明年经济工作要“稳字当头”，9 月以来，国务院常务会议多次提到加强政策储备，统筹做好跨周期调节。年末全面降准，1 年期贷款利率下降，专项债供给节奏加快。截止 2021 年 11 月底，全年新增专项债 3.48 万亿元，基本完成发行进度 95.43%。由于基建投资滞后专项债发行约一个季度左右，基建项目在资金支撑下或温和回升。7 月 30 日中央政治局会议上提出不搞“运动式减碳”，提出“要立足以煤为主的基本国情”，2022 年能耗双控对工业生产的约束或将缓解。托底政策频繁出台，2022 年的耗煤需求虽有下滑，但也不必过分悲观。

(3) 电价上调或成为煤价支撑因素

7 月底发改委印发《关于进一步完善分时电价机制的通知》，增加尖峰电价，缓解电厂经营压力。10 月中旬发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，有序放开全部燃煤发电电量上网电价。燃煤发电电量原则上全部进入电力市场，通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。现行燃煤发电基准价继续作为新能源发电等价格形成的挂钩基准。扩大市场交易电价上下浮动范围。将燃煤发电市场交易价格浮动范围由现行的上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%，扩大为上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20% 限制。电力现货价格不受上述幅度限制。推动工商业用户都进入市场。

过去市场电价较标杆电价只低不高，未来电价能涨能跌，是电力市场化改革迈出重要一步。长期来看，用电成本提升遏制了高耗能产业盲目发展，也有利于实现双碳目标。据测算，电价变动 0.01 元/千瓦时，可应对煤价变动约 30 元/吨。电企利润改善，有利于高煤向下传导，或可成为煤企抵制下跌的原因之一。

三、期现价格分析

1、长协机制助力煤价趋稳

为抑制投机情绪，CCI、CCTD 等主流现货指数自 5 月底就暂停或失真，按指数定价的上下游合同失去参考标准，现货市场定价颇为混乱，现货日内成交区间扩大。大型煤企的长协价格成为引导市场价格的风向标。供需紧张局面导致大型煤企的长协兑现率难以保证，6、7 月甚至降到 70% 以下。为了响应保供任务，提高长协兑现率，9-10 月神华外购煤一度领涨市场。

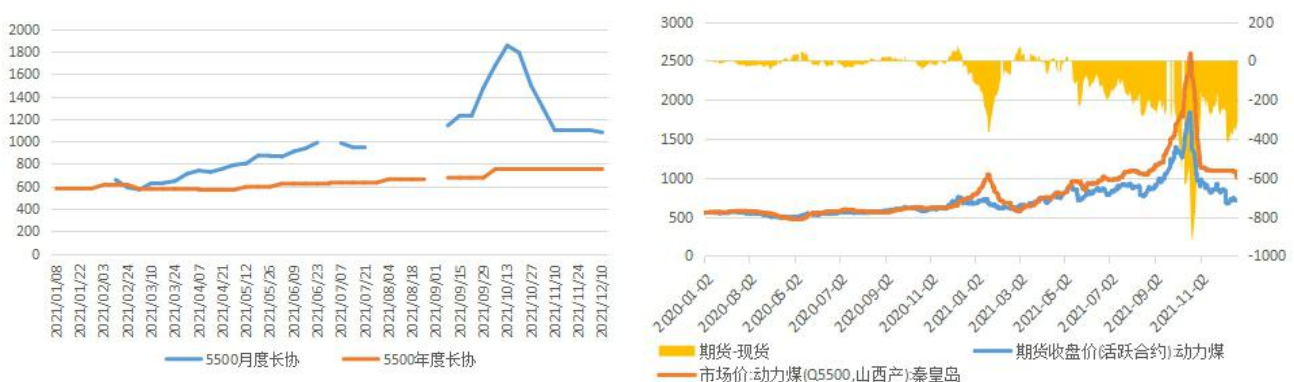
虽然月度长协贴近市场，但有年度长协的保障，签订长协的电厂综合采购价优势明显，长协还

是发挥了稳定煤价的压舱石作用。2021 年煤价剧烈波动，贸易商、电厂深受其害，发改委经过调研，统筹上下游企业利益和社会利益，牵头制订了《2022 年煤炭中长期合同签订履约工作方案(征求意见稿)》。

归纳《方案》要点：（1）长协覆盖面扩大，发电供热企业扣除进口煤后实现中长期合同全覆盖；供应要求覆盖所有核定产能 30 万吨/年以上的煤矿企业，签订的中长期合同数量达到自有资源量的 80%以上。（2）2017 年开始执行的 5500 大卡动力煤基准价 535 元/吨将在 2022 年上调至 700 元/吨，全年煤炭长协价浮动范围为 550-850 元/吨。月度浮动定价公式为 $700/2 + (\text{环渤海} + \text{CCTD} + \text{CECI} + \text{NCEI}) / 8$ ，其中 NCEI 为新推出的全国煤炭交易中心综合价格指数。（3）单笔合同月度履约率应不低于 80%，季度和年度履约率不低于 90%。

随着长协占比加大，可能导致电煤、非电用煤供需不平衡的现象。可能发生的局面是，发电供热企业受制于履约率考核，即使库存高企也不得不买，而非电用户长协比重小，若市场煤采购供不应求，市场煤受支撑，不排除突破 850 区间上限的可能。2022 年要关注电力企业的销售贸易行为，预计传统赌涨跌的贸易势力萎缩，电厂背景的贸易商处理长协外溢，会更加考量拿货成本。即使供需过剩，也很难出现市场价大幅低于长协价的情况，这也是 2022 年煤价下行空间受限的因素之一。

图表 12：神华 5500 长协价，5500 期现走势



数据来源：Wind 福能期货研究院

2、期货交割标准变化，期货走势飘忽

2021 年，郑商所为维护动力煤期货市场秩序，不断加强监管、严厉查处资本恶意炒作，共发布相关公告 28 次。经多次调整，动力煤保证金水平从 8%最高上调至 50%，日内交易限仓 50 手，造成动力煤期货流动性严重不足的同时，也减少了价格剧烈波动引起的穿仓风险。ZC2107 合约开始，动力煤交割也受到限制，各合约交割量都不超过 2 万吨。在交易所的努力之下，在现货煤价飙升时，动力煤期货表现相对克制，8 至 12 月动力煤期货主力合约基本保持 200 元/吨以上的贴水。

对 2022 年动力煤期货影响更大的是交割规则的修改。ZC2112 合约开始，若未获批套保持仓，动力煤交割月持仓不超过 200 手（2 万吨）。交割量不足一船，变相控制了买卖双方的交割欲望。12 月 3 日交易所修订《郑州商品交易所期货交割细则》（见文后附表），扩大了动力煤交割品范围，修改基准品及升贴水。规则修改总体有利于卖方，交割品来源更加丰富，期货交割备货和煤种结构性紧张对煤价的干扰降低，南方港口进口煤交割的可能性增加。对买方来说，质量和地点不确定性增加，增加交割风险。由于最低可交割品监控难度增加，期价走势跟随的现货可能随时变化，期价走势预判难度加大。ZC2212 合约开始施行，影响或将在下半年 ZC2301 合约活跃时开始显现。

四、2022 年行情展望

结合上述分析，展望 2022 年的供需总体形势将转向基本平衡。供应端今冬明春后，国内煤炭保供煤炭陆续退出，但可利用产能仍较 2021 年前三季度增加。由于煤炭产能集中，煤矿安全环保意识提高，产量更容易随需求调节。进口煤供应难超今年。需求端，新能源发电预期回升，出口、地产走弱，基建、制造业依赖政策托底，需求总体平稳或小幅回落。电煤长协比例的增加有利于煤价趋于稳定。预计 2022 年一季度煤价将受高库存压力下跌，但空间有限，下半年煤价随需求回升。全年煤价区间参考 580-900。

附表:

动力煤交割细则修订对照表 (ZC2212 合约起施行)

交割参数	修订前		修订后	
基准交割品	收到基低位发热量	5500 千卡/千克	收到基低位发热量	5500 千卡/千克
	干燥基全硫	$St \leq 0.6\%$	干燥基全硫	$St \leq 0.8\%$
	干燥无灰基挥发分	$30\% \leq V_{daf} \leq 42\%$	干燥无灰基挥发分	$30\% \leq V_{daf} \leq 42\%$
	干燥基灰分	$Ad \leq 30\%$	干燥基灰分	$Ad \leq 30\%$
	全水	$Mt \leq 20\%$	全水	$Mt \leq 25\%$
替代品	收到基低位发热量	≥ 4800 千卡/千克	收到基低位发热量	≥ 4300 千卡/千克
	干燥基全硫	$St \leq 1\%$	干燥基全硫	$St \leq 1.5\%$
	干燥无灰基挥发分	$30\% \leq V_{daf} \leq 42\%$	干燥无灰基挥发分	$30\% \leq V_{daf} \leq 42\%$
	干燥基灰分	$Ad \leq 30\%$	干燥基灰分	$Ad \leq 30\%$
交割升贴水货款结算价	收到基低位发热量 < 4800 千卡/千克	(交割结算价-90) / 5000 \times 实测发热量 $\times 50\%$	收到基低位发热量 < 4300 千卡/千克	交割结算价 $\times 0.7687 / 4500 \times$ 实测发热量 $\times 50\%$
	收到基低位发热量 = 5000 千卡/千克	交割结算价-90	4300 千卡/千克 \leq 收到基低位发热量 < 4800 千卡/千克	交割结算价 $\times 0.7687 / 4500 \times$ 实测发热量
	4800 千卡/千克 \leq 收到基低位发热量 < 5300 千卡/千克	(交割结算价-90) / 5000 \times 实测发热量	4800 千卡/千克 \leq 收到基低位发热量 < 5300 千卡/千克	交割结算价 $\times 0.7687 / 5000 \times$ 实测发热量
	收到基低位发热量 ≥ 5300 千卡/千克	交割结算价 / 5500 \times 实测发热量	收到基低位发热量 ≥ 5300 千卡/千克	交割结算价 / 5500 \times 实测发热量
	收到基低位发热量 ≥ 6000 千卡/千克	按 6000 千卡/千克计算货款	收到基低位发热量 ≥ 6000 千卡/千克	按 6000 千卡/千克计算货款
	$0.6\% < \text{干燥基全硫} \leq 1\%$	以 0.6% 为基准, 每高 0.1 (四舍五入, 保留小数点后一位) 个百分点, 贴水 4 元/吨	$0.8\% < \text{干燥基全硫} \leq 1.5\%$	以 0.8% 为基准, 每高 0.1 (四舍五入, 保留小数点后一位) 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 $\times 80\%$		
	$1.5\% < \text{干燥基全硫} \leq 2\%$	依据实测发热量和干燥基全硫为 1% 时的计算值 $\times 50\%$	$1.5\% < \text{干燥基全硫} \leq 2.5\%$	依据实测发热量和干燥基全硫为 1.5% 时的计算值 $\times 80\%$
	干燥基全硫 $> 2\%$	依据实测发热量和干燥基全硫为 1% 时的计算值 $\times 20\%$	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 $\times 50\%$
	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 $\times 80\%$	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 $\times 80\%$
	全水	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 (四舍五入, 保留小数点后一位) 扣减重量	全水	全水 $> 25\%$ 的动力煤可以交割。全水 $> 25\%$ 时, 以 25% 为基准, 按照超出部分 (四舍五入, 保留小数点后一位) 扣减重量 (例如, 实测全水为 26.32%, 扣重 1.3%)

免责声明

以上作品（包括但不限于研究报告、分析评论文章、视频等）版权属于福能期货，仅作参考之用。不管在何种情况下，本作品都不能当作买卖所述品种的依据。作品是针对商业客户和职业投资者准备的，所以不得传播给其他人员。尽管我们相信作品中数据和资料的来源是可靠的，但我们不对它们的真实性、准确性和完整性等做任何的保证。我们也不承担因根据本作品操作而导致的损失。未经福能期货书面授权许可，任何引用、转载以及向第三方传播本作品的行为均可能承担法律责任。福能期货提醒广大投资者：期市有风险，入市需谨慎！

福能期货经营机构办公地址信息

福州营业部

地址：福州市鼓楼区华林路93号1座5/6层
邮编：350003 电话：0591-88013378

漳州营业部

地址：漳州市龙文区九龙大道1016号漳州碧湖万达广场A2地块9幢603、604室
邮编：362000 电话：0596-2038010

龙岩营业部

地址：龙岩市新罗区华莲路138号金融商务中心A1A2幢1203、1205室
邮编：364000 电话：0597-2219938

晋江营业部

地址：晋江市崇德路金融中心3号楼1401
邮编：362200 电话：0595-85610866

厦门分公司

地址：中国（福建）自由贸易试验区厦门片区东渡路61号B201、B202、B204室
邮编：361012 电话：0592-2619767

宁德营业部

地址：宁德市蕉城南路94号泓源·国际-1-607
邮编：352100 电话：0593-2999108

莆田营业部

地址：莆田市城厢区胜利南街1998号联创国际广场B区B4#201号
邮编：351100 电话：0594-2209090

泉州营业部

地址：泉州市丰泽区津淮街16号中骏广场1号楼17F01
邮编：362000 电话：0595-36616716

永安营业部

地址：永安市含笑大道1196号阳光丽景1号楼1503-1507室
邮编：366000 电话：0598-3859578

青岛营业部

地址：青岛市市南区香港中路36号招银大厦1601室
邮编：266001 电话：0532-82023816

南昌营业部

地址：南昌市青山湖区北京东路438号恒茂梦时代国际广场7栋2312室
邮编：330000 电话：0791-86213373

四川分公司

地址：成都市武侯区科华北路65号世外桃源广场B座19层17号
邮编：610042 电话：028-87590801

上海营业部

地址：中国（上海）自由贸易试验区东方路969号8楼805室
邮编：200122 电话：021-61425182

广州营业部

地址：广州市天河区天河北路183-187号4407-4408室
邮编：510620 电话：020-38550010

深圳营业部

地址：深圳市福田区彩田路福建大厦A座603、604
邮编：518000 电话：0755-82993386

南京营业部

地址：南京市玄武区中山路268号汇杰广场1508室
邮编：210000 电话：025-83209186

湖北分公司

地址：武汉市洪山区徐东大街67号广泽大厦9层D户
邮编：430077 电话：027-88773007

公司总部

公司地址：福建省福州市鼓楼区五四路75号海西商务大厦31层
邮编：350003 电话：0591-87871692
网址：www.fnqh.com.cn