



安徽火电龙头，机组投产放量可期

投资要点

- **推荐逻辑：1、动力煤价低位运行，成本端延续改善。**预计明年动力煤供需有望延续宽松格局，秦皇岛动力煤价有望维持在 760 元/吨，有望带动公司毛利率进一步修复。**2、公司在建装机持续扩张。**公司控股在建新疆西黑山英格玛电厂与钱营孜电厂合计 232 万千瓦预计将于 2024 年底投产，截至目前参股在建机组 664 万千瓦，公司装机持续扩张带来业绩提升。**3、省内电力供需偏紧，对电价形成支撑。**安徽省内电力需求旺盛，火力发电为省内主要发电电源，对电量电价形成支撑。
- **安徽龙头火电企业，参股优质火电资产。**公司为皖能集团下电力主业资产的整体运营平台。截至 2023 年底，安徽省省调火电装机容量为 4178 万千瓦，其中皖能电力控股在运的省调机组装机容量占据了 22.8%，位居省内第一。此外，2019 年公司参股神皖能源，增加权益装机容量约 500 万千瓦，另参股淮北涣城发电有限公司、中煤新集利辛发电有限公司、淮北申皖发电有限公司等优质煤电资产。
- **安徽省内电力需求不断，煤价下行改善火电成本。**安徽省经济的快速增长带动了省内电力需求的持续攀升，2020-2023 年，省内用电量 CAGR 达 8.7%，充裕的电力需求对电量电价形成较强的支撑。11 月中旬至今秦皇岛动力煤价维持在 760 元/吨，24Q1-Q3 公司毛利率达 12.3%，较 2023 年提升 5.4pp，伴随动力煤价低位运行和公司长协煤覆盖率的提升，公司毛利率有望进一步修复。
- **电改加速，公司盈利稳定性提升。**长期来看火电作为可调节性能源有望享受溢价，伴随现货市场交易运行的完善，辅助服务市场定价有望逐渐理清。截至 2024 年 11 月，安徽电力调峰辅助服务市场实现调峰费用/调峰电量分别为 7.5 亿元/17.2 亿千瓦时，同比分别+145%/+94%，据测算，我们预计公司全年有望实现辅助服务收入 1 亿元，公司盈利有望多元化带动稳定性提升。
- **火电装机容量持续扩张，新能源项目增添新动力。**公司近年来不断扩张火电装机容量，2020-2024 上半年，公司火电装机由 821 万千瓦增长至 1175 万千瓦，公司当前控股在建机组新疆西黑山英格玛电厂（132 万千瓦）与钱营孜电厂（100 万千瓦）预计将于 2024 年底投产，约占当前火电装机容量的 19.7%。此外，公司还通过收购环保发电和抽水蓄能资产，推动火电与新能源协调发展。
- **盈利预测与投资建议。**预计 2024-2026 年归母净利润复合增速达 19.2%，基于公司未来在建装机落地投产，叠加煤价低位运行、火电溢价等因素，给予 2025 年 10 倍 PE，对应目标价 10.30 元，给予“买入”评级。

指标/年度	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入（百万元）	27866.77	29820.89	33057.33	32472.40
增长率	14.79%	7.01%	10.85%	-1.77%
归属母公司净利润（百万元）	1429.51	1967.50	2331.12	2419.93
增长率	236.25%	37.63%	18.48%	3.81%
每股收益 EPS（元）	0.63	0.87	1.03	1.07
净资产收益率 ROE	8.58%	11.62%	12.39%	11.68%
PE	11.2	8.2	6.9	6.6
PB	0.79	0.71	0.64	0.58

数据来源：Wind，西南证券

西南证券研究发展中心

分析师：韩晨

执业证号：S1250520100002

电话：021-58351923

邮箱：hch@swsc.com.cn

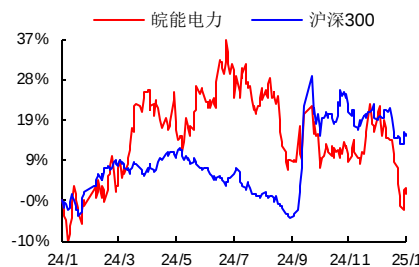
分析师：巢语欢

执业证号：S1250524090002

电话：021-58351923

邮箱：cyh@swsc.com.cn

相对指数表现



数据来源：聚源数据

基础数据

总股本(亿股)	22.67
流通 A 股(亿股)	22.67
52 周内股价区间(元)	6.45-9.55
总市值(亿元)	160.72
总资产(亿元)	659.91
每股净资产(元)	6.80

相关研究

1. 皖能电力（000543）：业绩表现亮眼，新机组投产放量可期（2024-08-26）
2. 皖能电力（000543）：发电业务稳增，新机组投产可期（2024-04-18）

投资要件

关键假设

1) 公司在建装机中，在建煤电产能 232 万千瓦，风光新能源 110 万千瓦。其中，煤电机组均力争 2024 年底前实现并网发电，我们预计 2024-2026 年公司控股在运装机分别为 1228/1460/1570 万千瓦；

2) 安徽省内本轮支撑性煤电建设从 2025 年起陆续进入投产期，此外陕电入皖特高压线路的投运将提升省内电力供应能力，预计省内火电利用小时将逐渐缓慢回落，我们预计 2024-2026 年公司火电利用小时分别为 5000/4850/4800 小时；

3) 考虑到国内煤炭供需整体呈宽松态势，我们预计 2024-2026 年公司综合入炉煤炭单价分别为 980/890/860 元/吨；

4) 考虑到安徽省内电力供需格局偏紧，我们预计 2024-2026 年公司火电电价分别为 0.46/0.43/0.42 元/千瓦时。

区别于市场的观点

市场对明年长协电价较为悲观，认为公司业绩会受到电价下滑风险影响，业绩仍具有不确定性。我们并不否认当下火电业绩与电价相关性较大，但我们认为安徽省内供需格局对长协电价具有较强的支撑性，电价大幅下滑可能性较小，此外，虽然当下公司业绩仍会因为煤价和电价的变化而产生大幅的波动，但我们认为在电力体制改革背景下，新能源将大规模比例接入电网，火电作为稀缺性的可调节电源，其溢价未完全被市场认可，我们看好公司业绩从周期性波动转为由多元化收入带动的盈利稳定性提升，继而迎来火电价值重估。主要体现在以下方面：**(1) 安徽省电力供需格局偏紧，支撑省内电价维持高位。**2020-2023 年，安徽省用电量 CAGR 达 8.7%，省内高技术制造业、新能源汽车、机器人等新兴产业高速发展，带动安徽省用电需求进一步提升，对省内电量电价形成支撑。**(2) 容量电价回收固定成本。**2023 年 11 月，容量电价政策出台，通过对火电机组固定成本进行部分回收，容量电价保障了煤电机组收益。安徽省目前容量电价约为 0.02 元/千瓦时，2026 年起容量电价回收比例将提升至不低于 50%，公司煤电机组固定成本有望进一步被覆盖。**(3) 现货市场和辅助服务市场增强盈利稳定性。**随着新能源大规模接入电网，辅助服务市场规模将逐渐扩大，煤电机组可以凭借其稀缺的调节能力获取相应的辅助服务费用补偿，收入端多元化增强盈利稳定性。此外，考虑到中长期合同套利后存在价差收益，公司火电机组有望在现货市场交易中获得更多合理溢价机会。

股价上涨的催化因素

煤价下行；发电机组装机增长；电力体制改革等。

估值和目标价格

预计 2024-2026 年归母净利润复合增速达 19.2%，基于公司未来在建装机落地投产，叠加煤价低位运行、火电溢价等因素，给予 2025 年 10 倍 PE，对应目标价 10.30 元，给予“买入”评级。

投资风险

煤炭价格上涨风险，电价下降风险，装机投产不及预期风险等。

目 录

1 省内火电龙头，装机快速扩张.....	1
1.1 省属能源平台，高比例火电企业	1
1.2 国资委实控，参股优质煤电资产	2
2 省内需求维持高增速，煤价下行改善火电成本.....	4
2.1 省内电力需求充裕，存量机组受益.....	4
2.2 煤价下行火电成本改善，长协煤占比持续提升.....	7
3 电改加速，火电盈利稳定性提升.....	12
3.1 电价市场化，还原电力的商品属性.....	12
3.2 盈利稳定加速公用事业化，火电价值重估	14
4 火电装机容量持续扩张，新能源项目增添新动力	16
4.1 在建装机投产在即，发电机组性能先进	16
4.2 发电量稳定增长，电价稳定高位	18
4.3 优质资产注入，积极发展新能源	19
5 财务分析	20
6 盈利预测与估值.....	22
6.1 盈利预测.....	22
6.2 绝对估值.....	23
6.3 相对估值.....	24
7 风险提示	24

图 目 录

图 1: 皖能电力发展历程.....	1
图 2: 截至 24H1 控股在运及在建火电机组容量.....	1
图 3: 截至 24H1 参股在运及在建火电机组容量.....	1
图 4: 皖能电力股权结构 (截至 2024 年 9 月底)	2
图 5: 神皖能源股权结构.....	3
图 6: 24H1 对神皖能源实现投资收益 4.2 亿元.....	3
图 7: 24H1 神皖投资收益占联营企业和合营企业投资收益比重.....	3
图 8: 24Q1-Q3 实现对联营企业和合营企业投资收益 8.4 亿元.....	4
图 9: 对联营企业和合营企业投资收益占利润总额比重.....	4
图 10: 2020-2024H1 安徽省 GDP 情况及增速.....	4
图 11: 2020-2024H1 安徽省用电量情况及增速.....	4
图 12: 安徽省工业增加值增速常年高于江浙沪和全国平均水平.....	5
图 13: 安徽省内输入电量占比逐渐提升.....	5
图 14: 安徽省内输出电量占比逐渐提升.....	5
图 15: 华东地区用电偏紧 (截至 2024 年 11 月)	6
图 16: “皖电东送”东通道工程示意图.....	6
图 17: 2020-2024H1 安徽省发电量结构.....	7
图 18: 安徽省内火电利用小时常年超出全国平均 (小时)	7
图 19: 2011-2023 年安徽省装机容量结构 (亿千瓦)	7
图 20: 2011-2023 年安徽省装机容量结构.....	7
图 21: 2017 年至今原煤产量稳步提升.....	8
图 22: 2024 年下半年原煤产量恢复同比增长.....	8
图 23: 2017 年至今进口动力煤数量持续增长.....	8
图 24: 2024 年进口动力煤月度同比增速逐渐回升 (万吨)	8
图 25: 下游煤炭重点电厂库存处于历史高位 (万吨)	9
图 26: 下游煤炭统调电厂库存处于历史高位 (万吨)	9
图 27: CCTD 主流港口库存处于历史高位 (万吨)	9
图 28: 秦皇岛港口库存处于历史高位 (万吨)	9
图 29: 化工行业率先复苏.....	9
图 30: 非电需求缓慢复苏 (万吨)	9
图 31: 2024 年煤炭价格指数.....	10
图 32: 2022-2025 年秦皇岛港口煤价 (元/吨)	10
图 33: 2022-2024 年广州港印尼煤库提价 (元/吨)	10
图 34: 2022-2024 年广州港澳洲煤库提价 (元/吨)	10
图 35: 2022 年安徽省煤炭储备量位居全国第七 (亿吨)	11
图 36: 2023 年安徽省原煤产量位居全国第六 (亿吨)	11
图 37: 安徽省煤炭资源分布图.....	11
图 38: 销售电价构成.....	12
图 39: 2019-2023 年光伏装机增长 CAGR 达 24.4% (万千瓦)	14

图 40: 2019-2023 年风电装机增长 CAGR 达 19.1% (万千瓦)	14
图 41: 2021-2024 年 11 月全国光伏利用率	14
图 42: 2021-2024 年 11 月全国风电利用率	14
图 43: 2024 年 11 月安徽调峰电量同比增长 238%	15
图 44: 2024 年 11 月安徽调峰费用同比增长 275%	15
图 45: 2019-2023 年公司控股在运火电装机容量变化情况	16
图 46: 公司 60 万千瓦及以上高效低能装机容量占比	16
图 47: 宿州钱营孜电厂二期	17
图 48: 新疆皖能英格玛电厂 1 号机组通过 168 小时试运行	17
图 49: 2019-2023 年公司利用小时数变化情况及增速	18
图 50: 2019-2023 年公司发电量变化情况及增速	18
图 51: 近两年公司利用小时数位于沿海电厂前列 (小时)	18
图 52: 2019-2023 年公司售电价变化情况及增速	19
图 53: 2024Q1-Q3 公司实现营收 225 亿元 (+11.5%)	20
图 54: 2024Q1-Q3 公司实现归母净利润 15.8 亿元 (+21.3%)	20
图 55: 2020-2024H1 公司的营业收入结构	21
图 56: 2020-2024H1 公司电力业务毛利率持续增长至 13.7%	21
图 57: 2020-2024H1 公司各项费用率变化	21
图 58: 2020-2024H1 公司财务费用占期间费用比例变化	21
图 59: 2014-2024Q1-Q3 公司资产负债率持续提升	22
图 60: 24Q1-Q3 公司现金流净额达 48.5 亿元	22

表 目 录

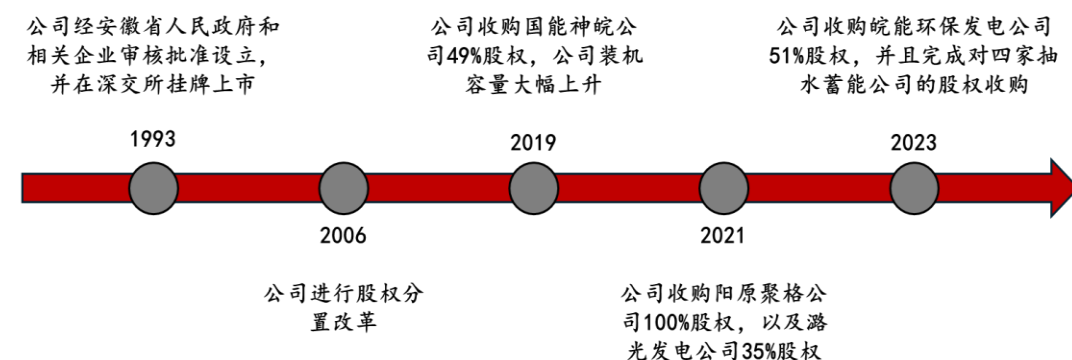
表 1: 皖能电力参股火电机组情况	2
表 2: 2025 年长协煤政策变化	11
表 3: 部分省份分时电价情况	13
表 4: 安徽省电力现货市场建设情况	13
表 5: 度电容量电价测算	15
表 6: 安徽省内现行关于燃煤机组深度调峰的补偿标准 (元/kWh)	16
表 7: 皖能电力控股装机建设情况	16
表 8: 公司收购的四家抽水蓄能公司情况	19
表 9: 公司控/参股的新能源项目	20
表 10: 分业务收入及毛利率	22
表 11: 绝对估值假设条件	23
表 12: FCFF 估值结果	24
表 13: 可比公司估值 (截至 2024 年 1 月 14 日)	24
附表: 财务预测与估值	25

1 省内火电龙头，装机快速扩张

1.1 省属能源平台，高比例火电企业

集团上市电力企业，核心发展火电业务。公司全称安徽省皖能股份有限公司，是安徽省第一批规范化改制的上市公司，于 1993 年 12 月在深圳证券交易所上市。作为皖能集团电力主业资产的整体运营平台，公司聚焦一流电力产业平台建设，坚持以电为主的经营发展战略。公司业务涵盖电力生产和销售，火力发电是其主要业务，同时也涉足新能源项目，包括光伏和风电。截至 2023 年底，安徽省省调火电装机容量为 4178 万千瓦，其中皖能电力控股在运的省调机组装机容量占据了其中的 22.8%，位居省内第一。

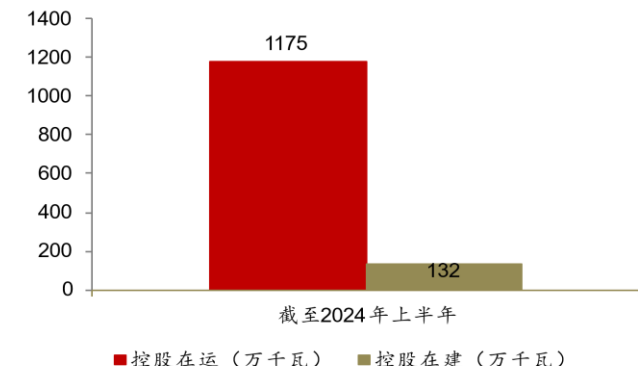
图 1：皖能电力发展历程



数据来源：公司公告，西南证券整理

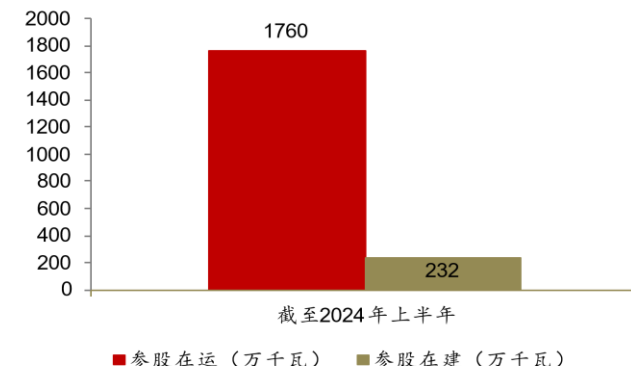
高比例火电占比，控股机组分布于省内和新疆。截止 2024 年上半年，公司控股在运火电装机容量为 1175 万千瓦，控股在建火电装机容量为 132 万千瓦，公司参股在运火电装机容量为 1760 万千瓦，参股在建火电装机容量为 232 万千瓦。从地域分布来看，公司所有控股火电机组，除去江布电厂 2 台 66 万千瓦机组以及英格玛电厂 2 台 66 万千瓦机组在新疆，其余均落地安徽省内，受安徽省电力调度控制中心调度。

图 2：截至 24H1 控股在运及在建火电机组容量



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 3：截至 24H1 参股在运及在建火电机组容量

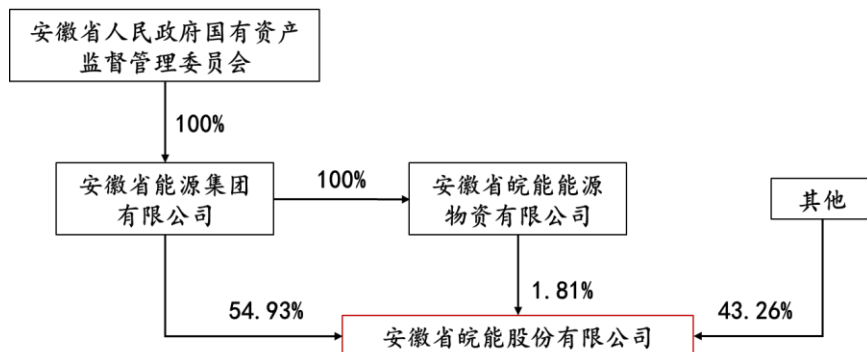


数据来源：公司公告，西南证券整理

1.2 国资委实控，参股优质煤电资产

安徽国资委实控，公司股权结构稳定。截至 2024 年 9 月底，安徽省能源集团有限公司（下为“皖能集团”）对皖能电力直接控股比例达 54.93%，同时通过全资子公司安徽省皖能能源物资有限公司间接控股达 1.81%，合计持股比例 56.74%。安徽省国资委分别持有皖能集团、安徽皖能能源物资有限公司 100% 股权，为公司实际控制人。

图 4：皖能电力股权结构（截至 2024 年 9 月底）



数据来源：公司公告，西南证券整理

参股优质煤电资产，参股火电在/待建项目约 664 万千瓦。2019 年，公司通过公开发行股份和现金收购神皖能源 49% 的股权，增加权益装机容量约 500 万千瓦，截至 2023 年，公司和神皖能源控股的装机容量约占省调机组的 50% 以上。此外，公司还参股淮北涣城发电有限公司、中煤新集利辛发电有限公司、淮北申皖发电有限公司等，参股公司中火电在/待建项目有池州二期（2*66 万千瓦）、中煤六安（2*100 万千瓦）、安庆三期（2*100 万千瓦）、淮北聚能（2*66 万千瓦）。

表 1：皖能电力参股火电机组情况

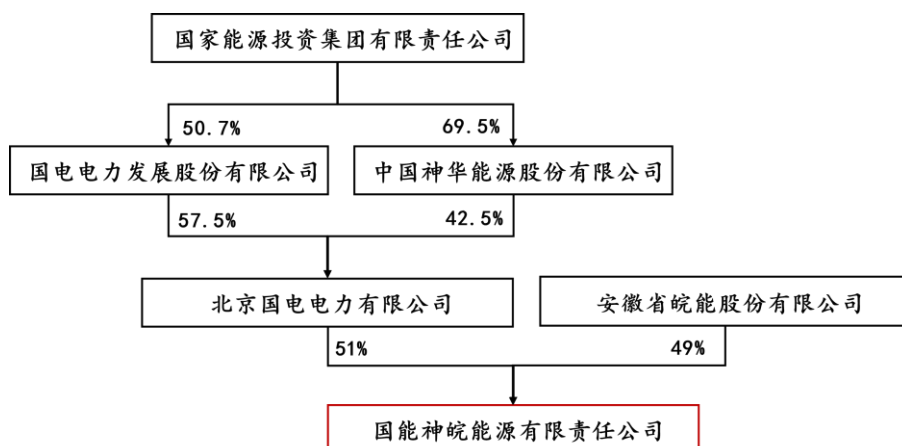
电厂名称	持股比例	机组构成 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	权益装机容量 (万千瓦)	预计投产日期
参股在运火电机组					
山西潞光	35.00%	2*66	132	46	-
国能蚌埠	39.20%	2*63+2*66	258	101	-
国能铜陵	37.24%	2*63	126	47	-
国能宿州热电	36.26%	2*35	70	25	-
淮北涣城	49.00%	30*2	60	29	-
淮南洛能	46.00%	2x32+2x63	190	87	-
中煤新集利辛	45.00%	2x100	200	90	-
淮北申皖	24.50%	2x66	132	32	-
神皖庐江	49.00%	2*66	132	65	-
神皖马鞍山	49.00%	4*33	132	65	-
神皖安庆	49.00%	2*100+2*32	264	129	-
神皖池州九华	49.00%	2*32	64	31	-
合计	-	-	1760	749	-

电厂名称	持股比例	机组构成 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)	权益装机容量 (万千瓦)	预计投产日期
参股在建火电机组					
神皖池州二期	49%	2*66	132	65	2025 年中
中煤新集六安	45%	2*100	200	90	-
淮北聚能	20%	2*66	132	26	2026 年
国能安庆三期	20%	2*100	200	40	-
合计	-	-	664	221	-

数据来源：公司公告，西南证券整理

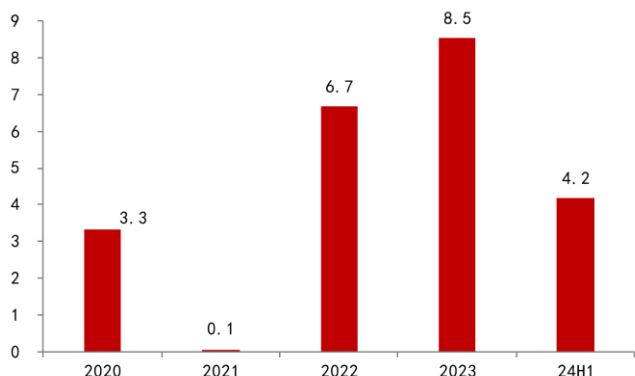
参股火电机组依托上游煤炭资源，贡献稳定收益。公司参股的神皖能源实控人为国家能源集团，拥有丰富的煤炭资源，集团赋能神皖能源长协煤覆盖率、履约率优势，使其拥有较强的抗煤价波动风险能力，盈利能力稳定。2022 年煤价高企，公司实现利润总额 1.2 亿元，其中公司实现对联营企业和合营企业投资收益 7.5 亿元，其中神皖能源贡献投资收益 6.6 亿元，2024H1 公司实现对联营企业和合营企业投资收益 5.8 亿元，对神皖能源实现投资收益 4.2 亿元，占比达 72.1%。

图 5：神皖能源股权结构



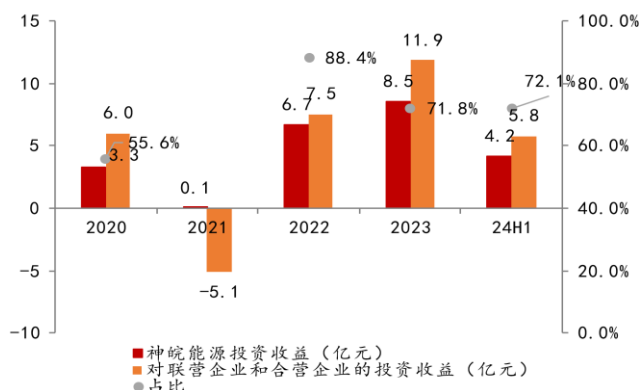
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 6：24H1 对神皖能源实现投资收益 4.2 亿元



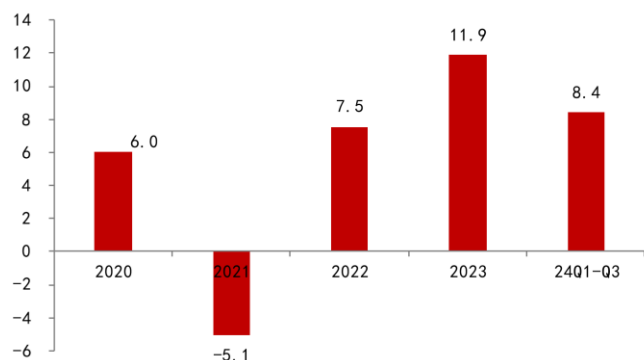
数据来源：wind，西南证券整理

图 7：24H1 神皖投资收益占联营企业和合营企业投资收益比重



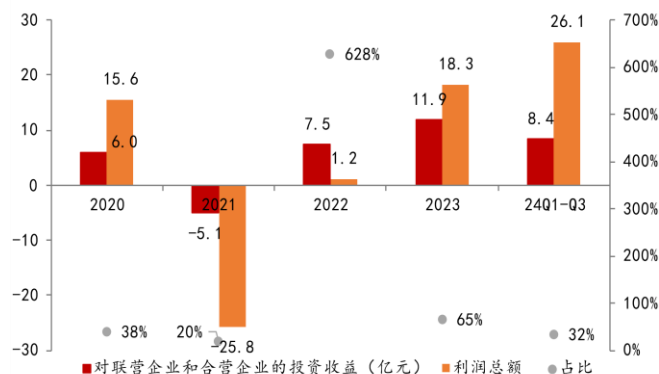
数据来源：wind，西南证券整理

图 8：24Q1-Q3 实现对联营企业和合营企业投资收益 8.4 亿元



数据来源: wind, 西南证券整理

图 9：对联营企业和合营企业投资收益占利润总额比重



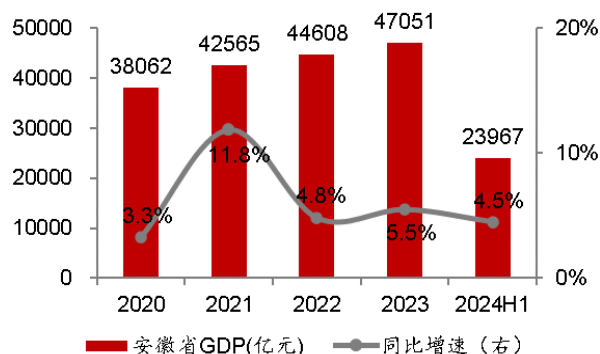
数据来源: wind, 西南证券整理

2 省内需求维持高增速，煤价下行改善火电成本

2.1 省内电力需求充裕，存量机组受益

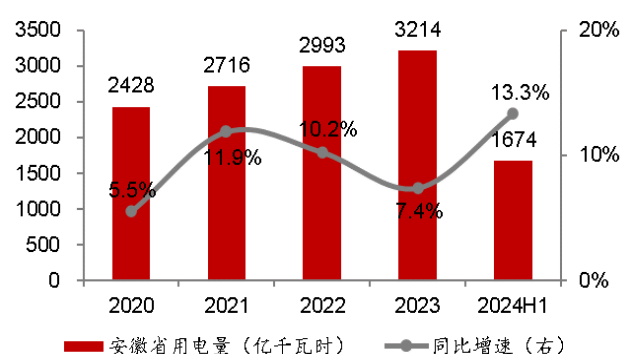
省内经济发展迅猛，用电量保持高增速。2020-2023 年，安徽省的国内生产总值（下为“GDP”）实现了显著的增长，安徽省 GDP 从 38063 亿元增长至 47051 亿元，2024H1 安徽省 GDP 达 23967 亿元，同比增长 4.5%，省内经济活跃、发展迅猛。与此同时，省内经济活动对电力能源的强烈需求使用电量也呈现出显著的增长趋势，2024H1 省内用电量达 1674 亿千瓦时，同比增长 13.3%，电力需求旺盛。

图 10：2020-2024H1 安徽省 GDP 情况及增速



数据来源: wind, 西南证券整理

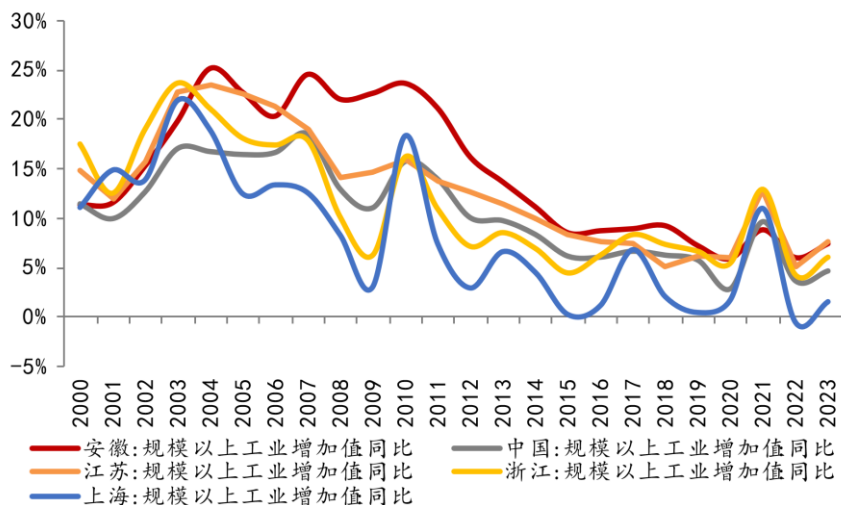
图 11：2020-2024H1 安徽省用电量情况及增速



数据来源: wind, 西南证券整理

内生增长动能强劲，年均增速已超“十四五”规划预测。根据安徽省能源局 2022 年 5 月发布的《安徽省电力发展“十四五”规划》初步测算，安徽省内“十四五”电力需求将保持年均 7% 左右的较快增长，另据安徽省能源局 2022 年 3 月发布的《关于印发抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）安徽省实施方案的通知》，安徽省 2025 年全社会用电量将达到 3460 亿千瓦时，2030 年、2035 年安徽省全社会用电量将分别达到 4500 亿千瓦时、5180 亿千瓦时。2020-2023 年，安徽省用电量 CAGR 达 8.7%，已超出 2022 年能源局预测增速，随着省内高技术制造业、新能源汽车、机器人等新兴产业高速发展，省内电力需求增长动能强劲。

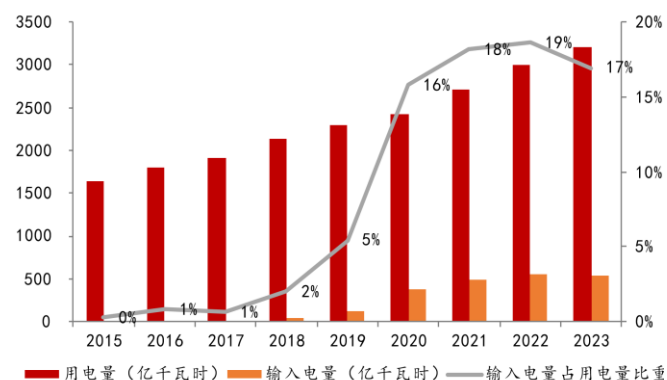
图 12：安徽省工业增加值增速常年高于江浙沪和全国平均水平



数据来源：wind，西南证券整理

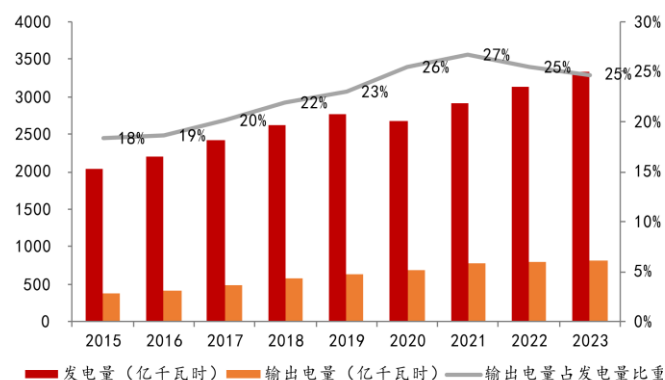
华东区域电力供需偏紧，皖电外送电量占比逐渐提升。安徽省位于长三角发达地区，用电需求常年偏紧，作为能源大省和电力外送大省，安徽省承担着“皖电东送”的电力保供责任，2015 年至 2023 年，安徽省输出电量占发电量比重由 18.3% 提升至 24.7%。与此同时，由于省内电力需求迅猛增长，在国家严控新增煤电规模，省内煤电项目建设放缓的背景下，安徽省内电力供应缺口逐步体现，2021 年，“外电入皖”被首次写进政府工作报告，2015-2023 年，安徽省输入电力占用电量比重增长至 17%。长期来看，受省内外需求拉动，安徽省电力供需仍偏紧。

图 13：安徽省内输入电量占比逐渐提升



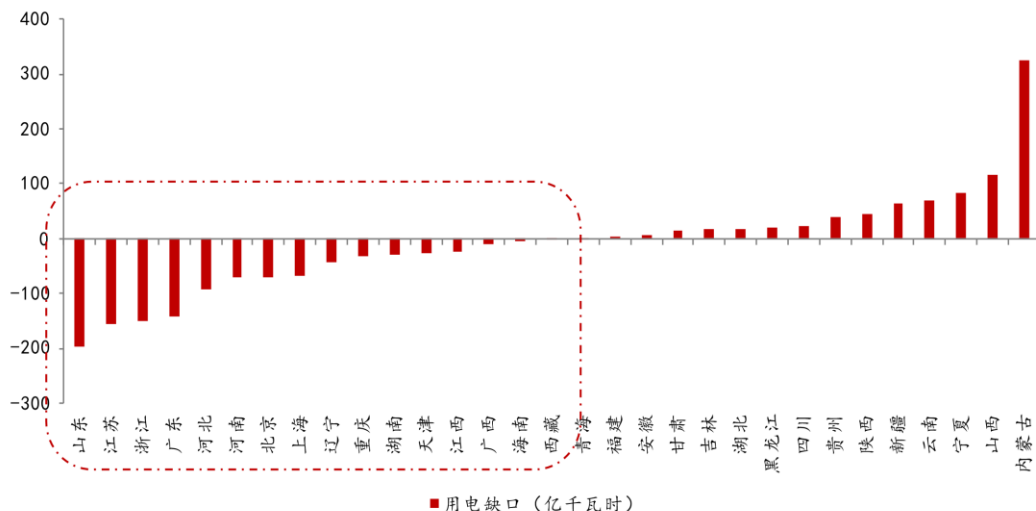
数据来源：wind，西南证券整理

图 14：安徽省内输出电量占比逐渐提升



数据来源：wind，西南证券整理

图 15：华东地区用电偏差（截至 2024 年 11 月）



数据来源：wind，西南证券整理

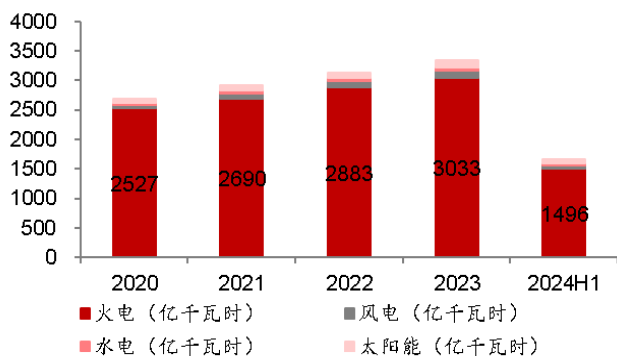
图 16：“皖电东送”东通道工程示意图



数据来源：百度百科，西南证券整理

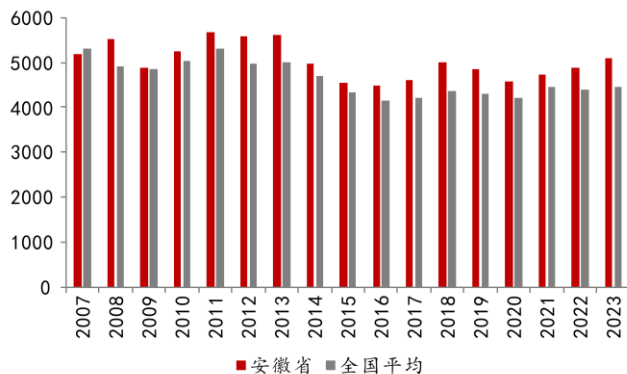
省内发电结构以火电为主，火电机组利用小时处于高位。安徽省近几年发电量稳步增长，2020-2023 年，安徽省发电量从 2809 亿千瓦时增长至 3549 亿千瓦时，2024H1 发电量达 1655 亿千瓦时，同比增长 6.6%。近几年来，随着安徽省内对电力结构的不断优化，大力发展风光等新能源项目，火电机组的发展相对减缓，但是由于新能源项目的发电量短期内仍无法满足安徽省日益加剧的用电需求，因此在未来较长的一段时间内，火电依旧为安徽省内用电的有力保障，2024H1 安徽省内火电发电量占总发电量比重约为 90.4%，在省内电力供需偏紧的情况下，省内存量机组有望持续受益，维持高水平利用小时。

图 17：2020-2024H1 安徽省发电量结构



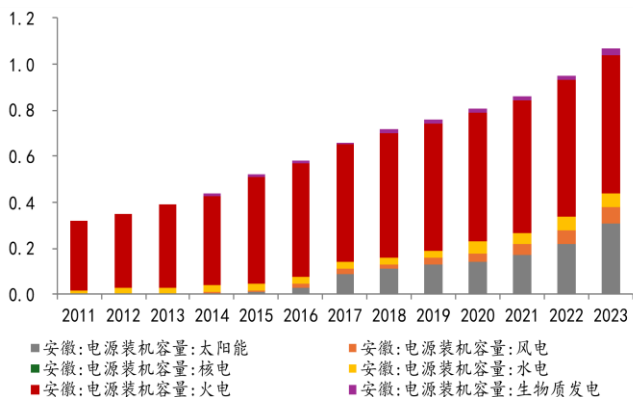
数据来源: wind, 西南证券整理

图 18：安徽省内火电利用小时常年超出全国平均 (小时)



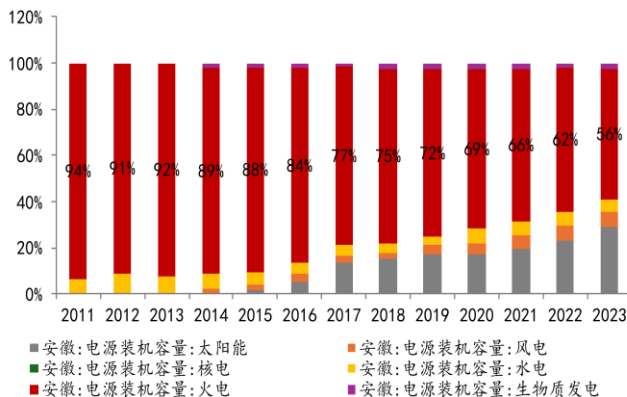
数据来源: wind, 西南证券整理

图 19：2011-2023 年安徽省装机容量结构 (亿千瓦)



数据来源: wind, 西南证券整理

图 20：2011-2023 年安徽省装机容量结构

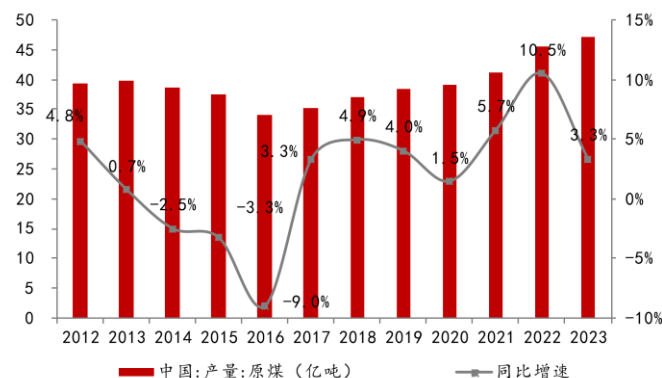


数据来源: wind, 西南证券整理

2.2 煤价下行火电成本改善，长协煤占比持续提升

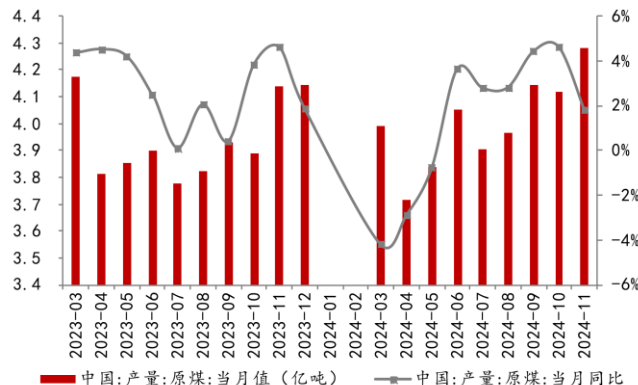
原煤产量稳定提升，2024 年煤炭大省生产目标相对稳健。根据统计局数据，2023 年中国原煤产量达 47.1 亿吨，同比增长 3.3%，增速较 2022 年有所放缓，回落至稳定区间，2016 年至今，我国原煤产量总体呈增长态势，2024 年 1-10 月，我国原煤产量 38.9 亿吨，同比增长 1.2%，上半年山西省开展“三超”及隐蔽工作面专项整治，导致省内煤炭产量下滑带动全国原煤产量有所下滑。根据规划，山西 2024 年全省煤炭产量将稳定在 13 亿吨左右(2023 年产量为 13.7 亿吨，受安监影响)，新疆 2024 年全省煤炭产量力争 5 亿吨(2023 年产量为 4.6 亿吨)，内蒙古和陕西生产目标总体以稳为主。

图 21：2017 年至今原煤产量稳步提升



数据来源：国家统计局，西南证券整理

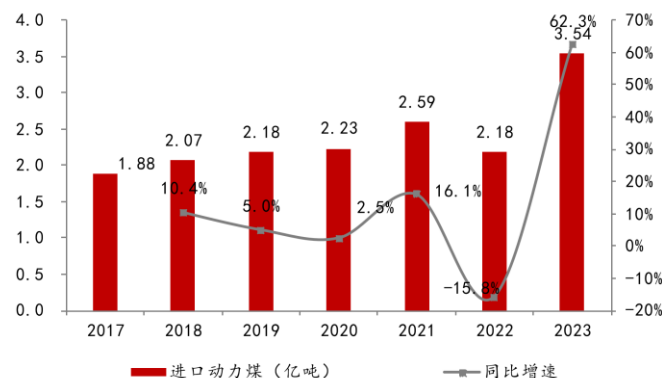
图 22：2024 年下半年原煤产量恢复同比增长



数据来源：国家统计局，西南证券整理

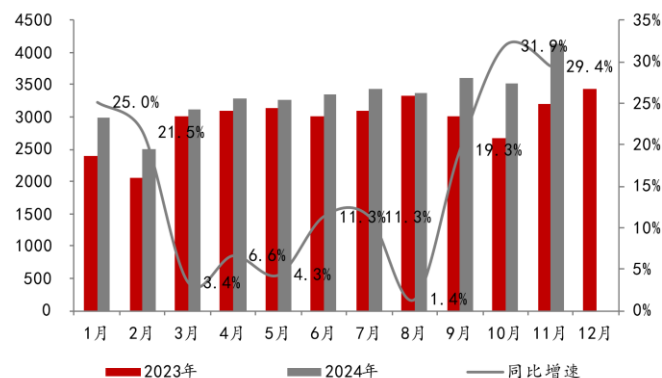
进口动力煤维持高增速，动力煤供应端稳中有升。2017 年至今，我国进口动力煤数量始终维持正增长，2022 年初由于俄乌冲突爆发，欧洲采购大量煤炭推高了海外煤价，与此同时，国内原煤新增产量放量，导致进口动力煤数量下滑。2024 年 1-11 月，我国进口动力煤 3.7 亿吨，同比增长 14.3%。综合来看，国内原煤端产量稳健，进口动力煤由于（1）澳煤进口放开（2）蒙古煤低价优势维持高增速，供应端稳中有升。

图 23：2017 年至今进口动力煤数量持续增长



数据来源：海关总署，西南证券整理

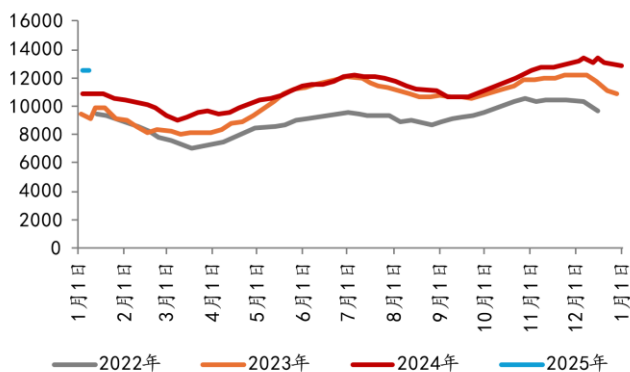
图 24：2024 年进口动力煤月度同比增速逐渐回升（万吨）



数据来源：海关总署，西南证券整理

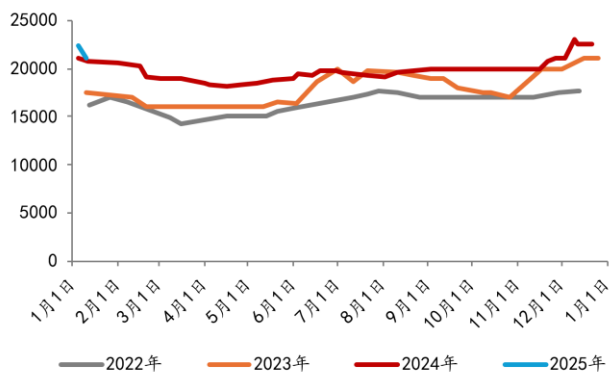
库存处于历史高位，非电需求转好。从电力需求端看，2024 年下游电厂库存始终维持在高位水平，受水电大发影响，迎峰度夏期间电厂库存相较往年未有明显下降，对煤炭采购积极性不高，受此影响港口也未出现明显去库存阶段，整体库存充裕。从非电需求看，“金九银十”期间非电需求转好，受益于煤化工产业，化工行业动力煤消费需求率先恢复，自 2023 年 7 月始终维持同比正增长，今年以来增幅逐渐减弱，建材、冶金行业动力煤消费总体仍较弱，但 9 月以来同比降幅有收窄迹象。

图 25：下游煤炭重点电厂库存处于历史高位（万吨）



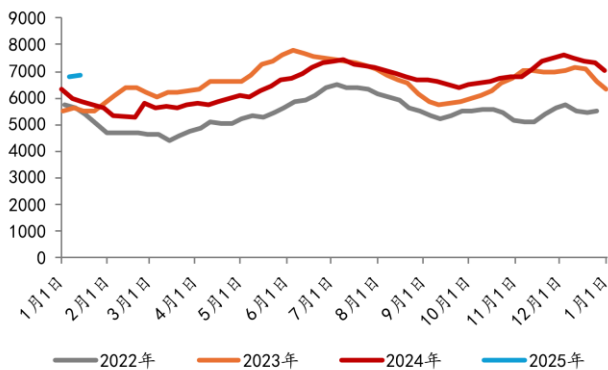
数据来源：wind，西南证券整理

图 26：下游煤炭统调电厂库存处于历史高位（万吨）



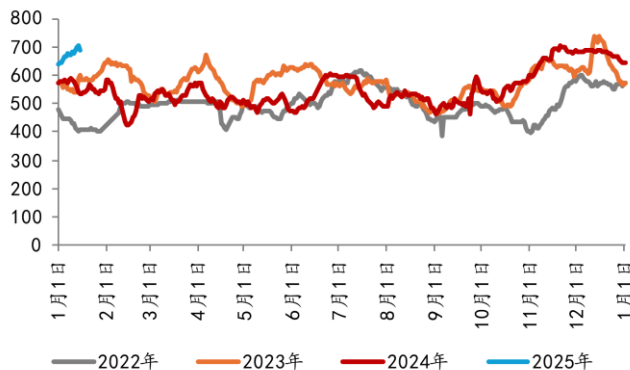
数据来源：wind，西南证券整理

图 27：CCTD 主流港口库存处于历史高位（万吨）



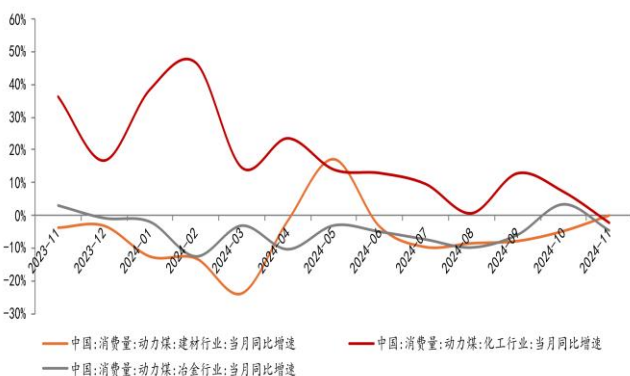
数据来源：wind，西南证券整理

图 28：秦皇岛港口库存处于历史高位（万吨）



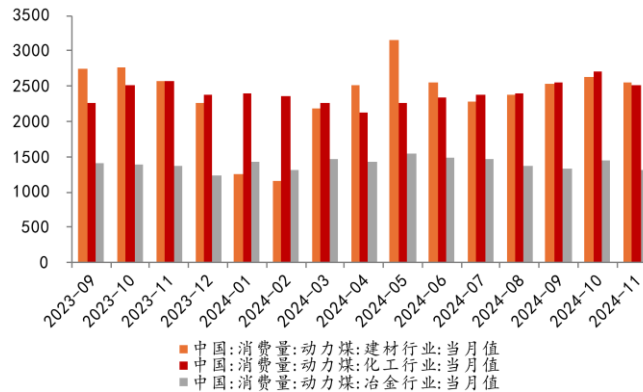
数据来源：wind，西南证券整理

图 29：化工行业率先复苏



数据来源：wind，西南证券整理

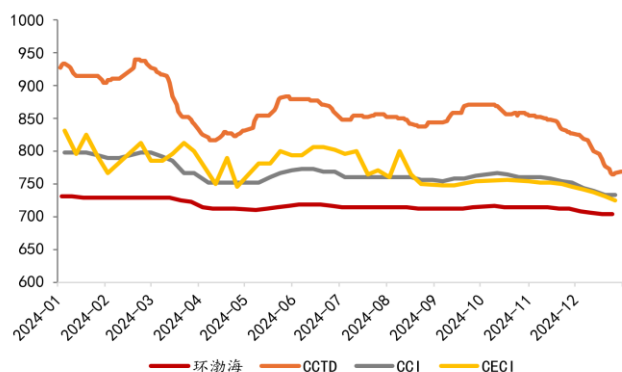
图 30：非电需求缓慢复苏（万吨）



数据来源：wind，西南证券整理

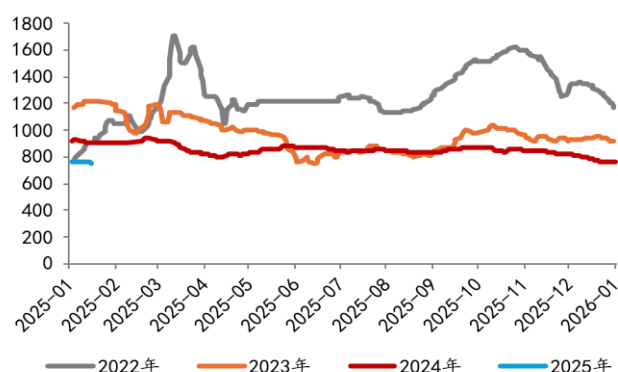
长期来看动力煤价有望稳定低位运行，预计火电成本端持续改善。随着国内原煤产量逐渐趋稳以及叠加进口煤政策宽松，我国动力煤供给端快速放量，驱动动力煤价格近两年一路下行，截至 2025 年 1 月 15 日，秦皇岛 Q5500 动力煤价格为 761 元/吨，2024 年秦皇岛动力煤均价为 866 元/吨，较 2023 年均价下滑 115 元/吨，降幅达 12.2%。截至 2024Q3，公司销售毛利率达 12.3%，较 2023 年提升 5.4pp，四季度秦皇岛动力煤价进一步下行，公司盈利能力有望持续提升，此外由于安徽省电力需求的持续增长，公司发电量增加，也将进一步放大煤价下降带来的利润空间。

图 31：2024 年煤炭价格指数



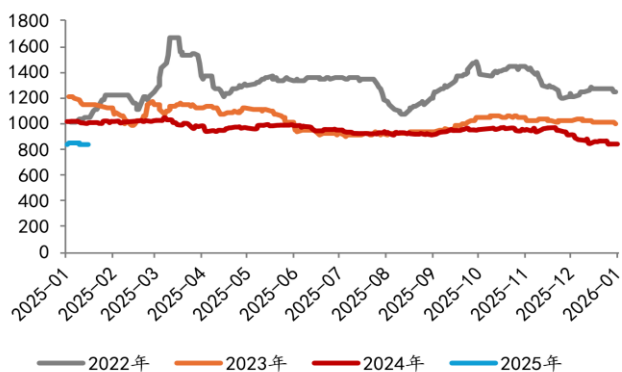
数据来源：wind，西南证券整理

图 32：2022-2025 年秦皇岛港口煤价（元/吨）



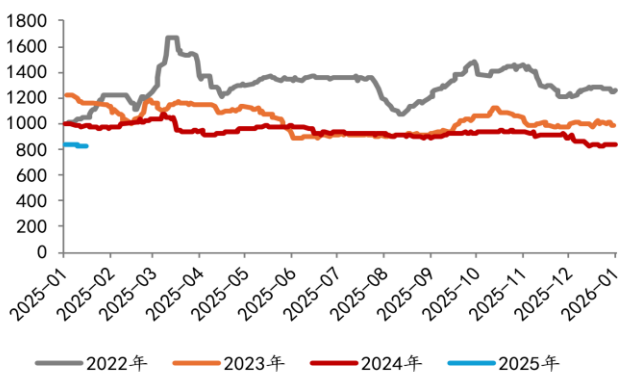
数据来源：wind，西南证券整理

图 33：2022-2024 年广州港印尼煤库提价（元/吨）



数据来源：wind，西南证券整理

图 34：2022-2024 年广州港澳洲煤库提价（元/吨）



数据来源：wind，西南证券整理

发改委严格要求长协煤履约率，利好公司成本控制。2024 年 11 月 20 日，国家发展改革委印发《国家发展改革委办公厅关于做好 2025 年电煤中长期合同签订履约工作的通知》，相较去年而言，2025 年长协煤煤炭企业任务量不低于自有资源量的 75%（2024 年为 80%）；履约率方面，《通知》要求月度履约率不低于 80%，季度履约率不低于 90%，全年全责是足额履约，最低不得低于 90%（2024 年为全年足额完成履约任务）。从变化来看，充分说明了 2025 年我国煤炭市场供需环境的宽松，煤炭均价有望进一步下行。根据公司公告，公司长协煤比例在 70%-80% 左右，其余均为市场煤，在当前煤炭市场长协煤履约率保持在较高水平的背景下，公司有望通过充分利用煤价的下行趋势来优化和改善成本。

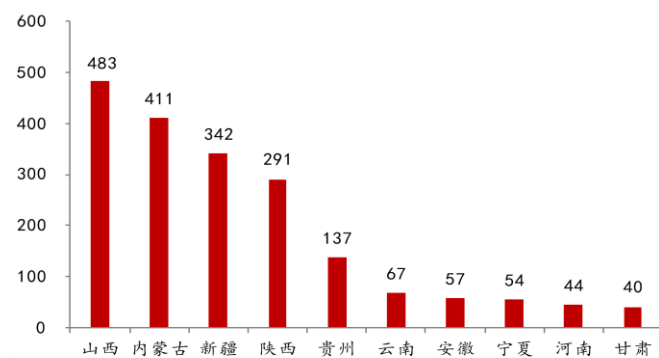
表 2：2025 年长协煤政策变化

	2025 年	2024 年
签约量	原则上煤炭企业任务量不低于自有资源量的 75%，重点煤炭企业任务量较上一年保持总体稳定	原则上每家煤炭任务量不低于自有资源量的 80%
履约率	月度履约率不低于 80%，季度履约率不低于 90%，全年全责是足额履约，最低不得低于 90%	全年足额完成履约任务
定价模式	“基准价+浮动价”模式，浮动价计算额外引入 CECI 指数	“基准价+浮动价”模式

数据来源：国家能源局，西南证券整理

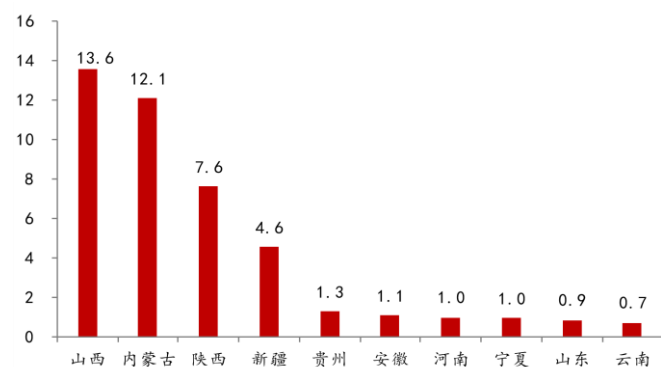
安徽为重要煤炭产地，公司享受丰富的煤炭资源。安徽省有着丰富的煤炭资源，根据自然资源部《2022 年全国矿产资源储量统计表》，2022 年安徽省煤炭储量 57 亿吨，其保有储量占华东地区的 85%，位居全国第七，省内储量主要集中在淮南和淮北两大煤田，其储量约占全省煤炭储量的 99%。根据国家统计局，2023 年安徽省原煤产量达 1.1 亿吨，位列全国第六。公司背靠安徽重要煤炭基地，下属电厂地理布局优势凸显，其中钱营孜电厂、临涣中利电厂、淮北国安电厂、阜阳华润电厂均为高比例长协电厂。

图 35：2022 年安徽省煤炭储备量位居全国第七（亿吨）



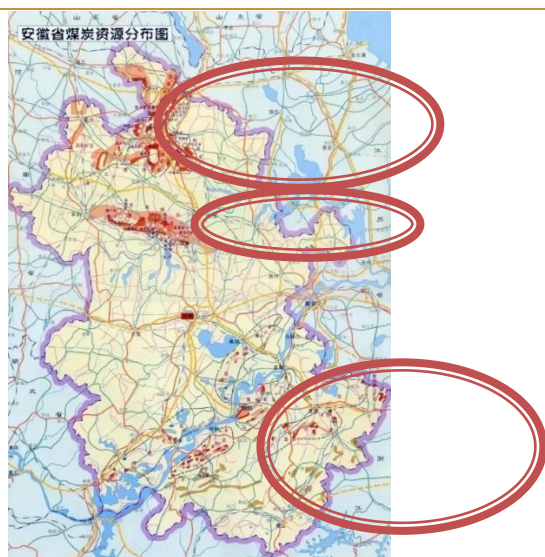
数据来源：自然资源部，西南证券整理

图 36：2023 年安徽省原煤产量位居全国第六（亿吨）



数据来源：国家统计局，西南证券整理

图 37：安徽省煤炭资源分布图



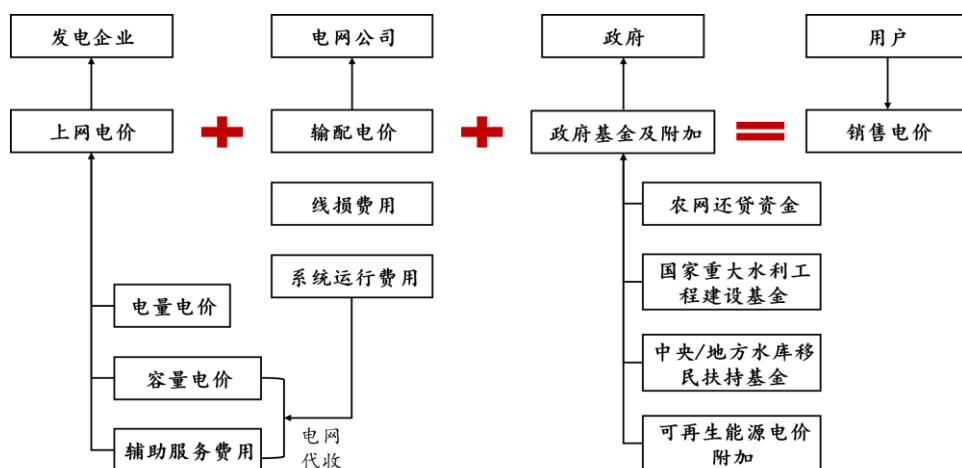
数据来源：自然资源部，西南证券整理

3 电改加速，火电盈利稳定性提升

3.1 电价市场化，还原电力的商品属性

第三监管周期输配电价核定，厘清系统调节资源费用。本轮改革将原包含在输配电价中的上网环节线损和抽水蓄能容量电费单列，直接清晰反映电力系统调节资源费用，同时首次建立了“系统运行费用”科目，将辅助服务费用、抽水蓄能容量电费等作为系统运行费用的主要构成，并将系统运行费用单列在输配电价之外。第三监管周期输配电价的核定推动了电网经营模式从获取购销价差向收取输配电费转变，同时厘清了系统调节资源费用，理顺了源网荷成本传递关系。

图 38：销售电价构成



数据来源：国家能源局，西南证券整理

燃煤上网电价放开，缓解成本传导压力。2021年11月5日，国家发改委发布《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》，其中要求对燃煤发电电量上网电价有序放开，上下浮动原则上调均为不超过 20%，该文件将上下浮动由 2019 年“上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%”调整为均不超过 20%，进一步增强了燃煤企业成本向下传导的能力。

推动分时电价，利用价格信号优化电力资源配置。根据 2021 年 10 月发改委发布的《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》，要求各地结合当地情况积极完善峰谷电价机制，科学划分峰谷时段，合理确定峰谷电价价差。系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1。通过释放清晰强烈的价格信号，分时电价可以引导电力用户在高峰时段少用电、在低谷时段多用电，引导电价朝着发电成本倾斜，同时通过拉大峰谷价差，为系统灵活性提供收入来源，火电企业可以通过峰谷电价差获得额外收益。截至 2024 年 11 月，全国目前已有 18 个省份在中午出现谷段电价，光伏发电高峰与中午时段电力需求低谷的不匹配可能导致电力需求的供应过剩，较低的谷段电价可以减少弃光率，缓解光伏消纳压力。

表 3：部分省份分时电价情况

序号	省份	中午低谷时间段	时长（小时）	电价（元/kWh）
1	青海	9:00-17:00	8	0.3053
2	宁夏	9:00-17:00	8	0.3801
3	甘肃	10:00-16:00	6	0.4865
4	山东	低谷 10:00-15:00 深谷:11:00~14:00	5	0.3675
5	蒙东	11:00~14:00	3	0.2666
6	蒙西	1:00~16:00	5	0.5988
7	新疆	13:00~17:00	4	0.3296
8	河北	12:00~ 15:00	3	0.2914
9	河南	11:00-14:00	3	0.3685
10	浙江	11:00-13:00 国庆节:10:00-14:00	2	0.2639
11	山西	11:00-13:00	2	0.3492
12	湖北	12:00~14:00	2	0.3541
13	辽宁	11:30-12:30	1	0.4787
14	吉林	12:30-13:30	1	0.3924
15	黑龙江	12:00~14:00	2	0.4132
16	江苏(重大节日)	11:00~15:00	4	0.4066
17	江西(重大节日)	12:00~14:00	2	0.3250
18	陕西(征求意见)	11:00~15:00	4	0.387
19	广西(征求意见)	12:00-14:00	2	0.5661

数据来源：各省份发改委，智汇光伏，西南证券整理

安徽电力现货市场稳健试运行，市场机制逐步完善。安徽省作为第二批电力现货市场建设试点城市，于 2023 年 11 月 18 日至 12 月 17 日首次开展电力现货市场月度试运行，2024 年 5 月开展第二次月度试运行，安徽现货市场采用了电能量市场与辅助服务市场相结合的市场架构，现货市场结算试运行期间，电能量市场包括中长期电能量市场和现货电能量市场，辅助服务市场包括调频辅助服务市场，现货市场通过集中竞价方式，形成节点电价作为现货市场电能量价格，从而更准确地反映电力供需关系，反映电力商品价值。2024 年 5 月，公司开展了为期 1 个月的结算试运行，考虑到中长期合同套利后，结算价格超出中长期合同存在价差收益，公司火电机组有望在现货市场交易中获得更多合理溢价机会。

表 4：安徽省电力现货市场建设情况

时间	事件	重点内容
2024 年 5 月	2024 年首次月度结算试运行	-
2024 年 4 月 15 日	安徽电力交易中心发布关于征求对《安徽电力现货市场运营基本规则》及配套细则意见的函	明确了现货市场采用集中竞价方式，节点电价机制定价
2023 年 11 月 18 日至 12 月 17 日	2023 年月度结算试运行	-
2023 年 11 月 10 日	安徽电力交易中心进一步发布关于征求对《安	明确了市场模式、发电侧、用户侧及独立储能参与主体

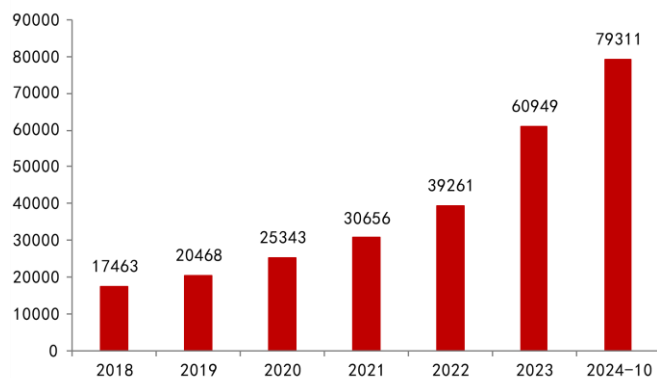
时间	事件	重点内容
	《安徽电力现货市场运营基本规则》及配套细则意见的函	
2023 年 11 月 3 日	《安徽电力现货市场运营基本规则》	省调管辖的独立储能以“报量报价”或申报自调度计划曲线的方式参与现货市场，但这仅参与日前市场，实时市场按照日前出清结果执行

数据来源：安徽电力交易中心，西南证券整理

3.2 盈利稳定加速公用事业化，火电价值重估

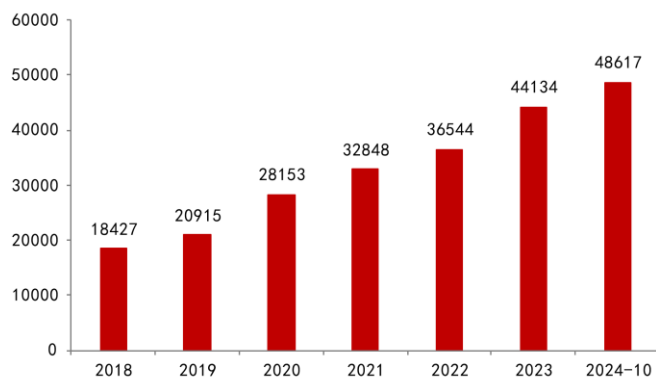
新能源消纳压力大，火电调节价值凸显。2018-2023 年，我国光伏装机增长 CAGR 达 28.4%，风电装机增长 CAGR 达 19.1%，随着新能源发电占比的快速提升，部分地区新能源消纳压力凸显，2024 年 11 月，全国光伏、风电利用率分别为 95.8%、96.2%，1-10 月全国光伏、风电利用率分别为 97.1%、96.4%，相较往年风光利用率均有下滑。火电作为重要的调节资源，将从主体电源向基础保障性和系统调节性并重转型，更多的侧重于调峰、应急辅助电源等维护电力系统稳定的服务，我们预计未来火电的收入会由电量收入、容量电价和辅助服务收入构成，由于容量电价和辅助服务收入更多挂钩于火电装机容量，火电未来收入端将更趋于稳定。

图 39：2019-2023 年光伏装机增长 CAGR 达 24.4%（万千瓦）



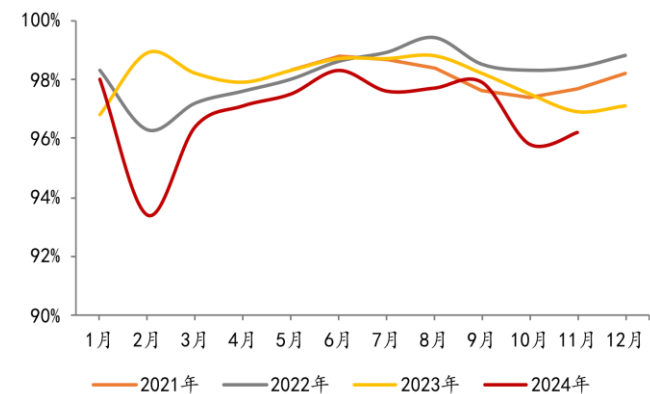
数据来源：国家能源局，西南证券整理

图 40：2019-2023 年风电装机增长 CAGR 达 19.1%（万千瓦）



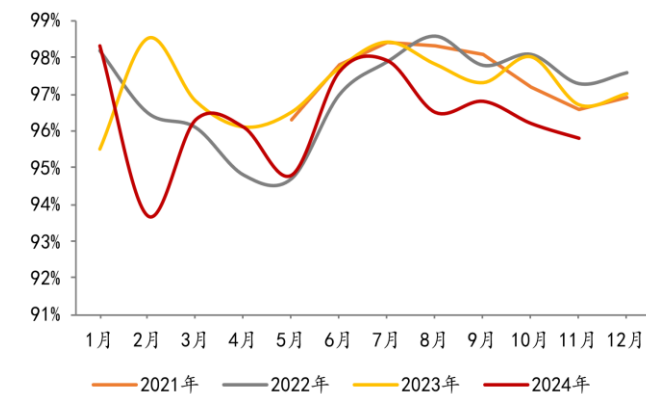
数据来源：国家能源局，西南证券整理

图 41：2021-2024 年 11 月全国光伏利用率



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，西南证券整理

图 42：2021-2024 年 11 月全国风电利用率



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，西南证券整理

容量电价政策出台，回收火电机组固定成本。为适应煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转型，2023 年 11 月，国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，决定自 2024 年 1 月 1 日起正式施行煤电容量电价，根据政策，2024-2025 年安徽省内煤电机组的容量电价回收固定成本的比例为 30%左右，折合容量电价为 100 元/千瓦/年，假设利用小时为 4800 小时，折合度电容量电价为 0.02 元/千瓦时。考虑到安徽省内电力供需偏紧，在 2026 年容量电价回收煤电固定成本的比例提升至不低于 50%情况下，公司煤电电价有望维持高位。

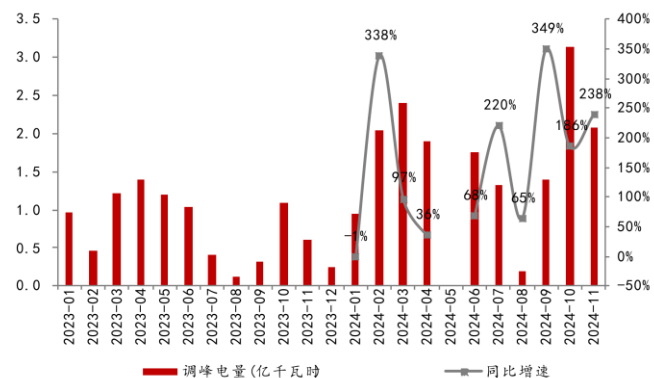
表 5：度电容量电价测算

	2024-2025 年	2026 年
容量电价回收固定成本的比例	30%	50%
容量电价（元/千瓦/年，含税）	100	165
火电利用小时（小时）	4800	4800
度电容量电价补偿（元/千瓦时）	0.0208	0.0344

数据来源：国家能源局，西南证券测算

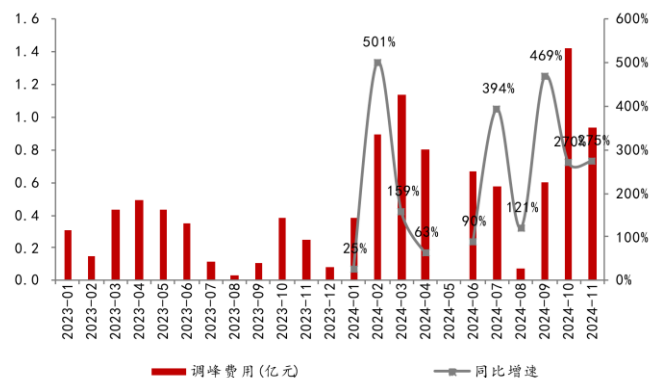
安徽辅助服务市场扩容，火电作为稀缺性电源有望享受高溢价。风光等新能源“靠天吃饭”，具有间歇性、随机性、波动性等特点，火电作为可调节性电源，可以通过调峰、调频等方式获取辅助服务收入，做好电力保供“压舱石”。随着安徽省内大规模高比例接入新能源，省内火电机组有望获得更多辅助服务收益。2024 年 11 月，安徽电力调峰辅助服务市场启动调峰市场 20 天，调峰费用合计 0.94 亿元，同比增长 275%；其中调峰电量合计 2.1 亿千瓦时，同比增长 238%；1-11 月安徽电力调峰辅助服务市场实现调峰费用合计 7.5 亿元，同比增长 145%；其中调峰电量合计 17.2 亿千瓦时，同比增长 94%。

图 43：2024 年 11 月安徽调峰电量同比增长 238%



数据来源：安徽省电力交易中心，西南证券整理

图 44：2024 年 11 月安徽调峰费用同比增长 275%



数据来源：安徽省电力交易中心，西南证券整理

短期调峰市场与现货市场分开，公司调峰收益可观。按照现行的燃煤机组调峰补偿政策，安徽省内实施有偿深度调峰的起始负荷率为 50%，调峰市场报价的上限被划分为四个等级，分别是 0.3 元、0.4 元、0.6 元和 0.8 元每千瓦时（每降低 5% 的负荷率，报价上限就提高一个等级），并且通常情况下，报价都是按照最高上限来进行的。根据公司披露，2024H1 公司省内控股机组深度调峰净收益超过 6000 万元（2023 年全年实现 6000 万元），截至 2024 年 10 月，安徽省内调峰费用 6.5 亿元，根据我们测算，全年公司有望实现辅助服务收入 1 亿元左右。

表 6：安徽省内现行关于燃煤机组深度调峰的补偿标准(元/kWh)

机组负荷率	调峰报价上限
45%-50%	0.3
40%-45%	0.4
35%-40%	0.6
30%-35%	0.8

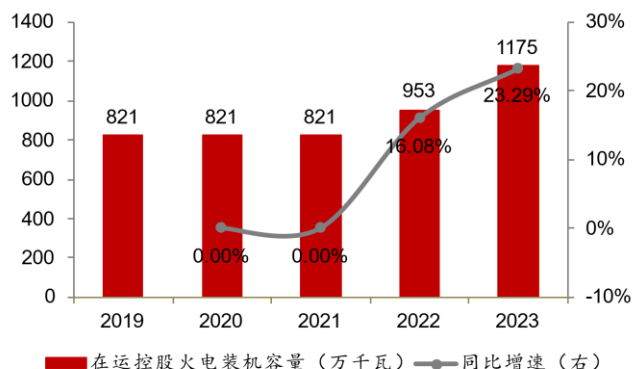
数据来源：公司公告，西南证券整理

4 火电装机容量持续扩张，新能源项目增添新动力

4.1 在建装机投产在即，发电机组性能先进

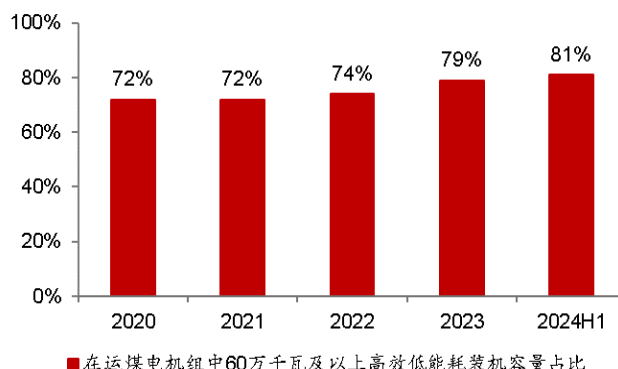
高纯度火电占比，机组性能优越。公司作为安徽省的龙头火电企业，不断扩张火电装机容量。截止 2023 年，公司控股发电装机容量为 1494 万千瓦，其中经营期装机 1139 万千瓦，建设期装机 356 万千瓦，其中在运火电机组 1175 万千瓦。公司发电机组多数为参数高、容量大、运行效率高、煤耗低、环保性能优越的煤电机组，截至 2024H1 公司在运煤电机组中 60 万千瓦及以上高效低能装机容量占比从 72% 增长至 81%。

图 45：2019-2023 年公司控股在运火电装机容量变化情况



数据来源：公司公告，西南证券整理

图 46：公司 60 万千瓦及以上高效低能装机容量占比



数据来源：公司公告，西南证券整理

表 7：皖能电力控股装机建设情况

电厂名称	持股比例	机组构成 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)
控股在运火电			
皖能合肥发电有限公司	51.0%	63+63	126
皖能马鞍山发电有限公司	51.0%	2×66	132
皖能铜陵发电有限公司	51.0%	105+100+32	237
临涣中利发电有限公司	51.0%	2×32	64
淮北国安电力有限公司	40.0%	2×32	64
阜阳华润（一期）	56.4%	2×64	128
阜阳华润（二期）	56.4%	2×66	132

电厂名称	持股比例	机组构成 (万千瓦)	装机容量 (万千瓦)
钱营孜电厂	50.0%	2×35	70
新疆江布电厂	53.0%	2×66	132
合肥皖能燃气发电有限责任公司	100.0%	2×45	90
合计			1175
控股在建火电			
新疆华电西黑山发电有限责任公司（英格玛电厂）	70.0%	2×66	132
钱营孜电厂二期	50.0%	1×100	100
合计			232

数据来源：公司公告，西南证券整理

新疆英格玛电厂、钱营孜电厂二期将于年底投产，背靠准东煤田保障机组盈利性。新疆英格玛电厂坐落于准东煤田西黑山矿区，为煤电一体化坑口电厂，准东煤田资源预测储量达3900亿吨，累计探明煤炭资源储量为2136亿吨，是我国最大的整装煤田；钱营孜电厂二期同样坐落于安徽省宿州市，临近安徽省“861”行动计划重点建设工程钱营孜煤矿，投产后英格玛电厂和钱营孜电厂二期能够直接利用当地临近煤田优质且成本低廉的煤炭资源进行发电。优异的地理位置不仅确保了煤炭供应的稳定性，而且显著降低了运营成本，使得电厂在盈利能力和抗风险能力方面具有显著优势。

“疆电入皖”通道受端企业，特高压保障外送消纳。公司利用“疆电入皖”通道受端企业优势，在吉泉线上布局了新疆江布电厂（132万千瓦，2023年已投产）、英格玛电厂（132万千瓦，将于2024年底投产），昌吉-古泉特高压直流输电工程配套电源工程2021、2022年外送电量分别为550.6、632.1亿千瓦时。即将投产的新疆英格玛电厂背靠特高压线路外送华东有效保障了公司新疆机组发电外送的通畅消纳渠道，英格玛电厂双机投产后每年可向安徽输送电力70亿千瓦时。

图 47：宿州钱营孜电厂二期



数据来源：皖能集团，西南证券整理

图 48：新疆皖能英格玛电厂 1 号机组通过 168 小时试运行

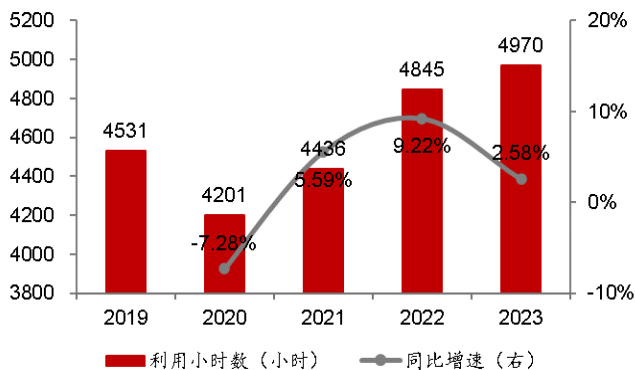


数据来源：皖能集团，西南证券整理

4.2 发电量稳定增长，电价稳定高位

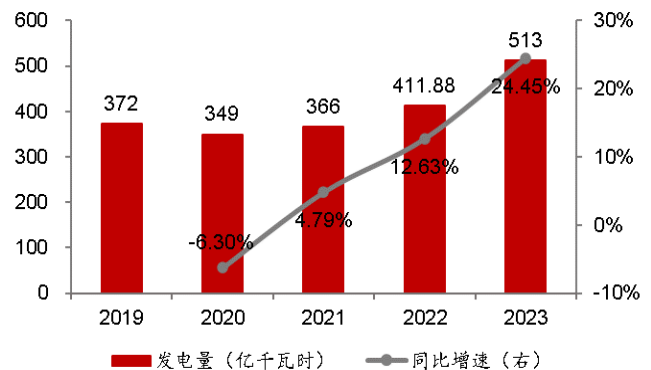
公司利用小时数与发电量持续稳定增长。2019-2023 年公司火电机组的利用小时数和发电量不断提升，2023 年公司的火电机组利用小时数为 4970 小时，同比增加 125 小时，公司发电量为 513 亿千瓦时，同比增加 24.45%。利用小时数与发电量的提升主要系近几年安徽省经济的高速发展以及对用电量需求的日益充沛。

图 49：2019-2023 年公司利用小时数变化情况及增速



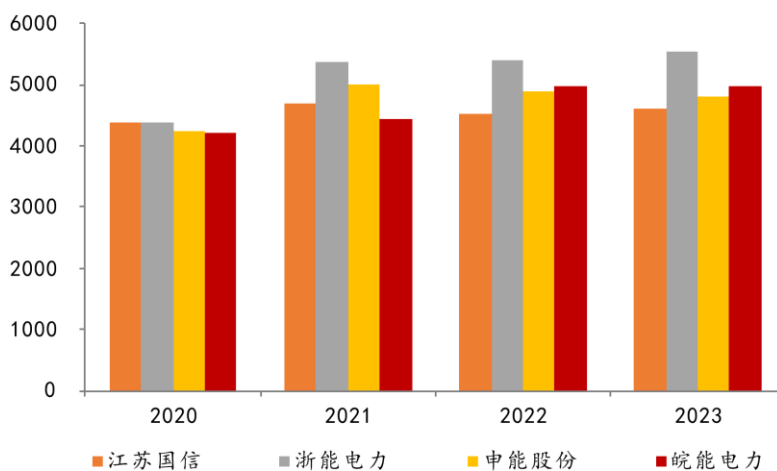
数据来源：公司公告，西南证券整理

图 50：2019-2023 年公司发电量变化情况及增速



数据来源：公司公告，西南证券整理

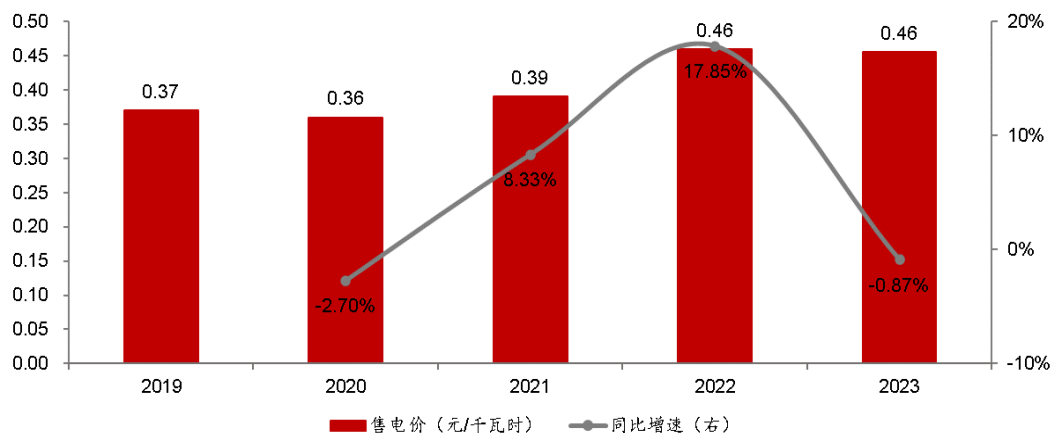
图 51：近两年公司利用小时数位于沿海电厂前列（小时）



数据来源：公司公告，西南证券整理

省内电价维持高位，疆电外送华东地区，电量电价有支撑。2019-2023 年，公司综合售电价从 0.37 元/千瓦时提升至 0.46 元/千瓦时，受省内供需影响，2022-2023 年公司省内电价基本保持稳定高位。根据《2023 年电力援疆政府间合作框架协议》，公司新疆电厂电量外送电量电价由“基准价+浮动价”构成，其中浮动比例参照江苏、浙江、安徽三省的平上上浮比例确定。由于华东地区电力供需形势紧张，对新疆机组送电价格提升给予有力保障。

图 52：2019-2023 年公司售电价变化情况及增速



数据来源：公司公告，西南证券整理

4.3 优质资产注入，积极发展新能源

优化电力装机结构，火绿能源协调发展。2023 年公司收购皖能环保发电公司 51% 股权，并且完成对四家抽水蓄能公司的股权收购。通过收购安徽皖能环保发电有限公司 51% 的股权，皖能电力加强了在环保发电领域的布局。皖能环保发电公司作为安徽省垃圾发电项目的主要承担者，已在省内建成投运 16 个项目，市场份额约 50%，总装机容量 295MW，年处理固废量 531.6 万吨。四家抽水蓄能公司的总装机容量达 348 万千瓦，公司权益装机容量为 34 万千瓦。

表 8：公司收购的四家抽水蓄能公司情况

项目名称	持股比例	装机规模 (万千瓦)	权益装机 (万千瓦)	地点
安徽省响洪甸蓄能发电有限责任公司	45%	8	4	六安市金寨区
华东琅琊山抽水蓄能有限责任公司	30%	60	18	滁州市琅琊区
华东天荒坪抽水蓄能有限责任公司	5.56%	180	10	湖州安吉县
安徽响水涧抽水蓄能有限公司	2.36%	100	2	芜湖市三山区
合计		348	34.0	

数据来源：公司公告，西南证券整理

十四五规划新能源项目，公司注入全新动力。公司规划在“十四五”期间新增新能源装机 400 万千瓦。目前，公司控股的新能源项目包括阳原聚格 48.95MW 光伏发电和阜阳正午 100MW 光伏发电，装机容量分别为 5 万千瓦、10 万千瓦。此外，公司还参股了国电优能宿松风电、国电皖能太湖风电、国电皖能望江风电、国电皖能宿松等项目，装机容量分别为 9.9 万千瓦、4.6 万千瓦、4.8 万千瓦、10 万千瓦，这些项目权益装机容量总计约 29 万千瓦，虽然与“十四五”规划目标相比仍有差距，但已经显示出公司在新能源领域的积极布局和发展。

表 9：公司控/参股的新能源项目

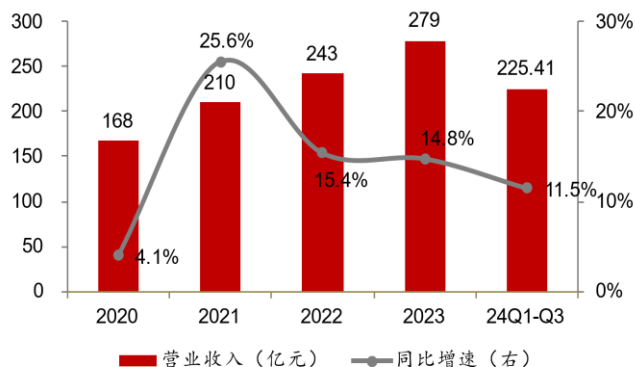
项目名称	控股比例	总装机（万千瓦）	权益装机（万千瓦）
阳原聚格 48.95MW 光伏发电	100%	5	5
阜阳正午 100MW 光伏发电	100%	10	10
国电优能宿松风电	49%	9.9	4.85
国电皖能太湖风电	49%	4.6	2.25
国电皖能望江风电	49%	4.8	2.35
国电皖能宿松风电	44%	10	4.4
合计	-	45	28.85

数据来源：公司公告，西南证券整理

5 财务分析

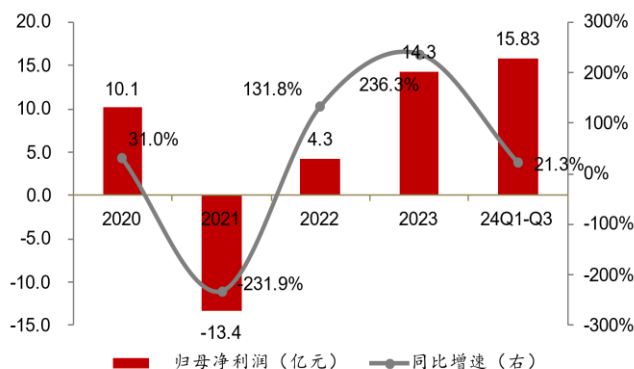
营收持续稳定增长，归母净利润大幅提升。2020-2023 年，公司营业收入持续稳定增长，期间 CAGR 为 15%，业绩波动明显，主要因公司火电机组占比较高，业绩受煤价影响较大，2021-2022 年国内煤价高企，公司净利润下滑明显，2023 年煤价逐渐从高位回落，公司利润逐渐修复；2024Q1-Q3 公司实现营收 225 亿元，同比增加 11.5%，营收增长主要得益于安徽省用电需求的持续紧张以及公司新机组的投产。2024Q1-Q3 公司实现归母净利润 15.8 亿元，同比增长 21.3%，归母净利润增长显著主要得益于煤价下行带来的成本控制，以及新机组投产后发电量的增长。

图 53：2024Q1-Q3 公司实现营收 225 亿元（+11.5%）



数据来源：wind，西南证券整理

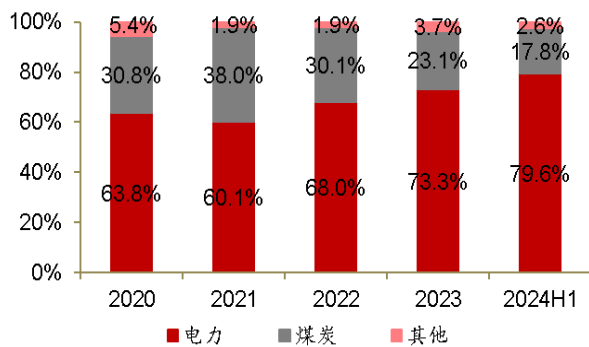
图 54：2024Q1-Q3 公司实现归母净利润 15.8 亿元（+21.3%）



数据来源：wind，西南证券整理

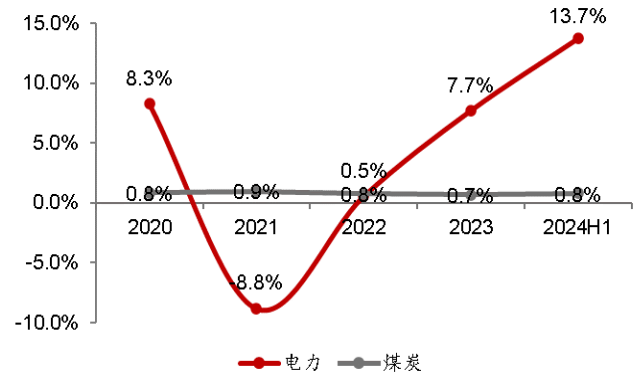
电力业务推动业绩增长，盈利能力修复显著。公司的主要营业收入来自于电力板块，随着公司发电装机容量不断提升，2020-2024H1 公司的电力业务营收占比从 63.8% 提升至 79.6%。2021-2024H1 公司电力业务毛利率从 -8.8% 持续增长至 13.7%，盈利能力显著修复，主要系近两年煤炭价格下行公司成本压力缓解。

图 55：2020-2024H1 公司的营业收入结构



数据来源：wind，西南证券整理

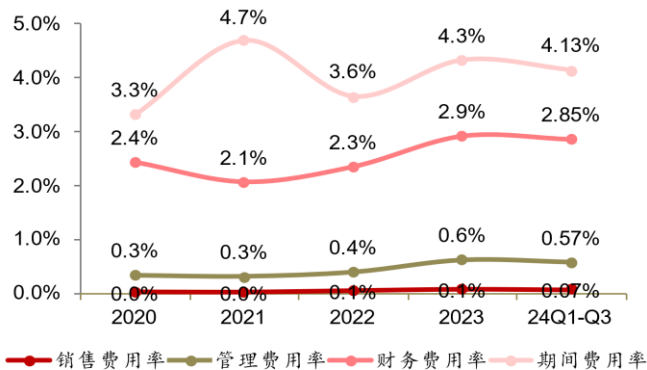
图 56：2020-2024H1 公司电力业务毛利率持续增长至 13.7%



数据来源：wind，西南证券整理

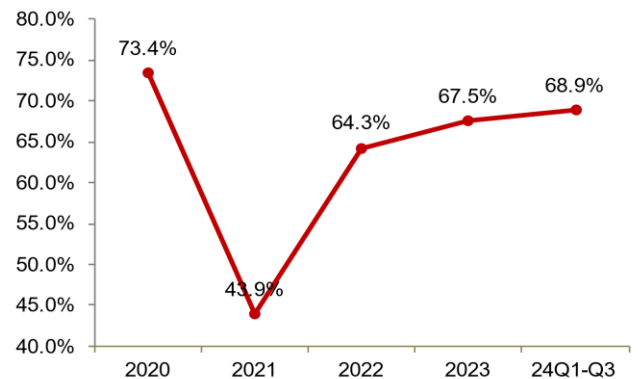
公司期间费用率水平稳定，财务费用率有所增长。2020-2024Q3 公司的期间费用率分别为 3.3%、4.7%、3.6%、4.3%、4.1%。总体来看，近几年公司的期间费用率水平较为稳定，但财务费用率有所增加，主要系公司近几年在建项目较多，长期借款提升带动利息支出增加。

图 57：2020-2024H1 公司各项费用率变化



数据来源：wind，西南证券整理

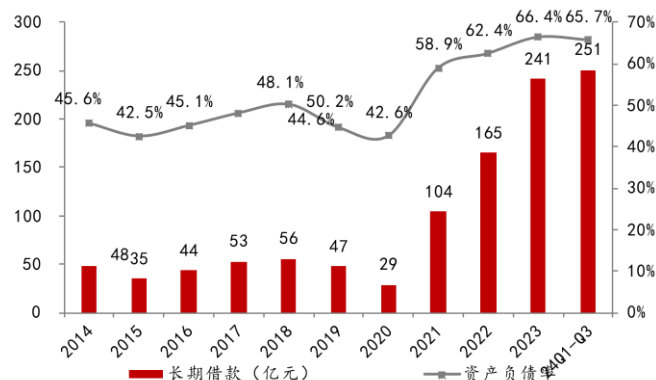
图 58：2020-2024H1 公司财务费用占期间费用比例变化



数据来源：wind，西南证券整理

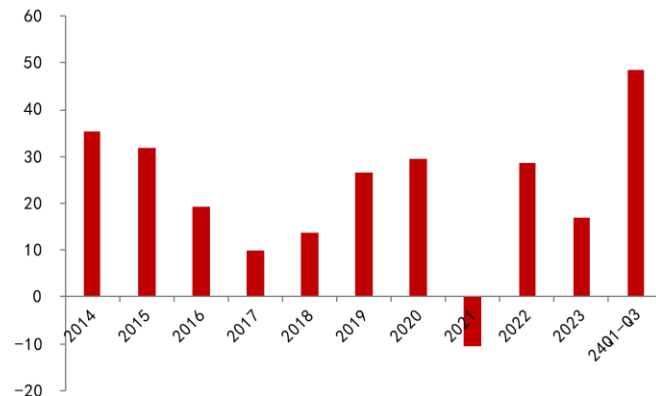
资产负债结构健康，经营性现金流充沛。伴随公司长期借款提升，2024Q1-Q3 公司资产负债率提升至 65.7%，期间公司实现经营性现金流净额 48.5 亿元，较去年同期的 22.73 亿元同比上升 113.42%。除 2021 年燃煤成本大幅提升外，公司经营能力持续为正，展现其良好的经营能力。

图 59：2014-2024Q1-Q3 公司资产负债率持续提升



数据来源：wind，西南证券整理

图 60：24Q1-Q3 公司现金流净额达 48.5 亿元



数据来源：wind，西南证券整理

6 盈利预测与估值

6.1 盈利预测

关键假设：

1) 公司在建装机中，在建煤电产能 232 万千瓦，风光新能源 110 万千瓦。其中，煤电机组均力争 2024 年底前实现并网发电，我们预计 2024-2026 年公司控股在运装机分别为 1228/1460/1570 万千瓦；

2) 安徽省内本轮支撑性煤电建设从 2025 年起陆续进入投产期，此外陕电入皖特高压线路的投运将提升省内电力供应能力，预计省内火电利用小时将逐渐缓慢回落，我们预计 2024-2026 年公司火电利用小时分别为 5000/4850/4800 小时；

3) 考虑到国内煤炭供需整体呈宽松态势，我们预计 2024-2026 年公司综合入炉煤炭单价分别为 980/890/860 元/吨；

4) 考虑到安徽省内电力供需格局偏紧，我们预计 2024-2026 年公司火电电价分别为 0.46/0.43/0.42 元/千瓦时。

基于以上假设，预计公司 2024-2026 年分业务收入成本如下表：

表 10：分业务收入及毛利率

业务情况		2023A	2024E	2025E	2026E
电力业务	收入 (百万元)	20417	22371	25608	25023
	yoy	23.6%	9.6%	14.5%	-2.3%
	成本 (百万元)	18,847	19014	21643	20994
	毛利率	7.7%	15.0%	15.5%	16.1%
煤炭业务	收入 (百万元)	6432	6432	6432	6432
	yoy	-11.8%	0.0%	0.0%	0.0%
	成本 (百万元)	6,390	6387	6387	6387

业务情况		2023A	2024E	2025E	2026E
其他主营业务	毛利率	0.7%	0.7%	0.7%	0.7%
	收入 (百万元)	1018	1018	1018	1018
	yoy	120.4%	0.0%	0.0%	0.0%
	成本 (百万元)	716	761	761	761
	毛利率	29.7%	25.3%	25.3%	25.3%
合计	收入 (百万元)	27867	29821	33057	32472
	增速	14.8%	7.0%	10.9%	-1.8%
	毛利率	6.9%	12.3%	12.9%	13.3%

数据来源：公司公告，西南证券

预计公司 2024-2026 年营业收入分别为 298 亿元 (+7.0%)、331 亿元 (+10.9%) 和 325 亿元 (-1.8%)，归母净利润分别为 19.7 亿元 (+37.6%)、23.3 亿元 (+18.5%)、24.2 亿元 (+3.8%)，EPS 分别为 0.87 元、1.03 元、1.07 元，对应动态 PE 分别为 8.2 倍、6.9 倍、6.6 倍。

6.2 绝对估值

关键假设如下：

- 1) 无风险利率选取 10 年国债收益率 (税前) 1.72%；
- 2) 市场组合报酬率选取近基日以来沪深 300 收益率 9.40%；
- 3) 有效税率继续保持 15%。

表 11：绝对估值假设条件

估值假设	数值
预测期年数	3
过渡期年数	3
过渡期增长率	5.00%
永续期增长率	1.50%
无风险利率 R_f	1.72%
市场组合报酬率 R_m	9.40%
有效税率 T_x	15%
β 系数	1.04
债务资本成本 K_d	6.69%
债务资本比重 W_d	66.78%
股权资本成本 K_e	9.71%
WACC	7.02%

数据来源：西南证券

表 12: FCFF 估值结果

FCFF 估值	现金流折现值
核心企业价值 (亿元)	568.94
净债务价值 (亿元)	(154.31)
股票价值 (亿元)	414.63
每股价值 (元)	18.29

数据来源: 西南证券

绝对估值的结果可得, 公司每股内在价值约 18.29 元。考虑短期来看火电行业仍属于周期性行业, 采用相对估值法更适合当下的市场投资环境, 故不采用绝对估值。

6.3 相对估值

综合考虑业务范围, 我们选取了火电行业 4 家上市公司作为估值参考, 其中浙能电力和申能股份、粤电力 A 均为沿海区域性火电企业, 华电国际为全国综合性火电企业, 多地域覆盖。

表 13: 可比公司估值 (截至 2024 年 1 月 14 日)

证券代码	可比公司	总市值 (亿元)	股价 (元)	EPS (元)				PE (倍)				PB (倍)
				23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E	LF
600023.SH	浙能电力	711	5.30	0.49	0.58	0.63	0.69	9.48	9.10	8.38	7.70	0.99
600642.SH	申能股份	435	8.88	0.71	0.82	0.87	0.93	9.08	10.89	10.25	9.60	1.24
600027.SH	华电国际	491	5.07	0.44	0.61	0.68	0.76	11.62	8.37	7.43	6.65	1.27
000539.SZ	粤电力 A	209	4.37	0.19	0.28	0.37	0.46	26.34	15.75	11.69	9.48	0.98
平均值								14.13	11.03	9.44	8.36	1.17
000543.SZ	皖能电力	161	7.09	0.63	0.87	1.03	1.07	9.93	8.17	6.89	6.64	1.04

数据来源: Wind, 西南证券整理

从 PE 角度看, 公司 2025 年 PE 估值为 6.9 倍, 行业平均值为 9.4 倍, 显著低于行业平均估值水平。伴随公司未来在建装机落地投产, 叠加煤价低位运行、火电溢价等因素, 业绩将呈现高质量增长趋势, 看好利润端进一步的弹性释放, 给予 2025 年 10 倍 PE, 对应目标价 10.30 元, 维持“买入”评级。

7 风险提示

煤炭价格上涨风险: 煤炭成本占火电企业发电成本的大部分, 煤价上涨直接导致燃料成本增加, 进而压缩利润空间, 如果未来煤炭价格大幅上涨, 火电企业难以通过提高电价来消化成本, 加剧了成本倒挂问题, 公司将会面临成本控制压力增大、盈利能力下降的风险。

电价下滑风险: 由于火电企业的运营成本相对固定, 尤其是燃料成本, 火电电价的下降会直接减少火电企业的收入, 而成本端若不能同步降低, 则会进一步压缩其利润空间, 若电价下滑较大, 公司现金流和经营压力都会增加。

装机投产不及预期风险: 装机容量的增长是企业发电能力提升的关键, 若装机投产延迟或减少, 将直接影响企业的发电能力, 电源装机从建设至投产中途有多项环节, 若遇到手续审批、项目资源协商等问题, 则装机速度有可能受到影响, 拖累公司业绩增长。此外, 装机投产不及预期可能导致企业投资回报周期延长, 增加财务成本和资金压力。

附表：财务预测与估值

利润表 (百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E	现金流量表 (百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E
营业收入	27866.77	29820.89	33057.33	32472.40	净利润	1748.88	2623.33	3108.16	3226.58
营业成本	25951.98	26162.00	28790.45	28141.46	折旧与摊销	1708.73	2229.34	2421.25	2600.33
营业税金及附加	146.28	141.03	158.95	157.67	财务费用	812.03	1300.91	1371.78	1393.15
销售费用	24.44	20.93	26.09	24.21	资产减值损失	-122.25	-51.29	-60.48	-72.02
管理费用	169.99	160.09	185.53	179.60	经营营运资本变动	-1339.97	793.21	-174.60	-92.37
财务费用	812.03	1300.91	1371.78	1393.15	其他	-1111.70	-1196.34	-1222.99	-1323.32
资产减值损失	-122.25	-51.29	-60.48	-72.02	经营活动现金流净额	1695.72	5699.15	5443.12	5732.36
投资收益	1358.37	1200.00	1300.00	1400.00	资本支出	-8564.48	-3100.00	-3100.00	-4100.00
公允价值变动损益	0.00	2.23	0.00	0.74	其他	1789.15	-405.99	204.66	-399.63
其他经营损益	0.00	0.00	0.00	0.00	投资活动现金流净额	-6775.32	-3505.99	-2895.34	-4499.63
营业利润	1893.27	3186.87	3764.05	3905.02	短期借款	204.18	4915.26	-2408.00	-1266.61
其他非经营损益	-63.86	-63.86	-63.86	-63.86	长期借款	7628.32	2000.00	2000.00	1500.00
利润总额	1829.41	3123.01	3700.19	3841.16	股权融资	-35.66	0.00	0.00	0.00
所得税	80.53	499.68	592.03	614.59	支付股利	-108.81	-428.85	-590.25	-699.34
净利润	1748.88	2623.33	3108.16	3226.58	其他	-2990.24	-4713.12	-902.25	-883.77
少数股东损益	319.37	655.83	777.04	806.64	筹资活动现金流净额	4697.79	1773.29	-1900.50	-1349.72
归属母公司股东净利润	1429.51	1967.50	2331.12	2419.93	现金流量净额	-381.81	3966.45	647.29	-116.99
资产负债表 (百万元)	2023A	2024E	2025E	2026E	财务分析指标	2023A	2024E	2025E	2026E
货币资金	1997.72	5964.18	6611.47	6494.48	成长能力				
应收和预付款项	4341.85	4078.96	4643.17	4585.80	销售收入增长率	14.79%	7.01%	10.85%	-1.77%
存货	696.60	730.57	795.38	780.52	营业利润增长率	1549.36%	68.33%	18.11%	3.75%
其他流动资产	988.32	860.10	952.87	971.93	净利润增长率	861.82%	50.00%	18.48%	3.81%
长期股权投资	13188.14	14388.14	15688.14	17088.14	EBITDA 增长率	134.84%	52.18%	12.50%	4.52%
投资性房地产	7.59	7.21	6.85	6.51	获利能力				
固定资产和在建工程	30575.28	31425.19	32083.20	33562.13	毛利率	6.87%	12.27%	12.91%	13.34%
无形资产和开发支出	4107.04	4129.18	4151.31	4173.45	三费率	3.61%	4.97%	4.79%	4.92%
其他非流动资产	4683.83	5082.43	4881.04	5279.65	净利率	6.28%	8.80%	9.40%	9.94%
资产总计	60586.36	66665.96	69813.43	72942.60	ROE	8.58%	11.62%	12.39%	11.68%
短期借款	806.98	5722.25	3314.25	2047.64	ROA	2.89%	3.94%	4.45%	4.42%
应付和预收款项	4757.57	5268.03	5619.77	5532.32	ROIC	8.16%	9.79%	10.89%	10.78%
长期借款	24133.54	26133.54	28133.54	29633.54	EBITDA/销售收入	15.84%	22.52%	22.86%	24.32%
其他负债	10506.55	6965.96	7651.76	8107.74	营运能力				
负债合计	40204.64	44089.77	44719.32	45321.25	总资产周转率	0.53	0.47	0.48	0.45
股本	2266.86	2266.86	2266.86	2266.86	固定资产周转率	1.37	1.15	1.19	1.12
资本公积	3781.92	3781.92	3781.92	3781.92	应收账款周转率	9.58	8.80	9.51	8.78
留存收益	6514.60	8053.25	9794.12	11514.72	存货周转率	35.30	35.87	36.80	34.91
归属母公司股东权益	13849.18	15387.82	17128.69	18849.29	销售商品提供劳务收到现金/营业收入	110.05%	—	—	—
少数股东权益	6532.55	7188.38	7965.42	8772.06	资本结构				
股东权益合计	20381.72	22576.20	25094.11	27621.35	资产负债率	66.36%	66.14%	64.06%	62.13%
负债和股东权益合计	60586.36	66665.96	69813.43	72942.60	带息债务/总负债	62.03%	72.25%	70.32%	69.90%
					流动比率	0.54	0.68	0.82	0.85
					速动比率	0.49	0.64	0.77	0.80
					股利支付率	7.61%	21.80%	25.32%	28.90%
业绩和估值指标	2023A	2024E	2025E	2026E	每股指标				
EBITDA	4414.03	6717.12	7557.08	7898.50	每股收益	0.63	0.87	1.03	1.07
PE	11.24	8.17	6.89	6.64	每股净资产	8.99	9.96	11.07	12.18
PB	0.79	0.71	0.64	0.58	每股经营现金	0.75	2.51	2.40	2.53
PS	0.58	0.54	0.49	0.49	每股股利	0.05	0.19	0.26	0.31
EV/EBITDA	9.39	6.06	5.36	5.21					
股息率	0.68%	2.67%	3.67%	4.35%					

数据来源: Wind, 西南证券

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，报告所采用的数据均来自合法合规渠道，分析逻辑基于分析师的职业理解，通过合理判断得出结论，独立、客观地出具本报告。分析师承诺不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接获取任何形式的补偿。

投资评级说明

报告中投资建议所涉及的评级分为公司评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 个月内的相对市场表现，即：以报告发布日后 6 个月内公司股价（或行业指数）相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅作为基准。其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准；香港市场以恒生指数为基准；美国市场以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

公司评级	买入：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 20% 以上
	持有：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 10% 与 20% 之间
	中性：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -10% 与 10% 之间
	回避：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅介于 -20% 与 -10% 之间
	卖出：未来 6 个月内，个股相对同期相关证券市场代表性指数涨幅在 -20% 以下
行业评级	强于大市：未来 6 个月内，行业整体回报高于同期相关证券市场代表性指数 5% 以上
	跟随大市：未来 6 个月内，行业整体回报介于同期相关证券市场代表性指数 -5% 与 5% 之间
	弱于大市：未来 6 个月内，行业整体回报低于同期相关证券市场代表性指数 -5% 以下

重要声明

西南证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证券监督管理委员会核准的证券投资咨询业务资格。

本公司与作者在自身所知知情范围内，与本报告中所评价或推荐的证券不存在法律法规要求披露或采取限制、静默措施的利益冲突。

《证券期货投资者适当性管理办法》于 2017 年 7 月 1 日起正式实施，本报告仅供本公司签约客户使用，若您并非本公司签约客户，为控制投资风险，请取消接收、订阅或使用本报告中的任何信息。本公司也不会因接收人收到、阅读或关注自媒体推送本报告中的内容而视其为客户。本公司或关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行或财务顾问服务。

本报告中的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌，过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告，本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告仅供参考之用，不构成出售或购买证券或其他投资标的的要约或邀请。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何个人的投资建议。投资者应结合自己的投资目标和财务状况自行判断是否采用本报告所载内容和信息并自行承担风险，本公司及雇员对投资者使用本报告及其内容而造成的一切后果不承担任何法律责任。

本报告

须注明出处为“西南证券”，且不得对本报告及附录进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本报告及附录的，本公司将保留向其追究法律责任的权利。

西南证券研究发展中心

上海

地址：上海市浦东新区陆家嘴 21 世纪大厦 10 楼

邮编：200120

北京

地址：北京市西城区金融大街 35 号国际企业大厦 A 座 8 楼

邮编：100033

深圳

地址：深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 22 楼

邮编：518038

重庆

地址：重庆市江北区金沙门路 32 号西南证券总部大楼 21 楼

邮编：400025

西南证券机构销售团队

区域	姓名	职务	座机	手机	邮箱
上海	蒋诗烽	总经理助理、销售总监	021-68415309	18621310081	jsf@swsc.com.cn
	崔露文	销售副总监	15642960315	15642960315	clw@swsc.com.cn
	李煜	高级销售经理	18801732511	18801732511	yfliyu@swsc.com.cn
	田婧雯	高级销售经理	18817337408	18817337408	tjw@swsc.com.cn
	张玉梅	销售经理	18957157330	18957157330	zymyf@swsc.com.cn
	魏晓阳	销售经理	15026480118	15026480118	wxyang@swsc.com.cn
	欧若诗	销售经理	18223769969	18223769969	ors@swsc.com.cn
	李嘉隆	销售经理	15800507223	15800507223	ljlong@swsc.com.cn
	龚怡芸	销售经理	13524211935	13524211935	gongyy@swsc.com.cn
	孙启迪	销售经理	19946297109	19946297109	sqdi@swsc.com.cn
北京	蒋宇洁	销售经理	15905851569	15905851569	jjj@swsc.com.c
	李杨	销售总监	18601139362	18601139362	yfly@swsc.com.cn
	张岚	销售副总监	18601241803	18601241803	zhanglan@swsc.com.cn
	杨薇	资深销售经理	15652285702	15652285702	yangwei@swsc.com.cn
	姚航	高级销售经理	15652026677	15652026677	yhang@swsc.com.cn
	张鑫	高级销售经理	15981953220	15981953220	zhxin@swsc.com.cn
	王一菲	高级销售经理	18040060359	18040060359	wyf@swsc.com.cn

广深	王宇飞	高级销售经理	18500981866	18500981866	wangyuf@swsc.com
	马冰竹	销售经理	13126590325	13126590325	mbz@swsc.com.cn
	郑龔	广深销售负责人	18825189744	18825189744	zhengyan@swsc.com.cn
	杨新意	广深销售联席负责人	17628609919	17628609919	xy@swsc.com.cn
	龚之涵	高级销售经理	15808001926	15808001926	gongzh@swsc.com.cn
	杨举	销售经理	13668255142	13668255142	yangju@swsc.com.cn
	陈韵然	销售经理	18208801355	18208801355	cyrf@swsc.com.cn
	林哲睿	销售经理	15602268757	15602268757	lzf@swsc.com.cn