

电力及公用事业

年度策略报告

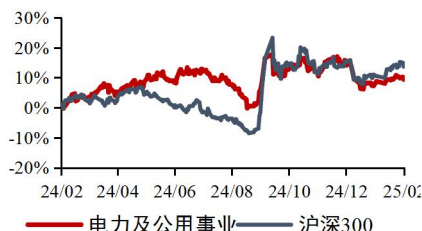
同步大市-A(维持)

火电迎并购重组机遇，水电红利优势持续

2025年2月26日

行业研究/行业年度策略

电力及公用事业板块近一年市场表现



资料来源：最闻

首选股票

评级

相关报告：

【山证电力及公用事业】12月用电量增速环比回升，看好后续需求修复-【山证煤炭公用】电力月报 2025.2.6

【山证电力及公用事业】11月用电量增速回落，看好后续需求修复-【山证煤炭公用】电力月报 2025.1.3

分析师：

胡博

执业登记编码：S0760522090003

邮箱：hubo1@sxzq.com

刘贵军

执业登记编码：S0760519110001

邮箱：liuguijun@sxzq.com

投资要点：

➤ 总体展望：我们认为电力现货市场的进一步推进以及电力企业的资产并购重组为2025年两大重要趋势。1) 目前电力现货市场进展提速，火电在现货市场博弈中具备优势。从发电层面，火电相较于其他电源具备更高的调节灵活性，因此能够在高价时段多发电，低价时段少发电，灵活调整发电策略以应对价格变化。从价格形成结果层面，火电现货结算价通常较燃煤基准价具备溢价，而风电及光伏则折价进行交易。因此我们仍看好火电在现货市场推进中的相对经济性。2) 新“并购六条”下电力国企并购与重组持续升温。五大电力集团仍有高比例电力资产未注入上市平台。我们梳理可得，国家能源集团、华电集团、华能集团、国家电投集团、大唐集团仍有39%、67%、27%、63%、40%电力装机未注入上市平台。后续重点关注并购或重组带来企业估值空间提升及优质资产注入带来盈利能力增长。

➤ 火电板块：1) 2025年成本端仍存改善预期；2) 煤电联营优势仍凸显，煤电一体化布局企业ROE中枢较非一体化企业偏高且波动较小。相关公司相继布局，中国神华、淮河能源、新集能源均仍有较大规模在建及待建项目，占在运项目比重分别为24%、132%、75%；3) 辅助服务+容量电价带动火电公用事业化转型。过去火电收入仅由电量电价收入决定，即收入=装机容量×利用小时数×电价，火电机组的利润主要依赖于煤价和电价的差价，但由于煤价的波动性和电价的相对稳定性，火电企业的盈利能力呈现出较强的周期性，因此火电板块PB均值常年低于具备较强公用事业性的水电以及核电板块。而现在火电收入增加辅助服务及容量电价，商业模式对于电价以及动力煤价格的敏感程度降低，有助于提高火电企业盈利稳定性，从而提升其公用事业性，带动估值提升。

➤ 水电板块：1) 折旧到期及财务费用下降持续增益成本端：水电行业具备前期设备投资高，折旧占成本比重高，实际运营年限远大于折旧年限的特点。十四五-十六五期间水电公司折旧密集到期，可显著增厚表端利润。目前水电可开发资源有限，企业多逐渐偿还存量债务；贷款利率不断下行环境下，水电公司可通过债务置换方式优化债务结构。2) 低利率环境下水电红利风格占优：水电公司通常具备高净现比特点，多数公司具备较高净现比（大于1.5），且经营性现金流量净额可超过营业收入50%，支撑公司较高且稳定的分红比例。从分红比例来看，水电板块平均分红率较高且有提升趋势，长江电力、国投电力、华能水电等十四五期间均有分红承诺，承诺分红比例分别为70%、55%、50%。水电具备逆周期属性，且受到短期宏观经济波动及电



价影响相对较小，具备高配置价值。

➤ **投资建议：**2025 年电力行业我们建议重点关注电力国企并购重组、低利率下红利持续、煤电一体化布局等投资主线。用电侧，短期来看，中电联预计 2025 年全国全社会用电量 10.4 万亿千瓦时，同比增长 6% 左右，全国统调最高用电负荷 15.5 亿千瓦左右，新增新能源发电装机规模超过 3 亿千瓦；2025 年底全国发电装机容量有望超过 38 亿千瓦，同比增长 14% 左右。长期来看，未来新质生产力发展及电能替代趋势推动下，用电量需求或将进一步提升，且我们认为一段时间内用电量增速或仍将高于 GDP 增速；其中长三角及粤皖地区新兴产业布局较早、规模占比较高，且相关产业如光伏制造、AI 数据中心等多为新高耗能产业，预期上述地区用电需求增长弹性较大。发电侧，火电板块：短期来看，上游燃料价格大幅反弹可能性较弱，利好火电板块成本端；水电对火电电量挤占影响进一步削弱，预计后续火电电量持续向好；长期来看，煤电容量电价机制逐步推进，通过容量电价回收固定成本的比例逐步提升，两部制电价将持续支撑火电企业稳定盈利能力及分红能力；新型电力系统建设下火电辅助服务收入有望提升；火电标的商业模式改善下的新价值点仍有待市场挖掘。水电板块：短期来看，来水持续性需持续跟踪；长期来看，水电资本开支高峰已过，市场化改革背景下电价或仍将上行，且随着资本结构的持续优化，分红比例仍有提升空间。

➤ **建议关注：**区域优势更为显著的长三角火电公司【皖能电力】、【申能股份】、【浙能股份】、【上海电力】；重组主线下的弹性标的【淮河能源】；充分受益电力市场改革成果的全国性电厂【国电电力】、【华电国际】；业绩稳健红利逻辑的【长江电力】。

➤ **风险提示：**电力市场化交易造成上网电价波动；动力煤价格大幅波动；用电需求不及预期；企业分红意愿下降；重组进度不及预期；利率环境显著变化。

目录

1. 2024 年回顾:	6
1.1 2024 年全年电力指数表现震荡	6
1.2 基本面: 用电量实现较高增速, 风光装机增速亮眼	6
2. 2025 年展望:	9
2.1 电改持续, 电力现货市场加速推进	9
2.2 新“并购六条”下电力国企并购与重组持续升温	12
3. 火电板块: 公用事业属性大方向演进	17
3.1 2025 年成本端仍存改善预期	17
3.2 煤电联营优势仍凸显, 相关公司相继布局	18
3.3 辅助服务+容量电价带动火电公用事业化转型	22
4. 水电板块: 折旧到期+财务费用改善, 红利优势持续	28
4.1 折旧到期及财务费用下降持续增益成本端	28
4.2 低利率环境下水电红利风格占优	30
5. 投资建议	31
6. 风险提示	32

图表目录

图 1: 电力指数走势	6
图 2: 电力子行业走势	6
图 3: 全社会用电量累计值&同比增速 (%)	7
图 4: 1-11 月分产业用电量同比增速 (%)	7
图 5: 1-11 全国累计发电量及增速	7

图 6： 11 月全国发电量及增速.....	7
图 7： 1-11 月新增装机容量累计同比.....	8
图 8： 1-11 月分类型新增装机占比.....	8
图 9： 各省份电力现货市场进度.....	10
图 10： 秦港 5500 大卡动力煤月度价格走势（元/吨）	17
图 11： 秦港 5500 大卡动力煤年度价格（元/吨）	17
图 12： 进口动力煤价格走势.....	17
图 13： 进口动力煤年度均价.....	17
图 14： 秦港动力煤价格与火电板块利润变化.....	18
图 15： CS 火电与 CS 动力煤行业毛利率.....	18
图 16： 煤电一体化布局企业 ROE 中枢较非一体化企业偏高且波动较小.....	21
图 17： 各省辅助服务补偿标准.....	22
图 18： 我国电力辅助服务收入（亿元）及结构.....	23
图 19： 2023 年上半年辅助收入规模分电源占比结构.....	23
图 20： 火电板块 PB 估值常年低于水电、绿电板块.....	27
图 21： 2023 年水电公司固定资产折旧占成本比重.....	28
图 22： 长江电力 2023 年固定资产折旧各项占比.....	28
表 1： 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》提出电力市场建设目标.....	9
表 2： 山西、山东、蒙西、甘肃电力现货市场结算价格.....	12
表 3： 国企改革并购重组相关政策及会议.....	12
表 4： 2024 年公告并购与重组事项电力企业及最新进展.....	13
表 5： 国家能源集团及下属上市公司装机情况.....	14

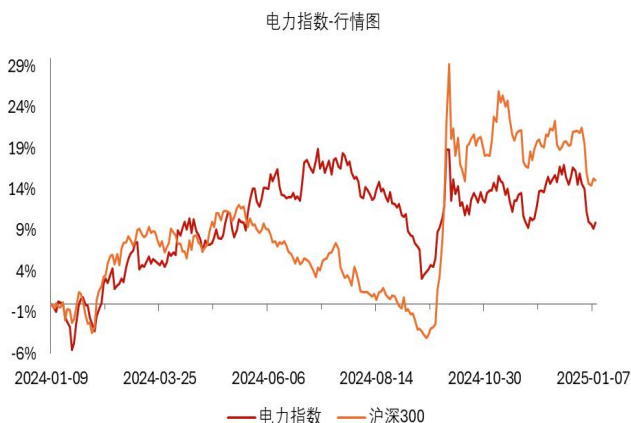
表 6: 华电集团及下属上市公司装机情况.....	15
表 7: 华能集团及下属上市公司装机情况.....	15
表 8: 国家电投集团及下属上市公司装机情况.....	16
表 9: 国家电投集团及下属上市公司装机情况.....	16
表 10: 煤电联营相关指导政策陆续公布.....	19
表 11: 煤电一体化上市公司在运及在建装机情况.....	21
表 12: 国内外辅助服务补偿费用占比对比.....	23
表 13: 各省电网煤电容量电价表.....	24
表 14: 各省及全国容量电价收入测算(亿元).....	26
表 15: 长江电力固定资产折旧方式.....	28
表 16: 长江电力六大电站机械设备折旧到期时间.....	29
表 17: 水电公司折旧占营业成本比重下降.....	29
表 18: 水电公司季度财务费用率.....	29
表 19: 主要水电公司净现比.....	30
表 20: 水电公司分红承诺.....	30
表 21: 水电板块公司动态股息率（截至 2025 年 2 月 24 日）	31

1. 2024 年回顾：

1.1 2024 年全年电力指数表现震荡

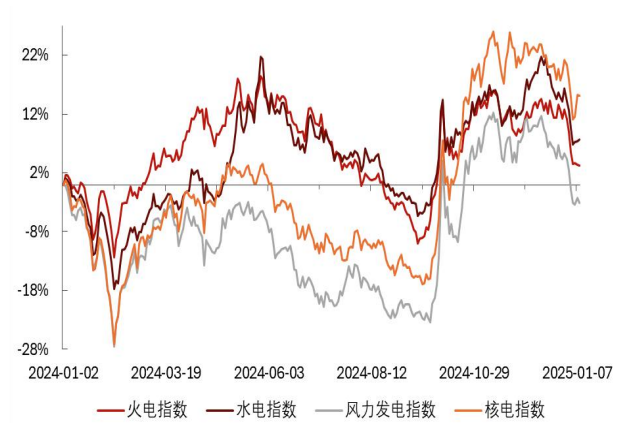
2024 年电力行业指数全年表现整体震荡。2024 年 1 月至 5 月，电力指数与大盘指数表现大体相吻合；6 月至 9 月底之前，由于市场避险情绪升温以及电力行业基本面中高频数据向好等因素叠加影响，整体电力行业指数明显跑赢大盘；9 月底降息、降准等多项超预期政策组合陆续公布，大盘与电力指数均快速反弹，电力板块反弹力度较弱于大盘；10 月至 12 月电力指数整体表现震荡，指数走势与大盘相关性较强。全年来看，电力指数较年初上涨 13.80%。

图 1：电力指数走势



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 2：电力子行业走势



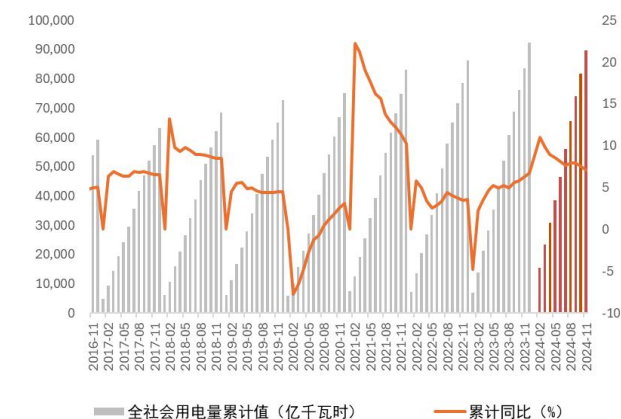
资料来源：Wind，山西证券研究所

子行业分化，水电指数全年表现相对强势。从子行业走势来看，24 年 10 月之前火电和水电较核电及风电表现强势，峰值较 24 年初有 15%-20% 涨幅，10 月之后核电表现领先其他子行业；全年风电指数表现相对弱势。

1.2 基本面：用电量实现较高增速，风光装机增速亮眼

用电端，1-11 月全社会用电量实现高速增长，10 至 11 月增速环比回落。1-11 月全社会用电量累计实现 89686 亿千瓦时，同比增长 7.1%，较去年同期高 0.8pct。其中多数月份维持 6% 以上高增速。年底由于暖冬天气影响叠加部分行业产能去化，用电量增速略有回落。分产业来看，三产及城乡居民用电量增速整体领先。

图 3：全社会用电量累计值&同比增速（%）



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 4：1-11 月分产业用电量同比增速（%）



资料来源：Wind，山西证券研究所

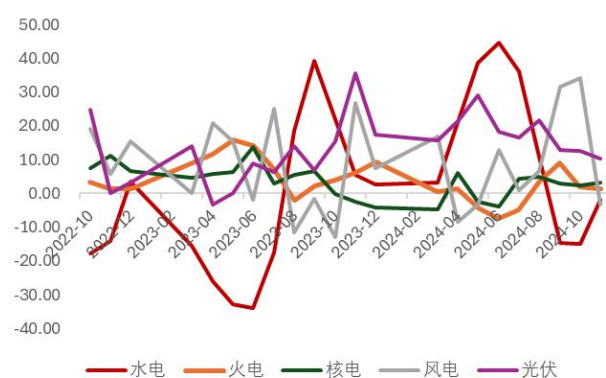
发电端，1-11 月发电量同比增长 5%；风电增速较高。1-11 月，规模以上电厂累计发电量 85687 亿千瓦时，同比增长 5.0%，较去年同期增加 0.2pct；其中，火电年中受水电挤占影响增速放缓，1-11 月同比增长 1.90%，发电占比达 67.0%；水电年中迎丰水期发电增速较高，9 月之后回落明显，1-11 月同比增长 11.20%，占比 13.9%；风电同比增长 11.5%，占比 9.8%；核电同比增长 1.9%，占比 4.7%；光伏同比增长 27.8%，占比 4.5%。

图 5：1-11 全国累计发电量及增速



资料来源：国家统计局，山西证券研究所

图 6：11 月全国发电量及增速



资料来源：国家统计局，山西证券研究所

1-11 月风电、光伏新增装机增速表现亮眼。1-11 月我国电力新增装机容量达到 31666 万千瓦，同比增加 11.9%；其中火电新增 4744 万千瓦时，同比增长 1.9%；水电新增 998 万千瓦时，同比上升 6.3%；风电新增 5175 亿千瓦时，同比增长 25.0%；光伏新增 20630 万千瓦时，

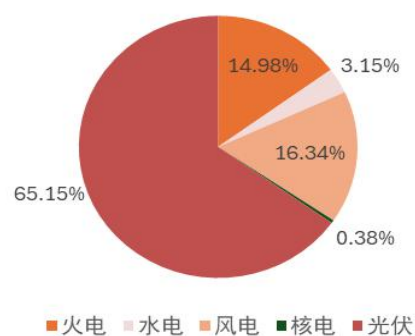
同比增长 25.9%；核电新增装机 119 亿千瓦时，同比持平。

图 7：1-11 月新增装机容量累计同比



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 8：1-11 月分类型新增装机占比



资料来源：Wind，山西证券研究所

2. 2025 年展望：

我们认为电力现货市场的进一步推进以及电力企业的资产并购重组为 2025 年两大重要趋势。一方面，新型电力市场建设下新能源出力增加，现货市场进程加速推进；另一方面，电力行业公用事业属性，优化资源配置需求叠加国企改革政策指引推动电力国企参与并购重组。

2.1 电改持续，电力现货市场加速推进

电力现货市场的建设为电改关键环节，2029 年全国统一电力市场将全面建成。电力现货市场核心在于更为精准的反应电力供需信息，满足电力平衡需要及辅助新能源更有效的出清，优化电力资源配置；同时现货市场引入竞争机制，能够出清掉高成本的市场主体，减少电力系统成本。《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》明确 2025 年初步建成全国统一电力市场，实现全国基础性交易规则和技术标准基本规范统一；到 2029 年全国统一电力市场将全面建成。

表 1：《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》提出电力市场建设目标

	初步建成期（2024 年-2025 年）	全面建成期（2026 年-2029 年）	完善提升期（2030 年-2035 年）
总体要求	到 2025 年，初步建成全国统一电力市场，电力市场顶层设计基本完善，实现全国基础性交易规则和技术标准基本规范统一。	到 2029 年，全面建成全国统一电力市场，推动市场基础制度规则统一、市场监管公平统一、市场设施高标准联通。完善国家层面“1+N”基础规则体系和全国统一的技术标准，实现全国统一准入注册、统一服务规范、统一计量结算。	到 2035 年，完善全国统一电力市场，支撑高水平社会主义市场经济体制的全面建成，激发全社会内生动力和创新活力。实现全国统一基本规则、统一技术标准、统一运营平台、统一市场监管。
市场体系	形成较为完备的多层次电力市场。深化省内中长期市场连续运营，推进电力现货市场建设，推动具备条件的现货市场逐步转入常态化运行，逐步实现电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计和联合运营。	形成协同运行、功能完备的多层次电力市场。省级市场实现中长期交易机制成熟完善、按日连续开市，加快推进省级各市场交易业务环节标准化运营；现货市场基本覆盖全国，开展现货市场的省份全面转入常态化运行，推动各类主体全面参与现货市场。	形成功能完备、品种齐全的功能矩阵。基本形成电能量、容量、辅助服务、绿电绿证、输电权、电力期货等完备交易品种体系，品种设置更加适应电力市场多元目标，体现电力商品多元价值。
交易品种	持续放开经营主体范围。分类推动新能源、水电、核电等发电主体进入市场；逐步缩小代理购电规模，健全代理购电市场交易机制。进一步放开分布式电源、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等经营主体参与市场交易。	全面放开经营主体范围。完善市场准入制度，优化新业态新领域市场准入环境。完善代理购电和保底供电机制，推动更多用户直接参与市场。分布式电源、负荷聚合商、储能和虚拟电厂等经营主体参与市场规模进一步扩大。	实现各类主体全面参与电力市场。发电侧除新兴技术发电类型及特殊政策发电项目外，全面参与电力市场。用户侧通过批发、零售市场等方式参与电力市场。形成源网荷储各类主体协同互动、自由竞争的市场格局。
电价机制	建立健全市场化电价机制。科学	完善主要由市场供求关系决定的价格	形成适应全国统一电力市场的电

初步建成期（2024 年-2025 年）	全面建成期（2026 年-2029 年）	完善提升期（2030 年-2035 年）
合理设置电能量市场限价空间，深化落实煤电容量电价机制，不断完善辅助服务价格形成机制，提升跨省跨区输电价格机制灵活性。	机制，防止政府对价格形成的不当干预。研究建立不同类型电源同台竞价机制。完善电力市场限价机制，体现电力商品多元价值的电价机制基本形成，实现系统调节成本合理分担。	价机制。由市场形成的价格机制进一步完备，体现电力商品多元价值，充分发挥市场价格信号对于电力发展、规划、投资和消费的引导作用。

资料来源：国家能源局《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》，山西证券研究所

电力现货市场进展提速。自 2017 年起我国开始电力现货市场建设，第一批 8 个试点分别为:山西、广东、山东、甘肃、蒙西、浙江、福建、四川；第二批 6 个试点地区分别为上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北，其余各省也在不同程度陆续推进。近期多省相继发布电力现货市场实施细则以及电力市场交易新规，在保证中长期占比基础上进一步加深现货市场进度。截至目前仅有国网华北冀东以及蒙东区域完全未开展现货市场试行。目前各省电力现货市场进展分为短周期结算试运行、长周期结算试运行、连续结算试运行以及正式运行。截至 2025 年 1 月，现货市场已转正的省份为山东、山西、甘肃、广东；已进行连续结算试运行的省份为福建、浙江、湖北、蒙西、安徽、陕西；已进行长周期结算试运行的省份为河北南网、江苏、河南、辽宁、四川；进行短周期结算试运行的省份为湖南、江西、宁夏、重庆、广西、贵州、云南、海南。2024 年 12 月各省发布 2025 年电力市场交易方案，更多地区逐步允许多类新型主体进入现货市场，并对于发电侧新能源及新型主体参与方式由报量不报价转向报量报价或自主选择报量报价和报量不报价，目的为促进电价发现，间歇性利好长期新能源消纳及供需平衡。

图 9：各省份电力现货市场进度

区域	省份	电力市场 进程	现货市场				
		中长期市 场	模拟/调 电试运行	短周期结 算试运行	长周期结 算试运行	连续结算 试运行	正式运行
国网华北	河北南网						
	冀北						
	山东						
	山西						
	天津						
国网华东	安徽						
	福建						
	上海						
	江苏						
	浙江						
国网华中	湖北						
	湖南						
	河南						
	江西						
国网东北	吉林						
	黑龙江						
	辽宁						
	蒙东						
国网西北	甘肃						
	宁夏						
	青海						
	陕西						
	新疆						
国网西南	四川						
	重庆						
南网	广东						
	广西						
	贵州						
	云南						
	海南						
	区域						
蒙西电网	蒙西						
	省间						

资料来源：北极星售电网，安徽省能源局，陕西省发改委，山西证券研究所

火电在现货市场博弈中具备优势。从发电层面，火电相较于其他电源具备更高的调节灵活性，因此能够在高价时段多发电，低价时段少发电，灵活调整发电策略以应对价格变化。从价格形成结果层面，火电现货结算价通常较燃煤基准价具备溢价，而风电及光伏则折价进行交易。2023 年山东、甘肃、蒙西、山西现货市场结算均价分别为 347、310、631、353 元/兆瓦时，光伏及风电度电结算价格均低于整体均价及燃煤基准价。因此我们仍看好火电在现货市场推进中的相对经济性。

表 2：山西、山东、蒙西、甘肃电力现货市场结算价格

省份地区	2023 年度电结算价格（元/兆瓦时）									
	光伏	较基准	较年均价	较上年	风电	较基准	较年均价	较上年	燃煤发电基准价	整体年均价
山西	247.73	-84.27	-99.27	-4.31	272.99	-59.01	-74.01	-20.34	332	347
甘肃	194.74	-113.06	-115.02	-59.05	220.44	-87.36	-89.32	-53.37	307.8	309.76
蒙西	438.67	155.77	-192.75	248.37	453.47	170.57	-177.95	155.22	282.9	631.42
山东	216.57	-178.33	-136.52	12.67	287.83	-107.07	-65.26	-25.56	394.9	353.09

资料来源：兰木达电力现货公众号，山西证券研究所

2.2 新“并购六条”下电力国企并购与重组持续升温

多项政策出台，优质电力资产并购重组有望加速。近年有关电力企业资产整合的支持政策不断，2022 年 5 月，国务院国资委印发《提高央企控股上市公司质量工作方案》，对提高央企控股上市公司质量工作作出方向指导，提出“推动上市平台布局优化和功能发挥”“做强做优一批上市公司，以优势上市公司为核心，通过资产重组、股权置换等多种方式，加大专业化整合力度，推动更多优质资源向上市公司汇聚”。2024 年 4 月，国务院发布《关于加强监管防范风险推动资本市场高质量发展的若干意见》，提出鼓励上市公司聚焦主业，综合运用并购重组、股权激励等方式提高发展质量，加大并购重组改革力度，多措并举活跃并购重组市场。2024 年 9 月，证监会发布《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》提出证监会将积极支持上市公司围绕战略性新兴产业、未来产业等进行并购重组。

表 3：国企改革并购重组相关政策及会议

发布时间	相关部门	事件	主要内容
2024.12.23-12.24	国务院国资委	中央企业负责人会议	要切实抓好国有企业经济布局优化和结构调整，聚焦主责主业，加快国有资本“三个集中”，加大力度推进战略性重组和专业化整合，推动重点产业提质升级，抓好产业焕新行动、未来产业启航行动，优化生产力空间布局。
2024.9.24	证监会	《关于深化上市公司并购重组市场改革的意见》	提出 6 项措施，要求进一步激发并购重组市场活力。从助力新质生产力发展、加大产业整合支持力度、提升监管包容度、提高支付灵活性和审核效率、提升中介机构服务水平、依法加强监管六个维度深化并购重组市场改革，完善资本市场“1+n”政策体系，进一步强化并购重组资源配置功能，发挥资本市场在企业并购重组中的主渠道作用，适应新质生产力的需要和特点，支持上市公司注入优质资产、提升投资价值。

发布时间	相关部门	事件	主要内容
2024.4.12	国务院	《国务院关于加强监管防范风险推动资本市场高质量发展的若干意见》	鼓励上市公司聚焦主业，综合运用并购重组、股权激励等方式提高发展质量。加强并购重组监管，强化主业相关性，严把注入资产质量关，加大对“借壳上市”的监管力度，精准打击各类违规“保壳”行为。加大并购重组改革力度，多措并举活跃并购重组市场。
2023.6.14	国务院国资委	中央企业提高上市公司质量暨并购重组工作专题会	会议要求中央企业持续以旗下上市公司为关键平台推进并购重组，深度聚焦核心业务，强化核心竞争力，更好发挥国有经济战略支撑作用。同时，突出遵循市场规律，让市场主导资源配置，督促企业增强紧迫感，锚定重点任务攻坚，为高质量发展聚力赋能。

资料来源：证监会，国务院，国务院国资委，山西证券研究所

2024 年多家电力企业公告并购及重组进程。为理顺集团内外产业链与公司股权关系，做大做强国有资本和国有企业，进一步提升市场竞争力及优化资源配置，满足资产证券化需求，多家集团及电力企业开展资源整合动作，包括国家电投集团下属企业远达环保、电投产融，华电集团下属企业华电国际以及各省地方电力国企淮河能源、甘肃能源、陕西煤业等。

表 4：2024 年公告并购与重组事项电力企业及最新进展

公司	最新进展公告时间	重组事项
华电国际	2024 年 12 月	华电国际拟通过发行股份的方式向中国华电购买其持有的江苏公司 80%股权，拟通过支付现金的方式向华电福瑞收购上海福新 51%股权、上海闵行 100%股权、广州大学城 55.0007%股权、福新广州 55%股权、福新江门 70%股权、福新清远 100%股权，向运营公司收购贵港公司 100%股权，并向不超过 35 名特定投资者发行股份募集配套资金。
甘肃能源	2024 年 12 月	甘肃能源拟向电投集团发行股份及支付现金购买其持有的常乐公司 66.00%股权。交易完成后，公司将持有常乐公司 66.00%股权。本次交易标的资产作价为 76.28 亿元，其中现金对价金额为 11 亿元，发行股份对价为 65.28 亿元。
淮河能源	2024 年 12 月	公司拟通过发行股份及支付现金的方式购买大股东持有的淮河能源电力集团 89.30%的股权。
陕西煤业	2024 年 12 月	公司拟通过非公开协议方式现金收购陕煤集团持有陕煤电力集团 88.6525%股权，股权收购交易价格为 156.95 亿元
远达环保	2024 年 10 月	拟通过发行股份及支付现金的方式购买中国电力、湘投国际合计持有的五凌电力 100%股权以及广西公司持有的长洲水电 64.93%股权，并向不超过 35 名符合条件的特定投资者发行股份募集配套资金。
电投产融	2024 年 10 月	公司拟以所持的资本控股 100%股权与国家核电所持有的电投核能股权的等值部分进行置换；针对置入资产和置出资产的差额部分，由上市公司发行股份向国家核电及中国人寿购买。同时，上市公司拟向不超过 35 名特定投资者发行股份募集配套资金。

资料来源：华电国际发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书（草案）（申报稿），中信建投证券股份有限公司关于甘肃电投能源发展股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套

资金暨关联交易实施情况之独立财务顾问核查意见，淮河能源（集团）股份有限公司 发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易预案，陕西煤业关于收购陕煤电力集团有限公司股权暨关联交易的公告，国家电投集团远达环保股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易预案，电投产融关于重大资产置换及发行股份购买资产并募集配套资金暨关联交易的进展公告，山西证券研究所

五大电力集团仍有高比例电力资产未注入上市平台。我们梳理可得，国家能源集团、华电集团、华能集团、国家电投集团、大唐集团仍有 39%、67%、27%、63%、40%电力装机未注入上市平台，其中总量方面，国家电投集团上市平台外装机资产最多。后续重点关注并购或重组带来企业估值空间提升及优质资产注入带来盈利能力增长。

- **国家能源集团**为国电集团公司和神华集团在 2017 年重组而成，是全球规模最大的煤炭生产公司、火力发电公司、风力发电公司和煤制油煤化工公司。集团下属电力上市平台为中国神华、国电电力、长源电力、龙源电力。目前集团共有装机 323.89GW，其中火、水、风、光分别占比 65%、6%、19%、11%，未上市装机量为 127.60GW，占比为 39.4%。

表 5：国家能源集团及下属上市公司装机情况

装机量	火电(GW)	水电(GW)	风电(GW)	光伏(GW)	总计(GW)
中国神华	44.11	0.13	-	0.40	44.63
国电电力	72.79	14.95	9.29	8.54	105.58
龙源电力	1.88	1.88	27.75	4.09	35.59
长源电力	8.31	0.59	0.26	1.31	10.49
其他	81.91	1.13	23.48	21.10	127.60
国家能源集团总计	209.00	18.67	60.78	35.44	323.89
上市公司体系外比例	39%	6%	39%	60%	39%

资料来源：国家能源投资集团有限责任公司 2024 年度第二十二期超短期融资券募集说明书，中国神华、国电电力、龙源电力、长源电力 2023 年年度报告，山西证券研究所

- **华电集团**为 2002 年底国家电力体制改革时组建的隶属国务院国有独资发电企业，拥有电力、煤炭、科工、产融等产业板块。集团下属上市平台为华电国际、黔源电力、华电辽能以及华电能源。目前集团共有装机 214.31GW，其中火、水、风、光分别占比 59%、14%、14%、13%，未上市装机量为 142.75GW，占比为 67%。

表 6：华电集团及下属上市公司装机情况

装机量	火电(GW)	水电(GW)	风电(GW)	光伏(GW)	总计(GW)
华电国际	55.99	2.46	-	-	58.44
华电能源	6.41	-	-	-	6.41
黔源电力	-	3.23	-	0.79	4.03
华电辽能	2.20	-	0.47	0.01	2.68
其他	62.49	25.24	29.00	26.02	142.75
华电集团总计	127.09	30.93	29.47	26.82	214.31
上市公司体系外比例	49%	82%	98%	97%	67%

资料来源：中国华电集团有限公司 2024 年面向专业投资者公开发行科技创新可续期公司债券（第四期）信用评级报告，中国电力网，华电国际、华电能源、黔源电力、华电辽能 2023 年年度报告，山西证券研究所

- **华能集团**产业广泛布局电力、煤炭、交通运输等多领域，发电装机容量稳居全球第二、亚洲榜首。集团下属电力上市平台为华能国际、华能水电、内蒙华电。目前集团共有装机 243.12GW，其中火、水、风、光分别占比 59%、11%、16%、14%，未上市装机量为 66.71GW，占比为 27%。

表 7：华能集团及下属上市公司装机情况

装机量	火电(GW)	水电(GW)	风电(GW)	光伏(GW)	总计(GW)
华能国际	106.51	0.37	15.51	13.10	135.66
华能水电	-	25.60	0.14	1.79	27.53
内蒙华电	11.40	0.00	1.76	0.07	13.23
其他	24.39	1.62	21.89	18.62	66.71
华能集团总计	142.46	27.59	39.29	33.58	243.12
上市公司体系外比例(%)	17.1%	5.9%	55.7%	55.4%	27.4%

资料来源：中国华能集团有限公司主体与 2024 年度第三期中期票据信用评级报告，华能国际、华能水电、内蒙华电 2023 年年度报告，山西证券研究所

- **国家电投**由中国电力投资集团公司与国家核电技术有限公司于 2015 年 5 月重组成立，是全国唯一同时拥有水电、火电、核电、新能源资产的综合能源企业集团。集团下属电力上市平台为上海电力、吉电股份、中国电力、电投产融、电投能源、远达环保。目前集团共有装机 237.46GW，其中火、水、风、光、核分别占比 35%、11%、21%、29%、4%，未上市装机量为 148.64GW，占比为 62.6%。

表 8：国家电投集团及下属上市公司装机情况

装机量	火电(GW)	水电(GW)	风电(GW)	光伏(GW)	核电(GW)	总计(GW)
上海电力	13.47	-	3.87	5.11	-	22.45
吉电股份	3.30	3.46	6.66	-	-	13.42
电投产融	0.66	-	1.13	0.49	-	2.28
电投能源	1.20	-	3.45	1.10	-	5.75
中国电力	11.59	5.95	12.02	15.15	-	45.02
远达环保	-	-	-	-	-	-
其他	52.44	19.57	26.95	41.21	9.21	148.54
国家电投集团总计	82.65	25.52	50.89	69.19	9.21	237.46
上市公司体系外比例	63%	77%	53%	60%	100%	63%

资料来源：24 中电投 MTN034A:国家电力投资集团有限公司 2024 年度第三十四期中期票据募集说明书，深交所互动平台（吉电股份 2024 年 6 月 12 日，电投能源 2024 年 6 月 7 日），上海电力、吉电股份、电投产融、电投能源、中国电力 2023 年年度报告，山西证券研究所

- **大唐集团**主要业务涵盖电力、煤炭、煤化工、商贸物流等。集团下属电力上市平台为上海电力、吉电股份、中国电力、电投产融、电投能源、远达环保。目前集团共有装机 180.74GW，其中火、水、风、光分别占比 59%、15%、17%、9%；未上市装机量为 72.49GW，占比为 40%。

表 9：国家电投集团及下属上市公司装机情况

装机量	火电(GW)	水电(GW)	风电(GW)	光伏(GW)	总计(GW)
大唐发电	52.26	9.20	7.46	4.37	73.29
华银电力	4.82	0.14	0.54	1.02	6.52
桂冠电力	1.33	10.24	0.79	0.66	13.02
大唐新能源	-	-	12.98	2.44	15.42
其他	48.32	8.15	8.97	7.05	72.49
大唐集团	106.73	27.73	30.74	15.54	180.74
上市公司体系外比例	45%	29%	29%	45%	40%

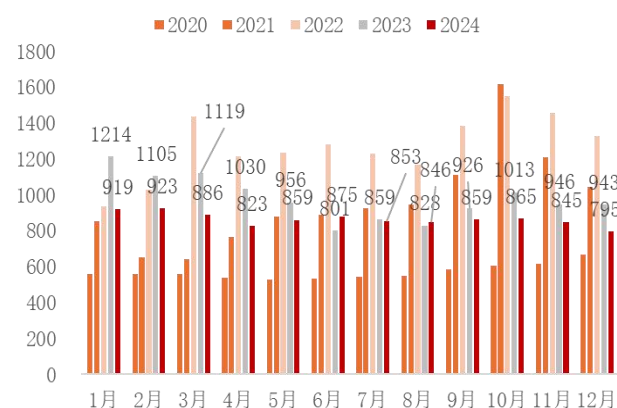
资料来源：中国大唐集团有限公司 2025 年度第一期中期票据募集说明书，大唐发电、华银电力、桂冠电力、大唐新能源 2023 年年度报告，山西证券研究所

3. 火电板块：公用事业属性大方向演进

3.1 2025 年成本端仍存改善预期

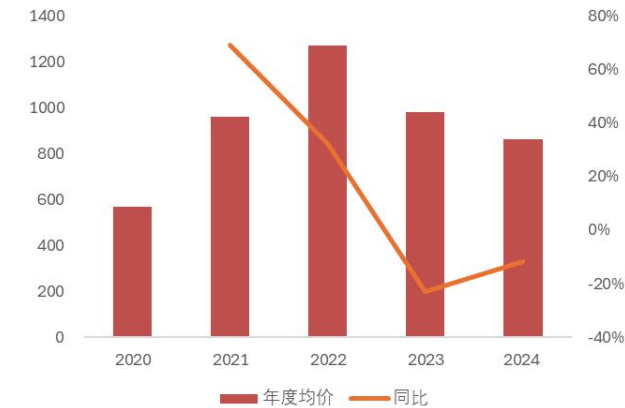
2024 年动力煤价格呈震荡下行走势，价格降幅较 2023 年有所下降。2024 年秦港 5500 大卡动力煤均价较 23 年下降 12%；2024 年 1-11 月进口动力煤均价录得 93 美元/吨，同比降 14.89%（对应降幅 16.34 美元/吨）。供给端来看，2024 年动力煤国内供给先降后增，其中 2024 年 1-5 月，山西安监影响下国内动力煤供给收缩；6 月起山西安监趋于常态化，国内动力煤供给相对回升。进口方面，由于国内外价差缺口持续，1-11 月动力煤进口量同比增长 14%。

图 10：秦港 5500 大卡动力煤月度价格走势（元/吨）



资料来源：Wind，山西证券研究所

图 11：秦港 5500 大卡动力煤年度价格（元/吨）



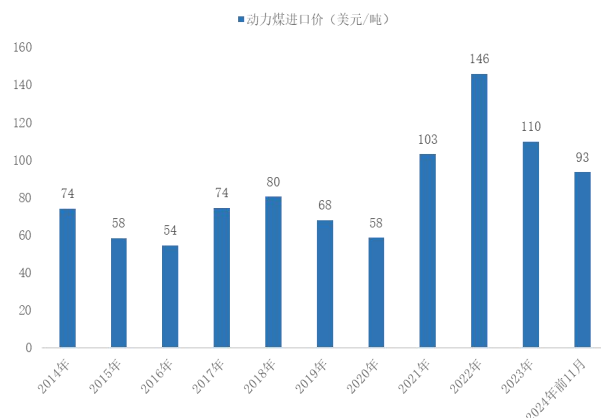
资料来源：Wind，山西证券研究所

图 12：进口动力煤价格走势

图 13：进口动力煤年度均价



资料来源：Wind，山西证券研究所



资料来源：Wind，山西证券研究所

2025 年动力煤价格中枢仍有小幅下降预期，大幅波动可能性较小。供需层面，2024 年动力煤供需偏松，宽松形势较 2023 年收缩，2025 年进口长协签订增长预期不强，因此进口总量预计不会有太大的增长，预计 2025 年供给增量或来自疆煤，供需进一步宽松可能性较小。价格变化方面，由于增量大部分来自相对较远的新疆产区，因此预计价格会在 750-850 元/吨区间形成较为明显支撑。

3.2 煤电联营优势仍凸显，相关公司相继布局

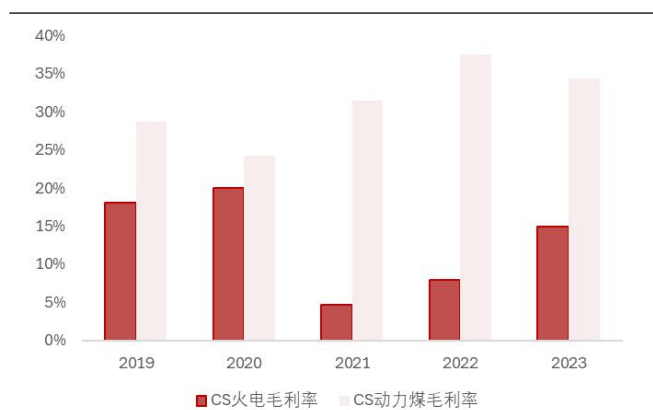
煤电一体化运营可以理顺产业链，熨平煤价及电价的波动，符合产业链发展的最终规律。燃煤成本作为火电最重要的成本高达 70%以上，而过去“市场煤、计划电”背景下因此煤企与电企在发展历程中长期存在的关系。为解决这一矛盾，有关部门不得不通过加强煤电价格联动等方式多次进行外部调控，且电价不能对于煤价进行完全有效传导，宏观层面影响各环节效率。而煤电联营是通过产业一体化的方式从内部化解煤电盈利矛盾。当煤炭价格波动较大时，煤电一体化企业能够通过内部资源调配，平衡煤炭与电力业务的收益，减少因价格波动带来的单方面损失。对于煤企，煤价下行时布局电厂同样可以增厚利润。

图 14：秦港动力煤价格与火电板块利润变化

图 15：CS 火电与 CS 动力煤行业毛利率



资料来源：Wind，国家统计局，山西证券研究所



资料来源：Wind，山西证券研究所

政策暖风促煤电联营。2023 年 1 月，国家发改委提出持续推进国有经济布局优化和结构调整，推进煤炭与煤电、煤电与新能源“两个联营”；2024 年 3 月，国家能源局印发《2024 年能源工作指导意见》，提出推动煤炭、煤电一体化联营，合理布局支撑性和调节性煤电项目。

表 10：煤电联营相关指导政策陆续公布

发布时间	文件名	重点内容
2016.4.17	《关于发展煤电联营的指导意见》	明确了煤电联营是指煤炭和电力生产企业以资本为纽带，通过多种方式将煤炭、电力上下游产业有机融合的能源企业发展模式。提出“十三五”期间，优先规划符合重点方向的煤电联营项目，优化煤电一体化项目核准等相关程序，将煤电一体化项目的项目用电纳入配套电厂用电范围，电网调度优先安排煤电一体化及其他煤电联营项目电量上网等。
2024.3.18	《2024 年能源工作指导意见》	推动煤炭、煤电一体化联营，合理布局支撑性调节性煤电，加快电力供应压力较大省份已纳规煤电项目建设，力争尽早投产。印发实施指导火电转型发展的相关政策，为煤电联营提供政策指导和支持，促进煤电联营与火电转型的协同发展。
2024.6.24	《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》	鼓励煤炭与煤电联营、煤电与可再生能源联营“两个联营”和沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地配套煤电项目率先实施绿氨掺烧示范。发挥政府投资放大带动效应，利用超长期特别国债等资金渠道对符合条件的煤电低碳化改造建设项目予以支持。电网企业要优化电力运行调度方案，优先支持碳减排效果突出的煤电低碳化改造建设项目接入电网，对项目的可再生能源发电量或零碳发电量予以优先上网。
2024.7.25	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	推动煤电机组深度调峰、快速爬坡等高效调节能力进一步提升，更好发挥煤电的电力供应保障作用，促进新能源消纳，从侧面支持了煤电联营与新能源的协同发展。

资料来源：国家发改委，国家能源局，国家数据局，山西证券研究所

拥有煤炭资源的企业参与煤电新项目或者市场整合的力度和积极性近年来明显增强。目前上市公司中已开展煤电一体化布局的有中国神华、国电电力、新集能源、淮河能源、陕西煤业、内蒙华电、电投能源等：

- **新集能源：**公司为国资委下控股央企。公司控股子公司利辛电厂二期 2×660MW 超临界二次再热燃煤发电项目分别于 2024 年 8 月 31 日、9 月 30 日完成 168 小时满负荷试运行，转入商业化运营。投产后预计年发电量 66 亿千瓦时，将进一步提升公司煤电一体化优势及发电规模。目前公司已投产煤电装机为 332 万千瓦，目前上饶电厂（2*1000MW）、滁州电厂（2*660MW）、六安电厂（2*660MW）在建，后续装机量提升空间大。随着后续煤电项目建成投运，公司煤炭产能和电力装机将逐步提升，煤电一体化的协同优势得到充分发挥，进一步提高公司的盈利能力和抗风险能力。
- **淮河能源：**公司为淮南矿业下属煤电一体化平台。母公司淮南矿业为安徽省煤炭及电力龙头，为避免同业竞争，2016 年淮南矿业承诺将以上市公司淮河能源为其下属从事能源业务进入资本市场的资本运作平台，目前集团仍有大量煤炭、电力资产，淮河能源于 24 年 12 月 17 日公布正在筹划通过定增和现金方式收购集团下属子公司淮河电力 89.30%的股权，若收购成功则公司业绩或将阶梯性增长。目前公司全资电厂包括潘集电厂一期、顾桥电厂、潘三电厂，参股电厂包括田集电厂一期、二期，未来潘集电厂二期等预计将陆续投产。
- **陕西煤业：**公司 12 月 7 日发布《关于收购陕煤电力集团有限公司股权暨关联交易的公告》，拟通过非公开协议方式现金收购陕煤集团持有陕煤电力集团 88.6525%股权，股权价格为 156.95 亿元；拟收购资产的盈利能力较好，收购完成后有助于进一步增厚公司业绩，平抑受煤价波动带来的公司业绩的震荡，有助于提升公司估值水平。收购电力资产是公司打造“煤电一体化”运营模式的重要举措，也符合公司的实际经营需要和战略发展方向，能够进一步减少关联交易、增加营业收入、延伸煤炭主业产业链，促进公司高质量发展。

中国神华、淮河能源、新集能源均仍有较大规模在建及待建项目，占在运项目比重分别为 24%、132%、75%。

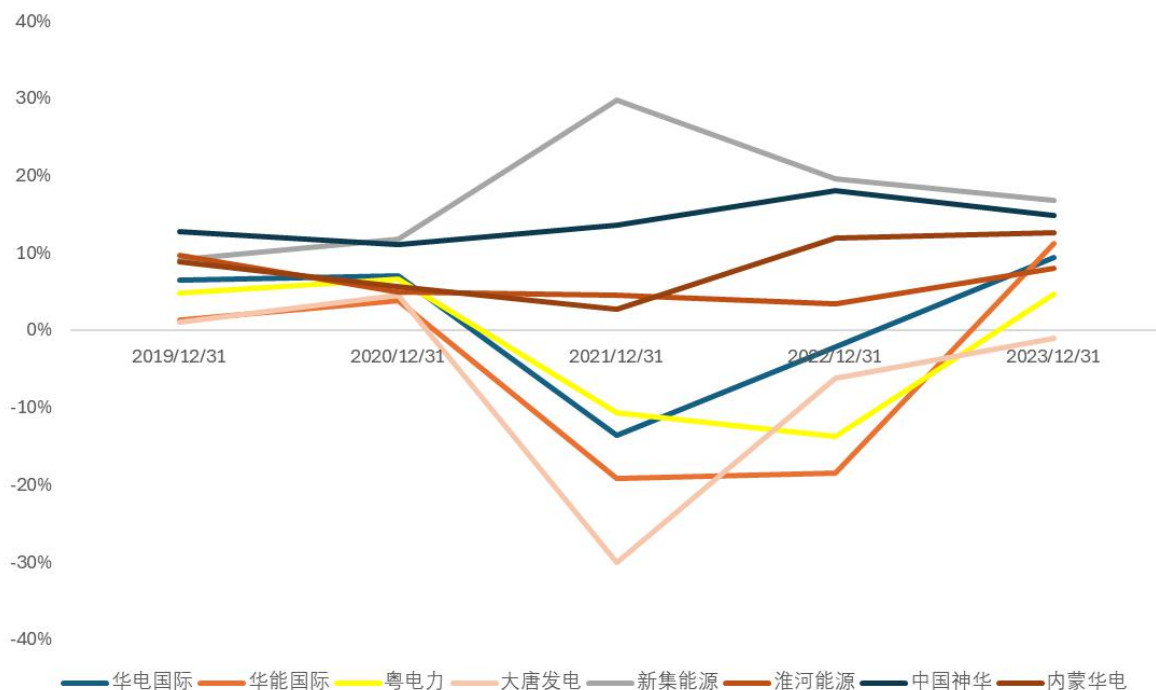
表 11：煤电一体化上市公司在运及在建装机情况

	在运控股煤电装机规模（万千瓦）	在建及待建煤电机组（万千瓦）	在建及待建相较于在运增量占比
中国神华	4324.4	1044	24%
新集能源	798	596	75%
淮河能源	351	464	132%
内蒙华电	1140	0	0%
电投能源	120	0	0%
晋控电力	880	0	0%

资料来源：中国神华、新集能源、淮河能源、内蒙华电、电投能源、晋控电力 2024 年半年度报告，淮河能源（集团）股份有限公司重大资产购买暨关联交易报告书（草案），安徽省生态环境厅，山西证券研究所

煤电一体化布局企业 ROE 中枢较非一体化企业偏高且波动较小。我们选取上述煤电一体化企业以及非煤电联营公司华电国际、华能国际、粤电力、大唐发电 ROE 进行统计，后者 ROE 中枢低于前者，且在 2021 年煤价涨幅较大背景下，煤电联营企业 ROE 影响较小，长期来看可保持较为稳定的盈利能力。

图 16：煤电一体化布局企业 ROE 中枢较非一体化企业偏高且波动较小



资料来源：Wind，山西证券研究所

3.3 辅助服务+容量电价带动火电公用事业化转型

辅助服务细则持续规范，各地区实行差异化定价。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，明确调频里程出清价格上限不超过每千瓦0.015元，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。由于各地地理条件、电力供应结构及市场化程度不同，导致辅助服务定价机制差异较大。目前南网经营区域以及国网经营区大部分省份均已开展调频辅助服务。

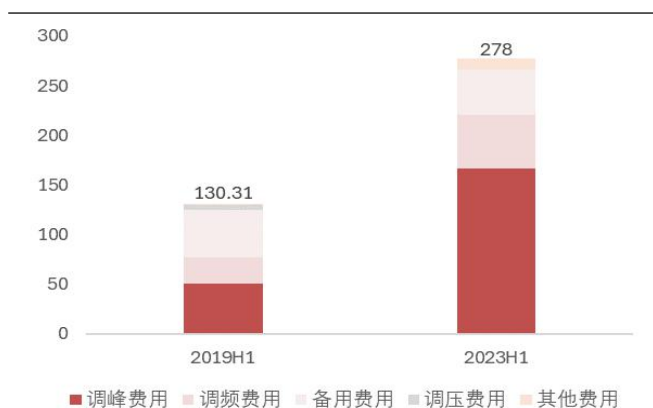
图 17：各省辅助服务补偿标准

	有偿一次调频	有偿调峰	有偿无功服务	黑启动
山东	补偿费用按照一次调频响应指数 λ 进行计算	按电力辅助服务市场交易结果执行	根据电力调度指令，发电机组比迟相功率因数0.8多发出的无功电量或比进相功率因数0.97多吸收的无功电量，按照30元/MVarh进行补偿	黑启动电源按照30万元/次进行补偿；因电网故障提供实际黑启动服务，按照1000万元/次进行补偿
山西	-	燃煤机组启停调峰补偿标准：单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ：C启停=1000元/MW；单机容量 $> 100\text{MW}$ ：C启停=2000元/MW	按发电机组比迟相功率因数0.8多发出的无功电量或比进相功率因数0.97多吸收的无功电量，按照30元/MVarh进行补偿	火电厂暂按机组补偿，标准为每台800元/天，全厂最高不超过2400元/天
广东	一次调频动作合格且实际动作积分电量超过理论动作积分电量70%的部分进行补偿。对于小频差扰动，机组一次调频超额积分电量月度补偿=超过理论动作积分电量70%的一次调频月度动作积分电量（MWh） $\times 0.5 \times R1$ （元/兆瓦时）。对于大频差扰动，机组一次调频超额积分电量月度补偿=超过理论动作积分电量70%的一次调频月度动作积分电量（MWh） $\times 10 \times R1$ （元/MWh）	燃煤机组深度调峰补偿：40% $\leq$ 额定容量 $< 50\%$ ，R5元/MWh；30% $\leq$ 额定容量 $< 40\%$ ，8 $\times$ R5元/MWh；额定容量 $< 30\%$ ，12 $\times$ R5元/MWh 燃煤机组启停调峰：每次按每万千瓦装机容量R4万元的标准补偿	对发电侧并网主体迟相运行注入无功服务供应量按照R11（元/MVarh）的标准补偿；对发电侧并网主体进相运行吸收无功服务供应量按照5 $\times$ R11（元/MVarh）的标准补偿	黑启动服务费用分为能力费和使用费。对符合要求的黑启动电源点，从试验合格次月开始，黑启动能力费按R16的标准补偿；黑启动使用费按R17的标准补偿
浙江	低频调节补偿标准为800元/MW	燃煤发电机组深度调峰补偿：50% $\leq$ 负荷率 $< 60\%$ ，20元/MWh；40% $\leq$ 负荷率 $< 50\%$ ，40元/MWh；30% $\leq$ 负荷率 $< 40\%$ ，160元/MWh；负荷率 $< 30\%$ ，320元/MWh	超功率因数调节补偿：发电侧并网主体，新型储能迟相功率因数低于0.85时多发出无功，或者进相功率因数低于0.97多吸收无功电量进行补偿。补偿价格为15元/Mvarh	根据具备黑启动时间，使用台次给予补偿。补偿标准为50元/MWh
安徽		燃煤机组启停调峰补偿标准：以24小时为界限给予不同的补偿费用	燃气低功率因数调节补偿：功率因数低于0.5进行无功调节，补偿标准取50元/Mvarh	火电：8万元/月·台
河北	-	燃煤机组启停调峰补偿标准：单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ：C启停=1000元/MW；单机容量 $> 100\text{MW}$ ：C启停=1750元/MW	按发电机组比迟相功率因数0.8多发出的无功电量或比进相功率因数0.97多吸收的无功电量，按照30元/MVarh进行补偿	火电厂暂按机组补偿，标准为每台800元/天，全厂最高不超过2400元/天
天津				
河南	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	煤燃机组深度调峰补偿：45% $\leq$ 负荷率 $< 50\%$ ，250元/MWh；40% $\leq$ 负荷率 $< 45\%$ ，350元/MWh；35% $\leq$ 负荷率 $< 40\%$ ，500元/MWh；30% $\leq$ 负荷率 $< 35\%$ ，600元/MWh；负荷率 $< 30\%$ ，700元/MWh	对发电侧并网主体比迟相功率因数（其中火电、燃机为0.85，水电、光伏、风电为0.9，独立新型储能为0.8）多发出的无功电量或比进相功率因数（其中火电、燃机、水电、独立新型储能为0.97，风电、光伏为0.95）多吸收的无功电量进行补偿，补偿价格为50元/Mvarh	-
湖北		燃煤机组启停调峰补偿标准：单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ：C启停= $P_n \times 800$ 元/MW；单机容量 $> 100\text{MW}$ ：C启停= $P_n \times 2000$ 元/MW		
湖南	一次调频贡献率满足要求的发电侧并网主体、独立新型储能、直控型可调节负荷（最大可调容量5MW及以上）进行补偿。其中，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	煤燃机组深度调峰补偿：45% $\leq$ 负荷率 $< 50\%$ ，150元/MWh；40% $\leq$ 负荷率 $< 45\%$ ，200元/MWh；35% $\leq$ 负荷率 $< 40\%$ ，300元/MWh；30% $\leq$ 负荷率 $< 35\%$ ，350元/MWh；负荷率 $< 30\%$ ，400元/MWh 燃煤机组启停调峰补偿标准：单机容量 $\leq 100\text{MW}$ ：C启停= $P_n \times 800$ 元/MW；单机容量 $> 100\text{MW}$ ：C启停= $P_n \times 1400$ 元/MW	并网主体在进相功率因数低于额定值（其中火电、燃机，水电，独立新型储能为0.97，光伏、风电为0.95）的情况下从电力系统吸收无功功率或迟相功率因数低于额定值（其中，火电、燃机为0.85，水电、光伏、风电为0.9，独立新型储能为0.8）多发出的无功电量或多吸收的无功电量进行补偿，补偿价格为50元/Mvarh。非电网投资的调相机，调相运行补偿标准，暂取20元/Mvarh	常规机组暂定按10万元/月·台补偿，成功后的并网主体获得100万元/台的调用补偿费用

资料来源：国家能源局，北极星火力发电网、南方能监局；华东能监局、华北能监局、华中能监局、河南能源监管办、湖南监管办公室，山西证券研究所

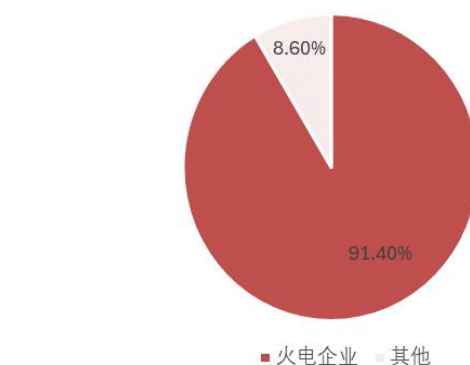
我国辅助服务收入规模持续增长，调峰费用占据主要份额。2023 年上半年，我国电力辅助服务费用共 278 亿元，与 2019 年全年辅助服务费用 130.31 亿元相比提升 113%；火电企业获得补偿 254 亿元，占比 91.4%；其中调峰补偿占比为 60%，较 2019 年上半年显著提升 21.6 个百分点，调频补偿占 19.4%。

图 18：我国电力辅助服务收入（亿元）及结构



资料来源：国家能源局，新华网，山西证券研究所

图 19：2023 年上半年辅助收入规模分电源占比结构



资料来源：国家能源局，新华网，山西证券研究所

目前我国辅助服务对电力收入贡献仍然较低且显著低于欧美国家，未来或有较大提升空间。2023 年上半年，我国电力辅助服务费用共 278 亿元，占上网电费 1.9%，较 2019 年上半年提升 0.43 个百分点，但较欧美成熟市场仍然较低。以美国和英国为例，2015 年美国 PJM 电力市场的辅助服务费用占比电量费比例为 2.5%，同年英国高达 8%（可再生能源装机占比为 27%）。我国各地区辅助服务细则仍处于探索试行阶段，对于补偿电价标准以及煤电机组调峰补偿的运行容量区间等合理性仍在不断改进。未来随着风电及光伏装机量及电量增长以及机制的不断改进，预计长期我国辅助服务收入规模将持续提升，占比或超过欧美主流国家。

表 12：国内外辅助服务补偿费用占比对比

地区	辅助服务收入占比
中国	1.9%（2023 年上半年）
美国 PJM 市场	2.5%（2015 年）

地区	辅助服务收入占比
英国国家电网	8%（2015 年）

资料来源：《新一轮电改下电力辅助服务市场机制及储能参与辅助服务的经济性研究》，零碳能源公众号，山西证券研究所

容量电价逐步落实，后续补偿比例将逐步提升。容量电价政策是指煤电企业按照其发电能力（即容量）收取的费用，确保其即使在不发电或发电较少时也能获得一定的收入，以支持其持续运营和电力系统稳定。国家发改委出台《关于建立煤电容量电价机制的通知》，确定在 2024 年 1 月 1 日起实施容量电价机制。容量电价机制的核心是两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，而容量电价则根据煤电机组的固定成本按一定比例给予补偿。机制实施范围适用于合规在运的公用煤电机组；对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。《通知》明确 2024 至 2025 年，多数地方通过容量电价回收固定成本的比例为 30%左右即每年每千瓦 100 元，部分煤电功能转型较快的地方（四川、云南等地）适当高一些，为 50%左右；从 2026 年开始，各地通过容量电价回收固定成本的比例将提升至不低于 50%，即每年每千瓦 165 元。

表 13：各省电网煤电容量电价表

省级电网	容量电价	省级电网	容量电价
	(元/千瓦 · 年，含税)		(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		

省级电网	容量电价	省级电网	容量电价
注：2026 年起，云南、四川等煤电转型较快的地方通过容量电价回收煤电固定成本的比例原则上提升至不低于 70%，其他地方提升至不低于 50%。			

资料来源：国家发改委，山西证券研究所

不考虑新增装机及容量电价新的调整情况下，我们测算 2024-2025 年全国煤电容量电价收入预计 1121 亿元，2026 年以后达到 1792 亿元。（关于容量电价详细计算及分析请参考前期深度报告《容量电价半年考及火电板块影响测算》）主要依据及假设为：

（1）容量电价水平：2024-2025 年，云南、湖南、河南、重庆、广西、四川、青海七省容量电价回收的固定成本比例为 50%，计 165 元/千瓦；其余省份为 30%，计 100 元/千瓦；2026 年以后，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%，新能源比例较大的为 70%，假设 70%的省份仍为上述七省，计 231 元/千瓦；其余省份为 165 元/千瓦。

（2）煤电机组适用率：煤电容量电价适用于合规在运的公用煤电机组，燃煤自备电厂、不符合规定或不满足能耗、环保及灵活调节能力的机组不执行容量电价机制。假设各省在运机组平均适用容量电价的适用率 90%，

（3）煤电机组最大出力：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，假设最大出力按额定容量的 100%。

按照各省煤电容量电价水平及煤电装机容量（按容量电价适用率 90%）测算，2024-2025 年全国煤电容量电价收入预计 1121 亿元，2026 年以后达到 1792 亿元以上（不考虑煤电装机变动情况，以及按 70%固定投资回收的省份数量增加）。

表 14：各省及全国容量电价收入测算(亿元)

关键指标			参数假设		
容量电价水平（元/千瓦）		七省	165/231		
		其他省份	100/165		
煤电机组适用率（%）			90%		
最大出力（%）			100%		
2024-2025 容量电费收入（亿元）			1121.28		
2026 年容量电费收入（亿元）			1792.32		
省份	容量电价(2024-2025, 元/千瓦·年, 含税)	容量电价(2026 及以后, 元/千瓦·年, 含税)	煤电装机(2023 年, 万千瓦)	容量电费收入（2024-2025, 万元）	容量电价收入（2026 年以后, 万元）
云南	165	231	1240.00	184140.00	257796.00
湖南	165	231	2578.88	382963.68	536149.15
河南	165	231	6600.85	980226.23	1372316.72
重庆	165	231	1439.26	213730.11	299222.15
广西	165	231	1932.00	286902.00	401662.80
四川	165	231	1405.28	208684.08	292157.71
青海	165	231	370.50	55019.25	77026.95
广东	100	165	6869.00	618210.00	1020046.50
海南	100	165	306.00	27540.00	45441.00
贵州	100	165	3292.00	296280.00	488862.00
吉林	100	165	1700.75	153067.50	252561.38
安徽	100	165	5478.17	493035.30	813508.25
陕西	100	165	5259.65	473368.50	781058.03
河北	100	165	4882.36	439412.40	725030.46
山东	100	165	10644.33	957989.70	1580683.01
湖北	100	165	3426.98	308428.20	508906.53
福建	100	165	3009.51	270855.90	446912.24
江西	100	165	2526.35	227371.50	375162.98
黑龙江	100	165	2204.95	198445.50	327435.08
江苏	100	165	8070.62	726355.80	1198487.07
新疆	100	165	6357.16	572144.40	944038.26
山西	100	165	7206.27	648564.30	1070131.10
上海	100	165	1439.35	129541.50	213743.48
浙江	100	165	5034.86	453137.40	747676.71
内蒙古	100	165	10784.00	970560.00	1601424.00
宁夏	100	165	3089.90	278091.00	458850.15
天津	100	165	1249.05	112414.50	185483.93
甘肃	100	165	2468.30	222147.00	366542.55
辽宁	100	165	3524.78	317230.20	523429.83
北京	100	165	77.00	6930.00	11434.50

合计	11212785.95	17923180.47
----	-------------	-------------

资料来源：国家发改委、国家能源局，山西证券研究所

短期内容量电费收入占煤电机组收入的比例相对较低。当前我国煤电交易基准价平均值为 371.68 元/兆瓦时，2023 年我国煤电机组装机量 11.6 亿千瓦，煤电平均利用小时数 4685 小时，简单测算煤电发电量约 5.46 万亿千瓦时，不考虑电厂自用及输电损耗，假设全部煤电电量上网销售，按照煤电交易基准价上浮 20% 测算，则 2023 年煤电机组电量电费总收入约 24340 亿元，即假设电量不变的情况下，2024-2025 年煤电机组容量电费收入是 2023 年煤电机组全部电量电费收入的 4.61%，煤电装机不变且容量电价不变的情况下，2026 年煤电机组容量电费收入约为 2023 年全部煤电机组电量电费收入的 7.36%。

新型电力市场推进下火电企业盈利模式发生转变，盈利稳定性增加或带动估值提升。过去火电收入仅由电量电价收入决定，即收入=装机容量×利用小时数×电价，火电机组的利润主要依赖于煤价和电价的差价，但由于煤价的波动性和电价的相对稳定性，火电企业的盈利能力呈现出较强的周期性，因此火电板块 PB 均值常年低于具备较强公用事业性的水电以及核电板块。而现在火电收入增加辅助服务及容量电价，商业模式对于电价以及动力煤价格的敏感程度降低，有助于提高火电企业盈利稳定性，从而提升其公用事业性，带动估值提升。

图 20：火电板块 PB 估值常年低于水电、绿电板块



资料来源：Wind，山西证券研究所

4. 水电板块：折旧到期+财务费用改善，红利优势持续

4.1 折旧到期及财务费用下降持续增益成本端

水电行业具备前期设备投资高，折旧占成本比重高，实际运营年限远大于折旧年限的特点。水电站经营阶段分为：1) 建设投资期+转固；2) 偿还贷款+折旧期；3) 折旧期；4) 折旧到期后净回报阶段。以长江电力为例，机械折旧年限为 5-32 年，大坝折旧年限最长为 40-60 年，而水电站实际运营年限可达 100 年以上。不考虑折旧到期的情况下，水电固定资产折旧占营业成本 50%左右，占营业总成本比重 35%左右。其中机械设备折旧占固定资产折旧比重 43.6%，大坝占比 41.2%（以长江电力为例）。

图 21：2023 年水电公司固定资产折旧占成本比重

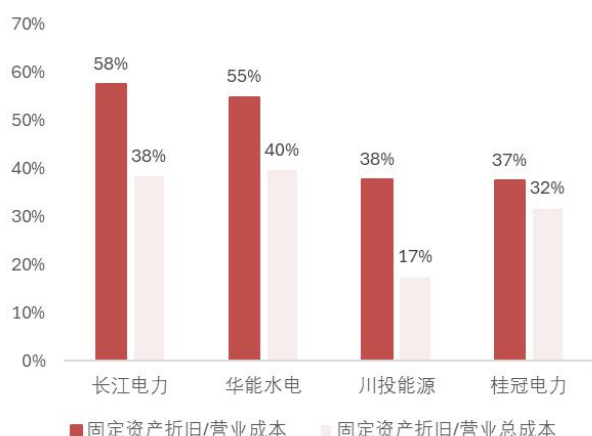
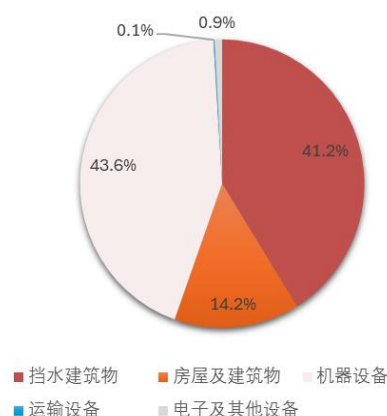


图 22：长江电力 2023 年固定资产折旧各项占比



资料来源：Wind，长江电力、华能水电、川投能源、桂冠电力 2023 年年度报告，山西证券研究所

资料来源：长江电力 2023 年年度报告，山西证券研究所

表 15：长江电力固定资产折旧方式

类别	折旧方法	折旧年限(年)	残值率(%)	年折旧率(%)
挡水建筑物	直线法	40-60	—	1.67-2.50
房屋及建筑物	直线法	8-50	0-3	1.94-12.50
机器设备	直线法	5-32	0-3	3.03-20.00
运输设备	直线法	3-10	0-3	9.70-33.33
电子及其他设备	直线法	3-12	0-3	8.08-33.33

资料来源：长江电力 2023 年年度报告，山西证券研究所

十四五-十六五期间水电公司折旧密集到期，可显著增厚表端利润。目前水电上市公司在运电站多数投产于十二五期间，因此水电站主体折旧到期时间多为十四五-十六五期间。以长江电力为例，2021 年起三峡电站机组陆续折旧到期，且三峡电站建设成本远高于葛洲坝电站。选择长江电力、华能水电及黔源电力作为样本，2020-2023 年折旧/营业成本及折旧/营业总成本比例整体呈下降趋势（长江电力 2023 年增加主因乌东德、白鹤滩机组并表），样本公司期间均有电站折旧到期。后续各大水电公司利润有望进一步释放。

表 16：长江电力六大电站机械设备折旧到期时间

	投产时间	机械设备折旧年限	机械设备折旧到期时间
葛洲坝电站	1981-1983	18	1999-2021
三峡电站	2003-2012	18	2021-2030
溪洛渡电站	2013-2014	18	2031-2032
向家坝电站	2012-2014	18	2030-2032
乌东德电站	2020-2021	18	2038-2039
白鹤滩电站	2021-2022	18	2039-2040

资料来源：长江电力 2023 年年度报告，葛洲坝电站、三峡电站、溪洛渡电站、向家坝电站、乌东德电站、白鹤滩电站百度百科，山西证券研究所

表 17：水电公司折旧占营业成本比重下降

	折旧/营业成本				折旧/营业总成本			
	2020	2021	2022	2023	2020	2021	2022	2023
长江电力	54.9%	53.7%	49.2%	57.6%	40.3%	39.7%	37.7%	38.4%
华能水电	64.2%	60.8%	57.6%	54.8%	42.6%	41.4%	40.4%	39.5%
黔源电力	62.5%	67.5%	60.6%	56.0%	43.3%	42.4%	40.8%	37.1%

资料来源：长江电力、华能水电、黔源电力 2020-2023 年年度报告，Wind，山西证券研究所

债务置换降低财务费用，资产负债表持续优化。目前水电可开发资源有限，企业多逐渐偿还存量债务；贷款利率不断下行环境下，水电公司可通过债务置换方式优化债务结构，财务费用及资产负债率逐年递减，成本进一步优化。

表 18：水电公司季度财务费用率

	2023/3/31	2023/6/30	2023/9/30	2023/12/31	2024/3/31	2024/6/30	2024/9/30
--	-----------	-----------	-----------	------------	-----------	-----------	-----------

	2023/3/31	2023/6/30	2023/9/30	2023/12/31	2024/3/31	2024/6/30	2024/9/30
国投电力	7.4%	7.7%	6.1%	7.0%	6.7%	6.6%	4.5%
黔源电力	36.2%	21.6%	9.0%	19.5%	25.3%	12.0%	11.5%
华能水电	17.9%	10.1%	8.9%	13.3%	15.4%	8.8%	8.5%
桂冠电力	7.4%	6.4%	7.2%	7.1%	6.7%	5.0%	5.3%
川投能源	61.2%	54.2%	32.8%	31.5%	40.4%	32.2%	26.5%
长江电力	20.4%	20.2%	11.7%	15.4%	18.2%	14.6%	8.9%

资料来源：Wind，山西证券研究所

4.2 低利率环境下水电红利风格占优

水电公司通常具备高净现比特点，多家公司给予投资者分红承诺。水电固定资产折旧并非实际现金支出，因此水电行业多数公司具备较高净现比（大于 1.5），且经营性现金流量净额可超过营业收入 50%，支撑公司较高且稳定的分红比例。从分红比例来看，水电板块平均分红率较高且有提升趋势，长江电力、国投电力、华能水电等十四五期间均有分红承诺，承诺分红比例分别为 70%、55%、50%。

表 19：主要水电公司净现比

	2018/12/31	2019/12/31	2020/12/31	2021/12/31	2022/12/31	2023/12/31	2024/9/30
国投电力	2.29	2.33	2.12	2.83	2.86	1.75	1.80
黔源电力	3.30	4.42	3.07	3.07	2.54	4.02	2.56
华能水电	1.81	2.72	2.77	2.63	2.28	2.07	1.85
桂冠电力	2.40	2.26	2.23	2.54	1.81	2.91	1.71
长江电力	1.75	1.69	1.55	1.35	1.43	2.31	1.68

资料来源：Wind，山西证券研究所

表 20：水电公司分红承诺

	分红承诺
长江电力	对 2021 年至 2025 年每年度的利润分配按不低于当年实现净利润的 70%进行现金分红。
国投电力	公司最近三年以现金方式累计分配的利润不少于最近三年实现的年均可分配利润的百分之三十，且 2024 年-2026 年公司拟每年以现金方式分配的利润原则上不少于当年实现的合并报表可分配利润的 55%。
华能水电	公司在当年盈利、且无未弥补亏损的条件下，如无重大投资计划或重大现金支出事项发生、资产负债率未超过 75%，应当采取现金方式分配股利。公司每年以现金方式分配的利润不少于当年实现的可供分配利润的 50%。（2024-2026）。

资料来源：长江电力未来三年（2022-2024）股东分红回报规划，国投电力未来三年（2024 年-2026 年）股

东回报规划，华能水电未来三年（2024 年-2026 年）股东回报规划，山西证券研究所

水电具备逆周期属性，利率下行背景下稳定股息率占优。水电作为现金流充沛及高分红资产，且受到短期宏观经济波动及电价影响相对较小，具备高配置价值。截至 2025 年 2 月 24 日，十年期国债收益率为 1.76%，水电板块长江电力动态股息率为 3.71%，国投电力为 3.41%，均高于十年期国债收益率。另一方面十年期国债收益率趋势性下探，根据 $pe = \text{分红比例} / \text{股息率}$ ，目标股息率下修可以提升水电 PE 估值。

表 21：水电板块公司动态股息率（截至 2025 年 2 月 24 日）

	股息率（TTM，截至 2025 年 2 月 24 日）
长江电力	3.71
国投电力	3.41
黔源电力	1.99
华能水电	2.04
桂冠电力	3.27
川投能源	2.59

资料来源：Wind，山西证券研究所

5. 投资建议

2025 年电力行业我们建议重点关注电力国企并购重组、低利率下红利持续、煤电一体化布局等投资主线。用电侧，短期来看，中电联预计 2025 年全国全社会用电量 10.4 万亿千瓦时，同比增长 6%左右，全国统调最高用电负荷 15.5 亿千瓦左右，新增新能源发电装机规模超过 3 亿千瓦；2025 年底全国发电装机容量有望超过 38 亿千瓦，同比增长 14%左右。长期来看，未来新质生产力发展及电能替代趋势推动下，用电量需求或将进一步提升，且我们认为一段时间内用电量增速或仍将高于 GDP 增速；其中长三角及粤皖地区新兴产业布局较早、规模占比较高，且相关产业如光伏制造、AI 数据中心等多为新高耗能产业，预期上述地区用电需求增长弹性较大。**发电侧，火电板块：**短期来看，上游燃料价格大幅反弹可能性较弱，利好火电板块成本端；水电对火电电量挤占影响进一步削弱，预计后续火电电量持续向好；长期来看，煤电容量电价机制逐步推进，通过容量电价回收固定成本的比例逐步提升，两部制电价将持续支撑火电企业稳定盈利能力及分红能力；新型电力系统建设下火电辅助服务收入有望提升；火电标

的商业模式改善下的新价值点仍有待市场挖掘。**水电板块**：短期来看，来水持续性需持续跟踪；长期来看，水电资本开支高峰已过，市场化改革背景下电价或仍将上行，且随着资本结构的持续优化，分红比例仍有提升空间。

建议关注：区域优势更为显著的长三角火电公司【皖能电力】、【申能股份】、【浙能股份】、【上海电力】；重组主线下的弹性标的【淮河能源】；充分受益电力市场改革成果的全国性电厂【国电电力】、【华电国际】；业绩稳健红利逻辑的【长江电力】。

6. 风险提示

- 电力市场化交易造成上网电价波动；
- 动力煤价格大幅波动；
- 用电需求不及预期；
- 企业分红意愿下降；
- 重组进度不及预期；
- 利率环境显著变化。

分析师承诺：

本人已在中国证券业协会登记为证券分析师，本人承诺，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告。本人对证券研究报告的内容和观点负责，保证信息来源合法合规，研究方法专业审慎，分析结论具有合理依据。本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点直接或间接接受到任何形式的补偿。本人承诺不利用自己的身份、地位或执业过程中所掌握的信息为自己或他人谋取私利。

投资评级的说明：

以报告发布日后的 6--12 个月内公司股价（或行业指数）相对同期基准指数的涨跌幅为基准。其中：A 股以沪深 300 指数为基准；新三板以三板成指或三板做市指数为基准；港股以恒生指数为基准；美股以纳斯达克综合指数或标普 500 指数为基准。

无评级：因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见的结果的重大不确定事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。（新股覆盖、新三板覆盖报告及转债报告默认无评级）

评级体系：**——公司评级**

- 买入： 预计涨幅领先相对基准指数 15%以上；
- 增持： 预计涨幅领先相对基准指数介于 5%-15%之间；
- 中性： 预计涨幅领先相对基准指数介于-5%-5%之间；
- 减持： 预计涨幅落后相对基准指数介于-5%- -15%之间；
- 卖出： 预计涨幅落后相对基准指数-15%以上。

——行业评级

- 领先大市： 预计涨幅超越相对基准指数 10%以上；
- 同步大市： 预计涨幅相对基准指数介于-10%-10%之间；
- 落后大市： 预计涨幅落后相对基准指数-10%以上。

——风险评级

- A： 预计波动率小于等于相对基准指数；
- B： 预计波动率大于相对基准指数。

免责声明：

山西证券股份有限公司(以下简称“公司”)具备证券投资咨询业务资格。本报告是基于公司认为可靠的已公开信息，但公司不保证该等信息的准确性和完整性。入市有风险，投资需谨慎。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，公司不对任何人因使用本报告中的任何内容引致的损失负任何责任。本报告所载的资料、意见及推测仅反映发布当日的判断。在不同时期，公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。公司或其关联机构在法律许可的情况下可能持有或交易本报告中提到的上市公司发行的证券或投资标的，还可能为或争取为这些公司提供投资银行或财务顾问服务。客户应当考虑到公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突。公司在知晓范围内履行披露义务。本报告版权归公司所有。公司对本报告保留一切权利。未经公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯公司版权的其他方式使用。否则，公司将保留随时追究其法律责任的权利。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此声明，禁止公司员工将公司证券研究报告私自提供给未经公司授权的任何媒体或机构；禁止任何媒体或机构未经授权私自刊载或转发公司证券研究报告。刊载或转发公司证券研究报告的授权必须通过签署协议约定，且明确由被授权机构承担相关刊载或者转发责任。

依据《发布证券研究报告执业规范》规定特此提示公司证券研究业务客户不得将公司证券研究报告转发给他人，提示公司证券研究业务客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

依据《证券期货经营机构及其工作人员廉洁从业规定》和《证券经营机构及其工作人员廉洁从业实施细则》规定特此告知公司证券研究业务客户遵守廉洁从业规定。

山西证券研究所：

上海

上海市浦东新区滨江大道 5159 号陆家嘴滨江中心 N5 座 3 楼

太原

太原市府西街 69 号国贸中心 A 座 28 层
电话：0351-8686981
<http://www.i618.com.cn>

深圳

广东省深圳市福田区金田路 3086 号大百汇广场 43 层

北京

北京市丰台区金泽西路 2 号院 1 号楼丽泽平安金融中心 A 座 25 层

