

煤炭供需转向宽松，火电迎业绩反转

公用事业

推荐 (维持)

核心观点:

- **2021 年火电公司度电燃料成本大幅提高，2022 年继续上行。**2021 年以来受到煤价大幅上涨的影响，2021 年 15 家火电公司“火电+供热”度电燃料成本平均为 0.322 元/kWh，同比增长 52%。2022 年煤价继续高位运行，根据部分上市公司年报数据，度电燃料成本同比仍然有 10-20% 的涨幅。虽然 2022 年市场化电价普遍上浮 20%，但煤价高位运行严重抑制了火电企业盈利能力改善。
- **煤炭供需转向宽松，煤价有望进入下行通道。**(1) 供给方面，根据煤炭生产大省 2023 年政府工作报告，预计“晋陕蒙新”合计增产 1.5 亿吨。进口端来看，目前印尼煤较国产煤已具有价格优势，且澳煤发运逐步恢复中，此外进口煤零关税政策将延续至 2023 年年末，有助于维持进口煤炭的价格竞争力，我们预计全年进口煤有望新增 1 亿吨。预计 2023 年煤炭总供给新增 2.5 亿吨，同比增长 5% 以上；(2) 需求方面，预计 2023 年水电和新能源发电量有望高速增长，测算得出电煤需求将小幅增长 4% 左右。其他工业领域受节能降耗以及煤炭有序替代的影响，预计用煤需求增速低于 4%。我们预计全年煤炭总需求增速低于 4%；(3) 政策方面，303 号文发布以来中长协履约监管持续强化，目前 2023 年电煤中长期合同签订总量超过 25 亿吨，已基本实现签约全覆盖。长期来看，虽然煤电机组作为压舱石的作用逐步得到重视，但能源转型大背景下国家将持续严控煤炭消费增长。
- **火电对煤价下行的业绩弹性大，盈利能力较历史水平有较大修复空间。**通过敏感性分析得出入炉标煤单价下降 100 元/吨的情景下，华能国际将节省燃料成本超过 120 亿元，华电国际、大唐发电将节省超过 60 亿元。从多年平均盈利水平来看，2014 年至今，四大央企火电度电毛利润约为 0.035~0.055 元/kWh，火电业务毛利率约为 10~15%。2022 年火电盈利虽因电价上浮而有所改善，火电业务毛利率由 -10%~-5% 恢复至 0% 左右，但距离历史平均水平仍有较大修复空间。
- **看好火电板块长期投资价值。**电价上浮以及新能源转型等多重因素催化下，2021 年下半年以来火电指数相对收益超过 50%。短期来看，燃料成本下行有望促进火电盈利能力超预期改善；长期来看，随着新能源占比不断提升，以及电力市场化改革不断深入，火电作为调节型电源，其参与容量市场或现货市场有望获得额外收益。此外火电有望依托自身装机优势建设新能源项目，打开新的成长空间。
- **建议关注：**(1) 燃料成本相对较高，有望受益于煤价下降从而盈利能力大幅改善的公司：华能国际、华电国际、大唐发电、粤电力 A 等；(2) 估值具有明显优势的公司：浙能电力、江苏国信、皖能电力等；(3) 装机主要分布于沿海省份，电价向上弹性较大的公司：粤电力 A、上海电力、宝新能源等。
- **风险提示。**煤价维持高位的风险；电价大幅下降的风险；政策支持力度不及预期。

分析师

陶贻功

☎: 010-80927673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

严明

☎: 010-80927667

✉: yanming_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130520070002

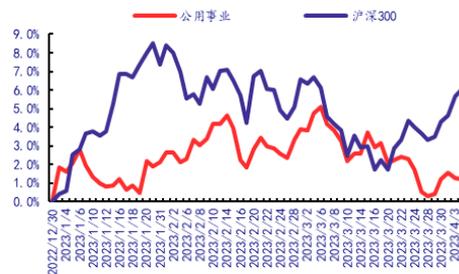
研究助理

梁悠南

☎: 010-80927656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

目 录

一、2022 年火电公司整体盈利仍然承压	3
二、供需转向宽松，煤价有望进入下行通道.....	8
（一）长协保供取得初步成效，能源转型将抑制长期煤炭消费增长	8
（二）供给：2023 年预计增加 2.5 亿吨原煤，同比增长 5%以上	10
（三）需求：2023 年煤炭需求增速预计低于 4%.....	13
（四）现状及展望：煤价已从高点大幅回落，2023 年有望波动下行	15
三、燃料成本下行将释放火电企业业绩弹性.....	17
四、投资建议	19
（一）火电板块走势复盘及当前行情概览	19
（二）投资建议.....	21
五、风险提示	23

一、2022 年火电公司整体盈利仍然承压

截至 2023 年 3 月 7 日，SW 火电板块共有 27 家公司（剔除粤电力 B、深南电 B、*ST 华电 B），其中总市值超过 100 亿的公司共 20 家。根据 2022 年业绩预告以及部分公司公布的年报，虽然整体盈利能力有所改善，但普遍仍处于亏损状态。

表 1：火电板块公司汇总

序号	证券简称	总市值（亿元）	2022 归母净利 润下限（亿元）	2022 归母净利 润上限（亿元）	2022 归母净利 润下限同比（%）	2022 归母净利 润上限同比（%）
1	华能国际	1365.73		-73.87		26.17
2	国电电力	722.34	22.00	32.00	218.55	272.43
3	华电国际	610.94		1.00		102.00
4	大唐发电	577.41		-4.10		95.49
5	浙能电力	529.64	-22.61	-15.10	-170.45	-80.62
6	粤电力 A	355.97		-30.04		-2.59
7	上海电力	305.34		3.21		117.47
8	深圳能源	304.00	-	-	-	-
9	申能股份	287.69	-	-	-	-
10	江苏国信	254.64	0.62	0.92	118.09	126.84
11	内蒙华电	235.62	16.52	18.21	233.66	267.80
12	京能电力	227.59	6.26	9.01	120.11	128.95
13	广州发展	214.42	13.00	14.00	655.00	713.00
14	*ST 华源	200.85	-9.20	-9.20	68.68	68.68
15	宝新能源	145.57	1.60	2.40	-80.59	-70.89
16	长源电力	141.04	0.92	1.35	462.91	632.54
17	皖能电力	110.85	3.50	5.10	126.18	138.15
18	晋控电力	105.23	-8.00	-6.50	-20929.54	-17024.00
19	通宝能源	104.56	8.42	8.42	362.62	362.62
20	建投能源	103.02	1.15	1.15	105.00	105.00
21	赣能股份	93.18	0.10	0.15	104.03	106.04
22	华银电力	90.59	0.22	0.38	100.97	101.67
23	豫能控股	77.20	-23.00	-19.50	-11.91	5.12
24	天富能源	75.53	-2.10	-2.10	-368.43	-368.43
25	穗恒运 A	56.81	-1.10	-0.74	-169.00	-146.00
26	深南电 A	49.61	-1.70	-1.50	61.32	65.87
27	金山股份	37.70	-23.16	-18.16	-20.63	5.42

资料来源：wind，中国银河证券研究院。市值截至 2023 年 3 月 7 日

2022 年前三季度火电板块实现营业收入 8895 亿元，同比增长 21.4%；实现归母净利润 78 亿元，同比下降 16%；2022 年第三季度火电板块实现营业收入 3380 亿元，同比增长 23.3%；实现归母净利润 34 亿元，和 21Q3 归母净利润-124 亿元相比，单季度实现扭亏为盈。

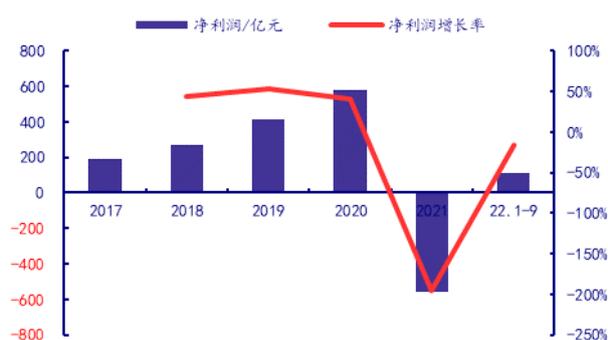
2022 年年报预告基本发布完成，整体盈利能力仍然承压。在已发布业绩预告或年报的 25 家火电企业中，17 家净利润预增，占比 68%。2022 年燃料成本仍然高位运行，对火电板块整体盈利能力造成较大压力，虽然结算电价上涨一定程度上缓解了燃料成本上涨的压力，但火电企业普遍仍处于亏损状态。

图 1：SW 火电板块营业收入及同比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 2：SW 火电板块归母净利润及同比



资料来源：wind，中国银河证券研究院

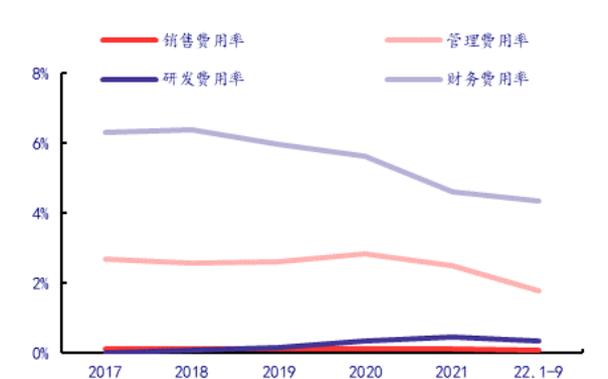
盈利能力方面，2022 年 1-9 月火电板块的毛利率为 6.6%，同比-1.1pct；净利率为 1.3%，同比-0.2pct；2022Q3 火电板块的毛利率为 6.7%，同比+7.3pct；净利率为 1.5%，同比+7.6pct。期间费用方面，2022 年 1-9 月火电板块的财务费用率为 4.3%，同比-0.4pct；管理费用率为 1.8%，同比-0.3pct。

图 3：SW 火电板块毛利率与净利率



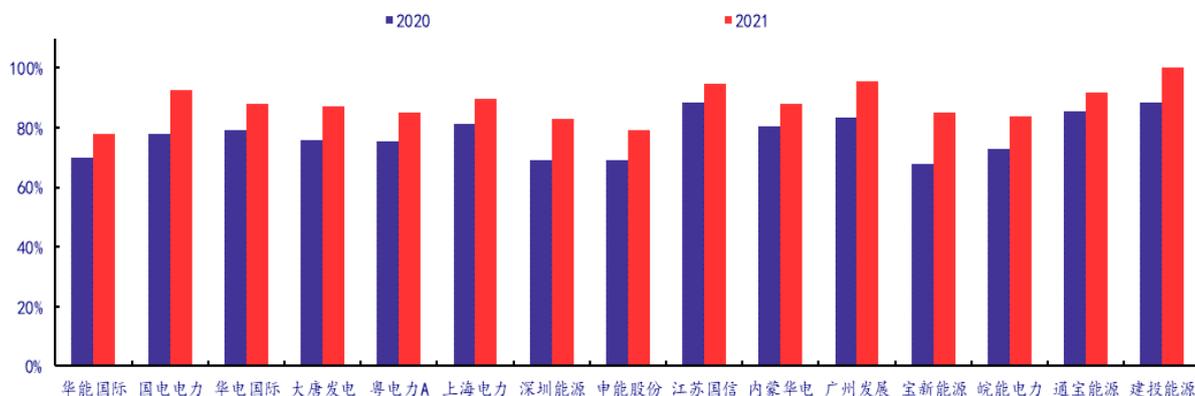
资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 4：SW 火电板块期间费用率



资料来源：wind，中国银河证券研究院

由于煤价大幅上涨，2021 年“火电+供热”燃料成本占营业成本的比重大幅提升。2020 年燃料成本占营业成本的平均值为 77.1%，中位值为 77.0%；2021 年燃料成本占营业成本的平均值为 87.3%（同比+10.2pct），中位值为 87.4%（同比+10.4pct）。

图 5: SW 火电公司“火电+供热”燃料成本占营业成本的比重


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

2021 年火电公司度电燃料成本大幅提高, 2022 年延续上涨趋势。我们选取 15 家明确公布火电、供热营收以及燃料成本的公司进行比较。受到煤价大幅上涨的影响, 2021 年下表中 15 家火电公司“火电+供热”度电燃料成本平均为 0.322 元/kWh, 同比增长 52%;“火电+供热”度电其他成本平均为 0.069 元/kWh, 同比下降 15%;“火电+供热”度电总成本平均为 0.391 元/kWh, 同比增长 33%。2022 年全年煤价持续高位运行, 根据部分上市公司披露年报数据, 单位燃料成本同比 2021 年仍然有 10-20% 的涨幅, 度电燃料成本仍然维持高位。

表 2: SW 火电板块公司燃料成本

序号	证券简称	火电+供热燃料成本 (元/kWh)			火电+供热其他成本 (元/kWh)			火电+供热总营业成本 (元/kWh)		
		2020	2021	2022	2020	2021	2022	2020	2021	2022
1	华能国际	0.230	0.339	0.411	0.113	0.110	0.131	0.343	0.449	0.542
2	国电电力	0.191	0.267		0.100	0.098		0.292	0.365	
3	华电国际	0.218	0.349	0.392	0.092	0.094	0.099	0.310	0.443	0.491
4	大唐发电	0.206	0.319	0.354	0.096	0.088	0.095	0.302	0.408	0.450
5	粤电力 A	0.238	0.359	0.398	0.078	0.064	0.069	0.316	0.423	0.467
6	上海电力	0.224	0.333	0.402	0.079	0.070	0.068	0.304	0.403	0.469
7	深圳能源	0.223	0.334		0.099	0.069		0.323	0.403	
8	申能股份	0.230	0.323		0.102	0.084		0.333	0.407	
9	江苏国信	0.244	0.340		0.048	0.037		0.292	0.377	
10	内蒙华电	0.130	0.199		0.039	0.040		0.170	0.239	
11	广州发展	0.254	0.404		0.068	0.044		0.322	0.448	
12	宝新能源	0.210	0.357		0.100	0.063		0.310	0.420	
13	皖能电力	0.208	0.315		0.078	0.061		0.285	0.376	
14	通宝能源	0.179	0.280		0.052	0.051		0.231	0.330	
15	建投能源	0.200	0.309		0.074	0.067		0.274	0.376	

资料来源: wind, 中国银河证券研究院

部分火电企业或其所在集团拥有煤炭资产, 因此燃料成本低于平均水平。国电电力和长源电力是国家能源集团下属企业 (2022 年国家能源集团完成原煤产量 6 亿吨), 其中国电电力

2021年“火电+供热”度电燃料成本为0.267元/kWh，低于平均值17%；内蒙华电具有1200万吨煤炭产能，煤电联营成本优势明显，2021年“火电+供热”度电燃料成本为0.199元/kWh，低于平均值38%；晋控电力和通宝能源是晋能控股集团下属企业（2022年晋能控股集团完成原煤产量4.26亿吨），其中通宝能源2021年“火电+供热”度电燃料成本为0.280元/kWh，低于平均值13%。

表 3：火电企业及所属集团煤炭来源情况梳理

证券简称	公司煤炭来源	集团煤炭来源
国电电力	22年上半年煤炭销售收入46.4亿元	国家能源集团
长源电力		(2022年集团原煤产量6亿吨)
晋控电力		晋能控股集团
通宝能源		(2022年集团原煤产量4.26亿吨)
华能国际		华能集团
内蒙华电	煤炭产能1200万吨	(2022年集团原煤产量9954万吨)
华电国际		华电集团
		(2022年集团原煤产量5428万吨)
大唐发电	2022年煤炭销售收入5.3亿元	大唐集团
		(2022年集团原煤产量1737万吨)

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

表 4：SW火电板块公司煤炭单价

证券简称	煤炭单价(元/吨)				备注
	2020	2021	22H1	2022	
国电电力	608.93	900.42	968.22		入炉标煤单价
华电国际			1179.86		
内蒙华电	406.07	618.77	638.29		
上海电力	739.74	1238.48	1409.73	1461.32	
华能国际	479.12	770.67	840.27	889.53	原煤采购价

资料来源：wind，中国银河证券研究院。备注：华能国际2022年入炉标煤单价超过1200元

四大火电央企装机区域有所侧重。火电公司的火电装机分布（如无装机分布，则用售电量分布代替）如下表所示。华能国际、国电电力、华电国际、大唐发电四家火电央企装机广泛分布于全国，但其装机区域有所侧重，其中华能国际、国电电力沿海省份装机占比较高，华电国际绝大多数装机位于内陆省份。其余火电公司大多数是省属国资委所控股，其火电装机主要立足本省。

表 5：SW火电公司火电装机及售电量分布情况

证券简称	火电总装机/万kW	火电装机分布情况	火电售电量分布情况
华能国际	10457	-	山东(19%)、江苏(10%)、浙江(7%)、广东(7%)、江西(5%)、河南(5%)、上海(5%)、福建(5%)
国电电力	7740	-	江苏(20%)、安徽(14%)、浙江(14%)、宁夏(8%)、内蒙(7%)、辽宁(7%)、山东(6%)、江西(6%)
华电国际	5095	-	山东(40%)、湖北(14%)、安徽(11%)、湖南(5%)、

大唐发电	5258	-	广东 (5%)、河南 (5%)、四川 (4%)、浙江 (4%) 京津冀 (22%)、广东 (14%)、内蒙 (12%)、安徽 (11%)、 黑龙江 (7%)、浙江 (7%)、江苏 (6%)、福建 (6%)
浙能电力	3290	-	浙江 (94%)、宁夏 (4%)、新疆 (2%)
粤电力 A	2602	广东 (100%)	-
上海电力	1139	-	上海 (46%)、江苏 (34%)、安徽 (15%)
深圳能源	1039	-	珠三角 (80%)、新疆+内蒙+河北 (14%)、加纳 (5%)
中能股份	1048	上海 (80%)、安徽 (13%)、 宁夏 (7%)	-
江苏国信	1444	江苏 (73%)、山西 (27%)	-
内蒙华电	1140	内蒙 (100%)	-
京能电力	1714	内蒙 (57%)、山西 (18%)、 河北 (8%)	-
广州发展	403	广东 (100%)	-
*ST 华源	649	黑龙江 (100%)	-
宝新能源	347	广东 (100%)	-
长源电力	629	湖北 (100%)	-
皖能电力	821	安徽 (100%)	-
晋控电力	880	山西 (100%)	-
通宝能源	128	山西 (100%)	-
建投能源	915	河北 (100%)	-

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院。备注：装机截止 2021 年末

二、供需转向宽松，煤价有望进入下行通道

(一) 长协保供取得初步成效，能源转型将抑制长期煤炭消费增长

“双碳”目标推动能源转型，国家将严格合理控制煤炭消费增长。十四五以来，虽然煤电机组作为压舱石的作用逐步得到重视，但是在能源转型大背景下，清洁能源发展迅速，煤炭消费增速将有所抑制。根据《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》、《2030年前碳达峰行动方案》、《“十四五”节能减排综合工作方案》等国务院政策文件，“十四五”在立足以煤为主的基本国情下，严控煤炭消费增长；“十五五”时期煤炭消费将逐步减少。

表 6：控制煤炭消费增长相关政策

日期	部门	政策名称	主要内容
2021.9	国家发改委	《完善能源消费强度和总量双控制度方案》	结合地方实际，差别化解能耗双控目标，鼓励可再生能源使用，重点控制化石能源消费。
2021.9	中共中央、国务院	《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	严格控制化石能源消费，加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。
2021.10	国务院	《2030年前碳达峰行动方案》	推进煤炭消费替代和转型升级，加快煤炭减量步伐，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少；严格控制新增煤电项目，新建机组煤耗标准达到国际先进水平，有序淘汰煤电落后产能。
2021.11	国资委	《关于推进中央企业高质量发展做好碳达峰碳中和工作的指导意见》	推进煤炭消费转型升级，严格合理控制煤炭消费增长；推动煤电向基础保障性和系统调节性电源转型；推进其他重点用煤行业减煤限煤，有序推进煤炭替代和煤炭清洁利用。
2022.1	国务院	《“十四五”节能减排综合工作方案》	要立足以煤为主的基本国情，坚持先立后破，严格合理控制煤炭消费增长；“十四五”时期，京津冀及周边地区、长三角地区煤炭消费量分别下降 10%、5%左右，汾渭平原煤炭消费量实现负增长。
2022.1	国家发改委、国家能源局	《“十四五”现代能源体系规划》	“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长，淘汰（含到期退役机组）3000 万千瓦，严格控制钢铁、化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费。
2022.3	国家能源局	《2022 年能源工作指导意见》	稳步推进结构转型，煤炭消费比重稳步下降，非化石能源占能源消费总量比重提高到 17.3%左右。
2022.6	工信部等 6 部委	《工业能效提升行动计划》	有序推动煤炭减量替代，推进煤炭向清洁燃料、优质原料和高质材料转变。
2022.7	工信部等 7 部委	《工业领域碳达峰实施方案》	重点控制化石能源消费，有序推进钢铁、建材、石化化工、有色金属等行业煤炭减量替代。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

国家高度重视能源安全供应工作，相继推出一系列电煤保供稳价政策措施。2022 年 2 月，国家发改委印发《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》（303 号文），明确中长协价格合理区间，其中秦皇岛港下水煤（5500 千卡）中长期交易合理价格为每吨 570~770 元（含

税)；2022年7月国家发改委召开会议，要求进一步加强电煤中长期合同签订、履约和监管工作，并要求电煤中长期合同实现发电供热企业全年用煤量签约、电煤中长期合同月度履约率以及执行国家电煤中长期合同价格政策的“三个100%”。

国家发改委2022年11月发布《2023年电煤中长期合同签约履约工作方案》，明确2023年长协煤合同各项要求。2023年方案与2022年方案相比，在合同签订范围、签订要求、运力配置和履约监督等多个方面均有所调整。其中，2023年对签约比例略有下调，不再严格要求80%以上，增加了不低于动力煤资源量的75%的规定；价格方面，2023年下水煤合同基准价按5500大卡动力煤675元/吨执行，同比下调25元；此外，还允许煤炭贸易商合法合规加价销售，为更多的煤炭贸易企业参与电煤中长期合同中来提供了政策支持。总体而言，2023年方案结合了2022年合同实际执行过程中存在的问题，调整后更加明确合理，也更具有执行力。我们预计2023年火电企业长协覆盖比例有望明显提升，入炉标煤单价较当前水平有望大幅下降。

表 7：2022 年与 2023 年电煤中长期合同签约履约工作方案对比

	2022 年方案	2023 年方案
签约对象	供应方原则上覆盖所有核定产能 30 万吨 / 年及以上的煤炭生产企业；需求方主要是发电、供热用煤企业，支持冶金、建材、化工等其他行业用户签订煤炭中长期合同。	合同供应方包括所有在产的煤炭生产企业，需求方包括所有发电、供热用煤企业。
产煤省区和煤炭生产企业签约要求	要确保本区域内核定产能 30 万吨 / 年煤炭企业签订合同数量达到自有资源量的 80% 以上。	原则上每个煤炭企业任务量不应低于自有资源量的 80%，不低于动力煤资源量的 75%。
发电企业签约要求	发电供热企业年度用煤扣除进口煤后应实现中长期供需合同全覆盖。当年用煤量可准确预测的，按预测用量扣除进口煤计划后全部签订合同；不能准确预测的，应结合上一年度实际使用国内煤炭量和新投运机组等合理增长因素签订合同。	原则上最高可按 2022 年度国内耗煤量(总耗煤量扣除进口煤使用量)的 105%组织衔接资源，进口煤比例高的电厂可进一步合理放宽比例。鼓励供需双方按 2022 年下半年签订的量价齐全合同 2 倍数量签订 2023 年全年合同。
月度分解要求	产运需各方要综合考虑需求季节性波动、煤炭生产和铁路运力相对均衡的特点，协商一致将年度中长期合同细化分解到月，并将各月合同量明确体现在合同文本中，没有明确的视为月度均衡兑现。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%。	鼓励“淡储旺用”，原则上淡季月份分解量不低于旺季分解量的 80%。
履约要求		纳入年度电煤中长期合同监管台账的合同，应按双方合同确定的月度履约量足额履约。确因特殊原因难以按月度分解量全额履约的，经供需双方协商一致，可在月度之间进行适当调剂，但季度履约量、全年履约量必须达到 100%。
价格机制	下水煤合同基准价暂按 5500 大卡动力煤 700 元 / 吨签订。浮动价采用全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数、中国沿海电煤采购价格综合指数 4 个指数，选取每月最后一期价格，各按 25%权重确定指数综合价格，	下水煤合同基准价按 5500 大卡动力煤 675 元 / 吨执行。浮动价实行月度调整，当月浮动价按全国煤炭交易中心综合价格指数、环渤海动力煤综合价格指数、CCTD 秦皇岛动力煤综合交易价格指数综合确定。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

持续强化中长协履约监管，2023 年电煤中长期合同签订超过 25 亿吨，已基本实现签约全覆盖。303 号文发布以来，各省持续加强长协履约监管措施，包括约谈煤炭企业、现场核实合

同兑现情况、调查交易合同和发票等。根据国家发改委消息，截至2023年3月1日，2023年电煤中长期合同签订总量超过25亿吨，已基本实现签约全覆盖。下一步，发改委将进一步强化电煤中长期合同履行监管，健全长效机制，建立监管台账，常态化开展不履约案例归集整改，严格落实各项激励约束措施，不断提升电煤中长期合同履行水平。

表8：煤炭生产大省长协履约监管措施

部门	日期	监管措施
山西能源监管办	2022.12.12	将持续关注电煤中长协履约情况，积极推动煤炭企业履约及下年度中长协签署工作，保障能源稳定供应。
西北能源监管局	2022.12.24	扎实开展辖区电煤中长协履约监管，特别对电煤保供重点省份—陕西省集中力量加大监管力度，连续约谈陕西煤炭企业，赴发电企业现场核实电煤合同兑现情况，有效推动陕西省电煤中长协履约率不断提升。
内蒙古发改委	2022.11.8	组织部分盟市对部分煤炭贸易企业涉嫌超出价格合理区间销售煤炭的线索进行了核查。核查以有关方面反映的线索为切入点，调阅了相关煤炭企业销售合同和发票，并与电力企业的交易凭证进行交叉比对。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

（二）供给：2023年预计增加2.5亿吨原煤，同比增长5%以上

2021年下半年以来，煤炭产能核增政策频出。2021年下半年以来电力供需形势持续偏紧。国家多次出台煤炭产能核增、加快推动在建项目投产、推动煤炭生产企业与煤电、供热企业签订中长期合同等一系列煤炭保供稳价政策措施。根据2022年8月5日国家矿山安监局披露的数据，2022年年初至8月5日，国家矿山安监局审核同意147处先进产能煤矿、增加产能1.8亿吨/年；2021年9月至2022年8月5日，共核增煤炭产能4.9亿吨/年。

表9：2021年以来国家级煤炭产能核增政策汇总

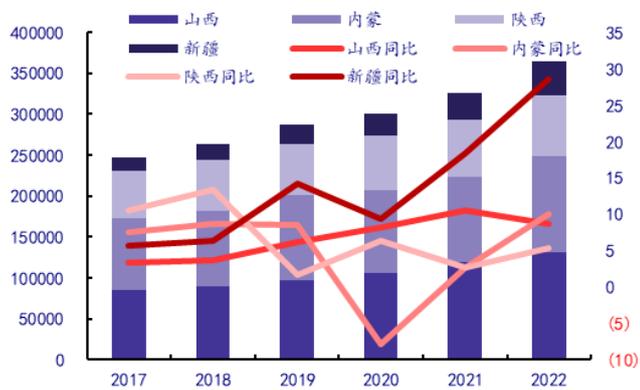
时间	政策或会议	主要内容
2021.7	《关于做好2021年能源迎峰度夏工作的通知》	加快推进煤炭优质产能释放，各产煤地区要组织指导煤炭生产企业在确保安全的前提下科学组织生产，保障稳定生产；晋陕蒙等重点产煤地区要带头落实增产增供责任，加快释放优质产能；大型煤炭企业要发挥好表率作用，在确保安全的前提下按最大能力组织生产。
2021.7	《关于实行核增产能置换承诺加快释放优质产能的通知》	鼓励符合条件的煤矿核增生产能力；2022年3月31日前提出核增申请的煤矿，不需要提前落实产能置换指标，可采用承诺的方式进行产能置换，取得产能核增批复后，应在3个月内完成产能置换方案。
2021.10	国家发改委官网	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。
2022.3	《“十四五”现代能源体系规划》	优化煤炭产能布局，建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力。
2022.4	国常会	通过核增产能、扩产、新投产等，今年新增煤炭产能3亿吨。
2022.4	《2022年能源工作指导意见》	加强煤炭煤电兜底保障能力；统筹资源接续和矿区可持续发展，有序核准一批

	意见》	优质先进产能煤矿；加快推进在建煤矿建设投产，推动符合条件的应急保供产能转化为常态化产能。
2022.5	《扎实稳住经济的一揽子政策措施》	在确保安全清洁高效利用的前提下有序释放煤炭优质产能；按程序核准和开工建设基地项目、煤电项目和特高压输电通道；提高煤炭储备能力和水平；用好支持煤炭清洁高效利用专项再贷款。
2022.6	《关于加强煤炭先进产能核定工作的通知》	开展先进产能核定工作方法，明确了审查安全生产条件以及确定核增幅度、间隔和剩余服务年限的相关规定。已核定生产能力的煤矿满1年后（露天煤矿、一级安全生产标准化煤矿或者智能化煤矿不受限制），可通过生产能力核定方式提高产能规模；核增产能煤矿要积极承担电煤增产保供责任，核增产能形成的新增产能必须全部按国家政策签订电煤中长期合同。
2022.10	《第十次全国深化“放管服”改革电视电话会议重点任务分工方案》	在确保安全生产和生态安全的前提下，加快煤矿核增产能相关手续办理，推动已核准煤炭项目加快开工建设。督促中央煤炭企业加快释放先进煤炭产能，带头执行电煤中长期合同。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

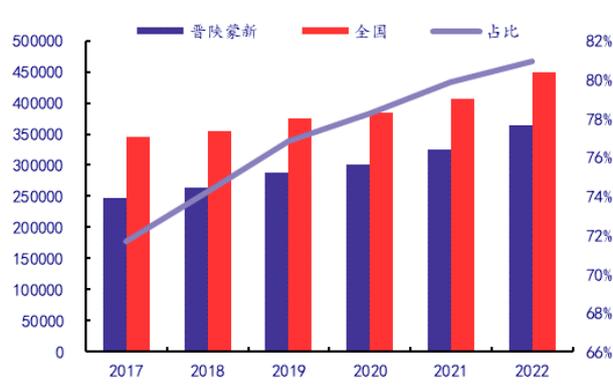
全国煤炭产量加速向晋、陕、蒙、新4省集中。受煤炭资源分布限制，我国煤炭生产集中在山西、陕西、内蒙、新疆等煤炭资源丰富的地区，自2016年国家政策要求煤炭行业去产能以来，煤企低效无效产能逐渐被清退，煤炭生产重心进一步向资源禀赋好、开采条件好的“晋陕蒙新”地区集中。2022年“晋陕蒙新”4省原煤生产量分别为13.1亿吨（同比+8.7%）、7.5亿吨（同比+5.4%）、11.7亿吨（同比+10.1%）、4.1亿吨（同比+28.6%），4省原煤合计产量为36.4亿吨，占同期全国原煤产量的81%。

图6：晋陕蒙新四省原煤产量（万吨）及同比（%）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图7：晋陕蒙新四省原煤产量（万吨）及占全国的比例



资料来源：wind，中国银河证券研究院

各省2023年政府工作报告已发布，“晋陕蒙新”预计合计增产1.5亿吨。从“晋陕蒙新”4省政府工作报告来看，在2023年重点工作任务中均明确强调了煤炭增产保供任务。其中山西省2023年目标产量13.65亿吨（同比增加5785万吨）、陕西省2023年目标产量7.5亿吨（同比增加396万吨）、内蒙古2023年目标产量12.5亿吨（同比增加7590万吨）、新疆2023年计划新增外输800万吨，输电60亿千瓦时（两项折合实物煤约1070万吨），预计晋陕蒙新四省份合计增产1.5亿吨。

表 10: 煤炭生产大省 2023 年政府工作报告

省份	主要内容
山西	2022 年：煤炭先进产能占比提升至 80%，产量达到 13 亿吨、位居全国第一；在 2021 年保供 16 个省区市的基础上，2022 年煤炭日均产量达到 356 万吨，以长协价保供 24 个兄弟省份电煤 6.2 亿吨。 2023 年：在确保安全生产前提下，加快煤炭先进产能释放，力争煤炭产量达到 13.65 亿吨。做好电煤稳价保供。
陕西	2022 年：坚决完成能源保供任务，全年外送煤炭近 5 亿吨、电量 600 亿千瓦时。 2023 年：扛牢保能源安全责任，抓好煤炭稳产保供和优质产能建设，争取海则滩等 4 处煤矿开工建设，确保煤炭产量达到 7.5 亿吨。
内蒙	2022 年：煤炭产量 12.2 亿吨、发电量 6465 亿度，完成煤炭保供任务 9.45 亿吨、外送电量 2640 亿度、均居全国第一。 2023 年：提高煤炭弹性产能和应急保供能力。计划全年煤炭产量达 12.5 亿吨（全区能源工作会议）。
新疆	2022 年：加快新疆大型煤炭基地建设，进一步释放煤炭优质产能，年内新增煤炭产能 7000 万吨/年，原煤产量 4.13 亿吨、增长 25%，外运煤炭 8000 万吨、增长近一倍，超额完成国家下达的煤炭增产稳价保供目标任务；持续加大“疆电外送”力度，外送电量 1240 亿千瓦时、增长 1.3%。 2023 年：加快释放煤炭先进优质产能，在准噶尔、吐哈、伊犁、库拜等区域建设一批大型现代化智能化煤矿，推进“疆煤外运”北、中、南通道扩能提升，推动“疆电外送”配套煤电和疆内支撑性煤电项目建设，力争“疆煤外运”8800 万吨、“疆电外送”1300 亿千瓦时。

资料来源：政府部门公告，中国银河证券研究院

2022 年全年原煤产量创历史新高，2023 年以来原煤生产保持高增速。“晋陕蒙新”4 省占全国原煤产量 80%以上，发挥了增产增供“主力军”作用。2022 年全国生产原煤 45.0 亿吨（其中动力煤 37.1 亿吨），同比增长 9.0%，创历史新高；2023 年 1-2 月全国生产原煤 7.3 亿吨，同比增长 5.8%，增速仍然保持在较高水平。

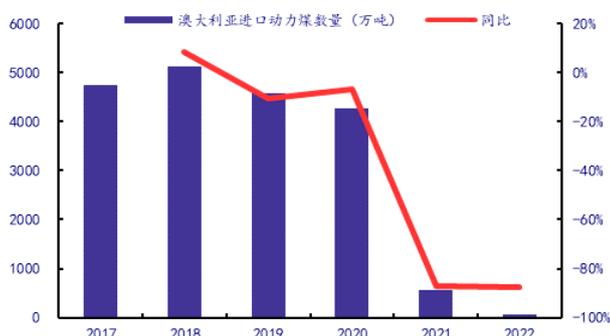
图 8: 全国原煤累计产量 (万吨) 及同比 (%)


资料来源：wind，中国银河证券研究院

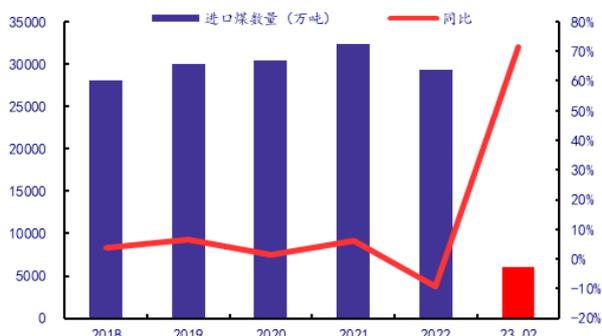
图 9: 全国动力煤累计产量 (万吨) 及同比 (%)


资料来源：wind，中国银河证券研究院

2023 年 1-2 月进口煤数量同比增长 70%。2023 年 1-2 月进口煤炭 6064 万吨，同比增长 70.8%或 2500 万吨，进口高增长的主要原因：（1）2022 年初，中国煤炭进口主要来源国印尼因担心国内供应不足，出台煤炭出口禁令，影响了我国及亚太区煤炭供应；（2）2022 年 2 月下旬俄乌冲突加剧，能源紧张局面发酵，俄煤出口受限，进口端供应减少；（3）国际能源产品价格大涨削弱了进口煤的价格优势，终端采购积极性下降；（4）2023 年年初中国已全面解禁澳煤进口。

图 10: 澳大利亚进口动力煤数量及同比


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图 11: 进口煤数量 (煤及褐煤) 及同比


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

我们预计 3 月份及近期煤炭进口仍将保持旺盛，全年进口煤有望新增 1 亿吨。目前印尼煤较国内煤炭具有 200-300 元/吨的价格优势，且澳洲煤炭发运逐步恢复中，整体到港数量持续增加。此外进口煤零关税政策将延续至 2023 年年末，有助于维持进口煤炭的价格竞争力。目前 1-2 月进口煤同比已增加 2500 万吨，我们预计全年进口煤将延续高增长趋势，全年有望新增 1 亿吨，预计对国内煤炭稳价有较大促进作用。

2023 年原煤总供给预计增加 2.5 亿吨，同比增长 5% 以上。综合上述预测，我们预计 2023 年国产煤及进口煤分别增加 1.5 亿吨和 1 亿吨，合计增加 2.5 亿吨。按照 2022 年我国原煤总供给量 48.49 亿吨的基数（产量 45.6 亿吨，净进口 2.89 亿吨），2023 年原煤总供给同比增长 5.2%。

（三）需求：2023 年煤炭需求增速预计低于 4%

2022 年电煤需求增速较快，其他行业动力煤需求承压明显。根据分行业动力煤消耗的最新数据，2022 年全国电力行业动力煤消耗 23.64 亿吨，同比增长 4.9%，主要是由于 2022 年整体来水明显偏枯，煤电发挥重要保供作用；除电力行业外其他行业动力煤消耗 13.75 亿吨，同比下降 2.4%，主要是由于经济增速大幅放缓，且钢铁、建材、化工等制造业推进煤炭减量替代；整体动力煤消费 37.39 亿吨，同比增长 2.1%。

图 12: 电力行业动力煤累计消费量 (万吨) 及同比


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图 13: 其他行业动力煤累计消费量 (万吨) 及同比


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

2023 年水电和新能源发电量有望高增长，电煤需求预计小幅增长 4%左右。电力需求方面，中电联预计 2023 年全社会用电量增长 6%左右，达到 9.15 万亿千瓦时，需求增长较为平稳。考虑到 2022 年来水明显偏枯，且 2023 年华南前汛期已提前 14 天到来，水电发电量有望明显修复，预计增速 8%；新能源发电量有望随装机增长而提高，预计增速 15%。综合总电力需求以及可再生能源发电量判断，我们预计火电发电量以及电煤需求同比增速约为 4%左右。

表 11：2023 年各电源发电量预计

	2022 发电量 (亿 kWh)	2023 年发电量预测 (亿 kWh)	同比
火电	58887.9	61121.6	3.8%
水电	13522	14603.8	8%
核电	4177.8	4386.7	5%
新能源	11899.4	13684.3	15%
整体	88487.1	93796.3	6%

资料来源：国家统计局，中国银河证券研究院

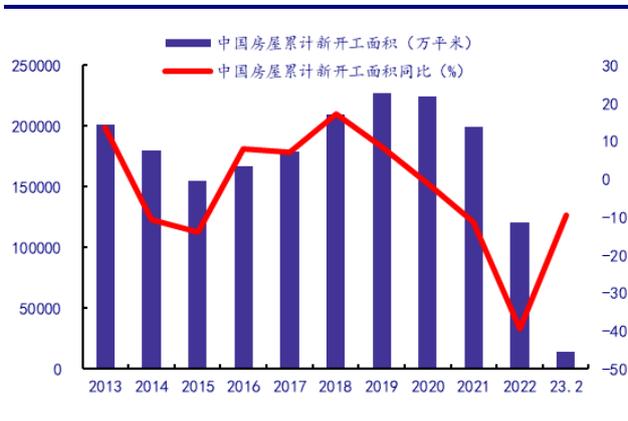
2023 年 1-2 月房地产累计投资及累计新开工面积双双下滑，预计地产相关行业动力煤需求承压。地产需求方面，近年来受到经济增长下滑、城市化进程趋缓、稳杠杆等调控政策的多重影响下，2019 年以来全国房地产累计投资以及累计新开工面积增速进入下行通道，至 2022 年均进入负增长区间。2023 年以来整体经济及房地产行业虽有所修复，但 1-2 月房地产累计投资及累计新开工面积仍分别下滑 5.7%和 9.4%。我们预计 2023 年房地产行业将继续调整，建材等地产相关行业动力煤需求持续承压。

图 14：中国房地产开发投资累计完成额 (亿元) 及同比 (%)



资料来源：wind，中国银河证券研究院

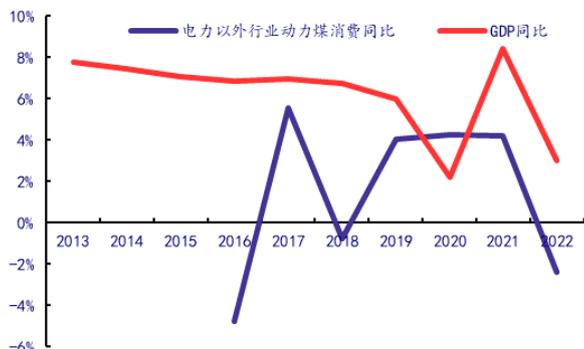
图 15：中国房屋累计新开工面积 (万平方米) 及同比 (%)



资料来源：wind，中国银河证券研究院

十三五以来，工业领域动力煤消费增速长期低于整体经济增速；2023 年预计大幅低于 5% 的经济增长目标。近年来随着钢铁、水泥、化工等行业节能降耗以及煤炭有序替代，煤炭在我国能源消费中的占比不断降低。2016-2022 年，电力以外的其他工业行业动力煤消费年均增长 1.5%，大幅低于同期 GDP 年均 5.7%的增速。展望十四五，根据工信部等三部门《工业领域碳达峰实施方案》，到 2025 年，规模以上工业单位增加值能耗较 2020 年下降 13.5%，单位工业增加值二氧化碳排放下降幅度大于全社会下降幅度，重点行业二氧化碳排放强度明显下降。我们预计 2023-2025 年工业领域动力煤消费增速仍将大幅低于 2023 年政府工作报告提出的 5% 经济增长目标。

图 16: 电力以外行业动力煤消费同比以及 GDP 同比



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

图 17: 中国能源消费总量、煤炭消费量(标煤)及同比

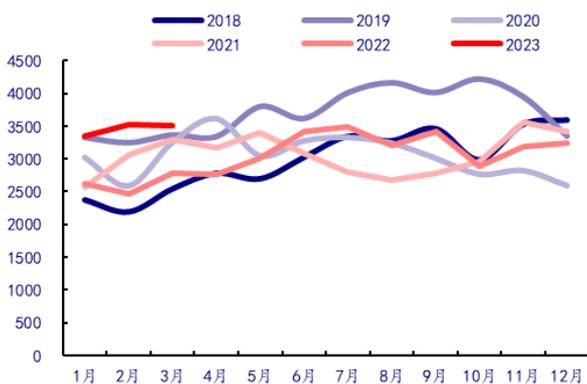


资料来源: wind, 中国银河证券研究院

2023 年煤炭消费增速预计低于 4%，折合 1.22 亿吨标煤或 1.94 亿吨原煤。综合上述预测，我们预计 2023 年电煤需求增长 4% 左右；其他工业领域增速大幅低于 5% 的经济增长目标，预计低于 4%。2022 年全国煤炭消费折合标煤 30.4 亿吨，按照 2022 年原煤总供给 48.5 亿吨的比例换算，2023 年煤炭需求增加值将低于 1.22 亿吨标煤或 1.94 亿吨原煤。

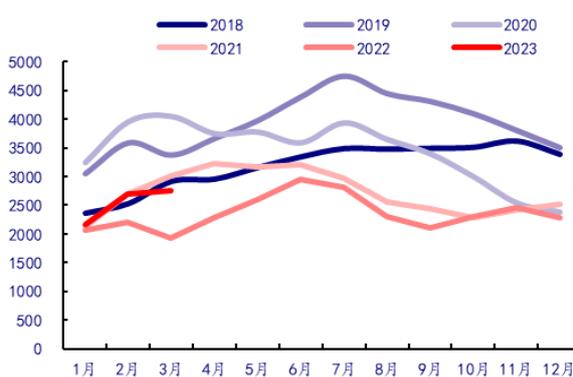
煤炭港口库存较为充裕，预计后续库存仍将保持高位。根据 CCTD（中国煤炭市场网）数据，截至 4 月 3 日，北方港口煤炭库存为 3559.8 万吨，南方港口煤炭库存为 2777.7 万吨，库存水平同比较为充裕。3 月以来随着气温回升，北方冬季取暖用煤需求逐渐结束，动力煤进入阶段性消费淡季。考虑到国内煤炭增产保供措施逐步落地，以及 2023 年年初以来进口煤同比高增长，我们预计后续煤炭港口库存仍将维持在较高水平。

图 18: 北方港口煤炭库存(万吨)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

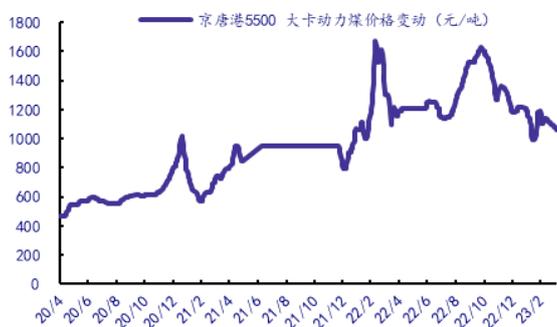
图 19: 南方港口煤炭库存(万吨)



资料来源: wind, 中国银河证券研究院

(四) 现状及展望：煤价已从高点大幅回落，2023 年有望波动下行

国内及进口煤价均已从 2022 年高点大幅回落。截至 4 月 4 日，京唐港 5500 大卡动力煤市场价 1065 元/吨，较 2022 年高点下跌 36%；4700 大卡进口动力煤市场价 861.6 元/吨(含税)，较 2022 年高点下跌 39%。

图 20：京唐港山西产 5500 大卡动力煤价格变动


资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 21：进口动力煤价格变动


资料来源：wind，中国银河证券研究院

我们预计 2023 年煤炭供需格局将转向宽松，煤价有望进入下行通道。

国内供给方面，煤炭产能继续释放，根据煤炭生产大省 2023 年政府工作报告，预计“晋陕蒙新”合计增产 1.5 亿吨；进口方面，目前印尼煤较国内煤炭已具有 200-300 元/吨的价格优势，且澳洲煤炭发运逐步恢复中。此外进口煤零关税政策将延续至 2023 年年末，有助于维持进口煤炭的价格竞争力。我们预计全年进口有望延续 1-2 月高增长趋势，全年进口煤有望新增 1 亿吨；总供给方面，预计全年新增 2.5 亿吨原煤，同比增长 5.2% 左右。

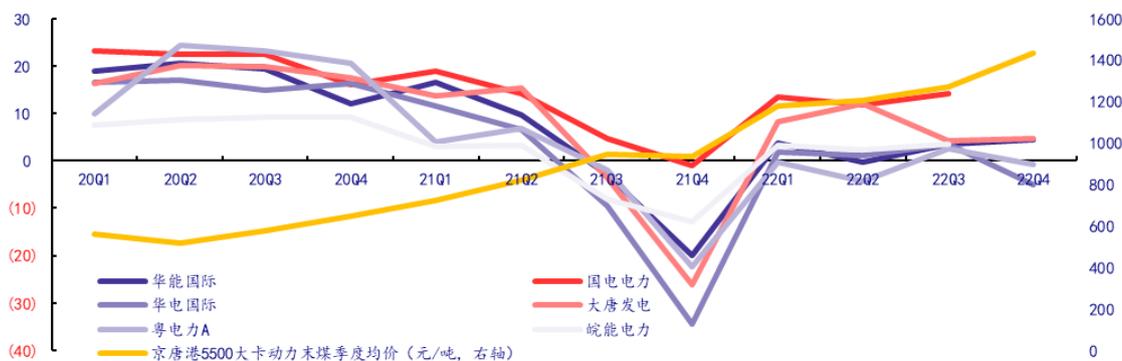
电力需求方面，2023 年水电和新能源发电量有望高增长，电煤需求预计小幅增长 4% 左右；非电需求方面，预计工业领域需求增速将大幅低于 5% 的经济增长目标，预计低于 4%；总需求方面，预计全年需求增速低于 4%，需求增量折合 1.22 亿吨标煤或 1.94 亿吨原煤。库存方面，目前煤炭港口库存较为充裕，3 月以来进入动力煤消费淡季，预计后续库存仍将保持高位。

政策保障方面，303 号文发布以来中长协履约监管持续强化，目前 2023 年电煤中长期合同签订总量超过 25 亿吨，已基本实现签约全覆盖。长期来看，虽然煤电机组作为压舱石的作用逐步得到重视，但能源转型大背景下国家将持续严控煤炭消费增长。

三、燃料成本下行将释放火电企业业绩弹性

2022 年火电企业盈利能力有所改善，但仍有较大修复空间。我们统计了近 3 年四大火电央企与部分省属火电企业单季度毛利率。2020 年全年煤价低位运行，各企业整体毛利率在 15~20%左右；2021 年全年煤价持续走高，京唐港 5500 大卡动力末煤全年均价同比上涨 49%，各企业盈利水平下降明显，至 2021 年第四季度整体毛利率下滑至-30%~-20%；2022 年全年煤价继续上行，京唐港 5500 大卡动力末煤全年均价同比上涨 48%，但电价上浮 20%大幅缓解了燃料成本上涨的压力，各企业整体毛利率水平修复至 0~5%左右。虽然 2022 年火电企业盈利能力有所改善，但毛利率较 2020 年仍有较大修复空间。

图 22：部分火电公司 2020-2022 各季度毛利率（%）以及京唐港 5500 大卡动力末煤季度均价（元/吨）



资料来源：wind，中国银河证券研究院

多年来火电业务毛利率均值在 10-15%左右。我们统计了四大火电央企多年火电度电营收、火电度电毛利以及毛利率水平。2014 年至今，火电度电毛利约为 0.035-0.055 元/kWh，火电毛利率约为 10-15%左右。2022 年火电盈利能力虽有所改善，火电业务毛利率恢复至 0%左右，但距离历史平均水平仍有较大修复空间。

表 12：四大火电央企多年火电经营数据

	年份	华能国际	华电国际	大唐发电	国电电力
火电度电营收 (元/kWh)	2014	0.439	0.427	0.362	0.325
	2015	0.379	0.366	0.359	0.314
	2016	0.338	0.325	0.330	0.281
	2017	0.351	0.342	0.321	0.288
	2018	0.384	0.351	0.331	0.295
	2019	0.411	0.368	0.339	0.297
	2020	0.411	0.364	0.339	0.288
	2021	0.436	0.388	0.357	0.301
	2022	0.519	0.473	0.434	
	多年平均	0.408	0.378	0.353	0.299
火电度电毛利 (元/kWh)	2014	0.075	0.121	0.107	0.060
	2015	0.088	0.128	0.118	0.084

2016	0.051	0.073	0.088	0.048
2017	0.017	0.036	0.041	0.004
2018	0.038	0.042	0.044	0.019
2019	0.051	0.053	0.048	0.023
2020	0.061	0.062	0.049	0.033
2021	-0.027	-0.037	-0.036	-0.002
2022	-0.016	0.006	0.005	
多年平均	0.038	0.054	0.052	0.034
2014	17.0%	28.5%	29.5%	18.6%
2015	23.3%	34.9%	32.9%	26.9%
2016	15.2%	22.4%	26.7%	17.3%
2017	4.8%	10.4%	12.7%	1.2%
2018	9.8%	12.0%	13.2%	6.3%
2019	12.5%	14.5%	14.2%	7.8%
2020	14.8%	17.1%	14.5%	11.3%
2021	-6.1%	-9.5%	-10.1%	-0.6%
2022	-3.2%	1.4%	1.2%	
多年平均	9.8%	14.6%	15.0%	11.1%

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

2023 年火电企业有望受益于燃料成本下行带来的业绩弹性。我们筛选出 2021 年单位燃料成本涨幅较大的火电龙头企业或省属电力公司，其单位燃料成本涨幅在 50%-70%左右。根据各公司的火电发电量与度电煤耗测算，假设 2023 年入炉标煤单价分别下降 50 元/吨、100 元/吨、150 元/吨。在入炉标煤单价下降 100 元/吨的情景下，火电业务毛利率将提升 6-7pct，华能国际将节省燃料成本超过 120 亿元，火电业务毛利率将恢复至 3%左右；华电国际、大唐发电将节省超过 60 亿元，火电业务毛利率将恢复至 8-9%左右。

表 13：部分火电企业煤价敏感性分析

	华能国际	华电国际	大唐发电	粤电力 A	上海电力	宝新能源	皖能电力
2021 单位燃料成本涨幅	47.4%	60.1%	54.9%	50.8%	48.5%	70.0%	51.4%
2021 火电发电量(亿 kWh)	4319.95	2168.77	2264.96	1077.46	475.58	184.09	365.68
度电煤耗(克/kWh)	287.69	287.55	291.72	303.31	302.5	313.5	302.5
2021 标煤采购量(万吨)	12428.06	6236.3	6607.34	3268.04	1438.63	577.12	1106.18
入炉标煤下降(元/吨)	50	50	50	50	50	50	50
燃料成本减少(亿元)	62.14	31.18	33.04	16.34	7.19	2.89	5.53
入炉标煤下降(元/吨)	100	100	100	100	100	100	100
燃料成本减少(亿元)	124.28	62.36	66.07	32.68	14.39	5.77	11.06
入炉标煤下降(元/吨)	150	150	150	150	150	150	150
燃料成本减少(亿元)	186.42	93.54	99.11	49.02	21.58	8.66	16.59

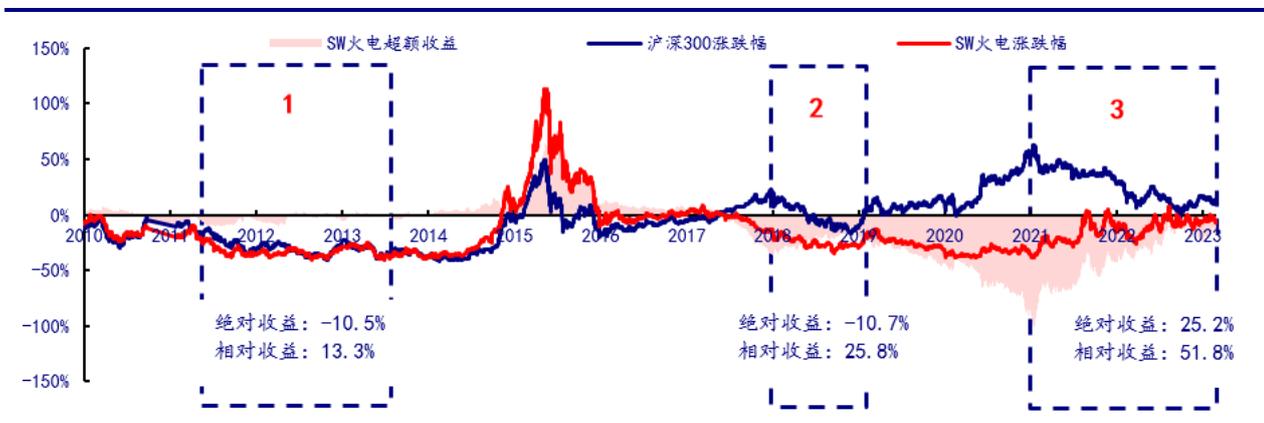
资料来源：公司公告，中国银河证券研究院。备注：上海电力、皖能电力未披露度电煤耗，因此用全国平均代替

四、投资建议

(一) 火电板块走势复盘及当前行情概览

电价上浮以及新能源转型等多重因素催化下，2021年下半年以来火电指数相对收益超过50%。复盘2010年以来SW火电指数走势，剔除2015年牛市影响后，大致可划分为3轮具有明显相对收益的行情。其中第一轮和第二轮行情分别开始于2011年年初及2018年年初，其催化因素都与电力供需偏紧背景下电价上涨预期有关，其结束因素也都与供需形势宽松或稳增长背景下电价下行预期有关。第三轮行情开始于2021年下半年，其催化因素不仅是电价上浮的预期，同时还包括能源转型大背景下火电企业转型新能源的成长预期。

图 23：2010 年以来 SW 火电以及沪深 300 指数走势



资料来源：wind，中国银河证券研究院

表 14：2010 年以来火电板块超额收益原因总结

开始	结束	绝对收益	相对收益	催化因素	结束原因
2011.3	2013.4	-10.5%	13.3%	2008 年以来火电装机增速低于 10%，但同期“四万亿”刺激用电需求；此外 2010 年煤炭价格大幅上涨抑制发电积极性，2011 年汛期来水明显偏枯，多因素影响下 2011 年发生“淡季电荒”。为增强火电出力积极性，2011 年 5 月和 11 月先后两次上调标杆上网电价，市场提前反映电价上涨预期。	2012 年以来煤价持续走弱，且随着十二五期间水电大规模投产，电力供需形势转向宽松，市场提前反映电价下行悲观预期。2013 年 10 月国家发改委发布《关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》提出降低标杆电价。
2018.2	2019.1	-10.7%	25.8%	多年火电装机增速持续放缓，2017 年仅为 4.3%，电力供需格局由宽松重新转向平衡。2018 年火电利用小时数 4361 小时（同比+152 小时），达到十三五期间最高水平。2018 年煤价基本保持稳定，相对缺电情况下火电盈利有所修复。2018 年市场进入熊市，公用事业板块充分体现防御属性。	为助力实体经济发展，2019 年 3 月政府工作报告提出“2019 年一般工商业平均电价再降低 10%”，市场提前反映电价下行悲观预期；2019 年年初受社融超预期、中美谈判释放利好等因素影响，市场风格由价值转向成长。
2021.7	未结束	25.2%	51.8%	进入十四五，由于火电在装机结构中的进一步下	-

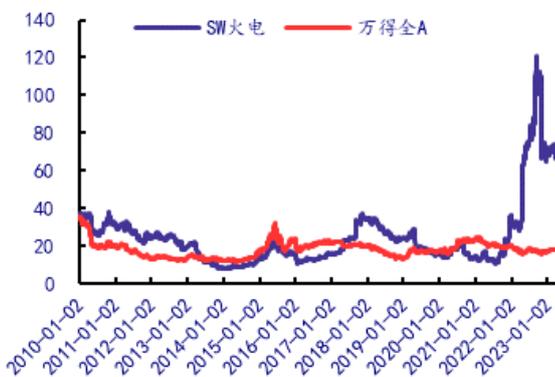
降，新能源出力不稳定的问题凸显，电力供需关系变为偏紧。2021年火电利用小时数4448小时（同比+232）小时，2022年仍有4379小时。煤价大幅上涨背景下，市场提前反映电价上涨预期。2021年10月国家发改委《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，燃煤市场化电价上浮由10%提高到20%。随着电力市场化改革不断深入，为体现火电保供价值，市场开始反映容量电价、现货市场等火电电价上涨的预期。

能源转型背景下，火电企业依托自身装机优势建设新能源项目，有望打开新的成长空间。

资料来源：wind，中国银河证券研究院

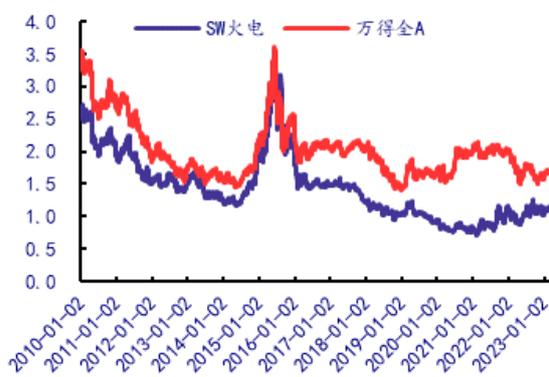
长期看好火电板块投资价值。截至2023年4月4日，火电板块PE（TTM）为65.21，万得全A板块PE（TTM）为18.18，由于燃料成本大幅上涨导致火电板块盈利明显承压；火电板块PB为1.07，万得全A板块PB为1.70，火电板块PB具有明显的估值优势。长期来看，我们认为随着新能源占比不断提升，以及电力市场化改革不断深入，火电作为调节型电源，其参与容量市场或现货市场有望获得额外收益；此外火电有望依托自身装机优势建设新能源项目，打开新的成长空间。持续看好火电板块投资价值。

图 24：SW 火电板块 PE（TTM）走势



资料来源：wind，中国银河证券研究院

图 25：SW 火电板块 PB 走势



资料来源：wind，中国银河证券研究院

截至2023年4月4日，火电板块公司估值如下表。其中PB（LF）范围在-3.10~7.58之间，平均数1.51，中位数1.41；其中，浙能电力、江苏国信、广州发展、皖能电力等PB（LF）在0~1之间。展望2023年，浙能电力、江苏国信、申能股份、上海电力等2023年对应PE低于10倍，具有明显估值优势。

表 15：SW 火电板块公司估值

序号	证券简称	PB (LF)	PE (TTM)	2021 PE	2022 (E) PE	2023E PE	2024E PE
1	金山股份	-3.10	-1.46	-1.7	-	-	-
2	浙能电力	0.77	-18.26	-56.8	11.1	9.1	8.0
3	江苏国信	0.82	329.33	-68.3	17.4	8.6	7.3

4	广州发展	0.89	31.63	105.8	18.2	14.4	11.4
5	皖能电力	0.90	-28.70	-8.4	-18.3	13.8	9.8
6	建投能源	0.92	-7.68	-4.1	52.5	18.6	11.0
7	申能股份	0.93	74.90	17.6	11.4	9.4	8.6
8	京能电力	1.01	-29.05	-6.8	66.2	32.4	21.8
9	穗恒运 A	1.01	-154.70	32.1	-	-	-
10	深圳能源	1.02	13.34	13.7	-	-	-
11	宝新能源	1.15	66.99	15.8	-	-	-
12	晋控电力	1.25	205.06	2491.5	-	-	-
13	长源电力	1.34	-279.20	-509.7	29.3	15.8	14.5
14	国电电力	1.41	48.43	-35.8	19.9	14.1	13.0
15	粤电力 A	1.46	-9.81	-9.4	-9.8	-	-
16	华电国际	1.49	539.24	-10.8	539.2	10.9	8.9
17	内蒙华电	1.51	11.93	47.6	40.2	13.1	8.5
18	天富能源	1.51	-9.84	-177.0	-	-	-
19	通宝能源	1.57	11.43	54.6	-	-	-
20	赣能股份	1.71	-102.99	-33.1	-1382.0	21.9	10.4
21	上海电力	1.72	86.14	-14.6	86.1	9.8	7.9
22	豫能控股	1.85	-3.25	-3.4	-3.3	-	-
23	大唐发电	1.98	-134.01	-5.9	-134.0	-	-
24	*ST 华源	2.30	-5.96	-7.2	-	-	-
25	华能国际	2.81	-17.66	-12.7	-17.7	18.2	13.0
26	深南电 A	3.05	-8.35	-10.2	-	-	-
27	华银电力	7.58	-5.10	-3.7	-	-	-

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。备注: 截至 2023.4.4, 盈利预测为 wind 一致预期

(二) 投资建议

我们预计 2023 年煤炭供需格局将转向宽松，煤价有望进入下行通道。

国内供给方面，煤炭产能继续释放，根据煤炭生产大省 2023 年政府工作报告，预计“晋陕蒙新”合计增产 1.5 亿吨；进口方面，目前印尼煤较国内煤炭已具有 200-300 元/吨的价格优势，且澳洲煤炭发运逐步恢复中。此外进口煤零关税政策将延续至 2023 年年末，有助于维持进口煤炭的价格竞争力。我们预计全年进口有望延续 1-2 月高增长趋势，全年进口煤有望新增 1 亿吨；总供给方面，预计全年新增 2.5 亿吨原煤，同比增长 5.2% 左右。

电力需求方面，2023 年水电和新能源发电量有望高增长，电煤需求预计小幅增长 4% 左右；非电需求方面，预计工业领域需求增速将大幅低于 5% 的经济增长目标，预计低于 4%；总需求方面，预计全年需求增速低于 4%，需求增量折合 1.22 亿吨标煤或 1.94 亿吨原煤。库存方面，目前煤炭港口库存较为充裕，3 月以来进入动力煤消费淡季，预计后续库存仍将保持高位。

政策保障方面，303 号文发布以来中长协履约监管持续强化，目前 2023 年电煤中长期合同签订总量超过 25 亿吨，已基本实现签约全覆盖。长期来看，虽然煤电机组作为压舱石的作用

用逐步得到重视，但能源转型大背景下国家将持续严控煤炭消费增长。

火电对煤价下行的业绩弹性大，后续盈利水平仍有较大修复空间。华能国际、华电国际、大唐发电、粤电力等公司 2021-2022 年燃料成本相对较高，煤价下行有望推动 2023 年盈利能力大幅改善。假设 2023 年火电发电量增长 4%，电价及度电营收维持 2022 年水平，则入炉标煤下降 100 元/吨时，火电业务毛利率将提升 6-7pct。预计华能国际、粤电力 2023 年火电毛利率将提升至 2-3%，华电国际、大唐发电 2023 年火电毛利率将提升至 8-9%。与多年平均 10-15% 毛利率相比，后续盈利水平仍有较大修复空间。

表 16：部分企业 2023 年火电业务毛利率测算（假设入炉标煤单价下降 100 元/吨）

		华能国际	华电国际	大唐发电	粤电力
火电上网电量 (亿 kWh)	2022A	3902	1974	1994	1026
	2023E	4058	2053	2074	1067
火电度电营收 (元/kWh)	2022A	0.519	0.473	0.434	0.475
	2023E	0.519	0.473	0.434	0.475
火电营收 (亿元)	2022A	2027	934	866	487
	2023E	2108	972	900	507
燃料成本 (亿元)	2022A	1705	829	758	433
	2023E	1644	797	719	416
其他成本 (亿元)	2022A	386	93	97	75
	2023E	401	97	101	78
火电营业成本 (亿元)	2022A	2091	922	855	508
	2023E	2045	894	821	494
火电业务毛利率	2022A	-3.2%	1.4%	1.2%	-4.2%
	2023E	3.0%	8.0%	8.8%	2.5%

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

建议关注：（1）燃料成本相对较高，有望受益于煤价下降从而盈利能力大幅改善的公司：华能国际（600011.SH）、华电国际（600027.SH）、大唐发电（601991.SH）、粤电力 A（000539.SZ）等。（2）估值具有明显优势的公司：浙能电力（600023.SH）、江苏国信（002608.SZ）、皖能电力（000543.SZ）等；（3）装机主要分布于沿海省份，电价向上弹性较大的公司：粤电力 A（000539.SZ）、上海电力（600021.SH）、宝新能源（000690.SZ）等。

表 17：重点推荐公司盈利预测与估值

代码	简称	股价	EPS				PE			
			2021A	2022A/E	2023E	2024E	2021A	2022A/E	2023E	2024E
600011.SH	华能国际	8.31	-0.65	-0.47	0.53	0.72	-12.7	-17.7	15.7	11.5
600027.SH	华电国际	5.44	-0.50	0.01	0.54	0.70	-10.8	539.2	10.1	7.8
601991.SH	大唐发电	2.97	-0.50	-0.02	0.19	0.27	-5.9	-134.0	15.6	11.0
000539.SZ	粤电力 A	5.61	-0.60	-0.57	0.28	0.49	-9.4	-9.8	20.0	11.4
600023.SH	浙能电力	3.62	-0.06	0.33	0.40	0.45	-56.8	11.1	9.1	8.0
002608.SZ	江苏国信	6.20	-0.09	0.36	0.72	0.85	-68.3	17.4	8.6	7.3

000543.SZ	皖能电力	4.98	-0.79	-0.27	0.36	0.51	-6.3	-18.3	13.8	9.8
600021.SH	上海电力	9.81	-0.67	0.11	1.00	1.25	-14.6	86.1	9.8	7.9
000690.SZ	宝新能源	5.97	0.38	0.11	0.65	0.85	15.8	54.3	9.2	7.0

资料来源: wind, 中国银河证券研究院。收盘价为 2023 年 4 月 4 日。华能国际、华电国际、大唐发电、粤电力 A、上海电力 2022 年 EPS 为实际值。

五、风险提示

煤价维持高位的风险；

电价大幅下降的风险；

政策支持力度不及预期。

插图目录

图 1: SW 火电板块营业收入及同比	4
图 2: SW 火电板块归母净利润及同比	4
图 3: SW 火电板块毛利率与净利率	4
图 4: SW 火电板块期间费用率	4
图 5: SW 火电公司“火电+供热”燃料成本占营业成本的比重	5
图 6: 晋陕蒙新四省原煤产量(万吨)及同比(%)	11
图 7: 晋陕蒙新四省原煤产量(万吨)及占全国的比例	11
图 8: 全国原煤累计产量(万吨)及同比(%)	12
图 9: 全国动力煤累计产量(万吨)及同比(%)	12
图 10: 澳大利亚进口动力煤数量及同比	13
图 11: 进口煤数量(煤及褐煤)及同比	13
图 12: 电力行业动力煤累计消费量(万吨)及同比	13
图 13: 其他行业动力煤累计消费量(万吨)及同比	13
图 14: 中国房地产开发投资累计完成额(亿元)及同比(%)	14
图 15: 中国房屋累计新开工面积(万平方米)及同比(%)	14
图 16: 电力以外行业动力煤消费同比以及 GDP 同比	15
图 17: 中国能源消费总量、煤炭消费量(标煤)及同比	15
图 18: 北方港口煤炭库存(万吨)	15
图 19: 南方港口煤炭库存(万吨)	15
图 20: 京唐港山西产 5500 大卡动力煤价格变动	16
图 21: 进口动力煤价格变动	16
图 22: 部分火电公司 2020-2022 各季度毛利率(%)以及京唐港 5500 大卡动力末煤季度均价(元/吨)	17
图 23: 2010 年以来 SW 火电以及沪深 300 指数走势	19
图 24: SW 火电板块 PE (TTM) 走势	20
图 25: SW 火电板块 PB 走势	20

表格目录

表 1: 火电板块公司汇总	3
表 2: SW 火电板块公司燃料成本	5
表 3: 火电企业及所属集团煤炭来源情况梳理	6
表 4: SW 火电板块公司煤炭单价	6
表 5: SW 火电公司火电装机及售电量分布情况	6
表 6: 控制煤炭消费增长相关政策	8
表 7: 2022 年与 2023 年电煤中长期合同签订履约工作方案对比	9
表 8: 煤炭生产大省长协履约监管措施	10
表 9: 2021 年以来国家级煤炭产能核增政策汇总	10

表 10: 煤炭生产大省 2023 年政府工作报告	12
表 11: 2023 年各电源发电量预计	14
表 12: 四大火电央企多年火电经营数据	17
表 13: 部分火电企业煤价敏感性分析	18
表 14: 2010 年以来火电板块超额收益原因总结	19
表 15: SW 火电板块公司估值	20
表 16: 部分企业 2023 年火电业务毛利率测算 (假设入炉标煤单价下降 100 元/吨)	22
表 17: 重点推荐公司盈利预测与估值	22

分析师承诺及简介

本人承诺，以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过10年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022年1月加入中国银河证券。

严明，环保行业分析师，材料科学与工程专业硕士，毕业于北京化工大学。于2018年加入中国银河证券研究院，从事环保行业研究。

评级标准

行业评级体系

未来6-12个月，行业指数（或分析师团队所覆盖公司组成的行业指数）相对于基准指数（交易所指数或市场中主要的指数）

推荐：行业指数超越基准指数平均回报20%及以上。

谨慎推荐：行业指数超越基准指数平均回报。

中性：行业指数与基准指数平均回报相当。

回避：行业指数低于基准指数平均回报10%及以上。

公司评级体系

推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报20%及以上。

谨慎推荐：指未来6-12个月，公司股价超越分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%—20%。

中性：指未来6-12个月，公司股价与分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报相当。

回避：指未来6-12个月，公司股价低于分析师（或分析师团队）所覆盖股票平均回报10%及以上。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

联系人

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路3088号中洲大厦20层

上海浦东新区富城路99号震旦大厦31层

北京丰台区西营街8号院1号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

上海地区：何婷婷 021-20252612 hetingting@chinastock.com.cn

陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

北京地区：唐媛玲 010-80927722 tangmanling_bj@chinastock.com.cn