

流水落花春已逝，几茎华发几茎愁

——动力煤 2020 年年度策略报告

东海期货 | 策略报告 2019-12-12

投资要点

研究所 黑色金属策略组

刘慧峰 高级研究员

从业资格证号：F3033924
投资分析证号：Z0013026
联系电话：021-68757223
邮箱：liuhf@qh168.com.cn

联系人：李公然

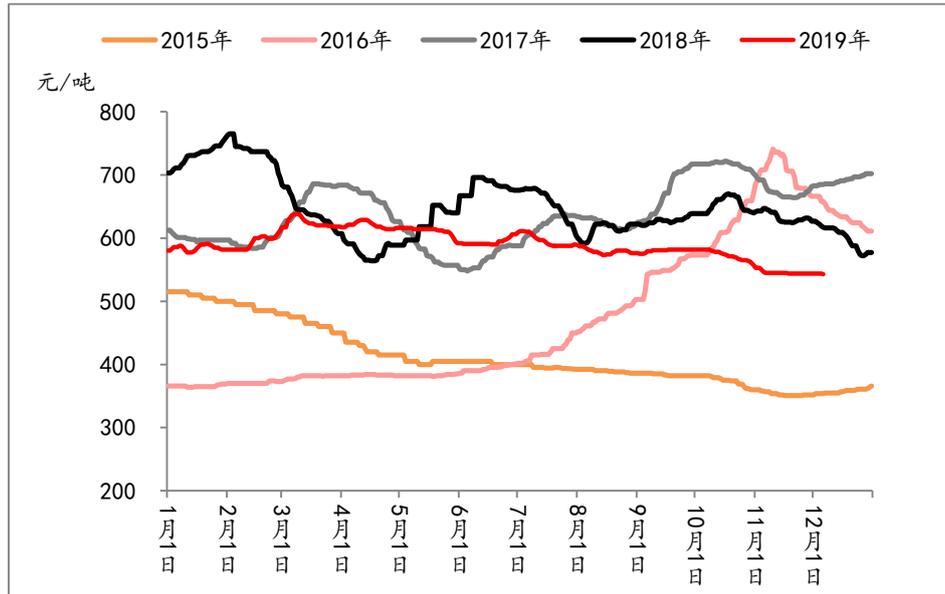
从业资格证号：T316470
联系电话：021-68757827
邮箱：ligr@qh168.com.cn

- 从未来的产能释放潜力来看,2018 年底统计在册的在建煤矿产能 10.3 亿吨/年。新建矿井在 2018 年下半年内大增 0.9 亿吨,表明优质产能正被加快核准。
- 依据联合试运转产能、新建产能、改扩建、技改和资源整合矿的矿型细分,我们预计产量的释放空间在 0.9 亿吨左右。
- 我们预计进口煤总体平控的政策口径仍将维持,在国家“降成本”、“降电价”的大方针下,预计不会对进口煤做出一刀切的管控。在目前国内原煤供需整体宽松,今年内外贸煤价差一度收缩至 0 的情况下,明年进口煤的价格或将成为内贸煤价格底部一项重要支撑水平。
- 需求端来看,当前我们正处在 2015 年来刺激效应的减退期,叠加外部环境的不确定性,宏观经济处在不断探底的过程中,当前发电量增速已经较 2018 年的高点腰斩。
- 融资收紧叠加销售回款下降,开发商后续资金周转压力或较大,进而对拿地、新开工产生影响,从而继续拖累二产用电的累积增速。
- 在目前动力煤供需宽松的格局下,燃煤发电企业大概率会向上游煤矿提出降低煤炭采购成本的诉求,煤矿的让利也在所难免。虽然年长协的基准价维持不变,但其影响的只是市场煤价的下跌节奏,难以改变中长期由于供需宽松所导致的趋势性煤价走弱。
- 无论是高耗能产业转移、跨区域输电,还是沿海地区清洁能源替代效应的增强,都将率先冲击东南沿海地区的原煤消费量,预计 2020 年沿海地区的动力煤需求增速或将进一步放缓。
- 库存方面,我们认为在供需总体宽松,价格仍处下行通道的背景下,明年终端的被动累库将转为主动去库,而去库的节奏和力度也决定了煤价的下行空间。
- 总的来说,在优质产能核准进度加快、产量仍有释放空间,且需求增速难有起色的供需宽松环境下,叠加政策端降电价的大方针,我们认为明年煤价仍将呈现震荡偏弱,波幅收窄的格局。而煤价具体的下降的空间则取决于终端电厂的去库节奏,底部支撑关注进口煤成本及绿色区间 500 元/吨的价格监管。预计明年 5500Q 动力煤现货价格在 500-580 元/吨范围内波动。

一、行情回顾：中枢下移波幅收窄，高库存压制绝对价格

截止到12月初，2019年秦皇岛5500Q动力煤平仓价均价590.5元/吨，较去年均价下跌57元/吨（9.6%）。2019年全年煤价在543元/吨至638元/吨之间波动，极差95元/吨。相较于2018年的波动区间[564, 765]的波动区间（极差201元/吨）而言，煤价中枢下移，波幅收窄。

图 1. 秦港 5500 大卡动力煤平仓价跨年对比

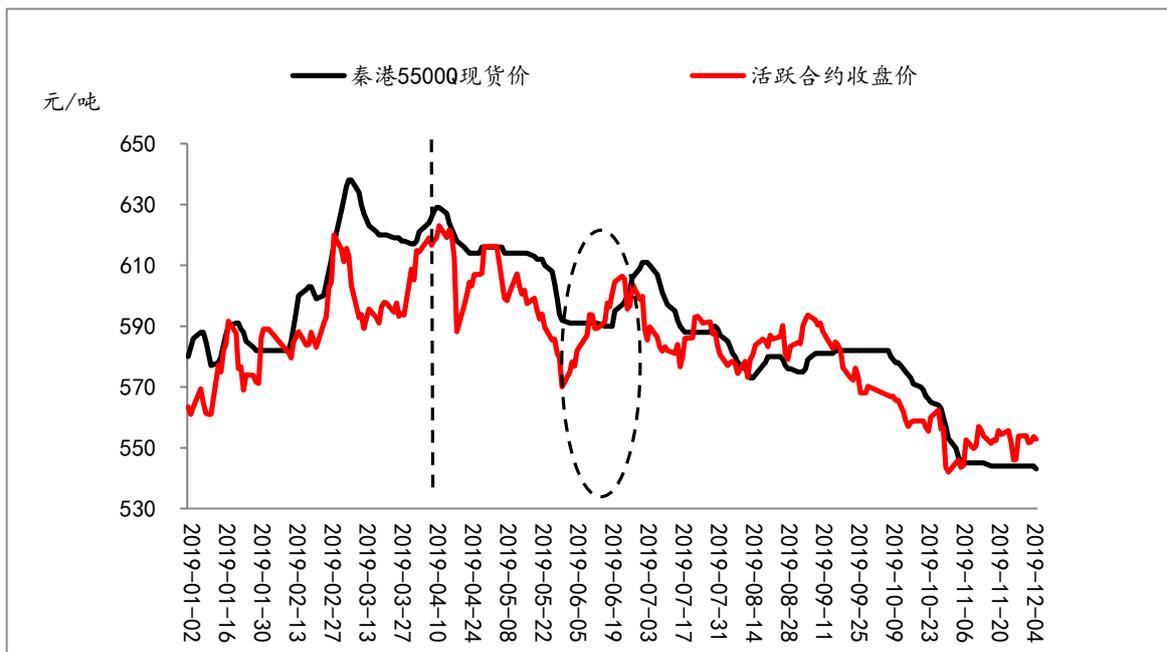


数据来源：wind，东海期货

纵向来看，受1月神木矿难引发的安检加强影响，叠加春节期间煤矿开工不足，在年初春节后至4月中旬这段时间内，动力煤出现了阶段性的供需错配。在坑口煤价的强势带动下，港口煤价也由年初的580元/吨上涨至3月初的年内高点638元/吨。

随后，在坑口供应逐步恢复的压力下，港口煤价成本支撑坍塌，叠加需求淡季的影响，煤价高位回落。除6月煤价跌至低位后引发的电厂旺季前补库行情外，其余时间煤价基本均处于下行态势。

图 2. 2019 年动力煤期现价格走势



数据来源：wind，东海期货

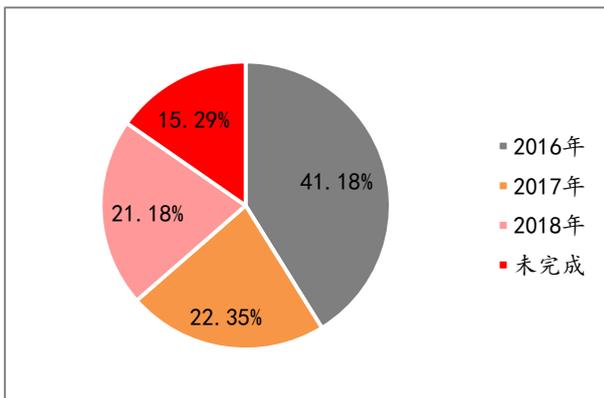
二、内产供给：新增产能加速释放，总体供给仍维持刚性

1、产能存量温和扩张，“晋蒙陕”仍居主导地位

2016年12月发改委和能源局发布的《煤炭工业发展“十三五”规划》(以下简称《规划》)中提出“十三五”期间化解淘汰过剩落后产能8亿吨/年左右，通过减量置换和优化布局增加先进产能5亿吨/年左右，到2020年煤炭产量达到39亿吨。

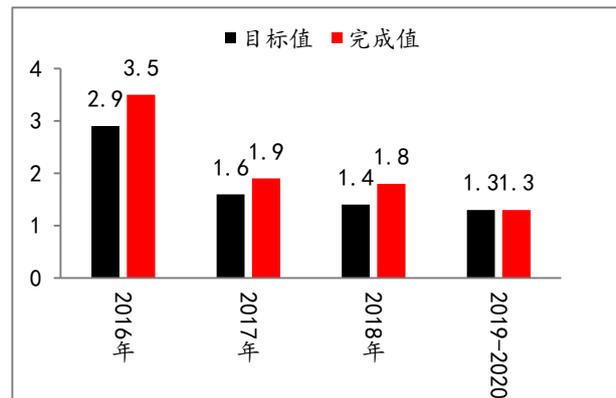
从各省市上报的“十三五”期间去产能的目标来看，到2020年，各省市的去产能目标在8.5亿吨，2016-2018年分别完成3.5亿吨、1.9亿吨和1.8亿吨。即2019-2020年仍有1.3亿吨的去产能任务。

图 3. 去产能完成进度



数据来源：能源局，东海期货

图 4. 去产能目标值 VS 实际值



数据来源：能源局，东海期货

从具体的产能数据上看，截至2018年12月底，安全生产许可证等证照齐全的生产煤矿3373处，产能35.3亿吨/年；已核准(审批)、开工建设煤矿1010处(含生产煤矿同步改建、改造项目64处)、产能10.3亿吨/年，其中已建成、进入联合试运转的煤矿203处，产能3.7亿吨/年。

表 1. 能源局4期煤矿产能数据对比

产能单位：亿吨

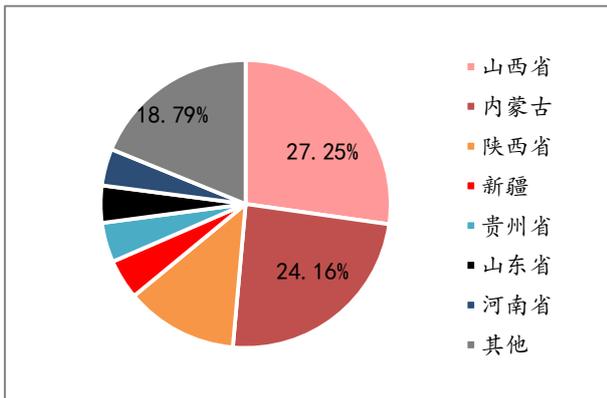
	2018年12月		2018年6月		2017年12月		2017年6月	
在产产能	3373处	35.3	3816处	34.91	3907处	33.36	4271处	34.1
在建产能	1010处	10.3	1138处	9.76	1156处	10.19	1228处	10.53
联合试运转产能	203处	3.7	201处	3.35	230处	3.57	231处	3.68
表内合法产能		45.6		44.67		43.55		44.63

数据来源：能源局，东海期货

从产能存量上看，晋陕蒙地区依旧是我国煤炭产能的主要输出地。三地的在产产能依次为9.63亿吨、8.53亿吨及4.4亿吨。三地产能分别较2018年6月增加了0.15亿吨、0.23亿吨和0.35亿吨，合计产能占全国煤矿总产能的64%。其余产能在1亿吨以上的省份为新疆1.6亿吨、贵州1.6亿吨、山东1.5亿吨、河南1.5亿吨、安徽1.3亿吨。

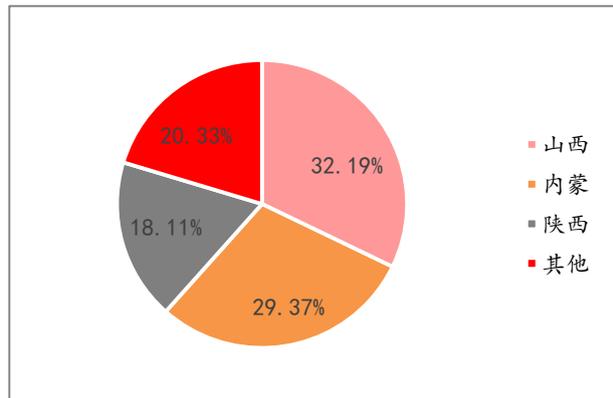
另外，晋陕蒙地区在建产能依次为3.12亿吨、1.76亿吨、2.84亿吨，占比全国总在建产能73%。从数据占比上也可以直观的看出，“三西”地区的煤矿产能无论在现有的存量还是未来的增量上，都在全国煤矿产能中占据绝对的主导地位。

图 5. 2018 年 12 月在产产能分布



数据来源：能源局，东海期货

图 6. 2018 年 12 月在建产能分布

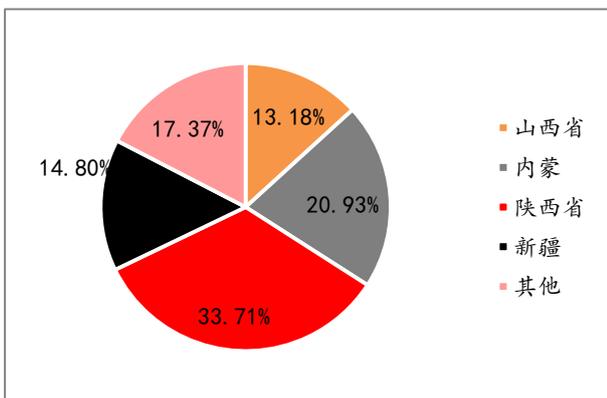


数据来源：能源局，东海期货

从产能边际变量上看，去年年底的表内产能较去年6月有1亿吨的增量。其中表内在产产能新增0.47亿吨，表内在建产能新增0.5亿吨。

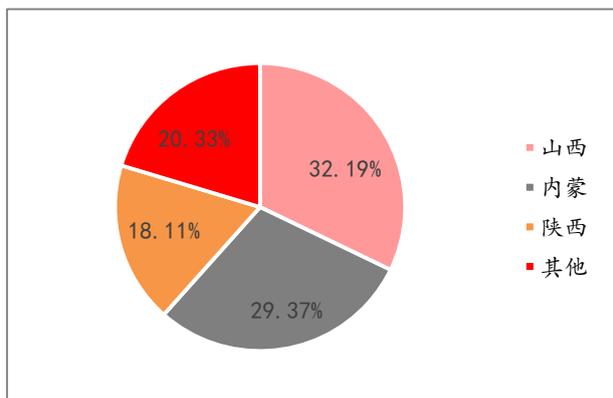
对表内新增在产产能贡献较大的3个省分别是陕西（3849万吨）、内蒙（2390万吨）和新疆（1690万吨），3省新增在产产能占总新增在产产能的83%。尤其是陕西省贡献了新增在产产能的33.4%。

图 7. 表内新增在产产能占比



数据来源：能源局，东海期货

图 8. 表内新增新建产能占比



数据来源：能源局，东海期货

2、去产能仍在继续，新建产能投放速度边际提升

之前我们提到，目前距离各省市上报的“十三五”去产能8.5亿吨的目标仍有1.3亿吨的距离，我们认为下阶段的产能淘汰将以僵尸矿和小煤矿为主要目标。

煤监局在2019年初提出：“建议2019年重点抓好以下工作：结合供给侧结构性改革，基本淘汰9万吨以下煤矿”。2019年9月提出“力争到2021年底全国30万吨/年以下煤矿数量由2100处减少至800处以内”。小煤矿产能的压减显示我国原煤产能置换的任务仍在继续，预计这部分的产能减量在4000万吨左右。

从未来的产能释放潜力来看，2018年底统计在册的在建煤矿产能10.3亿吨/年。细分矿井类型而言，建设产能以新建和资源整合矿为主。尤其是新建矿井在2018下半年内大增0.9亿吨，表明优质产能正被加快核准。

在10.3亿吨的新建产能中，3.7亿吨已进入联合试运转。从近几年联合试运转矿的运行节奏来看，在试运转过程中大部分矿已经贡献了相应产量，也已纳入统计局的表内产量统计范围，我们预计其仍能边际释放的产量不足10%。

未进入联合试运转的2.8亿吨新建矿产能也仅有20%未释放产能，其余0.9亿吨改扩建、技改和资源整合矿中未进入联合试运转产能（剔除2012年以前的3.1亿吨产能）预计也只有10%未贡献产量。

综上所述我们预计表内在建产能的扩张潜力大约在1亿吨左右。

表格 1. 在建矿井矿型细分

	2017年6月		2017年12月		2018年6月		2018年12月	
	产能	占比	产能	占比	产能	占比	产能	占比
改扩建	12581	11.46%	12126	11.42%	9993	9.95%	11751	11.13%
技术改造	8884	8.09%	8465	7.97%	8636	8.60%	7861	7.45%
新建	43271	39.40%	44155	41.60%	42853	42.68%	52300	49.53%
资源整合	45083	41.05%	41399	39.00%	38913	38.76%	33671	31.89%
合计	109819		106145		100395		105583	

数据来源：能源局，东海期货

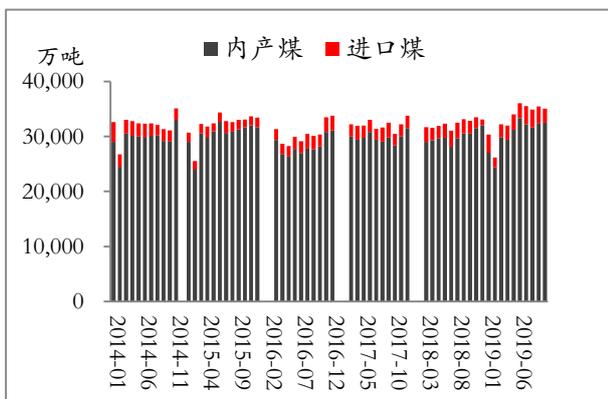
另外，从发改委近三年来核准建设的煤矿产能上看，3年间共核准4亿吨产能，其中2019年核准速度明显加快，达到2.5亿吨。核准的煤矿中大部分为表外产能的合法化，实际也已贡献产量，对未来实际供给的增量影响较小，乐观估计其中还要40%左右的边际增量空间，即1.6亿吨产量释放潜力。

综上，结合2018年底的表内产能释放潜力以及近三年来的新增产能投放进度，我们预计明年我国原煤产量的释放空间在0.9亿吨左右。

三：进口供给：总量平控仍将持续，关注进口煤底部价格支撑

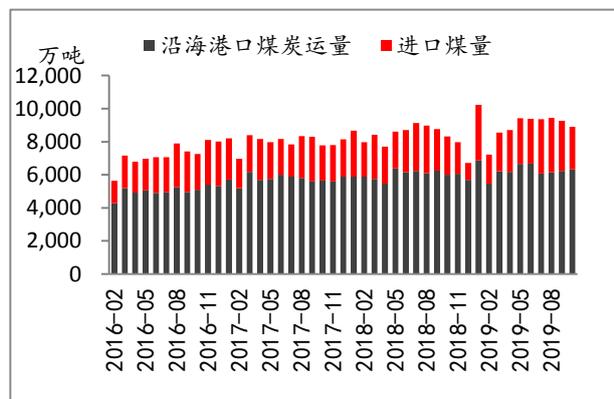
虽然进口煤占国内煤炭总供给的比重很小，但由于进口煤使用地主要集中在东南沿海，区域性相对集中，并且在长协煤挤占半数市场份额的情况下，进口煤限制或放开对煤价的影响将被放大，有四两拨千斤的效果。

图 9.进口煤占总供给比重较小



数据来源：能源局，东海期货

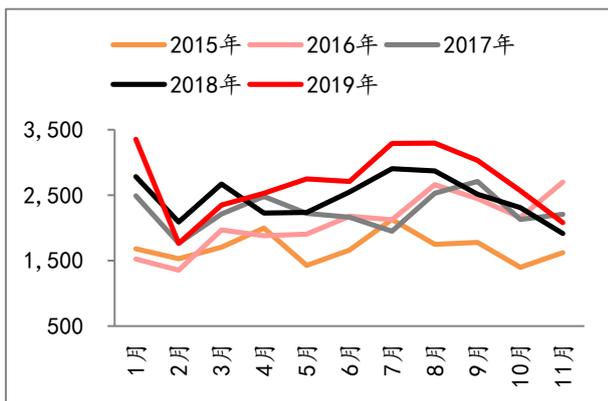
图 10.进口煤区域性较为集中



数据来源：能源局，东海期货

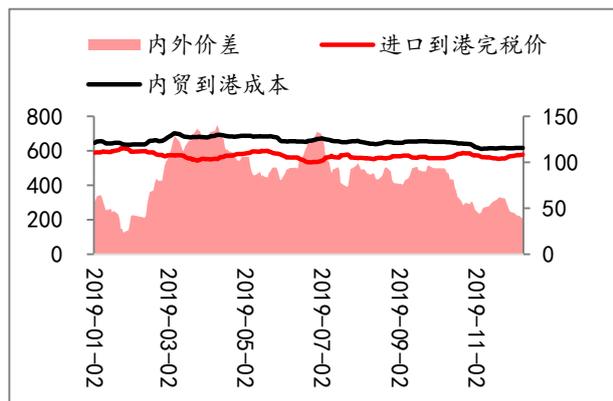
截止到今年10月份，我国内产煤供给30.3亿吨，进口煤2.8亿吨，同比去年增加10%。进口煤仅占我国煤炭总供给的9.1%，看似对我国煤炭供给端的影响甚微。但值得注意的是，进口煤的使用地主要集中在东南沿海城市，是我国北煤南运的最终输入地。今年月度进口煤量占沿海港口煤炭发运量的比重大约在30%-50%之间浮动，今年进口煤的明显增量也是造成沿海地区供给相对过剩的原因之一。

图 11.煤炭进口量跨年对比



数据来源：能源局，东海期货

图 12.内外贸煤价差



数据来源：能源局，东海期货

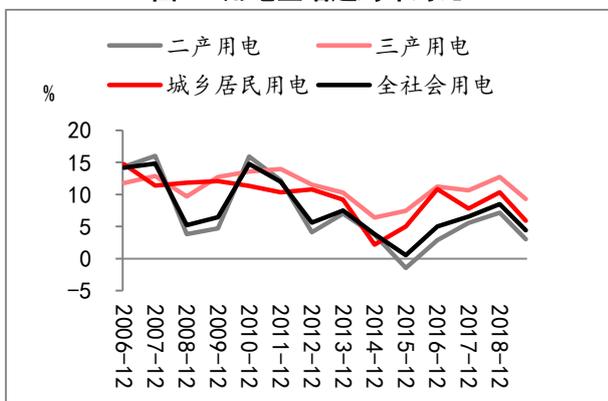
展望明年，我们预计进口煤总体平控的政策口径仍将维持，在国家“降成本”、“降电价”的大方针下，预计不会对进口煤做出一刀切的管控。在具体节奏上，若进口煤在年初重新放开，无疑会增加沿海市场的供给，进一步宽松沿海市场的供需格局。再往后看，在目前国内原煤供需整体宽松，今年内外贸煤价差一度收缩至0的情况下，明年进口煤的价格或将成为内贸煤价格底部一项重要支撑水平。

四、需求端：流水落花春已逝-需求增速总体承压

1、用电增速几近腰斩，二产用电颓势明显

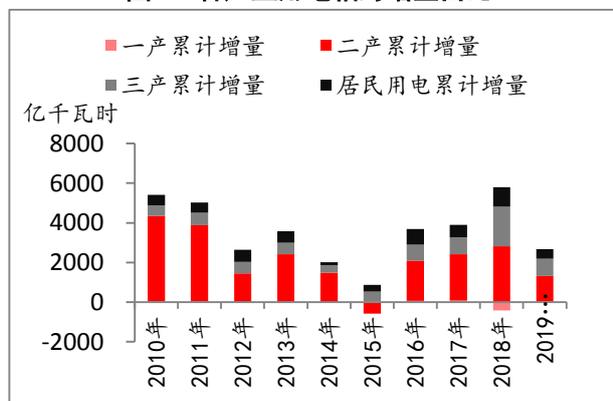
今年以来，我国各产业的用电量均呈现了明显的下行态势。截止到10月，全社会用电量、一、二、三产业以及城乡居民用电量累计同比分别增长4.4%、3%、5.2%、9.3%及5.9%。较去年同期的产量增速明显放缓，二产的用电增速更是下滑了超过50%的水平。

图 13.用电量增速跨年对比



数据来源：能源局，东海期货

图 14.各产业用电相对增量占比



数据来源：能源局，东海期货

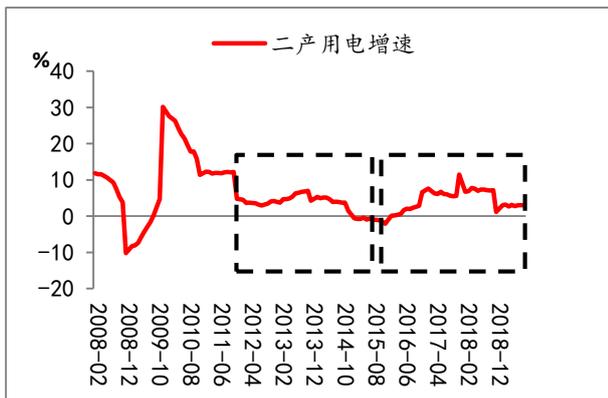
从各大产业占全社会用电量的比重来看，今年1-10月第二产业用电量仍占据主导地位（67.3%），一、三产业用电量分别占1.1%和16.8%，城乡居民用电量占比14.8%。从用电量的相对增量来看，由于二产用电增速的颓势，其在用电量增量中的贡献占比进一步降低，从2017年的55.12%降至今年10月的48.12%。

2、刺激政策消退期，尾端企稳迹象已现

从大环境而言，当前我们正处在 2015 年来刺激效应的减退期，叠加外部环境的不确定性，宏观经济处在不断探底的过程中，当前发电量增速已经较 2018 年的高点腰斩。

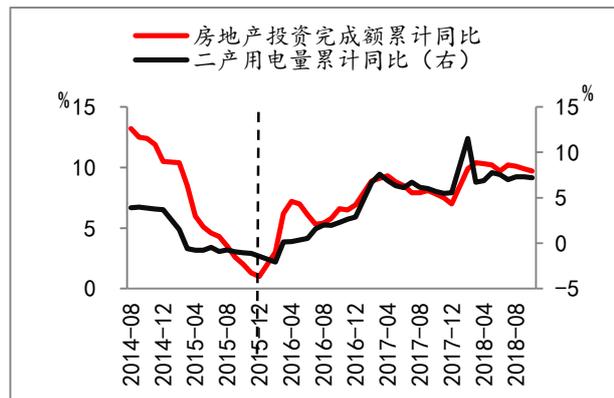
事实上，从 2015 年起，我国通过居民加杠杆的方式刺激房地产投资，从 2015 年下半年开始，我国居民杠杆率同比增速逐步上行至 14.6% 的高位。而商品房价格指数同比也从 2015 年 4 月起触底回升，并在 2016 年底时达到 10.8% 的历史高位。另一方面，房地产固投增速自 2015 年底来时触底回升，带动了二产用电量增速的速回升。

图 15. 二产用电量增速



数据来源: wind, 东海期货

图 16. 二产用电量 VS 房地产开发投资完成额

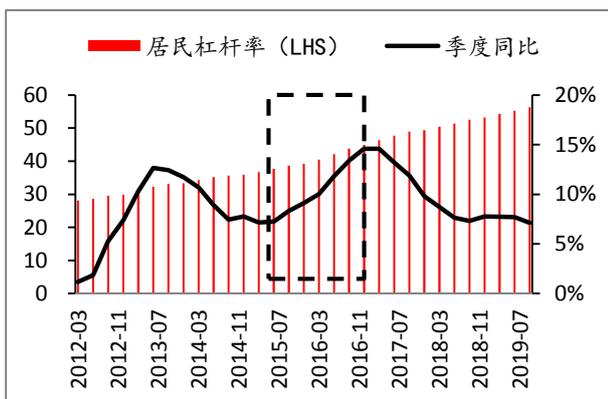


数据来源: wind, 东海期货

类比前一轮 (2012-2013 年) 政府部门加杠杆带动的基建投资急速攀升，在次过程中也刺激了二产用电增速的上行，随后基建增速在 2014 年逐步回落之后发电量增速也随之回落，并在 2015 年全年维持在 0 增长附近。所以虽然两轮刺激方式和加杠杆部门有所差异，但刺激效应逐步消退后的用电量回落却十分类似。

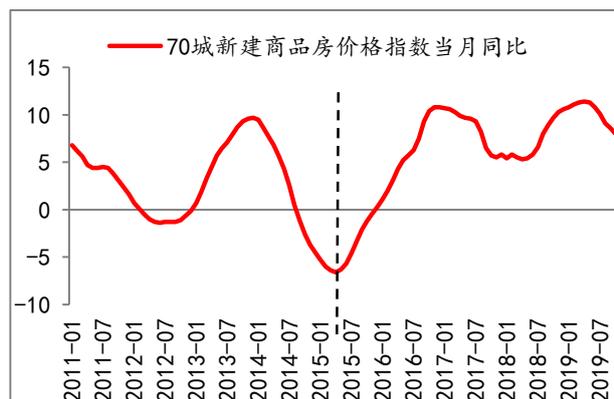
站在当前时点，经济增速换挡已经成为共识，政府稳增长措施并举，降税减费等政策陆续推出。目前地产投资仍存韧性，而基建投资已开始触底回升。二产和全社会用电量在经历了自 2018 年初起 12 个月的连续下行后，目前已有企稳迹象。我们认为在地产需求仍具有一定韧性，政府逆周期政策陆续推出，叠加电能替代仍能贡献 1% 左右增速的前提下。虽然用电增速仍处于下行周期，但全社会用电量预计不会出现 2015 年收窄至 0 的情况。

图 17. 居民杠杆率



数据来源: wind, 东海期货

图 18. 70 城新建商品房价格指数同比

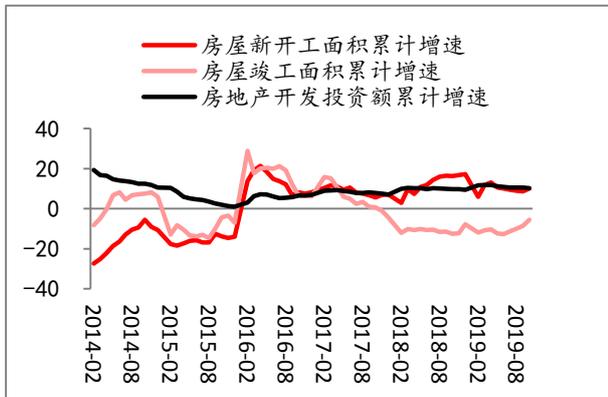


数据来源: wind, 东海期货

3、融资收紧叠加回款下降，新开工缓慢走弱

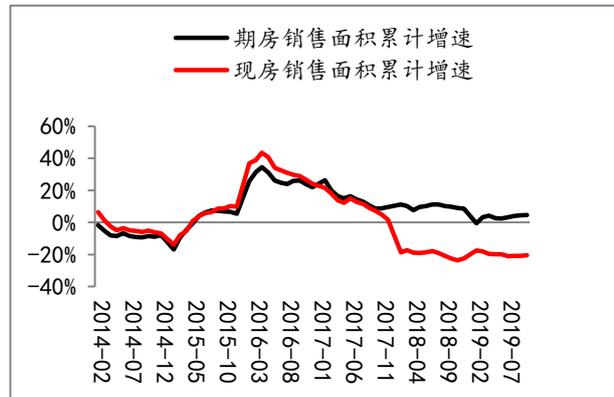
自2018年年底至今，房屋新开工面积累积增速由17.2%下降至10%，而竣工面积累积增速由-7.8%收窄至-5.5%，新开工增速和竣工增速的剪刀差收窄10个百分点。显示出前期由于房企资金偏紧而加速新开工、加速资金回流，导致的巨大施工存量已有所消化。与此同时，仍维持在两位数的新开工面积累积增速显示出了强大韧性。

图 19. 房地产投资分项累计增速



数据来源：wind，东海期货

图 20. 期现房销售面积劈叉



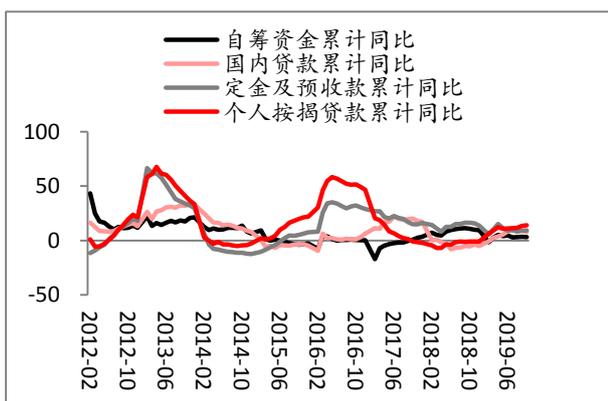
数据来源：wind，东海期货

由于房企融资政策的收紧，房企对预售中的定金和预收款的依赖性逐步加强，出于资金的考虑推高了期房的销售比例，期现房的销售比例自2017年4季度起开始逐步分化。而期房的交付压力也使得房企今年来始终处于赶工的状态，叠加新开工的高位延续，使得本轮房地产的景气周期被延长。

但与此同时需要注意的是，自2019年5月起，银保监会发布《关于开展“巩固治乱象成果，促进合规建设”工作的通知》，地产的信贷、信托、境外发债等融资渠道收紧。以信托融资为例，在7月初银保监会对部分信托公司进行约谈警示后，地产类信托产品实际发行规模开始迅速下行。2019年7月30日，中央政治局会议首次提出“不将房地产作为短期刺激经济的手段”。

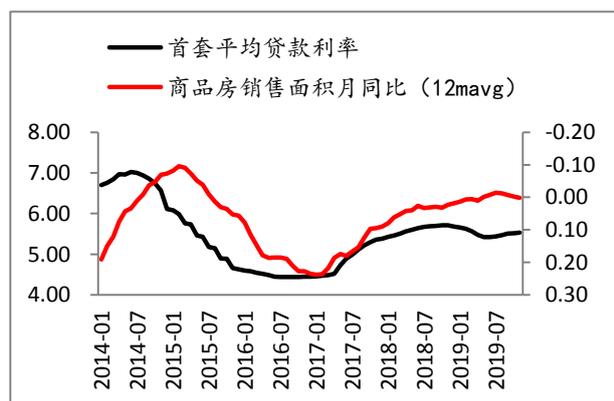
从地产开发资金来源看，2019年前10月，国内贷款、自筹资金、定金及预收款占比分别为14.7%、32.4%、33.9%，较前5月的占比分别变动-1.4、2.0、0.3个百分点。融资渠收紧后，国内贷款、自筹资金来源均受到影响，后期开发商或更加依赖房产预售中的定金与预收款。

图 21. 房地产开发资金来源



数据来源：wind，东海期货

图 22. 房贷利率 VS 销售面积



数据来源：wind，东海期货

另一方面，这种期房销售，依赖预收款和定金的高周转模式能够持续运转的前提是房价和销售面积的正反馈。而首套房贷利率在2019年5月降至低点5.42%，并在7月开启上行态势，从历史数据看，首套房贷利率领先住宅销售面积1-2个季度，推测明年开始地产销售增速将延续下行趋势，开发商的销售回款或受影响。融资收紧叠加销售回款下降，开发商后续资金周转压力或较大，进而对拿地、新开工产生影响，从而继续拖累二产用电的累积增速。

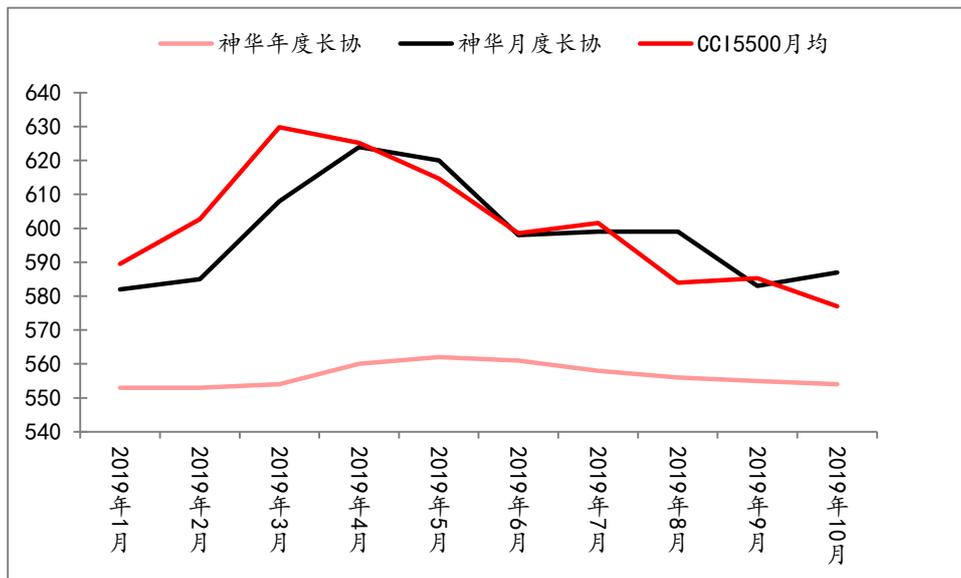
4、煤电博弈天平倾斜，矿方让利在所难免

今年10月，发改委发布《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》中明确：将现行标杆上网电价机制改为“基准+浮动”的市场化价格机制，基准价按各地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过10%、下浮原则上不超过15%，明年暂不上浮。

《指导意见》自2020年1月1日起正式实施，要求各地结合实际情况制定细化实施方案，尚不具备条件的地方，可暂不浮动，按基准价执行。实施“基准价+上下浮动”价格机制的省份，2020年暂不上浮，确保工商业平均电价只降不升。各地需结合当地情况组织开展燃煤发电上网电价机制改革，制定细化实施方案，经省级人民政府批准后，于2019年11月15日前报国家发展改革委备案。

根据发改委的表述，由于目前市场电价已明显低于标杆上网电价，深化电价的市场化改革，确保工商业平均电价只降不升将进一步侵蚀发电企业的利润。在目前动力煤供需宽松的格局下，燃煤发电企业大概率会向上游煤矿提出降低煤炭采购成本的诉求，煤矿的让利也在所难免。

图 23. 神华长协价 VS 市场煤价



数据来源：wind，东海期货

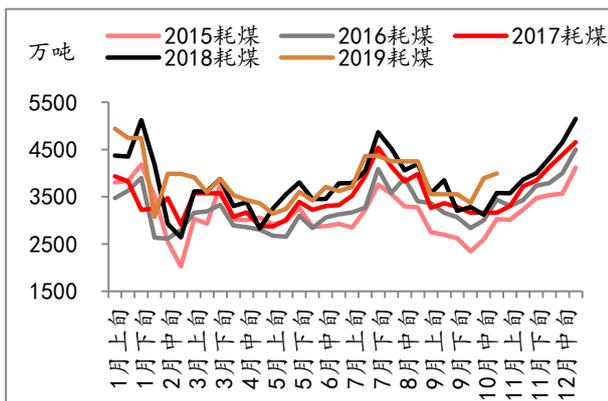
11月28日，发改委下发《关于推进2020年煤炭中长期合同签订履行有关工作的通知》，通知指出，“煤电双方应继续参照”基准价+浮动价的定价机制，协商确定年度中长期合同价格。基准价方面，下水煤合同基准价由双方根据市场供需情况协商确定，对协商不一致的，仍按2019年度水平执行。2020年长协基准价基本官宣与2019年保持不变，即535元/吨。

虽然年长协的基准价维持不变，但其影响的只是市场煤价的下跌节奏，难以改变中长期由于供需宽松所导致的趋势性煤价走弱。

5、产业结构转移、清洁能源替代致使发电结构继续分化

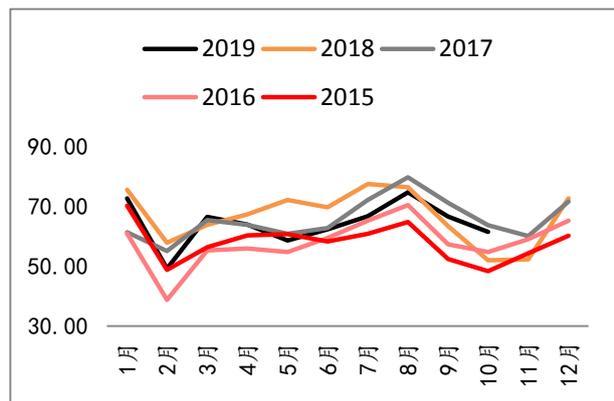
在分析了整体用电量的变化情况后，我们再来结构性的探究一下区域性的用电量情况。

图 24.全国重点电厂旬度耗煤



数据来源: wind, 东海期货

图 25.沿海 6 大电厂月均耗煤

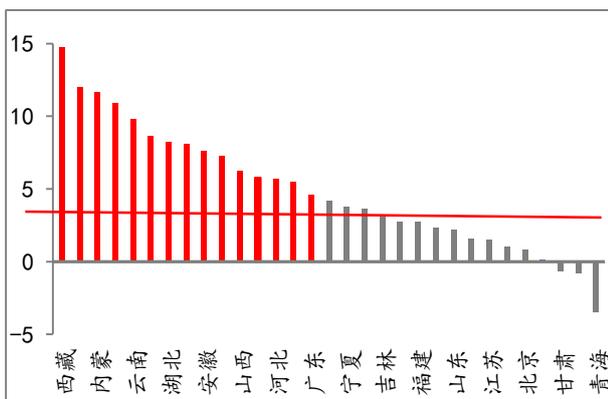


数据来源: wind, 东海期货

今年前 10 个月, 全国重点电厂耗煤总量 11.72 亿吨, 同比增长 4.6%。而表征沿海耗煤需求的沿海 6 大电厂前 10 个月累计耗煤 2 亿吨, 同比去年减少 -5.1%, 相比内陆电厂颓势明显。我们认为电厂耗煤结构的分化与高耗能产业转移、跨区域输电及沿海地区清洁能源替代效应增强这三方面有关。

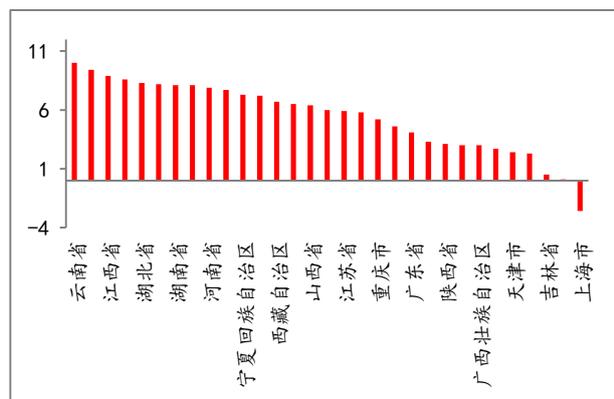
以今年前 10 个月我国累计用电量增速 4.4% 为标准, 可以看出, 在平均线以下的以沿海省份居多: 上海 (-0.81%)、江苏 (1.53%)、浙江 (2.73%)、福建 (2.73%)、山东 (2.18%)、广东 (4.56%)。而平均线以上的省份大多分布在中西部: 内蒙 (11.66%)、新疆 (8.65%)、四川 (8.1%)、江西 (7.27%)、山西 (6.21%)、贵州 (5.5%)。

图 26. 分省份累积用电增速



数据来源: wind, 东海期货

图 27. 分省工业增加值累计增速



数据来源: wind, 东海期货

而从沿海地区工业增加值的累计增速看, 受贸易纠纷的影响, 沿海以出口贸易为主的省份承受了更大下行压力, 今年前 10 个月的累计增速较去年而言乏善可陈。另一方面, 东部地区向中西部地区转移劳动密集型传统低端产业、以及电子信息、装备制造、新能源等高端产业。2019 年上半年, 西部地区国内生产总值增速为 7.4%, 高于全国增速 0.6 个百分点, 也分别高于东部地区和东北地区 0.5 和 2.7 个百分点。

跨区域输电方面, 2018 年 9 月 7 日, 国家能源局下发《关于加快推进一批输变电重点工程规划建设工作的通知》要求抓紧推进实施 9 项重点工程相关工作, 合计输电能力为 5700 万千瓦。

截至 2019 年 10 月, 全国投运特高压 25 条。国网在建投运特高压线路 28 条, 总线路 3.9 万公里; 南方区域西电东送已建成“八交九直”共 17 条大通道, 送电能力达到 4860 万千瓦。我们预计到 2020 年底, 特高压的跨区域输电将对替代原煤消耗 3-3.5 亿吨, 且大部分替代减量来自东南沿海地区。

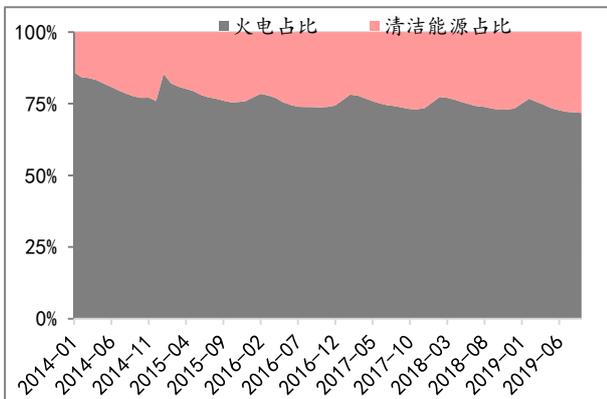
表格 2. 沿海省市外受电量

省市	2018 年区外受电量排名	2019 年前 10 月用电量	区外售电量占当地用电量比重			
			2019 年前 10 月	2018 年	2017 年	2016 年
广东	1	5640.4	31.30%	30.90%	24.20%	24%
江苏	2	5196.8	20%	19.50%	17.80%	14.50%
浙江	3	3884.3	29.10%	26%	22.30%	20.20%
上海	4	1311.8	50.70%	47.40%	45.60%	45.70%

数据来源：CCTD，东海期货

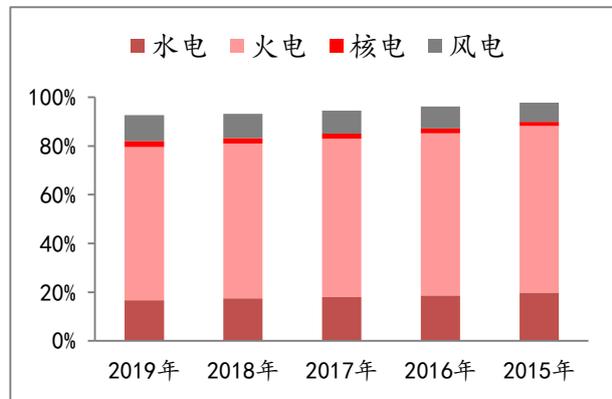
在新能源替代方面，今年前 9 个月，新增设备容量 5147 亿千瓦，同比减少 30.25%。火电占比 39.8%，太阳能 29%，风电 21.5%，水电 5.1%，核电 4.5%。清洁能源发电占比 28.2% (+1.5%)。

图 28. 分类型发电量累积同比



数据来源：易煤资讯，东海期货

图 29. 新增装机容量占比



数据来源：易煤资讯，东海期货

今年前 9 月，全国新能源发电增量 1503.9 亿千瓦时，占发电增量 58%；江苏发电增 44 亿千瓦时，清洁能源增 92.7 亿千瓦时，导致火电减 48.7 亿千瓦时；浙江发电减 54.6 亿千瓦时，清洁能源增 114.6 亿千瓦时，导致火电减 169.4 亿千瓦时；广东发电增 168.3 亿千瓦时，清洁能源增 224.9 亿千瓦时，导致火电减 56.7 亿千瓦时。

图 30. 部分沿海省市发电增量

项目	发电增量	清洁能源增量	占比(右)
单位	亿千瓦时	亿千瓦时	%
山东	289.3	143.6	50%
江苏	44.0	92.7	211%
浙江	-54.6	114.6	-210%
广东	168.3	224.9	134%
福建	-38.3	41.6	-109%
江西	22.8	-21.1	-93%
广西	128.2	13.8	11%
上海	-55.3	-1.9	3%

数据来源：易煤资讯，东海期货

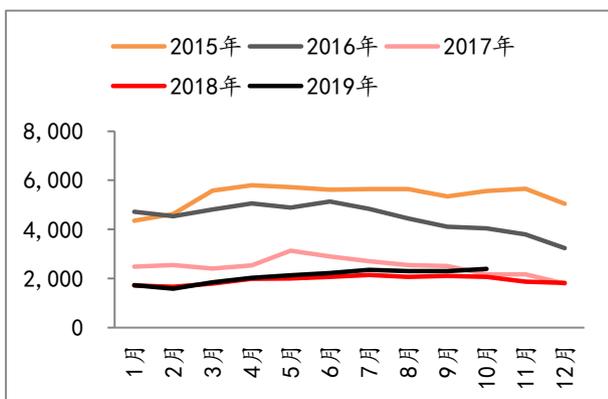
由此看出，无论是高耗能产业转移、跨区域输电，还是沿海地区清洁能源替代效应的增强，都将率先冲击东南沿海地区的原煤消费量，预计2020年沿海地区的动力煤需求增速或将进一步放缓。

五、库存：几茎华发几茎愁-主动去库节奏决定价格中枢

总体来说，除了年初受矿难影响，产地库存被动下降之外，在后期安检影响逐步消退后，产业链全环节基本都进入了被动累库的状态。截止到10月底，重点煤矿库存自2月低点1583万吨累积至2389万吨，累库幅度达51%，重点电厂库存累库2682万吨（38%），只有港口库存基本维稳。我们认为在供需总体宽松，价格仍处下行通道的背景下，明年终端的被动累库将转为主动去库，而去库的节奏和力度也决定了煤价的下行空间。

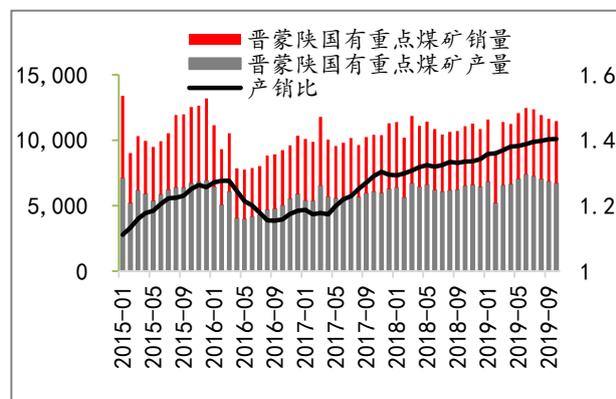
1、坑口库存：产销增速劈叉，库存压力逐渐显现

图 31.重点煤矿库存跨年对比



数据来源：wind，东海期货

图 32.重点煤矿原煤产销对比

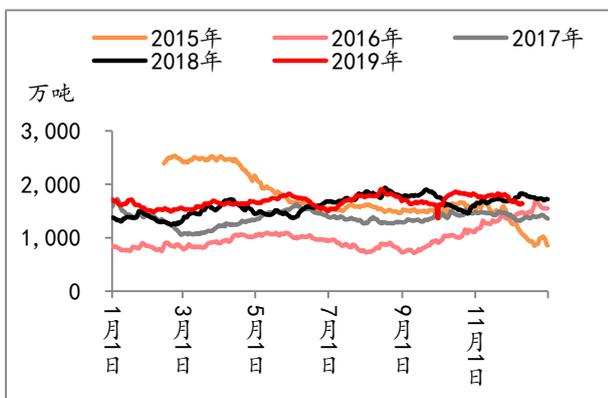


数据来源：wind，东海期货

今年与去年显著的一点不同在于，17、18年坑口的低库存始终是支撑煤价发运成本的关键因素之一，今年1月份矿难安检所引发的煤价脉冲也延续了此逻辑。但随着1季度末原煤产量的逐渐恢复，主产地原煤产销的增速剪刀差不断扩大，造成了今年坑口库存的持续累积，坑口煤价在累库进程下不断下行也削弱了港口煤价的支撑。我们认为，在下游高库存的制约下，采购的力度仍不足以修复产销剪刀差，坑口库存累积的压力仍将继续存在。

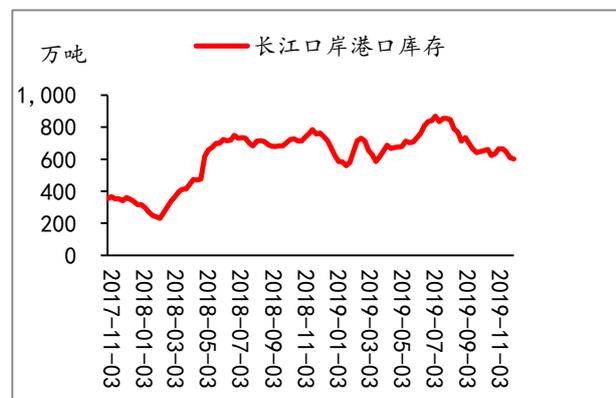
2、港口库存：发运常年倒挂，港口煤价波幅收窄

图 33.北方四港库存



数据来源：wind，东海期货

图 34.长江口岸库存



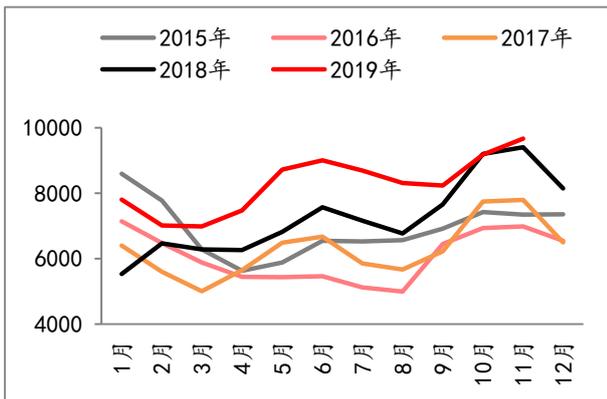
数据来源：wind，东海期货

截止到12月中旬，北方四港库存合计1639万吨，同比减少10%，南方长江口岸库存同比去年减少161万吨，降幅21%。由于发运成本常态化倒挂，严重打击了贸易商发运的积极性，也造成了北港调入量的下滑以及铁路运力的过剩。

3、电厂库存：被动累库或向主动去库转变，去库节奏影响煤价降幅

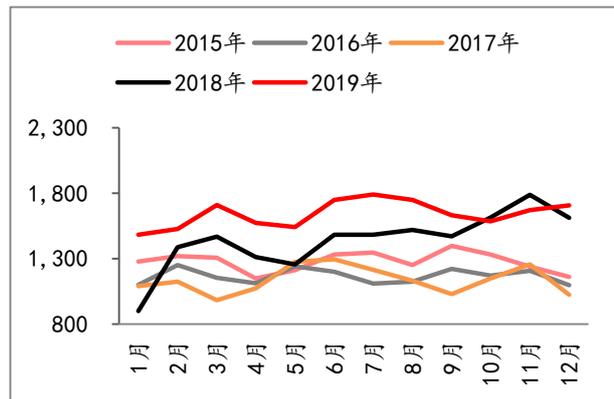
今年无论是重点电厂还是沿海电厂，库存中枢整体均较2018年有所上移，截止到12月初，重点电厂和沿海电厂库存较去年分别高出259万吨（2.7%）和94万吨（6%）。终端的高库存策略大大提高了下游的议价能力。

图 35.全国重点电厂库存



数据来源：wind，东海期货

图 36.沿海 6 大电厂库存



数据来源：wind，东海期货

从明年来看，目前市场价格已经跌破长协支撑，在长协量充足的情况下，电厂大量囤货的意义并不是很大，相应的高库存策略也或将转变为主动去库，而去库的节奏和力度也决定了煤价的下行空间。

六、总结及展望

就供给端而言，从未来的产能释放潜力来看，2018年底统计在册的在建煤矿产能10.3亿吨/年。新建矿井在2018年下半年内大增0.9亿吨，表明优质产能正被加快核准。

依据联合试运转产能、新建产能、改扩建、技改和资源整备的矿型细分，我们预计产量的释放空间在0.9亿吨左右。

我们预计进口煤总体平控的政策口径仍将维持，在国家“降成本”、“降电价”的大方针下，预计不会对进口煤做出一刀切的管控。在目前国内原煤供需整体宽松，今年内外贸煤价差一度收缩至0的情况下，明年进口煤的价格或将成为内贸煤价格底部一项重要支撑水平。

需求端来看，当前我们正处在2015年来刺激效应的减退期，叠加外部环境的不确定性，宏观经济处在不断探底的过程中，当前发电量增速已经较2018年的高点腰斩。

融资收紧叠加销售回款下降，开发商后续资金周转压力或较大，进而对拿地、新开工产生影响，从而继续拖累二产用电的累积增速。

在目前动力煤供需宽松的格局下，燃煤发电企业大概率会向上游煤矿提出降低煤炭采购成本的诉求，煤矿的让利也在所难免。虽然年长协的基准价维持不变，但其影响的只是市场煤价的下跌节奏，难以改变中长期由于供需宽松所导致的趋势性煤价走弱。

无论是高耗能产业转移、跨区域输电，还是沿海地区清洁能源替代效应的增强，都将率先冲击东南沿海地区的原煤消费量，预计2020年沿海地区的动力煤需求增速或将进一步放缓。

库存方面，我们认为在供需总体宽松，价格仍处下行通道的背景下，明年终端的被动累库将转为主动去库，而去库的节奏和力度也决定了煤价的下行空间。

总的来说，在优质产能核准进度加快、产量仍有释放空间，且需求增速难有起色的供需宽松环境下，叠加政策端降电价的大方针，我们认为明年煤价仍将呈现震荡偏弱，波幅收窄的格局。而煤价具体的下降的空间则取决于终端电厂的去库节奏，底部支撑关注进口煤成本及绿色区间 500 元/吨的价格监管。预计明年 5500Q 动力煤现货价格在在 500-580 元/吨范围内波动。

七、风险因素：

原煤产量释放持续受到行政干扰；进口煤持续收紧

免责声明：

本报告立足于结合基本面及技术面对市场价格运行趋势及轮廓进行整体判断，提示可能存在的投资风险与投资机会。报告中的信息均源自于公开材料，我公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。报告仅作参考之用，在任何情况下均不构成对所述期货品种的买卖建议，我们也不承担因根据本报告操作而导致的损失。

联系方式：

公司地址：上海浦东新区东方路 1928 号东海证券大厦 8 层

邮政编码：200125

公司网址：www.qh168.com.cn