



浙能电力 (600023.SH)

买入 (首次评级)

公司深度研究

证券研究报告

煤价向下、装机向上，加码业绩弹性

投资逻辑：

长三角稀缺地方性龙头纯火电标的，立足火电拓展核电。浙江省火电行业集中度高，公司管理及控股半数省内统调火电装机，参股国能、大唐、华电、华润等发电集团在浙江省内的火电项目，行业竞争格局较好、在电力市场中恶性竞争导致量价风险的可能性较小。

1H23 浙江省火电发电量同比+8.9%，同期公司发电量同比+11.3%；电量增长和中来股份并表共同支撑 1H23 营收同比+16.2%。此外，公司将火电主业创造的盈利用于再投资行业集中度更高、盈利能力和稳定性更好的核电资产，ROE 中枢有望稳步抬升；11M22 收购中来股份，向“火力发电+新能源制造”双主业升级。

煤电利润再分配拐点已现，市场煤价下行沿海火电弹性更大。假设国内原煤日产量保持在 1~7M23 平均水平，保守估计今年仍有 1 亿吨左右的增量。1~7M23 我国广义动力煤累计进口量同比+151.1%、在动力煤供应结构中的占比由 22 年的 2.6%提升至今年截至 7 月的 5.0%，市场煤价在 5~6 月间大幅下降 23.3%。公司长协煤占比较低、新机组设计煤种以中高卡煤为主，将充分受益于本轮市场煤价下行，1H23 公司业绩同比大增 602.8%也已验证。

浙江省电力短缺问题短期难解，供需支撑量价保持相对高位。(1) 在量上反应为：短期内支撑性电源装机容量刚性，火电顶峰保供利用小时数维持在较高水平。中长期看，浙江“十四五”煤电装机超预期，预计公司 23~26 年每年有新机组投产。(2) 在价上反应为：考虑到缺电造成的经济损失和电力现货价格上限，浙江需要维持较高的中长期电价以保障其在省间市场竞争力，从而保障足额中长期合同的签订。公司 2021、1H23 平均结算电价分别+18.4%、1.0%。

煤价下行+新机投产放大弹性，超额点火价差落袋为安。历史复盘看，2012 年也曾出现过进口煤大量涌入导致市场煤价短期快速下降的情况。受行业性利好因素驱动，5~7M12 火电行业实现显著超额收益。而 12M12~5M13 火电板块区间涨跌幅最大的 5 支个股，或因 1~3Q12 业绩修复节奏较慢，或因煤价下行周期内有新增发电产能，使业绩在 1H13 也保持高增长。公司乐电三期 2*100 万千瓦机组在今年迎峰度夏前投产将放大 2H23 业绩弹性，符合前述逻辑。

盈利预测、估值和评级

我们预计公司 2023~2025 年分别实现归母净利润 65.2/79.0/93.4 亿元，EPS 分别为 0.49/0.59/0.70 元。给予公司 2023 年 11 倍 PE，对应目标价 5.39 元，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示

新项目进展、煤价下行程度、电力需求、电力市场化进展、中来股份业绩不及预期等风险。

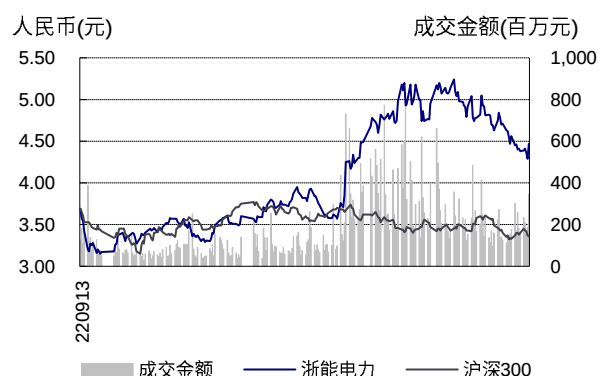
石油化工组

分析师：许隽逸 (执业 S1130519040001)

xujunyi@gjzq.com.cn

市价 (人民币)：4.47 元

目标价 (人民币)：5.39 元



公司基本情况 (人民币)

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
营业收入(百万元)	71,073	80,195	102,821	111,335	121,332
营业收入增长率	37.5%	12.8%	28.2%	8.3%	9.0%
归母净利润(百万元)	-861	-1,829	6,522	7,903	9,343
归母净利润增长率	-114.2%	112.3%	N/A	21.2%	18.2%
摊薄每股收益(元)	-0.063	-0.136	0.486	0.589	0.697
每股经营性现金流净额	0.06	0.02	0.71	1.00	1.19
ROE(归属母公司)(摊薄)	-1.3%	-3.0%	9.7%	11.1%	12.3%
P/E	-63.81	-25.59	9.19	7.58	6.41
P/B	0.86	0.76	0.89	0.84	0.79

来源：公司年报、国金证券研究所



内容目录

一、长三角稀缺地方性龙头纯火电标的，立足火电拓展核电	4
1.1 浙江省火电龙头，管理及控股半数省调装机	4
1.2 参股核电，资产结构转型有望抬升 ROE 中枢	6
1.3 收购中来，布局新能源制造助力双主业转型	7
二、煤电利润再分配拐点已现，浙江省电力短缺问题短期难解	9
2.1 上游来看：煤电利润再分配拐点已现，市场煤价下行沿海火电弹性最大	9
2.2 下游来看：极端天气加快最大负荷增速，浙江省电力短缺问题短期难解	11
三、历史复盘：煤价下行周期新机双投放弹性，超额点火价差落袋为安	14
四、盈利预测与投资建议	15
4.1 核心假设	15
4.2 盈利预测	17
4.3 投资建议及估值	17
五、风险提示	19

图表目录

图表 1：截至 2022 年底，公司管理及控股半数浙江省火电装机的 50.4%	4
图表 2：公司实控人为浙江省国资委，第二大股东为华能集团	4
图表 3：2019~1H23 年公司营收构成情况（亿元、%）	5
图表 4：2019~1H23 年公司发电量构成及增速情况	5
图表 5：2H21 起煤价开始上涨、国内外煤价出现倒挂情况	5
图表 6：2018~2022 年公司火电售价及度电燃料成本情况	5
图表 7：2019~1H23 年公司归母净利润情况（百万元、%）	6
图表 8：公司在运煤电机组投运年份	6
图表 9：2019~1H23 年公司主要核电及核能应用股权投资稳定贡献 10~15 亿受益	7
图表 10：2021、2022 年，公司投资收益大幅冲减主营业务亏损	7
图表 11：煤炭供给侧改革以来，核电行业 ROE 均值与稳定性持续高于火电行业	7
图表 12：公司主要参股核电项目公司在运与在建装机容量情况	7
图表 13：2019~1H23 中来股份营收构成情况（百万元、%）	8
图表 14：2021~1H23 中来股份三大主营业务毛利率情况（%）	8
图表 15：2019~1H23 中来股份归母净利润及增速情况（百万元、%）	8
图表 16：2021~2022 年的煤炭开采和洗选行业的高收益已经转化为高投资	9
图表 17：2023 年 1~7 月累计平均原煤日产量约 1260.3 万吨/天（吨/天）	9
图表 18：21~22 年各国动力煤出口量变化情况（百万吨）	9
图表 19：港口价格影响海运煤贸易流（元/吨）	9
图表 20：我国从澳大利亚进口动力煤占比从 2020 年的 48.6%下降至 2022 年的 1.3%（万吨）	10
图表 21：2021 年前澳大利亚为中国动力煤进口主要来源国	10
图表 22：公司发电、供热板块净利润对煤炭采购成本的敏感性分析	10
图表 23：四大高耗能行业月度用电量季节性不明显、对气温不敏感	11



图表 24:	第三产业用电量季节性明显、对气温敏感	12
图表 25:	城乡居民用电量具有明显季节性、对气温敏感	12
图表 26:	2019~1H23 浙江省 GDP 构成及新增贡献率情况	12
图表 27:	2022 年浙江和山东最大负荷仅相差 631 万千瓦	12
图表 28:	近年来,浙江省有效容量供需缺口逐年扩大	12
图表 29:	火电调峰示意图	13
图表 30:	浙江省“十四五”期间清洁高效支撑性电源项目规划	13
图表 31:	供需偏紧有望支撑公司上网电价维持高位	14
图表 32:	对于浙江省,电力保供成本比缺电经济损失低	14
图表 33:	进口煤在我国动力煤供应结构中占比较低,但其边际变化对煤价影响较大	14
图表 34:	市场煤价在 2012 年 5 月 10 日至 7 月 10 日间大幅下降 22.4%	14
图表 35:	6M12 火电板块在市场煤价大幅下行的利好下实现超额收益	15
图表 36:	浙江省能源发展“十四五”规划	16
图表 37:	主营业务核心假设	16
图表 38:	2021A~2025E 公司费用率情况	17
图表 39:	2021A~2025E 公司历史盈利情况及预测	17
图表 40:	可比公司估值比较(市盈率法)	18



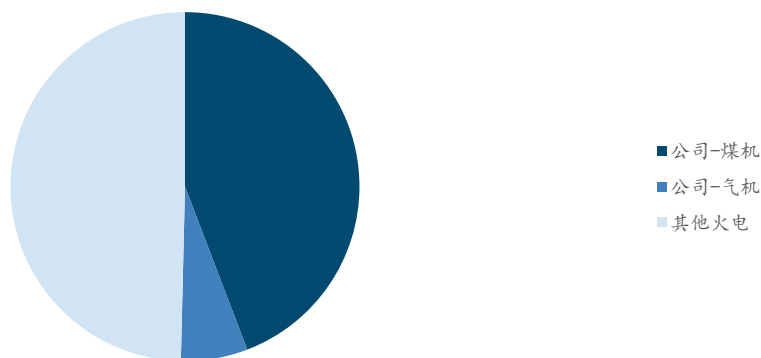
火电业绩取决于电量、电价、煤价三要素，在煤价下行的行业性利好中寻找差异化的 α 需关注发电企业之间的量价差异。在电力市场化改革深化的趋势下，跨省跨区域输电线路的瓶颈决定了电力是区域性市场，因此我们将关注行业竞争格局和用电需求两大因素对量价端的影响。

一、长三角稀缺地方性龙头纯火电标的，立足火电拓展核电

1.1 浙江省火电龙头，管理及控股半数省调装机

- 省国资委控股地方性火电龙头，管理及控股半数浙江省统调火电装机。公司于 1985 年成立，于 2013 年在上交所上市。控股股东为浙江省能源集团有限公司，实控人为浙江省国资委。截至 2022 年底，公司管理及控股的煤机、气机装机容量分别为 2887.5、404.0 万千瓦，合计占公司管理及控股总装机容量的约 99.4%、占全省统调火电装机的一半。此外，公司还持有国能、大唐、华电、华润等发电集团在浙江省内的火电机组股权，是全国经济活力最强、居民人均收入水平最高区域之一的长三角地区的火电龙头。

图表1：截至 2022 年底，公司管理及控股半数浙江省火电装机的 50.4%



来源：公司公告、中电联、国金证券研究所

图表2：公司实控人为浙江省国资委，第二大股东为华能集团



来源：Wind、国金证券研究所。注：截至 2023 年 6 月 30 日。

- 疫后复苏+水电缺位，火电“量价齐升”公司营收连续高增。
- ✓ 浙江省经济活力旺盛、传统产业发展韧性强、数字经济核心产业制造业等新动能快速发展，支撑工业部门用电需求；叠加浙江省居民人均可支配收入全国领先，城镇化率与居民电气化水平高，22 年 7、8 月极端高温天气致使城乡居民用电量分别同比+41.2%、+57.8%，新增贡献率分别达 21.8%、22.6%。
- ✓ 浙江省约 1/3 的电量供应来自于外来电，其中又以水电为主。浙江省是 3 条特高压直流输电通道的落点，其中溪洛渡~浙江、白鹤滩~浙江 2 条线 100%输送水电，灵州~绍兴直流打捆输送“火+绿”。来水偏枯从 2021 年延续到 1H23，火电补位保供发电量增加，2022、1H23 浙江省火电发电量分别同比+0.2%、+8.9%。公司管理及控股省

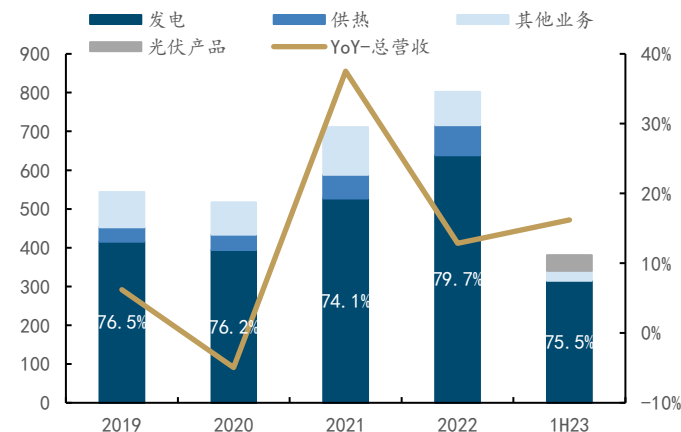


统调火电机组的半壁江山，因此 2022、1H23 发电量分别同比增长 3.4%、11.3%。受发电量增长和并表中来股份的影响，1H23 公司营收同比+16.2%。

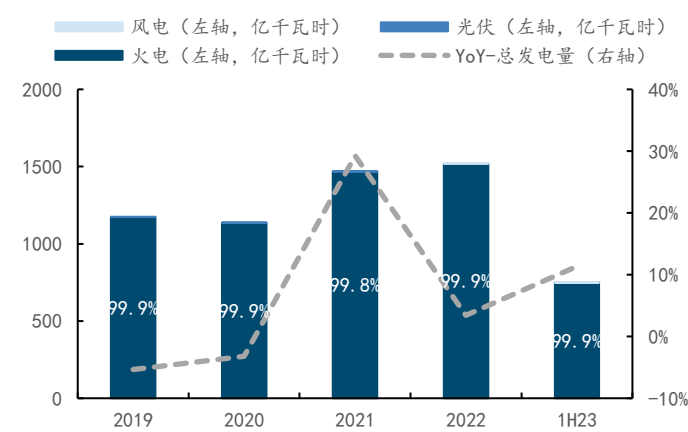
- ✓ “1439 号文”明确将煤电上网电价较基准价上下浮动范围扩大至不超过 20%、高耗能企业和电力市场交易价格不受上浮 20%限制。在电价上涨的加持下，公司 2022 营收同比+12.8%。

图表3：2019~1H23 年公司营收构成情况（亿元、%）

图表4：2019~1H23 年公司发电量构成及增速情况



来源：公司公告，国金证券研究所（注：百分数为发电业务营收占比）



来源：公司公告，国金证券研究所（注：百分数为火电发电量占比）

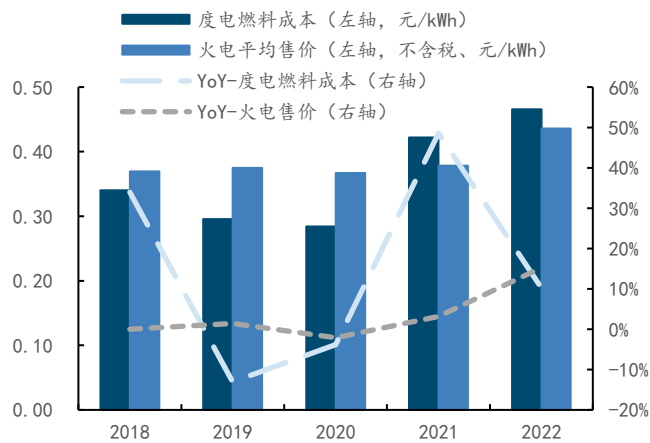
- 浙江省海上交通运输便利，公司煤炭采购结构灵活。
- ✓ 东南沿海电厂与“晋陕蒙”煤炭主产地距离远、运输成本高，进口煤经济性较高，已成为东南沿海电厂煤源的重要补充。从公司近期获得核准的 6 台百万千瓦机组环评报告来看，设计煤种均为晋陕蒙产区的烟混煤、采用“铁-水”联运的运输方式；另适当引入进口煤进行掺烧、降低对单一煤源的依赖，从而实现对燃料成本的较好管控，但也导致长协签约率通常较低。
- ✓ 进口煤在我国煤炭供应结构中占比较小，但其边际变化对煤价的影响较大。2H21 以来海内外煤价倒挂、煤炭进口量下降，内贸煤供需偏紧推动市场价格上涨并维持高位，严重影响了公司火电机组的盈利能力。此外，公司作为省国资下属电力企业承担保供的社会责任，在煤电价格倒挂的 22 年增发电量，导致亏损幅度同比扩大。
- ✓ 23 年澳煤进口重启+欧洲需求不振，进口煤大增导致市场煤价大幅下降。“欧洲溢价”消失和澳煤进口重启导致 2023 年高卡煤价格降幅更大。从乐电三期、六横二期、嘉电四期项目环评报告书来看，公司设计煤种的热值在 4800~5500 大卡，2023 年将充分受益于市场煤价格下降，1H23 业绩也已经验证。

图表5：2H21 起煤价开始上涨、国内外煤价出现倒挂情况

图表6：2018~2022 年公司火电售价及度电燃料成本情况



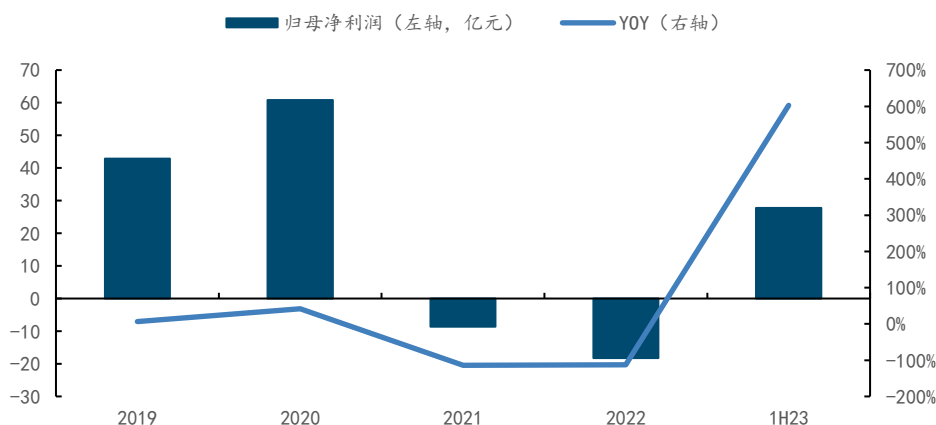
来源：Wind，国金证券研究所



来源：Wind，国金证券研究所



图7：2019~1H23 公司归母净利润情况（百万元、%）



来源：公司公告、国金证券研究所

- 公司煤机投产时间早、区位优势佳，虽亚临界机组占比较高但资产减值风险低。“双碳”目标下，全国在运煤电机组清洁高效化升级有其必要性。在淘汰煤电落后产能时，亚临界机组往往面临更大的关停与资产减值风险，但公司不然。一方面，公司全部机组已经完成超低排放改造，2022 年平均供电煤耗 296.12 克/KWh，提前达成国家发改委“到 2025 年，全国火电平均供电煤耗降至 300 克/KWh 以下”的目标。另外，公司机器设备最高折旧年限为 18 年，即 2005~2007 年投产的约 240/60/240 万千瓦发电机组将分别在 2023~2025 年运行满折旧年限。届时不仅将带来账面利润的释放，也为公司对相关机组后续的经营规划与决策提供了主动权。

图8：公司在运煤电机组投运年份

省份	电厂名称	持股比例 (%)	装机容量 (万千瓦)	投运时间 (年)
浙江	台州发电厂	100	136	1999/2008
	北仑发电厂二期	51	198	2000
	浙江浙能长兴发电厂	95	120	2003/2006
	浙能嘉兴发电厂 (嘉华公司)	77	464	2005/2011
	浙能嘉兴发电厂 (嘉兴公司)	70	66	1995
	浙能温州发电厂	67	264	2002/2005/2015
	浙能镇海发电厂	51	132	2020
	浙能台二发电厂	94	210	2015
	浙能乐清发电厂	52	464	2008/2010/2023
	浙能兰溪发电厂	97	264	2007
	浙能绍兴滨海热电厂	88	82.8	2011/2018/2021
	浙能六横电厂	63	200	2014
安徽	淮浙凤台电厂	51	258	2008/2013
新疆	浙能阿克苏热电厂	100	70	2017
宁夏	枣泉发电厂	51	132	2017

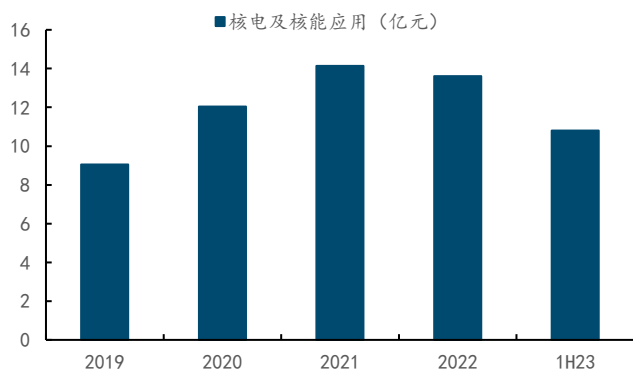
来源：iFind，公司官网，国金证券研究所。注：数据截至 1H23。

1.2 参股核电，资产结构转型有望抬升 ROE 中枢

- 前瞻性布局核电与绿电领域，投资收益大幅缓解火电主业经营压力。
- ✓ 截至 1H23，公司核电及核能应用相关长期股权投资余额约 138.1 亿；中国核电、秦山核电、三门核电、核电秦山联营及秦山第三核电 5 家公司每年稳定贡献 10~15 亿的投资收益。
- ✓ 公司还持有招商银行、光大银行、兴业银行、交通银行、中核汇能及康恒环境等企业股权，每年贡献 3 亿左右的投资收益。2021、2022 年火电经营承压，公司投资收益对营业利润贡献率分别为 54.0%、104.0%，大幅冲减火电板块亏损对整体业绩的影响。1H23 市场煤价下行驱动火电主业盈利改善，但考虑到上半年秦皇岛港 5500 大卡动力煤平仓价均值仍高达 1022.6 元/吨以及终端电厂的高库存，公司主业盈利能力尚未修复至上一轮煤价上涨周期的 2017、2018 年水平。而公司本期实现投资收益 25.2 亿元，对营业利润的贡献率达 70.8%。

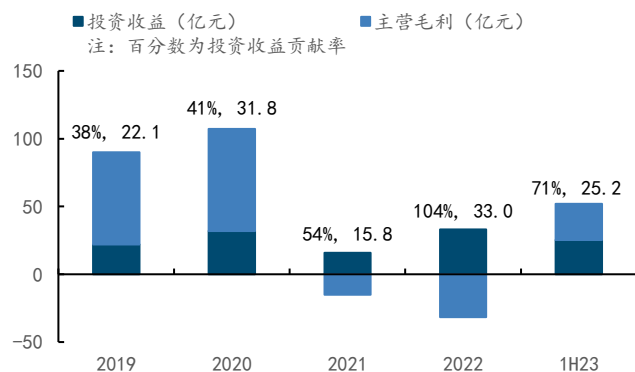


图表9：2019~1H23 公司主要核电及核能应用股权投资稳定贡献 10~15 亿受益



来源：公司历年年报与半年报，国金证券研究所

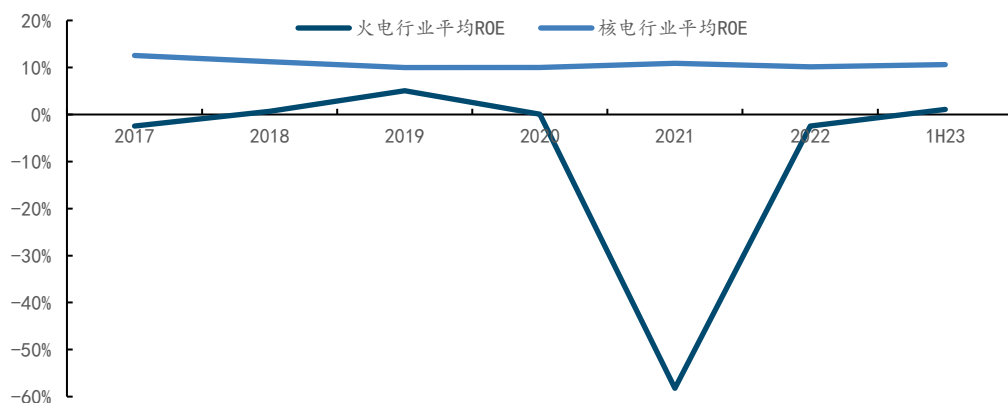
图表10：2021、2022 年，公司投资收益大幅冲减主营业务亏损



来源：公司公告、国金证券研究所。注：数据标签中的百分数为投资收益贡献率，数值为投资收益

- 将火电主业盈利用于再投资行业集中度更高、盈利能力和稳定性更好的核电资产，公司 ROE 中枢有望稳步抬升。公司与中核集团长期深度合作，参股的核电项目由浙江省内向外延展至辽宁。此外，公司还参股投资了国家电投和中广核集团在浙江省内的核电项目公司，分别对应国核浙能核能有限公司和中广核苍南核电有限公司。截至目前，全国仅中广核、中核、国电投和华能四家发电集团拥有核电牌照。其中，核电“双寡头”均已完成产业链一体化布局，因而 2017 年以来核电行业 ROE 均值与稳定性持续高于火电行业。公司将主业盈利分配于投资核电行业，有助于提升 ROE 中枢及稳定性。

图表11：煤炭供给侧改革以来，核电行业 ROE 均值与稳定性持续高于火电行业



来源：iFind、国金证券研究所

图表12：公司主要参股核电项目公司在运与在建装机容量情况

主要贡献投资收益的参股核电项目公司	股权比例 (%)	在运装机 (万千瓦)	在建装机 (万千瓦)	预计投产时间 (年)	2022 年贡献的投资收益 (亿元)
泰山核电有限公司	28%	252.8			4.34
核电泰山联营有限公司	20%	268.0			3.80
泰山第三核电有限公司	10%	145.6			1.48
三门核电有限公司	20%	250.2	250.2	2028	2.06
中广核苍南核电有限公司	34%		236.0	2026	0
中核辽宁核电有限公司	10%		254.8	2027、2028	0

来源：浙江发改委《2023 省重点建设项目形象进度计划》、中国核能行业协会、中国核电 2022 年年报、国金证券研究所

1.3 收购中来，布局新能源制造助力双主业转型

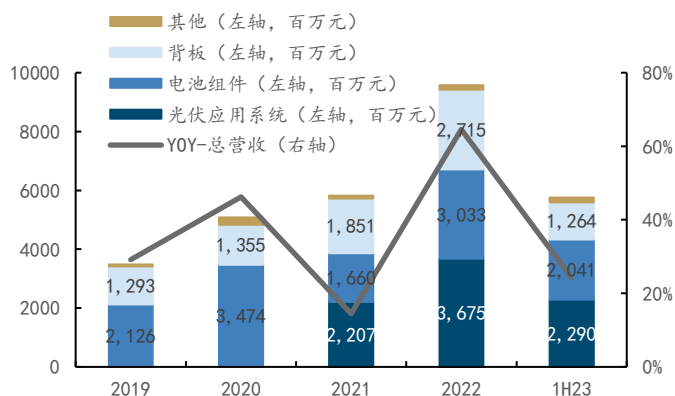
- 受母集团解决同业竞争承诺的限制，公司难以直接投资建设新能源电站。浙江新能是母集团控制的经营中国境内水电、风电、光伏等除生物质发电以外的可再生能源业务整合的唯一平台，母集团及其控制的其他企业（不包含浙江新能）承诺不在中



国境内从事与浙江新能主营业务构成竞争的业务活动（主要指集中式可再生能源电站运营）。受制于同业竞争限制，公司此前主要通过浙能绿色能源股权投资基金布局绿电转型，1H23 贡献投资收益约 0.4 亿元。

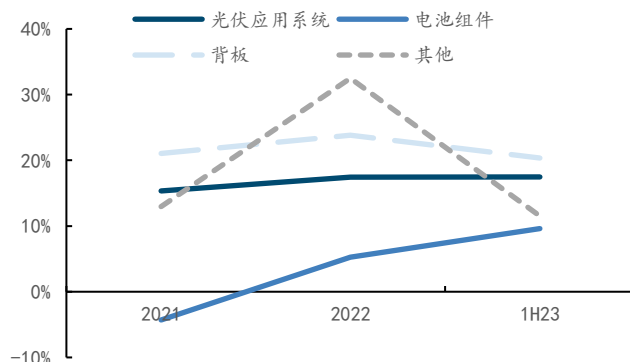
- 公司 2022 年 11 月公告受让中来股份部分股权并取得控制权，入局新能源制造。中来股份于 2008 年成立、2014 年上市，主营业务为光伏背板、N 型高效单晶电池和组件制造，以及分布式户用光伏。公司于 2022 年 11 月 10 日与中来股份控股股东林建伟、张育政夫妇签署《股份转让协议》及《表决权委托协议》，拟通过支付现金方式受让张育政持有的中来股份 9.70% 的股权，合计受让金额 18.2 元；并取得林建伟持有的中来股份股权对应的 10% 表决权。2023 年 2 月 14 日，公司收到中国证券登记结算有限责任公司出具的《证券过户登记确认书》。公司现持有中来股份 9.7% 的股权和 19.7% 的表决权，已纳入合并报表范围。
- 收购中来破局清洁化转型，公司向“火力发电+新能源制造”双主业升级。
- ✓ 中来股份三大主业均衡发展，1H23 实现总营收 57.6 亿，同比+24.2%。2021 年起，中来股份将电池组件与光伏应用业务分拆列示，三项业务营收占比总体较为均衡。1H23 中来股份光伏应用/电池组件/光伏背板业务营收分别同比+4.9%/89.7%/+6.6%，电池组件业务营收高增、占比显著扩大，主受两大因素驱动：1) 下游光伏需求旺盛；2) 加快山西“年产 16GW 高效单晶电池智能工厂项目”建设及产能爬坡。
- ✓ 分业务来看，中来股份电池组件业务盈利对原材料价格敏感性较高、毛利率波动幅度较大，21 年原材料价格上涨造成亏损，22 年开始盈利持续回升。光伏应用业务方面，2021 年与国电投合作成立上海源烨，分布式户用光伏业务模式由赊销转为 EPC，虽然毛利率下滑但应收账款回收情况大幅改善，2021 年以来毛利率稳中有升。

图表 13：2019~1H23 中来股份营收构成情况（百万元、%）



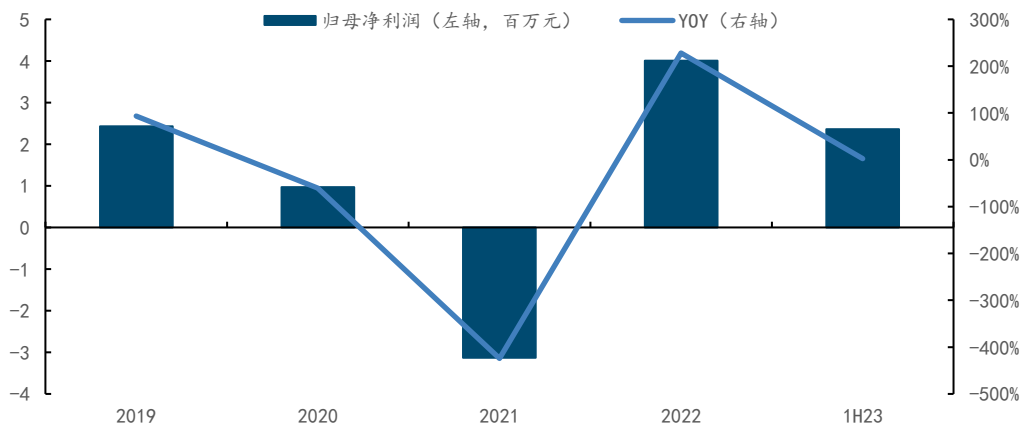
来源：中来股份公告、国金证券研究所。注：2021 年以前，电池组件业务营收统计口径中包含光伏应用系统业务；2021 年起拆分。

图表 14：2021~1H23 中来股份三大主营业务毛利率情况 (%)



来源：中来股份公告、国金证券研究所

图表 15：2019~1H23 中来股份归母净利润及增速情况（百万元、%）



来源：中来股份公告、国金证券研究所



二、煤电利润再分配拐点已现，浙江省电力短缺问题短期难解

2.1 上游来看：煤电利润再分配拐点已现，市场煤价下行沿海火电弹性最大

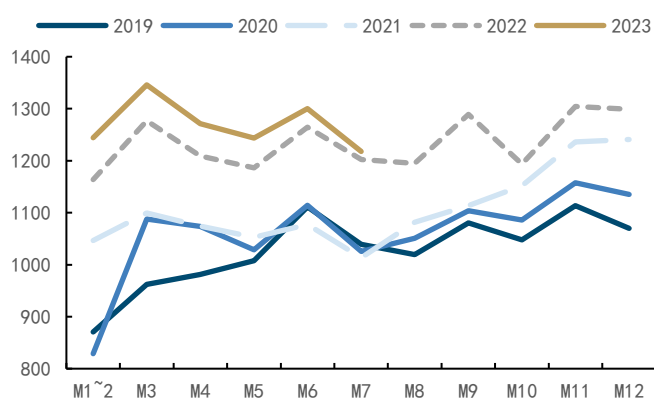
- 国内来看，2023 年原煤仍有至少 1 亿吨左右的增量。
- ✓ 煤炭供给侧改革后 2017~2018 年煤价进入上行周期，以及 2021~2022 年疫情和俄乌冲突扰动煤炭供需造成煤价高企；当高收益转化为对产能扩张的投资，2019、2022 年煤炭开采和洗选业固定资产投资完成额分别同比+29.6%、+24.4%。一般煤矿建设周期为 2~4 年，即 2019 年的行业固定资产投资最晚将在 2023 年产生实际量、22 年的固定资产投资高峰最早可在 2024 年产生实际量。
- ✓ 结合煤价，我们判断 2022 年国内煤炭增产取得实质性进展是在 11 月，此前月度原煤日产能维持在 1230 万吨/天以上存在一定困难。根据能源局最新数据，1~7M23 累计平均原煤日产量约 1260.3 万吨/天；假设全年平均日产量可维持在 1260 万吨/天，保守估计今年仍有 1 亿吨左右的增产空间。

图表16：2021~2022 年的煤炭开采和洗选行业的高收益已经转化为高投资



来源：iFind、国金证券研究所

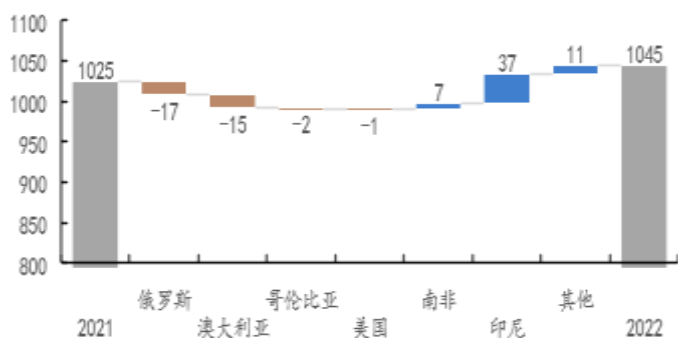
图表17：2023 年 1~7 月累计平均原煤日产量约 1260.3 万吨/天 (吨/天)



来源：国家能源局、国金证券研究所

- 国外来看，澳煤进口重启和欧洲高卡煤转运对进口量增长影响较大。1~7M23 我国广义动力煤累计进口量同比+151.1%，持续补充国内动力煤供应。
- ✓ 欧洲一次能源供需格局改善，驱动高卡煤价格下行。俄乌冲突以来的高气价催生煤气逆替代需求，使欧洲加入高卡煤市场成为主要买家。同时，由于欧洲对俄煤实施禁运，而考虑到运距和品质要求，2022 年欧洲煤炭进口增量主要来自南非、哥伦比亚、美国和澳大利亚。但由图表 18 可见，上述国家 2022 年煤炭出口总量不减反降，意味着欧洲必须维持高价以吸引存量资源改变贸易流向。具体表现为 2022 年中国从南非、哥伦比亚进口动力煤数量同比分别减少 581.5、335.4 万吨。然而随着欧洲天然气定价回归理性，煤炭的“欧洲溢价”随之消失，1~7M23 中国从南非进口动力煤 136.4 万吨，已达去年全年进口量的 142.5%。

图表18：21~22 年各国动力煤出口量变化情况 (百万吨)



来源：IEA《煤炭 2022》、国金证券研究所

图表19：港口价格影响海运煤贸易流 (元/吨)



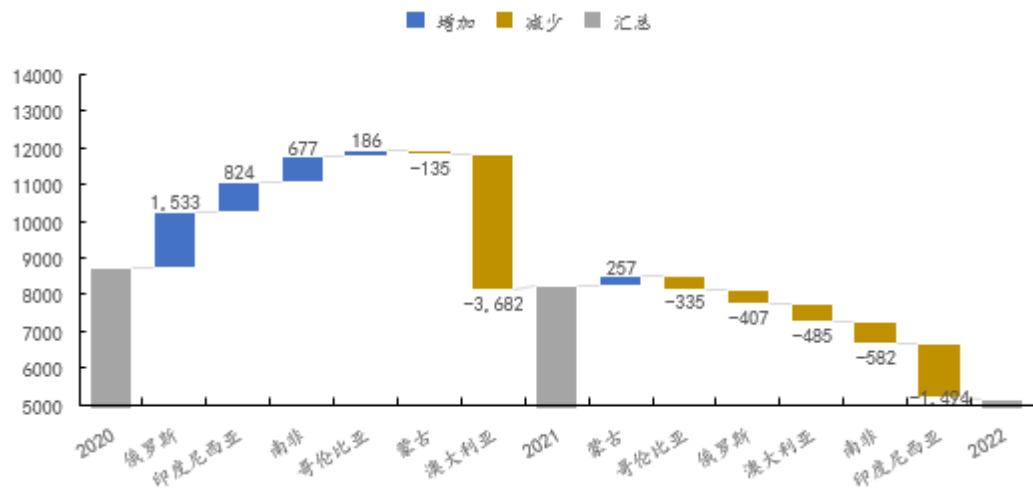
来源：iFind、国金证券研究所

- ✓ 受“澳煤禁令”影响，我国从澳大利亚进口动力煤占比从 2020 年的 48.6%下降至



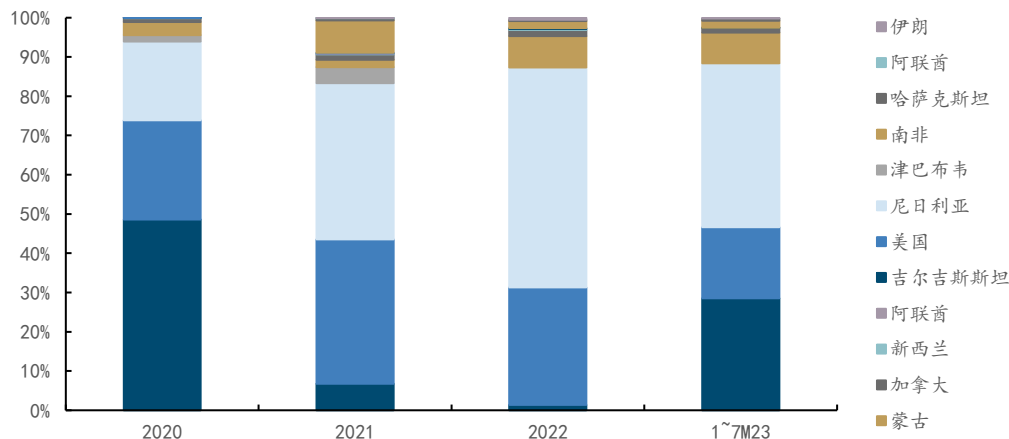
2022 年的 1.3%。2H21 市场煤价上涨以来，煤炭市场价与长协价之间的鸿沟不仅造成长协履约率较低，也出现了煤质下降的问题，具体表现为部分火电企业 2022 年供电煤耗上升。因此，以质优高卡煤为代表的澳煤进口重启对设计煤种热值要求较高的沿海电厂具有吸引力。截至 7 月，2023 年我国已从澳大利亚进口动力煤约 2152 万吨，占总进口量的 28.2%。

图表20：我国从澳大利亚进口动力煤占比从 2020 年的 48.6%下降至 2022 年的 1.3%（万吨）



来源：海关总署、国金证券研究所。注：图中动力煤仅指其他烟煤。

图表21：2021 年前澳大利亚为中国动力煤进口主要来源国



来源：海关总署、国金证券研究所。注：图中动力煤仅指其他烟煤。

- 公司市场煤占比高并且设计煤种以中高卡煤为主，在本轮欧洲高卡煤转运和澳煤进口重启冲击导致的煤价下行中最为受益。公司新建百万千瓦煤电机组主要设计煤种为热值 4800~5500 大卡的下水煤，2022 长协煤比例仅占约 20%。在 2023 年由于进口高卡煤涌入冲击内贸煤市场导致煤价大幅下行的背景下，公司有望充分发挥贸易物流优势有效控本。
- ✓ 简单假设 2023 年公司完全使用 5500 大卡动力煤、度电非燃料成本为 3.1 分/KWh、供热收入约 77.8 亿；当动力煤综合采购成本分别为 800/900/1000 元/吨时，对应公司发电、供热业务净利润有望同比+202.0%/+109.2%/+16.4%。

图表22：公司发电、供热板块净利润对煤炭采购成本的敏感性分析

	单位	2022	动力煤综合采购成本（Q5500，元/吨）		
			800	900	1000
火电发电量	亿千瓦时	1,518.3		1631.2	
上网电量	亿千瓦时	1,435.4		1542.1	



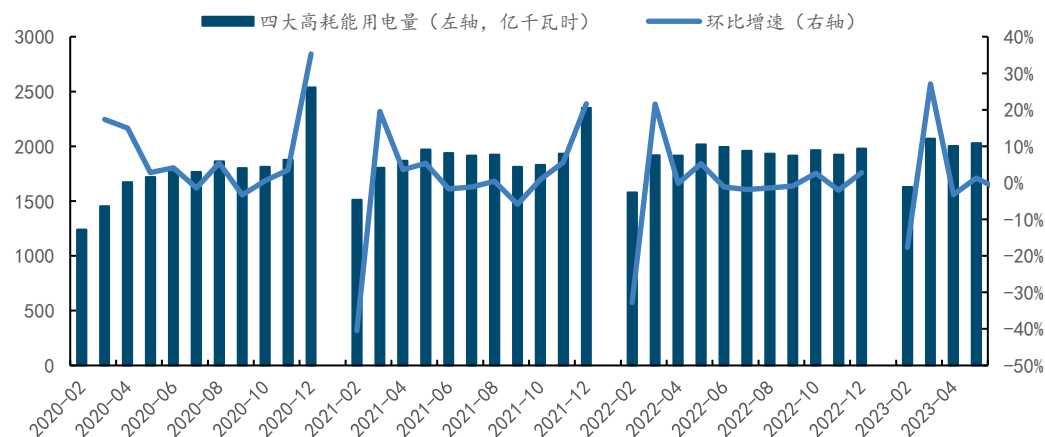
	单位	2022	动力煤综合采购成本 (Q5500, 元/吨)		
			800	900	1000
平均上网电价 (不含税)	元/KWh	0.444		0.440	
营业收入-火电	亿元	637.6		678.2	
营业收入-供热	亿元	77.2		77.8	
营业收入	亿元	714.8		756.0	
燃料及备件成本	亿元	706.7	541.7	605.5	669.2
营业成本	亿元	752.0	652.7	716.4	780.1
度电非燃料成本	元/KWh	0.030		0.031	
营业毛利	亿元	-37.2	103.3	39.6	-24.2
毛利率	%	-5.2%	13.7%	5.2%	-3.2%
净利润	亿元	-51.49	52.5	4.7	-43.1
净利增厚比例	%		202.0%	109.2%	16.4%

来源：公司公告，国金证券研究所

2.2 下游来看：极端天气加快最大负荷增速，浙江省电力短缺问题短期难解

- 三产和居民用电需求具有明显季节性特征，在极端天气中将加剧最大负荷的极端化。
- ✓ 我们在报告《掘金新型电力系统系列报告一：容量保障机制托底下的火电投资机会》中提到，传统四大高耗能行业用电需求对气温不敏感，负荷率较高且全年基本平稳；三产和居民用电需求对气温敏感性较高，居民和酒店主要用电设备为空调等各类家电，负荷率具有明显季节性特征。
- ✓ 浙江省经济结构中三产占比高，居民人均收入水平与城镇化率高、因而居民部门电气化水平高，导致浙江省 2022 年虽然用电量与山东相差 1760 亿千瓦时，但最大负荷仅相差 631 万千瓦，并且有望在今年实现超越。

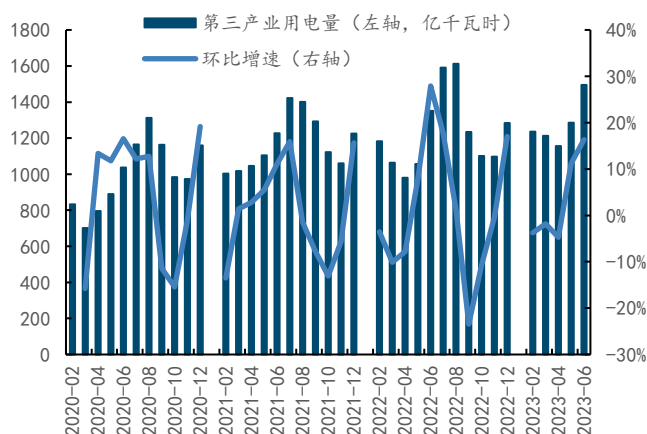
图表23：四大高耗能行业月度用电量季节性不明显，对气温不敏感



来源：中电联、国金证券研究所

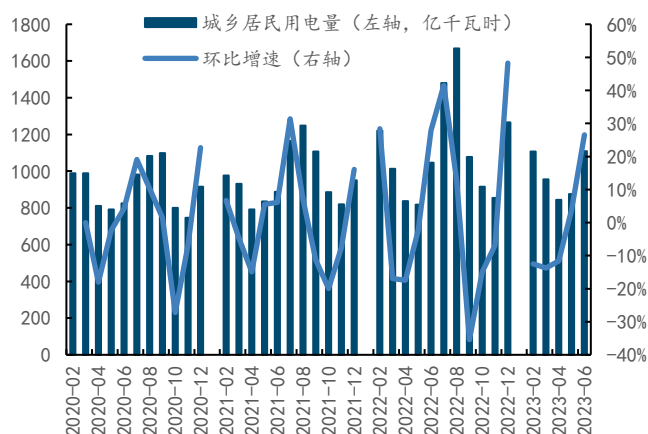


图表24：第三产业用电量季节性明显、对气温敏感



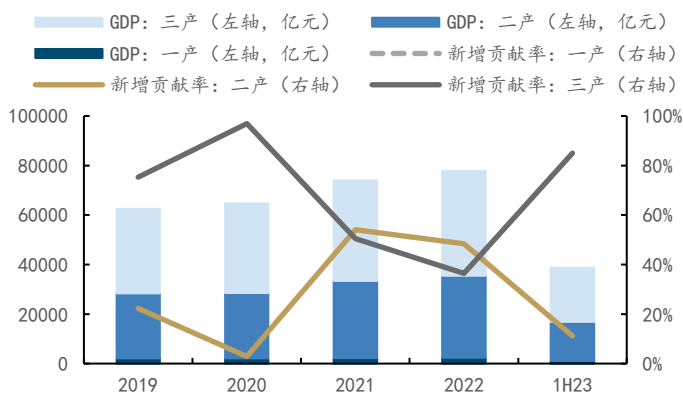
来源：中电联、国金证券研究所

图表25：城乡居民用电量具有明显季节性、对气温敏感



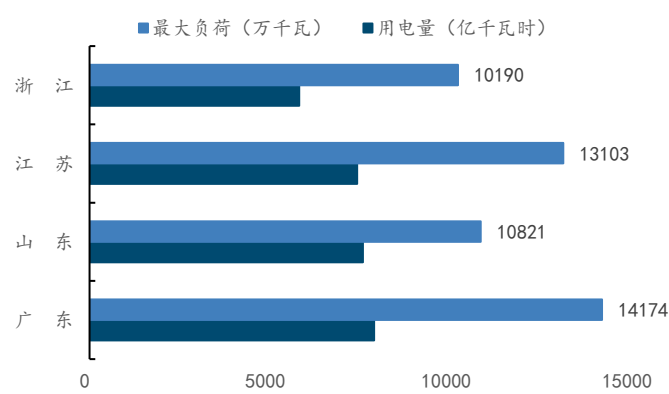
来源：中电联、国金证券研究所

图表26：2019~1H23 浙江省 GDP 构成及新增贡献率情况



来源：iFind、国金证券研究所

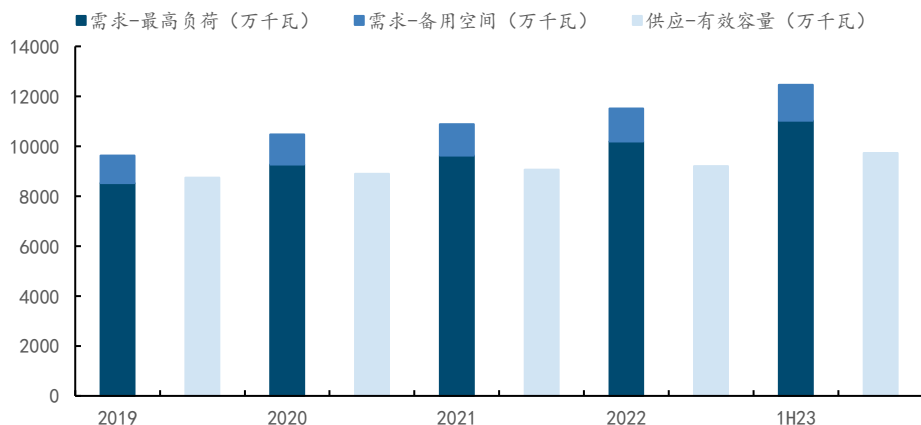
图表27：2022 年浙江和山东最大负荷仅相差 631 万千瓦



来源：中电联、国金证券研究所

- 最大负荷增速高于用电量增速的特性使得浙江电力系统对可靠性电源需求迫切。受供给侧改革和环保政策影响，“十三五”期间明确东部不再新建煤电；另受福岛核事故影响，国内核电项目审批进度放缓，2015 年后 3 年“零审批”。“十三五”期间支撑性电源增量不足，最终导致浙江省“十四五”出现系统性电力硬缺口。

图表28：近年来，浙江省有效容量供需缺口逐年扩大



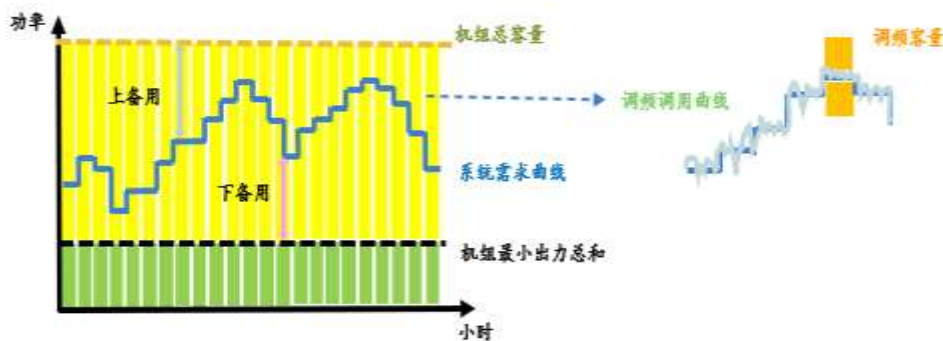
来源：中电联、北极星、国金证券研究所。注：1) 供给侧：假设各类电源有效容量系数分别为：火电/核电 100%、水电 50%、风电 10%、光伏 0%；考虑目前浙江省 3 条特高压直流输电通道，假设灵绍直流输送的火电占比 75%、风光清洁能源占比 25%，综合有效容量系数按照 77.5%计算；溪洛渡左岸-金华直流与白鹤滩送浙直流均为 100%水电，有效容量系数按 50%计算。2) 需求侧：最高负荷+8%旋转备用+5%黑启动备用空间。

电力短缺反应在量上：



- 短期内支撑性电源装机容量刚性，火电承担调峰责任利用小时数上升。核电与火电是唯一有效容量系数以 100% 计的电源，但出于运行安全性的考虑，核电不参与调节；因此，在抽蓄项目密集投产前，火电主力承担电力系统中的调峰重任。受持续高温天气和外来水电缺位的影响，2022 年迎峰度夏期间，浙江省煤机最高负荷率一度达到 97.1%；今年则再创新高、达到 97.3%。公司作为省内最大火电运营商，2021、2022 煤机利用小时数分别达到 5379、5410 小时。

图表29：火电调峰示意图



来源：国金证券研究所

- 浙江省“十四五”期间煤电装机超预期，按照规划公司 23~26 年每年有新机组投产。
- ✓ 为实现用能稳定、价格稳定，地方政府对于增强本地电力保障能力具有较强的积极性。浙江省“十四五”期间原计划新增煤电 632 万千瓦、气电 700 万千瓦。但实际上 2022 年以来，浙江省发改委在此前已核准的公司乐电三期、华能玉环三期共 300 万千瓦煤电扩建项目的基础上，又先后核准了公司的六横二期，国能舟山三期、华润温州二期扩建项目，装机规模共计 532 万千瓦。2023 年 3 月，浙江省发改委在关于“先立后改”清洁高效支撑性电源前期项目的公示中提出，拟将公司的嘉电四期、台二二期，以及岱山鱼山电厂项目和临海头门港电厂项目纳入“先立后改”清洁高效支撑性电源前期项目。
- ✓ 由此一来，浙江省中期计划新增煤电装机容量达到 1496 万千瓦（“十四五”期间 1032 万千瓦）。其中，公司控股扩建项目规模占比 53.5%，体现出其作为省内火电龙头的规模优势。

图表30：浙江省“十四五”期间清洁高效支撑性电源项目规划

序号	项目名称	机组数量（台）	装机容量（万千瓦）	预计投产时间
1	浙能乐清电厂三期（投产）	2	100	2023
2	国能舟山电厂三期（在建）	2	66	2024
3	浙能六横电厂二期（在建）	2	100	2025
4	华润温州电厂二期（在建）	2	100	2025
5	华能玉环电厂三期（开工）	1	100	2025
6	浙能嘉兴电厂四期（核准）	2	100	2026
7	浙能台二电厂二期（核准）	2	100	2026
8	岱山鱼山电厂（前期）	2	66	
9	临海头门港电厂（前期）	2	66	
合计			1496	

来源：浙江省发改委、《2023 年省重点建设项目形象进度计划》、北极星、国金证券研究所

电力短缺反应在价上：

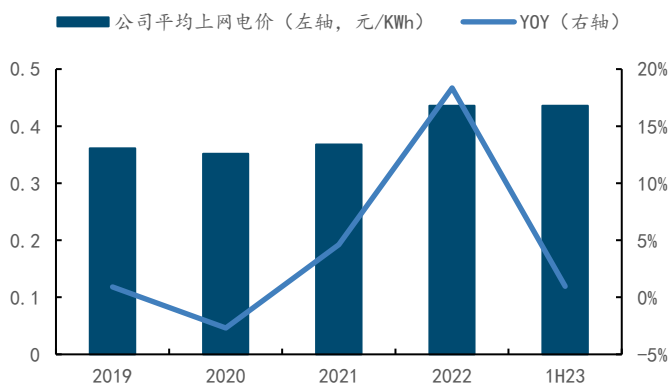
- 供需偏紧有望支撑电价高位运行。2021 年底“1439 号文”出台放宽煤电交易基准价上下浮动空间至 20% 后，浙江省 2022 年电力年度交易加权平均价格立即顶格上浮，达 498.36 元/MWh（含税）；2023 年，浙江电力市场年度挂牌交易均价继续顶格上浮，而双边协商交易均价小幅下降至 497.73 元/MWh（含税），但也维持了 19.8% 的上浮幅度。公司 1H23 分别实现平均上网结算电价 0.436 元/KWh（不含税），同比继续上行（+1.0%）。



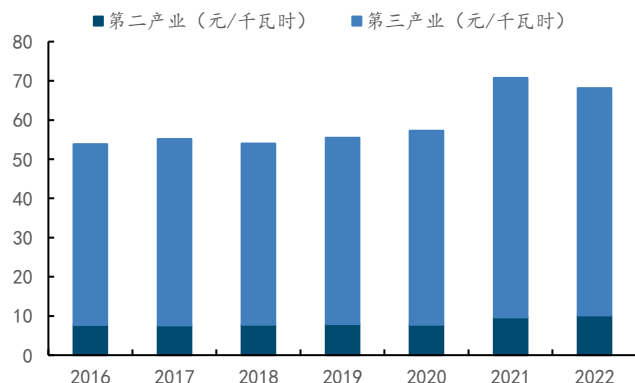
- 从浙江省二、三产业度电 GDP 来看，电力保供的成本较缺电造成的经济损失低。即便是在受疫情影响扰动较大的 2022 年，浙江省二产、三产业度电 GDP 分别为 10.2、58.0 元/千瓦时。相比每缺一度电将带来近 70 元的经济损失，省间电力现货市场 10 元/千瓦时的超高价格也变得可承受，这也导致 2022 年 7、8 月，浙江省分别产生了 34.9、33.4 亿元的工商业用户分摊费用。
- ✓ 2023 年 7 月，国家电力调度中心、北京电力交易中心宣贯《关于落实优化省间电力现货市场交易价格机制的通知》，将省间电力现货市场申报价格上限从 10 元/KWh 降低至 3 元/KWh。尽管如此，电力省间现货价格上限仍然远高于省内现货价格上限及中长期电价。为避免再次出现巨额不平衡费用，浙江省中长期电价必须维持相对高位以保证其在省间中长期电力交易市场的竞争力，从而避免产生过多现货交易需求。

图表31：供需偏紧有望支撑公司上网电价维持高位

图表32：对于浙江省，电力保供成本比缺电经济损失低



来源：公司公告、国金证券研究所。注：公司平均上网电价为不含税电价



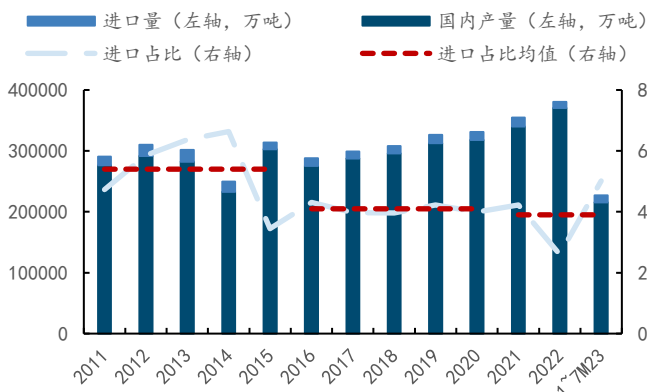
来源：iFind、国金证券研究所

三、历史复盘：煤价下行周期新机双投放大弹性，超额点火价差落袋为安

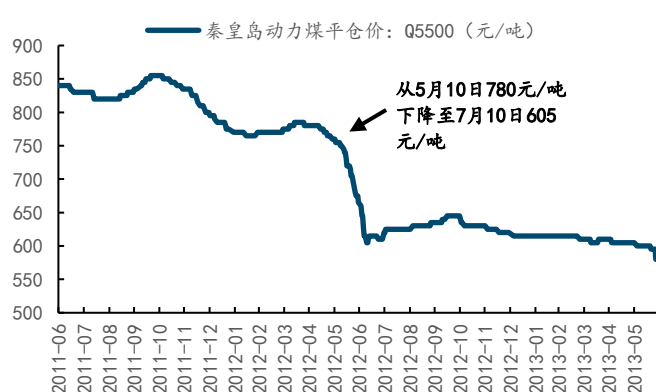
- 2012 年也曾出现过进口煤冲击国内市场致使煤价短期快速下降的情况。2012 年，欧债危机拖累发达经济体经济增速，叠加美国页岩气开发加速“煤转气”替代，海外煤炭需求疲软；此外，海运价格长期低位运行也使得进口煤成本优势凸显，最终导致进口广义动力煤在我国动力煤供应结构中的占比由 2011 年的 4.7%大幅提升至 2012 年的 5.9%，市场煤价在 2012 年 5 月 10 日至 7 月 10 日间大幅下降 22.4%。类比今年，进口广义动力煤在我国动力煤供应结构中的占比由 2022 年的 2.6%提升至 2023 年截至 7 月的 5.0%，市场煤价在 5 月 2 日至 6 月 2 日间大幅下降 23.3%。

图表33：进口煤在我国动力煤供应结构中占比较低，但其边际变化对煤价影响较大

图表34：市场煤价在 2012 年 5 月 10 日至 7 月 10 日间大幅下降 22.4%



来源：Wind、国金证券研究所。注：由于 2014 年 1~2 月国内产量数据缺失，致使计算所得进口煤占比或较实际值偏高。



来源：iFind、国金证券研究所

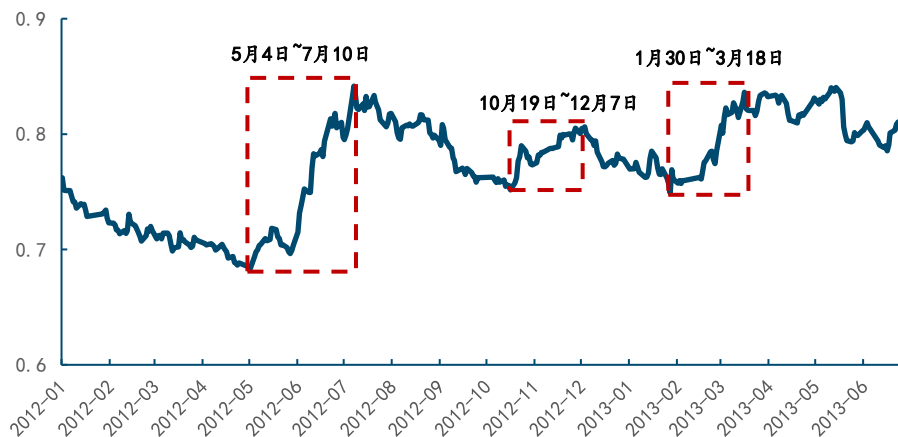
- 回顾从 2012 年 5 月煤价下跌开始到 2013 年 5 月 18 日《关于 2013 年深化经济体制改革重点工作的意见》中明确提出“推进大用户直购电和售电侧电力体制改革试点”为止的火电板块行情，曾收获三次阶段性超额收益。
- ✓ 5~7M12，受煤价大幅下行的行业性利好因素驱动，火电行业实现了显著的超额收益；在此期间内，火电板块上涨的个股比例达 55.6%。其中，涨幅前 5 的个股依次为：



华电国际、穗恒运 A、粤电力 A、皖能电力、宝新能源。

- ✓ 10~12M12、2~3M13 火电行业的两次阶段性超额收益主要受到业绩预告披露集中披露的影响。其中，10~12M12 还因大盘走势相对疲软，期间除去因页岩气概念大涨的华银电力外，涨幅前 5 的个股依次是华能国际、皖能电力、广州发展、天富能源、华电国际；2~3M13 还因用电量数据超预期好转，期间涨幅前 5 的个股依次为华电国际、华能国际、国电电力、宝新能源、长源电力。

图表35：6M12 火电板块在市场煤价大幅下行的利好下实现超额收益



来源：iFind、国金证券研究所。注：火电行业超额收益是申万火力发电行业指数/上证综指，趋势向上即为股价表现优于上证综指整体。

- 12M12~5M13, 火电板块区间涨跌幅最大的 5 支个股依次是：长源电力、赣能股份、天富能源（旧天富热电）、*ST 金山（旧金山股份）、宝新能源。其中，长源电力主因 1~3Q12 湖北省火电发电空间受到水电大发挤压导致业绩修复节奏较慢；赣能股份业绩扭亏，年底完成“摘帽”后补涨；宝新能源、天富热电均是因为在燃料成本下行周期有新增产能，业绩弹性得到放大；*ST 金山既是因为 1~3Q12 利用小时下滑导致业绩不及预期，又是因为 2 台热电机组在 2012 年底、2013 年初陆续投产、市场煤价下行+供热季机组利用小时较高，使其 1Q13 业绩大增。
- 根据前述逻辑，梳理今年年内有新增燃煤发电产能的上市企业，包括晋控电力、京能电力、赣能股份、华电国际、建投能源、皖能电力以及公司。考虑到今年市场煤价下行主要由进口煤大量涌入驱动，因此港口煤价下行幅度大于坑口煤价。上述公司中，仅公司持股 52.4% 的浙能乐清发电公司（2*100 万千瓦）和华电国际持股 51% 的汕头华电公司（2*68 万千瓦）新投产的机组位于沿海，煤源为下水煤或进口煤。
- 公司乐清电厂三期 2 台百万千瓦机组在 2023 年 6 月煤价下行后全面投运，加码业绩弹性。2023 年，乐电三期 2 台 100 万千瓦高效清洁煤电机组在迎峰度夏前全面投产，公司控股煤电装机规模增长 6.9% 来到 3088 万千瓦，在区域性电力企业中遥遥领先。据我们测算，在当前电价水平下，若市场煤价降至约 800 元/吨，公司火电业务毛利率约 11.7%，对应度电净利润约 2.2 分/KWh。基于我们在盈利预测中采用的核心假设，在新机组投产的加持下，2H23 公司煤电发电量有望实现同比+4.7%，对应增利约 0.9 亿元。

四、盈利预测与投资建议

4.1 核心假设

- 装机规模：截至 2022 年底，公司管理及控股煤电装机 2888 万千瓦、气电装机 404 万千瓦。煤电方面，目前公司乐电三期 2*100 万千瓦机组已于 2023 年 6 月完全投产、在建的六横电厂二期 2*100 万千瓦机组计划于 2024 年底首机建成投运、嘉兴电厂四期 2*100 万千瓦扩建项目最早可于 2025 年底投产。另外，公司镇联发电燃机异地迁建改造项目计划于 2024 年完工；镇海电厂搬迁改造的 2*43 万千瓦燃气机组分别计划于 2023 年底、2024 年上半年投入商业运行。暂不考虑嘉电四期扩建项目，假设公司 2023/2024/2025 年火电装机规模分别为 3492/3648/3748 万千瓦。
- 利用小时：“十四五”期间，浙江省火电高利用小时数有望保持。基于《浙江省能源发展“十四五”规划》和《2023 年省重点建设项目形象进度计划》，（1）需求侧：假设浙江省 23~25 年全社会用电量年均增速为 5%，即到 2025 年浙江省用电量需求



为 6848 亿千瓦时；(2) 供应侧：假设 2025 年外受电量约 2077 亿千瓦时，气机、水电、核电、风电、光伏平均利用小时数分别为 1700、1260、8000、2538、900 小时，并假设计划于 25 年投产的 500 万千瓦煤电机组当年利用率为 67%，倒挤出 2025 年浙江省煤电机组利用小时数仍可达 5105 小时。基于此，假设公司 2023/2024/2025 年煤电机组利用小时数分别为 5300/5200/5100 小时，气电机组利用小时数则维持 1700 小时不变。

图表36：浙江省能源发展“十四五”规划

	2020 年装机容量 (万千瓦)	“十四五”装机目标 (万千瓦)	2025E 装机容量 (万千瓦)	全社会用电量 (亿千瓦时)	利用小时数
火电	6358	1332	7690		4040
-燃煤	4738	832	5570		5105
-燃气	1256	500	1756		1700
水电	1171	340 (抽蓄)	1511	6848	1260
核电	911	100	1013		8000
风电	186	500	686		2538
光伏	1517	1500	3017		900

来源：中电联、《2023 年省重点建设项目形象进度计划》、《浙江省能源发展“十四五”规划》、国金证券研究所。注：《浙江省能源发展“十四五”规划》中原本计划新增煤电装机 632 万千瓦、气电装机 700 万千瓦。但根据《2023 年省重点建设项目形象进度计划》，计划于 23~25 年间投产的煤电装机增加至 832 万千瓦，而气电装机不足 400 万千瓦。基于此，我们分别调整“十四五”期间煤电、气电装机目标至 832、500 万千瓦。

- 上网电价：如我们在章节 2.2 中所分析，前期支撑性电源固定资产投资不足导致浙江省电力有效供给充裕度下降，而省内在建煤电机组主要集中在 2025 年底及以后投产。“十四五”期间浙江省电力短缺问题难解，必须将其电价维持在相对高位以保持其在省间中长期电力交易市场的竞争力，从而避免在价格上限更高的现货市场大量购电、造成巨额不平衡费用。但电力市场化改革后，电、煤价格联动的时效性有所改善，成本的大幅下行也将导致上网电价下行，浙江省的电力供需紧张只是有望相对收窄电价下降幅度，但难以逆转该趋势。基于此，假设 2023~2025 年公司平均上网电价分别为 0.440/0.423/0.412 元/KWh。
- 燃料成本：公司传统煤炭采购结构以下水煤为主、进口煤为辅，2022 长协煤占比仅约 20%。2023 年受进口煤大量涌入的冲击，秦皇岛动力煤平仓价由年初时的近 1200 元/吨下降至 800 元/吨左右，降幅超 30%。基于此，假设公司 2023~2025 年供电煤耗分别为 295.2/294.7/294.2 克/KWh，入炉标煤单价分别为 1184.3/1102.8/1024.5 元/吨。

图表37：主营业务核心假设

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
总装机容量 (万千瓦)	3,307	3,311	3,512	3,577	3,753
利用小时数-燃煤 (小时)	5379	5410	5300	5200	5100
利用小时数-燃气 (小时)	1805	1618	1620	1650	1700
利用小时数-光伏 (小时)	956	812	1000	1100	1200
利用小时数-风电 (小时)		1791	2000	2100	2150
发电量 (亿千瓦时)	1,470	1,520	1,633	1,688	1,749
上网电量 (亿千瓦时)	1,390	1,437	1,544	1,596	1,654
平均售电价 (不含税, 元/千瓦时)	0.379	0.445	0.440	0.423	0.412
营业收入-发电 (百万元)	52,672	63,884	67,958	67,508	68,104
YoY (%)	33.7%	21.3%	6.4%	-0.7%	0.9%
燃料及备件成本 (百万元, 发电与供热合计)	61,959	70,672	57,099	55,084	53,165

来源：公司公告、国金证券研究所

- 费用率：公司主营的电力、热力生产与销售属于成熟行业，预计各项费用率总体保持稳定。
- ✓ 销售费用率：发电企业主要客户为电网公司，传统上销售费用率为 0%。然而伴随电



力市场化改革持续深化、电力中长期交易规模扩大，电力企业面临市场竞争加剧带来的量价风险，预计公司将加大在电力营销方面的投入。假设 2023~2025 年公司销售费用率分别为 0.12%/0.15%/0.17%。

- ✓ 管理费用率：伴随公司装机规模扩张，预计管理费用率将稳中有增，假设 2023~2025 年分别为 2.2%/2.3%/2.4%。
- ✓ 研发费用率：公司研发费用率总体较低且较为稳定，假设 2023~2025 年公司研发费用率维持在 0.5%。

图表38：2021A~2025E 公司费用率情况

	2021	2022	1H23	2023E	2024E	2025E
销售费用率	0.00%	0.00%	0.12%	0.12%	0.15%	0.17%
管理费用率	2.22%	2.06%	2.08%	2.20%	2.30%	2.40%
研发费用率	0.55%	0.33%	0.38%	0.50%	0.50%	0.50%

来源：公司公告、国金证券研究所

4.2 盈利预测

- 预计公司 2023~2025 年分别实现营业收入 1028.2、1113.4、1213.3 亿元，实现归母净利润 65.2、79.0、93.4 亿元。

图表39：2021A~2025E 公司历史盈利情况及预测

	2021	2022	2023E	2024E	2025E
发电、供热业务					
营业收入（百万元）	58,824.3	71,605.7	75,737.6	75,178.6	75,460.6
YoY (%)	35.7%	21.7%	5.8%	-0.7%	0.4%
营业成本（百万元）	60,615.2	75,203.5	68,199.5	66,606.6	64,992.5
YoY (%)	68.1%	24.1%	-9.3%	-2.3%	-2.4%
毛利率 (%)	-3.0%	-5.0%	10.0%	11.4%	13.9%
中来股份					
营业收入（百万元）	5,819.5	9,576.8	17,722.12	25,416.37	33,587.61
YoY (%)	14.5%	64.6%	85.1%	43.4%	32.1%
毛利率 (%)	2.5%	7.5%	7.4%	7.9%	8.2%
其他业务					
营业收入（百万元）	12,248.95	8,588.97	9,361	10,740	12,284
YoY (%)	46.9%	-29.9%	9.0%	14.7%	14.4%
毛利率 (%)	2.4%	5.0%	7.0%	5.0%	4.0%
合计					
营业收入（百万元）	71,073	80,195	102,821	111,335	121,332
YoY (%)	37.5%	12.8%	28.2%	8.3%	9.0%
营业成本（百万元）	72,575	83,364	93,308	100,207	107,608
YoY (%)	64.4%	14.9%	11.9%	7.4%	7.4%
综合毛利率 (%)	-2.1%	-4.0%	9.3%	10.0%	11.3%

来源：公司公告、国金证券研究所。注：中来股份营业收入及毛利率预测采用 Wind 一致预期。

4.3 投资建议及估值

- 我们采用市盈率法对公司进行估值。预计公司 2023~2025 年 EPS 分别为 0.49、0.59、0.70 元，当前股价对应 PE 分别为 9、8、6 倍。
- 综合 5 家东南沿海区域性发电可比公司 PE 及公司历史 PE 估值水平，考虑到东南沿海经济与负荷中心之间，浙江与广东两省本地电力短缺问题尤为突出，而浙江省火力发电行业集中度较广东省更高，我们判断公司在量价端将具备一定优势。给予公司 2023 年 11 倍 PE，对应 2023 年目标价 5.39 元，给予公司“买入”评级。


图表40：可比公司估值比较（市盈率法）

代码	名称	总市值 (亿元)	收盘价 (元)	EPS (元)					PE				
				2021A	2022A	2023E	2024E	2025E	2021A	2022A	2023E	2024E	2025E
000539.SZ	粤电力 A	304.7	6.45	-0.60	-0.57	0.43	0.60	0.76	N/A	N/A	15	11	8
000543.SZ	皖能电力	141.0	6.22	-0.59	0.19	0.57	0.71	0.74	N/A	32	11	9	8
002608.SZ	江苏国信	267.1	7.07	-0.09	0.02	0.65	0.92	1.07	N/A	351	11	8	7
600642.SH	申能股份	321.6	6.55	0.33	0.22	0.60	0.71	0.81	N/A	30	11	9	8
中位数				-0.34	0.11	0.58	0.71	0.79	N/A	31	12	9	8
600023.SH	浙能电力	599.4	4.47	-0.06	-0.14	0.49	0.59	0.70	N/A	N/A	9	8	6

来源：Wind、国金证券研究所。注：截至 2023 年 9 月 8 日，其中皖能电力、江苏国信预测值来自国金证券，其余均来自 WIND 一致预期。



五、风险提示

新项目进展不及预期

公司在建/筹建项目六横二期、嘉电四期、台二二期装机规模共计 600 万千瓦，完全投产后对应煤电装机规模将在 2023 年的基础上进一步增长 19.4%。上述机组主要规划在“十四五”末到“十五五”初投产，届时燃煤发电企业在产业链上下游中的相对稀缺性或发生改变，从而对公司经营产生较大影响。

电力需求不及预期造成的量价风险

伴随电力市场化改革深化，电力的商品属性逐步增强，电量和价格受供需关系影响较大。而电力供需则受宏观环境和天气等不确定性因素影响，宏观经济疲软与气温偏低均有可能影响用电需求。另外，伴随新型电力系统转型，可再生能源渗透率持续提高，火电定位逐步由主体电源转向辅助服务提供者、发挥灵活性调节功能，也将挤压火电发电空间。

煤价下行程度不及预期

公司业绩对燃料成本敏感性较高，传统煤炭采购结构中的长协煤占比较低。然而市场煤价与供需高度相关，当前煤价虽较年初时大幅回落但仍处在历史较高水平，任何供给侧冲击导致动力煤供需格局再次由松转紧仍将推动煤价上行；并且电煤长协价与市场煤价价差过大或导致履约率不及预期，具体表现不仅包括合同价格执行不力，还包括履约煤质低于预期导致的供电煤耗上升。

电力市场化进展不及预期

传统上，我国电力定价受行政干预较多。近两年，为适应能源革命及新型电力系统转型的目标，电力市场化改革持续深化、方向明确、进展迅速。市场化改革以来，电力的商品属性得到还原，价格更能反映供需。但若电力市场化进展不及预期，或导致电价风险。

中来股份业绩不及预期

中来股份主营业务属于光伏设备制造行业，该行业处在成长期，一方面可享受能源结构转型带动下游需求快速成长的红利，但也面临技术与产品快速迭代、行业竞争加剧等因素对公司产品造成的量价风险。此外，中来股份三大主营业务中，电池及组件业务毛利率受原材料影响较大，原材料价格波动亦会造成中来股份业绩不及预期的风险。



附录：三张报表预测摘要

损益表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
主营业务收入	51,684	71,073	80,195	102,821	111,335	121,332
增长率		37.5%	12.8%	28.2%	8.3%	9.0%
主营业务成本	-44,147	-72,575	-83,364	-93,308	-100,207	-107,608
%销售收入	85.4%	102.1%	104.0%	90.7%	90.0%	88.7%
毛利	7,537	-1,501	-3,169	9,513	11,128	13,724
%销售收入	14.6%	n.a	n.a	9.3%	10.0%	11.3%
营业税金及附加	-441	-465	-330	-514	-557	-607
%销售收入	0.9%	0.7%	0.4%	0.5%	0.5%	0.5%
销售费用	0	0	0	-120	-167	-206
%销售收入	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.2%	0.2%
管理费用	-1,432	-1,575	-1,649	-2,262	-2,561	-2,912
%销售收入	2.8%	2.2%	2.1%	2.2%	2.3%	2.4%
研发费用	-286	-389	-261	-514	-557	-607
%销售收入	0.6%	0.5%	0.3%	0.5%	0.5%	0.5%
息税前利润 (EBIT)	5,377	-3,930	-5,410	6,102	7,287	9,393
%销售收入	10.4%	n.a	n.a	5.9%	6.5%	7.7%
财务费用	-976	-965	-1,271	-1,188	-1,221	-1,127
%销售收入	1.9%	1.4%	1.6%	1.2%	1.1%	0.9%
资产减值损失	-26	-22	-169	0	0	0
公允价值变动收益	0	-1	-1	-154	0	0
投资收益	3,176	1,572	3,293	3,704	4,445	4,579
%税前利润	40.6%	-55.5%	-106.2%	42.0%	41.1%	34.8%
营业利润	7,821	-2,927	-3,178	8,840	10,826	13,160
营业利润率	15.1%	n.a	n.a	8.6%	9.7%	10.8%
营业外收支	-7	93	78	-27	0	0
税前利润	7,814	-2,834	-3,100	8,813	10,826	13,160
利润率	15.1%	n.a	n.a	8.6%	9.7%	10.8%
所得税	-1,147	827	-505	-1,322	-1,732	-2,369
所得税率	14.7%	n.a	n.a	15.0%	16.0%	18.0%
净利润	6,667	-2,006	-3,605	7,491	9,094	10,791
少数股东损益	587	-1,145	-1,777	969	1,191	1,448
归属于母公司的净利润	6,080	-861	-1,829	6,522	7,903	9,343
净利率	11.8%	n.a	n.a	6.3%	7.1%	7.7%

现金流量表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
净利润	6,667	-2,006	-3,605	7,491	9,094	10,791
少数股东损益	587	-1,145	-1,777	969	1,191	1,448
非现金支出	5,723	5,905	6,021	6,208	7,181	8,158
非经营收益	-2,066	-1,799	-1,925	-2,046	-2,853	-3,051
营运资金变动	-195	-1,253	-268	-2,111	3	4
经营活动现金净流	10,128	846	224	9,543	13,426	15,902
资本开支	-3,179	-4,649	-5,227	-9,679	-8,235	-9,235
投资	-352	-3,841	-2,836	-1,434	-1,500	-2,000
其他	2,299	2,626	2,248	1,553	4,445	4,579
投资活动现金净流	-1,233	-5,864	-5,816	-9,560	-5,290	-6,656
股权募资	108	28	355	0	0	0
债权募资	-2,227	3,015	9,622	6,837	-1,166	-1,468
其他	-4,651	-5,754	-2,115	-1,506	-5,559	-6,215
筹资活动现金净流	-6,771	-2,711	7,861	5,331	-6,726	-7,682
现金净流量	2,117	-7,726	2,278	5,314	1,410	1,563

资产负债表 (人民币百万元)

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
货币资金	18,567	10,864	13,123	18,379	19,732	21,242
应收账款	7,204	9,774	9,523	13,251	14,348	15,637
存货	2,734	4,329	5,536	6,902	7,138	7,370
其他流动资产	1,336	2,184	1,562	1,938	2,002	2,076
流动资产	29,842	27,152	29,745	40,470	43,221	46,325
%总资产	26.1%	23.5%	24.6%	29.2%	30.0%	30.8%
长期投资	31,890	34,123	37,639	40,708	42,308	44,408
固定资产	49,950	48,581	47,259	49,230	50,234	51,261
%总资产	43.6%	42.0%	39.1%	35.5%	34.9%	34.1%
无形资产	2,455	2,802	3,127	3,621	3,747	3,870
非流动资产	84,611	88,477	91,176	98,079	100,747	103,939
%总资产	73.9%	76.5%	75.4%	70.8%	70.0%	69.2%
资产总计	114,453	115,629	120,921	138,549	143,968	150,264
短期借款	7,994	12,162	15,035	14,250	13,584	13,116
应付款项	6,775	9,505	10,208	12,700	13,643	14,655
其他流动负债	1,929	1,430	1,304	2,229	2,687	3,274
流动负债	16,698	23,097	26,547	29,180	29,914	31,044
长期贷款	18,663	18,136	24,540	31,927	31,427	30,427
其他长期负债	2,838	2,673	2,348	2,828	2,771	2,717
负债	38,198	43,906	53,434	63,935	64,111	64,188
普通股股东权益	67,789	63,867	61,213	67,372	71,423	76,195
其中：股本	13,601	13,601	13,409	13,409	13,409	13,409
未分配利润	22,097	18,274	16,083	22,605	26,556	31,228
少数股东权益	8,466	7,856	6,273	7,242	8,433	9,881
负债股东权益合计	114,453	115,629	120,921	138,549	143,968	150,264

比率分析

	2020	2021	2022	2023E	2024E	2025E
每股指标						
每股收益	0.447	-0.063	-0.136	0.486	0.589	0.697
每股净资产	4.984	4.696	4.565	5.024	5.327	5.683
每股经营现金净流	0.745	0.062	0.017	0.712	1.001	1.186
每股股利	0.230	0.000	0.000	0.000	0.295	0.348
回报率						
净资产收益率	8.97%	-1.35%	-2.99%	9.68%	11.06%	12.26%
总资产收益率	5.31%	-0.74%	-1.51%	4.71%	5.49%	6.22%
投入资本收益率	4.40%	-2.69%	-5.81%	4.24%	4.85%	5.88%
增长率						
主营业务收入增长率	-4.94%	37.51%	12.83%	28.21%	8.28%	8.98%
EBIT 增长率	15.02%	-173.09%	37.65%	-212.79%	19.42%	28.90%
净利润增长率	41.83%	-114.16%	112.34%	N/A	21.18%	18.23%
总资产增长率	3.19%	1.03%	4.58%	14.58%	3.91%	4.37%
资产管理能力						
应收账款周转天数	42.1	37.4	38.0	40.0	40.0	40.0
存货周转天数	20.7	17.8	21.6	27.0	26.0	25.0
应付账款周转天数	42.3	33.4	36.3	36.0	36.0	36.0
固定资产周转天数	342.8	240.0	192.5	160.7	145.1	139.3
偿债能力						
净负债/股东权益	10.61%	26.70%	39.20%	37.26%	31.66%	25.91%
EBIT 利息保障倍数	5.5	-4.1	-4.3	5.1	6.0	8.3
资产负债率	33.37%	37.97%	44.19%	46.15%	44.53%	42.72%

来源：公司年报、国金证券研究所


市场中相关报告评级比率分析

日期	一周内	一月内	二月内	三月内	六月内
----	-----	-----	-----	-----	-----

来源：聚源数据

市场中相关报告评级比率分析说明：

市场中相关报告投资建议为“买入”得 1 分，为“增持”得 2 分，为“中性”得 3 分，为“减持”得 4 分，之后平均计算得出最终评分，作为市场平均投资建议的参考。

最终评分与平均投资建议对照：

1.00 =买入； 1.01~2.0=增持； 2.01~3.0=中性
 3.01~4.0=减持

投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；

增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；

中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；

减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。



特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海
电话：021-80234211
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn
邮编：201204
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号
紫竹国际大厦 5 楼

北京
电话：010-85950438
邮箱：researchbj@gjzq.com.cn
邮编：100005
地址：北京市东城区建内大街 26 号
新闻大厦 8 层南侧

深圳
电话：0755-83831378
传真：0755-83830558
邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：518000
地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
18 楼 1806



【小程序】
国金证券研究服务



【公众号】
国金证券研究