

陕西能源 (001286.SZ)

优于大市

煤电一体化发展成本优势较强，产能增长空间大

核心观点

公司概况：煤电一体化优势显著的区域能源龙头企业。陕西能源公司是以电力和煤炭生产为主业的大型能源类企业，公司主营业务为火力发电、煤炭生产和销售，截至2024年，公司累计投运火电装机容量为1123万千瓦，权益装机容量794万千瓦，煤炭投运产能为2400万吨/年。公司业务模式为煤电一体化发展，截至2024年6月，公司已核准的总装机容量中，煤电一体化和坑口电站装机容量占到61.57%；同时，公司主要机组处于西电东送通道，电力消纳有保障，截至2024年6月，公司已核准的总装机容量中，参与西电东送的煤电机组占比42.43%。

煤电盈利模式重塑，业绩稳定性提升。新型电力系统中，煤电定位由传统的电力、电量主体电源转向基础保障性、系统调节性电源。长期来看，随着新能源持续发展以及煤电政策定位发生转变，同时电改持续深入推进，未来煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，收入来源更为多元，盈利稳定性将有所提升。

煤炭、电力产能均有增长，煤电一体化持续深化。目前，公司火电在建项目合计控股装机容量为602万千瓦，权益装机容量为398万千瓦，预计公司多数火电在建项目将在2026-2027年间投产；煤炭项目方面，截至2024年9月，公司下属煤矿拥有煤炭保有资源量合计约51.84亿吨，煤炭远期产能有望达4600万吨/年，其中在建产能为600万吨/年，筹建1000万吨/年，远期600万吨/年，2025年赵石畔煤矿项目投产后公司将新增煤炭产能600万吨/年。公司新增火电项目中，清水川能源三期、赵石畔煤电二期均为煤电一体化项目，而赵石畔煤矿全面投产后，将可为公司陕西省内的煤电项目更好地提供煤炭资源供应，煤电项目的煤炭资源保障程度将有望进一步提升，增强公司煤炭、电力业务的整体竞争力。

投资建议：我们预计2024-2026年公司归母净利润分别为29.7/30.8/34.5亿元，分别同比增长16.2%/3.8%/11.8%；EPS分别为0.79/0.82/0.92元，当前股价对应PE分别为11.4/11.0/9.9x。综合绝对估值和相对估值结果，我们认为公司股票价值在9.86-10.06元之间，较当前股价有9%-11%的溢价。首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示：电价下降；煤价下降；火电、煤炭项目投运不及预期；宏观经济下行；利用小时数下降。

盈利预测和财务指标

	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入(百万元)	20,285	19,453	23,061	23,342	26,448
(+/-%)	31.1%	-4.1%	18.5%	1.2%	13.3%
净利润(百万元)	2472	2556	2971	3082	3445
(+/-%)	512.0%	3.4%	16.2%	3.8%	11.8%
每股收益(元)	0.82	0.68	0.79	0.82	0.92
EBIT Margin	29.2%	29.4%	27.6%	28.3%	28.4%
净资产收益率 (ROE)	16.5%	11.0%	12.0%	11.8%	12.3%
市盈率 (PE)	11.0	13.3	11.4	11.0	9.9
EV/EBITDA	8.0	8.6	7.5	7.5	7.0
市净率 (PB)	1.81	1.46	1.37	1.29	1.21

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

注：摊薄每股收益按最新总股本计算

公司研究 · 深度报告

公用事业 · 电力

证券分析师：黄秀杰 021-61761029
huangxiujie@guosen.com.cn
S0980521060002

证券分析师：郑汉林 0755-81982169
zhenghanlin@guosen.com.cn
S0980522090003

证券分析师：刘汉轩 010-88005198
liuhanxuan@guosen.com.cn
S0980524120001

联系人：崔佳诚 021-60375416
cuijiacheng@guosen.com.cn

基础数据

投资评级 优于大市(首次)
合理估值 9.86 - 10.06 元
收盘价 9.18 元
总市值/流通市值 34425/9639 百万元
52周最高价/最低价 12.63/7.35 元
近3个月日均成交额 212.87 百万元

市场走势



资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理

相关研究报告

内容目录

公司概况：煤电一体化优势显著的区域能源龙头企业	6
公司沿革及经营概况	6
业绩规模稳健增长，盈利能力处于较高水平	11
煤电盈利模式重塑，业绩稳定性提升	15
煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，盈利逐步趋稳	15
陕西地区能源电力市场分析	21
煤电一体化布局发展，煤炭、电力业务共进	30
公司煤电一体化布局，盈利能力强	30
煤炭、电力产能均有增长，煤电一体化持续深化	38
盈利预测	40
假设前提	40
未来 3 年业绩预测	41
估值与投资建议	42
绝对估值：9.10-10.06 元	42
相对法估值：9.86-10.69 元	43
投资建议	43
风险提示	44
附表：财务预测与估值	46

图表目录

图1：陕西能源公司发展历程	6
图2：陕西能源公司股权结构	7
图3：陕投集团装机容量结构（万千瓦）	7
图4：陕投集团各电源发电量（亿千瓦时）	7
图5：陕投集团营业收入构成（亿元）	8
图6：陕投集团毛利润构成（亿元）	8
图7：陕西水电公司装机结构（万千瓦）	8
图8：陕西水电公司收入及归母净利润情况	8
图9：陕西能源公司收入结构图（亿元）	9
图10：陕投能源公司火电装机容量	11
图11：陕投能源公司已投运煤炭产能情况（万吨/年）	11
图12：陕西能源公司营业收入变化情况（亿元）	11
图13：陕西能源公司归母净利润变化情况（亿元）	11
图14：陕西能源公司单季度营业收入情况（亿元）	12
图15：陕西能源公司单季度归母净利润（亿元）	12
图16：陕西能源公司火电发电量情况	12
图17：陕西能源公司原煤产量情况	12
图18：陕西能源公司毛利率、净利率情况	13
图19：陕西能源电力、煤炭业务毛利率情况	13
图20：陕西能源公司三项费用率情况	13
图21：陕西能源公司 ROE 及杜邦分析	13
图22：陕西能源公司现金流情况（亿元）	14
图23：陕西能源公司资产负债率情况	14
图24：火电收入、成本测算公式及主要影响因素	15
图25：2024 年以来各地电网煤电容量电价情况（元/KWh）	17
图26：2023 年上半年不同辅助服务类别补偿收入占比情况	20
图27：2023 年上半年不同电源主体辅助服务收入占比情况	20
图28：陕西省一次能源生产总量情况（万吨标煤）	21
图29：陕西省一次能源生产量结构	21
图30：陕西省一次能源生产消费情况（万吨标煤）	22
图31：陕西省一次能源消费量结构（%）	22
图32：陕西省电源装机结构（万千瓦）	23
图33：陕西省规上企业发电量情况（亿千瓦时）	23
图34：陕西省 GDP 发展情况	24
图35：陕西省三次产业结构	24
图36：陕西电网最大用电负荷情况（万千瓦）	25
图37：陕西省用电量情况	25
图38：陕西省用电量结构	25

图 39: 陕西省外送电量情况 (亿千瓦时)	26
图 40: 陕西省市场交易电量及平均电价情况	28
图 41: 2023 年陕西火电和新能源发电交易电量及电价	28
图 42: 2024 年以来陕西省火电单月结算电量及电价	28
图 43: 2024 年以来陕西省风光新能源结算电价 (元/kwh)	28
图 44: 陕西省部分电厂 2024 年 1-7 月辅助服务考核补偿及度电补偿情况	29
图 45: 陕西能源公司火电电价、毛利率、度电燃料成本和煤价走势	30
图 46: 陕西能源与可比煤炭公司煤炭业务毛利率比较	31
图 47: 陕西能源与可比煤炭公司吨煤生产成本 (元/吨)	31
图 48: 陕西能源主要煤矿原煤产量情况 (万吨)	31
图 49: 陕西能源主要煤矿产能利用率情况	31
图 50: 陕西能源商品煤外销量情况 (万吨)	32
图 51: 陕西能源外销商品煤均价与煤炭业务毛利率	32
图 52: 陕西榆林动力煤坑口价格走势 (元/吨, 含税)	32
图 53: 凉水井矿业收入及其占公司收入的比例	33
图 54: 凉水井矿业收入及其占公司净利润的比例	33
图 55: 凉水井矿业煤炭产量及占公司煤炭产量的比例	33
图 56: 公司自供煤规模及占比情况	34
图 57: 陕西能源与可比公司度电燃料成本比较 (元/kwh)	34
图 58: 陕西能源与可比公司点火价差比较 (元/kwh)	34
图 59: 陕西能源与可比公司火电业务毛利率比较	35
图 60: 陕西能源与可比公司火电业务度电毛利比较	35
图 61: 陕西能源与可比公司 ROE 比较	35
图 62: 公司主要煤电一体化电厂收入情况 (亿元)	36
图 63: 公司主要煤电一体化电厂净利润情况 (亿元)	36
图 64: 2023 年陕能煤电一体化电厂与可比公司电厂单位装机净利润水平比较 (元/kw)	36
图 65: 2024 年以来公司电厂辅助服务考核补偿 (亿元)	38
图 66: 2024 年以来公司电厂辅助服务度电补偿 (元/kwh)	38
图 67: 公司未来火电装机容量及煤炭产能情况	39

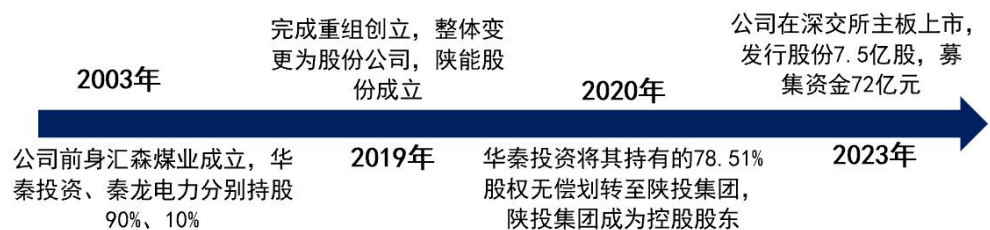
表1： 陕投集团主要合营、联营企业情况（亿元）	9
表2： 公司控股火电项目情况（万千瓦）	10
表3： 公司参股火电项目情况（万千瓦）	10
表4： 公司煤矿项目情况	10
表5： 陕西能源公司主要子公司 2023 年财务状况（亿元）	12
表6： 《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理	16
表7： 2024-2025 年各省级电网煤电容量电价表	16
表8： 不同电价和不同容量电价情形下煤电机组度电净利润情况	18
表9： 《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理	19
表10： 各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况	20
表11： 部分省份电力辅助服务管理实施细则内容	20
表12： 2022 年陕西省能源终端消费情况	22
表13： 陕西省能源调入、调出情况	22
表14： 陕西主要外送电通道情况	26
表15： 陕西省外送特高压配套煤电项目情况	26
表16： 陕西省 2025 年电力市场化交易事项梳理	27
表17： 公司煤电一体化项目及配套煤炭资源情况	34
表18： 公司下属机组供电煤耗与可比标准比较（克/千瓦时）	36
表19： 公司特高压配套电源项目情况	37
表20： 陕西电力市场电力出力与用电负荷及未来预测情况	37
表21： 公司火电机组调峰能力	38
表22： 公司煤炭矿井资源量情况	39
表23： 陕西能源公司业务拆分（百万元）	40
表24： 未来 3 年盈利预测表（百万元）	41
表25： 公司盈利预测假设条件（%）	42
表26： 资本成本假设	42
表27： FCFF 估值结果（百万元）	42
表28： 绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）	43

公司概况：煤电一体化优势显著的区域能源龙头企业

公司沿革及经营概况

陕西能源投资股份有限公司（简称“陕西能源”）为陕西投资集团有限公司（以下简称“陕投集团”）控股的大型煤电一体化企业，公司前身汇森煤业成立于 2003 年 9 月，此后公司于 2019 年 5 月完成重组，变更为股份公司；2020 年，华泰投资将持有的公司 78.51% 股权无偿划转至陕投集团，陕投集团成为公司控股股东；2023 年 4 月，陕西能源于深交所主板上市。公司依托陕西及西北煤炭资源优势，致力于煤炭清洁高效绿色开采，实施煤电一体化战略，并开展热电联产及综合利用业务，打造国内一流能源企业。

图 1：陕西能源公司发展历程



资料来源：招股说明书，公司官网，国信证券经济研究所整理

公司控股股东为陕西投资集团，实际控制人为陕西省国资委。截至 2024 年 9 月，陕投集团持有公司 64.31% 股权，为公司控股股东；陕西省国资委通过全资控股陕西投资集团和长安汇通集团（长安汇通集团持有公司 8% 股权），合计持有公司 72.31% 股权，为公司的实际控制人。此外，榆林市国资委、财政局通过汇森投资公司持有公司 8% 股权，为公司主要股东之一。

陕投集团是陕西省首家国有资本投资运营公司，业务发展以实体产业与金融业务并重，主营业务涵盖能源、金融、地勘、城市运营、物流等板块，按照陕西省政府打造现代能源万亿级产业集群要求，陕投集团自 2023 年提出“五年再造一个产业新陕投”的发展目标，从自身产业基础和资源禀赋出发，提出“以科技源动力、资本原动力，打造‘3+N’科技 IP 产业集群”的战略目标，在做强做大做优煤电一体化现代能源创新基地、高端精细化工产业科创基地、航空+航天专属产业创新服务基地三大现有产业集群的基础上，聚焦先进制造、大数据、生物医药、半导体、新材料等“N”个新领域新赛道，加快形成业绩增长新动能。

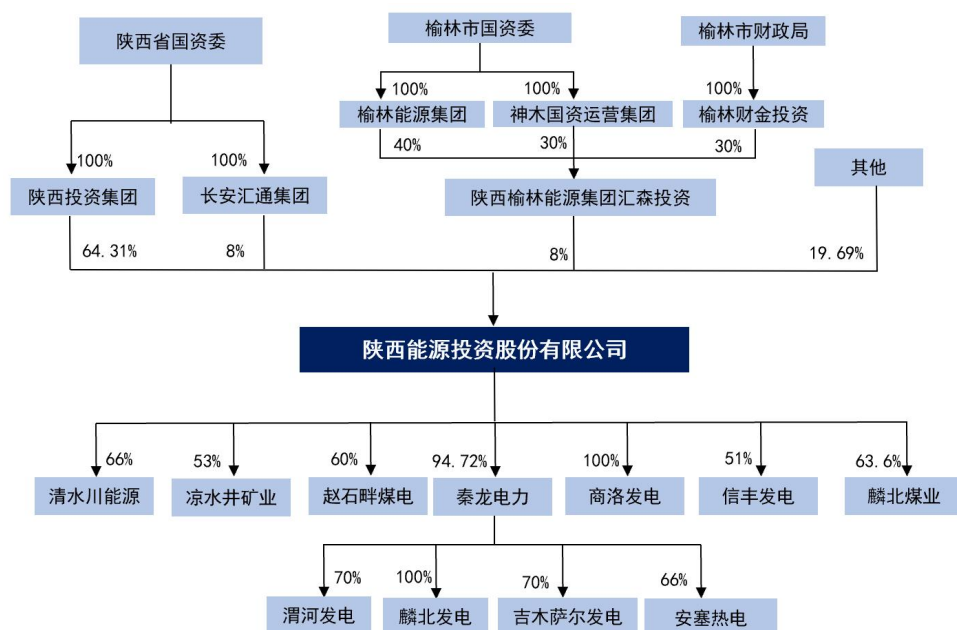
近年来，陕投集团加快电力、煤炭及化工等能源产业发展，持续推进增容扩量，电力装机容量及煤炭产能规模持续增长，截至 2024 年 9 月，陕投集团已投产及规划在建火电装机规模达 2207 万千瓦，煤炭产能达 4600 万吨/年，未来陕投集团的电力、煤炭业务发展空间较大。陕西能源公司作为陕投集团下属的煤电一体化业务发展平台，陕投集团大力支持将有力推动公司煤电项目、煤炭产能有序落地，未来业绩有望稳步提升。

能源板块是陕投集团收入、毛利润的重要来源。截至 2024 年 6 月，陕投集团总资产为 2861.93 亿元，净资产为 904.90 亿元；2023 年，陕投集团实现营业收入 718.86

亿元（-14.90%），实现归母净利润 32.64 亿元（-3.42%），整体业绩水平有所下降；2024 年上半年，公司营业收入 254.18 亿元（-38.07%），归母净利润 19.07 亿元（-23.08%），业绩水平进一步下降，陕投集团营收及归母净利润下降主要系优化产业结构推进，物流板块收入明显下降影响。从收入、毛利润结构来看，2023 年陕投集团能源板块的收入、毛利润分别为 228.57、82.08 亿元，在陕投集团营业收入、毛利润中占比分别为 31.80%、65.37%，较 2022 年分别同比增加 3.36、6.42pct，能源板块对陕投集团的业绩贡献进一步增加。

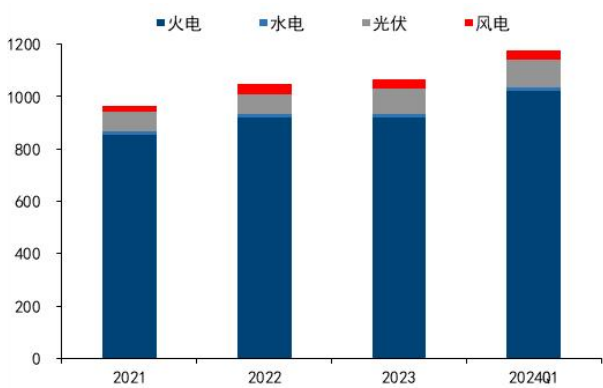
陕西能源公司电力、煤炭业务主要通过清水川能源、赵石畔煤电、秦龙电力、商洛发电、信丰发电、凉水井矿业、麟北煤业等控股子公司开展，其中秦龙电力主要负责渭河发电、麟北发电、秦元热力、吉木萨尔发电等企业的管理。

图2：陕西能源公司股权结构



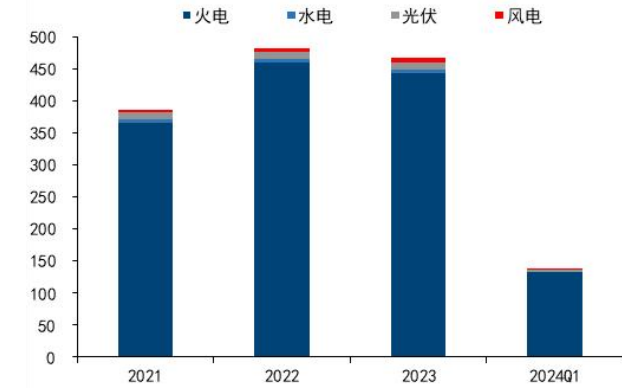
资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

图3：陕投集团装机容量结构（万千瓦）



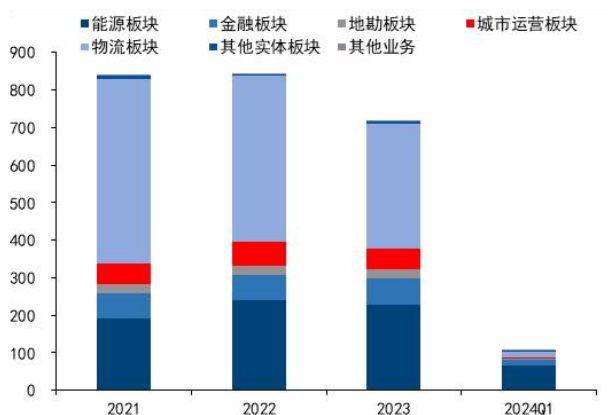
资料来源：陕投集团公司债 2024 年跟踪评级报告，国信证券经济研究所整理

图4：陕投集团各电源发电量（亿千瓦时）



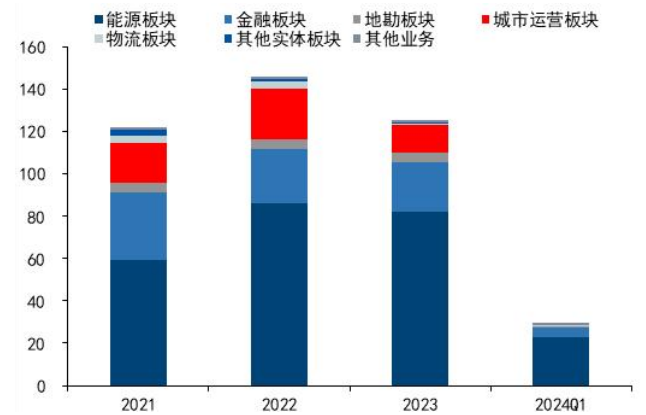
资料来源：陕投集团公司债 2024 年跟踪评级报告，国信证券经济研究所整理

图5：陕投集团营业收入构成（亿元）



资料来源：陕投集团公司债 2024 年跟踪评级报告，国信证券经济研究所整理

图6：陕投集团毛利润构成（亿元）

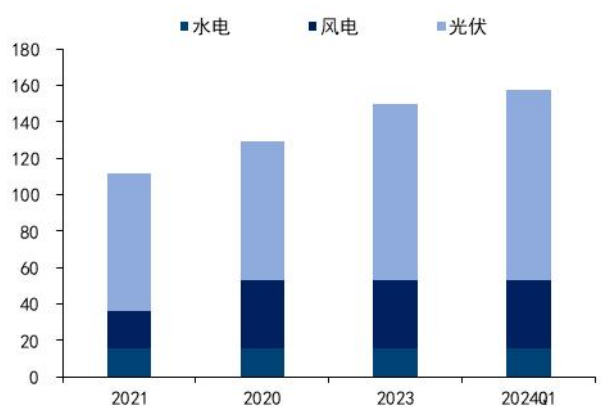


资料来源：陕投集团公司债 2024 年跟踪评级报告，国信证券经济研究所整理

陕西水电公司概况

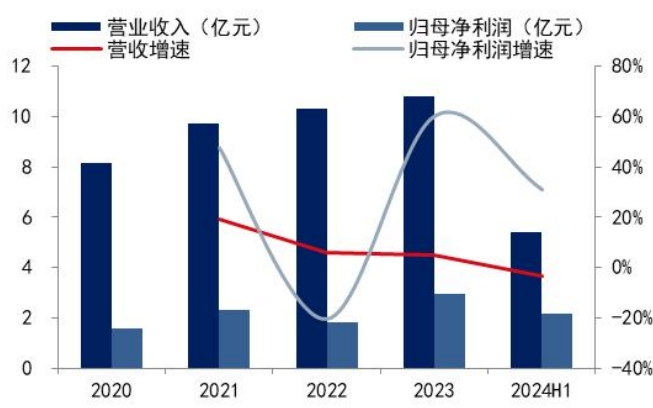
陕西投资集团水电、光伏发电和风电业务主要由陕西水电负责，陕投集团持有陕西水电 73.71% 股权。截至 2024 年一季度，陕西水电累计装机容量为 157.41 万千瓦，其中水电装机容量为 15.39 万千瓦，风电装机容量为 37.79 万千瓦，光伏装机容量为 104.23 万千瓦。随着装机容量增长，陕西水电水电营业收入、净利润规模不断增加。2023 年，陕西水电实现营业收入 10.80 亿元（+4.87%），实现归母净利润 2.97 亿元（+60.20%），2023 年年陕西水电归母净利润增幅较大的原因是财务费用、营业外支出减少，投资收益同比增加较大影响。

图7：陕西水电公司装机结构（万千瓦）



资料来源：陕投集团公司债 2024 年跟踪评级报告，国信证券经济研究所整理

图8：陕西水电公司收入及归母净利润情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

陕西投资集团的地质勘探业务主要由陕西省煤田地质公司负责，陕投集团持有煤田地质公司 100% 股权。煤田地质公司是西北地区最大的地质勘查企业之一，从事地质勘查六十余年，地质勘探技术实力较强，先后探明了渭北、黄陇、子长、神府、麟北等煤矿和矿区，探明煤炭资源量 1780 亿吨，约占全国探明煤炭资源量的 12%。煤炭地质公司在陕西地质勘探行业影响力较大，同时近年来在西北、西南等区域积极开展业务，拓展业务发展区域。2023 年，陕投集团地勘板块实现收入 24.70 亿元（-5.29%），毛利 4.47 亿元（+2.22%）。

陕投集团主要联营企业包括陕西小保当矿业、陕西郭家河煤业、国家电投集团黄河上游水电公司等，2023 年陕投集团主要联营企业合计收入规模大 555.80 亿元，净利润为 139.52 亿元，对应陕投集团的权益净利润为 25.17 亿元。

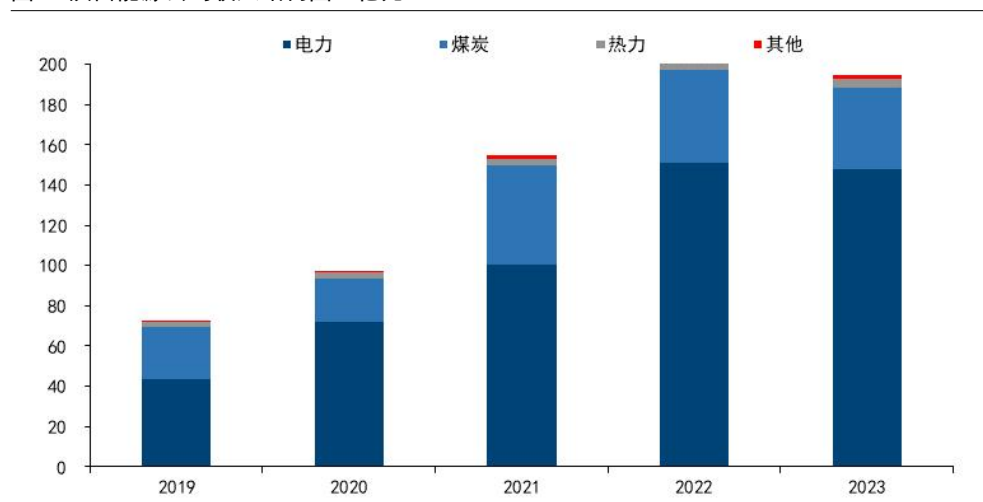
表 1：陕投集团主要合营、联营企业情况（亿元）

公司	持股比例	业务性质	2023 年收入	2023 年净利润	权益利润
陕西小保当矿业有限公司	28%	煤炭生产	194.62	75.99	21.28
陕西郭家河煤业有限责任公司	32.5%	煤炭生产	23.75	7.49	2.43
国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司	2.6%	电站生产经营	337.43	56.04	1.46
合计			555.80	139.52	25.17

资料来源：陕投集团债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

陕西能源公司是以电力和煤炭生产为主业的大型能源类企业，是国务院国资委确定的第一批深化国有企业改革的“双百企业”。公司主营业务为火力发电、煤炭生产和销售，主要产品包括电力、热力和煤炭，收入主要来自电力、煤炭业务。2023 年，公司电力、煤炭、热力业务收入分别为 147.70/40.85/4.08 亿元，占营业收入的比例分别为 75.93%/21.00%/2.10%，电力、煤炭业务收入合计占比为 96.93%。由于公司业务模式为煤电一体化发展，公司煤炭外销比例偏低，故部分煤炭业务的收入和利润体现在电力业务之中。

图 9：陕西能源公司收入结构图（亿元）



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

火电装机容量持续增长，装机规模居于陕西省前列。公司通过下属清水川能源、赵石畔煤电、商洛发电、麟北发电、渭河发电、吉木萨尔发电开展电力业务。其中，公司下属清水川能源、赵石畔煤电均配套有煤矿，是典型的煤电一体化坑口电站；麟北发电就近使用园子沟煤矿的煤泥和矸石等燃料，吉木萨尔电厂处于新疆煤炭资源富集区，具有坑口电站优势；截至 2024 年 6 月，公司已核准的总装机容量中，煤电一体化和坑口电站装机容量占到 61.57%。商洛发电、麟北发电、渭河发电所属机组为热电联产机组。截至 2024 年，公司已投运控股装机容量 1123 万千瓦，权益装机容量 794 万千瓦，同时公司参股韩二发电、宝鸡发电、宝二发电以及江布电厂等项目，合计权益装机容量为 245 万千瓦。在建项目方面，目前公司火电在建项目为赵石畔电厂二期、商洛发电二期、信丰能源二期以及延安热电二期等项目，合计控股装机容量为 602 万千瓦，权益装机容量为 398 万千瓦，预计公司多数在建项目将在 2026-2027 年间投产，项目投产后将驱动公司业绩进一步增长。

公司煤炭资源储备量较大，未来产能将进一步增加。公司通过下属凉水井矿业、清水川能源、麟北煤业、赵石畔煤电等子公司开展煤炭开采业务。截至 2024 年，公司下属煤矿拥有煤炭保有资源量合计约 51.84 亿吨，煤炭远期产能有望达 4600 万吨/年，其中，已投产煤矿核定产能为 2400 万吨/年，在建产能为 600 万吨/年，筹建 1000 万吨/年，远期 600 万吨/年。

表2：公司控股火电项目情况（万千瓦）

公司	持股比例	项目	装机容量	机组数量	权益装机	投产时间	地区
陕西清水川能源股份有限公司	66%	清水川电厂一期	60	2*30	39.6	2008 年	陕西
		清水川电厂二期	200	2*100	132	2019 年	陕西
		清水川电厂三期	200	2*100	132	2024 年	陕西
陕西能源赵石畔煤电有限公司	60%	赵石畔电厂一期	200	2*100	120	2019 年	陕西
		赵石畔电厂二期	200	2*100	120	在建	陕西
陕西渭河发电有限公司	66%	渭河发电 3、4 号机组	64	2*32	42	1992 年	陕西
		渭河发电 5、6 号机组	60	2*30	40	1995 年	陕西
陕西能源麟北发电有限公司	94.53%	麟北发电厂	70	2*35	66	2020 年	陕西
华能新疆吉木萨尔发电有限公司	66%	吉木萨尔电厂	132	2*66	87	2022 年	新疆
陕西商洛发电有限公司	100%	商洛发电一期项目	132	2*66	132	2020 年	陕西
		商洛发电二期项目	132	2*66	132	在建	陕西
国电投（信丰）发电有限公司	51%	信丰能源二期项目	200	2*100	102	在建	江西
延安市安塞延能热电有限责任公司	62%	陕投延安热电一期	5	2*2.5	3	2024 年	陕西
		陕投延安热电二期	70	2*35	44	在建	陕西
在运项目装机容量合计			1123		794		
在建项目装机容量合计			602		398		
装机容量合计			1725		1192		

资料来源：公司招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

表3：公司参股火电项目情况（万千瓦）

公司	持股比例	项目	装机容量	机组数量	权益装机	投产时间	地区
大唐韩城第二发电有限责任公司	40%	韩城第二发电一期项目	120	2*60	48	2005 年	陕西
		韩城第二发电二期项目	120	2*60	48	2008 年	陕西
国电宝鸡发电有限责任公司	35%	国电宝鸡第二发电厂扩建工程	132	2*66	46.2	2011 年	陕西
陕西宝鸡第二发电有限责任公司	35%	宝二发电厂一期项目	120	4*30	42	2001 年	陕西
新疆潞安协鑫准东能源有限公司	46%	江布电厂	132	2*66	60.72	2023 年	新疆
合计					244.92		

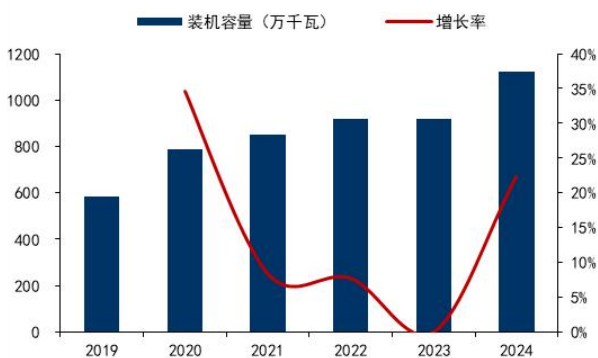
资料来源：公司招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

表4：公司煤矿项目情况

公司	持股比例	矿井名称	生产状况	核定/规划产能（万吨/年）	主要煤种
陕西能源凉水井矿业有限责任公司	53%	凉水井煤矿	已投产	800	长焰煤
陕西清水川能源股份有限公司	66%	冯家塔煤矿	已投产	800	长焰煤
陕西麟北煤业开发有限责任公司	63.6%	园子沟煤矿	已投产	800	不粘煤
陕西能源赵石畔煤电有限公司	60%	赵石畔煤矿	在建	600	长焰煤
陕西麟北煤业开发有限责任公司	63.6%	丈八煤矿	筹建	400	不粘煤
陕能（庆阳）能源开发有限公司	100%	钱阳山煤矿	筹建	600	长焰煤
		小壕兔煤矿	远期	600	长焰煤
合计				4600	

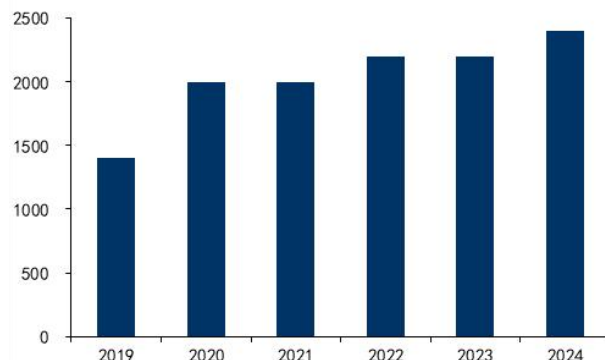
资料来源：公司招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理 注：小壕兔煤矿股权为公司控股股东持有，承诺具备建设条件时，转入上市公司。

图 10: 陕投能源公司火电装机容量



资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 11: 陕投能源公司已投运煤炭产能情况 (万吨/年)

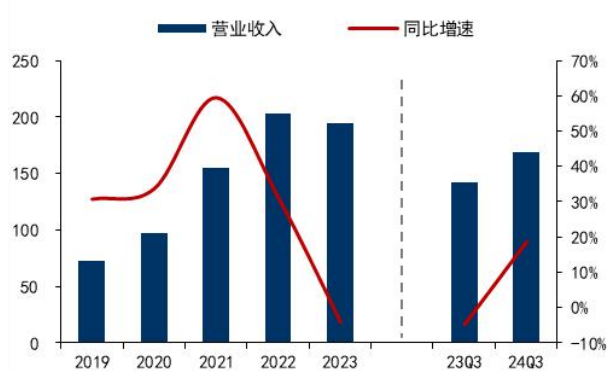


资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

业绩规模稳健增长, 盈利能力处于较高水平

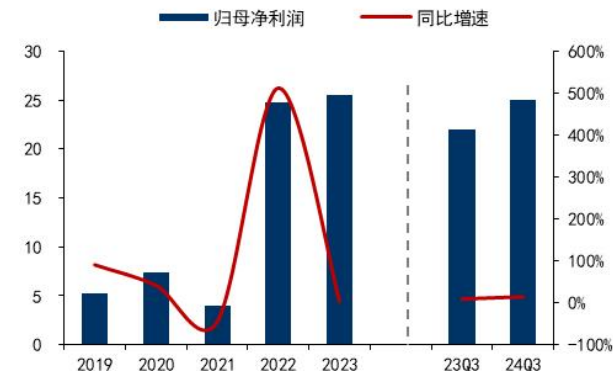
火电、煤炭项目投运驱动公司业绩稳步增长。近年来, 随着公司火电、煤炭项目逐步投运, 公司业绩规模持续提升, 2019-2023 年期间公司营业收入、归母净利润的年复合增长率分别为 27.91%、48.40%, 呈现快速增长的态势。2024 年前三季度, 公司实现营业收入 168.35 亿元(+18.60%), 归母净利润 24.97 亿元(+13.77%), 扣非归母净利润 24.76 亿元(+12.33%); 其中第三季度公司实现营业收入 62.60 亿元(+26.53%), 归母净利润 9.57 亿元(+9.35%), 扣非归母净利润 9.30 亿元(+5.66%)。2024 年前三季度公司营业收入实现增长的原因主要是清水川能源电厂三期(2x100 万千瓦)机组投运, 园子沟煤矿东翼等项目陆续建成投产, 电量、煤炭产销量增加, 以及公司根据市场情况优化煤炭销售策略, 增加煤炭外销量, 2024 年前三季度, 公司火电发电量 394.79 亿千瓦时(+20.45%), 上网电量 369.16 亿千瓦时(+20.38%), 原煤产量 1763.40 万吨(+2.36%), 自产煤外销量 566.85 万吨(+46.15%)。同期内, 公司归母净利润增长的主要原因是投运产能增加, 公司营业收入和利润增加, 同时按持股比例确认的投资收益增加, 前三季度公司确认投资收益 2.33 亿元(+158.89%)。

图 12: 陕西能源公司营业收入变化情况 (亿元)



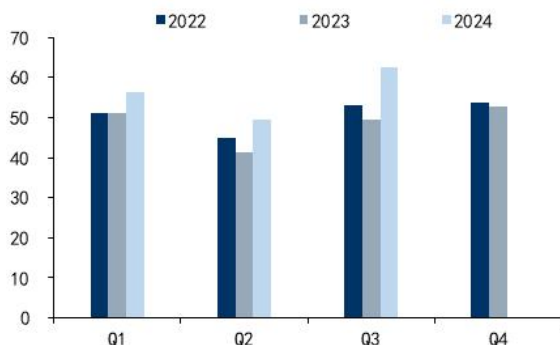
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图 13: 陕西能源公司归母净利润变化情况 (亿元)



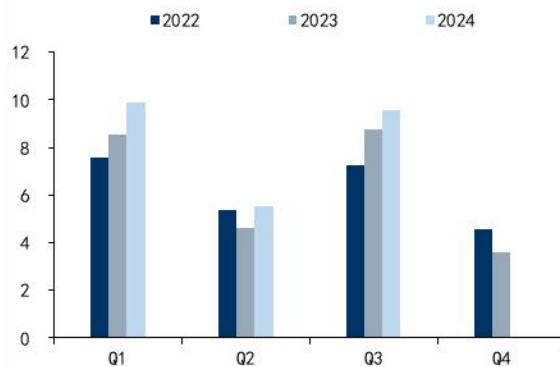
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图14: 陕西能源公司单季度营业收入情况（亿元）



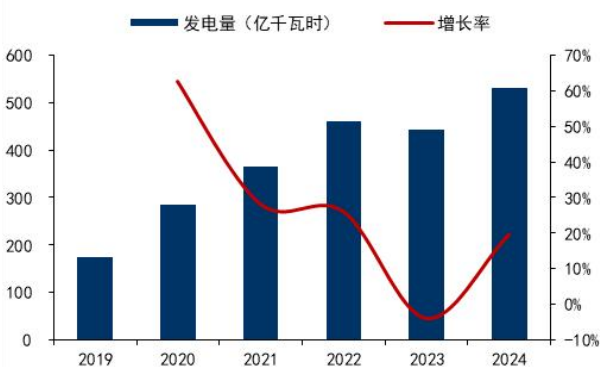
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图15: 陕西能源公司单季度归母净利润（亿元）



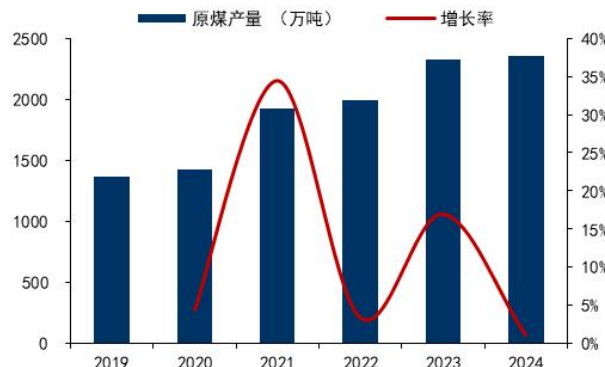
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

图16: 陕西能源公司火电发电量情况



资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

图17: 陕西能源公司原煤产量情况



资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

表5: 陕西能源公司主要子公司 2023 年财务状况（亿元）

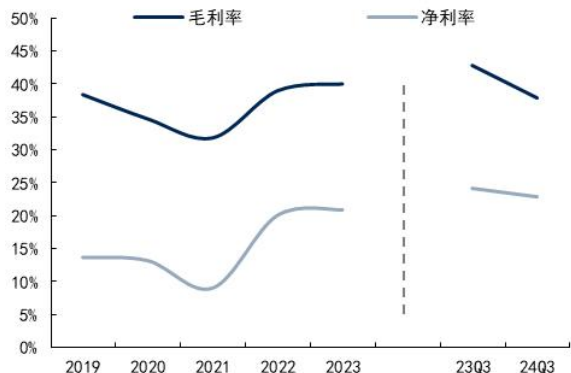
公司	总资产	净资产	营业收入	净利润	ROE
陕西凉水井矿业有限责任公司	38.13	26.48	40.71	17.23	65.1%
陕西清水川能源股份有限公司	156.70	58.24	47.86	8.10	13.9%
陕西麟北煤业开发有限责任公司	101.28	23.41	25.71	4.46	19.1%
陕西商洛发电有限公司	50.01	14.63	24.97	2.54	17.4%
华能新疆吉木萨尔发电有限公司	45.07	15.94	16.57	5.47	34.3%

资料来源: 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司净利率、毛利率处于较高水平，费用率呈现下降趋势。2019年以来，除2021年由于高煤价因素导致公司毛利率、净利率处于较低水平外，公司整体毛利率、净利率均处于较高水平，多数年份毛利率超过35%，净利率超过10%。从细分业务来看，公司电力业务毛利率多维持在20%以上，煤炭业务毛利率多维持在60%以上，显示出公司较强的盈利能力。2024年前三季度，公司毛利率为37.92%，同比减少4.95pct，主要系公司调整煤炭采购策略，结合运费等综合成本因素，增加外部电煤采购量，使得成本增加。费用率方面，随着公司加强成本费用管控，费用率有所下降，2024年前三季度公司管理费用率、财务费用率分别为4.54%、3.45%，分别较2023年同期减少0.49、1.19pct，费用率水平下降较大。由于毛利率下降影

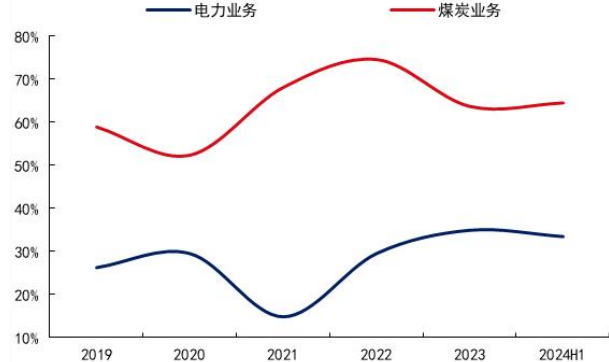
响，2024 年前三季度公司净利率较 2023 年同期减少 1.27pct 至 22.82%，虽然有所下降，但仍维持在较高水平。

图 18: 陕西能源公司毛利率、净利率情况



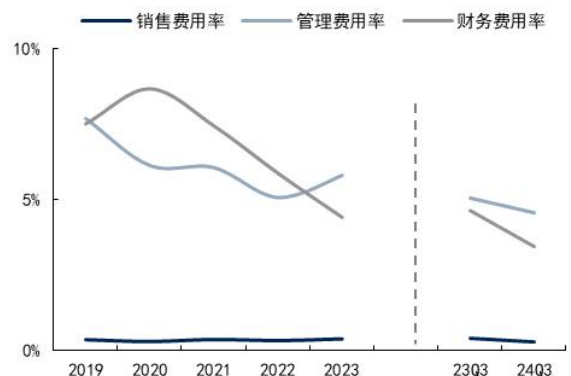
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 19: 陕西能源电力、煤炭业务毛利率情况



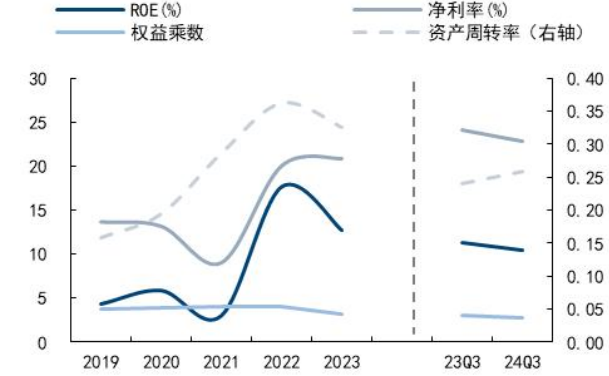
资料来源：Wind，公司公告，国信证券经济研究所整理

图 20: 陕西能源公司三项费用率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图 21: 陕西能源公司 ROE 及杜邦分析



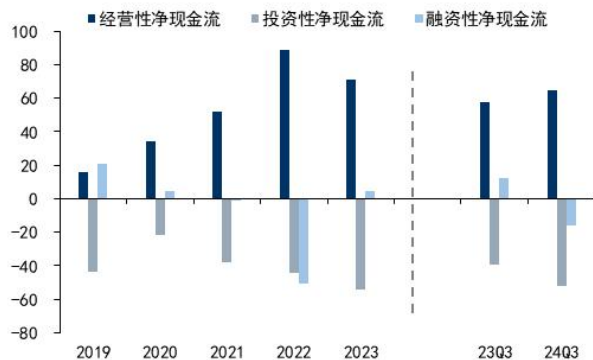
资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

公司经营性净现金流同比改善，投资性现金流增幅较大，资产负债率水平下降。随着公司火电、煤炭项目逐步落地，公司经营性净现金流呈现增长态势，2024 年前三季度，公司经营性净现金流为 64.58 亿元（+11.85%），主要系发电量、煤炭销量增长使得营业收入、净利润增加影响；公司持续推进火电、煤炭项目建设，投资性净现金流增长较大，2024 年前三季度，公司投资性净现金流出为 52.50 亿元（+34.31%），主要系公司电厂、煤矿项目建设支出增加，以及取得甘肃省环县钱阳山煤矿采矿权支出。资产负债率方面，由于公司在 2023 年完成上市，公司资产负债率显著下降，截至 2024 年三季度，公司资产负债率为 53.16%，与 2023 年底基本持平，处于较为合理水平。

公司重视投资者回报，维持高比例分红。《公司章程》规定“公司未来 12 个月内若无重大资金支出安排的且满足现金分红条件，公司应当首先采用现金方式进行利润分配，每年以现金方式累计分配的利润不少于当年实现的可分配利润的 30%”。在考虑公司经营业绩与投资计划合理安排的基础上，公司将积极回报公司股东。自 2023 年上市以来，公司坚持高比例分红政策，累计实施现金分红 26.63 亿元，占累计归属于母公司净利润比例高达 52.96%，以良好经营业绩和持续稳定的股利分配政策回报股东。未来公司将始终坚持以投资者为本的理念，构建“长

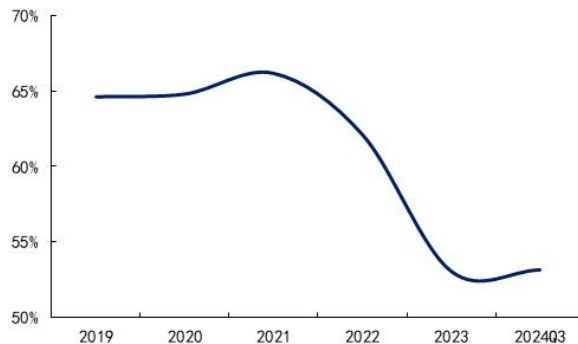
期、稳定、可持续”的股东回报机制，实现业绩增长与股东回报的动态平衡，以良好的经营业绩和分红政策保障投资者利益，推进上市公司的高质量发展。

图22：陕西能源公司现金流情况（亿元）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

图23：陕西能源公司资产负债率情况



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

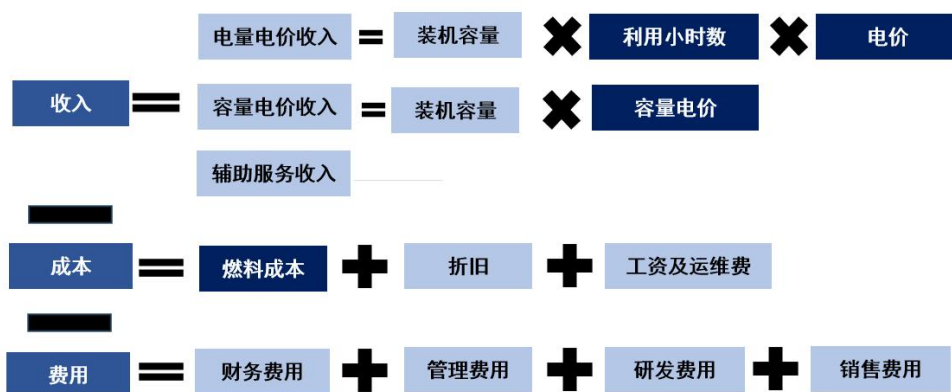
煤电盈利模式重塑，业绩稳定性提升

煤电收益来源电量电价+辅助服务+容量电价，盈利逐步趋稳

新型电力系统中，煤电定位由传统的电力、电量主体电源转向基础保障性、系统调节性电源，未来煤电的转型的主线任务为“清洁低碳、高效调节、快速变负荷、启停调峰”。长期来看，随着新能源持续发展以及煤电的政策定位发生转变，一方面煤电发电量占比将出现下降；另一方面，煤电电力商品的电能量、平衡属性将有所减弱，调节、可靠性的属性将增强，未来主要收入来源于电量电价、辅助服务收入以及容量电价收入，收入来源更加多元。

从煤电盈利的主要影响因素来看，由于不同区域电力市场供需状况、新能源发展程度以及不同火电机组成本差异等因素影响，随着新型电力系统建设加快推进，火电盈利将产生分化，具备低成本优势，以及分布在新能源装机占比较少/新能源消纳情况好/利用小时数高区域（电力供需偏紧区域）的火电机组将盈利水平更加稳定，现金流水平更好。

图 24：火电收入、成本测算公式及主要影响因素



资料来源：国信证券经济研究所整理

◆ 煤电容量电价政策出台，推动煤电固定成本回收及实现稳定盈利

煤电容量电价政策出台，为煤电带来新的收入来源。2023 年 11 月 10 日，国家发改委、国家能源局印发《关于建立煤电容量电价机制的通知》（以下简称《通知》），明确规定了容量电价实施范围、容量电价水平确定、容量电费分摊以及容量电费考核等内容。《通知》明确规定：

煤电容量电价实施范围：煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。

容量电价水平的确定：煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元；通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。根据《通知》规定，2024-2025 年国内多数省份煤电容量电价为 100 元/千瓦·年（含税），河南、湖南、重庆、四川、青海、

云南、广西的煤电容量电价为 165 元/千瓦·年（含税）。

容量电费分摊：煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。

容量电费考核：正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。

煤电容量电价机制有助于煤电盈利稳定，有利于新建煤电机组回收投资成本，促进火电灵活性改造。新型电力系统建设背景下，煤电正逐渐由主体电源向灵活支撑电源转变，相应可能出现利用小时数下降导致煤电机组成本难以有效回收，影响煤电机组项目收益及煤电机组投资积极性；煤电容量电价有助于煤电机组回收固定成本，降低煤电机组因煤炭价格变化而产生的盈利波动，整体盈利趋于稳健，助力煤电经营发展模式顺利转变。从各地 2024 年煤电容量电价政策执行情况来看，多数地区 2024 年煤电容量电价在 2 分/KWh 左右，未来随着煤电容量电价补偿标准增加，度电收益水平将进一步增加，有助于促进火电盈利维持稳定。

表 6：《关于建立煤电容量电价机制的通知》主要内容梳理

政策类别	主要内容
实施范围	煤电容量电价机制适用于合规在运的公用煤电机组。 燃煤自备电厂、不符合国家规划的煤电机组，以及不满足国家对于能耗、环保和灵活调节能力等要求的煤电机组，不执行容量电价机制，具体由国家能源局另行明确。
容量电价水平的确定	煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦 330 元； 通过容量电价回收的固定成本比例，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右。2026 年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%。
容量电费分摊	煤电机组可获得的容量电费，根据当地煤电容量电价和机组申报的最大出力确定，煤电机组分月申报，电网企业按月结算。新建煤电机组自投运次月起执行煤电容量电价机制。各地煤电容量电费纳入系统运行费用，每月由工商业用户按当月用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。 对纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，送受双方应当签订年度及以上中长期合同，明确煤电容量电费分摊比例和履约责任等内容。其中：（1）配套煤电机组，原则上执行受电省份容量电价，容量电费由受电省份承担。向多个省份送电的，容量电费可暂按受电省份分电比例分摊，鼓励探索按送电容量比例分摊。（2）其他煤电机组，原则上执行送电省份容量电价，容量电费由送、受方合理分摊，分摊比例考虑送电省份外送电量占比、高峰时段保障受电省份用电情况等因素协商确定。
容量电费考核	对未纳入受电省份电力电量平衡的跨省跨区外送煤电机组，由送电省份承担其容量电费。 正常在运情况下，煤电机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供申报最大出力的，月内发生两次扣减当月容量电费的 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%。 煤电机组最大出力申报、认定及考核等规则，由国家能源局结合电力并网运行管理细则等规定明确。最大出力未达标情况由电网企业按月统计，相应扣减容量电费。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的煤电机组，取消其获取容量电费的资格。 应急备用煤电机组的容量电价，由省级价格主管部门会同能源主管部门按照回收日常维护成本的原则制定，鼓励采取竞争性招标等方式确定。应急备用煤电机组调用时段电量电价，按同时段最短周期电力市场交易电价水平确定。应急备用煤电机组具体范围及管理办法由国家能源局另行明确。

资料来源：国家发改委、国家能源局，国信证券经济研究所整理

表 7：2024-2025 年各省级电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价(元/千瓦·年，含税)	省级电网	容量电价(元/千瓦·年，含税)
北京	100	河南	165
天津	100	湖北	100
冀北	100	湖南	165
河北	100	重庆	165
山西	100	四川	165
山东	100	陕西	100
蒙西	100	新疆	100
蒙东	100	青海	165
辽宁	100	宁夏	100

吉林	100	甘肃	100
黑龙江	100	深圳	100
上海	100	广东	100
江苏	100	云南	165
浙江	100	海南	100
安徽	100	贵州	100
福建	100	广西	165
江西	100		

资料来源:国家发改委、国家能源局, 国信证券经济研究所整理

图25: 2024 年以来各地电网煤电容量电价情况 (元/KWh)

地区	2024年1月	2024年2月	2024年3月	2024年4月	2024年5月	2024年6月	2024年7月	2024年8月	2024年9月	2024年10月
北京	0.0096	0.0138	0.0190	0.0243	0.0159	0.0140	0.0152	0.0173	0.0199	0.0199
天津	0.0123	0.0172	0.0206	0.0241	0.0196	0.0186	0.0179	0.0165	0.0178	0.0189
河北	0.0195	0.0271	0.0209	0.0257	0.0255	0.0207	0.0245	0.0279	0.0190	0.0253
冀北	0.0147	0.0221	0.0152	0.0159	0.0193	0.0181	0.0165	0.0183	0.0184	0.0182
山东	0.0190	0.0225	0.0162	0.0216	0.0215	0.0198	0.0175	0.0167	0.0182	0.0178
江苏	0.0158	0.0225	0.0163	0.0176	0.0172	0.0158	0.0137	0.0142	0.0145	0.0165
浙江	0.0140	0.0255	0.0139	0.0146	0.0142	0.0133	0.0118	0.0121	0.0129	0.0142
安徽	0.0210	0.0206	0.0186	0.0269	0.0242	0.0155	0.0196	0.0149	0.0274	0.0205
山西	0.0143	0.0153	0.0156	0.0233	0.0196	0.0131	0.0182	0.0183	0.0204	0.0176
河南	0.0368	0.0373	0.0431	0.0333	0.0260	0.0362	0.0420	0.0418	0.0364	0.0290
上海	0.0142	0.0173	0.0154	0.0041	0.0148	0.0139	0.0116	0.0116	0.0120	0.0137
重庆	0.0286	0.0347	0.0304	0.0341	0.0303	0.0278	0.0223	0.0239	0.0268	0.0295
四川	0.0075	0.0090	0.0077	0.0078	0.0072	0.0070	0.0064	0.0065	0.0068	0.0070
黑龙江	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160	0.0160
吉林	0.0218	0.0325	0.0271	0.0226	0.0369	0.0418	0.0248	0.0187	0.0338	0.0394
辽宁	0.0114	0.0035	0.0098	0.0129	0.0326	0.0191	0.0131	0.0120	0.0029	0.0020
蒙东	0.0117	0.0123	0.0116	0.0143	0.0223	0.0205	0.0181	0.0211	0.0207	0.0231
蒙西	0.0139	0.0137	0.0123	0.0137	0.0130	0.0156	0.0156	0.0110	0.0115	0.0161
江西	0.0161	0.0188	0.0204	0.0239	0.0218	0.0200	0.0198	0.0216	0.0205	0.0286
湖北	0.0180	0.0254	0.0187	0.0205	0.0198	0.0180	0.0158	0.0160	0.0391	0.0210
湖南	0.0371	0.0486	0.0363	0.0425	0.0430	0.0373	0.0316	0.0324	0.0366	0.0411
青海	0.0047	0.0046	0.0045	0.0050	0.0048	0.0050	0.0054	0.0054	0.0057	0.0055
宁夏	0.0124	0.0137	0.0132	0.0166	0.0176	0.0163	0.0157	0.0154	0.0168	0.0177
陕西	0.0197	0.0216	0.0191	0.0253	0.0272	0.0224	0.0179	0.0224	0.0286	0.0233
甘肃	0.0123	0.0134	0.0118	0.0135	0.0133	0.0143	0.0131	0.0126	0.0127	0.0132
新疆	0.0151	0.0173	0.0149	0.0148	0.0159	0.0161	0.0152	0.0151	0.0164	0.0171
广东				0.0187	0.0167	0.0140	0.0160	0.0145	0.0146	0.0167
广西	0.0230	0.0280	0.0219	0.0245	0.0168	0.0183	0.0249	0.0212	0.0215	0.0220
福建	0.0161	0.0212	0.0148	0.0171	0.0129	0.0130	0.0130	0.0127	0.0128	0.0151
云南	0.0057	0.0078	0.0057							

资料来源: 各地电网公司, 国信证券经济研究所整理

分不同电价和不同容量电价情形下测算煤电机组的盈利情况, 主要假设如下:

- 1) 煤电机组装机容量为 100 万千瓦, 年利用小时数为 4500 小时, 煤电机组投资成本为 4 元/W, 度电折旧为 0.0593 元/kwh;
- 2) 基准电价取不含税电价为 0.33 元/kWh;
- 3) 供电煤耗为 300g/kwh, 5500 大卡动力煤价格为 700 元/吨, 长协煤比例为 70%, 市场煤比例为 30%, 对应入炉标煤价格为 918 元/吨(含税), 度电燃料成本为 0.244 元/kwh;
- 4) 维护、员工薪酬等成本为 0.025 元/kwh, 度电费用为 0.03 元/kwh;
- 5) 容量电价补贴分为 100 元/kw·年(含税)和 165 元/kw·年(含税);

6) 所得税率为 25%。

综合以上假设，测算得出当容量电价为 165 元/kw·年时，度电容量电价为 0.032 元/kwh，较容量电价为 165 元/kw·年时的度电容量电价 0.020 元/kwh 高出 0.012 元/kwh；当电量电价较基准价上浮 5% 的情形下，容量电价分别为 100、165 元/kw·年（含税）时，煤电机组度电净利润分别为 0.004、0.013 元/kwh。

表 8: 不同电价和不同容量电价情形下煤电机组度电净利润情况

	电价上浮 5%		电价上浮 10%	
发电容量（万千瓦）	100	100	100	100
利用小时数（小时）	4500	4500	4500	4500
发电量（亿千瓦时）	45	45	45	45
电价（元/kwh，不含税）	0.34	0.34	0.36	0.36
供电煤耗（g/kwh）	300	300	300	300
入炉标煤价格（元/吨）	918	918	918	918
度电燃料成本（元/kwh）	0.244	0.244	0.244	0.244
火电项目投资（亿元）	40	40	40	40
当年折旧（亿元）	2.7	2.7	2.7	2.7
度电折旧（元/kwh）	0.059	0.059	0.059	0.059
其他成本（元/kwh）	0.025	0.025	0.025	0.025
度电成本合计（元/kwh）	0.085	0.085	0.085	0.085
度电费用（元/kwh）	0.03	0.03	0.03	0.03
度电利润（元/kwh）	-0.014	-0.014	0.002	0.002
容量补贴（元/千瓦·年）	100	165	100	165
补偿容量（万千瓦）	100	100	100	100
容量补贴收益（亿元）	0.88	1.46	0.88	1.46
度电容量补贴收益（元/kwh）	0.020	0.032	0.020	0.032
所得税率	25%	25%	25%	25%
度电净利润（元/kwh）	0.004	0.013	0.016	0.026

资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

◆ 辅助服务交易和价格机制逐步完善，助力火电发展转型

2021 年 12 月，国家能源局印发《电力辅助服务管理办法》，扩大辅助服务提供主体范围，规范辅助服务分类和品种，新增转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等辅助服务品种，进一步完善辅助服务考核补偿与分摊机制，明确跨省跨区发电机组参与辅助服务的责任义务、参与方式和补偿分摊原则，建立用户参与的分担共享机制；健全市场形成价格新机制，在以调峰辅助服务市场化交易为主的基础上，持续推动调频、备用、转动惯量、爬坡等品种以市场竞争方式确定辅助服务提供主体，形成交易价格，降低系统辅助服务成本。

2024 年 2 月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》，主要包括优化调峰辅助服务交易和价格机制、健全调频辅助服务交易和价格机制、完善备用辅助服务交易和价格机制以及规范辅助服务价格传导等，优化调峰、调频、备用等辅助服务的交易和价格机制，并明确辅助服务价格传导机制，促进电力经营主体提供新型电力系统需要的辅助服务和规范辅助服务交易和价格行为，保障电力系统安全稳定运行和促进新能源消纳水平提升。

2024 年 10 月，国家能源局印发《电力辅助服务市场基本规则（征求意见稿）》，提出科学确定辅助服务市场需求，合理设置辅助服务市场交易品种，按照“谁提供、谁获利、谁受益、谁承担”原则，优化各类辅助服务价格形成机制，健全辅助服务费用传导机制，明确辅助服务的市场成员、辅助服务品种、辅助服务市场交易、费用产生及补偿、传导机制。

表9：《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》主要内容梳理

政策类别	具体内容
优化调峰辅助服务交易和价格机制	完善调峰市场交易机制。电力现货市场连续运行的地区，完善现货市场规则，适当放宽市场限价， 引导实现调峰功能，调峰及顶峰、调峰容量等具有类似功能的市场不再运行 。电力现货市场未连续运行的地区，原则上风电、光伏发电机组不作为调峰服务提供主体，研究适时推动水电机组参与有偿调峰，其他机组在现货市场未运行期间按规则自主申报分时段出力及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调峰出力。区域调峰、存在电能交换的区域备用等交易，应当及时转为电能交易。合理确定调峰服务价格上限。各地统筹调峰需求、调节资源成本和新能源消纳等因素，按照新能源项目消纳成本不高于发电价值的原则，合理确定调峰服务价格上限， 调峰服务价格上限原则上不高于当地平价新能源项目的上网电价 。规范调频市场交易机制。调频市场原则上采用基于调频里程的单一制价格机制。各机组按规则自主申报分时段调频容量及价格，通过市场竞争确定出清价格和中标调频容量。调频费用根据出清价格、调频里程、性能系数三者乘积计算。
健全调频辅助服务交易和价格机制	合理确定调频服务价格上限。调频性能系数由调节速率、调节精度、响应时间三个分项参数乘积或加权平均确定，分项参数以当地性能最优煤电机组主机（不含火储联合机组）对应的设计参数为基准折算。原则上性能系数最大不超过2， 调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元 。
完善备用辅助服务交易和价格机制	规范备用市场交易机制。备用市场原则上采用基于中标容量和时间的单一制价格机制。备用容量需求由电力调度机构根据系统安全经济要求与实际情况确定，各机组按规则申报备用容量及价格，通过市场竞争确定出清价格、中标容量和时间。备用费用根据出清价格、中标容量、中标时间三者乘积计算，实际备用容量低于中标容量的，按实际备用容量结算。合理确定备用服务价格上限。统筹考虑提供备用服务的机会成本（因预留备用容量、不发电而产生的损失）等因素，合理确定备用服务价格上限，原则上备用服务价格上限不超过当地电能市场价格上限。
规范辅助服务价格传导	合理确定辅助服务需求。各地要以保障电力系统安全稳定运行为目标，按照规范透明的原则，科学测算确定辅助服务需求。可结合当地实际探索开展爬坡等辅助服务机制，通过市场竞争确定出清价格、中标机组和中标容量，合理安排价格上限。不得采用事后调整结算公式等方式，确定辅助服务费用规模和价格标准。电网企业要加强精细化管理，提高经济调度水平。 健全辅助服务费用传导机制。各地要规范辅助服务费用管理，由用户侧承担的辅助服务成本，应当为电能市场无法补偿的因提供辅助服务而未能发电带来的损失。电力现货市场未连续运行的地区，原则上不向用户侧疏导辅助服务费用。 电力现货市场连续运行的地区，符合上述要求的调频、备用辅助服务费用（不含提供辅助服务过程中产生的电量费用），原则上由用户电量和未参与电能市场交易的上网电量共同分担，分担比例由省级价格主管部门确定。其他需由经营主体承担的辅助服务费用，按程序报批。规范辅助服务费用结算。由用户承担的辅助服务费用纳入系统运行费用，随电费一同结算，电力现货市场连续运行的地区采用“日清月结”模式。各品种辅助服务补偿、分摊、考核费用应单独计算，并在结算单中单独列示。

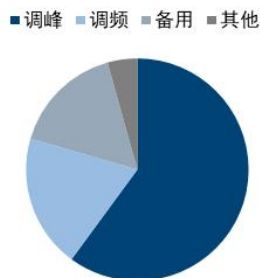
资料来源：国家发改委，国信证券经济研究所整理

多个地区出台电力辅助服务实施细则，实现《电力辅助服务管理办法》、《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》等政策有效落地。电力辅助服务市场不断完善，为火电等主体带来增量收入来源，有助于推动火电向基础保障性和灵活支撑电源转型。

辅助服务市场逐渐成熟，火电获取调峰调频和备用收益。火电参与辅助服务主要为提供调峰、备用等辅助品种，多个地区出台电力辅助服务实施细则，明确火电机组深度调峰的补偿标准，为火电机组参与调峰辅助服务提供激励，促进火电机组参与调峰辅助服务。2023年7月，国家能源局三季度例行新闻发布会上披露，2023年上半年，全国电力辅助服务费用共278亿元，占上网电费的比例为1.9%。其中，调峰补偿167亿元，占比60.0%；调频补偿54亿元，占比19.4%；备用补偿45亿元，占比16.2%；火电企业获得补偿254亿元，占比91.4%。

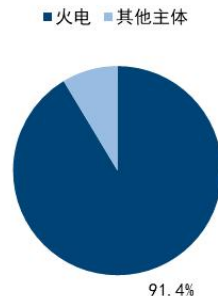
随着未来新能源装机规模持续增加，未来国内电力辅助服务费用规模有望进一步增长。根据国际经验，电力辅助服务费用一般在全社会总电费的3%以上，该比例随着新能源大规模接入还将不断增加，据此可以预期的是，未来国内辅助服务费用规模有望超过千亿规模，较当前国内电力辅助服务费用规模有较大增长空间。

图 26：2023 年上半年不同辅助服务类别补偿收入占比情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

图 27：2023 年上半年不同电源主体辅助服务收入占比情况



资料来源：国家能源局，国信证券经济研究所整理

表 10：各区域深度调峰辅助服务补偿标准情况

时间	地区/省份	政策文件	发布机构	深度调峰补偿标准
2020. 9	东北地区	《东北电力辅助服务市场运营规则》	国家能源局东北监管局	非供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤50%，热电机组 40%<负荷率≤48%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。供热期：纯凝火电机组 40%<负荷率≤48%，热电机组 40%<负荷率≤50%，0-0.4 元/kwh；全部火电机组负荷率≤40%，0.4-1 元/kwh。
2022. 6	广东	《南方区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局南方监管局	额定容量 40%~50%，99 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，792 元/兆瓦时；30%以下，1188 元/兆瓦时。
	广西			额定容量 40%~50%，49.5 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，396 元/兆瓦时；30%以下，594 元/兆瓦时。
	云南			额定容量 40%~50%，82.8 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，662.4 元/兆瓦时；30%以下，993.6 元/兆瓦时。
	贵州			额定容量 40%~50%，81 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，648 元/兆瓦时；30%以下，972 元/兆瓦时。
	海南			额定容量 40%~50%，74.4 元/兆瓦时；额定容量 30%~40%，595.2 元/兆瓦时；30%以下，892.8 元/兆瓦时。
2022. 7	华北地区	《华北区域电力辅助服务管理实施细则》（征求意见稿）	国家能源局华北监管局	对火电机组因电网运行需要或新能源消纳需求提供深度调峰服务造成的比基本调峰少发的电量，机组出力在 50%-40%额定容量部分，按照 100 元/MWh 进行补偿；机组出力在 40%额定容量以下部分按照 250 元/MWh 进行补偿。
2022. 9	华东地区	《华东区域电力辅助服务管理实施细则》（模拟运行稿）	国家能源局华东监管局	负荷率在 50%-60%之间，20 元/MWh；负荷率在 40%-50%之间，40 元/MWh；负荷率在 30%-40%之间，160 元/MWh；负荷率在 30%以下，320 元/MWh。
2023. 9	华中地区	《华中区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局华中监管局	45%≤负荷率<50%，250 元/MWh；40%≤负荷率<45%，350 元/MWh；35%≤负荷率<40%，500 元/MWh；30%≤负荷率<35%，600 元/MWh；负荷率<30%，700 元/MWh。
2023. 11	西北地区	《西北区域电力辅助服务管理实施细则》	国家能源局西北监管局	深度调峰按照机组实际发电出力确定，提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿，火电机组按少发电量没万千瓦时补偿 3 分。

资料来源：各区域能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

表 11：部分省份电力辅助服务管理实施细则内容

地区	政策文件	发布时间	相关内容
江苏	《江苏电力辅助服务管理实施细则》	2022 年 8 月	有偿辅助服务： 自动发电控制（AGC）、有偿调峰、旋转备用、热备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡、黑启动等。 有偿调峰服务补偿： 常规燃煤发电机组按电力调度指令要求在 72 小时内完成启停机（炉）进行调峰的，按 1000 元/MW 的标准进行补偿。 自动电压控制服务补偿： 0.1 元/MWh。 旋转备用/热备用服务补偿： 10 元/MWh。 转动惯量辅助服务补偿： 0.1 元/MWh。 爬坡辅助服务补偿： 1000 元/MW。
山东	《山东省电力辅助服务管理实施细则》	2023 年 7 月	有偿辅助服务： 自动发电控制（AGC）、有偿调峰、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动，以及风电场、光伏电站或独立新型储能电站提供的转动惯量、快速调压等。

四川	《四川省电力辅助服务管理实施细则》	2024年3月	AGC、有偿调峰的补偿按电力辅助服务市场交易结果执行。 有偿辅助服务 ：有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、转动惯量、爬坡等。 自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿 ：6元/MW； 有偿一次调频 ：小扰动补偿200元/MWh，大扰动补偿1000元/MWh，模拟扰动补偿450元/MWh； 深度调峰电量补偿价格 ：45%≤负荷率<50%，250元/MWh；40%≤负荷率<45%，400元/MWh；35%≤负荷率<40%，500元/MWh；30%≤负荷率<35%，600元/MWh；负荷率<30%，700元/MWh。 旋转备用补偿 ：燃煤机组15元/MWh，水电机组10元/MWh。 有偿辅助服务 ：有偿一次调频、二次调频、有偿调峰、旋转备用、有偿无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、爬坡、稳定切机、稳定切负荷等。 自动发电控制（AGC）/自动功率控制（APC）服务补偿 ：6元/MW； 有偿一次调频 ：小扰动补偿200元/MWh，大扰动补偿1000元/MWh，模拟扰动补偿450元/MWh； 深度调峰电量补偿价格 ：45%≤负荷率<50%，150元/MWh；40%≤负荷率<45%，200元/MWh；35%≤负荷率<40%，300元/MWh；30%≤负荷率<35%，350元/MWh；负荷率<30%，400元/MWh。 旋转备用补偿 ：燃煤机组15元/MWh，水电机组10元/MWh。
湖南	《湖南电力辅助服务管理实施细则》	2024年9月	

资料来源：各省能源监管局官网，国信证券经济研究所整理

陕西地区能源电力市场分析

陕西省一次能源生产以煤炭为主，煤炭产量稳中有升。陕西省能源资源储量较为丰富，是我国重要的能源基地，煤炭资源赋存条件好、煤质优良，国家发改委规划重点发展的全国十四个大型煤炭基地中神东、陕北、黄陇（华亭）三个基地的主体部分均位于陕西，煤炭产量多年稳居全国第三，2023年陕西省煤炭产量达7.61亿吨，占全国煤炭产量的比例为16.16%。2022年，陕西省一次能源生产量为60413.84万吨标煤（+3.7%），煤炭、原油、天然气、一次电力及其他能源生产量占陕西省一次能源产量的比例分别为85.5%、6.0%、6.1%、2.4%。具体产量方面，2022年陕西省煤炭产量为74876.33万吨（+6.7%），原油为2536.62万吨（-0.6%），天然气为307.11亿立方米（+4.4%），电力为456.21亿千瓦时（-0.4%）。

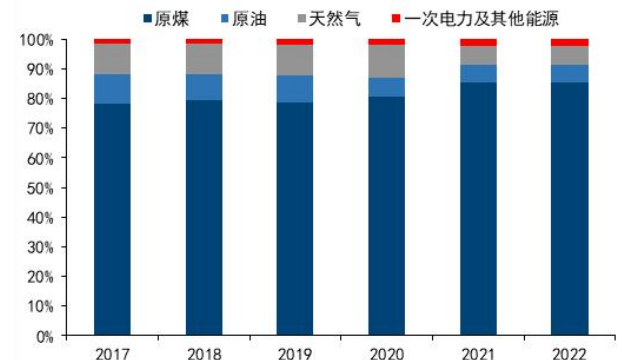
煤炭产量占比维持高位，原油、天然气产量占比有所下降，一次电力及其他能源占比提升。从各类能源产量占比变化趋势来看，煤炭产量占比呈上升趋势且维持高位，由2017年的78.4%增至2022年的85.5%，原油、天然气产量占比则呈下降趋势，分别由2017年的9.7%、10.5%降至2022年的6.0%、6.1%，一次电力及其他能源产量占比有所提升，由2017年的1.4%增至2022年的2.4%。

图28：陕西省一次能源生产总量情况（万吨标煤）



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

图29：陕西省一次能源生产量结构



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

陕西省一次能源消费以煤炭为主。2022年，陕西省一次能源消费量为16099.28万吨（+10.9%），煤炭、油品、天然气、一次电力及其他能源消费量占陕西省一次能源消费量的比例分别为73.0%、6.6%、10.2%、10.2%。从各类能源消费量占比变化趋势来看，煤炭、天然气消费量占比较为稳定，油品消费量占比有所下降，

一次电力及其他能源消费量占比有所提升。

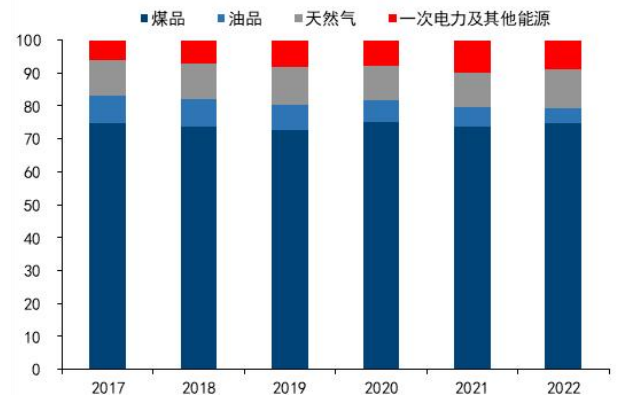
陕西为我国能源输出大省，是国家重要的能源化工、西煤东运、西电东送、西气东输基地，2022 年陕西省能源调出量为 49889.58 万吨标准煤，较 2021 年能源调出量进一步增加。其中煤炭调出 54655.32 万吨，石油调出 3003.27 万吨，天然气调出 114.14 亿立方米，电力调出 600.99 亿千瓦时。

图 30：陕西省一次能源生产消费情况（万吨标准煤）



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

图 31：陕西省一次能源消费量结构（%）



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

表 12：2022 年陕西省能源终端消费情况

	综合能源 (万吨标准煤)	煤炭 (万吨)	石油 (万吨)	天然气 (亿立方米)	电力 (亿千瓦时)
农林牧渔业	218.06	14.58	52.91		43.29
工业	10427.60	4095.75	282.48	66.10	1449.38
建筑业	230.93	5.06	69.91	0.22	40.28
交通运输、仓储、邮政业	989.99	5.76	314.86	4.38	96.57
批发、零售业和住宿、餐饮业	567.47	26.00	47.34	6.02	121.61
其他	741.77	44.27	18.89	0.79	193.90
生活消费	1958.68	143.27	150.86	24.59	341.75
合计	15134.49	4334.69	937.25	102.09	2285.79

资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

表 13：陕西省能源调入、调出情况

		综合能源 (万吨标准煤)	煤炭 (万吨)	石油 (万吨)	天然气 (亿立方米)	电力 (亿千瓦时)
2020 年	外省（区、市）调入量	4272.38	3085.06	319.81		239.70
	本省（区、市）调出量	-50506.30	-49350.84	-2070.96	-385.21	-637.72
2021 年	外省（区、市）调入量	5427.57	3246.02	841.82		234.91
	本省（区、市）调出量	-49398.84	-51147.94	-2391.67	-130.44	-740.35
2022 年	外省（区、市）调入量	5536.30	4093.34	954.25		124.80
	本省（区、市）调出量	-49889.58	-54655.32	-3003.27	-114.14	-600.99

资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

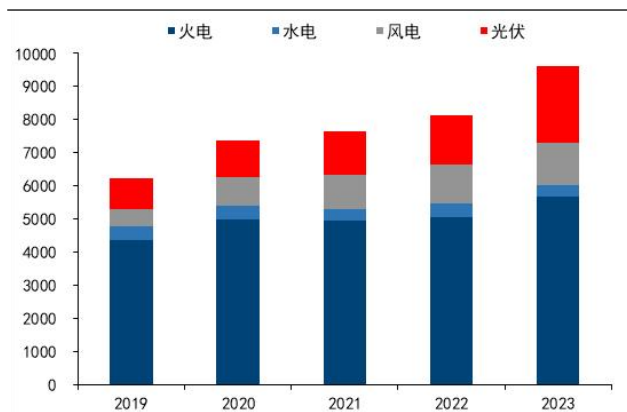
陕西电源装机以火电为主，火电发电量占比超 85%。截至 2023 年，陕西省电源装机容量为 9607 万千瓦（+18.3%），其中火电装机容量为 5676 万千瓦（+12.1%），占比为 59.1%；水电装机容量为 353 万千瓦（-8.9%），占比为 3.7%；风电装机容量为 1285 万千瓦（+9.0%），占比为 13.4%；光伏发电装机容量为 2292 万千瓦

(+53.9%)，占比为 23.9%。从发电量来看，2023 年陕西省规上企业发电量为 2946 亿千瓦时 (+8.0%)，其中火电发电量 2557 亿千瓦时 (+7.1%)，占比为 86.8%；水电发电量为 108 亿千瓦时 (+38.1%)，占比为 3.7%；风电发电量为 171 亿千瓦时 (+8.7%)，占比为 5.8%；光伏发电量为 111 亿千瓦时 (+5.2%)，占比为 3.8%。

陕西省持续推动能源和电源项目建设，能源产量和电源装机容量有望不断增长。能源产业是陕西省支柱产业之一，陕西省将持续推动能源产业发展，未来将打造万亿级现代能源产业集群。陕西省“十四五”规划提出，到 2025 年，陕西全省原煤、原油和天然气产量分别达到 7.4 亿吨、2700 万吨、360 亿立方米；同时，大力发展风电和光伏，有序开发建设水电和生物质能，到 2025 年，电力总装机超过 13600 万千瓦，其中可再生能源装机 6500 万千瓦，风电、光伏发电、水电、生物质发电分别达到 2000 万千瓦、3800 万千瓦、600 万千瓦和 100 万千瓦。

新能源发展方面，陕西新能源资源较为丰富，全省风光新能源理论可开发规模约 1.45 亿千瓦，目前陕西大力发展渭北等千万千瓦级风光基地以及榆阳、神木千万千瓦级光伏基地，推进整县屋顶分布式光伏开发。《陕西省碳达峰实施方案》提出，到 2025 年，陕西全省非化石能源消费比重达到 16% 左右；到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量达到 8000 万千瓦以上。

图 32：陕西省电源装机结构（万千瓦）



资料来源：国家能源局，陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

图 33：陕西省规上企业发电量情况（亿千瓦时）



资料来源：国家统计局，国信证券经济研究所整理

截至 2023 年，陕西电网调度口径装机容量 7397 万千瓦，其中火电 4589 万千瓦，占比 62.0%。2023 年陕西电网新增调度口径装机容量 819 万千瓦，增长率 12.5%，其中火电新增 582 万千瓦，增长率 14.52%。截至 2023 年，陕西能源公司参与陕西省内电力市场的在役电力装机规模为 586 万千瓦，位列陕西省属企业第一，占陕西电网调度火电装机容量的比例为 12.77%。

陕西省经济发展稳健，第二、第三产业增加值占比基本相当。2023 年，陕西省全省生产总值 33786.07 亿元 (+4.3%)。其中，第一产业增加值 2649.75 亿元 (+4.0%)，占生产总值的比重为 7.8%；第二产业增加值 16068.9 亿元 (+4.5%)，占生产总值的比重为 47.6%；第三产业增加值 15067.42 亿元 (+4.1%)，占生产总值的比重为 44.6%。2024 年 1-9 月，陕西省实现生产总值 24781.13 亿元，同比增长 4.6%，其中工业增加值为 10129.90 亿元，同比增长 6.8%，制造业增加值 4381.77 亿元，同比增长 4.3%。陕西省“十四五”规划指出，到 2025 年，地区生产总值达到 3.6 万亿元，十四五期间 GDP 年均增长率为 6%。

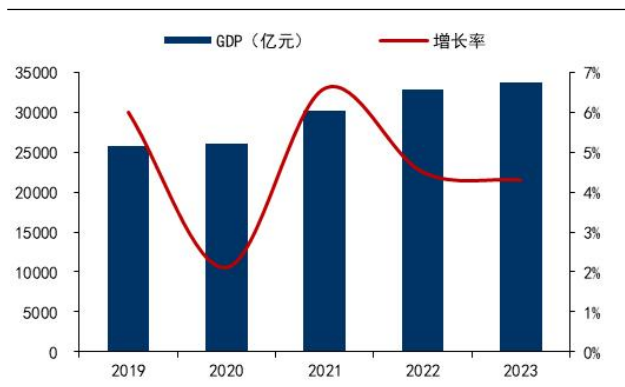
陕西省持续推动制造业发展，保障用电需求。陕西省《“十四五”制造业高质量发展规划》提出，着力构建“6+5+N”的现代制造业新体系，即做大做强高端装备、

电子信息、节能与新能源汽车、现代化工、新材料、生物医药 6 大支柱产业，做优做特冶金、建材、食品、轻工、纺织 5 大传统产业，做精做实人工智能、云计算与大数据、物联网、增材制造、光子、量子信息、空天信息等一批新兴产业。

“十四五”时期，陕西省制造业增加值年均增速达到 7% 以上，到 2025 年，制造业增加值占地区生产总值比重达到 23%，规模以上工业战略性新兴产业总产值占工业总产值比重达到 25.5%，高技术制造业增加值占规上工业增加值比重达 18%。

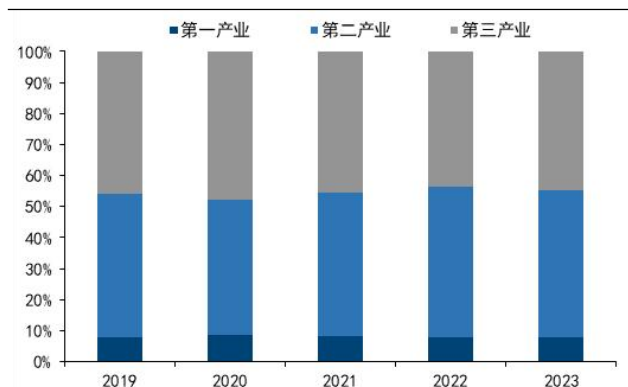
陕西固定资产投资有所增长，工业投资稳步提升。2023 年，陕西省全社会固定资产投资同比增长 0.2%，工业投资增长势头较好，工业投资同比增长 4.8%，其中制造业投资同比增长 9.4%。2024 年 1-9 月，陕西省全社会固定资产投资同比增长 3.7%，其中工业投资同比增长 12.0%，工业投资增速进一步提升。陕西省“十四五”规划指出，工业投资年均增长 6.8%，形成万亿级先进制造业集群。

图 34：陕西省 GDP 发展情况



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

图 35：陕西省三次产业结构

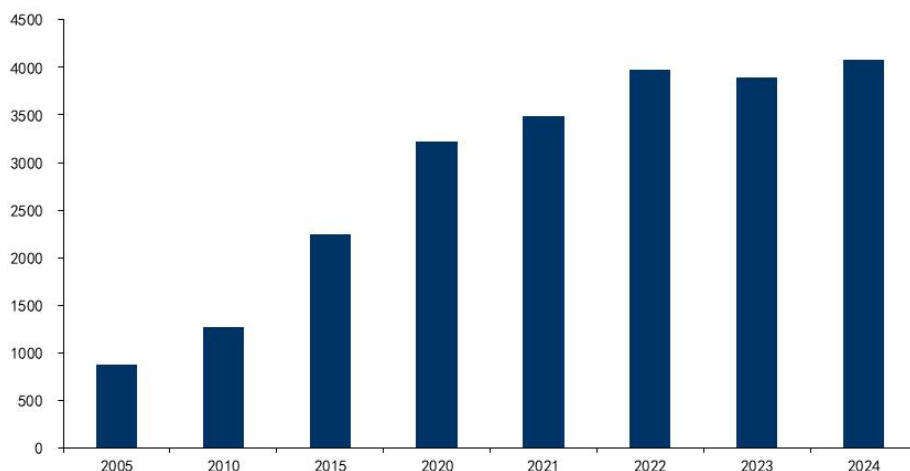


资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

陕西电网用电负荷呈增长趋势，电力保供需求增加。随着陕西经济产业发展以及由于高温天气影响，2024 年 8 月陕西电网最大用电负荷达 4076 万千瓦，较 2023 年最高值增长 2.5%。极端天气影响及经济产业发展使得陕西电网用电负荷走高，而陕西新增装机以风光新能源为主，出力稳定性较差，陕西电网的电力保供需求不断增加。

陕西省用电量持续增长，第二产业用电量占比维持高位，第三产业用电量占比有所提升。2023 年，陕西省全社会用电量为 2450 亿千瓦时（+3.1%）。2022 年第一产业、第二产业、第三产业、城乡居民用电量分别为 43.29、1538.49、452.37、341.75 亿千瓦时，占陕西省全社会用电量的比例分别为 1.8%、64.8%、19.0%、14.4%。从用电量占比变化趋势来看，2018 年以来，第一产业用电量占比有所下降，第二产业、城乡居民用电占比基本稳定，第三产业用电量占比呈提升趋势。

图36: 陕西电网最大用电负荷情况（万千瓦）



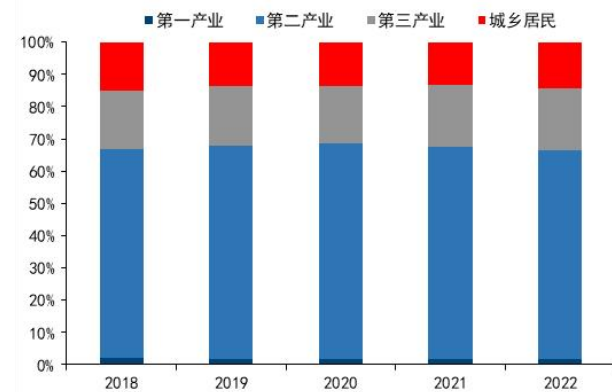
资料来源：国网陕西电力有限公司，国信证券经济研究所整理

图37: 陕西省用电量情况



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

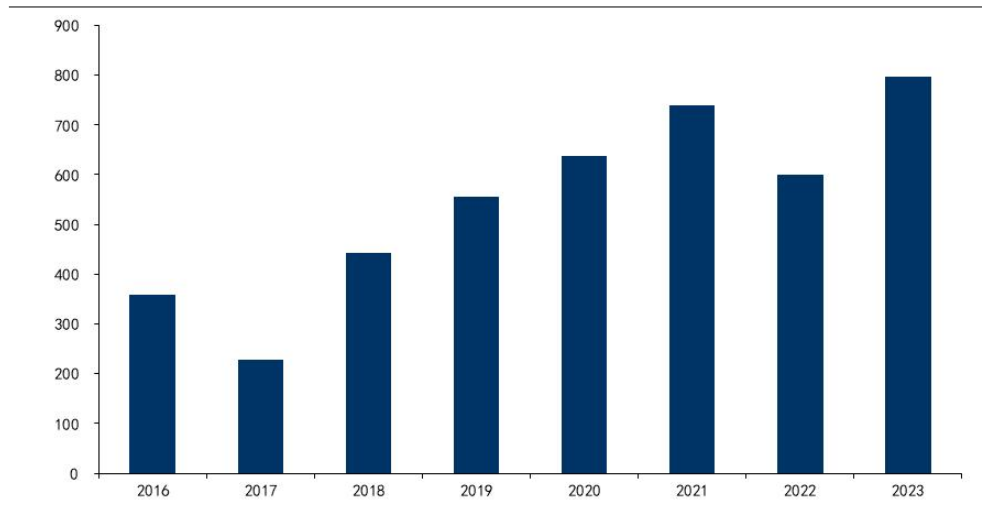
图38: 陕西省用电量结构



资料来源：陕西省统计局，国信证券经济研究所整理

陕西外送电规模稳步增长，未来外送电量规模有望进一步提升。陕西陆续建成神府-河北南网 500kV 交流、榆横-潍坊 1000kV 特高压交流、陕北-湖北±800kV 特高压直流“两交一直”跨区输电工程，以及陕西-河南、四川的直流联网工程，目前陕西省在建陕北-安徽±800kV 特高压直流输电工程，陕电送皖工程投产后，陕西电力外送规模将超过 3100 万千瓦；在“十四五”期间，陕西还将建设陕西-河南±800kV 特高压直流输电工程，目前陕西-河南±800 千伏特高压直流输电工程处于项目前期阶段。2023 年，陕西省外送电量 797 亿千瓦时，同比增长 32%，外送电量创新高。2023 年以来，陕西省投产了多个火电机组，多数为陕西外送特高压通道的配套电源，目前仍有多个火电在建火电项目为陕西外送特高压通道的配套电源，预计未来随着陕北-安徽、陕西-河南的特高压线路投产及配套电源项目完成建设，陕西外送电量规模有望实现进一步增加。

图 39: 陕西省外送电量情况 (亿千瓦时)



资料来源: 陕西省统计局, 国网陕西电力有限公司, 国信证券经济研究所整理

表 14: 陕西主要外送电通道情况

特高压线路	基本情况
榆横-潍坊 1000kV 特高压交流输电工程	榆横-潍坊特高压工程西部连接陕西、山西煤电基地, 东部连接扎鲁特-青州特高压直流工程和锡盟-山东特高压交流工程, 于 2017 年 8 月建成投运, 榆能横山电厂、陕能赵石畔电厂属于陕北煤电基地配套电厂, 截至 2024 年 9 月, 累计送出电量超 1000 亿千瓦时。
陕北-湖北 ±800kV 特高压直流 (陕武直流) 输电工程	北起陕西省榆林市陕北换流站, 南至湖北省武汉市武汉换流站, 额定输送容量 800 万千瓦, 于 2022 年 4 月投产, 每年可向湖北输送电力 400 亿千瓦时, 2023 年陕武直流输送电量 247 亿千瓦时, 其中可再生能源电量 33 亿千瓦时。陕北-湖北 ±800kV 特高压直流输电工程配套煤电建成 564 万千瓦, 配套风电、光伏 600 万千瓦将于 2024 年陆续投产
陕北-安徽 ±800kV 特高压直流输电工程	陕北-安徽 ±800kV 特高压直流输电工程从陕西延安出发, 达到安徽合肥, 计划于 2025 年底建成, 年送电量达到 360 亿千瓦时, 工程配套煤电 400 万千瓦、风电 350 万千瓦、光伏 750 万千瓦、储能 220 万千瓦。
陕西-河南 ±800 千伏特高压直流输电工程	纳入“十四五”电力规划跨省跨区输电通道重点工程, 送端换流站位于陕西省榆林市, 受端换流站位于河南省开封市, 年送电量不低于 360 亿千瓦时, 配套煤电 400 万千瓦、风电 400 万千瓦、光伏 700 万千瓦、储能 220 万千瓦。

资料来源: 国家能源局, 陕西发改委, 国信证券经济研究所整理

表 15: 陕西省外送特高压配套煤电项目情况

项目	装机容量 (万千瓦)	投运时间	配套特高压线路
清水川三期扩建工程	200	2024 年	陕武直流
大唐陕西西王寨煤电一体化项目	132	在建	陕武直流
榆能杨伙盘煤电一体化项目	132	2023 年	陕武直流
陕西延长石油富县电厂一期	200	2023 年	陕武直流
陕煤黄陵店头电厂一期	132	2023 年	陕武直流
陕煤黄陵店头电厂二期	200	在建	陕武直流
陕西延长石油富县电厂二期	200	在建	陕北-安徽直流
大唐延安电厂二期项目	200	在建	陕北-安徽直流
陕西枣矿红墩界煤电一体化工程项目	132	2024 年	榆横-潍坊
陕投赵石畔电厂二期	200	在建	陕西送电河南配套电源
榆能横山电厂二期	200	在建	陕西送电河南配套电源

资料来源: 陕西省发改委, 陕西省能源局, 国信证券经济研究所整理

陕西省发改委于 2024 年 12 月 11 日发布《关于 2025 年电力市场化交易有关事项的通知》，对陕西省 2025 年电力市场交易的经营主体、价格机制、市场交易规模、交易时段和不同交易类别组织等做出明确规定，其中对于煤电企业的要求是燃煤发电（含地方小火电）上网电量原则上全部参与市场交易，煤电企业在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，鼓励煤电企业积极与批发用户、售电公司协商约定煤电联动价格机制。此外，明确了电力现货交易的交易模式和报价要求，推动电力现货市场建设发展。

表 16: 陕西省 2025 年电力市场化交易事项梳理

事项	具体内容
市场经营主体	发电企业：1、燃煤发电（含地方小火电）上网电量原则上全部参与市场交易。2、纳入规划的集中式风电企业、集中式光伏发电企业及统调水电企业上网电量，除保障居民、农业用电及线损电量等对应的优先发电合同电量外，全部参与市场交易。光伏扶贫项目、光伏领跑者项目等按有关政策可暂不入市。3、鼓励分布式新能源（含分布式光伏、分散式风电）上网电量自愿参与电力市场交易，扩大绿色电力供给。省调调管的分布式新能源可直接参与批发市场交易，其他分布式新能源原则上主要以聚合方式参与交易。 电力用户：1、推动工商业用户全部进入电力市场。加快推动 10 千伏及以上的工商业用户直接参与电力市场，鼓励支持其他用户进入市场。已直接参与市场交易的用户，无正当理由原则上不得退出市场。暂无法直接参与市场交易的工商业用户可由电网企业代理购电。2、进一步缩小电网企业代理购电范围。入市发电企业 10 千伏及以上上网用电量须全部进入市场，电网企业不再代理其购电。 用户侧签约比例。市场化电力用户（含售电公司、电网代理购电）年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度用电量的 80%，并通过后续合同签订，保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度用电量的 90%。发电侧签约比例。燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的 80%，并通过后续合同签订，保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的 90%。鼓励水电、新能源发电企业高比例签约。
市场交易要求	交易时段：批发市场中长期电能量交易全部按照分时段组织开展，以 24 小时整点划分时段。现货电能量交易按每 15 分钟设置一个交易出清时段，每日共 96 个交易出清时段。参与批发市场交易的经营主体，应预测自身 24 小时分时段发电用电量实际需求，合理申报中长期市场分时段交易。加快推动中长期市场形成分时价格信号，积极引导用户削峰填谷。 价格机制：原则上经营主体均应签订电力中长期分时段交易合同（包括批发交易合同及零售交易合同），反映各时段价格。1、煤电企业在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价。平时段交易价格上下浮动原则上均不超过 20%，高耗能企业市场交易电价不受上浮 20%限制。煤电机组容量电价按照省内有关政策执行。2、新能源发电企业、统调水电企业电能量交易价格（含绿色电力交易）由市场经营主体通过双边协商、集中交易等市场化方式形成。绿色电力交易电能量价格和绿证价格应分别明确。 年度市场中，鼓励经营主体通过双边协商和集中竞价等多种方式参与。鼓励各经营主体在多年、年度双边协商交易中，按照煤电联动价格机制或市场基准价浮动机制确定年内各月合同价格。后续多月交易参照年度交易方式按月开展。年度交易中，鼓励煤电企业积极与批发用户、售电公司协商约定煤电联动价格机制，合理形成反映供需和燃料成本变化的价格。电网企业代理购电仅按照“报量不报价”方式、作为价格接受者参与火电集中竞价交易，交易无出清价的时段电量可补充开展挂牌交易。 2025 年 1 月 1 日起，启动陕西电力现货市场连续结算试运行，按照现货市场有关规则细则、实施方案组织开展。 陕西电力现货市场按“全电量申报、集中优化出清”模式开展，通过竞争形成体现时空价值的市场出清价格，并配套开展调频等辅助服务交易。鼓励虚拟电厂、储能等灵活调节资源参与现货市场。
年度（多月）交易	国网陕西省电力有限公司、各配售电公司应充分考虑部分经营主体计量装置无法满足分时计量条件实际情况，进一步细化发、用电量数据的拟合规则，加快完善技术支持系统和信息披露工作机制，确保 2025 年上半年全量市场化经营主体的发、用电量数据满足现货市场最小交易周期（发电侧按 96 小时/用户侧按小时）的结算要求。
现货电力交易	

资料来源：陕西发改委，国信证券经济研究所整理

陕西电力市场交易规模不断增加。陕西电力交易中心数据显示，2023 年陕西省电力市场电力直接交易批发市场成交电量 1391.98 亿千瓦时，同比增长 9.58%，成交均价 0.4106 元/kwh。其中，火电市场化交易电量 1185.55 亿千瓦时，占统调燃煤火电上网电量的比例为 99%，交易均价为 0.4207 元/kwh；新能源发电企业市场化交易电量（含绿电交易）电量 183.86 亿千瓦时，占统调新能源上网电量的 49%，交易均价为 0.3546 元/kwh。2024 年陕西电力批发市场年度交易电量 1094.54 亿千瓦时，同比增长 15%，成交规模进一步扩大。2024 年 1-10 月，陕西市场化交易结算电量 1468.02 亿千瓦时，同比增加 6.89%，结算均价为 0.4001 元/kwh；其中火电结算电量 1101.84 亿千瓦时，同比增加 7.43%，结算均价为 0.4209 元/kwh；风电结算电量 175.42 亿千瓦时，同比下降 4.57%；光伏结算电量 164.45 亿千瓦时，同比增加 30.78%；水电结算电量 26.31 亿千瓦时，同比下降 31.10%。

陕西电力现货市场建设稳步推进。2022 年 11 月，陕西正式启动电力现货市场模拟试运行，陕西电力现货市场中发电企业通过日前、实时报量报价参与集中竞价，形成发电曲线和分时节点价格，试运行期间实行电力现货市场与调频辅助服务市场联合出清，目前陕西已完成三次结算试运行，第三次结算试运行期间交易电量

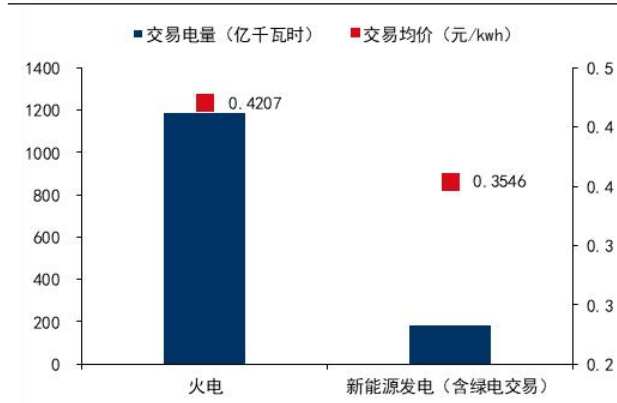
3.34 亿千瓦时。2024 年 10 月 31 日-12 月 1 日期间，陕西将开展电力现货市场第四次结算试运行工作，发电侧陕西电网省级及以上调度管辖的内用公用煤电机组以“报量报价”方式参与，申报、结算价格的限价范围为 40-1000 元/MWh。

图40：陕西省市场交易电量及平均电价情况



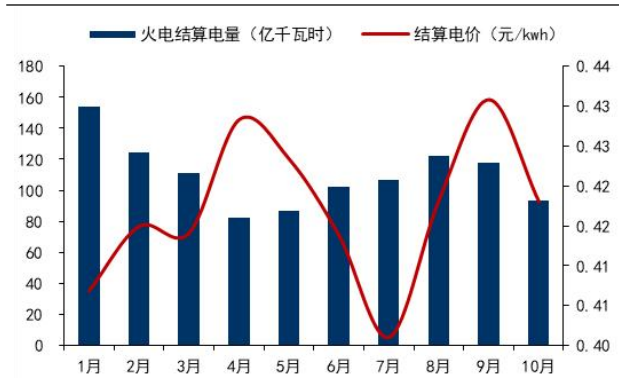
资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图41：2023 年陕西火电和新能源发电交易电量及电价



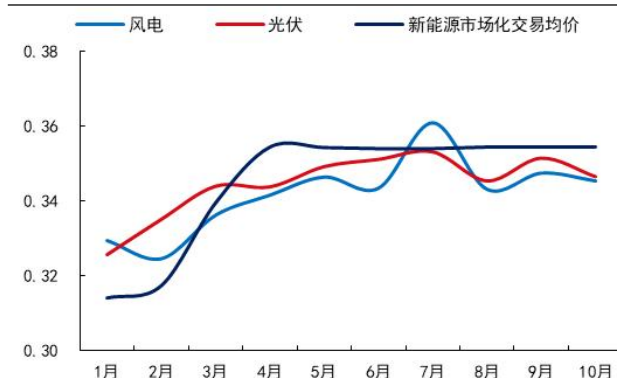
资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图42：2024 年以来陕西省火电单月结算电量及电价



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图43：2024 年以来陕西省风光新能源结算电价（元/kwh）



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

陕西电力辅助服务市场规则

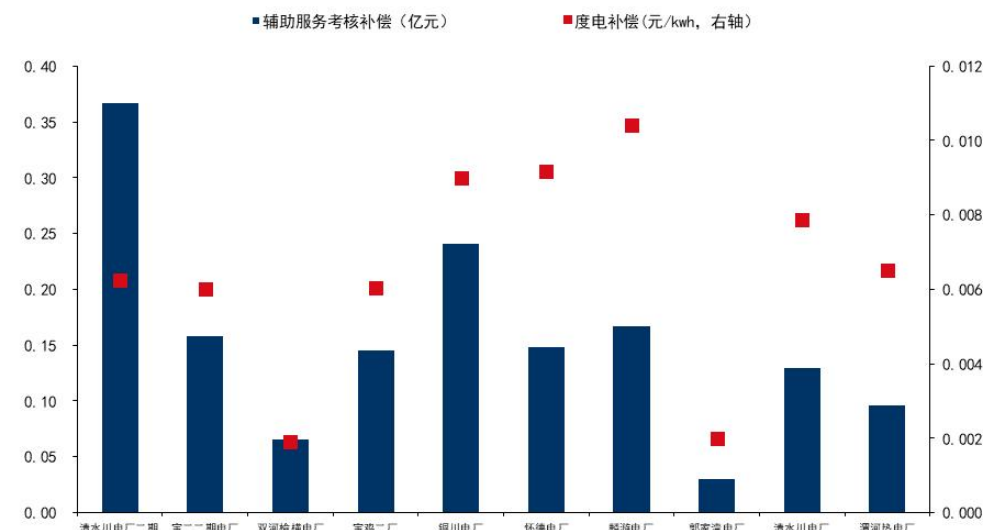
调峰服务：2019 年陕西发改委印发的《陕西电力辅助服务市场运营规则（试行）》规定，调峰辅助服务分为基本调峰服务和有偿调峰服务，基本调峰服务是指火电机组运行负荷率在 50%以上的发电调节服务，不给予补偿。深度调峰交易采用“阶梯式”报价方式和价格机制，火电厂负荷率在 40%-50%之间时报价在 0.1-0.32 元/kwh 区间内，负荷率小于等于 40%时，报价在 0.32-0.75 元/kwh 区间内。此后，2023 年 8 月，国家能源局西北监管局发布《储能、负荷侧等市场主体参与陕西电网调峰、顶峰辅助服务市场实施细则（试行）》征求意见稿规定，深度调峰交易火电机组报价下限为 0 元/kwh，负荷率在 40%-50%范围内时报价上限为 0.3 元/kwh，负荷率在 30%-40%范围内时报价上限为 0.55 元/kwh，负荷率在 20%-30%范围内时报价上限为 0.8 元/kwh，负荷率小于 20%时报价上限为 1 元/kwh。2023 年 11 月，国家能源局西北监管局发布《西北区域电力辅助服务管理实施细则》规定，深度调峰按照机组实际发电出力确定，提供深度调峰服务的燃煤火电机组，按照比基本调峰少发的电量补偿，火电机组按少发电量没万千瓦时补偿 3 分。

调频服务：陕西发改委发布的《关于开展陕西电力现货市场第四次结算试运行工

作的通知》规定，发电侧市场主体（省调直调公用燃煤电厂）以 AGC 控制单元进行申报，调频里程价格的最小单位为 0.1 元/MW，申报价格范围暂定为 0-15 元/MW；调频容量的最小单位为 0.01MW，调频容量申报区间为申报主体 AGC 单元容量的 7.5%-15%。

从实际陕西省辅助服务考核补偿情况来看，多数火电机组可获得辅助服务考核补偿，2024 年 1-7 月多数电厂的平均度电补偿在 0.005-0.01 元/kwh 之间，其中麟游电厂（麟北电厂）的平均度电补偿超过 1 分钱，为 0.0104 元/kwh。

图44: 陕西省部分电厂 2024 年 1-7 月辅助服务考核补偿及度电补偿情况



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

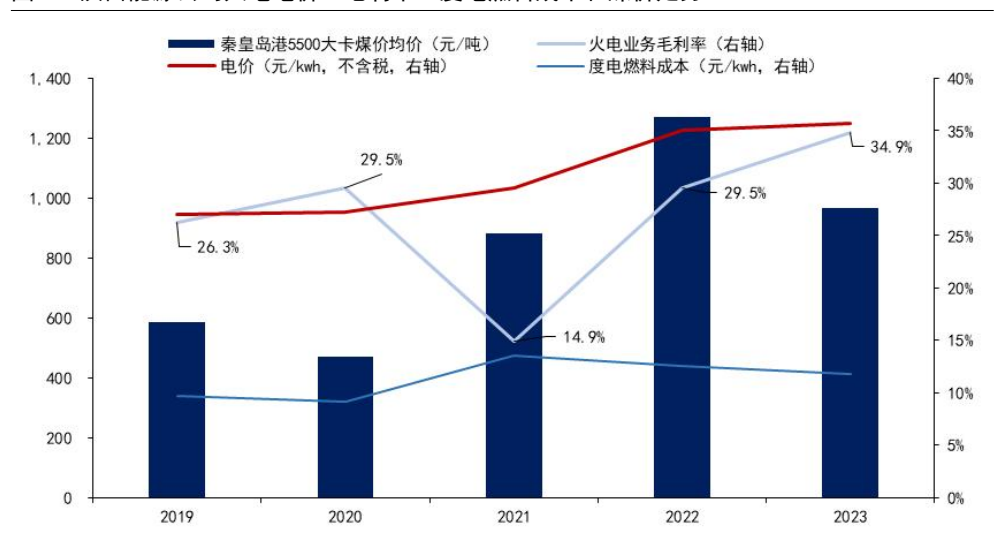
煤电一体化布局发展，煤炭、电力业务共进

公司煤电一体化布局，盈利能力强

煤电一体化布局实现煤炭、电力两个产业的优势互补，成本优势更为突出，可更为充分地获取煤电产业链经营利润。一方面可实现较高比例的长协煤覆盖，使得电力业务具有更强的燃料成本优势；另一方面，煤电一体化的坑口电站可实现煤炭资源就地转化，减轻煤炭外销压力，降低煤炭运输成本，以及降低生产能耗和发电成本，实现煤炭业务收益的同时进一步降低发电业务成本。

煤电一体化企业经营业绩对电力价格波动的更为敏感。火电全额参与市场化交易的背景下，火电市场交易价格（火电电价）受一次能源价格和电力供需的影响，因而电价会出现一定波动变化，当一次能源价格较高时，火电市场化交易电价相对更高，而煤电一体化布局的企业成本优势更为突出，盈利水平相对较高；而当一次能源价格走低，火电市场交易电价下降，由于煤电一体化企业的燃料成本下降空间不大，而收入端则会由于电价下降出现下降，盈利空间将会有所下降。

图45：陕西能源公司火电电价、毛利率、度电燃料成本和煤价走势



资料来源：公司公告，Wind，国信证券经济研究所整理

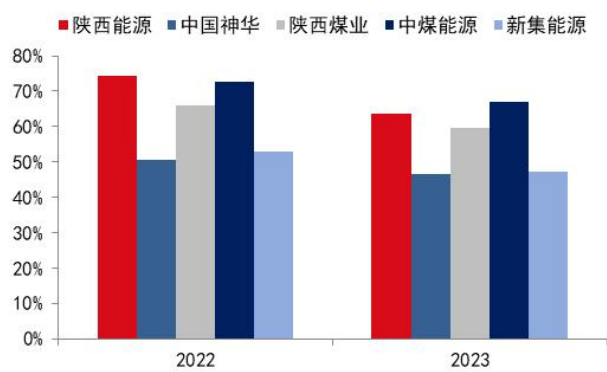
公司煤炭资源较为优质。公司下属凉水井煤矿位于陕北煤炭基地榆神矿区，园子沟煤矿位于宝鸡市麟游县两亭镇，属于黄陇煤炭基地永陇矿区。公司主要煤种以长焰煤、不粘煤为主，具有低硫、低灰、低磷、高发热量等特点，主要用于电力、化工、冶金、建材等行业。公司下属煤矿中，凉水井矿业及麟北煤业园子沟煤矿生产的煤质较好、热值较高，而清水川电厂配套的冯家塔煤矿热值较低，其对外销售的平均价格也相对较低。

公司煤炭需求旺盛，产能利用率较高。2023年，公司煤炭产能利用率为105.86%，较2022年的90.4%同比增加15.41pct。公司主要煤矿冯家塔煤矿、凉水井煤矿、园子沟矿井的产量分别为858.27、850.28、620.39万吨，产能利用率分别为107.28%、106.29%、103.40%，均处于满产状态。

公司煤炭业务毛利率居于行业前列，煤炭业务盈利性较好。公司外销煤的单位生产成本较低，2023年公司外销煤单位生产成本为259元/吨，2019-2023年期间公司吨煤生产成本的均值为194元/吨，与可比公司相比处于较低水平。得益于公司

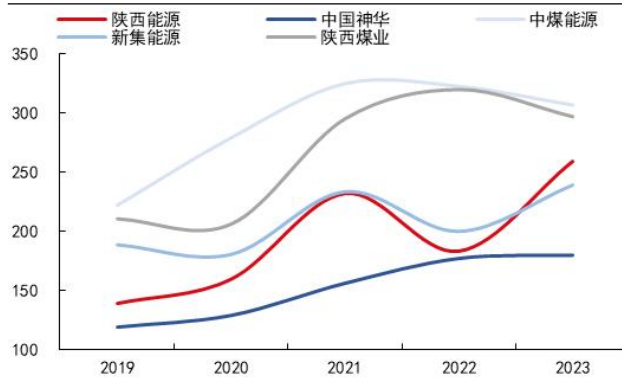
煤炭生产成本较低以及产能利用率较高，公司煤炭业务的盈利性较好，2023 年公司煤炭业务的毛利率为 63.62%，2019-2023 年期间公司煤炭业务的毛利率均值为 63.46%，在可比公司中处于前列。

图46：陕西能源与可比煤炭公司煤炭业务毛利率比较



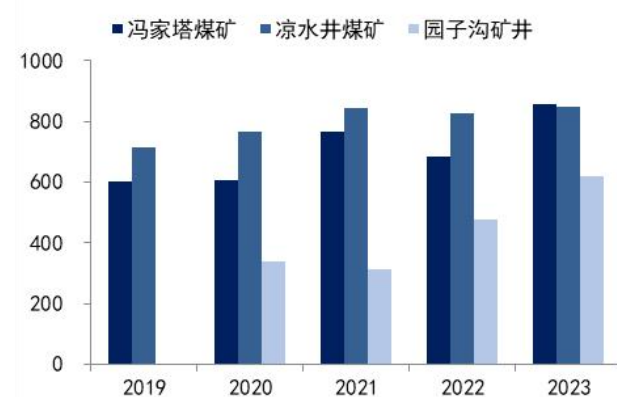
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图47：陕西能源与可比煤炭公司吨煤生产成本（元/吨）



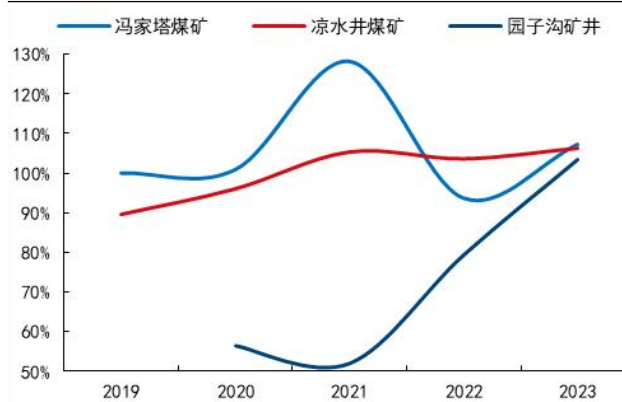
资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理 注：陕西能源为外销商品煤的吨生产成本

图48：陕西能源主要煤矿原煤产量情况（万吨）



资料来源：陕投集团债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

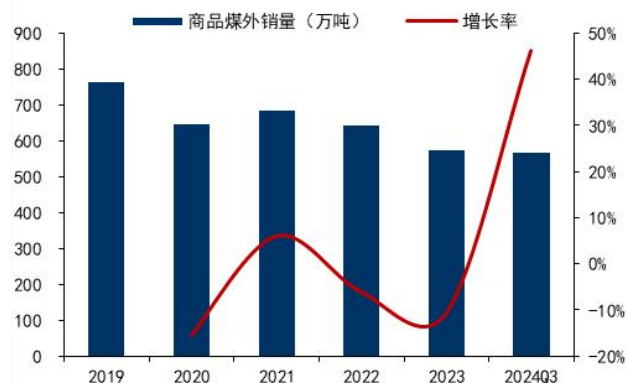
图49：陕西能源主要煤矿产能利用率情况



资料来源：陕投集团债券募集说明书，国信证券经济研究所整理

煤炭销售策略优化，外销煤比例大幅提升。2024 年以来，公司结合市场变化及时优化电煤保障策略，根据市场煤价情况，优化煤炭长协机制，通过加大煤炭洗选外销提升价值，电厂用煤结合运费等综合成本优化采购结构，2024 年前三季度，公司累计煤炭外销量为 566.85 万吨，同比增长 46.15%，煤炭外销比例大幅提升。公司通过优化煤炭销售策略，2024 年在煤炭销售价格下降的情况下实现毛利率微增，整体效益水平有所提升。未来公司将依据煤炭市场价格、供需关系、电厂的运输费用等多方面的因素，适时调整煤炭销售策略，实现整体利润最大化。

图50: 陕西能源商品煤外销量情况（万吨）



资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

图51: 陕西能源外销商品煤均价与煤炭业务毛利率



资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理

图52: 陕西榆林动力煤坑口价格走势（元/吨，含税）



资料来源：Wind，国信证券经济研究所整理

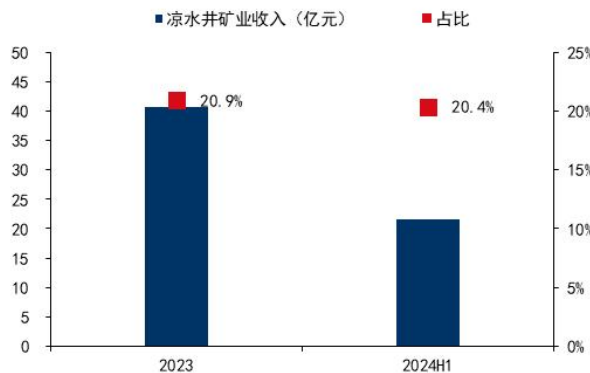
公司主要煤炭业务子公司财务状况

凉水井矿业：公司对外出售煤炭主要产自凉水井煤矿，主要销往西北、华北区域，客户群体覆盖电力、焦化、陶瓷、化工等行业。204省道、榆神高速从凉水井煤矿矿区南侧通过，同时配建铁路集装站，因而该煤矿开采成本较低且热值较高，使得公司煤炭业务毛利率较高。2023年，凉水井矿业公司实现营业收入40.71亿元，占公司营业收入的比例为20.9%；净利润方面，2023年凉水井矿业实现净利润17.23亿元，占公司净利润的比例为42.5%，对公司净利润贡献较大。盈利能力方面，2023年凉水井矿业的净利率为42.3%，ROE为65.1%，若按照77%的洗选率进行测算，2023年凉水井矿业的原煤产量为850.28万吨，对应的商品煤的产量为655万吨，对应的煤炭销售价格为621.86元/吨，单吨净利润为263.20元/吨。

麟北煤业：麟北煤业负责开发园子沟煤矿，目前投运产能达到800万吨/年，2023年实现营业收入25.71亿元，占公司营业收入的比例为13.2%；实现净利润4.46

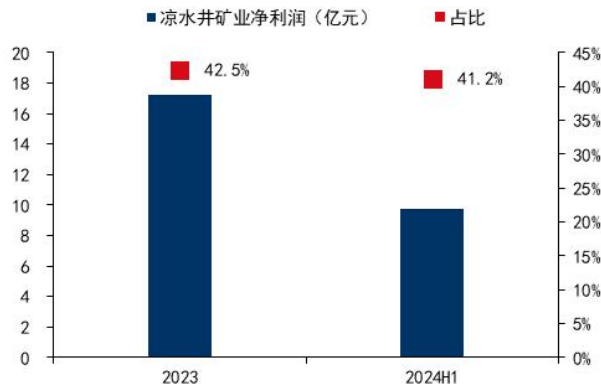
亿元，占公司净利润的比例为 11.0%。盈利能力方面，2023 年麟北煤电公司净利率为 17.3%，ROE 为 19.1%。

图 53: 凉水井矿业收入及其占公司收入的比例



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 54: 凉水井矿业收入及其占公司净利润的比例



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 55: 凉水井矿业煤炭产量及占公司煤炭产量的比例



资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理 注：2022-2024Q3 按照洗选率 77%进行测算。

公司煤电一体化项目煤炭生产与电力装机较为均衡，公司电力业务表现稳健，整体盈利性较好。截至到 2024 年 6 月，公司已核准的总装机容量中，煤电一体化和坑口电站装机容量占到 61.57%。公司下属清水川能源、赵石畔煤电均配套有煤矿，是典型的煤电一体化坑口电站，其中冯家塔煤矿是清水川电厂的配套煤矿，开才出的原煤筛选后用胶带输送机直接送至清水川发电厂；麟北发电就近使用园子沟煤矿的煤泥和矸石等燃料，吉木萨尔电厂处于新疆煤炭资源富集区，均具有坑口电站优势。2019 年以来，随着公司电力装机增加，公司煤炭自供比例规模呈增加趋势。整体来看，公司煤炭生产和电力装机呈现供需平衡，可有效平滑煤炭价格波动带来的发电成本影响，稳定公司业绩。

图56：公司自供煤规模及占比情况



资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理 注：2022-2024Q3 按照洗选率 77%进行测算。

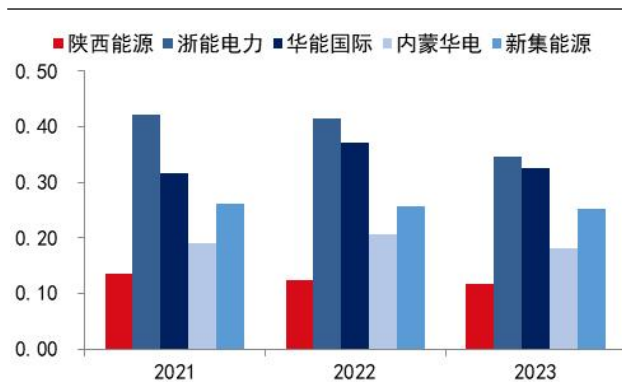
表 17：公司煤电一体化项目及配套煤炭资源情况

煤电项目	装机容量 (万千瓦)	状态	对应煤矿	煤炭产能 (万吨)	年耗煤量 (标煤, 万吨)
清水川能源清水川电厂一期项目	60	投运			92
清水川能源清水川电厂二期项目	200	投运	冯家塔煤矿	800	274
清水川能源清水川电厂三期项目	200	投运			274
赵石畔煤电一期项目	200	投运	赵石畔煤矿	600	264
赵石畔煤电二期项目	200	在建			264
麟北发电厂项目	70	投运	园子沟煤矿	800	102
吉木萨尔电厂	132	投运	处于新疆煤炭 资源富集区		178
合计	1062				1448

资料来源：招股说明书，公司公告，国信证券经济研究所整理 注：公司各电厂年耗煤量测算过程中，利用小时数假设为 4800 小时，供电煤耗参考公司招股说明书中披露的 2022H1 各电厂的供电煤耗水平，赵石畔电厂二期项目供电煤耗参考赵石畔一期项目的供电煤耗水平。

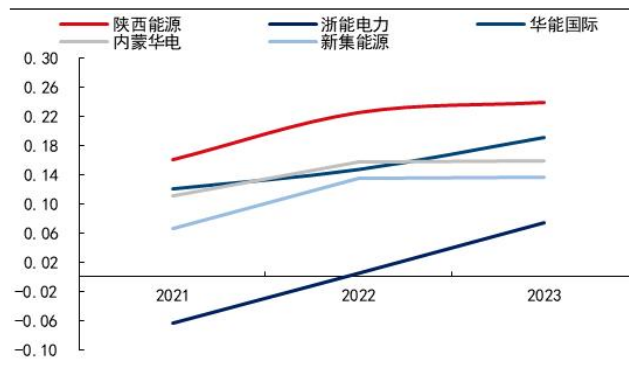
公司燃料成本优势较为突出，毛利水平较为稳定且优于多数可比公司。公司与可比公司可从度电燃料成本、点火价差、度电毛利以及火电业务毛利率等维度进行比较，将公司与可比公司比较发现，陕西能源公司度电燃料成本显著低于可比公司，而点火价差则高于可比公司，公司火电业务毛利率及度电毛利水平较为稳定，且居于可比公司前列。

图57：陕西能源与可比公司度电燃料成本比较（元/kwh）



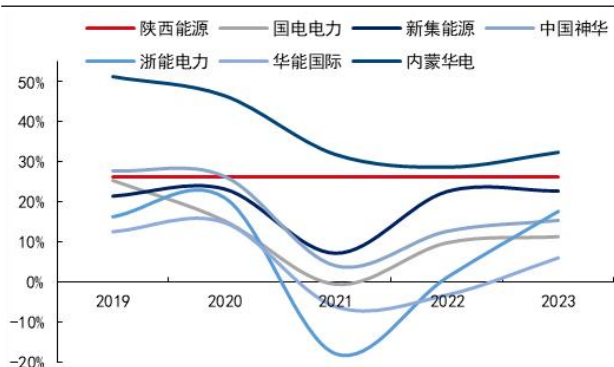
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图58：陕西能源与可比公司点火价差比较（元/kwh）



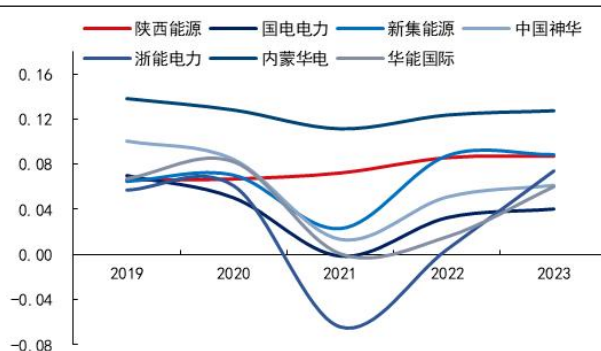
资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

图 59: 陕西能源与可比公司火电业务毛利率比较



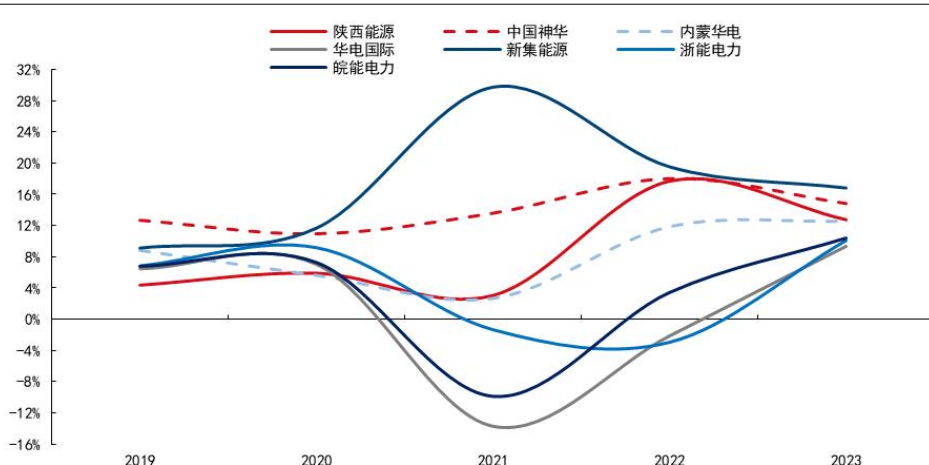
资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 60: 陕西能源与可比公司火电业务度电毛利比较



资料来源: 各公司公告, 国信证券经济研究所整理

图 61: 陕西能源与可比公司 ROE 比较



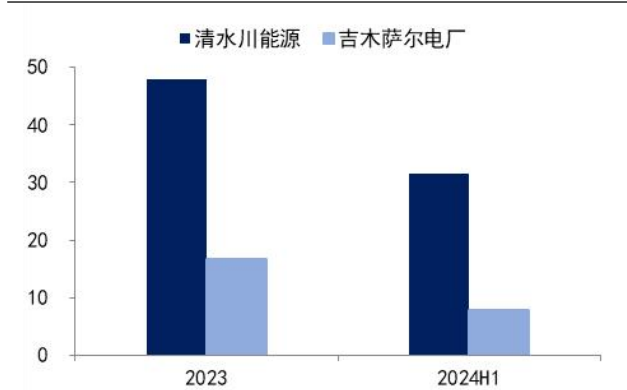
资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理

公司主要煤电一体化项目公司财务状况:

清水川能源: 清水川能源公司目前在运装机容量 460 万千瓦, 2023 年实现营业收入 47.86 亿元, 占公司营业收入的比例为 24.6%; 实现净利润 8.10 亿元, 占公司净利润的比例为 20.0%。盈利能力方面, 2023 年清水川能源公司净利率为 16.9%, ROE 为 13.9%, 单位装机净利润为 312 元/千瓦。

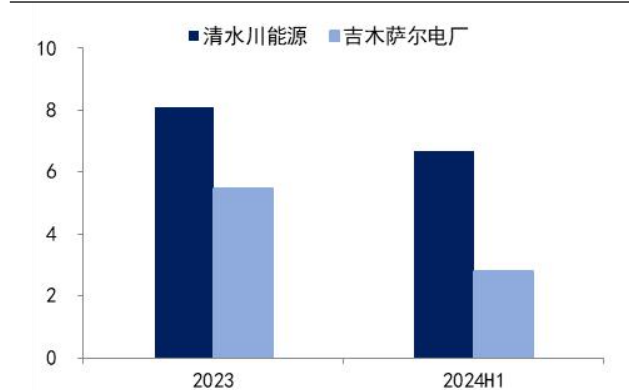
吉木萨尔电厂: 吉木萨尔电厂目前在运装机容量 132 万千瓦, 2023 年实现营业收入 16.57 亿元, 占公司营业收入的比例为 8.5%; 实现净利润 5.47 亿元, 占公司净利润的比例为 13.5%。盈利能力方面, 2023 年吉木萨尔电厂公司净利率为 33.0%, ROE 为 34.3%, 单位装机净利润为 414 元/千瓦。

图62: 公司主要煤电一体化电厂收入情况（亿元）



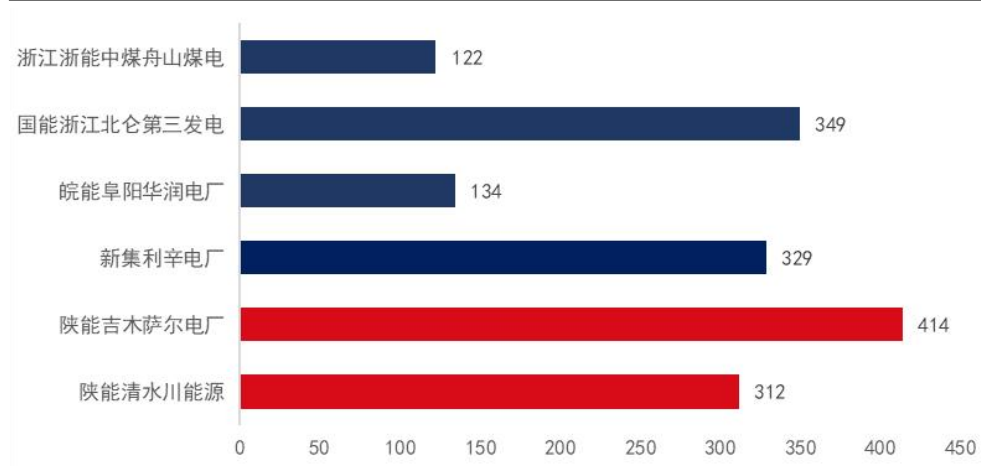
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图63: 公司主要煤电一体化电厂净利润情况（亿元）



资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图64: 2023 年陕能煤电一体化电厂与可比公司电厂单位装机净利润水平比较（元/kw）



资料来源：各公司公告，国信证券经济研究所整理

公司下属电厂运行情况较好，煤耗水平优于行业平均水平。公司多数发电机组为近几年投产的新机组，投运时间短，生产工艺先进，设备运行安全可靠，公司下属电厂的供电煤耗均优于国家标准和行业平均水平，有助于提升公司火电机组的市场竞争力。

表18: 公司下属机组供电煤耗与可比标准比较(克/千瓦时)

电厂	机组类型	供电煤耗				修正后 比对标准	《煤电节能减排升级 与改造行动计划 (2014-2020 年)》标 准平均水平
		2022 年 1-6 月	2021 年	2020 年	2019 年		
清水川能源电厂一期	2×300MW，亚临界	343.3	343.89	343.58	338.04	349.37	347
清水川能源电厂二期	2×1,000MW，超超临界	304.65	307.44	308.26	312.35	309.07	317
赵石畔煤电	2×1,000MW，超超临界	294.47	295.89	293.17	296.01	309.2	317
商洛发电	2×660MW，超超临界	293.57	296.33	313.15	-	317.56	315
麟北发电	2×350MW，超临界(低热值 煤发电机组)	324.07	328.27	332.98	-	-	338
渭河发电	2×320MW，2×300MW，亚临 界(热电联产机组)	297.5	306.5	302.56	312.19	322.58	330
吉木萨尔发电	2×660MW，超超临界	300.37	-	-	-	321.97	315

资料来源：招股说明书，国信证券经济研究所整理

公司主要机组处于西电东送通道，电力消纳有保障。西电东送、陕电外送是国家和陕西省能源产业发展的重要战略，截至 2024 年 6 月，公司已核准的总装机容量中，参与西电东送的煤电机组占到 42.43%，赵石畔煤电（2×1000MW）煤电一体化项目为榆横-潍坊 1000kV 输电通道配套电源点，吉木萨尔电厂（2×660MW）项目为新疆准东-安徽皖南±1100kV 特高压直流输电工程配套电源点，清水川能源电厂三期（2×1000MW）项目为陕北-湖北±800kV 直流通道配套电源点，已核准的赵石畔电厂二期（2×1000MW）项目为陕西-河南外送通道配套电源点，商洛发电为陕西南部电网的电源支撑点，渭河发电为关中北环线电源支撑点。相对均衡的省内外市场格局，使电力消纳相对稳定，电价波动风险有所控制。2023 年，公司外送机组发电量约占总发电量的 37%。

公司外送电量主要由政府或电网间协商确定量、价，挂牌组织发电企业确认执行。公司所属赵石畔煤电是陕西榆横至山东潍坊 1000 千伏特高压输电通道的主力电源支撑，电价结算方式按照华北网上网电价执行；吉木萨尔电厂是“疆电入皖”的重要电源点，电价结算方式按照新疆上网电价结算。

表 19：公司特高压配套电源项目情况

特高压项目	公司配套电源项目	装机容量（万千瓦）	状态	投产时间
陕武直流	清水川能源电厂三期	200	在运	2024 年
榆横-潍坊 1000kV 交流	赵石畔煤电一期项目	200	在运	2019 年
陕西-河南特高压直流	赵石畔煤电二期项目	200	在建	2027 年
准东-皖南±1100kV 特高压直流	吉木萨尔电厂	132	在运	2022 年
合计		732		

资料来源：招股说明书，公司公告，国家发改委，国信证券经济研究所整理

新型电力系统加快建设的背景下，新能源电力的快速发展释放调峰电源需求，面对日益增加的调峰需求，作为灵活可调节型电源主力的火电，其调峰能力成为能源安全的重要保障。灵活性改造的煤电作为承担可再生能源消纳对应的调峰能力，成为可再生能源并网消纳的重要配套资源。充分发挥煤电调峰的低成本和高安全性，提高系统调峰能力，平抑新能源电力随机波动性，是新能源消纳和电力系统稳定运行的重要保障。在构建新能源为主体的新型电力系统趋势下，未来高参数、大容量、深度可调节性火电机组将成为新型电力系统的重要组成部分。

从陕西电源装机结构来看，未来陕西电源装机增量主要来自风光新能源，且未来新增火电机组多为外送电配套电源，由于风光新能源具有随机性、间歇性特征，风光新能源装机大幅增加将导致未来陕西电网波动性加大，部分用电尖峰时段将出现电力供应不足的现象，火电调峰需求、尖峰保供需求将不断增加，火电机组辅助服务收入或进一步增加。

公司多数火电机组具备深度调峰能力，未来辅助服务收入有望增长。公司下属火电机组深度调峰技术优势突出，具备参与深度调峰的能力。公司在役的 16 台机组中，15 台已具备深度调峰能力，且多数机组调峰能力可深调至额定容量 30%以下。2024 年以来，公司陕西省内统调机组辅助服务考核补偿收益较高，度电补偿水平居于陕西省内火电机组前列。

表 20：陕西电力市场电力出力与用电负荷及未来预测情况

	2021	2022	2023	2024E	2025E
装机容量（万千瓦）					
火电	4952	5080	5676	6338	7200
水电	349	350	353	477	600
风电	1021	1164	1285	1643	2000
光伏	1314	1516	2292	3046	3800

合计	7636	8110	9607	11503	13600
出力水平					
火电	4973	5016	5378	6007	6769
水电	259	245	246	291	377
风电	96	109	122	146	182
光伏	0	0	0	0	0
合计	5328	5370	5747	6444	7328
	2021	2022	2023	2024E	2025E
最高用电负荷（万千瓦）	3485	3976	3892	4076	4198
增长率 yoy	8%	14%	-2%	5%	3%
外送容量（万千瓦）	1500	2300	2300	2300	3100

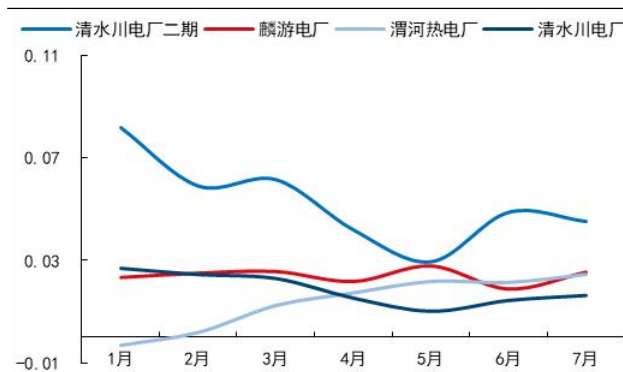
资料来源：陕西省发改委，陕西省能源局，国信证券经济研究所整理及预测

表21：公司火电机组调峰能力

项目机组	调峰能力（深调至额定出力的水平）
清水川能源一期#1 机组（300MW）	30%
清水川能源二期机组（2×1000MW）	35%
清水川能源三期机组（2×1000MW）	25%
赵石畔煤电一期机组（2×1000MW）	23%
商洛发电一期机组（2×660MW）	25%
吉木萨尔电厂机组（2×660MW）	20%
渭河发电机组（2×300MW+2×320MW）	30%
麟北发电机组（2×350MW）	33%

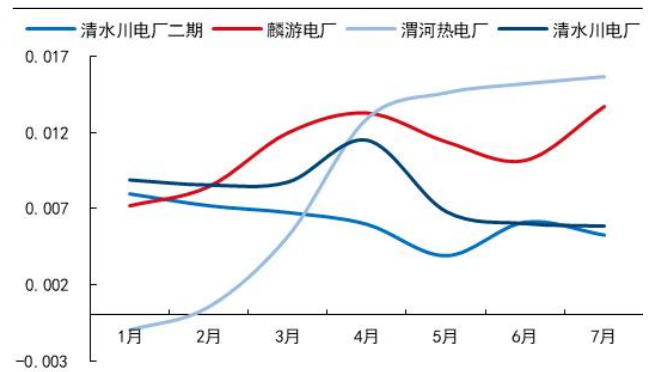
资料来源：公司公告，国信证券经济研究所整理

图 65：2024 年以来公司电厂辅助服务考核补偿（亿元）



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

图 66：2024 年以来公司电厂辅助服务度电补偿（元/kwh）



资料来源：陕西电力交易中心，国信证券经济研究所整理

煤炭、电力产能均有增长，煤电一体化持续深化

公司煤炭资源储量规模较大，未来产能将逐步释放。公司现有的凉水井、冯家塔、园子沟煤矿、赵石畔煤矿、丈八煤矿保有资源量合计为 41.64 亿吨，公司 2024 年竞得的甘肃省环县钱阳山煤矿评审备案的资源储量为 10.20 亿吨。2024 年，公司园子沟煤矿东翼 200 万吨/年产能已投产，公司累计煤炭产能规模达 2400 万吨/年，2025 年公司赵石畔煤矿将实现投运，新增产能规模 600 万吨/年，累计煤矿产能规模将达到 3000 万吨/年。

表22: 公司煤炭矿井资源量情况

矿井名称	所属子公司	生产状况	矿区面积 (km ²)	保有资源量 (亿吨)			保有储量 (亿吨)		核定/规划产能 (万吨/年)
				探明	控制	推断	证实	可信	
凉水井煤矿	凉水井矿业	已投产	68.9102	2.1	1.48	2.38	1.63	1.22	800
冯家塔煤矿	清水川能源	已投产	60.4475	2.36	0.94	6.07	1.86	0.75	800
园子沟煤矿	麟北煤业	已投产	237.1664	2.04	4.14	6.55	1.35	3.12	800
赵石畔煤矿	赵石畔煤电	在建	199.5465	2.44	1.48	5.74	-	-	600
丈八煤矿	麟北煤业	筹建	62.58	1.13	0.94	1.85	-	-	400
钱阳山煤矿		筹建	120.628						800
合计			749.2786	41.64			9.93		4200

资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

电力业务方面, 2026-2027 将迎来新增火电项目投产的高峰期。2024 年, 公司新增投产煤电项目为清水川电厂三期 2×1000MW 机组和延安热电 2×25MW 热电联产机组, 合计装机容量为 205 万千瓦, 其中清水川三期为煤电一体化项目, 且为陕武直流的配套电源。目前, 公司在建项目为商洛发电二期项目 2×660MW 机组、信丰发电二期 2×1000MW 机组、延安热电二期 2×350MW 机组和赵石畔电厂二期 2×1000MW 机组, 合计装机容量为 602 万千瓦, 较公司已投运的火电项目装机容量 1123 万千瓦的增长空间为 53.6%, 上述火电项目将在 2026-2027 年集中投产。

图 67: 公司未来火电装机容量及煤炭产能情况



资料来源: 招股说明书, 公司公告, 国信证券经济研究所整理

公司新增火电项目中, 清水川能源三期、赵石畔煤电二期均为煤电一体化项目, 且均为外送电源项目, 而赵石畔煤矿全面投产后, 将可为公司陕西省内的煤电项目更好地提供煤炭资源供应, 煤电项目的煤炭资源保障程度将有望进一步提升, 增强公司煤炭、电力业务的整体竞争力。

盈利预测

假设前提

我们的盈利预测基于以下假设条件：

电力业务：根据公司在手的火电项目及开工、投产节奏，预计 2024-2026 年公司新增火电装机容量分别为 205/0/402 万千瓦；利用小时数方面，参考公司过往的利用小时数情况及未来陕西省当地的电力供需情况和外送电量情况，假设 2024-2026 年公司火电业务的利用小时数分别为 4900/4850/4800 小时；电价方面，参考公司过往的电价及考虑未来电价市场交易因素影响和一次能源价格走势，假设 2024-2026 年电量电价（不含税）分别为 0.34/0.32/0.30 元/kwh，容量电价分别为 100/100/165 元/kw/年（含税）。

煤炭业务：根据公司在建煤炭项目情况及产能投运节奏，2024 年公司新增园子沟东翼煤矿投产，新增产能 200 万吨/年，2025 年赵石畔煤矿投产，新增产能 600 万吨/年，因而预计 2024-2026 年公司新增煤炭产能分别为 200/600/0 万吨/年；产能利用率方面，参考过往公司煤炭产能利用率情况，预计 2024-2026 年公司原煤产量分别为 2356/2700/3000 万吨，商品煤产量分别为 1806/2069/2299；自供煤比例情况，考虑到公司煤炭销售策略优化，择机对外销售煤炭，假设 2024-2026 年你公司煤炭自供率均为 55%，外销煤占比则分别为 45%，外销商品煤销量分别为 804/931/1034 万吨；销售价格方面，参考过往公司煤炭销售价格和陕西当地的煤炭供求格局，假设 2024-2026 年公司煤炭价格均为 570 元/吨。

其他业务：公司其他业务主要为供热业务，假设未来有一定增长，且毛利率保持比较稳定的状态。

成本及期间费用方面，主要考虑煤炭价格变化趋势、煤电和煤矿投资成本等因素进行假设。同时销售费用率、研发费用率、管理费用率、所得税率较为稳定，参考公司过往水平进行设定。

表 23：陕西能源公司业务拆分（百万元）

	2021	2022	2023	2024E	2025E	2026E
电力业务						
收入	10023	15110	14770	17851	17377	19860
增速	38.9%	50.7%	-2.3%	20.9%	-2.7%	14.3%
毛利	1496	4459	5150	6158	5733	6477
增速	-29.7%	198.0%	15.5%	19.6%	-6.9%	13.0%
毛利率	14.9%	29.5%	34.9%	34.5%	33.0%	32.6%
煤炭业务						
收入	4964	4616	4085	4582	5307	5896
增速	130.0%	-7.0%	-11.5%	12.2%	15.8%	11.1%
毛利	3377	3439	2599	2710	3214	3595
增速	199.0%	1.8%	-24.4%	4.3%	18.6%	11.8%
毛利率	68.0%	74.5%	63.6%	59.1%	60.6%	61.0%
其他业务						
收入	490	559	598	627	659	692
增速	47.2%	14.1%	6.9%	5%	5%	5%
毛利	50	14	41	43	45	47
增速	-54.9%	-72.2%	191.2%	5.0%	5.0%	5.0%
毛利率	10.3%	2.5%	6.8%	6.8%	6.8%	6.8%
合计						
总营收	15477	20285	19453	23061	23342	26448
增速	59.4%	31.1%	-4.1%	18.5%	1.2%	13.3%

毛利	4923	7912	7789	8911	8993	10119
增速	46.1%	60.7%	-1.5%	14.4%	0.9%	12.5%
毛利率	31.8%	39.0%	40.0%	38.6%	38.5%	38.3%

资料来源:公司公告, 国信证券经济研究所整理和预测

综上所述, 预计未来 2024-2026 年公司营业收入分别为 230.61/233.42/264.48 亿元, 同比+18.5%/1.2%/13.3%, 毛利率分别为 38.6%/38.5%/38.3%, 毛利 89.11/89.93/101.19 亿元, 同比+14.4%/0.9%/12.5%; 归属母公司净利润分别为 29.71/30.82/34.45 亿元, 归母净利润年增速分别为 16.2%/3.8%/11.8%。每股收益分别为 0.79/0.82/0.92 元。

未来 3 年业绩预测

表 24: 未来 3 年盈利预测表 (百万元)

	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入	19453	23061	23342	26448
营业成本	11663	14150	14350	16329
销售费用	73	86	70	79
管理费用	1126	1421	1272	1402
财务费用	860	633	721	915
营业利润	4904	5806	6023	6730
利润总额	4892	5794	6011	6718
归属于母公司净利润	2556	2971	3082	3445
EPS	0.68	0.79	0.82	0.92
ROE	11%	12%	12%	12%

资料来源: Wind, 国信证券经济研究所整理和预测

估值与投资建议

考虑公司的业务特点，我们采用绝对估值和相对估值两种方法来估算公司的合理价值区间。

绝对估值：9.10-10.06 元

输入条件：基于公司历史财务报表中反映的公司资本结构和财务状况情况，我们假定目标权益资本比为 55%，1 年期的日度数据计算贝塔系数为 1.6，无风险利率根据 10 年期国债到期收益率设定为 2.0%，风险溢价为 7.0%，债务资本成本为 3.0%，计算得出 WACC 值为 8.37%。

FCFF 估值结果：在永续增长率为 1% 的假设条件下，测算金开新能对应每股权益价值为 9.10-10.06 元，高于目前股价 1%-11%。

表 25：公司盈利预测假设条件（%）

	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E
营业收入增长率	18.55%	1.22%	13.31%	12.89%	2.52%	-0.54%	-0.53%	0.79%	0.80%	-0.23%
毛利率	38.64%	38.52%	38.26%	37.42%	37.04%	37.12%	37.35%	37.93%	38.52%	38.27%
管理费用/营业收入	4.90%	4.20%	4.20%	4.10%	4.10%	4.10%	4.10%	4.10%	4.10%	4.10%
销售费用/营业收入	0.04%	0.05%	0.05%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%	0.04%
研发费用/营业收入	0.37%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%
营业税及附加/营业收入	4.45%	4.40%	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%	4.20%
所得税税率	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%	18.00%
股利分配比率	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%	50.00%

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

表 26：资本成本假设

无杠杆 Beta	0.93	T	18.00%
无风险利率	2.00%	Ka	8.51%
股票风险溢价	7.00%	有杠杆 Beta	1.60
公司股价（元）	9.05	Ke	13.20%
发行在外股数（百万）	3750	E/(D+E)	55.0%
股票市值(E, 百万元)	33938	D/(D+E)	45.0%
债务总额(D, 百万元)	31496	WACC	8.37%
Kd	3.00%	永续增长率（10 年后）	1.0%

资料来源：国信证券经济研究所假设

表 27：FCFF 估值结果（百万元）

	2024E	2025E	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E	2031E	2032E	2033E	TV
EBIT	6368	6613	7514	8299	8401	8378	8400	8647	8900	8802	
所得税税率	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	
EBIT*(1-所得税税率)	5222	5423	6162	6805	6889	6870	6888	7091	7298	7218	
折旧与摊销	3567	4118	4804	5399	5630	5997	6468	6947	7421	7879	
营运资金的净变动	-820	-405	-620	-620	-116	-332	-390	-391	-390	-317	
资本性投资	-11213	-10245	-8985	-8971	-9065	-7911	-7916	-7819	-6813	-6802	
FCFF	-3244	-1109	1360	2614	3338	4624	5050	5828	7516	7977	109368
PV (FCFF)	-2994	-945	1069	1895	2234	2855	2878	3065	3647	3572	48969
核心企业价值	66245										
减：净债务	28504										
股票价值	37741										
每股价值	10.06										

资料来源：公司公告、国信证券经济研究所预测

绝对估值的敏感性分析

该绝对估值相对于 WACC 和永续增长率较为敏感，表 28 是公司绝对估值相对此两因素变化的敏感性分析。

表 28：绝对估值相对折现率和永续增长率的敏感性分析（元）

		WACC 变化				
		7.8%	8.1%	8.37%	8.7%	9.0%
永续增长率变化	1.6%	13.82	12.50	11.31	10.22	9.22
	1.4%	13.26	12.01	10.87	9.83	8.87
	1.2%	12.75	11.55	10.46	9.46	8.54
	1.0%	12.26	11.11	10.06	9.10	8.22
	0.8%	11.80	10.70	9.69	8.77	7.92
	0.6%	11.36	10.31	9.34	8.45	7.63
	0.4%	10.95	9.94	9.01	8.15	7.36

资料来源：国信证券经济研究所测算

相对法估值：9.86-10.69 元

公司煤电一体化业务发展推进，选择同样以煤电一体化发展的内蒙华电、中国神华和陕西省国资下属的另一能源类上市公司陕西煤业，以及火电公司华电国际、浙能电力作为可比公司。可比公司 2024-2026 年对应的 PE 估值均值分别为 10.2、9.5、8.9X。考虑到陕西能源公司存量资产盈利性较好以及未来煤炭产能和电力业务的装机容量增长空间较大，公司业绩有望实现持续稳步增长，给予公司 2025 年 12-13 倍 PE，对应公司权益市值为 370-401 亿元，对应 9.86-10.69 元/股合理价值，较当前股价有 9%-18%的溢价。

表 29：可比公司估值表

代码	公司简称	股价	总市值 亿元	EPS				PE				ROE 23A	投资评级
				23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E		
600863.SH	内蒙华电	4.10	268	0.31	0.39	0.44	0.49	13.2	10.5	9.3	8.4	12.6%	优于大市
601088.SH	中国神华	38.41	7,631	3.00	3.02	3.05	3.10	12.8	12.7	12.6	12.4	14.9%	无
601225.SH	陕西煤业	21.35	2,070	2.19	2.24	2.38	2.47	9.7	9.5	9.0	8.6	20.7%	无
600027.SH	华电国际	5.10	522	0.44	0.59	0.66	0.73	11.6	8.6	7.7	7.0	9.3%	优于大市
600023.SH	浙能电力	5.30	711	0.49	0.56	0.60	0.64	10.8	9.5	8.8	8.3	10.1%	优于大市
均值								11.6	10.2	9.5	8.9		

资料来源：Wind、国信证券经济研究所整理 注：中国神华、陕西煤业盈利取自 Wind 一致预测。

投资建议

综合上述几个方面的估值，我们认为公司股票价值在 9.86-10.06 元之间，较当前股价有 9%-11%的溢价。我们认为，公司 2024-2026 年期间业绩将持续稳步增长。首次覆盖，给予“优于大市”评级。

风险提示

估值的风险

我们采取相对估值方法计算得出公司的合理估值在 9.86-10.06 元之间, 但该估值是建立在较多假设前提的基础上计算而来的, 特别是对公司未来几年的业务成本和业务收入加入了很多个人的判断:

- 1、相对估值时我们选取了与公司业务相同或相近的公司进行比较, 选取了可比公司 2025 年 PE 水平作为相对估值的参考, 同时考虑公司未来业务发展情况, 对行业平均动态 PE 进行修正。
- 2、考虑到公司未来业绩增长主要来源为煤炭新增产能落地和火电装机容量增加, 同时公司为地方国企背景, 因此假设火电项目和煤炭项目建设可以按预期推进, 但项目建设进度具有一定不确定性, 公司火电装机规模增速和煤炭产能落地进展可能不及预期。
- 3、煤电电价受一次能源价格和电力市场供需因素影响, 煤炭价格受供需状况等因素影响, 若未来供需状况出现变化, 电价、煤价出现波动, 可能会对估值带来一定影响。
- 4、考虑到公司存量资产盈利性较好及公司未来煤炭产能和火电装机容量增加, 给予公司 2025 年 12-13 倍 PE, 可能未充分考虑市场整体估值波动的风险。
- 5、在给予公司可比估值时, 可能未充分考虑市场波动对公司估值的影响。

盈利预测的风险

在对公司火电、煤炭项目未来盈利预测中, 我们设定了很多参数, 这些参数为基于历史数据及对未来变化的个人判断:

- 1、若电力市场供需格局变化和一次能源价格下降, 火电电价可能下降, 同时火电项目的利用小时数可能下降, 公司发电量、上网电量会出现同比下降, 公司收入将不及预期;
- 2、公司业务实现煤电一体化发展, 煤炭长协覆盖率较高, 燃料成本变化程度不大, 若未来电价降幅较大, 公司火电业务的毛利率可能出现下降, 影响公司整体的盈利表现;
- 3、煤炭业务若由于供需状况出现变化, 一方面下游需求不及预期, 将会导致公司煤炭业务产销量不及预期; 另一方面, 煤炭供需状况变化将可能导致公司外销煤价格下行, 影响公司煤炭业务的收入增长, 同时也会导致煤炭业务的毛利率下降, 影响公司业绩表现。
- 4、公司未来业绩增长的重要驱动力来自煤炭产能落地和火电装机容量增长, 若煤炭项目落地进展不及预期, 或火电项目投产节奏不及预期, 将可能会使得公司业绩增长不及预期。

经营及其它风险

- 1、电价波动风险。上网电价是影响公司盈利能力的重要因素。我国发电企业上网电价受到政府的严格监管, 未来随着电力改革持续深入, 可能导致公司的上网电价水平发生变化, 这将可能影响公司的盈利水平。

2、政策风险。未来火电业务收入来源是电量电价、容量电价和辅助服务收入，若容量电价政策和辅助服务收入政策发生变化，导致公司火电业务收入端有所下降，同时火电业务盈利稳定性将受到影响，公司整体业绩表现可能不及预期。

3、宏观经济下行风险。若宏观经济下行，将可能会影响电力消费需求，导致电力消纳不及预期；同时，电力供需格局偏松，将可能导致电价下行和上网电量下降，影响公司收入和净利润水平。

4、煤炭业务安全风险。煤炭业务生产经营过程可能会发生安全事故，若发生安全事故，则会影响公司煤炭业务生产经营，导致煤炭业务产能利用率下降，产量不及预期，影响公司业绩增长。

附表：财务预测与估值

资产负债表（百万元）						利润表（百万元）					
	2022	2023	2024E	2025E	2026E		2022	2023	2024E	2025E	2026E
现金及现金等价物	3464	5748	4365	4525	4879	营业收入	20285	19453	23061	23342	26448
应收款项	1863	2056	2753	2787	3157	营业成本	12373	11663	14150	14350	16329
存货净额	404	454	513	498	557	营业税金及附加	879	865	1026	1027	1111
其他流动资产	697	727	862	872	988	销售费用	66	73	86	70	79
流动资产合计	6438	8988	8495	8685	9585	管理费用	1024	1126	1421	1272	1402
固定资产	34516	38726	45612	51009	54656	研发费用	9	10	9	11	12
无形资产及其他	7095	7284	7993	8702	9210	财务费用	1191	860	633	721	915
投资性房地产	6601	5754	5754	5754	5754	投资收益	(17)	44	120	150	150
长期股权投资	1587	2288	2989	3690	4391	资产减值及公允价值变动	(26)	(19)	(49)	(19)	(19)
资产总计	56237	63040	70843	77839	83596	其他收入	34	14	(9)	(11)	(12)
短期借款及交易性金融负债	5828	5097	11252	18225	23390	营业利润	4742	4904	5806	6023	6730
应付款项	4321	4510	4461	4330	4138	营业外净收支	(17)	(12)	(12)	(12)	(12)
其他流动负债	1968	2041	2315	2224	2491	利润总额	4726	4892	5794	6011	6718
流动负债合计	12118	11648	18028	24779	30019	所得税费用	663	833	1043	1082	1209
长期借款及应付债券	20088	19244	20244	20044	20044	少数股东损益	1591	1503	1780	1847	2064
其他长期负债	2718	2562	2405	2249	2092	归属于母公司净利润	2472	2556	2971	3082	3445
长期负债合计	22806	21806	22649	22292	22136	现金流量表（百万元）					
负债合计	34923	33454	40677	47071	52155	净利润	2472	2556	2971	3082	3445
少数股东权益	6307	6382	5476	4536	3486	资产减值准备	(14)	(8)	3	3	7
股东权益	15007	23205	24690	26232	27954	折旧摊销	1871	2160	3567	4118	4804
负债和股东权益总计	56237	63040	70843	77839	83596	公允价值变动损失	26	19	49	19	19
关键财务与估值指标						财务费用	1191	860	633	721	915
每股收益	0.82	0.68	0.79	0.82	0.92	营运资本变动	(1099)	671	(820)	(405)	(620)
每股红利	0.35	0.36	0.40	0.41	0.46	其它	(200)	(757)	(908)	(943)	(1057)
每股净资产	5.00	6.19	6.58	7.00	7.45	经营活动现金流	3055	4641	4861	5875	6597
ROIC	9.36%	8.58%	9%	8%	8%	资本开支	0	(6172)	(11213)	(10245)	(8985)
ROE	16.47%	11%	12%	12%	12%	其它投资现金流	(11)	8	0	0	0
毛利率	39%	40%	39%	39%	38%	投资活动现金流	(29)	(6865)	(11914)	(10946)	(9686)
EBIT Margin	29%	29%	28%	28%	28%	权益性融资	0	6919	0	0	0
EBITDA Margin	38%	40%	43%	46%	47%	负债净变化	1797	(844)	1000	(200)	0
收入增长	31%	-4%	19%	1%	13%	支付股利、利息	(2805)	(3856)	(1485)	(1541)	(1722)
净利润增长率	512%	3%	16%	4%	12%	其它融资现金流	(1429)	6989	6155	6973	5165
资产负债率	73%	63%	65%	66%	67%	融资活动现金流	(3444)	4509	5669	5232	3443
股息率	8.3%	11.4%	4.4%	4.5%	5.1%	现金净变动	(419)	2284	(1383)	161	354
P/E	11.0	13.3	11.4	11.0	9.9	货币资金的期初余额	3882	3464	5748	4365	4525
P/B	1.8	1.5	1.4	1.3	1.2	货币资金的期末余额	3464	5748	4365	4525	4879
EV/EBITDA	8.0	8.6	7.5	7.5	7.0	企业自由现金流	0	1401	(3244)	(1109)	1360
						权益自由现金流	0	7547	3391	5073	5775

资料来源：Wind、国信证券经济研究所预测

免责声明

分析师声明

作者保证报告所采用的数据均来自合规渠道；分析逻辑基于作者的职业理解，通过合理判断并得出结论，力求独立、客观、公正，结论不受任何第三方的授意或影响；作者在过去、现在或未来未就其研究报告所提供的具体建议或所表述的意见直接或间接收取任何报酬，特此声明。

国信证券投资评级

投资评级标准	类别	级别	说明
报告中投资建议所涉及的评级（如有）分为股票评级和行业评级（另有说明的除外）。评级标准为报告发布日后 6 到 12 个月内的相对市场表现，也即报告发布日后的 6 到 12 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。A 股市场以沪深 300 指数（000300.SH）作为基准；新三板市场以三板成指（899001.CSI）为基准；香港市场以恒生指数（HSI.HI）作为基准；美国市场以标普 500 指数（SPX.GI）或纳斯达克指数（IXIC.GI）为基准。	股票 投资评级	优于大市	股价表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	股价表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	股价表现弱于市场代表性指数 10%以上
		无评级	股价与市场代表性指数相比无明确观点
	行业 投资评级	优于大市	行业指数表现优于市场代表性指数 10%以上
		中性	行业指数表现介于市场代表性指数 $\pm 10\%$ 之间
		弱于大市	行业指数表现弱于市场代表性指数 10%以上

重要声明

本报告由国信证券股份有限公司（已具备中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）制作；报告版权归国信证券股份有限公司（以下简称“我公司”）所有。本报告仅供我公司客户使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式使用、复制或传播。任何有关本报告的摘要或节选都不代表本报告正式完整的观点，一切须以我公司向客户发布的本报告完整版本为准。

本报告基于已公开的资料或信息撰写，但我公司不保证该资料及信息的完整性、准确性。本报告所载的信息、资料、建议及推测仅反映我公司于本报告公开发布当日的判断，在不同时期，我公司可能撰写并发布与本报告所载资料、建议及推测不一致的报告。我公司不保证本报告所含信息及资料处于最新状态；我公司可能随时补充、更新和修订有关信息及资料，投资者应当自行关注相关更新和修订内容。我公司或关联机构可能会持有本报告中所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、财务顾问或金融产品等相关服务。本公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中所意见或建议不一致的投资决策。

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。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。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，我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。

证券投资咨询业务的说明

本公司具备中国证监会核准的证券投资咨询业务资格。证券投资咨询，是指从事证券投资咨询业务的机构及其投资咨询人员以下列形式为证券投资人或者客户提供证券投资分析、预测或者建议等直接或者间接有偿咨询服务的活动：接受投资人或者客户委托，提供证券投资咨询服务；举办有关证券投资咨询的讲座、报告会、分析会等；在报刊上发表证券投资咨询的文章、评论、报告，以及通过电台、电视台等公众传播媒体提供证券投资咨询服务；通过电话、传真、电脑网络等电信设备系统，提供证券投资咨询服务；中国证监会认定的其他形式。

发布证券研究报告是证券投资咨询业务的一种基本形式，指证券公司、证券投资咨询机构对证券及证券相关产品的价值、市场走势或者相关影响因素进行分析，形成证券估值、投资评级等投资分析意见，制作证券研究报告，并向客户发布的行为。

国信证券经济研究所

深圳

深圳市福田区福华一路 125 号国信金融大厦 36 层

邮编：518046 总机：0755-82130833

上海

上海浦东民生路 1199 弄证大五道口广场 1 号楼 12 层

邮编：200135

北京

北京西城区金融大街兴盛街 6 号国信证券 9 层

邮编：100032