

宽松中矛盾暗涌，转型中再寻平衡

报告要点

2024 年，全球能源市场供需保持宽松，能源价格中枢普遍回落。在清洁能源加速替代下，油、煤等化石能源需求放缓，部分区域市场临近达峰；被普遍认为转型中的清洁能源的天然气，消费仍有增量，价格呈现底部反弹。展望 2025 年，全球能源宽松格局之下，品种间、区域间将再度寻找均衡格局与价格。

摘要：

原油——供应过剩预期较强，关注地缘格局演绎

供应总量宽松，风险在于地缘问题。非 OPEC+ 产能仍处于投放周期中，特朗普回归或推动远端美国产量边际增长；OPEC+ 剩余产能总量充足，市场份额下跌至除疫情期间的历史新低，平衡价格与份额的难度与日俱增，后期有恢复份额的诉求；供应端主要的风险点在于中东地缘冲突的演绎。需求增速放缓，发展中国家是主要增量来源。发达经济体需求过去 20 年一直处于平台期，难有趋势性增长；中国石油需求增长在清洁能源加速渗透下超预期放缓，其余 OECD 国家石油需求整体维持较高增速。宏观风险仍需高度警惕。随着降息及财政刺激的推进，宏观周期有望逐步转向上，但过程仍将受到地缘问题、贸易纠纷等事件扰动。整体来看，非 OPEC+ 供应增量基本足以满足全球石油需求增长，而 OPEC+ 亦有恢复份额的计划，基准情境下供应过剩预期较强，油价重心或继续下行。若中东地缘冲突影响产油国供应，短期或为油价带来上行动能，但上行空间仍然受到充裕剩余产能的压制。

动力煤——宽松市场，再寻均衡

2024 年，国内煤炭供需基本面维持宽松表现，煤价中枢继续下沉，国内现货均价下移至 850-870 元/吨之间，煤价波动区间收窄。国内动力煤产业链格局悄然变化，区域市场分化、结构性变化加深，现货价格形成机制受到多重因素干扰。

展望长期，煤炭在未来能源转型中定位和变化愈加清晰，在需求增长逐渐放缓至达峰过程中，需求尚有韧性，但供应端也有增量，预计供应端有能力跟随需求变化。预计 2025 年国内动力煤供需宽松仍将延续，现货价格中枢有望降至 800-850 元/吨之间。

天然气——全球流动性持续扩张，进出口区域价差预期收窄

欧洲：2025 年全球 LNG 流动性增加持续压降 LNG 采购成本，但冬春气温同比偏冷提

能源转型与碳中和组

研究员：
张默涵
从业资格号 F03097187
投资咨询号 Z0020317

研究员：
何颖昀
从业资格号 F03100810
投资咨询号 Z0021074

研究员：
聂鑫妍
从业资格号 F03100678
投资咨询号 Z0021084

重要提示：本报告非期货交易咨询业务项下服务，其中的观点和信息仅供参考之用，不构成对任何人的投资建议。中信期货不会因为关注、收到或阅读本报告内容而视相关人员为客户；市场有风险，投资需谨慎。如本报告涉及行业分析或上市公司相关内容，旨在对期货市场及其相关性进行比较论证，列举解释期货品种相关特性及潜在风险，不涉及对其行业或上市公司的相关推荐，不构成对任何主体进行或不进行某项行为的建议或意见，不得将本报告的任何内容据以作为中信期货所作的承诺或声明。在任何情况下，任何主体依据本报告所进行的任何作为或不作为，中信期货不承担任何责任。

振城燃及补库需求，阿塞拜疆管道气替代俄气导致管道气采购成本上升，多重因素挤压下行空间。全年价格中枢窄幅下行，节奏前高后低。

美国：基准情形下 2025 年美国本土消费窄幅下降，全年出口产能持续扩张，为需求侧主要增量贡献部门，维持匹配需求增长的产量增长需维持 2.5 美元/百万英热及以上气价，全年价格中枢同比上升，节奏上前低后高。此外，随着美国对欧洲出口持续增加，价差预期收窄，当前远月欧美价差较高，关注价差收窄机会。

国内电力——市场建设踩油门，电价预期再向下

2024 年，虽然经济增速放缓，但在用电新动能的拉动下，全社会用电量出现超预期增长，中电联两度上调电量预测。为了缓解愈加凸显的清洁能源消纳问题，电网投资放量，市场交易机制、绿电市场加速建立，火电兜底效果显现、利用小时数进一步下滑，且度电煤耗出现增长。燃料成本下降带动电价继续回落，但新能源入市带来了电价激烈竞争，预计 2025 年电价仍将继续下降。

欧洲电价——电力供应风险较低，关注极端天气的影响

展望 2025 年风险，重点关注调峰能源价格及极端天气可能性。从电力供给角度来看，2025 年欧洲电力的供应风险角度。新能源发电随着装机量继续上行；水电及核电预期恢复至常值偏高；因此重点关注对电力需求影响最大的极端天气，更多需要观察潜在的寒潮、热浪等。总体而言，极端天气对电力需求的影响较往年继续上升。

碳排放权——欧洲碳价区间震荡，中国碳价面临新挑战

1) **欧洲碳市场：**根据目前的测算，在需求没有大幅变化的情况下，2025 年的碳排放缺口要多于 2024 年，因此碳价中枢或小幅抬升。

2) **中国碳市场：**碳配额资产价格具有长期上行的潜力，配额供需差是推动碳价的主要变量。但 2025 年的存量配额结转方案将会使得近 40% 存量配额抛售在碳市场当中。短期来看，在不考虑铝冶炼及水泥行业纳入碳市场的情况下，碳市场面临的卖压较大。主要压力或集中在 2025 年，从交易节奏来看，二三季度出现回调概率较大，但深度市场预期不一。但长期来看，通过结转方案消纳旧库存能够更加有效地激发碳市场活跃度，同时提升未来发放配额的长期估值。

风险因素：极端天气、突发事件扰动、能源政策突变，地缘危机升级，全球经济超预期衰退，减排意愿降低

目录

摘要：	1
一、原油：供应过剩预期较强，关注地缘格局演绎	7
（一）供应：产能总量充裕，过剩预期较强	7
（二）需求：新能源加速渗透，需求增长放缓	11
（三）展望：供应过剩预期较强，关注地缘格局演绎	14
二、动力煤：宽松市场，再寻均衡	15
（一）供应：国内产量前低后高，进口或超 5 亿吨	16
（二）需求：煤炭需求再度放缓，天气成最大变数	19
（三）展望：煤炭中长期区间震荡，2025 年维持宽松基调	22
三、天然气：全球流动性持续扩张，进出口区域价差预期收窄	23
（一）欧洲：全球 LNG 流动性增加持续压降气价中枢，同比偏冷预期及管道气成本上升挤压下行空间	23
（二）美国：需求增长决定产量增长，产量水平决定价格中枢	26
（三）展望：全球流动性持续扩张，进出口区域价差预期收窄	28
四、国内电力：市场建设踩油门，电价预期再向下	30
（一）电力供应：清洁化程度提高，消纳压力凸显	30
（二）电力需求：新动能发力，用电增速超预期增长	33
（三）电力市场交易：市场建设加快，绿证交易放量	36
（四）电价展望：燃料与电量均较宽松，2025 年电价仍有下降压力	36
五、欧洲电价：预期 2025 年维持震荡，关注调峰能源天然气及天气节奏	37
（一）欧洲制造业持续低位震荡	37
（二）核电与水电出力已恢复至常值	40
（三）电力的主要风险点由天气主导	41
（四）电价风险三四季度在合理范围内区间波动	42
六、碳中和：欧洲碳价重心或小幅向上，中国碳市场面临新挑战	44
（一）欧洲碳市场：欧洲碳价预期 2025 年区间震荡，底部具备支撑	44
（二）中国碳市场：下半年履约价格维持高位，明年结转政策增加卖压	45
（三）存量配额将采用配额结转政策，2025 年碳价卖压或加大	46
（四）自愿核证减排量：CCER 跟随全国碳配额上涨，不排除价格倒挂可能	47
免责声明	48

图目录

图 1:	OPEC+产量与配额	7
图 2:	主要国家减产明细	7
图 3:	OPEC+剩余产能	8
图 4:	明年 OPEC+增产计划明细	8
图 5:	部分 OPEC+国家财政收支平衡油价	8
图 6:	OPEC+市场份额	8
图 7:	伊朗原油产量	9
图 8:	伊朗原油出口量	9
图 9:	美国原油产量与活跃钻机数	9
图 10:	美国新井、完井与 DUC 释放	9
图 11:	样本页岩油企业资本开支	10
图 12:	美国页岩油调研新井收支平衡油价	10
图 13:	核心区块钻机打井数	10
图 14:	核心区块单井原油产量	10
图 15:	巴西石油产量预估	11
图 16:	加拿大石油产量预估	11
图 17:	美国汽油消费量	12
图 18:	美国中质馏分油消费量	12
图 19:	OECD 国家石油需求	12
图 20:	各地区石油需求	12
图 21:	中国规模以上炼厂原油加工量	13
图 22:	中国各类炼厂开工率	13
图 23:	中国汽油消费测算	13
图 24:	中国柴油表观消费量	13
图 25:	中国石油需求预估	14
图 26:	非 OECD（不含中国）石油需求预估	14
图 27:	全球石油供需平衡表	15
图 28:	环渤海港口动力煤现货价格（5500K）	16
图 29:	NCEI 中长协价格	16
图 30:	环渤海港口煤炭库存	16
图 31:	二十五省电厂库存合计	16
图 32:	全国原煤产量	17
图 33:	主要省份原煤日产量	17
图 34:	新疆煤炭产量与港口煤价	18
图 35:	疆煤年产量与外运量	18
图 36:	2021-2024 年山西省探矿权交易情况	18
图 37:	中国进口煤与褐煤数量	19
图 38:	进口煤价差	19
图 39:	全社会用电量	20
图 40:	火电发电量	20
图 41:	沿海八省电厂耗煤	20

图 42: 内陆 17 省电厂耗煤	20
图 43: 全国重点城市气温	21
图 44: 电力弹性系数	21
图 45: 化工行业耗煤量	21
图 46: 化工行业耗煤量（周度）	21
图 47: 高炉开工率	22
图 48: 水泥开工率	22
图 49: 中国动力煤平衡表（单位：万吨）	23
图 50: 挪威 Gassco 检修影响量	25
图 51: EU27 天然气进口量同比变动（亿方/日）	25
图 52: EU27 进口气季节性	25
图 53: 欧洲气温预测	26
图 54: 欧盟主要国家天然气消费量	26
图 55: GIE 欧洲库容率	26
图 56: GIE 欧洲库容率环比变动	26
图 57: 美国本土干气产量 VS NYMEX 天然气价格	27
图 58: 美国干气产量预测	27
图 59: 全球 LNG 出口产能投产表	28
图 60: 美国天然气本土消费季节性	28
图 61: 美国 2024/25 冬季 12-2 月气温预测	28
图 62: 美国 2025 年 1-3 月气温预测	28
图 63: 美国天然气平衡表	28
图 64: 全球天然气供需平衡表预测	29
图 65: 电源建设投资完成额	30
图 66: 分类型电源建设投资完成额同比增速	30
图 67: 电网建设投资完成额	31
图 68: 国家电网的电网投资额	31
图 69: 发电新增设备容量	31
图 70: 分类型发电装机（亿千瓦）	31
图 71: 全社会发电量	32
图 72: 分类型累计发电量占比	32
图 73: 火电发电量	32
图 74: 水电发电量	32
图 75: 发电设备利用小时（累计值）	33
图 76: 发电耗煤率	33
图 77: 发电利用小时数（小时）	33
图 78: 弃风弃光率（%）	33
图 79: 全社会用电量	34
图 80: 分行业用电量同比	34
图 81: 第二产业用电量	34
图 82: 四大高耗能制造业用电量	34
图 83: 第三产业用电量	34
图 84: 城乡居民用电量	34

图 85:	计算机及信息软件服务业、制造业用电量	35
图 86:	公共充电设施充电量	35
图 87:	极端气温对部分省份用电量影响	35
图 88:	中长期电力直接交易电量：累计值	36
图 89:	中长期电力直接交易电量：当月值	36
图 90:	全国代理购电价格平均值	37
图 91:	电力、热力生产和供应行业利润总额	37
图 92:	欧元区及部分国家制造业 PMI	37
图 93:	EU27 各类型能源发电占比	38
图 94:	EU27 月度总发电量	38
图 95:	EU27 月度天然气发电量	38
图 96:	EU27 月度煤炭发电量	38
图 97:	EU27 月度水力发电量	38
图 98:	EU27 月度核电发电量	38
图 99:	EU27 月度光伏发电量	39
图 100:	EU27 月度风电发电量	39
图 101:	欧洲高频发电量	39
图 102:	德国气电火电利润价差	40
图 103:	欧洲周度煤炭总发电量	40
图 104:	欧洲周度天然气发电量	40
图 105:	欧洲水电周度发电量	41
图 106:	欧洲核电周度发电量	41
图 107:	德国气温与电力负荷历史波动	41
图 108:	法国水电 2025 年展望	42
图 109:	德国水电 2025 年展望	42
图 110:	法国核电出力季节性图	42
图 111:	法国日前基荷电价	42
图 112:	德国日前基荷电价	42
图 113:	英国日前基荷电价	43
图 114:	北欧四国日前基荷电价	43
图 115:	德国 1M、1Q、1Y 远期日前电价	43
图 116:	北欧地面气温预测	44
图 117:	南欧地面气温预测	44
图 118:	EU ETS 价格（季节性）	44
图 119:	EU ETS 价格	44
图 120:	欧洲 EUETS 年度平衡表	45
图 121:	中国全国碳市场价格	45
图 122:	全国碳市场配额结转公式	47
图 123:	全国及各地区 CCER 价格	47

一、原油：供应过剩预期较强，关注地缘格局演绎

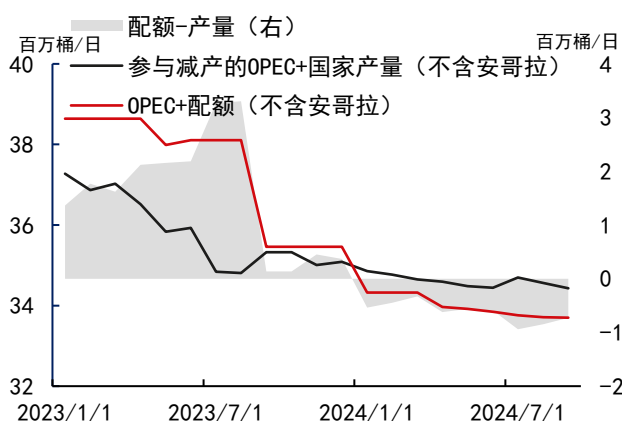
2024 年一季度，乌克兰持续使用无人机袭击俄罗斯炼厂及港口，以色列与哈马斯的和谈持续未能达成一致，以色列开始针对伊朗驻外机构开展军事打击，地缘溢价推动布伦特从 75 美元/桶左右一路涨破 90 美元/桶。但进入二季度后，地缘升级预期持续落空，中国需求表现疲软，OPEC+决议增产奠定供应过剩预期，叠加特朗普交易、日元套息逆转交易等主题交易偶发性升温，油价连续两个季度下跌，布伦特一度短暂跌破 70 美元/桶。四季度以来，油价在伊朗与以色列冲突升温的背景下有所反弹，但反弹高度有限，整体维持震荡走势。

（一）供应：产能总量充裕，过剩预期较强

1) OPEC+：平衡份额与价格的难度继续上升

2024 年 OPEC+继续减产，但挺价效果边际递减。2024 年起 OPEC+开始执行新一轮 220 万桶/日的自愿减产，减产协议贯穿全年，截至 9 月末，参与减产的 OPEC+国家产量较 2023 年 12 月下降 66 万桶/日。分国家来看，沙特产量全年保持 900 万桶/日左右的低位，阿联酋产量基本不变，其余国家多数进行增量减产，部分国家并未足额进行减产。OPEC+的增量减产为控制全球石油供应过剩作出了重要贡献，但并未能中止油价下降的趋势。

图 1： OPEC+产量与配额



资料来源：Wind 中信期货研究所

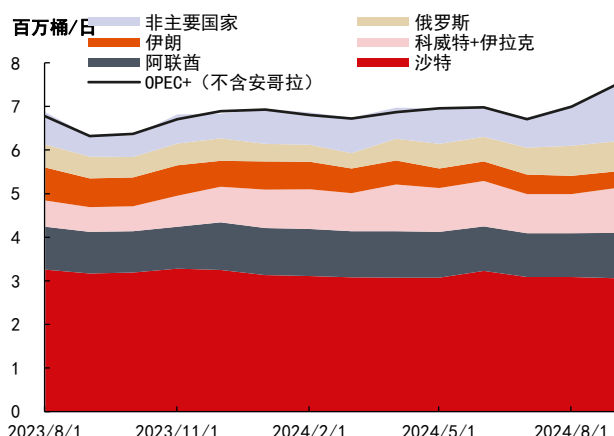
图 2： 主要国家减产明细

单位： 万桶/ 日	现配额	9 月产 量	产量与 配额差	2023 年 12 月产量	9 月产 量-12 月产量
阿尔及利亚	91	90	-1	95	-5
伊拉克	400	411.2	11	429.2	-18
科威特	241	243	2	254.3	-11.3
沙特	898	897.1	-1	894	3.1
阿联酋	291	295.8	5	289.6	6.2
哈萨克斯坦	147	152	5	162	-10
阿曼	76	76	0	80	-4
俄罗斯	898	911	13	948	-37
合计	3042	3076	34	3152	-76

资料来源：IEA OPEC 中信期货研究所

OPEC+剩余产能充裕，仍然保留明年增产的计划。在连续减产后，目前 OPEC+动态的剩余产能稳定在 650-700 万桶/日之间，当中沙特占比接近 45%，阿联酋、俄罗斯等国亦有充裕的剩余产能。目前 OPEC+仍然保留在明年退出 220 万桶/日自愿减产的计划，按照当前配额倒推，明年 9 月核心 OPEC+国家产量将同比 150 万桶/日左右，明年 12 月核心 OPEC+国家产量将较今年 9 月上升 200 万桶/日左右，增量主要由沙特与阿联酋贡献，俄罗斯、科威特等国亦将提供边际增量，实际增产节奏将动态取决于市场状况。

图 3: OPEC+剩余产能



资料来源: IEA 中信期货研究所

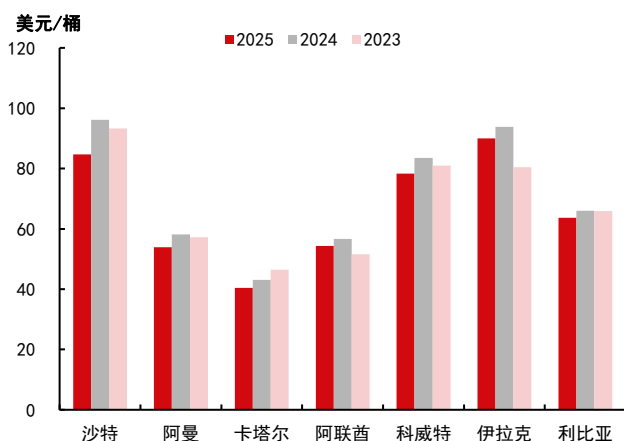
图 4: 明年 OPEC+增产计划明细

单位: 万桶/日	2024 年 9 月产量	2025 年 4 月配额	2025 年 9 月配额	2025 年 12 月配额
阿尔及利亚	90	92.5	94.6	95.9
伊拉克	411.2	405.5	416.5	422
科威特	243	244.7	251.4	254.8
沙特	897.1	933.1	972.8	997.8
阿联酋	295.8	306.7	330.1	337.5
哈萨克斯坦	152	149.5	153.0	155
阿曼	76	77.3	79.1	80.1
俄罗斯	911	913.5	933.1	944.9
合计	3076	3123	3230.6	3288.0

资料来源: IEA OPEC 中信期货研究所

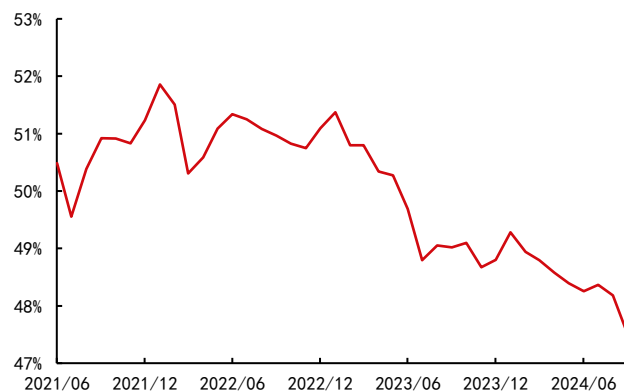
OPEC+平衡价格与份额的难度继续上升。根据 IMF 的测算，明年沙特、科威特、伊拉克三国的财政收支平衡油价继续保持在 80 美元/桶左右，部分成员国对于高油价仍有一定诉求，但阿联酋与阿曼的财政平衡油价均低于 60 美元/桶，OPEC+内部的分化仍然存在。由于持续减产，OPEC+的市场份额从 2022 年末的 51.5%左右下降至 2024 年的 48-49%，执行减产的沙特等国份额降幅较大，后期同样有恢复市场份额的诉求，供需转弱背景下 OPEC+平衡价格与份额的难度继续上升。

图 5: 部分 OPEC+国家财政收支平衡油价



资料来源: IMF 中信期货研究所

图 6: OPEC+市场份额

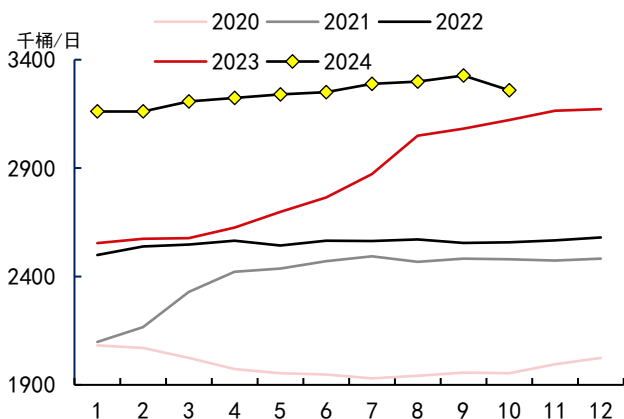


资料来源: IEA OPEC 中信期货研究所

伊朗：供应端最显性的黑天鹅。伊朗石油供应进入 2024 年后维持缓慢上升抬升，原油产量从 1 月的 316.1 万桶/日上升至 9 月的 331.6 万桶/日，原油出口量从年初的 150 万桶/日左右上升至第三季度的 180 万桶/日左右，80-90%的出口目的地是中国。中东冲突加剧背景下，伊朗原油产量面临下行风险，若以色列选择直接打击伊朗石油生产及出口设施，或导致伊朗石油供应下降 100-150 万桶/日。此外，特朗普上任后有较大概率重新收紧针对伊朗石油贸易的制裁，但由于目前伊朗石油贸易与中国绑定程度更高，且伊朗出口量于 10 月已经预防性下

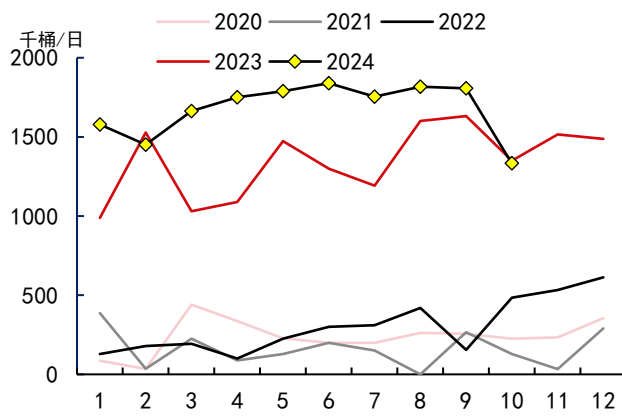
降超过 40 万桶/日，制裁难以复刻特朗普上一任期内的效果。

图 7： 伊朗原油产量



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 8： 伊朗原油出口量



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

2) 美国：开采活动保持低位，政策转向提振远端增长预期

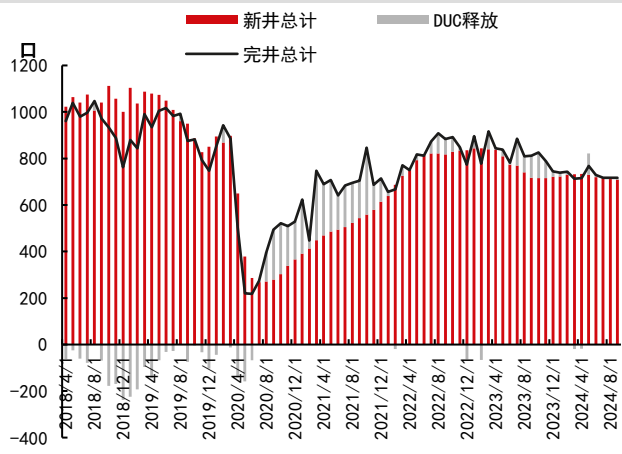
2024 年美国原油开采生产活动维持低位，对应产量增长放缓。进入 2024 年以来，美国原油活跃钻机数维持在 480-500 个之间的后疫情时代最低位，核心油产区每月新井数保持在 700-750 个之间，DUC 的小额释放一定程度上继续支撑完井，但完井数仍较 2022-2023 年高峰期下降有所下降，对应美国原油产量增长速度明显放缓，基本在 1310 万桶/日-1350 万桶/日的区间内波动。

图 9： 美国原油产量与活跃钻机数



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 10： 美国新井、完井与 DUC 释放

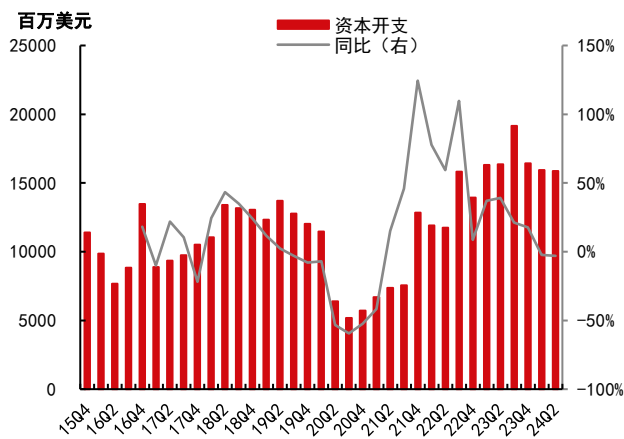


资料来源：Wind 中信期货研究所

特朗普回归提升远端增产预期，但实际增产仍需更多信号。特朗普胜选后，市场开始关注其推动美国原油产量继续增长的可能性。特朗普上任后大概率将通过放宽环境保护限制、增加联邦土地与海域上的油气开采许可证拍卖、加强油气管网设施建设等方式推动美国原油增产。但达拉斯联储调研数据显示 2024 年美国页岩油新井的收支平衡油价已经突破 60 美元/桶，油价下跌过程中油企增产意愿相对有限，进入 2024 年后样本页岩油企业资本开支边际下滑。若特朗普

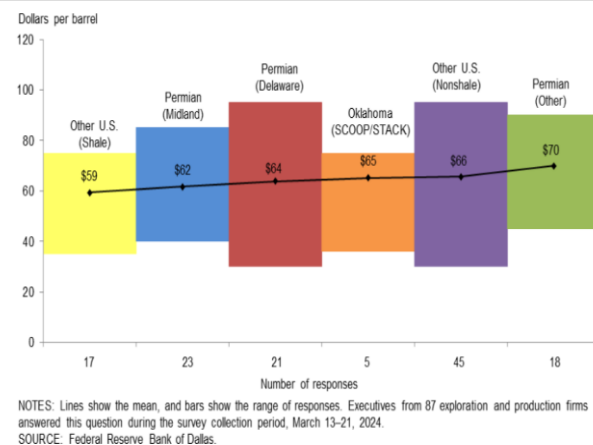
希望推动美国产量继续大幅增产，需要降低美国油企的生产成本，并为美国石油进一步创造市场空间。结合美国原油开采活动仍未有显著回暖的现实，特朗普任期初段美国原油产量或难有大幅增长。

图 11： 样本页岩油企业资本开支



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

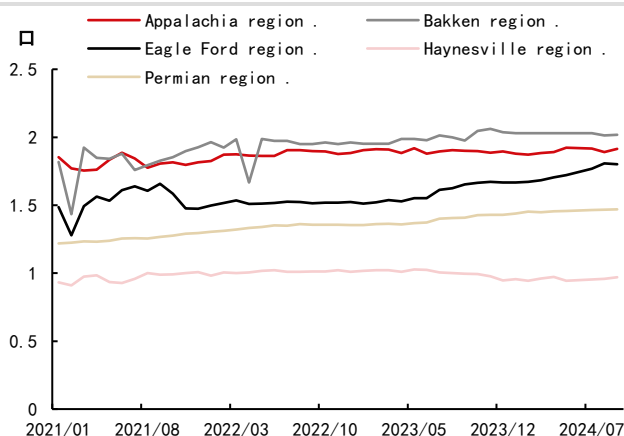
图 12： 美国页岩油调研新井收支平衡油价



资料来源：达拉斯联储 中信期货研究所

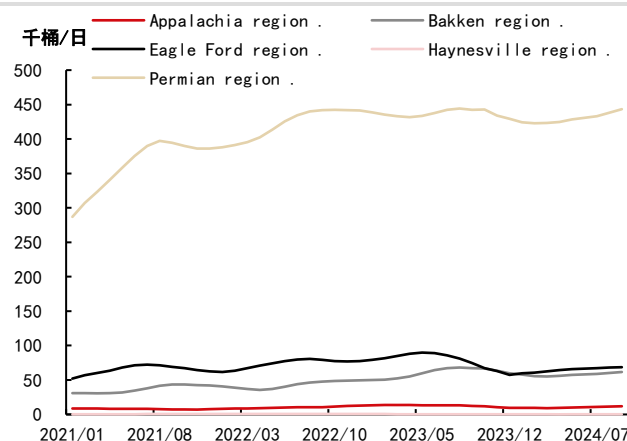
生产效率提升有望助力美国产量维持稳健增长。从长周期视角来看，伴随着生产技术的进步，页岩油单位生产效率整体保持增长。从 2023 年下半年起英福特、二叠纪盆地等页岩油核心产区单位钻机打井数持续上升，核心区块的单井原油产量从 2024 年二季度起亦再度开始回升，生产效率的提升有望助力美国供应维持稳健增长，EIA 预计 2025 年美国原油产量将同比上升 30 万桶/日，石油产量上升 46 万桶/日。

图 13： 核心区块钻机打井数



资料来源：EIA 中信期货研究所

图 14： 核心区块单井原油产量

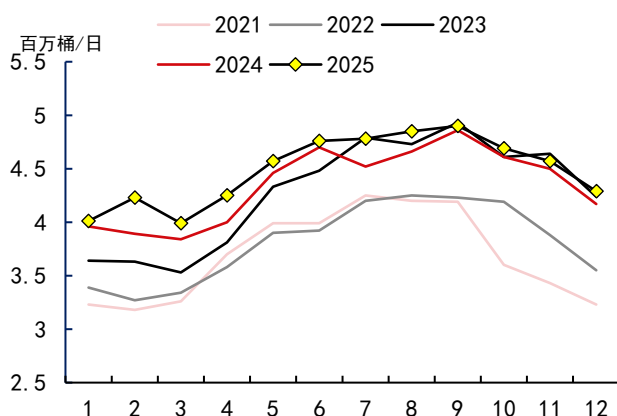


资料来源：EIA 中信期货研究所

其他非 OPEC+ 国家供应仍处于投放周期中。随着勘探开采活动的持续开展，南美地区的海上项目近年来持续投产，带动巴西、圭亚那等国石油产量上升。EIA 预计 2025 年巴西与圭亚那石油产量均将同比上升 17 万桶/日左右。此外 TMX 管道投产有望带动加拿大石油产量与出口继续上升，EIA 预计 2025 年加拿大石油产量均将同比上升 37.6 万桶/日，非 OPEC+ 石油产量合计将上升 130-150 万桶

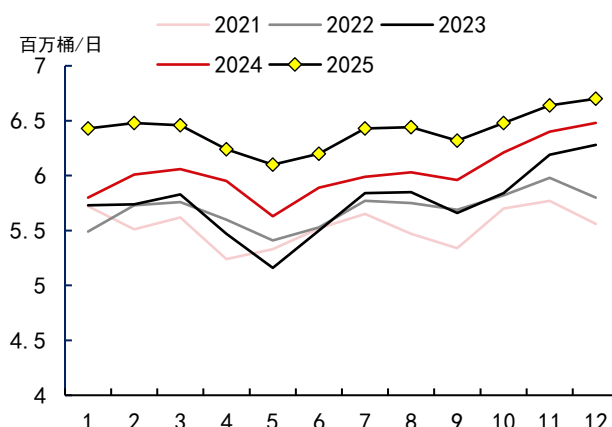
/日。

图 15: 巴西石油产量预估



资料来源: EIA 中信期货研究所

图 16: 加拿大石油产量预估



资料来源: EIA 中信期货研究所

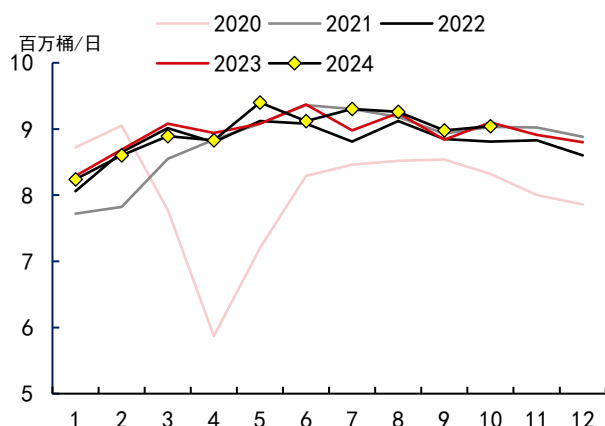
（二）需求：新能源加速渗透，需求增长放缓

宏观：周期逐步向上，但过程或仍有波折。随着通胀回落，海外央行于 2024 年陆续进入降息周期，明年上半年大概率将延续降息步伐，经济增长进入新阶段。国内财政逐步发力，特朗普上台后亦将推动美国制造业回流的进程，刺激需求逐步向上，但需求恢复的过程将受到地缘政治问题、关税问题等事项扰动。

1) OECD 需求：工业需求或边际修复，但总量难有趋势性增长

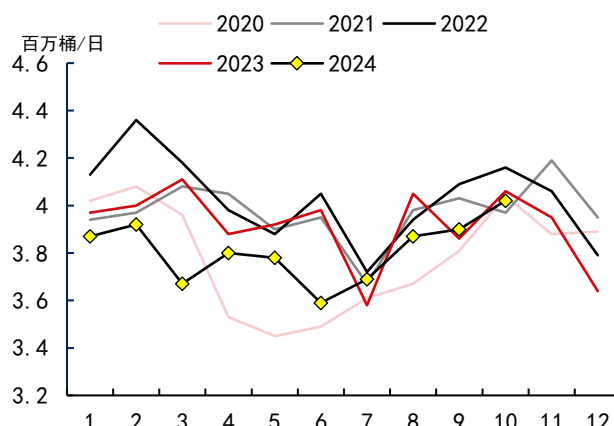
2024 年交通需求符合预期，工业需求仍然偏弱。2024 年前 9 个月美国汽油需求同比基本持平，而全球商业航班数量已经超越 2019 年同期水平，交通用油需求基本符合预期，但工业用油需求仍然受到制造业低景气度的拖累，2024 年前 9 个月美国中质馏分油需求同比下降约 15 万桶/日，同比降幅接近 4%。后期发达国家交通用油需求基本维持稳定，若特朗普上台后积极推动制造业回流，或推动美国工业用油需求边际增长，但一定程度上亦损害其他发达国家需求。

图 17： 美国汽油消费量



资料来源：EIA 中信期货研究所

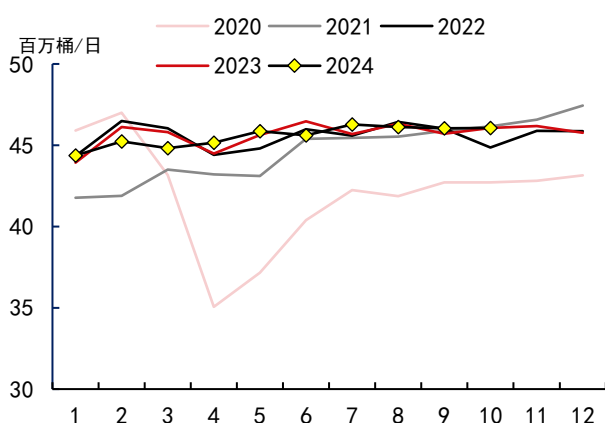
图 18： 美国中质馏分油消费量



资料来源：EIA 中信期货研究所

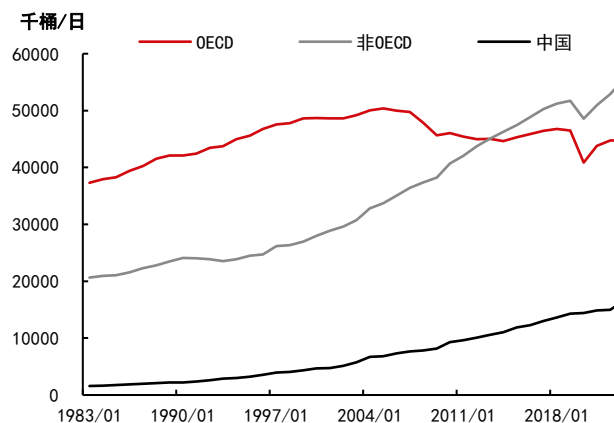
OECD 国家需求进入长期平台期，难有趋势性增长。2024 年前 9 个月 OECD 国家石油需求同比下降 16 万桶/日，2022 年以来需求水平整体维持稳定。从长周期视角来看，OECD 石油需求 2010 年后基本进入平台期，至今仍未能恢复至金融危机之前的高点。

图 19： OECD 国家石油需求



资料来源：EIA 中信期货研究所

图 20： 各地区石油需求

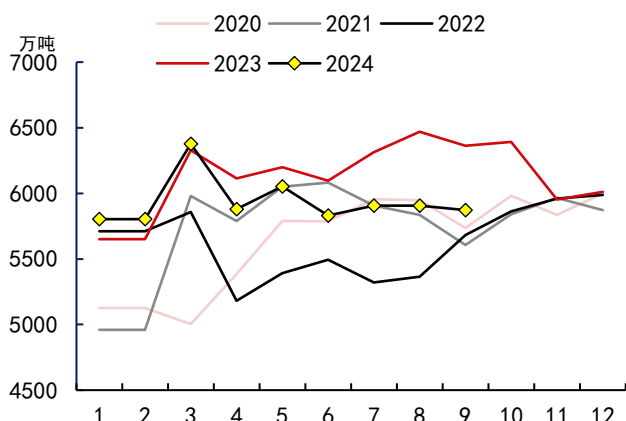


资料来源：BP 中信期货研究所

2) 非 OECD 需求：中国需求增长显著放缓，其余国家维持增长

中国石油需求增长显著放缓，炼厂开工持续下调。2024 年前 9 个月中国规模以上炼厂原油加工量累计同比下降 3.17%，二季度以来同比降幅持续扩大。山东地炼开工率于三季度初一度跌破 50%，主营炼厂开工率虽维持在 70%以上，但开工率较去年同期亦显著下滑。中国需求增长不及预期是今年全球石油需求超预期偏弱的核心因素。

图 21： 中国规模以上炼厂原油加工量



资料来源：Wind 中信期货研究所

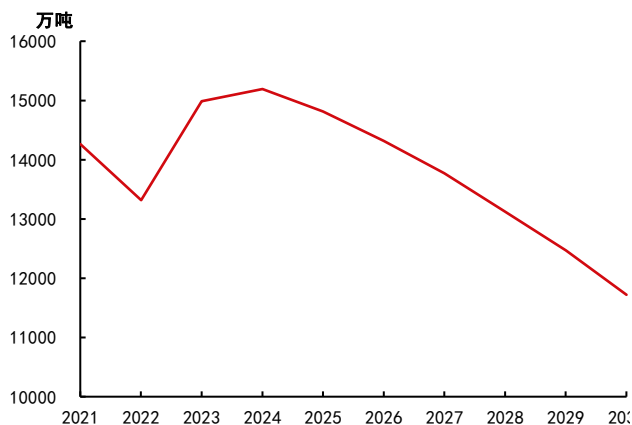
图 22： 中国各类炼厂开工率



资料来源：钢联 中信期货研究所

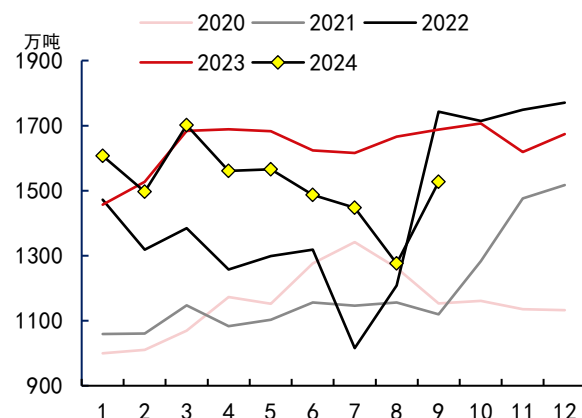
清洁能源加速替代，中国需求结构性切换。今年中国石油需求的弱势一定程度上受到宏观低景气度的拖累，但核心因素是清洁能源渗透超预期。2024 年年中我国新能源车渗透率已接近 50%，新能源车的保有量占比达到 6% 左右，后期随着传统燃油车报废量的上升以及油耗水平的下降，中国汽油消费量或将于 2024 年完成达峰，且并不存在达峰后的平台期，2030 年汽油消费量或较 2024 年水平下降 23% 左右。中国柴油需求同样受到 LNG 重卡与电动重卡的侵蚀，今年前 9 个月柴油表观消费量累计同比下降 6.6%。两大成品油需求达峰后，中国石油需求难以复刻过去 20 年的增长路径，且不排除有提前下降的风险。

图 23： 中国汽油消费测算



资料来源：中汽协 中信期货研究所

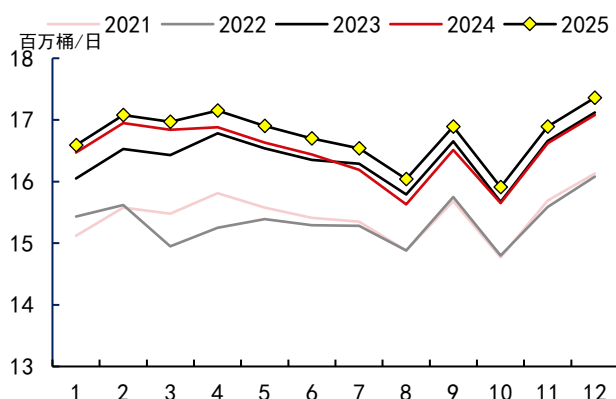
图 24： 中国柴油表观消费量



资料来源：同花顺 中信期货研究所

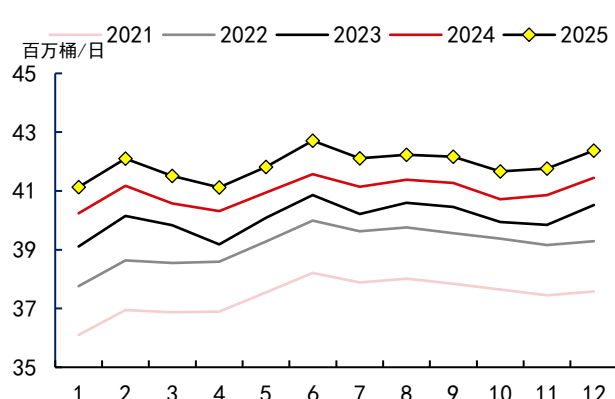
中国需求增长继续放缓，其他非 OECD 国家需求维持高增。成品油需求达峰带动中国石油需求增长放缓，目前市场主流预期明年中国石油需求同比增量小于 30 万桶/日，对原油的需求增量较小。其余 OECD 国家石油需求合计同比增量预计在 90-100 万桶/日之间，整体维持较高增速，但难以完全对冲中国需求增长放缓的影响。

图 25: 中国石油需求预估



资料来源: EIA 中信期货研究所

图 26: 非 OECD（不含中国）石油需求预估



资料来源: EIA 中信期货研究所

（三）展望：供应过剩预期较强，关注地缘格局演绎

1) 供应总量宽松，风险在于地缘问题。非 OPEC+ 产能仍处于投放周期中，特朗普回归或推动远端美国产量边际增长；OPEC+ 剩余产能总量充足，市场份额下跌至除疫情期间外的历史新低，平衡价格与份额的难度与日俱增，后期有恢复份额的诉求；供应端主要的风险点在于中东地缘冲突的演绎，伊朗及部分中东国家供应面临一定下滑风险。（2）需求增速放缓，发展中国家是主要增量来源。发达经济体需求过去 20 年一直处于平台期，明年工业用油需求或边际修复，但难有趋势性增长；中国石油需求增长在清洁能源加速渗透下超预期放缓，其余 OECD 国家石油需求整体维持较高增速，但难以完全对冲中国需求增长放缓的影响。（3）宏观风险仍需高度警惕。随着降息及财政刺激的推进，宏观周期有望逐步转向上，但过程仍将受到地缘问题、贸易纠纷等事件扰动。

整体来看，非 OPEC+ 供应增量基本足以满足全球石油需求增长，而 OPEC+ 亦有恢复份额的计划，基准情境下供应过剩预期较强，油价重心或继续下行。若中东地缘冲突影响产油国供应，短期或为油价带来上行动能，但上行空间仍然受到充裕剩余产能的压制。

图 27： 全球石油供需平衡表

百万桶/日	24Q1	24Q2	24Q3	24Q4E	2024E	25Q1E	25Q2E	25Q3E	25Q4E	2025E
全球石油供应	101.91	102.63	102.89	103.42	102.71	103.59	104.63	105.25	105.54	104.75
OPEC 石油供应	32.28	32.34	32.35	32.41	32.35	32.59	32.78	32.91	32.86	32.79
非 OPEC 原油及其他液体燃料供应	69.63	70.28	70.54	71.01	70.36	71.00	71.85	72.34	72.68	71.97
全球石油需求	101.86	102.86	103.43	103.62	102.94	103.35	103.79	104.59	104.63	104.09
OECD 需求	44.81	45.57	45.99	46.09	45.62	45.26	45.28	45.95	45.95	45.61
非 OECD 需求	57.05	57.29	57.44	57.53	57.33	58.09	58.51	58.64	58.68	58.48
供需差	0.05	-0.24	-0.54	-0.20	-0.23	0.24	0.85	0.66	0.91	0.66

数据来源：EIA IEA OPEC 中信期货研究所

二、动力煤：宽松市场，再寻均衡

2024 年，国内煤炭供需基本面维持宽松表现，煤价中枢继续下沉，煤价波动区间收窄。纵观全年，各环节库存保持常态化高位，虽然上半年国内产量受安监影响，但大量进口煤补充了国内市场。今年用煤需求前低后高，虽然传统行业用电增速放缓、地产基建带动建材冶金用煤下滑，但由于高温、新型用电需求、化工用煤增长影响超预期，煤炭价格下半年出现一定反弹。

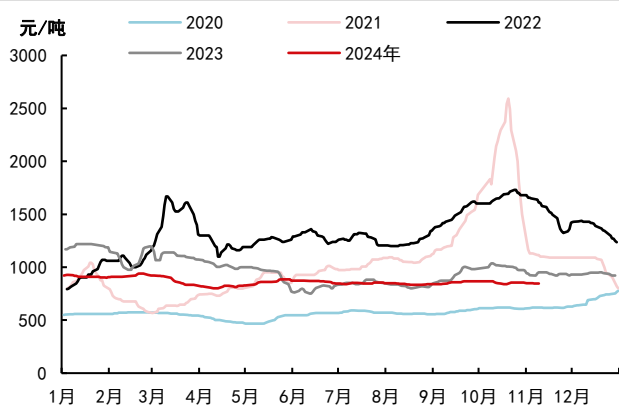
回顾年内，国内动力煤产业链格局悄然变化，现货价格形成机制受到多重因素干扰。（1）区域市场分化明显：坑口火电、铁高压外送、煤化工产业使得坑口就地消化能力增强，沿海电厂大量使用进口煤炭，传统的环渤海下水煤需求减少、交投情绪常态化低迷，1-10 月国内产量同比增长 1.2%，进口煤同比增长 13.5%，但港口调出量同比下 6%。（2）结构性变化影响加深：在高比例长协和大量进口煤的冲击下，在发运与进口倒挂的挤压下，在上半年消费低迷的倒逼下，在上游煤企进一步向发运环节进军的压力下，流通环节煤炭贸易量进一步萎缩，动力煤现货价格形成机制受到多重因素干扰，各环节价格传导不顺畅，坑口、进口价格支撑相对明显，港口市场受交易情绪扰动更多。

放眼长远，能源转型目标明确，煤炭的定位和变化愈加清晰。《2024-2025 年节能降碳行动方案》明确“严格合理控制煤炭消费”，明确提出“重点削减非电力用煤”，新能源快速发展将逐步压制电力用煤增长，粗钢、水泥等产量基本达峰，未来煤化工仍有增长空间，煤炭消费达峰渐行渐近。为了适应未来煤炭需求变化和能源安全的底线，要保证煤炭供应相对充裕、适当开发新产能

以避免资源接续不足，同时安监与环保监督将成为常态化，因此预计国内煤炭供应基本跟随需求变化调节，同时国内煤炭的物流格局和成本构成也会发生适应性变化。

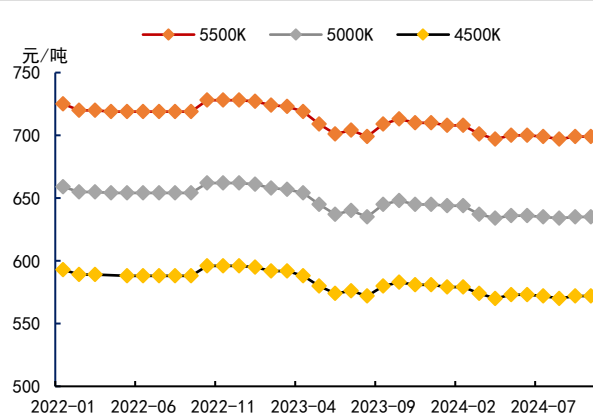
煤炭供需基本面宽松仍将延续，关键在于新的价格均衡如何形成。自 2021 年煤价高位下跌以来，经历了国内增产保供、海外能源危机、新能源高速发展、用电结构变化，在当下的管理目标和市场结构下，我们认为煤炭价格下方成本支撑已经清晰，上方波动高度有限，中长期区间运行为主。对于 2025 年，我们预计煤炭基本面仍以宽松为主，价格中枢将再度下降，内贸、进口长协如何签约和天气表现是关注重点。对现货行情预判需要考虑更多市场因素，如各方心态、持货成本等影响。

图 28：环渤海港口动力煤现货价格（5500K）



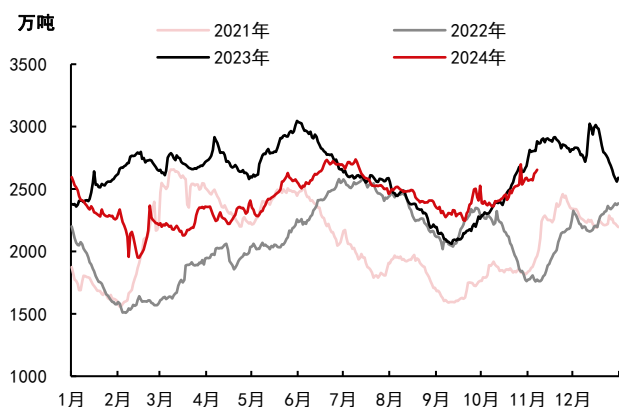
资料来源：Wind 中信期货研究所

图 29：NCEI 中长协价格



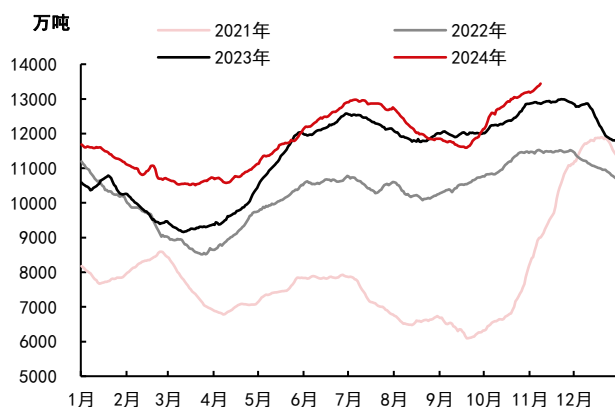
资料来源：全国煤炭交易中心 中信期货研究所

图 30：环渤海港口煤炭库存



资料来源：Wind 中信期货研究所

图 31：二十五省电厂库存合计



资料来源：CCTD 中信期货研究所

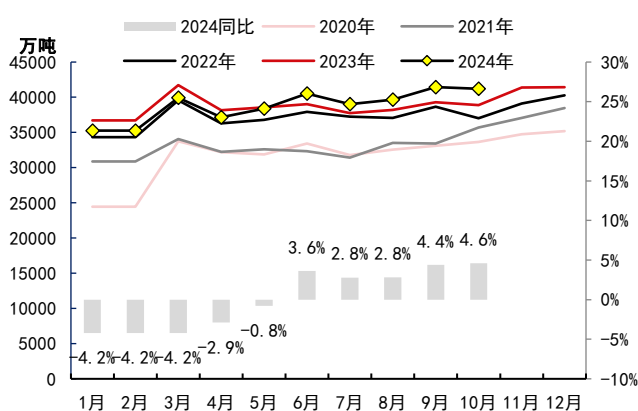
（一）供应：国内产量前低后高，进口或超 5 亿吨

1) 国内供应：下半年产量加速释放，全年产量或超 47 亿吨

预计 2024 年原煤产量将达到 47.4 亿吨，同比增长 1.9%左右。2024 年上半

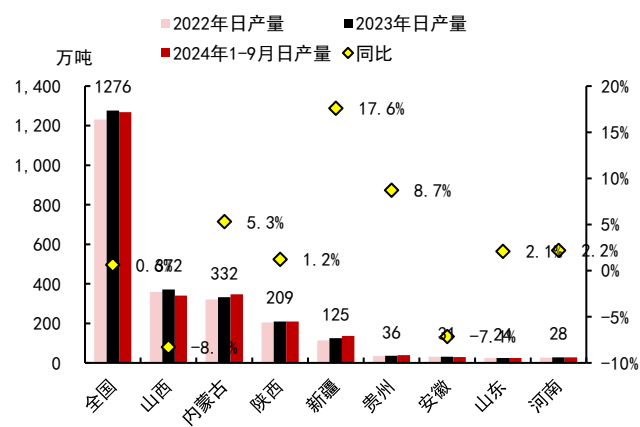
年，安监、环保、产能接续不足，多重因素影响煤矿产能释放。去年年底以来国务院安委会开展对山西矿山为期半年左右的安全生产帮扶指导，山西省有安全隐患的煤矿及事故停产煤矿复产进度较慢。黄河流域生态环境治理对黄河干流及重要支流沿线 1 公里内煤矿影响较大。此外，山西等地后备资源接续不足，接续产能建设滞后。强监管与弱煤价影响之下，国内矿山生产积极性受限，1-5 月产量同比下降 3%。6 月以来，伴随迎峰度夏旺季到来，国内煤炭产量恢复增长，1-10 月原煤产量达到 38.92 亿吨，同比增长 1.2%。预计 2024 年原煤产量将达到 47.4 亿吨，同比增长 1.9%左右。预计 2025 年原煤产量将达到 48 亿吨左右，同比增长 1%左右。

图 32： 全国原煤产量



资料来源： 国家统计局 中信期货研究所

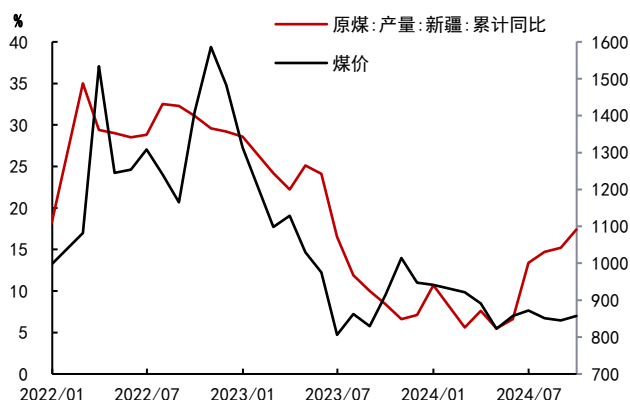
图 33： 主要省份原煤日产量



资料来源： 国家统计局 中信期货研究所

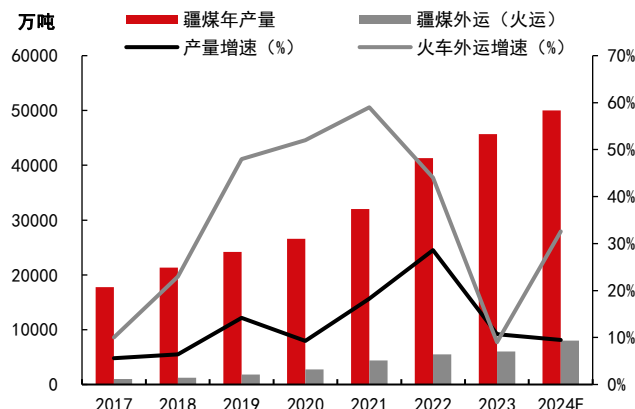
新疆将成为未来主要煤炭增量区域。丰富的资源禀赋、低开采成本和区位优势，引导新疆煤炭产量连续五年保持高速增长，从 2018 年 1.9 亿吨增长至 2023 年 4.13 亿吨，年复合增速 17%。2024 年预计新疆原煤产量将达到 5 亿吨以上，有望在“十五五”期间超陕西省产量。新疆煤炭产量除了本地火电、煤化工企业就地消化以外，还通过外运通向内陆市场。疆煤外运“一主两翼”格局不断完善，兰新铁路运力提升、将淖铁路开通运营、未来临哈铁路扩能改造等工程，将提高疆煤外运能力。2024 年疆煤外运目标 9000 万吨，截至 10 月 24 日，疆煤外运量 7005.38 万吨，同比增 51.7%。此外，疆电外送的特高压通道不断建成，火电与绿电打包外送，将成为疆煤消纳新方式。

图 34： 新疆煤炭产量与港口煤价



资料来源： 国家统计局 中信期货研究所

图 35： 疆煤年产量与外运量



资料来源： 国家统计局 中信期货研究所

资源接续不足问题叠加地方财政压力，2024 年煤炭探矿权交易放量。2022 年 1 月山西省发布《关于有序推进煤炭资源接续配置保证煤矿稳产保供的意见》，提到“我省部分煤矿面临资源枯竭风险，急需产能接续，煤炭资源需求强劲与后备接续资源短缺矛盾较为突出。充分利用相邻空白资源的接续条件和空间，有序推进煤炭资源接续配置，有利于保持我省煤矿生产和产能的持续性。”据山西省自然资源厅信息，今年以来截至 11 月中旬，山西省已经成交 6 块煤矿探矿权交易，合计金额 799.26 亿元，内蒙、新疆、陕西等也都加大煤炭资源出让力度。出让矿业权交易既有助于保障煤矿生产持续，也有助于缓解地方财政压力，今年 1-9 月份山西、内蒙、陕西财政收入分别下滑 5.7%、5.4%、4.2%。

图 36： 2021-2024 年山西省探矿权交易情况

年份	探矿权名称	成交金额 (万元)	矿区面积 (平方公里)	矿区位置
2021	山西省大同煤田左云县潘家窑井田煤炭探矿权	475,300	90.136	山西省大同市左云县
2022	山西省大同煤田左云县大西庄井田煤炭资源探矿权	223,600	78.5	山西省大同市左云县
2024	山西省沁水煤田沁水县胡底南煤炭探矿权	629,200	24.7242	山西省晋城市沁水县
	山西省沁水煤田安泽县白村煤炭探矿权	1,400,300	69.0556	山西省临汾市安泽县
	山西省襄垣县上马区块煤炭探矿权	1,212,600	101.5882	山西省长治市襄垣县
	山西省寿阳县于家庄区块煤炭探矿权	680,000	72.4173	山西省晋中市寿阳县
	山西省吕梁市兴县区块煤炭及共伴生铝土矿	2,470,500	73.2245	山西省吕梁市兴县
	山西省忻州境内保德县化树塔区块煤炭探矿权	1,600,000		山西省忻州市保德县

数据来源： 山西省自然资源厅 中信期货研究所

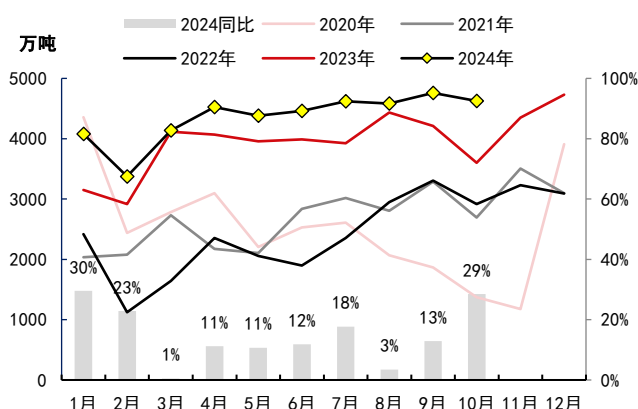
2) 进口煤炭：进口长协落地执行，全年进口 5 亿吨以上

进口煤冲击国内市场，1-10 月进口煤同比增长 13.5%，预计 2024 年进口量将超 5 亿吨。由于部分终端及贸易商的进口长协锁定了大量货源，虽然上半年有

阶段性进口利润倒挂，但进口煤保持较高水平，持续冲击国内沿海市场。1-10 月进口煤及褐煤 4.35 亿吨，同比增长 13.5%，月均进口量维持 4300 万吨以上。分国别来看，1-9 月我国分国别进口为：印尼 1.68 亿吨、俄罗斯 7143 万吨、蒙古 6093 万吨、澳大利亚 5181 万吨，分别同比增长 2%、-10%、24%、68%。

由于 2024 年大部分进口长协合同难有盈利，预计 2025 年长协签约量将出现下滑，从而使进口总量收缩。预计 2025 年进口煤数量 5 亿吨左右。

图 37： 中国进口煤与褐煤数量



资料来源：海关总署 中信期货研究所

图 38： 进口煤价差



资料来源：wind 中信期货研究所

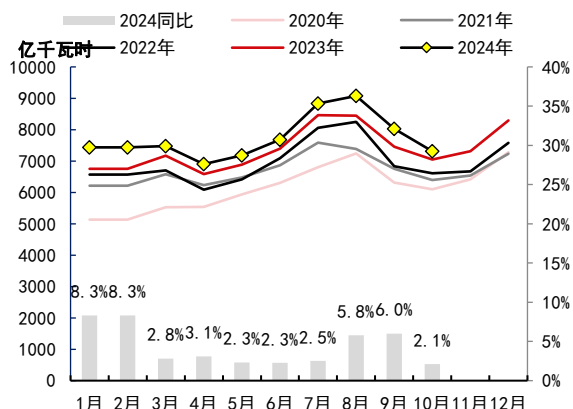
（二）需求：煤炭需求再度放缓，天气成最大变数

1) 电力耗煤：高温及高技术用电增长超预期，火电耗煤有望增 1.9%

1-9 月用电量同比增 8.6%，预计全年增速在 7% 左右。1-9 月，全社会用电量同比增长 7.9%，第一、二、三产业及城乡居民生活用电量增速分别为 6.9%、5.9%、11.2% 和 12.6%。今年中电联两次上调对今年用电增速预测，从 6% 到 6.5% 再到 7%，显示出用电增长韧性可观。分行业来看，一产、二产中高技术及装备制造业、三产、居民用电增速领先，传统高耗能行业用电增长乏力，高温对三季度居民用电拉动明显。分区域来看，前三季度中部及西部地区用电增速超全国平均，东部及东北地区用电量增速仅 7.8% 和 3.2%。（详见国内电力部分）

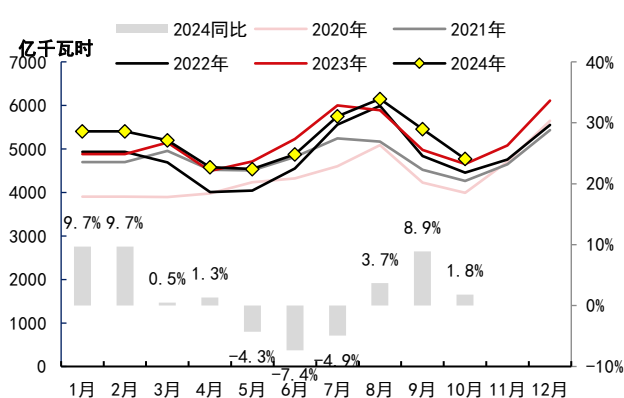
火电受来水不均和三季度持续高温影响，前低后高，预计今年火电增速 1.9%。1-10 月份，全社会发电量 7.8 万亿千瓦时，同比增 5.2%，其中规模以上火电+1.9%、水电 12.2%、核电 1.5%、风电 13.1%、太阳能发电+27.5%。预计 2024 年非化石能源发电装机 19.2 亿千瓦左右，占比提升至 57.8%，新能源消纳压力增大。预计今冬（2024 年 12 月至 2025 年 2 月），全国大部地区气温较常年同期偏高，或将出现“前冬偏暖、后冬偏冷”现象。综合估计今年火电增速 1.9%。当前港口、电厂煤炭库存均处于较高水平，冬季煤炭供需总体平衡，预计极端降温天气对煤价刺激有限。

图 39：全社会用电量



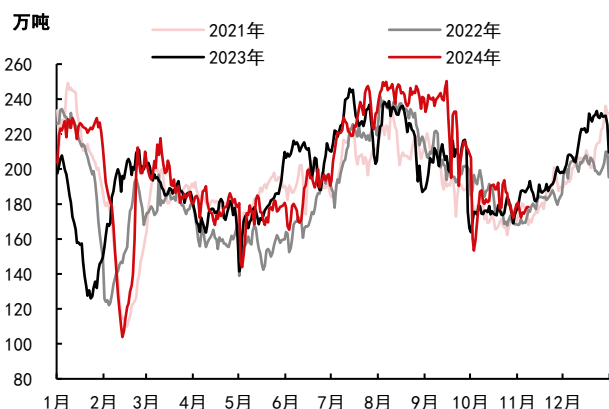
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 40：火电发电量



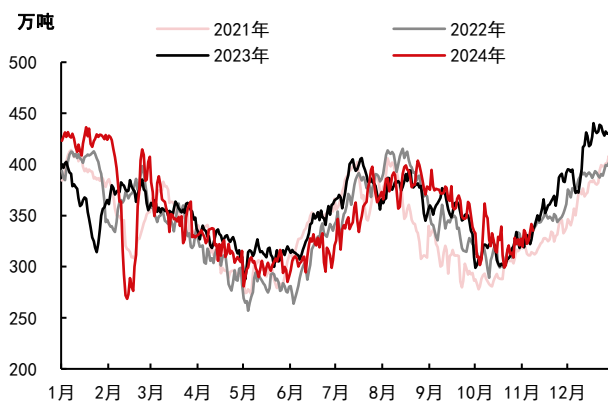
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 41：沿海八省电厂耗煤



资料来源：CCTD 中信期货研究所

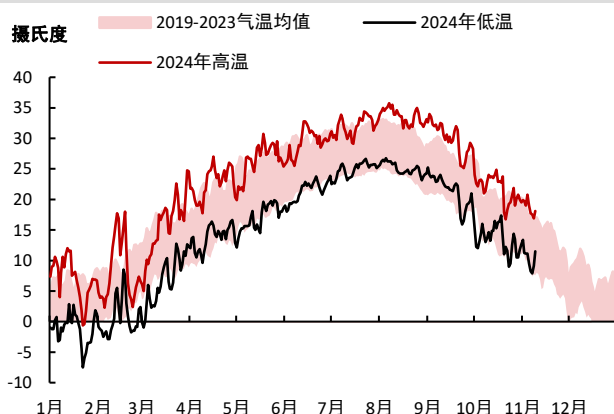
图 42：内陆 17 省电厂耗煤



资料来源：CCTD 中信期货研究所

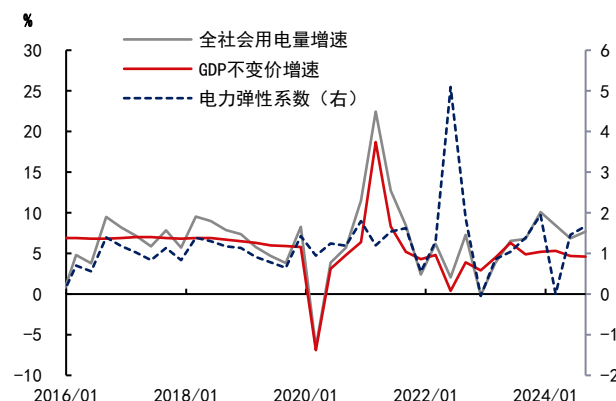
近年来电力弹性系数走扩，用电增速高于 GDP 增速运行，这背后的原因既有天气影响，也有用电行业结构变化。全球升温已经连续两年打破历史记录，2024 年成为有记录以来最热年份，有机构预测今年全球平均气温首次比工业化前平均水平高出 1.5℃以上，打破 2015 年《巴黎协定》的温控目标。夏季持续高温对用电量拉动明显，西南、华东、华中区域城乡居民生活用电量 8、9 两月合计同比分别增长 61.1%、37.7%、25.4%。新增用电需求方面，高技术及装备制造业前三季度用电量同比增长 11.4%（电气机械制造+19.1%、计算机通信设备+14.4%、仪器仪表制造+11.6%、汽车制造业+11.1%），消费品制造业增长 6.4%，四大高载能行业用电增长仅 3%。

图 43： 全国重点城市气温



资料来源：CCTD 中信期货研究所

图 44： 电力弹性系数

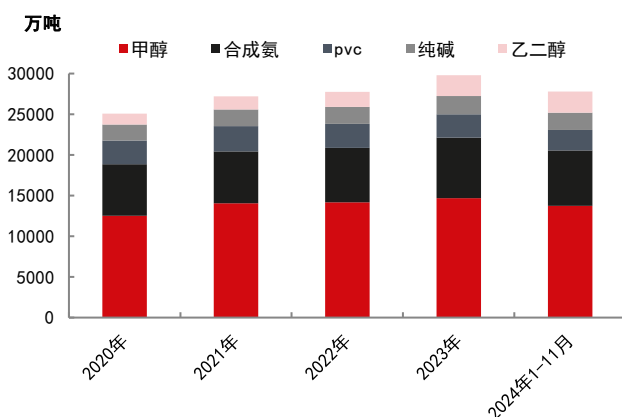


资料来源：CCTD 中信期货研究所

2) 地产基建预期低迷，化工用煤贡献增量

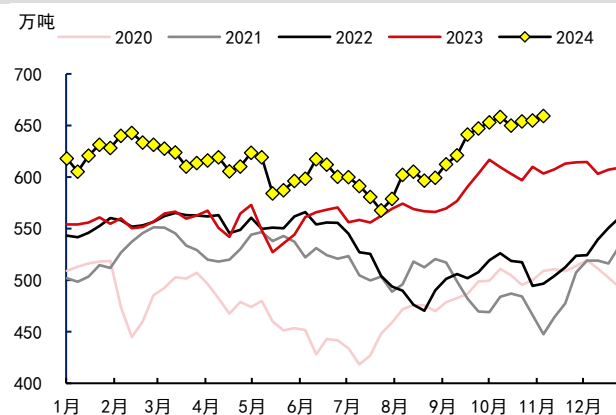
非电需求表现疲软，化工耗煤持续增长，未来仍将贡献增量。1-10 月水泥和粗钢产量分别同比下降 10.3%和 3%，受地产行业拖累明显，预计明年地产基建需求仍难言乐观。化工耗煤仍有增量，但下半年受高基数影响增速放缓，1-11 月上旬化工耗煤同比增 4%，分品种增速甲醇+4.6%、尿素+1.9%、纯碱+7%、PVC-3.2%、乙二醇+12.5%。得益于煤化工产能扩张周期和利润支撑，煤化工需求连年保持增长。《2024-2025 年节能降碳行动方案》提出“重点削减非电力用煤”，《关于加强煤炭清洁高效利用的意见》中提到“有序发展煤炭原料化利用”。煤化工是煤炭清洁应用的方式，仍有不少煤化工项目正在建设，未来投产将贡献用煤增量。

图 45： 化工行业耗煤量



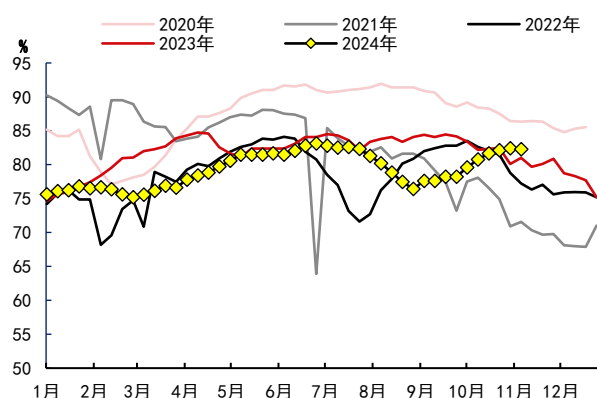
资料来源：卓创 中信期货研究所

图 46： 化工行业耗煤量（周度）



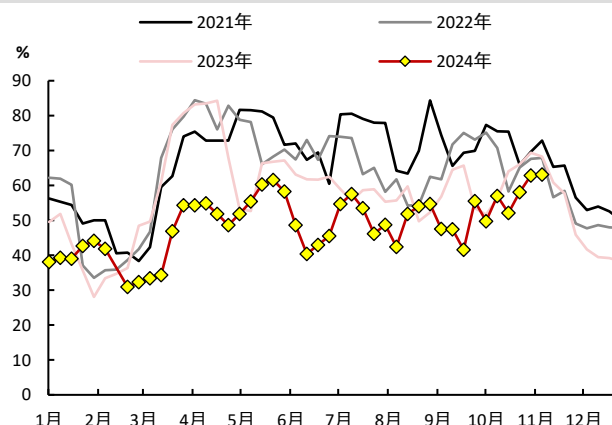
资料来源：CCTD 中信期货研究所

图 47： 高炉开工率



资料来源：Mysteel 中信期货研究所

图 48： 水泥开工率



资料来源：wind 中信期货研究所

（三）展望：煤炭中长期区间震荡，2025 年维持宽松基调

长周期视角来看，能源转型过程中煤炭需求有韧性、供应有增量，供需矛盾不突出。虽然清洁能源替代持续进行，但我们煤炭需求仍有韧性，主要来自用电增长在新增用电需求和极端天气等因素扰动下或有超预期表现，电力系统仍需火电兜底发电和调节作用，煤炭作为原料在化工中应用仍在发展中，或许在 2025-2027 年煤炭需求将达峰，但达峰后更有可能进入消费平台期，而非快速下降。供应端虽有部分地区资源接续不足问题，但针对近期供应的产能核增和针对远期供应的新矿勘探建设也能起到保障作用，此外进口煤对国内市场起到了较好的补充作用。因此，中长期国内煤炭供需出现严重缺口的可能性不大。在当下的管理目标和市场结构下，我们认为煤炭价格下方成本支撑已经清晰，上方波动高度有限，中长期煤价中枢或在 700-1000 元/吨区间运行为主。

中短期视角来看，连续三年社会库存增长、煤电保供机制的落实，已经为动力煤基本面奠定宽松基调。对于 2025 年，我们预计煤炭基本面仍以宽松为主，价格中枢将再度下降，预计现货价格中枢在 800-850 元/吨区间。市场定价逻辑仍在变化中，内贸、进口长协如何签约和天气表现是关注重点，对现货行情预判需要考虑更多市场因素，如各方心态、持货成本等影响。

图 49： 中国动力煤平衡表（单位：万吨）

动力煤平衡表	国内产量	同比	净进口	同比	总供给	同比	电煤需求	同比	总需求	同比	供需盈余
2018 年	30.65	6%	2.13	9%	32.78	6%	20.11	7%	32.68	4%	+0.10
2019 年	31.36	2%	2.23	5%	33.59	2%	20.55	2%	33.60	3%	-0.01
2020 年	32.24	3%	2.29	3%	34.54	3%	21.05	2%	34.64	3%	-0.10
2021 年	34.21	6%	2.66	16%	36.87	7%	22.90	9%	37.08	7%	-0.20
2022 年	37.64	10%	2.26	-15%	39.90	8%	23.78	4%	37.57	1.3%	+2.33
2023 年	38.23	1.6%	3.68	63%	41.91	5%	25.87	9%	40.53	8%	+1.37
2024 年 E	38.94	1.9%	4.01	9.1%	42.95	2.5%	26.36	2%	41.54	2.5%	+1.41
2025 年 E	39.44	1.3%	3.87	-3.6%	43.31	0.8%	26.63	1%	42.40	2.1%	+0.91

数据来源：中国煤炭资源网 中信期货研究所

三、天然气：全球流动性持续扩张，进出口区域价差预期收窄

年内全球气价中枢下移，区域矛盾分化。1-2 月北半球经历暖冬、压制旺季消费，主要用气区域天然气库存高企，全球气价震荡下行。3 月开始，国际市场供应端扰动频发、俄乌及中东战场升级、夏季高温提振发电需求、初冬气温偏低引发冷冬预期等多种因素推升欧亚气价连续八个月呈现震荡上行态势；但美国气价则表现为与产量较强的负相关性，仅 5-6 月受高温用电激增因素影响，出现量价齐升格局。

（一）欧洲：全球 LNG 流动性增加持续压降气价中枢，同比偏冷预期及管道气成本上升挤压下行空间

1) 供应：增长存在较大不确定性，市场情绪仍易受到供应端扰动影响

计划外检修增多，挪威供应波动性增强。复盘欧盟 27 国自挪威进口管道气量，2019-2021 年间均保持 2.36 亿方/日流量；2022 年为解决俄罗斯供应减少问题，挪威批准提高主要气田产量，流量增至 2.58 亿方/日；2023 年受计划外检修多、罢工等因素影响，管输量同比小幅下降至 2.48 亿方/日；2024 年以来流量再度反弹至 2.55 亿方/日以上水平。据当前 Gassco 公布的 2025 年检修计划显示，2025 年检修量同比 2024 年实际偏低；但参考今年实际减量高于去年同期计划量的现实，综合欧洲油气生产及加工设施偏老旧的情况，2025 年挪威天然气生产平台实际检修量或高于当前计划量，其对欧洲管道气供应量预期稳中窄幅上升。

2025 年俄罗斯方向仅存过境土耳其流量。俄罗斯对欧盟 27 国管道气供应目前仅存过境乌克兰通道及过境土耳其通道，流量分别为 0.44 亿方/日及 0.45 亿

方/日。其中过境乌克兰通道原计划于 2024 年年底过境合同到期后断气，涉及匈牙利、斯洛伐克及奥地利三国；11 月 14 日，奥地利 OMV 公司表示因支付问题，俄气对其断气时间点或提前至 11 月 20 日。按当前水平估算，提前断气将导致 2024/25 冬季供应较预期减少最高 22 亿方、约合 2%超预期去库量；此外，2025 年该方向管道气将归零。

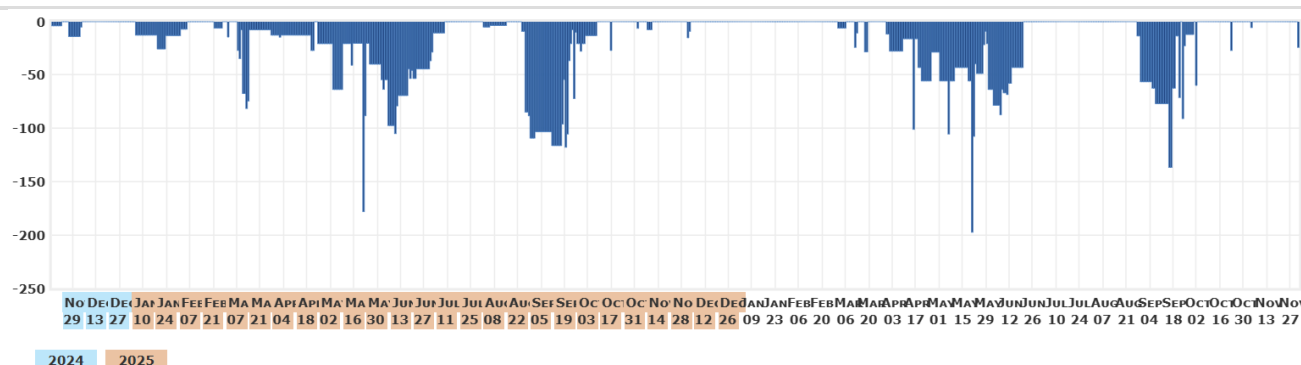
阿塞拜疆气源替代俄管道气减量。11 月初，匈牙利及斯洛伐克表示正在推进与阿塞拜疆 120-140 亿方/年长协合同的签订；同时奥地利 OMV 及斯洛伐克 SPP 均表示可以通过合同多样化来填补供气缺口，其中 SPP 表示，若用其他气源完全替代俄气并运输至斯洛伐克，其成本将至少增加 1.4 亿欧元、约合 4 欧元/兆瓦时。即 2025 年，阿塞拜疆方向或增加约 0.36 亿方/日供应，加上现有 0.34 亿方/日，累积 0.7 亿方/日管道供应量；但同时，中东欧市场也将面临进口成本增加的风险。

其他来源管道气供应量预期窄幅下滑。除上述三气源外，欧盟 27 国管道气供应商还包括阿尔及利亚、利比亚及英国，受本土产量衰减&消费增加、投资不足、设施老旧、LNG 售价部分时间高于管道气等因素影响，三国合计日流量自 2022 年 1.72 亿方/日逐年下滑至 2024 年的 1.27 亿方/日。

全球 LNG 产能持续释放增加 LNG 供给，但推迟投产以及其他地区需求增长导致流动性增长幅度有限。2024 年全球计划新增 LNG 出口产能 1.15 亿方/日（包含俄罗斯北极二号 T1），当前实际新增仅 0.32 亿立方米。2025 年计划新增产能 1.18 亿方/日，加上截至目前 2024 年计划新增、尚未投产产能，产能同比增幅达到 2.01 亿方/日；考虑实际投产时间，2025 年新增出口量预计为 1.12-1.3 亿方/日，其中上半年增幅约为 0.9 亿方/日。2024 年以来欧盟 LNG 日均进口量约为 2.95 亿方/日，同比下降 19%、降幅 0.7 亿方/日，主因为 2023/24 冬季去库量低，补库采购活动放缓。若 2025 年欧洲 LNG 采购需求恢复至 2023 年水平，则需要采购增量的 50-70%，叠加埃及转向进口国后增加的 0.2 亿方/日增量，以及全球其他地区因需求增长而带来的进口需求增量，全球 LNG 平衡预期偏紧。

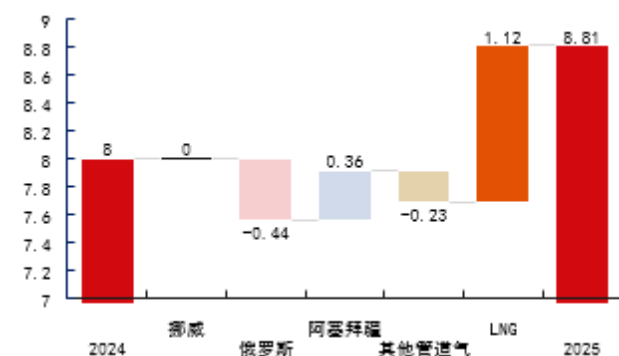
综上，2024 年欧盟 27 国天然气进口约为 8 亿方/日，2025 年可供欧盟进口量约为 7.85-9 亿方/日，增幅最高 10%，供应量及流动性增长存在较大不确定性，市场情绪仍易受到供应端扰动影响，上半年尤其偏紧。供应端的不确定性主要来自于：（1）俄罗斯气断供时间；（2）阿塞拜疆对俄气替代程度；（3）挪威实际检修及供应情况；（4）全球 LNG 新增出口产能投产节奏。

图 50: 挪威 Gassco 检修影响量



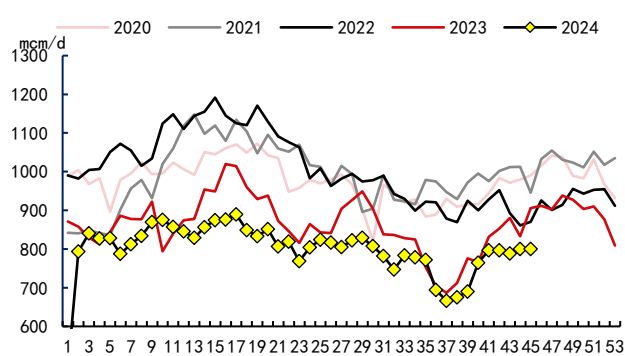
数据来源: Gassco 中信期货研究所

图 51: EU27 天然气进口量同比变动（亿方/日）



资料来源: Bruegel 中信期货研究所

图 52: EU27 进口气季节性



资料来源: Bruegel 中信期货研究所

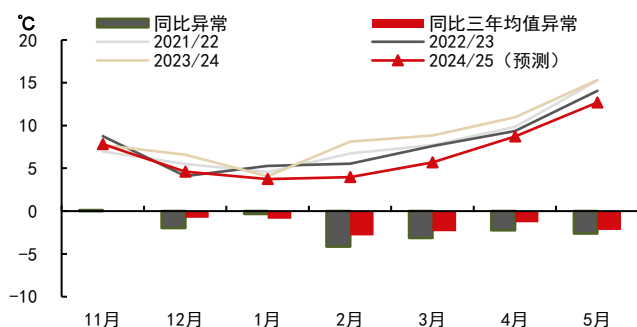
2) 需求: 2025 年欧盟天然气需求增速为 1.5%

2024/25 冬季气温同比下降，支撑 2025 年城燃部门消费同比上升。截至 11 月初，不完全统计欧洲部分国家城燃消费同比下滑 3%，上半年气温同比偏高、节能、清洁能源替代等因素导致下滑。但 9 月以来，经历了几轮北极南下的冷空气后，欧洲气温同比持续偏低，9-10 月城燃消费同比分别增长 14%/10%、对应平均气温下降 2.7/0.8℃。展望未来，在北极涡旋稳定性下降的预期下，欧洲同比偏冷格局将至少延续至 2025 年上半年，其中 2024/25 年冬季（12-3 月）气温同比下降 1.9℃、较三年均值下降 1.4℃，或带来城燃消费超 11-13%增幅，均至全年约近 0.36 亿方/日。

工业消费取决于经济增速，发电用气受能源转型影响持续下降。据 IMF《全球经济展望报告》预测，2024 年欧元区经济增长率为 0.8%，2025 年增长率为 1.2%，经济增速的小幅上行预期带来用电量及用气量增长，简单按照 1.11 弹性系数计算，受经济增长提振或带来 0.02 亿方/日用气增长。同时，可再生发电装置继续上量将挤压气电出力持续下滑，按照欧洲风能及光伏协会预测 2023-2027 年年均装机测算，在其他电源出力保持不变假设下，风光新装机将导致约 0.26 亿方/日发电用气量下滑。

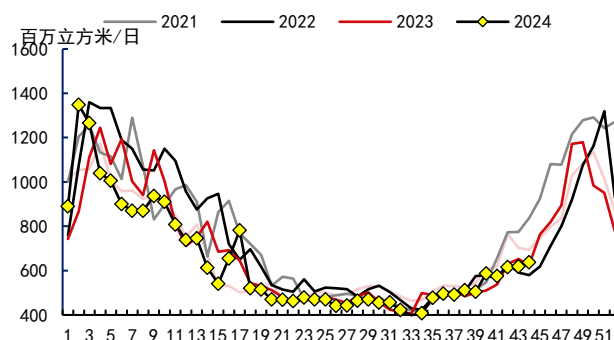
综上，2025 年欧盟天然气消费或同比增长约 0.12 亿方/日，增速约为 1.5%。

图 53： 欧洲气温预测



资料来源：ECMWF 中信期货研究所

图 54： 欧盟主要国家天然气消费量

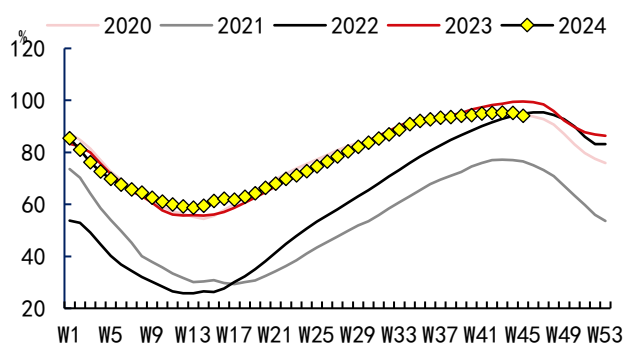


资料来源：路透 中信期货研究所

3) 去库量同比偏强，2025 年淡季补库需求明显增长

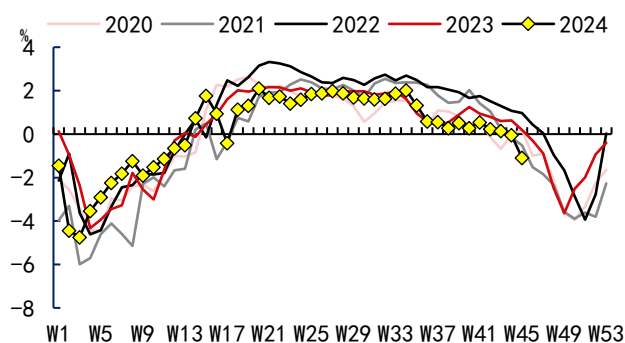
去库量同比偏强，2025 年淡季补库需求明显增长。截至 11 月中旬，欧洲库容率约为 92.1%，较去年同期低 7.32%，较近五年均值高 0.95%。进口来源国基础设施超预期检修、秋季气温偏低、淡季 LNG 采购节奏偏慢等因素影响，2024/25 年取暖季表现为：（1）开始去库时间同比偏早；（2）去库起点同比偏低；（3）去库节奏同比偏快。基准情形下（俄过境乌克兰对欧供管道气于年底断供），取暖季末库容率或维持在 48%左右，而远期 2025/26 取暖季前库容率刚好满足 85%补库目标；若提前断气，或库容率额外下滑 2%。

图 55： GIE 欧洲库容率



资料来源：彭博 中信期货研究所

图 56： GIE 欧洲库容率环比变动



资料来源：彭博 中信期货研究所

（二）美国：需求增长决定产量增长，产量水平决定价格中枢

今年以来，宽松基本面压制使得美气价格中枢主要在成本区间内震荡，价格和产量间维持极强的负相关性。展望 2025 年，我们认为“需求增长决定产量增长，产量水平决定价格中枢”的逻辑还将继续运行。

基准情形下 2025 年美国本土消费窄幅下降，警惕能源转型政策退坡导致天然气消费超预期。2024 年前十月美国本土消费为 25.03 亿方/日，同比增长 0.1%、增幅 0.3 亿方/日。增量主要来自电力部门，高温、数据中心激增、电力化水平

提升均提振发电用电水平，进而提升发电用电量。据 EIA 测算，2025 年美国本土消费量预期同比下降 0.1 亿方/日至 25.4 亿方/日，降幅 0.3%。其中商业及住宅消费预期同比增加 6-8%，工业及电力用气消费同比下降。但需注意，共和党政府相对青睐经济性更高的传统能源，对于可再生发电、电车等相关补助退坡或导致中期天然气消费超预期。

全年出口产能持续扩张，为需求侧主要增量贡献部门。2025 年美国计划新增出口产能 1990 万吨，约合 0.74 亿方/日，集中于 2024 年年底-2025 年一季度上线；此外，加拿大及墨西哥各有一台新产能也将于明年投产，累计产能 0.35 亿方/日，其中加拿大 LNG Canada T1 计划于年中上线。北美方向全年新增出口流量或在 0.7-0.8 亿方/日。

2025 年产量或需增长 0.6 亿方/日，二叠纪为主要增量来源、海恩斯威尔增幅有限。2024 年前十月美国本土 48 州干气产量为 29.22 亿方/日，同比基本持平，其中二叠纪增产对冲海恩斯威尔减产。假设二叠纪维持 2024 较 2023 年产量增幅（0.4 亿方/日）、阿巴拉契亚及其他地区维稳，则需海恩斯威尔增加 0.2 亿方/日（且增量需求主要兑现于下半年），对比去年以来产量与价格关系，维持 2.5 美元/百万英热价格即可支撑生产商产量维持所需水平。

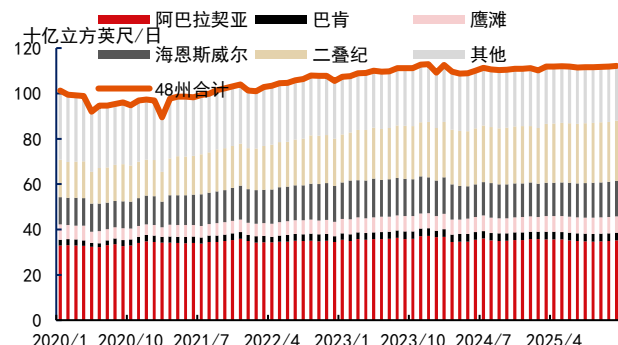
2024/25 取暖季美国天然气去库量预期同比偏高，缓和部分库存压力，但高绝对值仍对价格形成利空影响。截至 11 月初，美国天然气库存约为 1125 亿方，同比高 40 亿方、较五年均值高近 70 亿方，高库存格局较去年同期表现更甚。但展望 12-2 月气候预测，北方季度展望同比去年同期出现偏冷预期，且今冬飓风发生频率较高，多重因素或提振旺季调峰需求，缓和部分库存压力，美国 2024/25 冬季去库量预期同比增长约三成、约合 120-130 亿方，旺季末库存率约为 50%，同比下降、但仍显著高于 2018 年以来同期均值。2025 年库存端仍偏利空。

图 57： 美国本土干气产量 VS NYMEX 天然气价格



资料来源：彭博 中信期货研究所

图 58： 美国干气产量预测



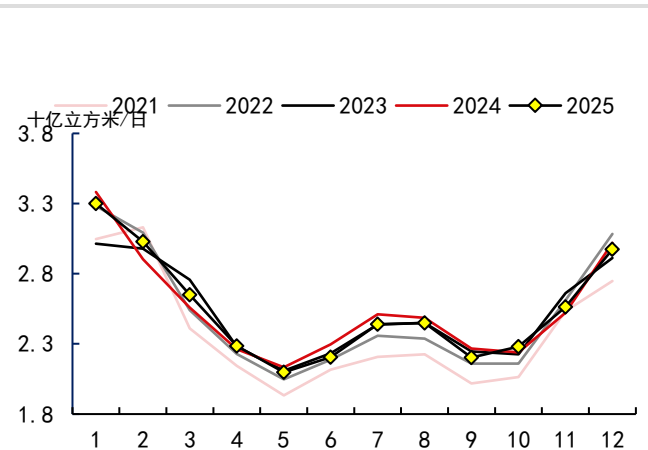
资料来源：EIA 中信期货研究所

图 59： 全球 LNG 出口产能投产表

墨西哥	Altamira Fast LNG	2024-Apr	1.4
俄罗斯	Arctic LNG 2, T1	2024-Aug	6.6
刚果	Tango (FLNG)	2024-Mar	0.6
毛里塔尼亚	Greater Tortue Ahmeyim 1	2024	2.3
美国	Corpus Christi Liquefaction Stage 3	2024	10
2024			20.9
美国	Plaquemines LNG Phase 1	2025-Jan	9.9
美国	Plaquemines LNG Phase 2	2025-Sep	9.9
刚果	Congo LNG	2025	2.4
墨西哥	Energía Costa Azul LNG 1	2025	2.5
加拿大	LNG Canada T1	2025mid	7
2025			31.7

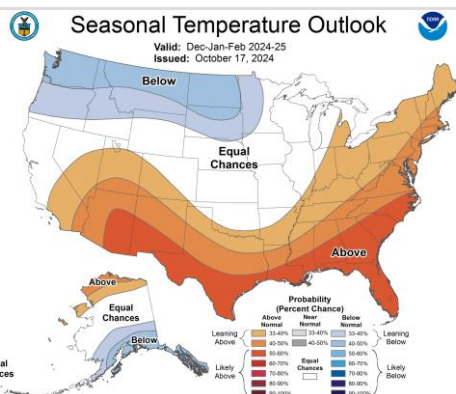
资料来源：EIA GIIGNL 中信期货研究所

图 60： 美国天然气本土消费季节性



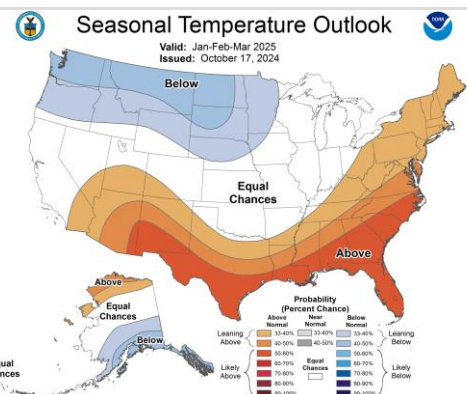
资料来源：EIA 中信期货研究所

图 61： 美国 2024/25 冬季 12-2 月气温预测



资料来源：NOAA 中信期货研究所

图 62： 美国 2025 年 1-3 月气温预测



资料来源：NOAA 中信期货研究所

图 63： 美国天然气平衡表

十亿方 米/日	2022	2023	2024Q1	2024Q2	2024Q3	2024Q4	2024	2025Q1	2025Q2	2025Q3	2025Q4	2025
供应	2.52	2.57	2.59	2.54	2.59	2.53	2.56	2.51	2.53	2.50	2.52	2.52
需求	2.51	2.53	2.95	2.23	2.42	2.59	2.55	2.20	2.36	2.61	2.54	2.43
供需差	0.01	0.05	-0.36	0.31	0.17	-0.06	0.01	0.32	0.17	-0.11	-0.02	0.09

数据来源：EIA 中信期货研究所

（三）展望：全球流动性持续扩张，进出口区域价差预期收窄

全球 LNG 流动性增加持续压降气价中枢，但同比偏冷预期及管道气成本上升挤压下行空间。阿塞拜疆管道气或替代俄罗斯供中东欧管道气，但进口成本存上升预期，全球 LNG 产能持续扩张带来流动性增长，叠加地缘缓和预期，LNG 采购中枢预期有所下行；气温同比偏冷格局将至少持续至明年上半年，提振城燃消费同时增加淡季补库采购需求。全年价格中枢预期同比窄幅下行，节奏上前

高后低。

美国天然气市场“需求增长决定产量增长，产量水平决定价格中枢”的逻辑还将继续运行。基准情形下 2025 年美国本土消费窄幅下降，其中商业及住宅消费预期同比增加，工业及电力用气消费同比下降，警惕能源转型政策退坡导致天然气消费超预期。全年出口产能持续扩张，为需求侧主要增量贡献部门。产量端，海恩斯威尔预期需增加 0.2 亿方/日，边际成本需维持 2.5 美元/百万英热及以上，全年价格中枢同比上升，节奏上前低后高。此外，随着美国对欧洲出口持续增加，价差预期收窄，当前远月欧美价差较高，关注价差收窄机会。

图 64： 全球天然气供需平衡表预测

十亿立方米	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2025/24 同比变化
非洲	164	161	169	170	176	180	185	5
亚太地区	829	834	891	877	902	948	997	49
其中中国	307	325	367	364	391	422	455	33
中南美洲	156	142	153	150	149	148	149	1
前苏联地区	608	585	649	622	631	656	664	8
其中俄罗斯	482	461	516	487	495	516	524	8
欧洲	590	576	609	524	488	488	493	5
中东	543	546	562	580	592	610	632	22
北美	1072	1047	1058	1110	1121	1134	1136	2
其中美国	854	836	841	885	892	900	897	-3
全球需求合计	3967	3891	4091	4033	4059	4165	4256	91
非洲	252	240	260	251	253	252	265	13
亚太地区	630	622	648	660	670	686	680	-6
其中中国	174	189	205	216	230	245	255	10
中南美洲	167	150	148	151	149	146	152	6
前苏联地区	921	866	961	865	830	860	846	-14
其中俄罗斯	738	692	762	672	638	675	659	-16
欧洲	249	230	222	230	215	220	220	0
中东	668	670	692	715	725	743	765	22
北美	1135	1115	1133	1215	1261	1262	1265	3
其中美国	929	924	945	996	1037	1034	1045	11
全球供应合计	4022	3893	4066	4087	4103	4169	4206	37
供需差	55	2	-25	54	44	4	-50	-40

数据来源：EIA IEA 中信期货研究所

四、国内电力：市场建设踩油门，电价预期再向下

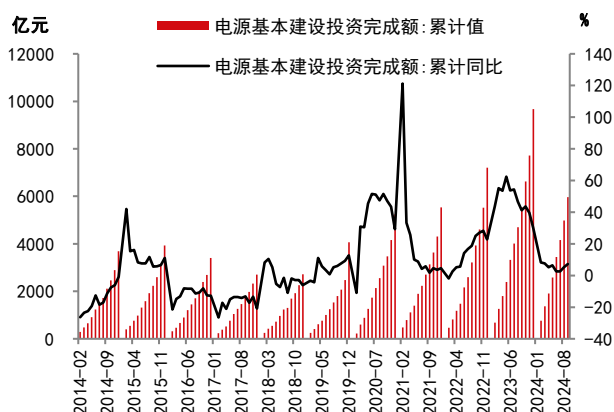
2024 年，虽然经济增速放缓，但在用电新动能的拉动下，全社会用电量出现超预期增长，中电联两度上调电量预测。为了缓解愈加凸显的清洁能源消纳问题，电网投资放量，市场交易机制、绿电市场加速建立，火电兜底效果显现、利用小时数进一步下滑，且度电煤耗出现增长。燃料成本下降带动电价继续回落，但新能源入市带来了电价激烈竞争，预计 2025 年电价仍将继续下降。

（一）电力供应：清洁化程度提高，消纳压力凸显

1) 源网建设投资：清洁能源投资放缓，火电核电投资高增

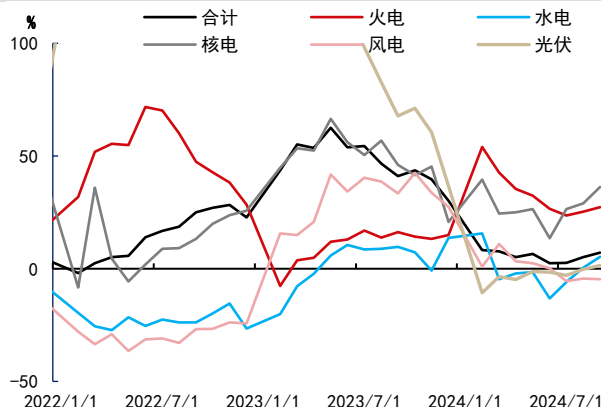
电源建设投资放缓，火电核电投资维持高增长，其他清洁能源投资出现明显下降。经过两年高增长之后，随着可再生能源装机增速下降，2024 年电源投资同比增速回落。2024 年 1-9 月，电源基本建设投资完成额达到 5959 亿元，同比增长 7.2%，增速较去年同期回落 33.9 个百分点，其中火电、水电、核电、风电、太阳能发电投资分别同比增长 27.3%、5.3%、36.3%、-4.6%、1.5%。

图 65：电源建设投资完成额



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 66：分类型电源建设投资完成额同比增速

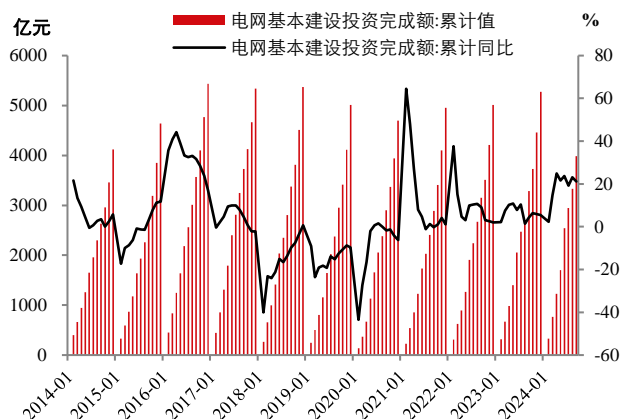


资料来源：国家统计局 中信期货研究所

电网建设增速扩大，国家电网投资将超 6000 亿元，南网投资 1730 亿元。

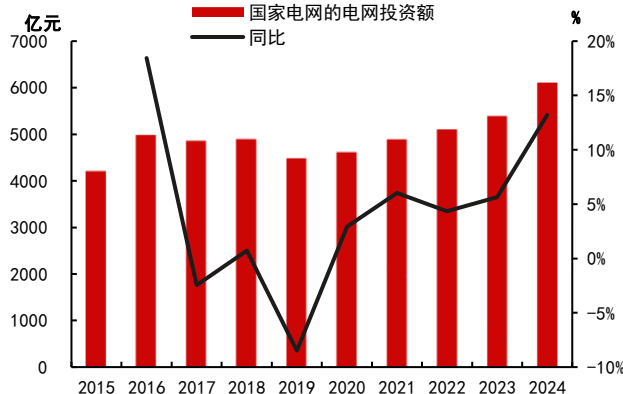
2024 年 1-9 月，电网基本建设投资完成额达到 3982 亿元，同比增 21.1%；新增 220 千伏及以上线路总长度达 18428 千米，同比+18.79%。据测算，今年国家电网对电网投资将超过 6000 亿元，创历史新高，连续两年投资增速持续扩大。今年国网投资主要聚焦于特高压交直流工程建设、加强县域电网与大电网联系、电网数字化智能化升级等方面。南网今年安排固定资产投资 1730 亿元，同比增幅达到 23.5%，覆盖电网建设、抽水蓄能、新型储能等领域共 194 项能源重点工程。

图 67： 电网建设投资完成额



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 68： 国家电网的电网投资额

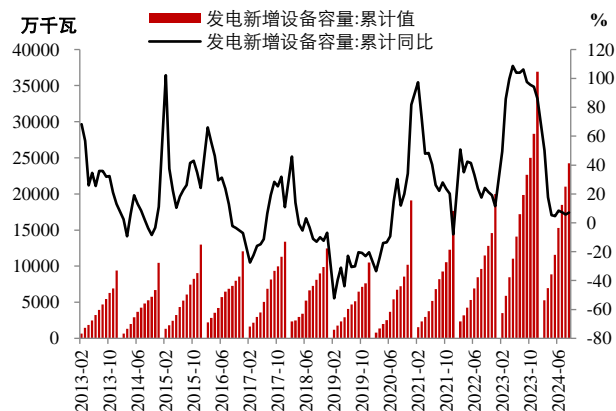


资料来源：国家电网 中信期货研究所

2) 装机量：清洁电力装机高增长，消纳压力凸显

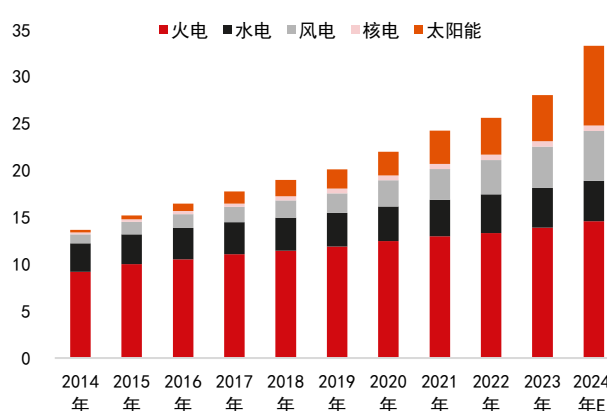
并网风光装机占比提升至 40% 以上，部分地区新能源消纳压力凸显。截至 9 月底，全国全口径发电装机容量 31.6 亿千瓦，同比增长 14.1%，其中火电装机 14.2 亿千瓦，非化石能源发电装机容量 17.9 亿千瓦，占比提升至 56.5%。预计到年底，全国发电装机容量有望达到 33.2 亿千瓦左右，同比增长 13.5%，其中火电将达到 14.6 亿千瓦（煤电 12 亿千瓦），非化石能源发电装机 19.2 亿千瓦左右，占总装机的比重上升至 57.8%（风光装机 13.8 亿千瓦，占比超 40%）。

图 69： 发电新增设备容量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 70： 分类型发电装机（亿千瓦）

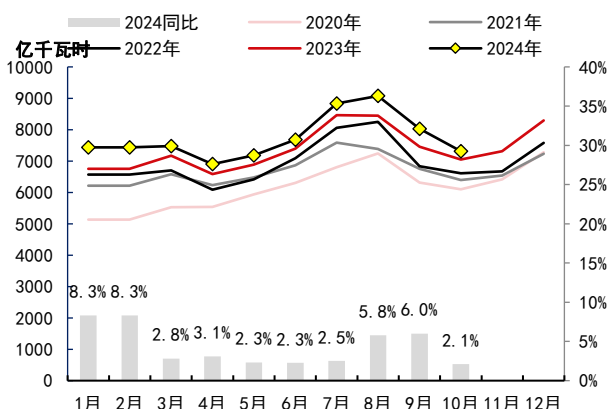


资料来源：中电联 中信期货研究所

3) 发电端：清洁能源挤压火电，火电利用率下降、单耗增加

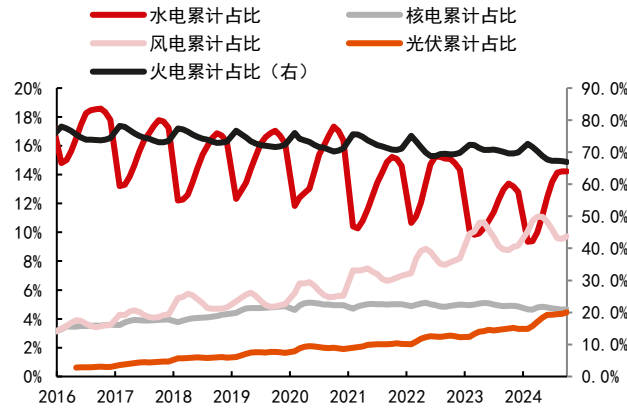
1-10 月发电量同比增 5.2%，水电火电此消彼长。2024 年 1-10 月，规上工业发电量同比增 5.2%，火电、水电、核电、风电、太阳能发电同比增速分别为 1.9%、12.2%、1.5%、13.1% 和 27.5%。除了清洁能源发电保持高增外，今年来水前高后低，下半年高温支撑用电需求增长，8-10 月火电增速由负转正。

图 71：全社会发电量



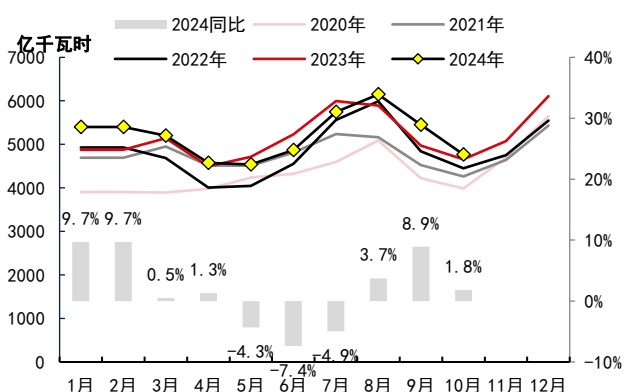
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 72：分类型累计发电量占比



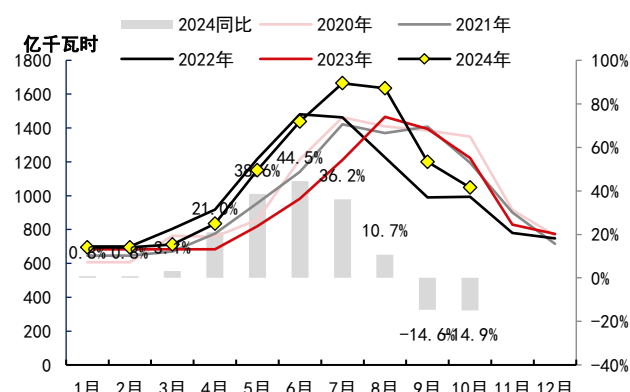
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 73：火电发电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

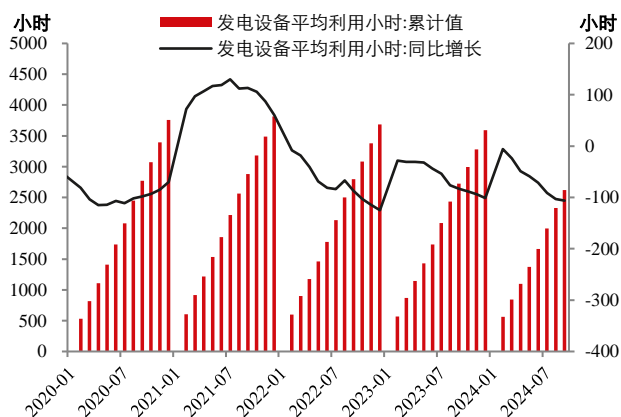
图 74：水电发电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

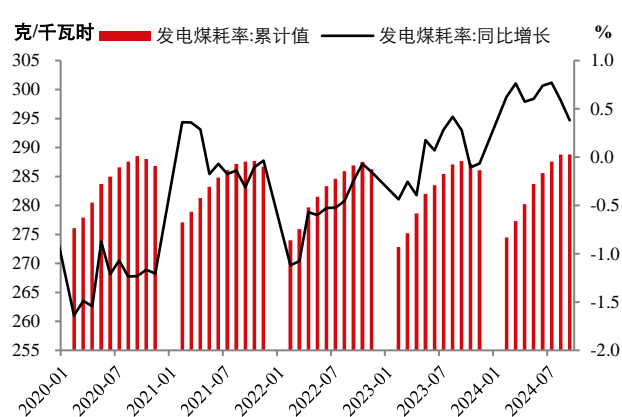
消纳不足导致风光利用率下滑，火电利用小时下降、单耗增长。1-9 月，全国发电设备累计利用小时 2619 小时，同比-106 小时。分类型看，火电、水电、核电、并网风电、太阳能发电设备平均利用小时数为 3305、2672、1567、5704、959 小时，同比-39、+305、-97、-20、-58 小时。除水电因来水增加、利用小时有增长之外，消纳不足导致风光利用率下滑，火电受清洁能源影响，不仅利用小时数下降，而且发电耗煤率出现增长。

图 75：发电设备利用小时（累计值）



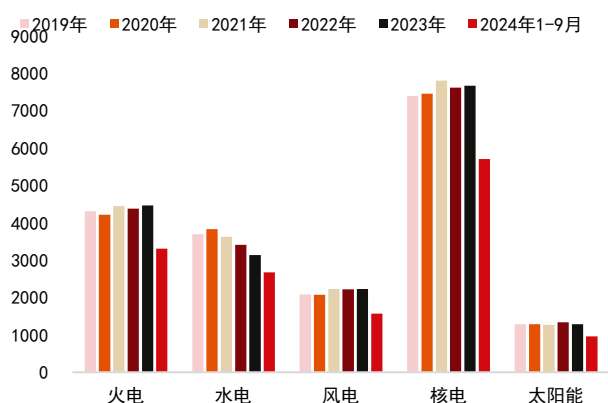
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 76：发电耗煤率



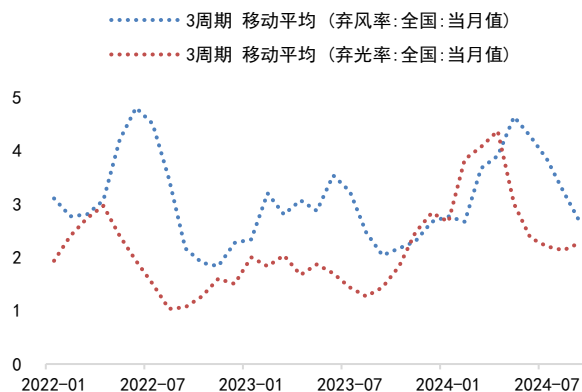
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 77：发电利用小时数（小时）



资料来源：wind 中信期货研究所

图 78：弃风弃光率（%）



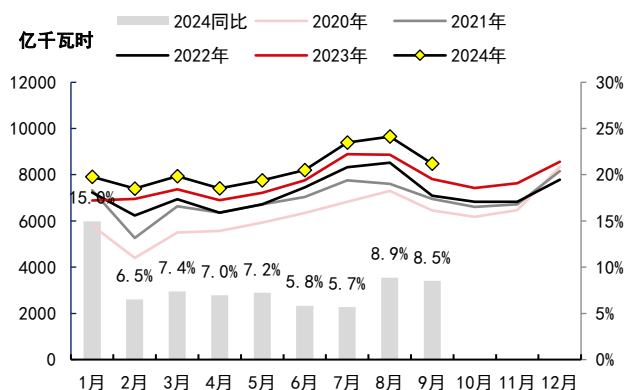
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心 中信期货研究所

（二）电力需求：新动能发力，用电增速超预期增长

1) 用电量：1-9 月用电量增长 9%，全年增速 7%以上

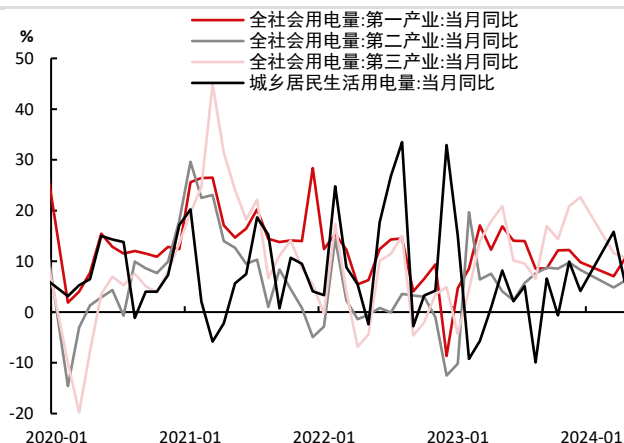
1-9 月用电量增长 7.9%，预计全年增速在 7%以上。1-9 月，全社会用电量累计同比增长 7.9%。从分产业增速，一产+6.9%、二产+5.9%、三产+11.2%、城乡居民+12.6%。虽然四大高载能行业用电增速放缓（前三季度增长仅 3%），但高温影响居民用电、高技术及装备制造业用电同比增长，贡献了较大增量。四季度以来，一揽子增量政策陆续出台，预计四季度经济平稳，且今冬气象或较常年同期偏高，四季度用电增速或有放缓。根据中电联预测，2024 年全社会用电量将到达 9.9 万亿千瓦时，同比增长 7%左右。

图 79：全社会用电量



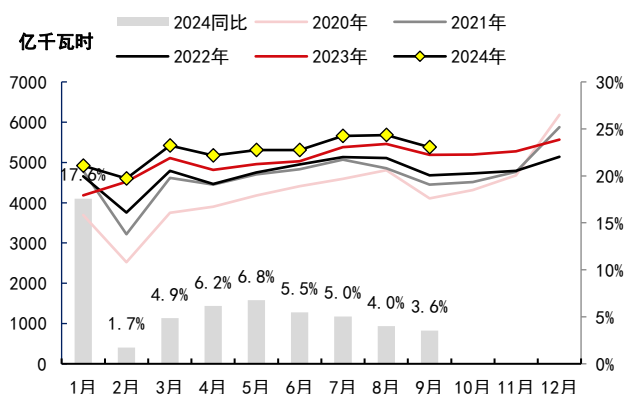
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 80：分行业用电量同比



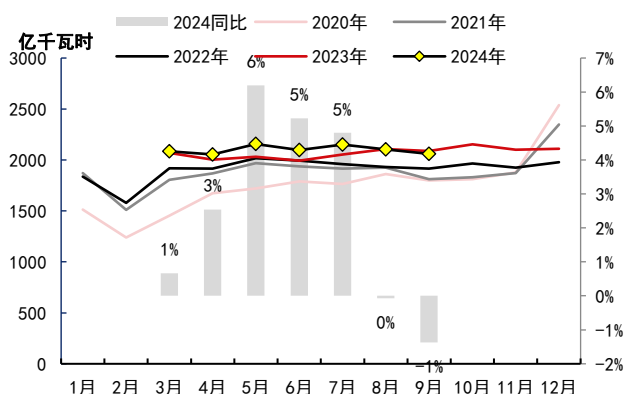
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 81：第二产业用电量



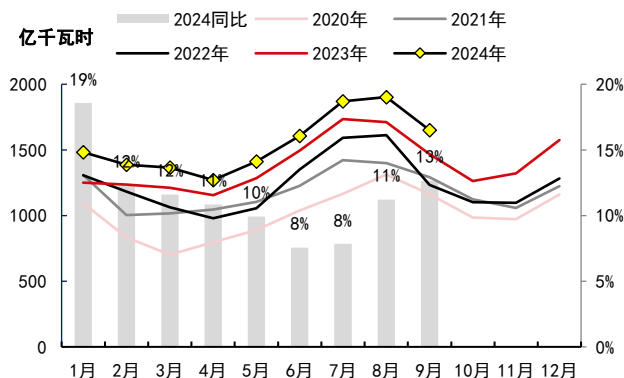
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 82：四大高耗能制造业用电量



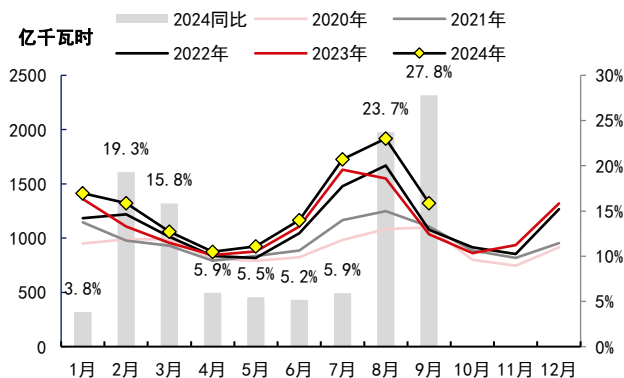
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 83：第三产业用电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 84：城乡居民用电量



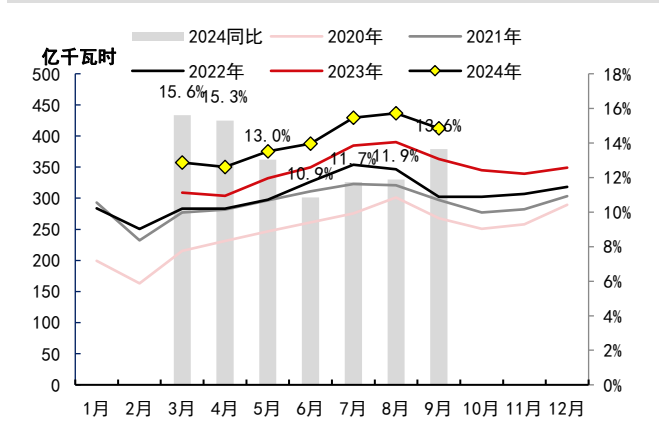
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

2) 用电新动能：高技术制造业、服务业、极端天气

第二产业用电结构性分化，制造业向高技术、高附加值方向升级。1-9 月，制造业用电同比增长 5.8%，其中高技术及装备制造业同比增 11.4%。消费品制造业同比增 6.4%，而四大高载能行业增速降至 3%。

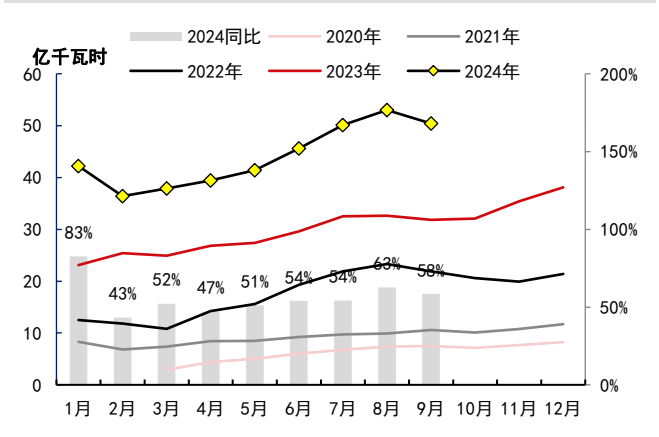
服务业、数字化经济蓬勃发展，第三产业用电增长延续快速增长势头。1-9 月，充换电服务业用电量同比增长 56.7%，互联网数据服务用电量同比增长 24.4%。国网能源研究院预计 2024 年底，全年 5G 基站、数据中心、电动汽车带来的新增电量超过 600 亿千瓦时。

图 85： 计算机及信息软件服务业、制造业用电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 86： 公共充电设施充电量



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

此外极端天气对城乡居民用电量影响也逐步放大。1-9 月，全国城乡居民生活用电量同比增长 17.8%；三季度各月同比分别增长 5.9%、23.7%、27.8%，8、9 月增速受西南、华东、华中区域高温因素拉动显著。西南、华东、华中区域城乡居民生活用电量 8、9 两月合计同比分别增长 61.1%、37.7%、25.4%。据我们的模型，极端高温、极端低温对南方省份用电量影响较大。如下图所示，在控制了一系列变量后，上海最高气温 38℃ 以上的每增加一天，将会导致当月用电量增长 2.2 个百分点。

图 87： 极端气温对部分省份用电量影响

区域电网	省份	低温影响					高温影响			
		(10)-(6)	(6)-(2)	(2)-2	2-6	6-10	26-30	30-34	34-38	38+
华东电网	上海	13.4%			1.0%			1.8%	1.6%	2.2%
	安徽	5.5%		0.8%				0.8%	1.4%	2.1%
	江苏	6.7%						0.9%	1.4%	1.4%
	浙江		5.1%					0.7%	1.2%	0.8%
	福建							0.6%	1.0%	7.6%
华中电网	江西		8.1%			0.8%			0.9%	
	河南		1.3%					0.8%	1.4%	
	四川			1.2%	0.4%		0.5%		0.8%	2.0%
	湖北			1.2%				0.8%	1.7%	2.1%
	重庆			6.7%					1.2%	1.7%
	湖南		3.3%		1.1%	0.5%		0.5%	1.4%	
南方电网	广西							0.6%	0.6%	
	广东						0.6%		1.1%	1.7%
	海南							1.1%	1.5%	
	云南			1.5%						
	贵州				1.1%					

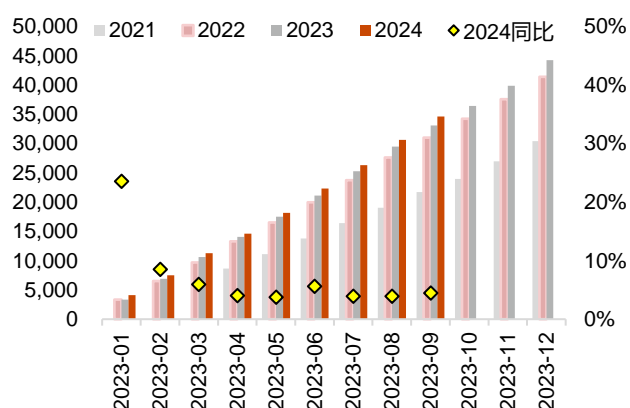
数据来源：中信期货研究所

（三）电力市场交易：市场建设加快，绿证交易放量

1-9 月电力市场交易电量同比增长 9.2%，占全社会用电量 62%。1-9 月，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 45934.7 亿千瓦时，同比增长 9.2%。省内交易电量合计为 35273.1 亿千瓦时，省间交易电量合计为 10661.6 亿千瓦时。全国电力市场中长期电力直接交易电量合计为 34617.9 亿千瓦时，同比增长 4.5%。其中，省内电力直接交易（含绿电、电网代购）电量合计为 33823.8 亿千瓦时，省间电力直接交易（外受）电量合计为 794 亿千瓦时。各地电力现货市场建设加快，山东、甘肃现货市场先后转为正式运行。

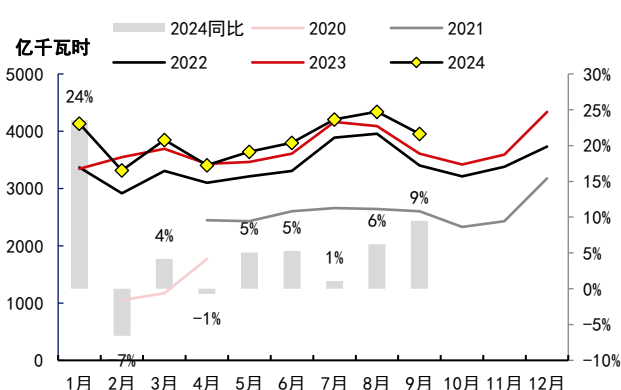
绿证核发放量，供大于求价格承压。今年，国家能源局印发《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，发改委印发《电力中长期交易基本规则—绿色电力交易专章》，标志着绿证和绿电的交易市场不断完善。截至 2024 年 9 月底，全国共累计核发绿证 23.19 亿个。其中，风电 7.93 亿个，占 34.19%；太阳能发电 4.84 亿个，占 20.86%；常规水电 8.85 亿个，占 38.16%；生物质发电 1.56 亿个，占 6.71%；其他可再生能源发电 190 万个，占 0.08%。中国绿证数量不断更加，但需求量并未达到与之匹配的水平，绿证供大于求导致其价格承压。

图 88：中长期电力直接交易电量：累计值



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 89：中长期电力直接交易电量：当月值



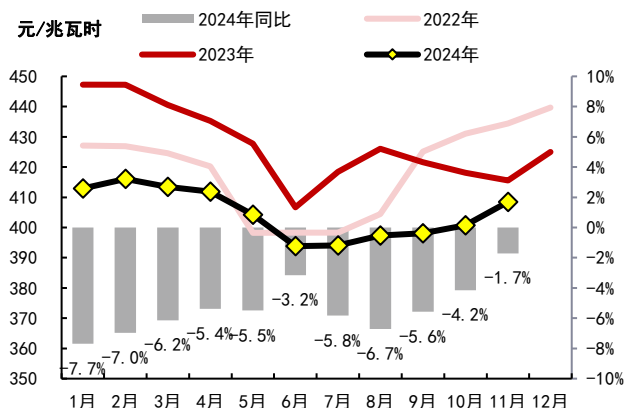
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

（四）电价展望：燃料与电量均较宽松，2025 年电价仍有下降压力

1-11 月全国平均电价同比下降 5.4%，降幅高于煤价降幅。在电厂电煤长协占比 8 成、现货采购 2 成的假设下，2024 年 1-11 月电煤平均成本下降约 4.3%，而电价平均降幅 5.4%，低于燃料成本降幅。这与清洁能源的快速发展密不可分，同时也显示了电量供应总体偏宽松的基本面。

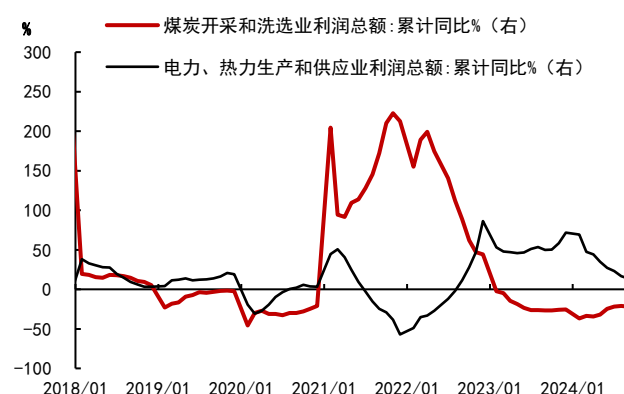
燃料供应宽松，煤价中枢有下降压力，可再生能源继续增长，预计 2025 年电价将继续回落。预计 2025 年全社会煤炭库存处于偏高水平，大部分时间电量供应偏宽松，冬夏旺季全国电力供需形势总体紧平衡，华东、华中、西南、南方等部分省级电网在用电高峰时段电力供需形势偏紧。

图 90： 全国代理购电价格平均值



资料来源：国家统计局 中信期货研究所

图 91： 电力、热力生产和供应行业利润总额



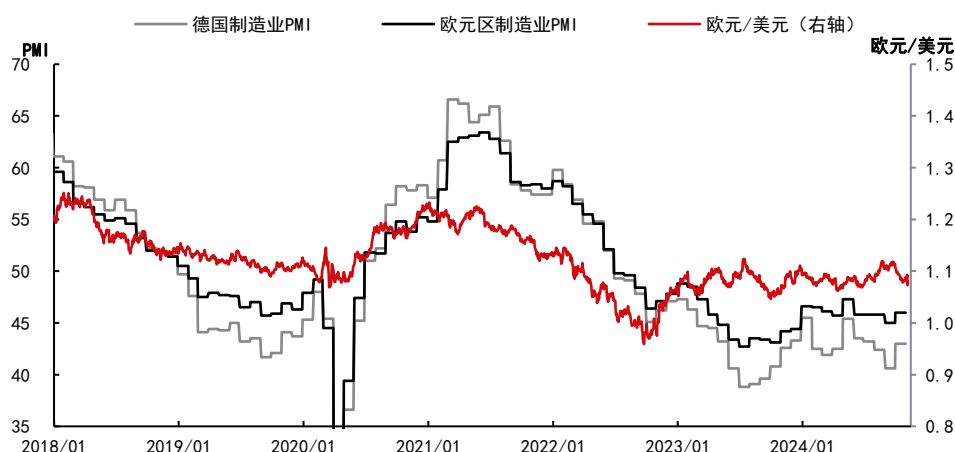
资料来源：国家统计局 中信期货研究所

五、欧洲电价：预期 2025 年维持震荡，关注调峰能源天然气及天气节奏

（一）欧洲制造业持续低位震荡

2024 年欧洲制造业 PMI 下半年持续偏弱，仍处于荣枯线以下。欧元区、法国及德国的制造业 PMI 自 2024 年二季度环比修复后，在 2024 年 3-4 季度继续回落。2024 上半年欧洲制造业 PMI 波动可通过下文月度数据佐证，2024 年 3-4 季度数据可通过下文高频发电量统计观察。

图 92： 欧元区及部分国家制造业 PMI



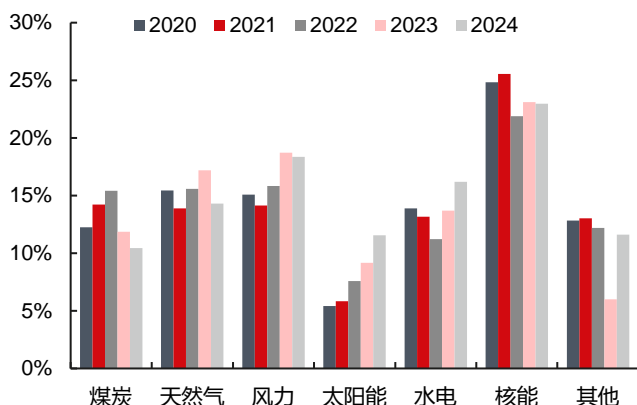
资料来源：Wind 中信期货研究所

从月频数据来看，2024 年 1-7 月 EU27 总发电量，累计同比增长 4.4%；整体依然呈现可再生能源替代传统能源的趋势。其中煤炭数据仅更新至 3 月，具体数据可参考后续高频数据。天然气、水电、核电发电量分别为 22、24.9、35.3 万 GWh；累计同比分别为-15.5%、24.4%及 3.9%。由于核电及水电的快速恢复，煤

炭及天然气发电量在 2024 年上半年继续维持弱势。（欧洲月频数据更新频率较低，近期情况请参阅后文欧洲周度高频发电数据）

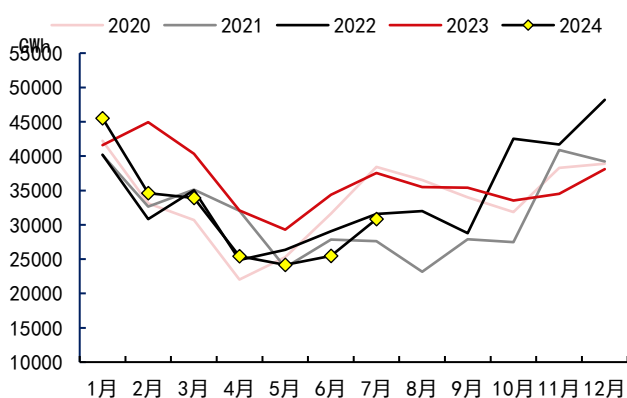
2024 年风力光伏发电表现突出。2024 年 1-7 月 EU 光伏发电量 17.7 万 GWh，同比增加 18.9%；风电发电量 28.2 万 GWh，同比增加 6.4%。

图 93: EU27 各类型能源发电占比



数据来源: Eurostat 中信期货研究所

图 95: EU27 月度天然气发电量



数据来源: Eurostat 中信期货研究所

图 97: EU27 月度水力发电量

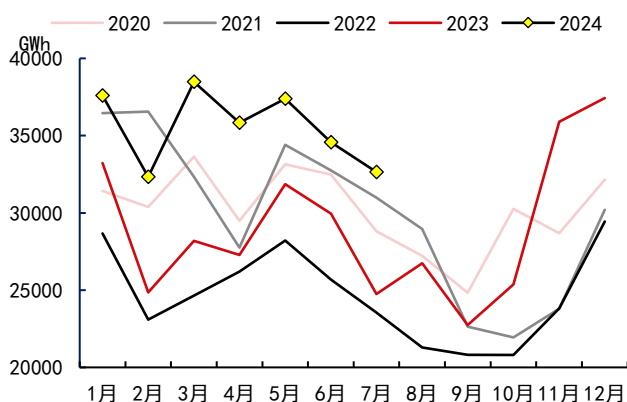
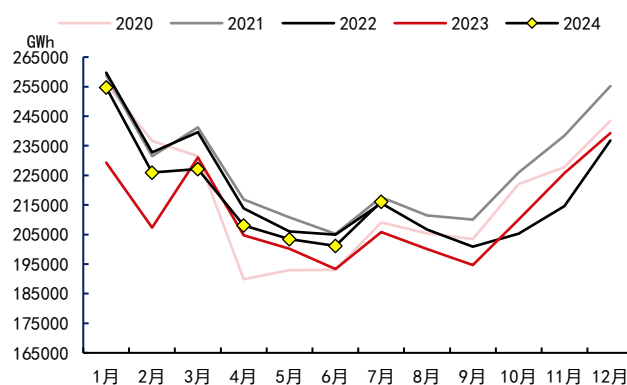
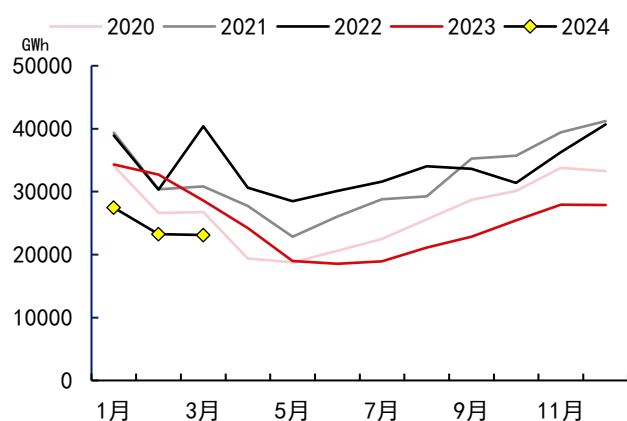


图 94: EU27 月度总发电量



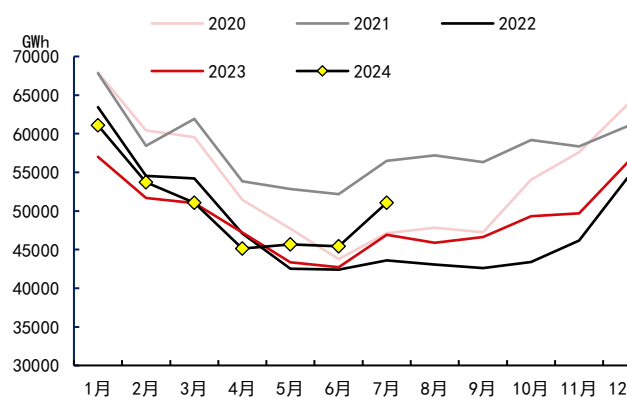
数据来源: Eurostat 中信期货研究所

图 96: EU27 月度煤炭发电量



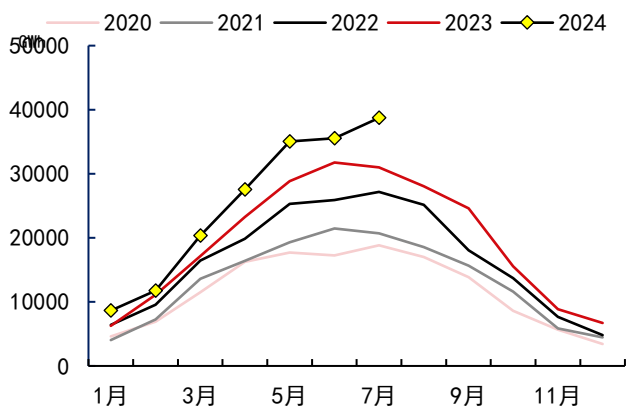
数据来源: Eurostat 中信期货研究所

图 98: EU27 月度核电发电量



数据来源：Eurostat 中信期货研究所

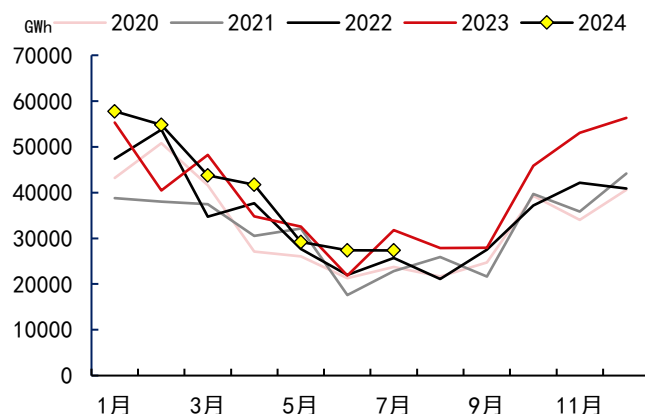
图 99： EU27 月度光伏发电量



数据来源：Eurostat 中信期货研究所

数据来源：Eurostat 中信期货研究所

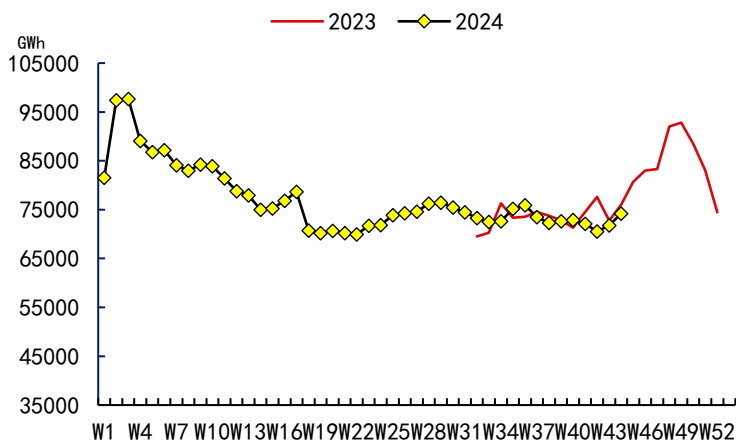
图 100： EU27 月度风电发电量



数据来源：Eurostat 中信期货研究所

从高频数据来看，欧洲 2024 年 7-11 月总发电量同比基本持平。主要因欧洲二季度工业需求继续维持偏低水平。

图 101： 欧洲高频发电量



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

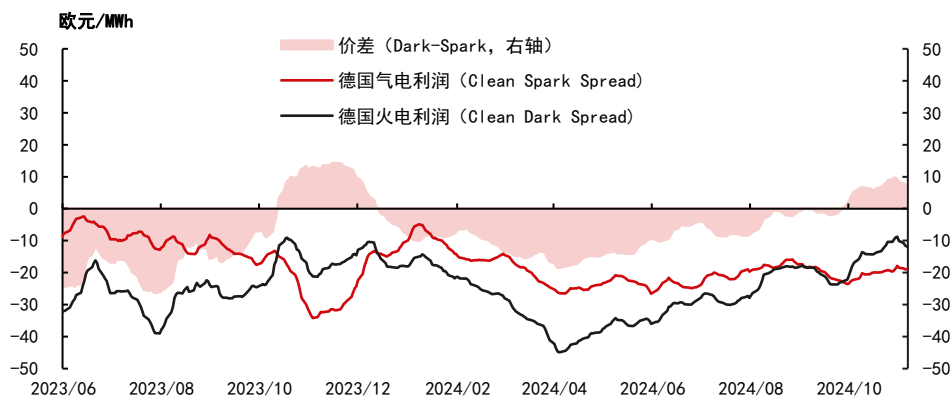
（二）煤炭发电性价比持续低于天然气，但三季度环比修复

火电及气电利润在市场层面决定欧洲采用何种发电能源，2024 年三季度煤炭利润环比上涨。火电-气电利润价差由 2024 年 1 月的-8 欧元/MWh，下降至 2024 年 3 月的-16 欧元/MWh，截止 2024 年 6 月为-10 欧元/MWh。火电发电利润低于气电发电利润，但三季度呈现煤炭发电利润显著修复，截止 2024 年 11 月 8 日，火电气电价差为 7 欧元/MWh。

电厂优先选择天然气作为调峰能源的同时，煤炭发电量环比增加。从数据来看，上半年煤炭发电量累计同比 2023 年大幅下降约 20%，天然气发电量累计同比 2023 年下行 2%；前三季度煤炭发电量累计同比下滑 18%，天然气三季度累计同比下跌约 7%。总体而言，三季度随着欧洲经济继续缓慢修复，总发电量同

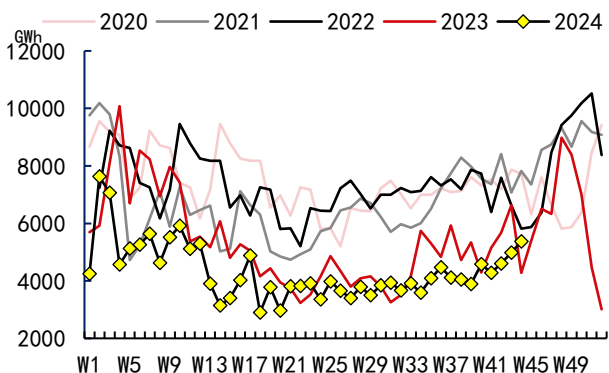
比小幅震荡，但由于三季度天然气价格大幅抬升，煤炭利润显著在三季度改善，煤炭发电量同比跌幅收窄。

图 102：德国气电火电利润价差



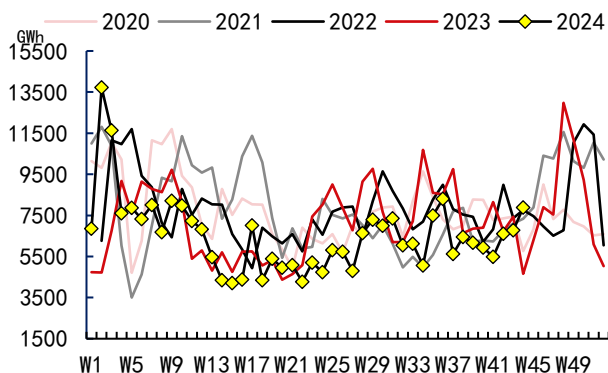
资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 103：欧洲周度煤炭总发电量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 104：欧洲周度天然气发电量

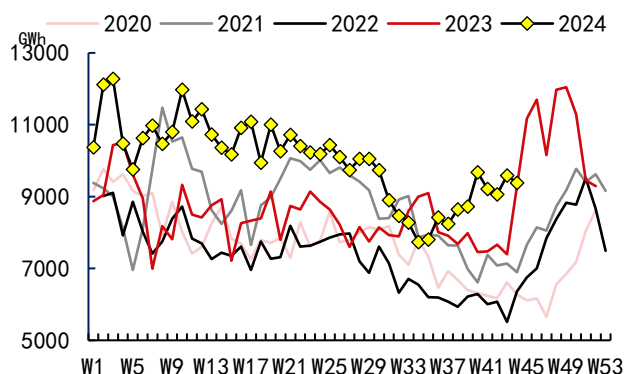


数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（二）核电与水电出力已恢复至常值

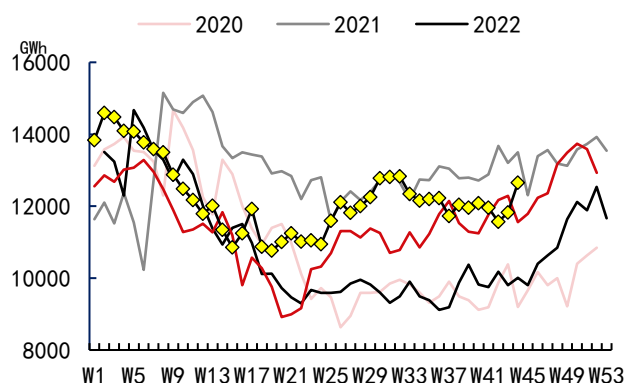
欧洲 2024 年上半年水电恢复较强，下半年核电及水力均同比上涨。从高频周度发电量数据来看，欧洲 2024 年全年水力发电累计同比 2023 年同期增长 18%。核电发电较 2023 年同期增长 7.9%。

图 105： 欧洲水电周度发电量



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 106： 欧洲核电周度发电量

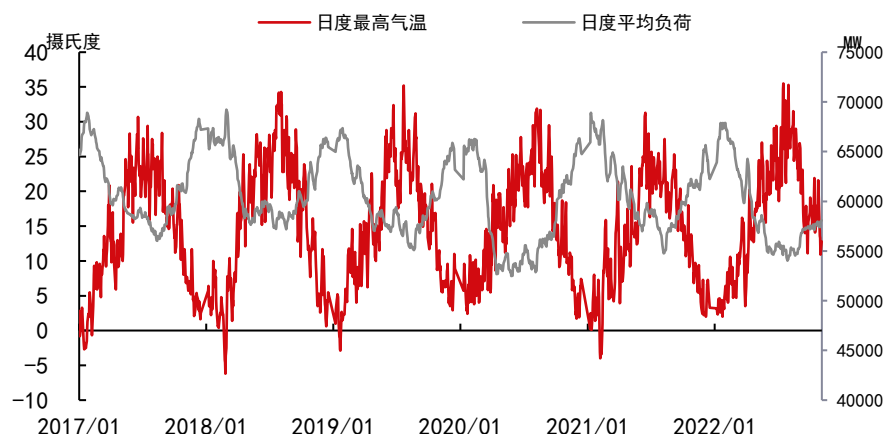


数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

（三）电力的主要风险点由天气主导

20205 主要风险继续为超预期极端天气。下图为 2017-2023 年日度最高气温与日度平均负荷对比，可以发现存在明显的季节性及负相关。根据过去 5 年的变化来看，极端气温出现概率提升，需警惕超预期气候带来的超额电力需求。

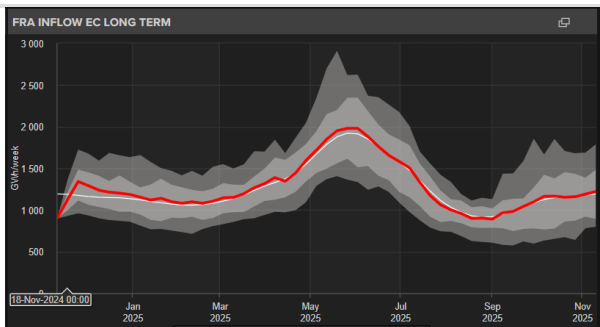
图 107： 德国气温与电力负荷历史波动



资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

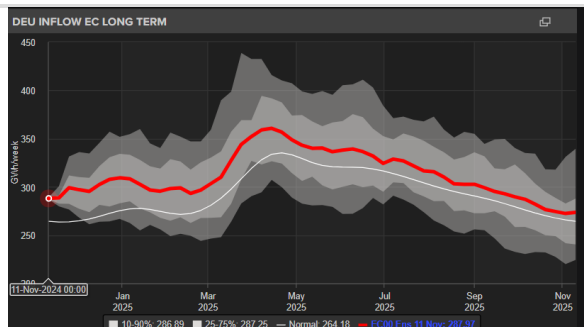
从供给端来看，预计欧洲发电在 2025 年上半年平稳运行。从周度水电出力来看，法国水电 2024 年下半年预计基本保持在平均水平之上，德国水电也将大幅高于常值。与此同时，法国核电出力比例预期逐步继续抬升至 5 年较高水平，由于法国核电是重要的电力出口端，因此核电出力对于欧洲的电力平衡至关重要。

图 108： 法国水电 2025 年展望



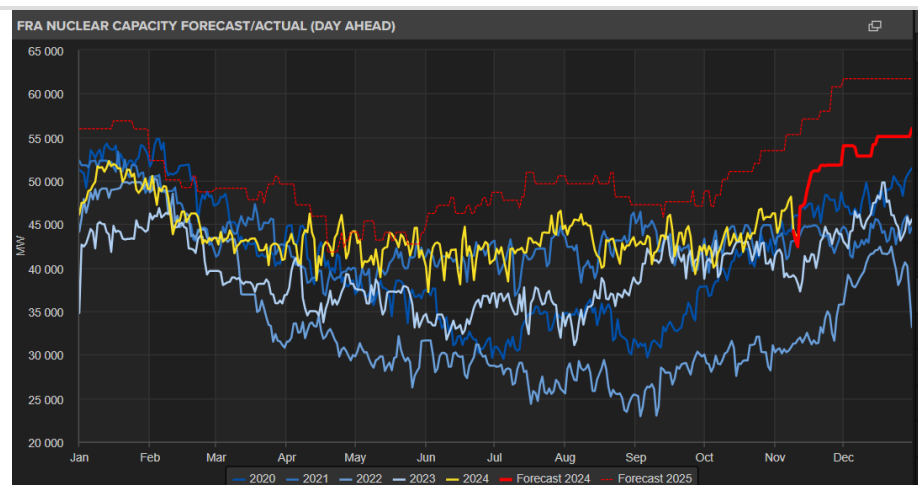
数据来源：路透 中信期货研究所

图 109： 德国水电 2025 年展望



数据来源：路透 中信期货研究所

图 110： 法国核电出力季节性图

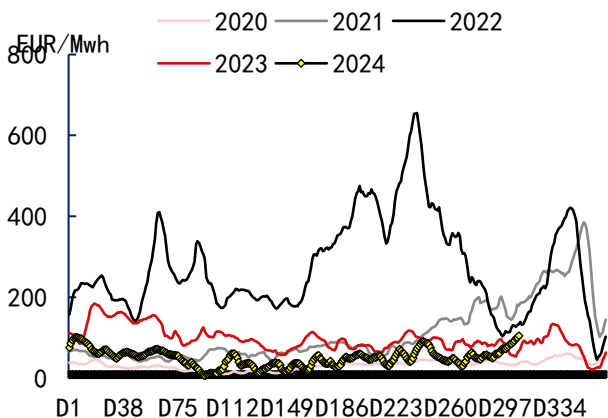


资料来源：Bloomberg 中信期货研究所

（四）电价风险三四季度在合理范围内区间波动

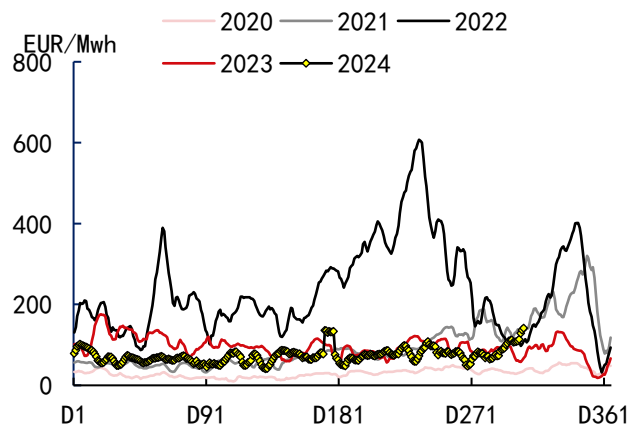
2024 年三四季度欧洲电价区间波动率与 2022-2023 年相似，但绝对价格降低。截至 2024 年 11 月 8 日，北欧、德国、法国、英国的日前平均电价分别为 23、140、105、101 欧元/MWh，价格走势基本符合四季度偏强的趋势。

图 111： 法国日前基荷电价



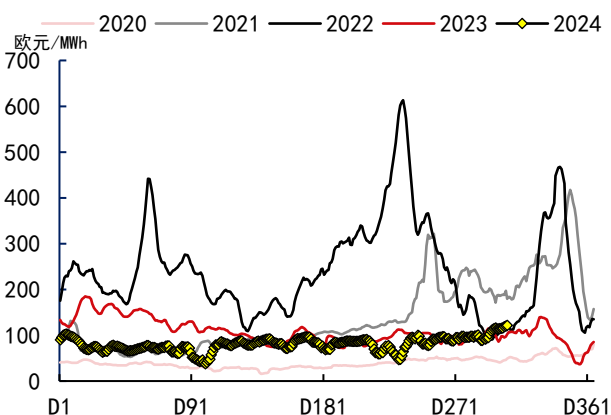
数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 112： 德国日前基荷电价



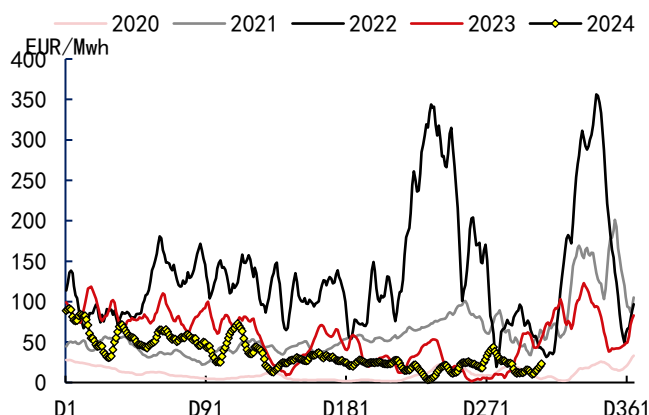
数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 113： 英国日前基荷电价



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

图 114： 北欧四国日前基荷电价



数据来源：Bloomberg 中信期货研究所

欧洲远期电价预期 2024 年底及 2025 年年初电价偏强运行。从远期价格来看，一季度远期价格高于与一月远期价格，市场预期四季度及 2025 年一季度价格将小幅增长；年度合约小于月度及季度合约，预计 2025 年电价重心低于当前价格。

图 115： 德国 1M、1Q、1Y 远期日前电价



资料来源：路透 中信期货研究所

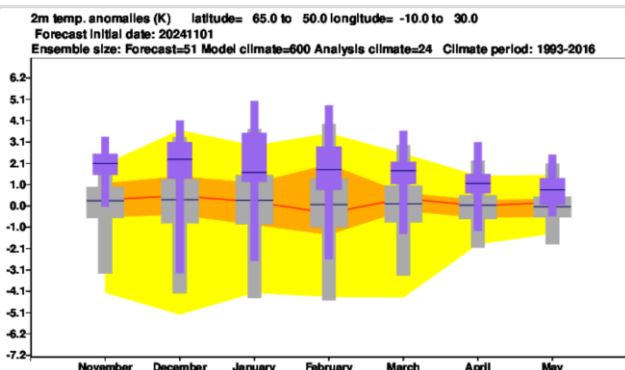
展望 2025 年风险，重点关注调峰能源价格及极端天气可能性。从电力供给角度来看，2024 年欧洲电力的供应矛盾将继续缓和。新能源发电随着装机量继续上行；水电及核电预期恢复至常值；因此重点关注对电力需求影响最大的极端天气，进入四季度更多需要观察潜在的寒潮。总体而言，遭遇极端天气的概率逐步增加，其对需求的影响在未来将显著增加，需要密切观察极端天气变化。

此外，由于欧洲电力市场采用边际定价模式，需要重点关注天然气基本面及地缘政治对天然气的影响。

展望天气，如下图所示，根据欧洲中期天气预报中心预测模型，2024 年四季度及 2025 年上半年北欧及南欧的地面气温将继续高于往年常值，也侧面印证

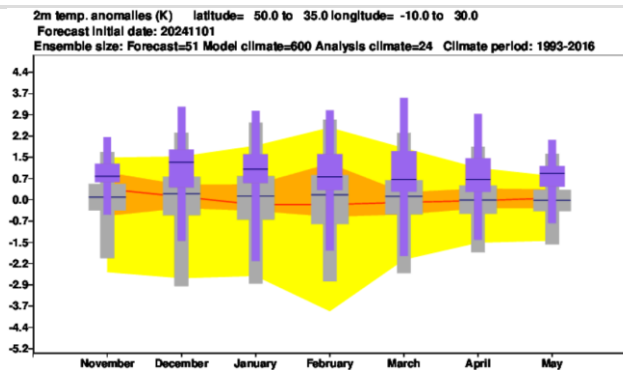
了天气的波动在未来持续加强，需要重点关注。

图 116： 北欧地面气温预测



数据来源：ECMWF 中信期货研究所

图 117： 南欧地面气温预测



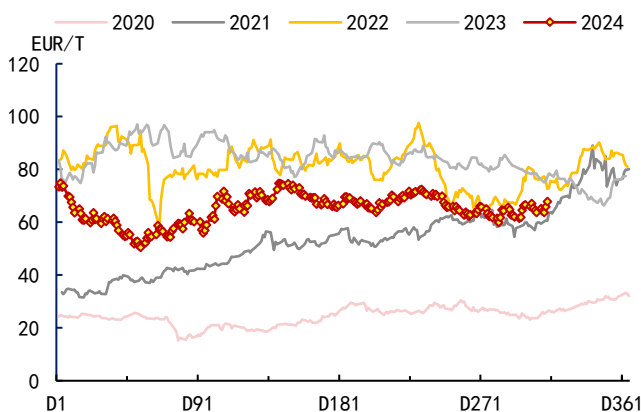
数据来源：ECMWF 中信期货研究所

六、碳中和：欧洲碳价重心或小幅向上，中国碳市场面临新挑战

（一）欧洲碳市场：欧洲碳价预期 2025 年区间震荡，底部具备支撑

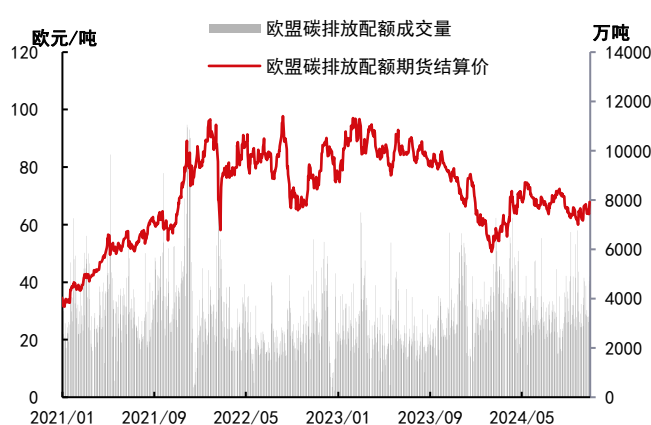
欧洲三四季度碳价主要跟随欧洲经济现状及天然气价格区间震荡。1-2 月底欧洲碳价出现连续的下行，从 80 欧元/吨连续下跌至 50 欧元/吨。在此期间，欧元区制造业 PMI 持续下行，2 月跌至 46.5。进入二季度欧洲碳价偏强运行，碳价在 60-75 欧元/吨震荡，主要因二季度欧洲 PMI 环比提升，同时天然气价格偏强运行。进入三季度，欧洲夏季转入秋季，天然气价格下行，碳价最低下跌至 58 欧元/吨。

图 118： EU ETS 价格（季节性）



数据来源：Wind 中信期货研究所

图 119： EU ETS 价格

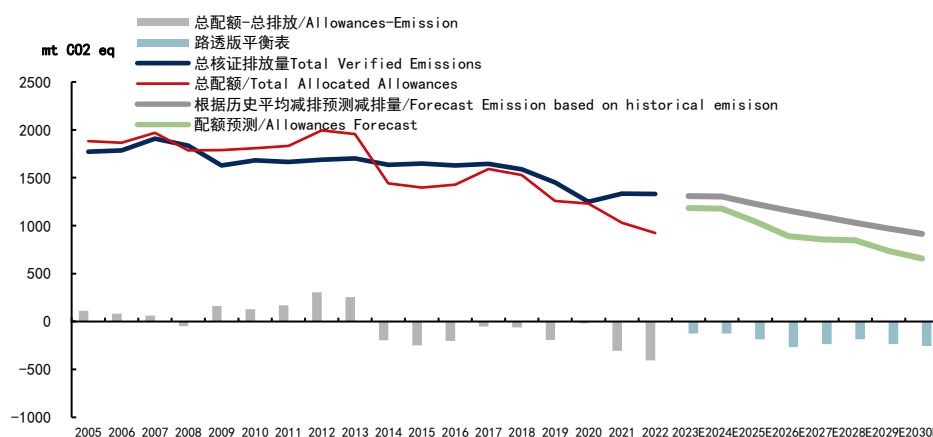


数据来源：Wind 中信期货研究所

展望 2025 年，碳价预期继续区间震荡，但震荡中枢或高于 2024 年，底部具备支撑。下图为 EU ETS 年度碳排放平衡表，其中柱状图代表了当年的碳排放配

额的缺口，当缺口越多，则碳价中枢相对偏高。根据目前的测算，在需求没有大幅变化的情况下，2025 年的碳排放缺口要多于 2024 年，因此碳价中枢或小幅抬升。

图 120： 欧洲 EUETS 年度平衡表



资料来源：Wind 路透 Bloomberg 中信期货研究所

（二）中国碳市场：下半年履约价格维持高位，明年结转政策增加卖压

图 121： 中国全国碳市场价格



资料来源：Wind 中信期货研究所

从 2024 年 1 月至今，全国碳市场碳配额价格上行。价格从 70 人民币/吨左右上涨超 25% 达到 100 人民币/吨。

从交易规律上来看，存在“惜售”、“潮汐”等现象。持有配额的企业，为应对后续履约需求，售卖态度偏保守；交易量及价格上行主要集中在年初及年底。因此 2024 年一季度的价升量减，或因为部分未履约企业补缴配额以及小部分企业提前采购下一履约期配额所致。与此同时，考虑到频发的碳市场利好政策，市场对碳市场预期持续加强，有企业存在提前购买配额的意愿。而 2024

年四季度的价格重新抬升是由于发电行业碳市场新政要求 2024 年发电行业要参与履约。

全国碳配额市场规模或即将扩容。目前只有发电行业纳入到碳排放权交易的范围，石化、化工、建材、钢铁、有色、造纸、航空这七大高排放行业还未纳入全国碳市场。2024 年 9 月 9 日，生态环境部发文《全国碳排放权交易市场覆盖水泥、钢铁、电解铝行业工作方案（征求意见稿）》，预示水泥、钢铁及电解铝行业即将正式纳入全国碳市场，碳市场容量提升近 30 亿吨，较当前市场扩容约 50%-60%。**征求意见稿中提出：**（1）2024 年作为水泥、钢铁、电解铝行业首个管控年度，2025 年底前完成首次履约工作。采用碳排放强度控制的思路实施配额免费分配，企业所获得的配额数量与产品产量（产出）挂钩，不设置配额总量上限，将企业配额盈缺率控制在较小范围内。（2）水泥、钢铁、电解铝行业管控化石燃料燃烧、工业过程等产生的直接排放；年度温室气体直接排放达到 2.6 万吨二氧化碳当量的单位作为重点排放单位。**具体测算及细节请参考专题报告：**

【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（一）：水泥入市临近，新增碳成本影响几何？——专题报告 20240530

【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（二）：碳市场扩容有望重塑铝冶炼成本曲线——专题报告 20240626

【中信期货能源转型与碳中和】双碳系列（三）：发电行业配额分配方案出炉，碳市场交易迎新篇

（三）存量配额将采用配额结转政策，2025 年碳价卖压或加大

结转方案有助于碳市场进行长期稳定发展，提升市场交易活跃度。本次征求意见稿明确重点排放单位在 2023、2024 年度履约时，可使用本年度及其之前年度配额履约，同时可以按照下图中的公式，将持有的 2024 年度及其之前年度配额结转为 2025 年度配额，未能结转的配额不再用于 2025 年度及后续年度履约。T：最大可结转配额量，单位：tCO₂；NS：净卖出配额量；R：结转倍率。S：卖出配额量；P：买入配额量。数字角标为配额的对应年份。

根据该公式、结转倍率及附加条件，理论上重点排放企业需要卖出其持有存量配额的 40%，才能够实现结转量的最大化。

图 122： 全国碳市场配额结转公式

$$T = NS \times R$$

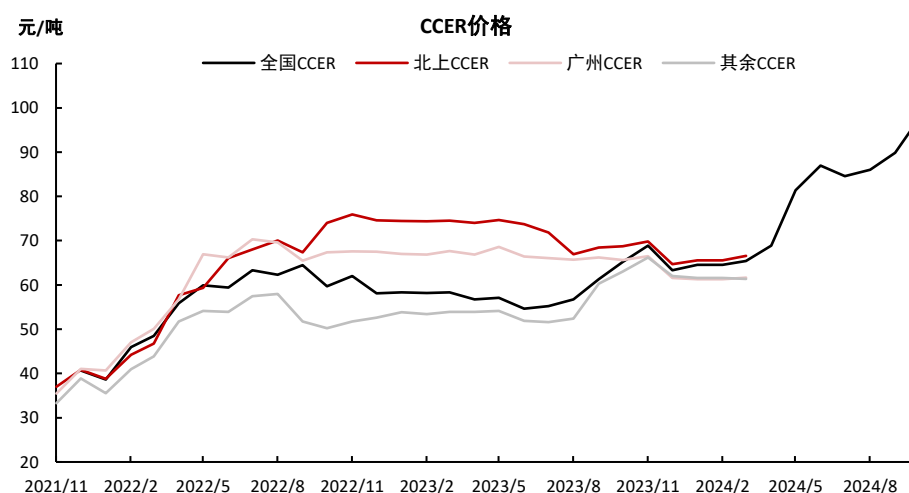
$$NS = (S_{I_{2019-2020}} + S_{I_{2021}} + S_{I_{2022}} + S_{I_{2023}} + S_{I_{2024}}) - (P_{I_{2019-2020}} + P_{I_{2021}} + P_{I_{2022}} + P_{I_{2023}} + P_{I_{2024}})$$

资料来源：生态环境部 中信期货研究所

综上所述，存量配额结转方案将会使得近 40%存量配额抛售在碳市场当中。短期来看，在不考虑铝冶炼及水泥行业纳入碳市场的情况下，碳市场面临的卖压较大。主要压力或集中在 2025 年，从交易节奏来看，二三季度出现回调概率较大，但深度市场预期不一。长期来看，通过结转方案消纳旧库存能够更加有效地激发碳市场活跃度，同时提升未来发放配额的长期估值。

（四）自愿核证减排量：CCER 跟随全国碳配额上涨，不排除价格倒挂可能

图 123： 全国及各地区 CCER 价格



资料来源：复旦大学 中信期货研究所

CCER 价格基本跟随全国碳市场配额运行，但明年或出现价格倒挂。根据复旦大学统计，2024 年 8-11 月 CCER 均价分别为 83、87、95、100 元/吨，三季度末及四季度价格上行与全国碳配额价格同步。由于新方法学 CCER 开发预计流程需要 6-12 个月，同时今年的 CCER 项目量偏低，预计 CCER 价格将居高不下。结合 2025 年 CEA 市场的结转政策，以及 CCER 的无保质期特性，CCER 价格或出现价格高于 CEA 的情况。

免责声明

除非另有说明，中信期货有限公司拥有本报告的版权和/或其他相关知识产权。未经中信期货有限公司事先书面许可，任何单位或个人不得以任何方式复制、转载、引用、刊登、发表、发行、修改、翻译此报告的全部或部分材料、内容。除非另有说明，本报告中使用的所有商标、服务标记及标记均为中信期货有限公司所有或经合法授权被许可使用的商标、服务标记及标记。未经中信期货有限公司或商标所有权人的书面许可，任何单位或个人不得使用该商标、服务标记及标记。

如果在任何国家或地区管辖范围内，本报告内容或其适用与任何政府机构、监管机构、自律组织或者清算机构的法律、规则或规定内容相抵触，或者中信期货有限公司未被授权在当地提供这种信息或服务，那么本报告的内容并不意图提供给这些地区的个人或组织，任何个人或组织也不得在当地查看或使用本报告。本报告所载的内容并非适用于所有国家或地区或者适用于所有人。

此报告所载的全部内容仅作参考之用。此报告的内容不构成对任何人的投资建议，且中信期货有限公司不会因接收人收到此报告而视其为客户。

尽管本报告中所包含的信息是我们于发布之时从我们认为可靠的渠道获得，但中信期货有限公司对于本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性以及完整性不作任何明确或隐含的保证。因此任何人不得对本报告所载的信息、观点以及数据的准确性、可靠性、时效性及完整性产生任何依赖，且中信期货有限公司不对因使用此报告及所载材料而造成的损失承担任何责任。本报告不应取代个人的独立判断。本报告仅反映编写人的不同设想、见解及分析方法。本报告所载的观点并不代表中信期货有限公司或任何其附属或联营公司的立场。

此报告中所指的投资及服务可能不适合阁下。我们建议阁下如有任何疑问应咨询独立投资顾问。此报告不构成任何投资、法律、会计或税务建议，且不担保任何投资及策略适合阁下。此报告并不构成中信期货有限公司给予阁下的任何私人咨询建议。

深圳总部

地址：深圳市福田区中心三路 8 号卓越时代广场（二期）北座 13 层 1301-1305、14 层

邮编：518048

电话：400-990-8826

传真：(0755) 83241191

网址：<http://www.citicsf.com>