

电力及公用事业行业深度研究报告

风起大国央企——中国特色估值体系视角看公用事业（红利资产篇之水电、核电、燃气）

- 2023 年 3 月起，华创交运团队启动对国资央企的重点研究，发布十余篇深度，2024 年陆续发布《风起大国央企——中特估值视角看交运（红利资产篇）》三篇深度，分别聚焦高速公路、港口与大宗供应链。2025 年，华创交运与公用事业团队整合，继续推动对红利资产的研究，我们在本篇报告中延续此前框架，聚焦于分析水电、核电与燃气等代表性板块。
- 水电：红利价值的“锚”。**1) 如何理解水电行业的商业模式。水电盈利的核心影响因子为利用小时数和电价水平，具备良好的商业模式：毛利率高、现金流好。尤其成本稳定：水电机组“越老越吃香”。2) 产业发展阶段：水电装机进入温和增长长期。3) 机制体制特色：电价定价方式多样，但整体较稳定。4) 资产稀缺价值：优质水电资产的开发已进入尾声，水电资产稀缺性凸显。5) 可持续发展性：长久期资产的自由现金流积累。6) 现代治理体系：分红较为稳定。水电行业经营质量较高，对现金有更强的分配能力，水电板块收现比一般高于 1；进入到水电发展的下半场，上市公司的分红意愿有所提升。主要的 6 家水电上市公司近年来的分红比率均有所提升，从 2015 年的 51% 提升至 2023 年的 62% 水平。
- 核电：确定性与久期的博弈。**1) 如何理解核电行业的商业模式。核电的业绩增长驱动力来源于装机的逐渐扩张，电价端的影响未来或有限，且长期来看成本端的造价下降对收益率的提升也有正面催化。2) 产业发展阶段：步入成长阶段。测算到 2030 年之前每年需要新增 10GW，按照核电单台 1GW 来计算，大约一年需要新增 10 台核电机组。3) 机制体制特色：电价变化对业绩的影响整体可控、利用小时数较高。虽然市场担忧市场化交易对业绩形成较大扰动，但通过已经披露的江苏和广东的电力交易方案来看，中国核电/中国广核因这一变化造成的业绩扰动为-4%/-5%，整体影响或可控。4) 资产稀缺价值：核电资产在核准、建设运营、资金等方面均具有稀缺性。5) 可持续发展性：同样为长久期资产，成本长周期看仍有降本趋势。6) 现代治理体系：近期 CAPEX 较大，但远期有分红提升潜力。
- 燃气：被忽视的股息率。**1) 如何理解城燃的商业模式。城燃公司主要位于天然气产业链下游，利润一般来自接驳、销气及增值业务。2) 产业发展阶段：成熟期 CAPEX 存向下预期。3) 机制体制特色：顺价机制逐渐完善，售气毛差有望修复。4) 资产稀缺价值：特许经营稀缺，格局保障盈利。5) 可持续发展性：仍有稳定增长空间。6) 现代治理体系：分红率正在提升。城燃有望步入困境反转通道，EBIT 有望得以修复，此外，综合能源、增值业务的发展或为城燃公司打造第二成长曲线，推动 FCFF 进一步改善。2023 年主要燃气公司分红比例 44%。
- 如何理解公用事业的股价驱动力？1) 叙事逻辑的变化：低利率时代周期开启，市场拥抱稳定资产。2) 长久期+带有成长属性的资产价值正在获得溢价。3) 核电 vs 水电：“稳定”vs“动能”。4) 燃气：困境反转预期与行业成熟期带来的 EBIT 向上、CAPEX 向下的双重改善。
- 投资建议：1、水电：**长债利率持续下行创造了水电更强的溢价空间，标的层面建议关注各流域的优质水电资产，如长江中下游流域长江电力、澜沧江流域华能水电、雅砻江流域国投电力及川投能源。2、核电：长期业绩的较高确定性与远期分红能力的提升带动新一轮估值的重构，核电方面建议关注两家龙头中国核电及中国广核/中广核电力（H）。3、燃气：伴随气价预期企稳和国内各城市的顺价的不断推进，燃气的业绩稳定性的预期有所提升，同时燃气的资本开支逐渐进入到下行阶段，主要优质燃气公司大多处于港股，股息率视角来看有一定优势。建议关注新奥股份、华润燃气、昆仑能源、蓝天燃气等。
- 风险提示：**宏观变化风险，电价风险，国际形势变化带来的气价变动等。

推荐（维持）

华创证券研究所

证券分析师：吴一凡

电话：021-20572539

邮箱：wuyifan@hcyjs.com

执业编号：S0360516090002

证券分析师：霍鹏浩

邮箱：huopenghao@hcyjs.com

执业编号：S0360524030001

证券分析师：吴晨玥

邮箱：wuchenyue@hcyjs.com

执业编号：S0360523070001

证券分析师：梁婉怡

邮箱：liangwanyu@hcyjs.com

执业编号：S0360523080001

证券分析师：卢浩敏

邮箱：luhaomin@hcyjs.com

执业编号：S0360524090001

联系人：李清影

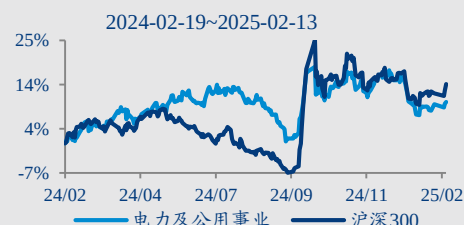
邮箱：liqingying@hcyjs.com

行业基本数据

		占比%
股票家数(只)	226	0.03
总市值(亿元)	38,361.70	3.92
流通市值(亿元)	34,404.12	4.44

相对指数表现

	%	1M	6M	12M
绝对表现	0.7%	-0.7%	14.3%	
相对表现	-1.9%	-17.2%	-2.1%	



相关研究报告

《电力行业 2025 年度投资策略：寻找定价新秩序》

2024-11-14

《环保及公用事业行业重大事项点评：化债解决应收在即，关注哪些有望受益标的？》

2024-10-20

投资主题

报告亮点

2023 年 3 月起，华创交运团队启动对国资央企的重点研究，发布十余篇深度，2024 年陆续发布《风起大国央企——中特估视角看交运（红利资产篇）》三篇深度，分别聚焦高速公路、港口与大宗供应链。2025 年，华创交运与公用事业团队整合，继续推动对红利资产的研究，我们在本篇报告中延续此前框架，聚焦于分析水电、核电与燃气等代表性板块。

投资逻辑

如何理解公用事业的股价驱动力？1) **叙事逻辑的变化**：低利率时代周期开启，市场拥抱稳定资产。2) **长久期+带有成长属性的资产价值正在获得溢价**。3) **核电 vs 水电**：“稳定” vs “动能”。4) **燃气**：困境反转预期与行业成熟期带来的 EBIT 向上、CAPEX 向下的双重改善。

投资建议：

- 1、水电**：长债利率持续下行创造了水电更强的溢价空间，标的层面建议关注优质各流域的优质水电资产，如长江中下游流域长江电力、澜沧江流域华能水电、雅砻江流域国投电力及川投能源。
- 2、核电**：长期业绩的较高确定性与远期分红能力的提升带动新一轮估值的重构，核电方面建议关注两家龙头中国核电及中国广核/中广核电力（H）。
- 3、燃气**：伴随气价预期企稳和国内各城市的顺价的不断推进，燃气的业绩稳定性的预期有所提升，同时燃气的资本开支逐渐进入到下行阶段，主要优质燃气公司大多处于港股，股息率视角来看有一定优势。建议关注新奥股份、华润燃气、昆仑能源、蓝天燃气等。

目 录

一、水电：红利价值的“锚”	8
（一）如何理解水电行业的商业模式	8
（二）产业发展阶段：水电装机进入温和增长期	11
（三）机制体制特色：电价定价方式多样，但整体较稳定	12
（四）资产稀缺价值：优质水电资产的开发已进入尾声，水电资产稀缺性凸显	13
（五）可持续发展性：长久期资产的自由现金流积累	14
（六）现代治理体系：分红较为稳定	15
（七）相关标的梳理	16
二、核电：确定性与久期的博弈	21
（一）如何理解核电的商业模式	21
（二）产业发展阶段：步入成长阶段	22
（三）机制体制特色：电价变化对业绩的影响整体可控、利用小时数较高	22
（四）资产稀缺价值：核电资产在核准、建设运营、资金等方面均具有稀缺性	26
（五）可持续发展性：同样为长久期资产，成本长周期看仍有降本趋势	26
（六）现代治理体系：近期 CAPEX 较大，但远期有分红提升潜力	27
（七）相关标的梳理	27
三、燃气：被忽视的股息率	31
（一）如何理解城燃的商业模式	31
（二）产业发展阶段：成熟期 CAPEX 存向下预期	34
（三）机制体制特色：顺价机制逐渐完善，售气毛差有望修复	34
（四）资产稀缺价值：特许经营稀缺，格局保障盈利	36
（五）可持续发展性：仍有稳定增长空间	36
（六）现代治理体系：分红率正在提升	36
（七）相关标的梳理	38
四、如何理解公用事业的股价驱动力	39
五、投资建议	42
六、风险提示	44

图表目录

图表 1 水电盈利模式分析	8
图表 2 2022 年至今主要水电公司毛利率变化	9
图表 3 2023 年长江电力营业成本拆分	9
图表 4 2017-2023 年长电营收、业绩、利用小时变化	9
图表 5 水电利用小时数变化	10
图表 6 三峡水库水位变化（米）	10
图表 7 水电站支出及现金流情况	11
图表 8 我国水电装机量及其增速	12
图表 9 水电电价机制	12
图表 10 2021 年中国主要流域常规水电开发情况汇总（万千瓦）	13
图表 11 2018-2023 水电上市公司 FCFF 拆解（亿元）	14
图表 12 水电龙头企业收现比	15
图表 13 水电板块收现比	15
图表 14 主要水电上市公司现金分红比率变动	15
图表 15 长江电力分红额及股利支付率（亿元，%）	16
图表 16 长江电力营业收入及增速（亿元，%）	16
图表 17 长江电力归母净利润及增速（亿元，%）	16
图表 18 长江电力销售毛利率及销售净利率（%）	17
图表 19 长江电力每股分红金额及分红比例（元，%）	17
图表 20 华能水电营业收入及增速（亿元，%）	18
图表 21 华能水电归母净利润及增速（亿元，%）	18
图表 22 华能水电销售毛利率及销售净利率（%）	18
图表 23 华能水电每股分红金额及分红比例（元，%）	18
图表 24 国投电力营业收入及增速（亿元，%）	19
图表 25 国投电力归母净利润及增速（亿元，%）	19
图表 26 川投能源营业收入及增速（亿元，%）	19
图表 27 川投能源归母净利润及增速（亿元，%）	19
图表 28 国投电力销售毛利率及销售净利率（%）	20
图表 29 川投能源销售毛利率及销售净利率（%）	20
图表 30 国投电力每股分红金额及分红比例（元，%）	20
图表 31 川投能源每股分红金额及分红比例（元，%）	20
图表 32 核电盈利模式拆解	21
图表 33 2023 年中国核电营业成本中固定资产折旧占比近 4 成	21

图表 34 2012-2030E 核电装机走势 (GW)	22
图表 35 中国广核当前投运机组及其电力交易方式梳理	23
图表 36 广东市场化交易规则变化	23
图表 37 广东市场化交易规则变化对广核的影响测算	24
图表 38 中国核电当前投运机组及其电力交易方式梳理	24
图表 39 中国核电与中国广核 ROE 变动情况	25
图表 40 江苏市场化交易规则变化对中核的影响测算	25
图表 41 2014 年至 2023 年核电利用小时数变动	26
图表 42 国内 M310/CPR 系列核电机组批量化建设的成本变化	27
图表 43 中国核电营业收入及增速 (亿元, %)	28
图表 44 中国核电归母净利润及增速 (亿元, %)	28
图表 45 中国核电销售毛利率及销售净利率 (%)	28
图表 46 中国核电每股分红金额及分红比例 (元, %)	28
图表 47 中国广核营业收入及增速 (亿元, %)	29
图表 48 中国广核归母净利润及增速 (亿元, %)	29
图表 49 中国广核销售毛利率及销售净利率 (%)	29
图表 50 中国广核每股分红金额及分红比例 (元, %)	30
图表 51 天然气产业链	31
图表 52 城燃公司主要业务及盈利模式	32
图表 53 2017-2025E 我国天然气产量预测	32
图表 54 2019-2023 年我国管道天然气进口情况 (亿方)	33
图表 55 2020-2023 年我国管道天然气进口单价	33
图表 56 管道天然气进口均价和油价变化关系	33
图表 57 2020 年以来布伦特油价变化	33
图表 58 2019 年欧盟初级能源消耗情况及 REpowerEU 计划情况	34
图表 59 2021-2023Q3 OECD 欧洲天然气消费量变化	34
图表 60 典型城燃项目简要模型	34
图表 61 2015-2023 年代表城燃公司资本开支水平 (亿元)	34
图表 62 我国天然气价格联动政策	35
图表 63 部分省份健全天然气上下游价格联动机制相关内容	35
图表 64 全国天然气消费增长及其增速	36
图表 65 2017-2023 燃气上市公司 FCFE 拆解 (亿元)	37
图表 66 主要燃气上市公司现金分红比率变动	37
图表 67 2015 年至今十年期国债利率走势变动 (%)	39
图表 68 水电核电稳定跑赢红利指数	40

图表 69 核电装机审批与累计收益走势对比（右轴为台数）	40
图表 70 中国核电基金与保险持股比例（%）	41
图表 71 长江电力基金与保险持股比例（%）	41
图表 72 公用事业红利投资标的汇总	42
图表 73 公用事业股息率汇总	43

前言：

2023年3月起，华创交运团队启动了对国资央企的重点研究，试图从中国特色估值体系的视角来理解各子行业及代表性公司的资产价值，我们陆续发布了十余篇深度研究，沉淀出了华创交运|“中特估”五要素分析框架：产业发展阶段、机制体制特色、资产稀缺价值、可持续发展能力及公司治理体系现代化等。

2024年2月22日我们发布了系列首篇《风起大国央企——中国特色估值体系视角看交运（红利资产篇之高速公路）》；

3月11日我们发布了《风起大国央企——中国特色估值体系视角看交运（红利资产篇之港口）》；

6月23日我们发布了《风起大国央企——中国特色估值体系视角看交运（红利资产篇之大宗供应链）》。

我们以同样的架构行文，包括：如何理解行业商业模式、“中特估”视角看行业、市场驱动力、重点公司分析等部分。

我们持续看好红利资产投资策略是基于：我们认为会有越来越多的优质企业重视并提高投资者回报，从而做大做强做强红利资产底盘，另一方面则是我们认为红利资产与长线投资者的适配度越来越高，会不断获得增量关注与配置。

我们在行业内较早提出了静态与动态双重视角看待红利资产。从动态视角维度，我们认为红利亦包括国资央企在新一轮国企改革背景下释放出的经营活力与探索央国企市值管理中更加重视股东回报带来的股息红利。

我们总结了“分红-市值-资产”的良性循环有助于推动股东与公司多方共赢，对于国资央企市值管理亦提供线索。

我们认为公路作为稳健类资产、近年来提升分红回报获得投资者青睐，但仍可以动态视角看待行业及公司潜力；

我们理解港口资产长久期、泛红利的属性会不断进入机构视野，在区域港口一体化的大背景下，长期看其收入上升、成本下降的剪刀差会不断积累充足的现金流，步入成熟期后的回报会越来越凸显。

我们发现大宗供应链龙头企业正积极推动转型升级，而市场仍存在一定的认知“偏见”，我们认为在我国及海外巨大的制造业供应链需求下，随着公司呈现更为清晰的盈利模式、更为稳健的经营方式，其高分红属性亦会市场更加认可。

2025年，华创交运与公用事业团队整合，继续推动对红利资产的研究，公用事业作为红利资产的重要组成部分，我们在本篇报告中延续此前框架，聚焦于分析水电、核电与燃气等代表性板块。

一、水电：红利价值的“锚”

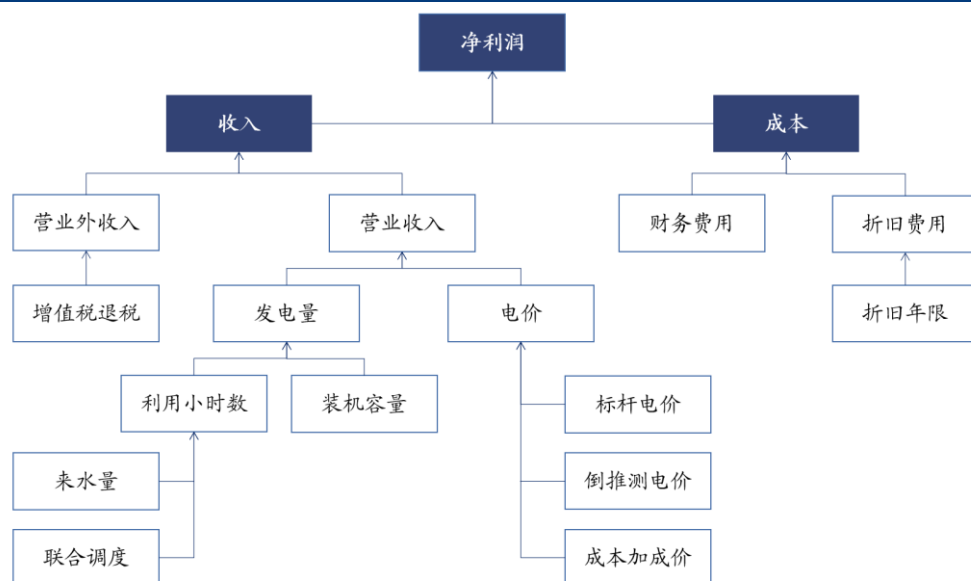
（一）如何理解水电行业的商业模式

水电盈利的核心影响因子为利用小时数和电价水平。

收入端：主要取决于发电量及电价水平，由于水电当前进入到成熟期，装机的快速扩张可能短期告一段落，“量”维度的利用小时和“价”维度的电价水平是未来主要影响水电业绩的两个要素。

成本端：由于水电的边际成本相对较低，且成本主要来源于机组的固定资产折旧等和前期贷款成本产生的财务费用，整体看水电的成本端波动也相对有限。

图表 1 水电盈利模式分析



资料来源：Wind，华创证券绘制

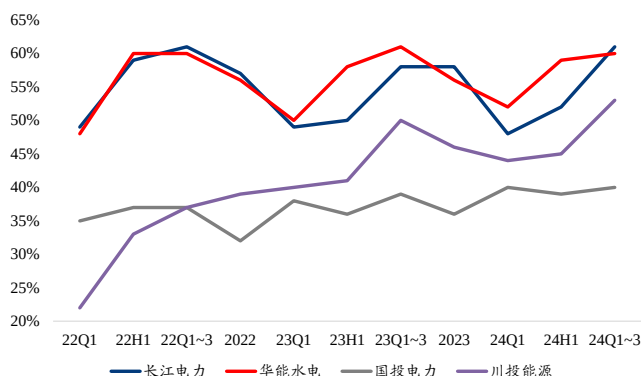
我们认为水电具备良好的商业模式：毛利率高、现金流好

1) 水电业务毛利率较高，运营期没有燃料成本支出。

水电的发电动力来自水的势能，资本支出主要集中在项目前期开发阶段，运营期成本主要包括折旧及财政规费等，没有燃料成本支出，因此毛利率较高，2024Q1~3 长江电力/华能水电/国投电力/川投能源的毛利率分别高达 61%/60%/40%/53%（国投电力包含火电业务，有所拖累毛利率）。

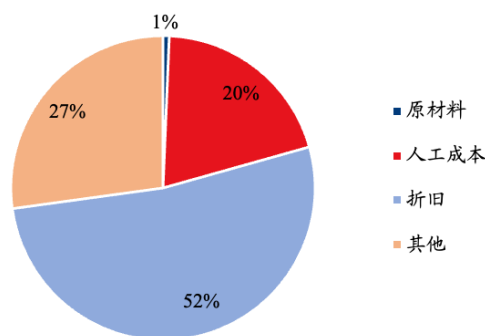
2) 水电成本中折旧占比较高，但并不影响水电项目的现金流，因此随着各流域水电开发逐渐步入成熟期，水电企业现金奶牛属性将逐渐凸显。

图表 2 2022 年至今主要水电公司毛利率变化



资料来源: Wind, 华创证券

图表 3 2023 年长江电力营业成本拆分

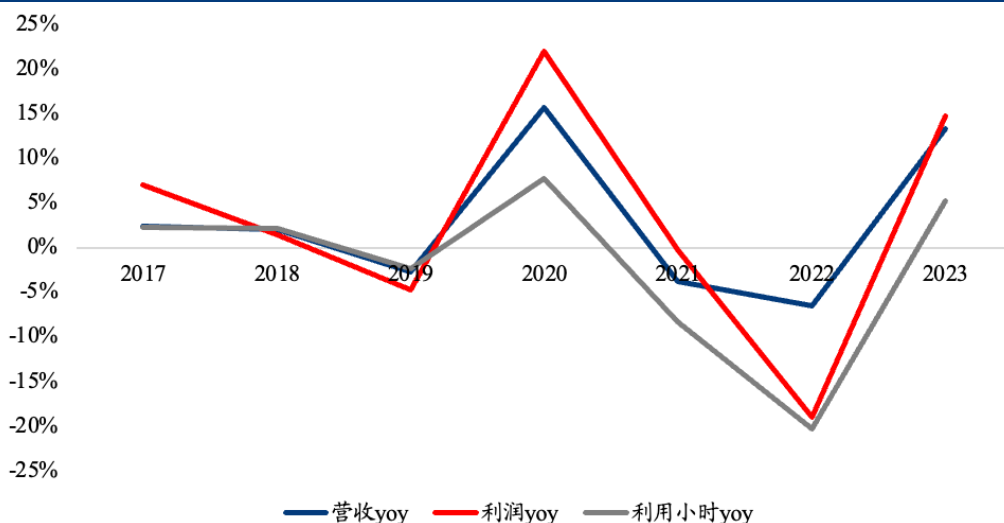


资料来源: 公司年报, 华创证券

1、收入端：来水影响利用小时

以长江电力为例分析，来水变化对业绩的扰动可以达到 $\sim \pm 20\%$ 。从下图可以看出，利用小时数的变化对业绩的扰动有较强的相关性，比如在 2020 年来水突然转好和 2022 年来水突然变弱，收入和利润均产生了比较明显的影响，从波动水平来看，基本上可以达到约 $\pm 20\%$ 的变动水平。装机增长一定程度上对冲了来水变化对业绩的影响，后续装机企稳后利用小时数变化对业绩的影响可能会越来越明显。

图表 4 2017-2023 年长电营收、业绩、利用小时变化

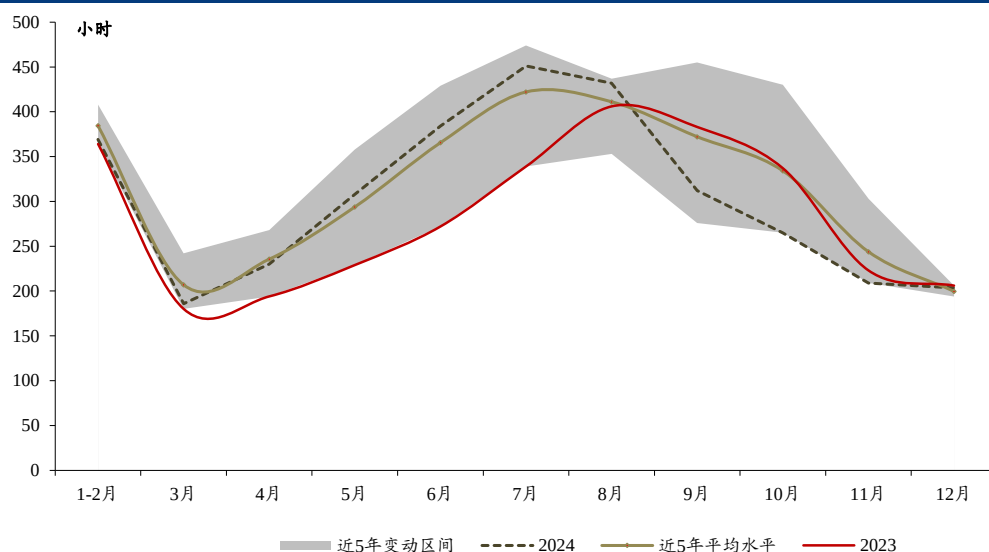


资料来源: Wind, 华创证券

2024 年上半年来水有所修复，下半年来水转弱程度较大。

从全国水电的分月利用小时数变动来看，2024 年前 8 个月水电的利用小时基本与过去 5 年的平均水平持平，较 2023 年的利用小时数水平有较为明显的修复。但进入到 9 月突然开始下行，远低于过去 5 年的平均水平，9/10/11 三个月过去 5 年的平均利用小时数水平为 372/334/244 小时，2024 年的 9/10/11 三个月份利用小时数分别为 312/265/209 小时，尤其在 10、11 月两个月份的利用小时数是过去五年同期的最低水平。

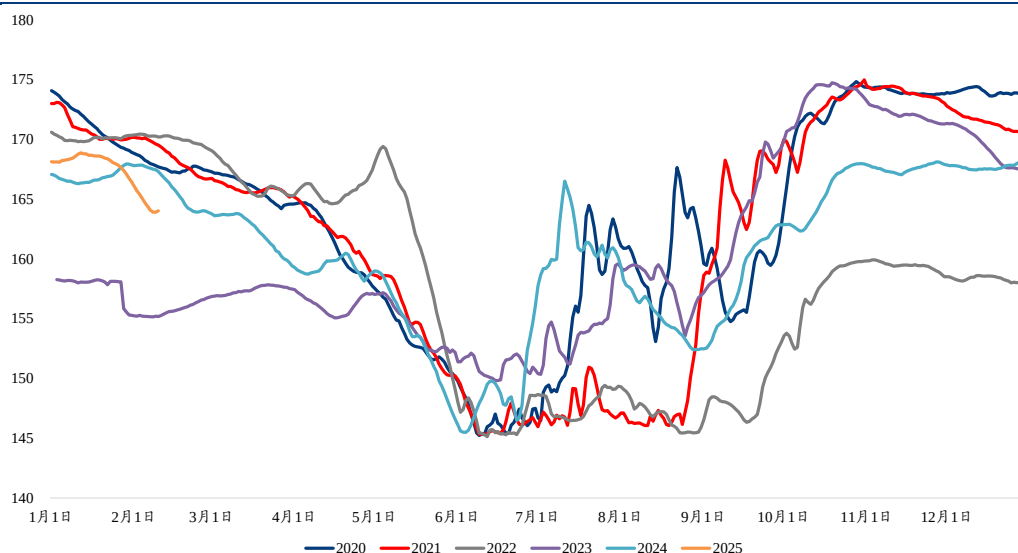
图表 5 水电利用小时数变化



资料来源: Wind, 华创证券

来水直接反应利用小时数的变化。以长江电力的三峡电站的水位情况进行分析，三峡电站的水位在7-8月有了明显的上行，但水位在8、9月份明显下行，对三峡电站的水库水位形成一定的压力。理论上进入四季度之后三峡水库水位会蓄到175m的水位线，但2024年由于来水、上游水库蓄水等多方面的影响，三峡水库的水位目前处于未蓄满的状态。来水的变化直接反应了水电利用小时的变动，2024年来水后半程的低基数为2025年的增长提供了更多空间。

图表 6 三峡水库水位变化（米）



资料来源: Wind, 华创证券 数据截至: 2025年2月10日

2、成本稳定：水电机组“越老越吃香”。

根据水电站建设和运行的角度，我们可以用成本结构将水电站分为四个时期，分别为建设期，财务+折旧期，折旧期和折旧完成期及以后。

由于水电行业属于重资产行业，建设期具有高资本支出的特性；随着水电站投产，折旧费用和贷款还本付息成为水电运营主要支出，此阶段利润水平缓慢上升；

当建设期贷款还本付息结束，水电运营主要成本变为折旧费用，利润水平将步入稳步增长阶段，公司现金流将进一步提升；

在折旧结束后，水电站运营成本主要由人工、维修等构成，而机轮使用寿命远未到达极限，仍能发挥起作用，现金流和净利润将同步增长，并保持稳定水平。

因此从水电行业的运营演进过程看，水电机组“越老越吃香”。

图表 7 水电站支出及现金流情况

	建设期	财务+折旧期	折旧期	折旧完成期及以后
支出	建设成本 贷款利息	折旧费用 还本付息	折旧费用	无
现金流	负 (贷款利息)	缓慢上升	稳步增长	持平

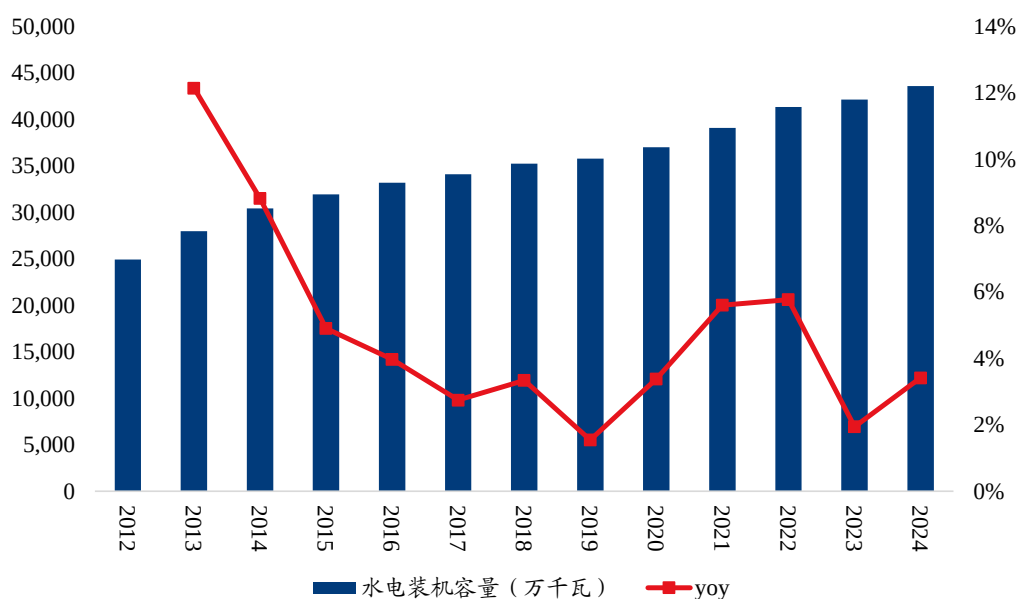
资料来源：华创证券整理

（二）产业发展阶段：水电装机进入温和增长期

优质水电资源稀缺，装机后续将进入温和扩张期。优质水电具有稀缺性，水力发电的基本原理是利用水位落差，配合水轮发电机产生电力，将水的势能转变为机械能，机械能推动水轮机转变为电能。

近年来，我国水电装机增速有所放缓。2012~2014 年我国水电装机量 CAGR 达到 10.5%，维持较高速增长；但由于优质水电资源有限，目前开发的高速期已经过去，行业逐步从高速扩张向平稳增长过渡。2020 年之后，受乌东德、白鹤滩等项目建设推动，水电增速短暂回升，但 2023 年再次回落至 1.9%；2024 年 1~12 月，我国水电装机量增速仅为 3.4%，行业增长步伐已趋缓。

图表 8 我国水电装机量及其增速



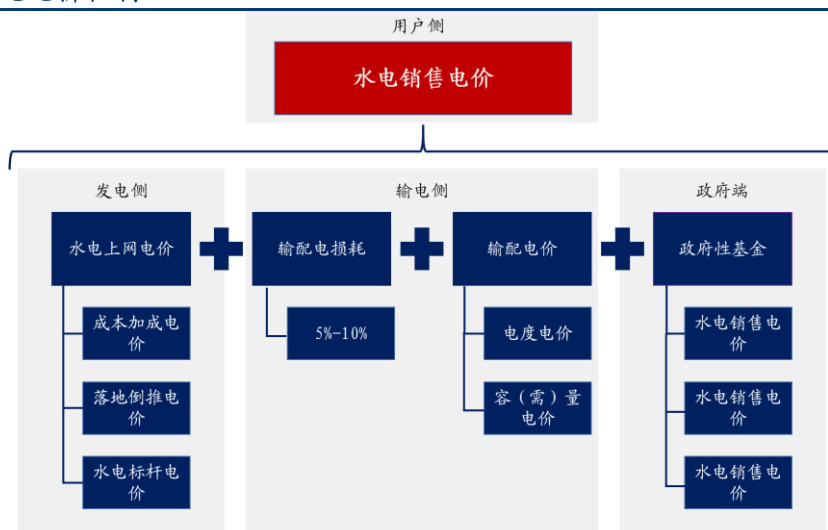
资料来源: Wind, 华创证券

(三) 机制体制特色: 电价定价方式多样, 但整体较稳定

价格主要指的是水电交易价格, 由于水电度电成本较低, 价格核定方式较多, 影响因素较为复杂。水电销售电价由购电成本(上网电价)、输配电损耗、输配电价及政府性基金四部分构成, 计价方式包括单一制电度电价和两部制电价两种方式。

水电上网电价政策多样化, 分为按经营期上网电价、标杆上网电价和根据受电市场平均上网电价倒推定价等。2014年1月11日,《国家发展改革委关于完善水电上网电价形成机制的通知》(发改价格〔2014〕61号): 对2014年2月1日以后新投产的水电站中跨区跨省域交易价格由供需双方协商确定; 省内上网电价实行标杆电价制度, 并根据水电站在电力系统中的作用, 可实行丰枯分时电价或者分类标杆电价; 鼓励通过竞争方式确定水电价格; 逐步统一流域梯级水电站上网电价。

图表 9 水电电价机制



资料来源: 华创证券整理绘制

价格核定方式多样，简要进行说明：

- **成本加成电价：**根据成本加成原则确定的水电电价主要采用“成本+利润+税金”的定价模式。2004年，成本加成电价后衍生出标杆电价；在2009年我国暂停执行部分省份的标杆电价制度后，对新投产的大中型水电项目按照投资额和发电量核定电价（即成本加成）。成本加成定价机制就是所谓的“一机一价”。
- **水电标杆电价：**随着厂网分离和电力市场改革试点的推进，国家价格部门2004年对发电企业新投产的电网统一调度范围内的机组在同一地区实行统一的标杆电价政策。根据能源新媒公众号，2004年国家推行水电标杆电价的省份集中在10个水电装机容量较大的地区，分别是：四川、湖南、贵州、云南、甘肃、青海、广西、宁夏、陕西、海南。标杆电价机制于2009年一度搁浅，在2014年国家发展改革委规定了标杆电价仍是省内水电上网电价的主要形式，且水电比重较大的省可实行分类标杆电价。
- **落地倒推电价：**2014年1月，国家发展改革委下发《关于完善水电上网电价形成机制的通知》，明确2014年2月1日后新建的跨省、跨区域送电的水电站，其外送电量上网电价按照受电地区落地价扣减输电价格（含线损）确定。其中，跨省输电价格由国家发展改革委核定；受电地区落地价由送电方、受电方参照受电地区省级电网企业平均购电价格协商确定。落地端倒推电价机制有效解决以往定价模式的缺陷，由于“西电东送”项目的消纳方经济发达，电价承受能力强，且当地火电上网电价高，因此将有效提升水电投资者的收益，实现“十二五”到“十三五”大幅提高的水电发展目标。

（四）资产稀缺价值：优质水电资产的开发已进入尾声，水电资产稀缺性凸显

优质水资源具有稀缺性。根据华经产业研究院的汇总数据，截至2021年中国主要流域常规水电开发规模已经进入成熟期阶段，按照各流域的开发情况来看，除西南诸河外的主要流域的开发程度均已经在70%以上，乌江基本已经全流域开发完毕，红水河与大渡河的开发程度在9成的水平，长江上游、金沙江及雅砻江的开发规模在8成左右。考虑到是2021年的统计数据，目前2025年各流域的开发情况可能进一步有所提升。优质的水资源相对稀缺，已经运营水电站的平台拥有非常稀缺的水电资产。

图表 10 2021 年中国主要流域常规水电开发情况汇总（万千瓦）

	基地规模	已建	已开发比例	在建	在建比例	已建+在建	已建+在建比例
乌江	1158	1110	96%	48	4%	1158	100.00%
红水河	1508	1208	80%	160	11%	1368	90.72%
大渡	2496	1737	70%	464	19%	2201	88.18%
长江上游	3128	2522	81%			2522	80.63%
金沙江	8167	4312	53%	2258	28%	6570	80.45%
雅砻江	2881	1620	56%	642	22%	2262	78.51%
黄河上游	2665	1508	57%	380	14%	1888	70.84%
西南诸河	15504	2288	15%	140	1%	2428	15.66%
合计	37507	16305	43%	4092	11%	20397	54.38%

资料来源：华经产业研究院，华创证券

（五）可持续发展性：长久期资产的自由现金流积累

1、长久期资产属性

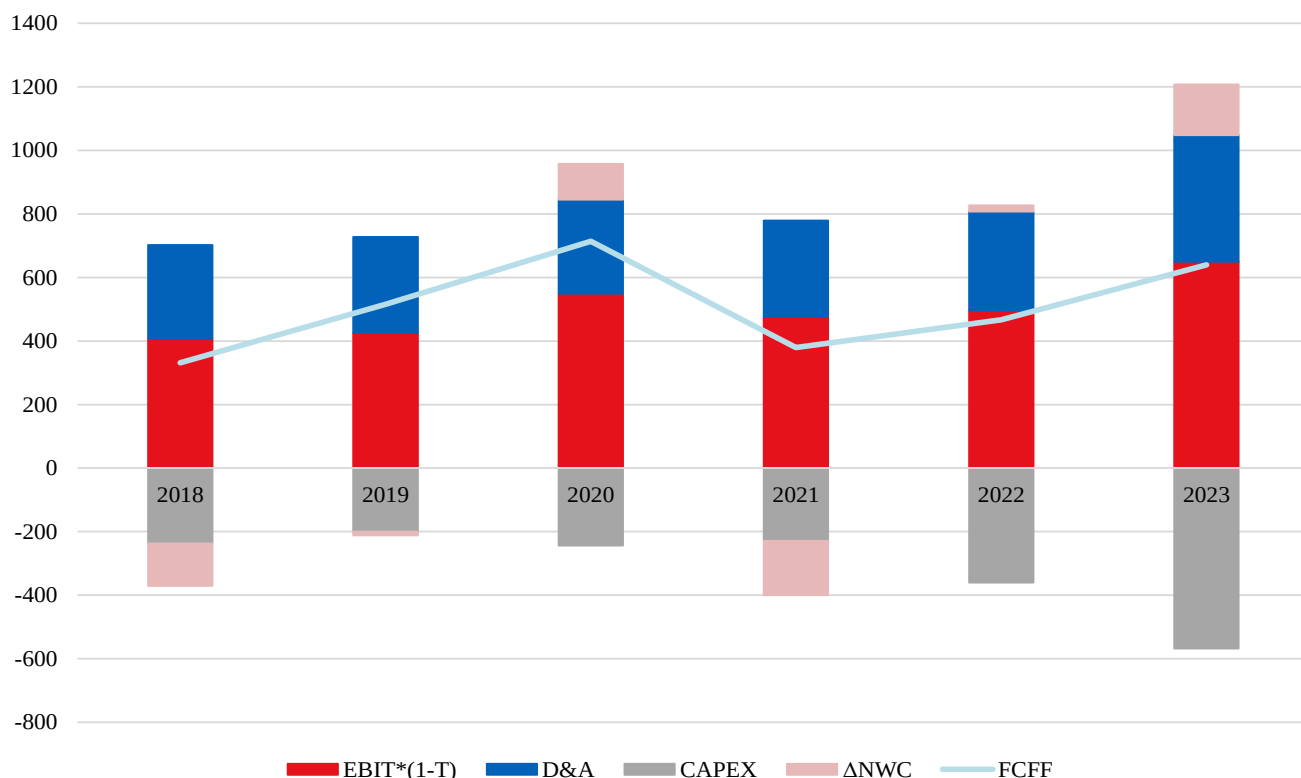
水电资产的久期比较长，一般折旧到期之后还可以继续运营。对于水电站的水电设备、房屋、大坝等资产的折旧周期一般要小于其运行周期。从行业均值来看，水电站的大坝、挡水建筑物的折旧在约 50 年左右，水电设备的折旧在约 20 年。按照目前的行业标准，水电站的运行周期一般为 30-50 年，但是对于大型的水电站而言，一般的运行年限会更久。因此在水电站折旧完成之后水电站可能仍然处于可运营状态，其效益的提升会相对明显，水电站属于长久期资产。

2、自由现金流积累逻辑

水电资本开支有望回落，现金流价值进一步凸显。

目前可供开发的水电资源基本完成，后续水电新增装机或将有所放缓，对应水电企业的资本开支有所下行。我们选取申万水力发电指数中的 10 家公司作为样本进行分析，可以观察到水电的 FCFF 已经经历了 2022、2023 年的持续增长。进一步拆分来看，资本开支对 FCFF 的影响较大（资本开支 2022 年占到 FCFF 的 77%），2023 年部分电站的资本投入陆续进入到尾声，未来可预见的 Capex 或将逐步下行，对自由现金流起到正面的催化作用，水电公司的现金流属性有望进一步得到凸显。

图表 11 2018-2023 水电上市公司 FCFF 拆解（亿元）



资料来源：Wind，华创证券

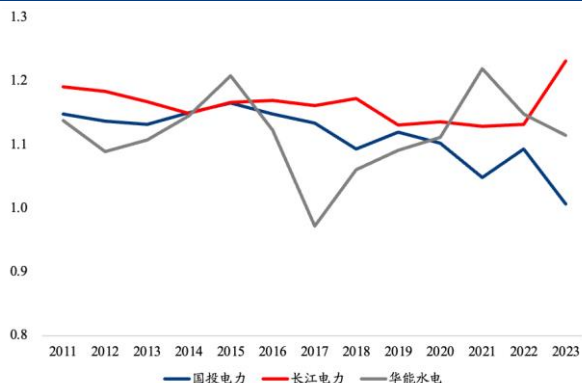
注：计算方法为 $FCFF = \text{息税前利润} + \text{折旧与摊销} - \text{营运资金增加} - \text{资本支出} = \text{息税前利润} \times (1 - \text{所得税率}) + \text{折旧与摊销} - \text{营运资金增加} - \text{购建固定无形和长期资产支付的现金}$ ，其中营运资金 = $(\text{流动资产} - \text{货币资金}) - (\text{流动负债} - \text{短期借款} - \text{应付短期债券} - \text{一年内到期的长期借款} - \text{一年内到期的应付债券})$ ，后续 FCFF 计算同理。

（六）现代治理体系：分红较为稳定

1、分红能力

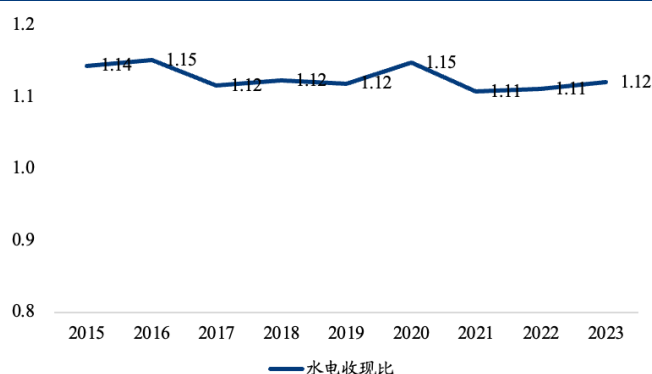
水电行业经营质量较高，对现金有更强的分配能力。水电板块收现比一般高于 1，2023 年 SW 水力发电收现比为 1.12，水电龙头企业的收现比普遍高于 1，长江电力/华能水电/国投电力收现比分别为 1.2/1.1/1.0，或显示了水电企业在产业链中具备较强的议价能力，拥有良好的经营质量及优异的现金回收能力。

图表 12 水电龙头企业收现比



资料来源：Wind，华创证券

图表 13 水电板块收现比

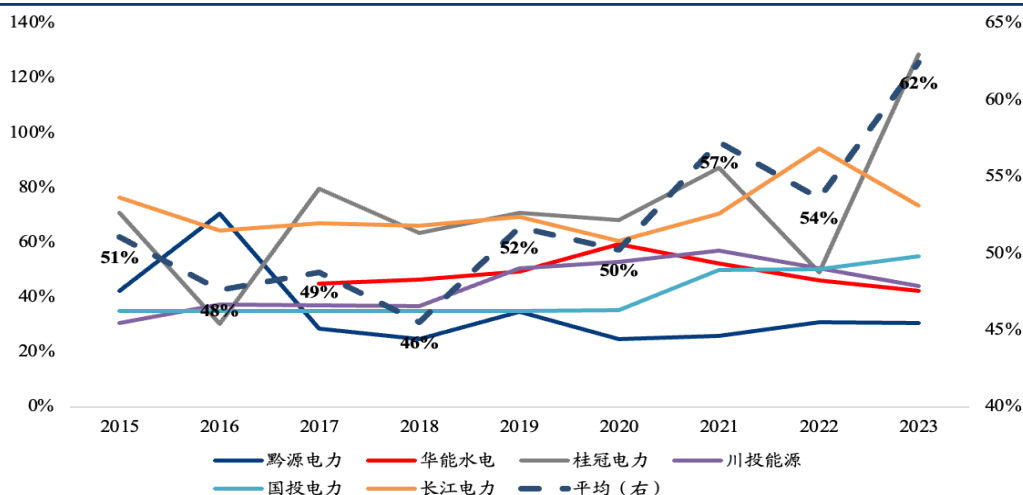


资料来源：Wind，华创证券

2、分红意愿

进入到水电发展的下半场，上市公司的分红意愿有所提升。当前中国水电资源的开发基本已经进入到成熟期，随着后续潜在开发规模的逐渐下降，资本开支的远期趋势也在回落，企业或有很多的自由现金流可以进行分红。从主要水电企业的分红水平来看，这一趋势基本也在逐渐显现，主要的 6 家水电上市公司近年来的分红比率均有所提升，从 2015 年的 51% 提升至 2023 年的 62%。

图表 14 主要水电上市公司现金分红比率变动

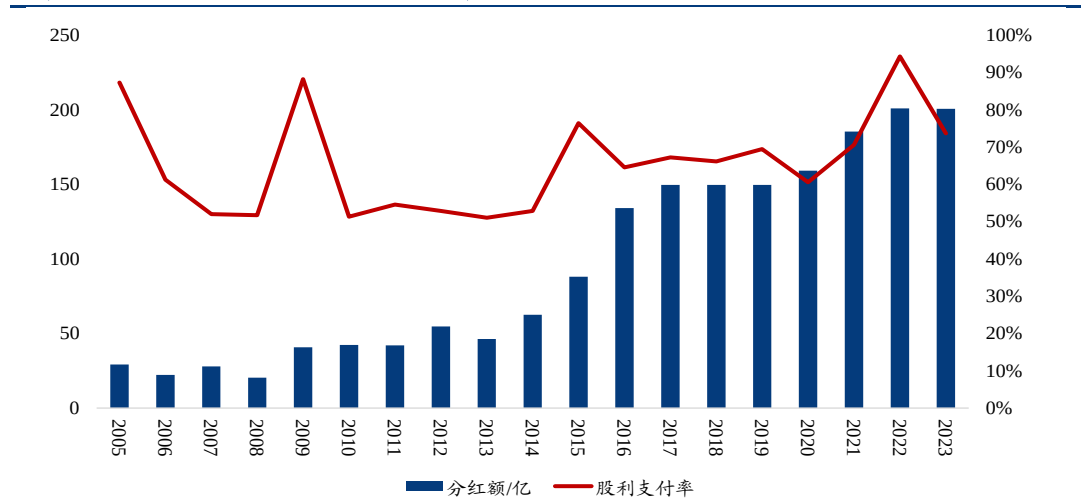


资料来源：Wind，华创证券

进一步以长江电力为例，水电进入现金流价值阶段。从长电的分红统计数据来看，2005-2023 年分红额的中枢呈现抬升的趋势，股利支付率也有一定的向上趋势。水电在经历了较快的增长阶段后，目前基本处于成熟阶段，稳定的盈利能力在低资本开支时代，

现金流的价值可以进一步凸显。

图表 15 长江电力分红额及股利支付率（亿元，%）



资料来源: Wind, 华创证券

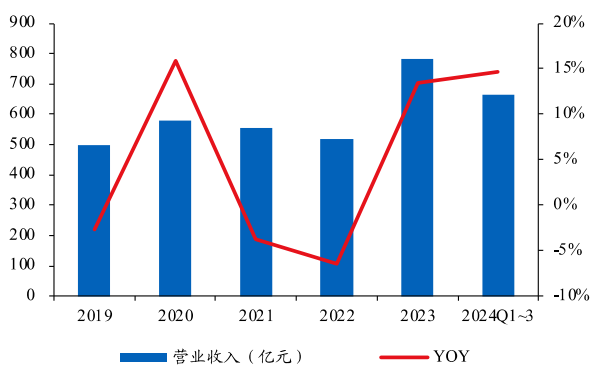
（七）相关标的梳理

1、长江电力

经营业绩稳定，受来水好转影响 2024 年全年稳定增长。公司是中国水电龙头，截至 2024 年上半年公司累计装机 7169.5 万千瓦，为全国水电龙头。2024 年来水先扬后抑，整体电量延续稳定增长，2024 年第四季度公司境内所属六座梯级电站总发电量约 600.9 亿千瓦时，较上年同期减少 17.60%；2024 年全年公司境内所属六座梯级电站总发电量约 2959.04 亿千瓦时，较上年同期增长 7.11%。

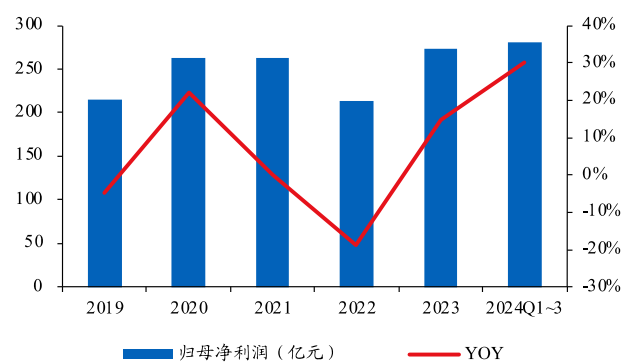
从业绩情况来看，21、22 年由于来水转弱业绩承压，后续逐渐修复，根据业绩快报 2024 年全年公司实现营收 841.98 亿元，同比增长 7.75%；实现归母净利润 325.2 亿元，同比增长 19.36%，稳健的经营底色继续延续。从盈利能力来看，长江电力的毛利率和净利率虽有波动，但均保持较高水平。

图表 16 长江电力营业收入及增速（亿元，%）



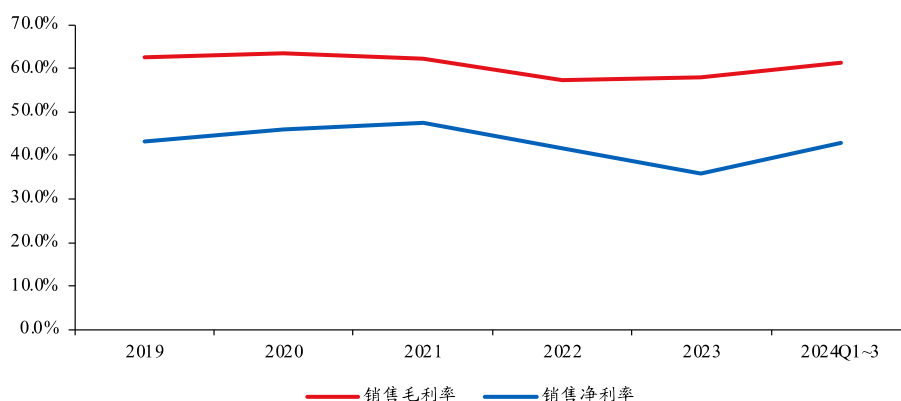
资料来源: Wind, 华创证券

图表 17 长江电力归母净利润及增速（亿元，%）



资料来源: Wind, 华创证券

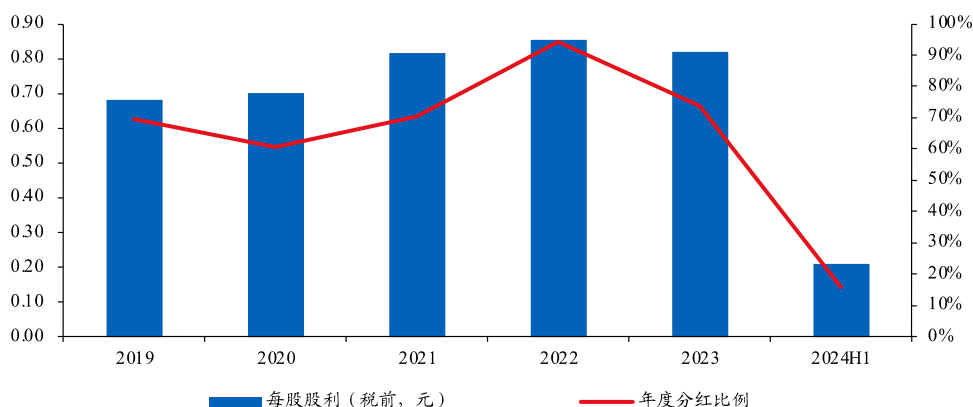
图表 18 长江电力销售毛利率及销售净利率（%）



资料来源：Wind，华创证券

首次中期分红，分红彰显现金流价值。根据公司《未来三年(2022 年-2024 年)股东分红回报规划》，2024 至 2025 年仍按照不低于当年净利润的 70%进行现金分红，且公司在 2024 年中首次进行中期分红 51.38 亿元，预计未来公司现金流价值将进一步凸显。

图表 19 长江电力每股分红金额及分红比例（元，%）

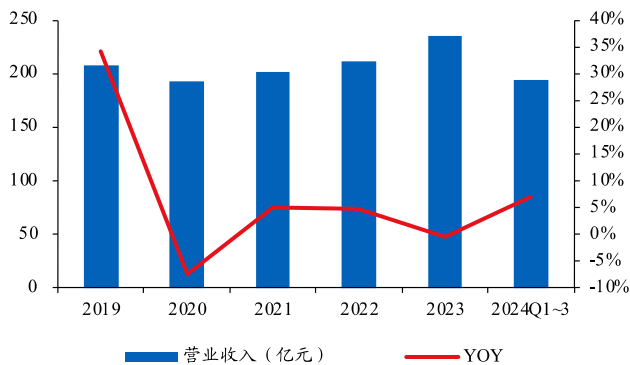


资料来源：Wind，华创证券

2、华能水电

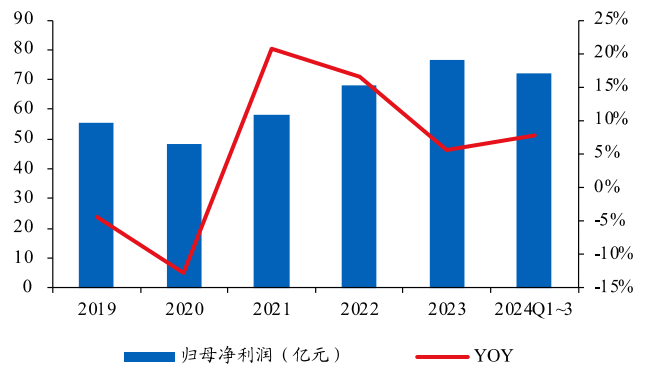
公司是云南澜沧江流域的水电龙头。截至 2024 年上半年公司累计装机 2920.32 万千瓦，为全国水电龙头之一。2024 年前三季度实现归母净利润 72.26 亿元，同比增长 7.78%。目前公司正在澜沧江流域规划建设水风光一体化清洁能源基地，未来将进一步扩展在能源板块的布局，根据证券日报之声公众号报道，公司的小湾、糯扎渡为核心的澜沧江梯级水电站群拥有整个南方区域最强中长期调节能力。业绩来看，近年来华能水电的利润增长稳中有升，同样因为来水扰动 22、23 年业绩增速有所承压，后续已有企稳向上的趋势。在盈利能力方面，华能水电的毛利率和净利率保持了持续向上的趋势。

图表 20 华能水电营业收入及增速（亿元，%）



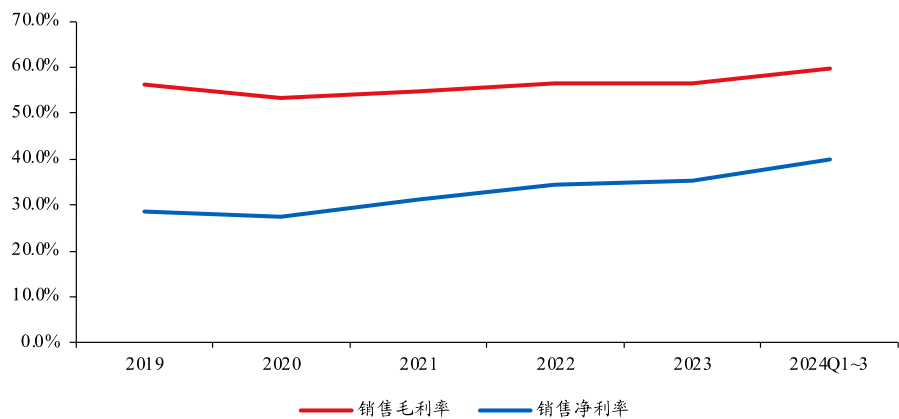
资料来源: Wind, 华创证券

图表 21 华能水电归母净利润及增速（亿元，%）



资料来源: Wind, 华创证券

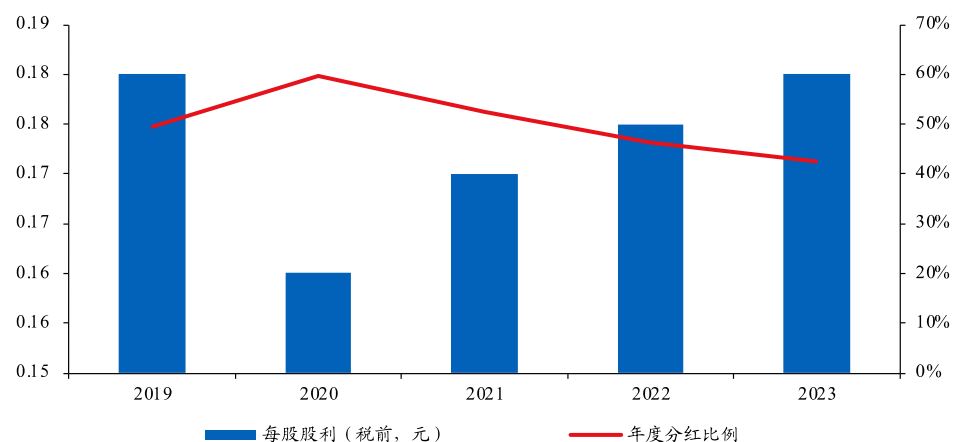
图表 22 华能水电销售毛利率及销售净利率（%）



资料来源: Wind, 华创证券

公司的分红水平同样可观，2017-2023 年分红水平保持在 40%以上，2020 年最高曾达到近 60%。每股股利已经从 2020 年至 2023 年实现了四连涨。

图表 23 华能水电每股分红金额及分红比例（元，%）

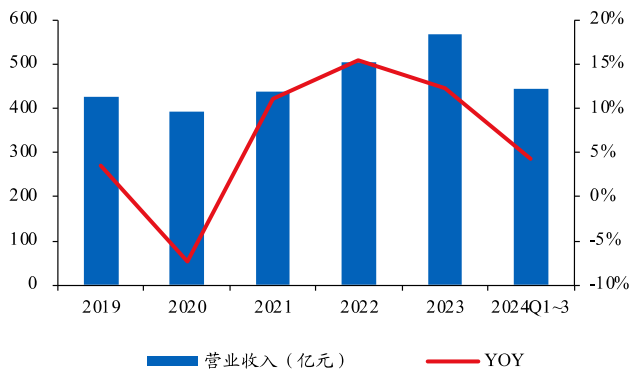


资料来源: Wind, 华创证券

3、国投电力、川投能源

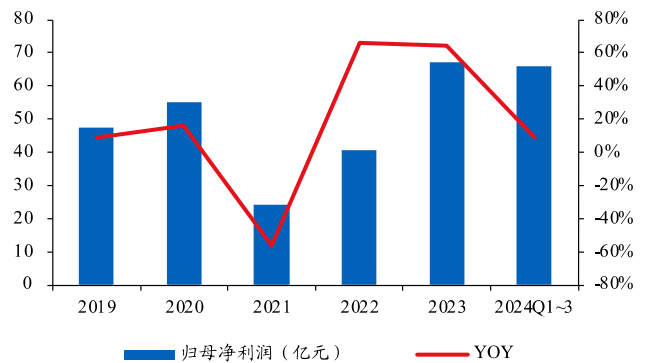
依托于雅砻江，坐拥优质水资源。据中国基金报、中国电力报公众号，国投电力与川投能源分别持有雅砻江水电站 52%/48%的股权，雅砻江流域可开发水电装机容量约 3000 万千瓦，在我国 13 大水电基地排名第 3，当前已投产水电装机 1920 万千瓦，在建及核准水电装机 372 万千瓦。业绩方面，2024 年前三季度川投能源的业绩增速更高，2021-2023 年业绩增速连续增长，2024 年有所回落但前三季度的业绩仍增长 15%；国投电力受体内火电资产承压的影响，业绩增速有所下滑。盈利能力来看，在 2021 年后两家公司的毛利率与净利率均保持了改善的趋势。

图表 24 国投电力营业收入及增速（亿元，%）



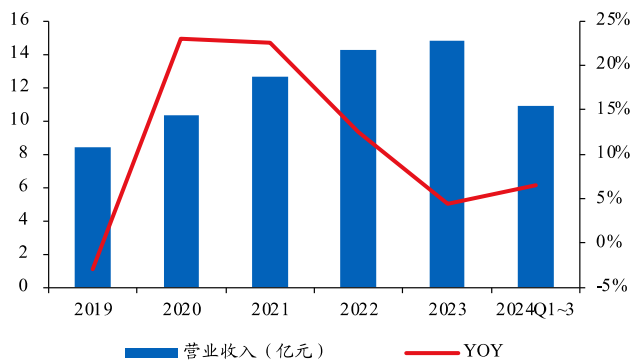
资料来源: Wind, 华创证券

图表 25 国投电力归母净利润及增速（亿元，%）



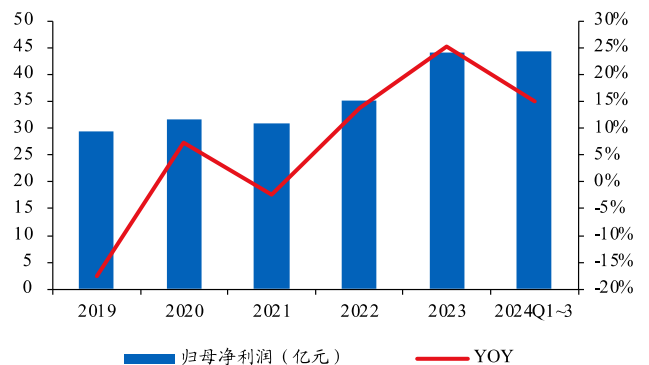
资料来源: Wind, 华创证券

图表 26 川投能源营业收入及增速（亿元，%）



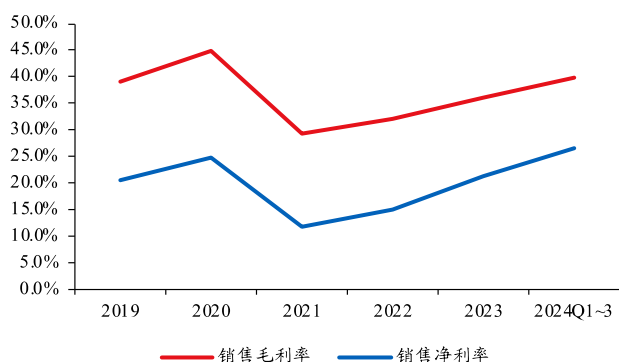
资料来源: Wind, 华创证券

图表 27 川投能源归母净利润及增速（亿元，%）



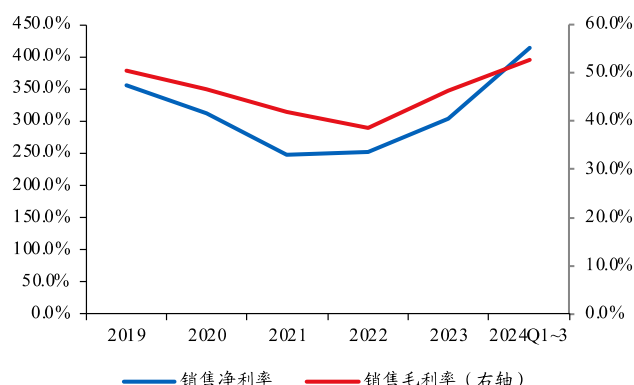
资料来源: Wind, 华创证券

图表 28 国投电力销售毛利率及销售净利率 (%)



资料来源: Wind, 华创证券

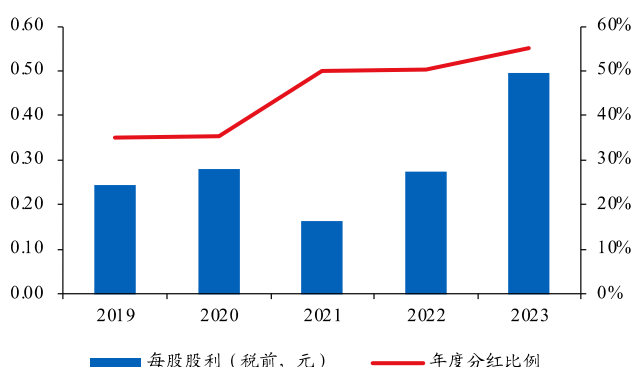
图表 29 川投能源销售毛利率及销售净利率 (%)



资料来源: Wind, 华创证券

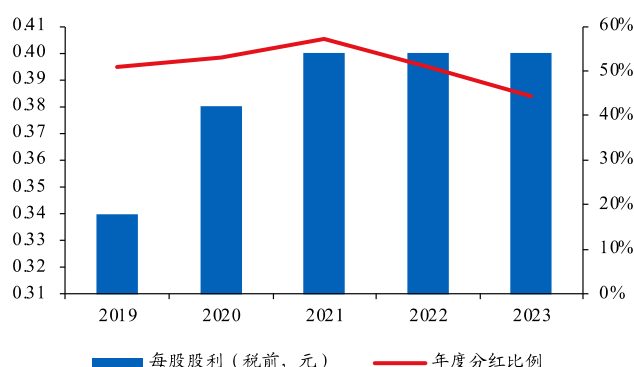
在分红水平方面: 国投电力的分红水平持续提升, 2014-2020 年股利支付率稳定在 35% 左右, 近三年稳定在 50% 以上, 保持了上升趋势; 川投能源的分红水平 2019 年-2022 年保持在 50% 以上, 2023 年回落至 44.31%, 但仍然保持了较高的水平。

图表 30 国投电力每股分红金额及分红比例 (元, %)



资料来源: Wind, 华创证券

图表 31 川投能源每股分红金额及分红比例 (元, %)



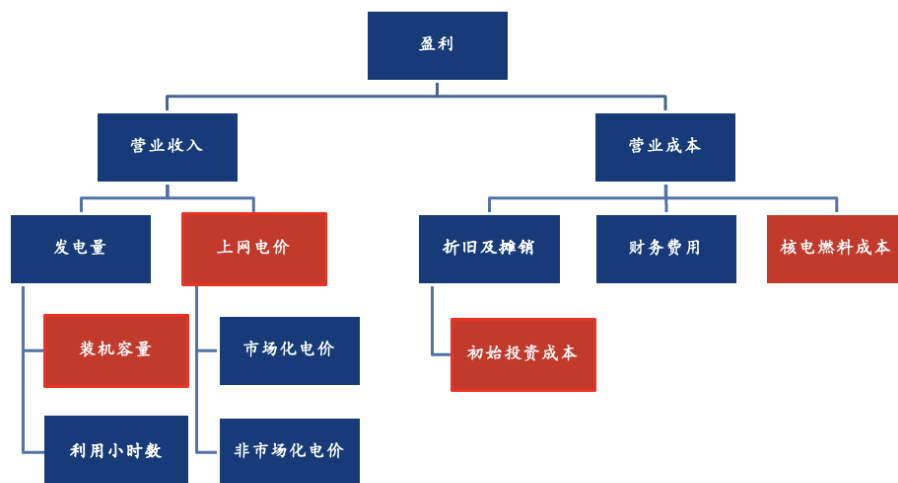
资料来源: Wind, 华创证券

二、核电：确定性与久期的博弈

（一）如何理解核电的商业模式

核电主要有装机容量、上网电价、初始投资成本和燃料成本四个影响要素。核电的业绩增长驱动来源于装机的逐渐扩张，电价端的影响未来或有限，且长期来看成本端的造价下降对收益率的提升也有正面催化。

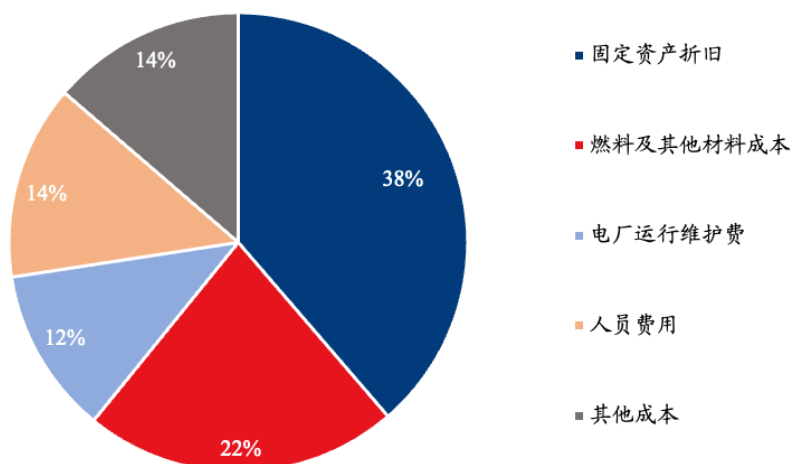
图表 32 核电盈利模式拆解



资料来源：华创证券整理

以中国核电为例，2023 年固定资产折旧及燃料成本合计占比超 6 成。其中，固定资产折旧占比接近 4 成，达到 38%，占比相对较高，反映出核电建设初期需要巨额的资金支持；燃料及其他材料成本占比 22%，而人员费用、电厂运行维护费分别占比 14%和 12%，其他成本占比约 14%。

图表 33 2023 年中国核电营业成本中固定资产折旧占比近 4 成

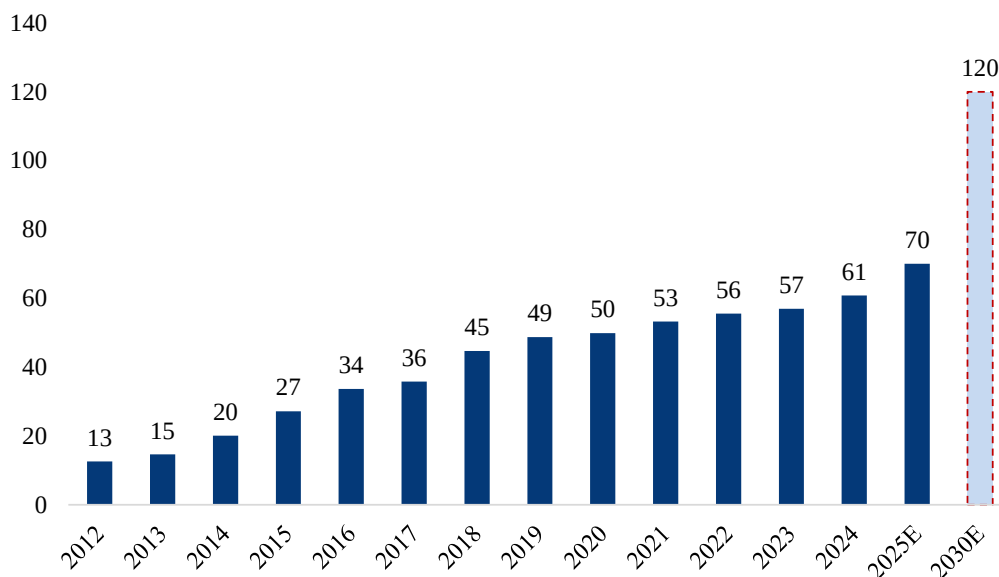


资料来源：公司公告，华创证券

（二）产业发展阶段：步入成长阶段

我们认为，长期看核电“量增”潜力更大。核电受地理因素制约较少，且第三代核电机组安全保障性显著提升，未来装机量提升空间广阔。按照中国核能行业协会预计，到2030年核电在运装机容量可达到120GW，截至2024年核电累计装机为61GW，意味着在2025到2030的6年中需要完成59GW的新增核电装机，即到2030年之前每年需要新增10GW，按照核电单台1GW来计算，大约一年需要新增10台核电机组，预计在未来的一段时间核电资本开支仍将向上。

图表 34 2012-2030E 核电装机走势（GW）



资料来源：Wind，华创证券

（三）机制体制特色：电价变化对业绩的影响整体可控、利用小时数较高

整体来看，电力市场化交易是大势所趋，整个过程可能是温和渐进的。我们梳理中国核电和中国广核两家公司的核电机组的电量交易方式，目前江苏和广东公布了2025年的核电市场化交易方案，以此为基准测算2025年核电因为市场化交易方式带来的潜在业绩影响。

（1）中国广核

首先从装机的省份视角的分布来看，广核的机组主要分布在广东、广西、福建及辽宁四个省份，除广东外，其他省份的机组已经基本被纳入到市场化交易的范畴当中。需要重点关注的是中国广核2025年业绩的主要影响之一预计来源于广东省2025年市场化交易的变化。从主要机组的梳理情况来看，广东省岭澳和阳江仍在进一步的市场化交易推进过程当中，2024年主要安排了195亿千瓦时电量进入到市场化交易，而2025年的方案中，有约273亿千瓦时的电量进入市场，从量的角度来看，2025年进入市场的电量较2024年增加了40%，且广东25年的电力中长期交易电价有所下滑一定程度上会扰动核电的市场化交易电价。

图表 35 中国广核当前投运机组及其电力交易方式梳理

		装机MW	商运时间	省份	各省标杆电价 元/KWh	电站计划电价 元/KWh	较标杆变动	参与市场化交易情况	
来自子公司	大亚湾1号机组	984	1994.02	广东	0.453	0.4056	-10.5%	2025年安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约273亿千瓦时。（2024年为195亿千瓦时）	
	大亚湾2号机组	984	1994.05						
	岭澳1号机组	990	2002.05			0.4143	-8.5%		
	岭澳2号机组	990	2003.01						
	岭东1号机组	1086	2010.09			0.4153	-8.3%		
	岭东2号机组	1086	2011.08						
	阳江1号机组	1086	2014.03			0.4153	-8.3%		
	阳江2号机组	1086	2015.06						
	阳江3号机组	1086	2016.01						
	阳江4号机组	1086	2017.03						
	阳江5号机组	1086	2018.07						
	阳江6号机组	1086	2019.07						
	台山1号机组	1750	2018.12	广西	0.4207	0.4350	-4.0%	全部参与	
	台山2号机组	1750	2019.09						
	防城港1号机组	1086	2016.01			0.4063	-3.4%		
	防城港2号机组	1086	2016.10						
	防城港3号机组	1188	2023.03	福建	0.3932			全部参与	
	防城港4号机组	1188	2024.05						
	宁德1号机组	1089	2013.04			0.4153	5.6%		
	宁德2号机组	1089	2014.05			0.3916	-0.4%		
	宁德3号机组	1089	2015.06			0.3590	-8.7%		
	宁德4号机组	1089	2016.07						
来自联营企业	红沿河1号机组	1118.79	2013.06	辽宁	0.3863	0.3823	-1.0%	全部参与	
	红沿河2号机组	1118.79	2014.05						
	红沿河3号机组	1118.79	2015.08						
	红沿河4号机组	1118.79	2016.06			0.3749	-3.0%		
	红沿河5号机组	1118.79	2021.07						
	红沿河6号机组	1118.79	2022.06						

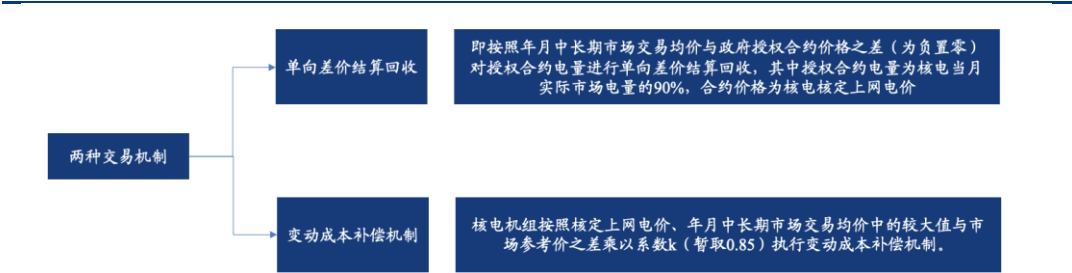
资料来源：公司公告，华创证券

机制上而言：目前广东省的核电市场化交易有两种规则：

- **单向差价结算回收：**即按照年月中长期市场交易均价与政府授权合约价格之差（为负置零）对授权合约电量进行单向差价结算回收，其中授权合约电量为核电当月实际市场电量的90%，合约价格为核电核定上网电价；
- **变动成本补偿机制：**核电机组按照核定上网电价、年月中长期市场交易均价中的较大值与市场参考价之差乘以系数k（暂取0.85）执行变动成本补偿机制。

广东市场化交易规则的变化最终对于对业绩的影响，预计在 5%。计算及假设如下，进入到市场化交易的电量其核准电价统一按照阳江核电站的核准价格 0.4153 元/千瓦时计算。在计算电价变化对归母净利润的影响时，按照装机容量加权计算股比，为了计算过程的简便，所得税按照 25%计算，实际上这一比例可能会高估最终对业绩的影响，目前阳江 5/6 号机组所得税税率为 12.5%（简要的计算方式：归母净利润的变动=收入变动*股比*（1-所得税税率））。广核 24 及 25 年的业绩选用 Wind 一致预期。经测算，25 年广东核电市场化交易最终对广核业绩的影响大约在 5%。

图表 36 广东市场化交易规则变化



资料来源：广东省能源局官网，华创证券整理绘制

图表 37 广东市场化交易规则变化对广核的影响测算

24年市场化电价 元/每千瓦时	电站核准价	0.4153
	24年广东中长期电价	0.4656
	预计24年实际交易价格	0.4153
25年市场化电价 元/每千瓦时	参考点电价	0.4630
	25年广东中长期电价	0.3919
	25年实际交易价格	0.3748
	较24年折价	-0.041
	市场化交易电量/亿千瓦时	273
影响测算	预计收入影响/亿元	-11.07
	预计归母净利润影响/亿元	-6.22
	中国广核归母净利2024E/亿元	116.3
影响幅度	对应影响	-5.35%
	中国广核归母净利2025E/亿元	123.0
	对应影响	-5.06%

资料来源：公司公告，华创证券（注：仅作为参考，实际结算或会有差异） 注：公司归母净利润来自wind一致预期

（2）中国核电

中国核电机组主要分布在浙江、江苏、福建及海南。中国核电装机容量超 23GW，占据我国核电半壁江山。截至 2024 年 12 月 31 日，中国核电控股在运核电机组 25 台，装机容量 23.75GW，控股在建项目机组 18 台，装机容量 20.641GW，且分布省份集中在工商业发达地区，用电需求广阔，市场化交易比率较高。2025 年 1 月 1 日，福建漳州核电站 1 号机组投入商运，公司控股核电在运机组增至 26 台，装机容量增至 24.962GW；控股核电在建及核准待建机组变为 17 台。

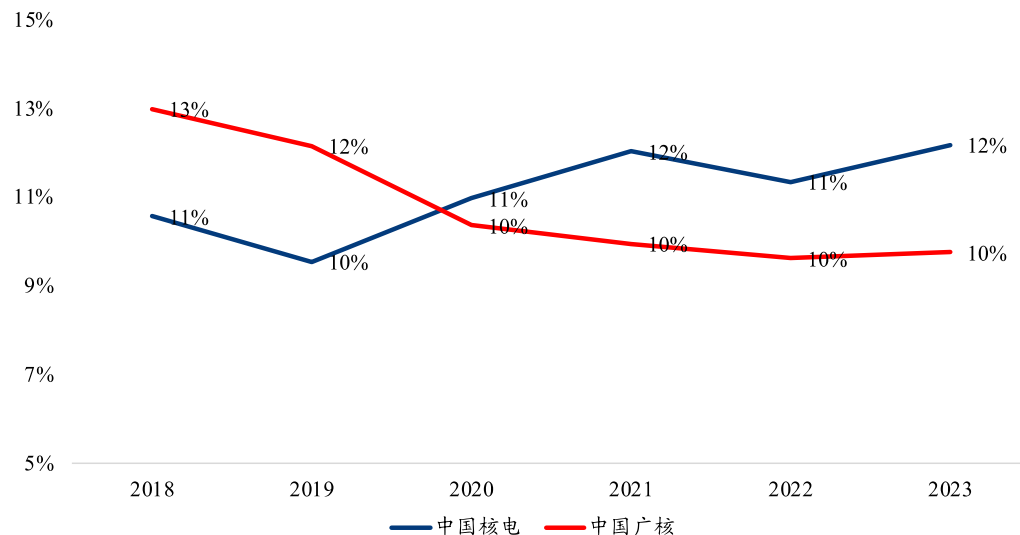
图表 38 中国核电当前投运机组及其电力交易方式梳理

核电机组	中国核电持股比例	投产时间	机型	机组容量 (MWe)	上网电价 (含增值税) 元/KWh
泰山一期	72%	1994.04.01	CP300	350	0.4056
泰山二期1号机组	50%	2002.04.15	CP600	670	0.3998
泰山二期2号机组		2004.05.03	CP600	670	
泰山二期3号机组		2010.10.05	CP600	660	0.4153
泰山二期4号机组		2012.04.08	CP600	660	
泰山三期1号机组	51%	2002.12.31	CANDU6	728	0.4481
泰山三期2号机组		2003.07.24	CANDU6	728	
方家山1号机组	72%	2014.12.15	M310	1089	0.4153
方家山2号机组		2015.02.12	M310	1089	
三门1号机组	51%	2018.09.21	AP1000	1250	0.4203
三门2号机组		2018.11.05	AP1000	1250	
田湾1号机组	50%	2007.05.17	WER1000	1060	0.439
田湾2号机组		2007.08.16	WER1000	1060	
田湾3号机组		2018.02.15	VVER1200	1126	
田湾4号机组		2018.12.22	VVER1200	1126	0.391
田湾5号机组		2020.09.08	M310	1118	
田湾6号机组		2021.06.02	M310	1118	
福清1号机组	51%	2014.11.22	M310	1089	0.4153
福清2号机组		2015.10.16	M310	1089	0.3916
福清3号机组		2016.10.24	M310	1089	0.359
福清4号机组		2017.09.17	M310	1089	0.3779
福清5号机组		2021.01.29	华龙一号	1161	
福清6号机组		2022.03.25	华龙一号	1161	
漳州1号机组	51%	2025.01.01	华龙一号	1212	0.4153
海南1号机组		2015.12.25	CP600	650	
海南2号机组		2016.12.17	CP600	650	

资料来源：公司公告，华创证券

电力市场化交易同样会对中国核电的业绩产生影响，和广东的电价差价结算回收机制不同，中国核电近年来在市场化交易电价变化方面产生了一定的超额利润，以两家公司的 ROE 变化情况来看，中国核电的 ROE 上行要比中国广核更大，可以看出 2020-2023 年中国广核的 ROE 基本维持在 10% 的水平，中国核电的 ROE 从 2019 年的 10% 上升至 2023 年的 12%。

图表 39 中国核电与中国广核 ROE 变动情况



资料来源: Wind, 华创证券

中国核电江苏核电机组的电价市场化交易对业绩的影响预计在 4% 左右。江苏 25 年的年度交易方案安排江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量 300 亿千瓦时左右（其中#1-2 机组 100 亿千瓦时），除此以外上网电量均为保量保价电量，24 年的年度交易电量为 270 亿千瓦时。2025 年的年度中长期交易电价为 0.4125 元/千瓦时，按照 25 年较 24 年的变化计算因电价变化导致中国核电的业绩影响约在 5 亿左右，按照 Wind 的盈利一致预测，对 2025 年中国核电业绩的影响幅度约在 4%。

图表 40 江苏市场化交易规则变化对中核的影响测算

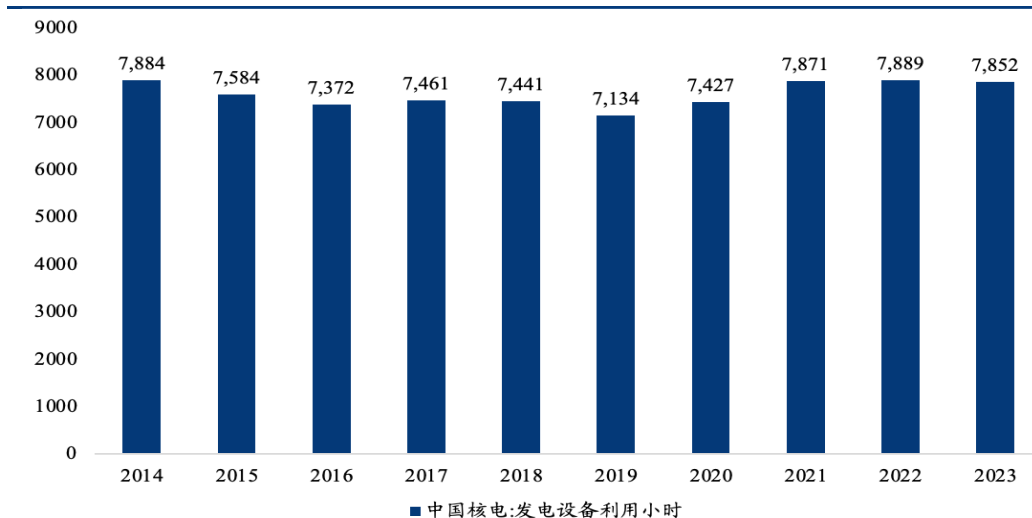
24 年市场化电价	24 年中长期电价 (元/每千瓦时)	0.4529
	24 年市场化电量 (亿千瓦时)	270
25 年市场化电价	25 年中长期电价 (元/每千瓦时)	0.4125
	25 年市场化电量 (亿千瓦时)	300
影响测算	江苏核电#1-2 机组核准电价 (元/每千瓦时)	0.439
	收入影响 (亿元)	-11.70
	利润影响 (亿元)	-4.97
影响幅度	中国核电归母净利 2024E (亿元)	109.3
	对应影响/%	-4.5%
	中国核电归母净利 2025E (亿元)	119.6
	对应影响/%	-4.2%

资料来源: 公司公告, 公司投资者交流问答, 华创证券测算 (注: 仅作为参考, 实际结算或会有差异) 注: 公司归母净利来自 wind 一致预期

此外核电属于基荷电源，利用小时稳定，基荷电源属性带来高利用率。和水电不同，核电发电量受气候等不可控因素影响较小，比水电更加稳定。核电的利用小时数从 2014 年至今未低于 7100 小时，2023 年我国核电设备平均利用小时数为 7852 小时，且随着用

电供需格局的紧张，在 2021 年至 2023 年的三年中利用小时数均在 7800 小时以上。

图表 41 2014 年至 2023 年核电利用小时数变动



资料来源: Wind, 华创证券

(四) 资产稀缺价值: 核电资产在核准、建设运营、资金等方面均具有稀缺性

首先，核电站的核准需要由国务院核定，普通的风光电站可以由地区发改委进行核准，在核准层面目前主要向中国核电、中国广核、华能等较大央企进行。

其次，核电的安全性要求较高，按照北极星电力网引述中投顾问发布的《2012-2016 年中国核电行业投资分析及前景预测报告》的信息，我国目前仅有 43 个核电项目厂址完成初步可行性研究报告审查，同时在施工建设、后期运营等方面均有较大难度。同时，核电的建设需要较大体量资金，当前国内已经建成的核电机组投资成本维持在每千瓦 1 万元到 1.8 万元之间，对于一台百万千瓦的核电机组而言，需要的资金在百亿以上。

综上，核电在多方面均具有一定的资源稀缺属性，目前中国主要的核电运营商有中国核电、中国广核、国家电投和华能集团，现阶段的核电站的开发难度大、壁垒高。

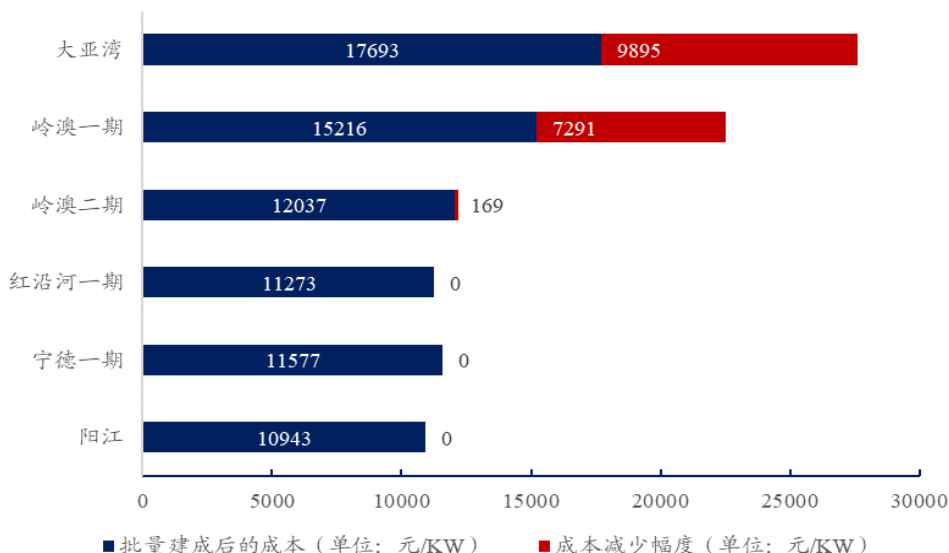
(五) 可持续发展性: 同样为长久期资产，成本长周期看仍有降本趋势

核电与水电相似，折旧期低于使用寿命，折旧完成后项目成本将显著减少。核电固定资产折旧在其营业成本的占比较高，据中核及中广核披露数据，我国二代核电机组综合平均折旧年限一般为 25 年，三代核电机组综合平均折旧年限一般为 30-35 年，而二代/三代机组使用寿命可达 40/60 年，且国内外有较多核电站使用寿命到期后延期 10-20 年的案例，因此核电折旧期远低于使用寿命，折旧结束后项目利润可显著增厚。

核电站投资成本随数量的增加有下降态势，十年降幅约在 15%。根据论文显示，当前国内已经建成的核电机组投资成本维持在每千瓦 1 万元到 1.8 万元之间，平均为 1.25 万元，不同类型机组之间的成本之间没有明显的变化规律，但同类型的机组投资成本呈现明显的下降趋势。以国内 M310/CPR 系列核电机组批量化建设为例（CPR 是在 M310 基础之上进行国产化改造的机型，两者都为第二代及第二代+核电机组），1987 年从法国引进的首批机组（功率为 98.4 万 kW）建设成本为 1.8 万元/kW；1997 年初步国产化后的岭澳一期（功率为 99 万 kW）建设成本降为 1.5 万元/kW，降幅为 14%，此过程花费 10 年；2007-2008 年批量建设的红沿河、宁德、阳江核电厂（功率为 108 万 kW）建设成本

已经下降到 1.1 万元/kW，较 1.5 万元/kW 的建设成本降幅超过 27%，此过程共花费 20 年。由此可见，完全国产化后的机组比首批机组成本有较为明显的降幅，后续随着技术路线不断成熟后，核电机组的建设价格仍有下降空间。

图表 42 国内 M310/CPR 系列核电机组批量化建设的成本变化



资料来源：康俊杰等《核电建设周期、成本变化规律分析》，华创证券

（六）现代治理体系：近期 CAPEX 较大，但远期有分红提升潜力

分红短期有承诺，长期可提升。此前在产业发展阶段提及，目前核电处于增长较快的阶段且资本开支较大，短期核电的分红提升难度较大，但远期有分红提升的可能。根据中国核电《未来三年（2024 年-2026 年）股东分红回报规划》，在长江电力的模范作用下，中国核电也根据公司所处的不同阶段制定了远期的分红回报规划。24-26 年公司计划每年以现金方式分配的利润不少于当年度实现的可分配利润的 30%，制定了远期的分红政策展望：

- 公司发展阶段属成熟期且无重大资金支出安排：现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 80%；
- 公司发展阶段属成熟期且有重大资金支出安排：现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 40%；
- 公司发展阶段属成长期且有重大资金支出安排：现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%；
- 公司董事会认为公司发展阶段不易区分但有重大资金支出安排：现金分红在本次利润分配中所占比例最低应达到 20%。

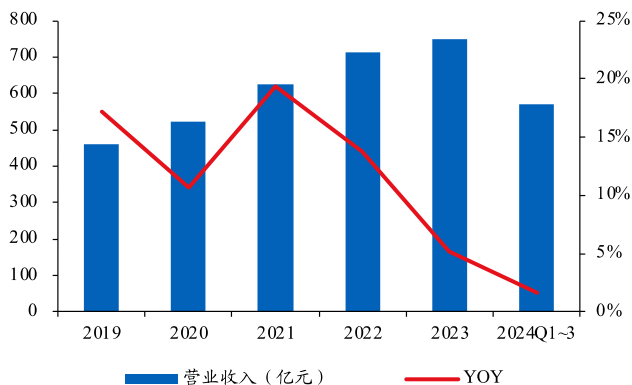
（七）相关标的梳理

1、中国核电

中国核电主业经营稳健，核电与新能源机组平稳投产。截至 2024 年底，公司控股核电在运机组 25 台，装机容量 2375 万千瓦；控股核电在建及核准待建机组 18 台，装机容量

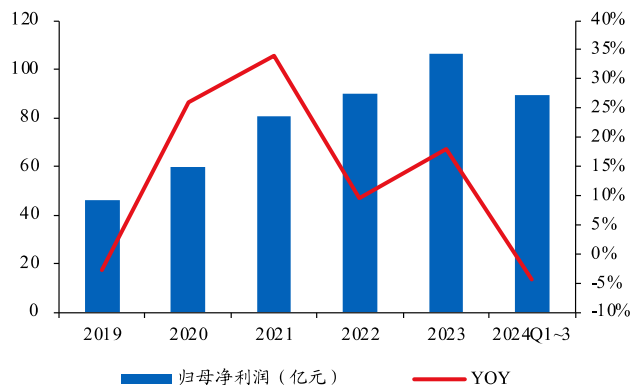
2064.1万千瓦。截至2024年12月31日，公司控股新能源在运装机容量2959.62万千瓦，包括风电957.89万千瓦、光伏2001.73万千瓦，另控股独立储能电站140.10万千瓦；控股新能源在建装机容量1435.82万千瓦，包括风电237.17万千瓦，光伏1198.65万千瓦。业绩方面，由于近年来的新增装机投产有限，公司业绩增速逐渐放缓，随着后续在建机组的逐渐落地，业绩有望逐步改善。

图表 43 中国核电营业收入及增速（亿元，%）



资料来源: Wind, 华创证券

图表 44 中国核电归母净利润及增速（亿元，%）

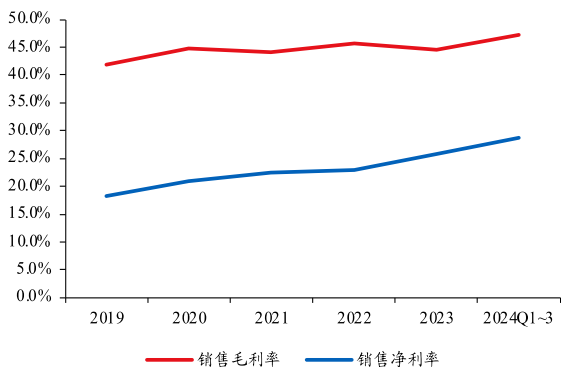


资料来源: Wind, 华创证券

漳州机组于2025年年初投产，2025年电量计划仍预计稳定增长。2025年1月1日，公司控股投资的中核国电漳州能源有限公司福建漳州核电站1号机组投入商运，公司控股核电在运机组增至26台，装机容量增至2496.2万千瓦；控股核电在建及核准待建机组变为17台，装机容量相应变为1942.9万千瓦。漳州1号机组的投产为2025年全年业绩的增长提供动能。2025年公司全年发电量目标为2370亿千瓦时，其中核电计划发电量为1954亿千瓦时，新能源计划发电量为416亿千瓦时。公司控股在运核电机组全年计划大修16次，包括3次十年大修，2次五年大修和11次日常大修，二、三、四季度分别预计完成5、1、10次。

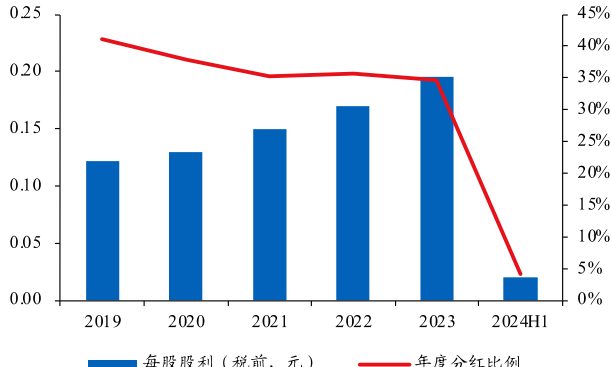
盈利能力持续改善，分红水平整体保持平稳。中国核电2019年来的毛利率与净利率持续改善，反映了核电较强的盈利底色。在分红层面，中国核电基本保持了35%以上的分红水平，短期公司面临较大资本开支，但仍保持了一定水平的分红回馈股东，远期进入成熟期后，可预见的分红规模或将有所提升。

图表 45 中国核电销售毛利率及销售净利率（%）



资料来源: Wind, 华创证券

图表 46 中国核电每股分红金额及分红比例（元，%）

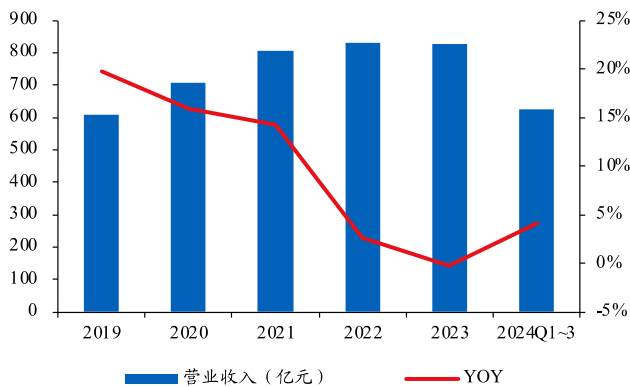


资料来源: Wind, 华创证券

2、中国广核

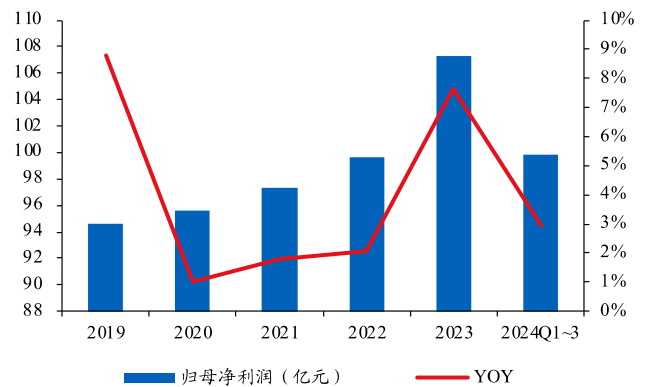
规模优势可观，新机组投产推动利润增长。2024 年 5 月 25 日防城港 4 号机组投入商业运营，2024 年公司运营管理的核电机组总装机规模为 3179.8 万千瓦，全年总发电量约为 2,421.81 亿千瓦时，较 2023 年增长 6.08%；总上网电量约为 2,272.84 亿千瓦时，较 2023 年增长 6.13%。其中防城港及台山核电机组表现优异，全年分别实现发电量 305.07/243.5 亿千瓦时，同比 2023 年增长 18.88%/52.05%。业绩方面，中国广核同样由于近年来的新增装机投产有限，公司业绩增速逐渐放缓，随着后续在建机组的逐渐落地，业绩有望逐步改善。在盈利能力方面，中国广核的毛利率和净利率同样有抬升的趋势。

图表 47 中国广核营业收入及增速（亿元，%）



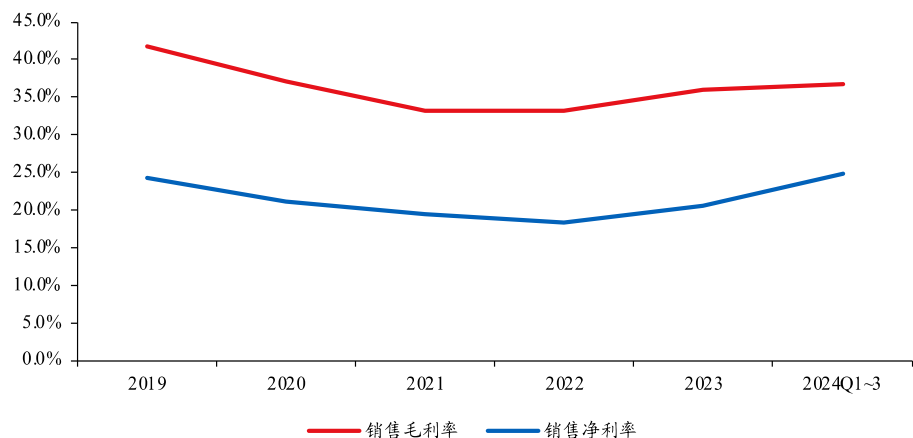
资料来源：Wind，华创证券

图表 48 中国广核归母净利润及增速（亿元，%）



资料来源：Wind，华创证券

图表 49 中国广核销售毛利率及销售净利率（%）



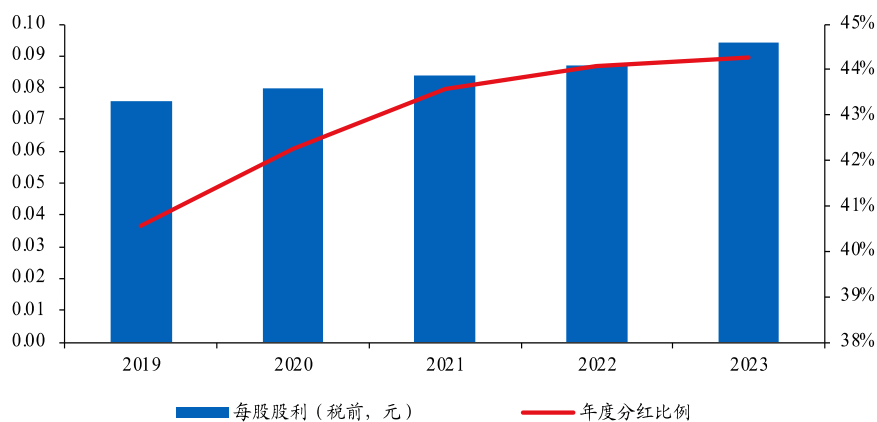
资料来源：Wind，华创证券

在建机组储备充裕。2024 年 11 月 6 日，苍南 1 号机组开始冷态功能试验，进入调试阶段。截至 2024 年 12 月 31 日，公司共管理 16 台在建核电机组，其中 2 台处于调试阶段，3 台处于设备安装阶段，2 台处于土建施工阶段，9 台处于 FCD 准备阶段，充裕的储备为后续业绩增长提供支撑。

注重股东回报，股息分红丰厚。公司较为注重股东回报，2020-2023 年，公司股利支付率分别为 42.25%/43.58%/44.09%/44.26%；股息率分别为 2.84%/2.68%/3.23%/3.02%。根据公司发布的《公司未来五年(2021 年-2025 年)股东分红规划》，在获得相关年度的股东

大会批准前提下，在 2020 年分红比例基础上（股利支付率 42.25%，股息率 2.84%），未来五年（2021 年-2025 年）保持分红比例适度增长。

图表 50 中国广核每股分红金额及分红比例（元，%）



资料来源：Wind，华创证券

三、燃气：被忽视的股息率

（一）如何理解城燃的商业模式

城燃公司主要位于天然气产业链下游，利润一般来自接驳、销气及增值业务。

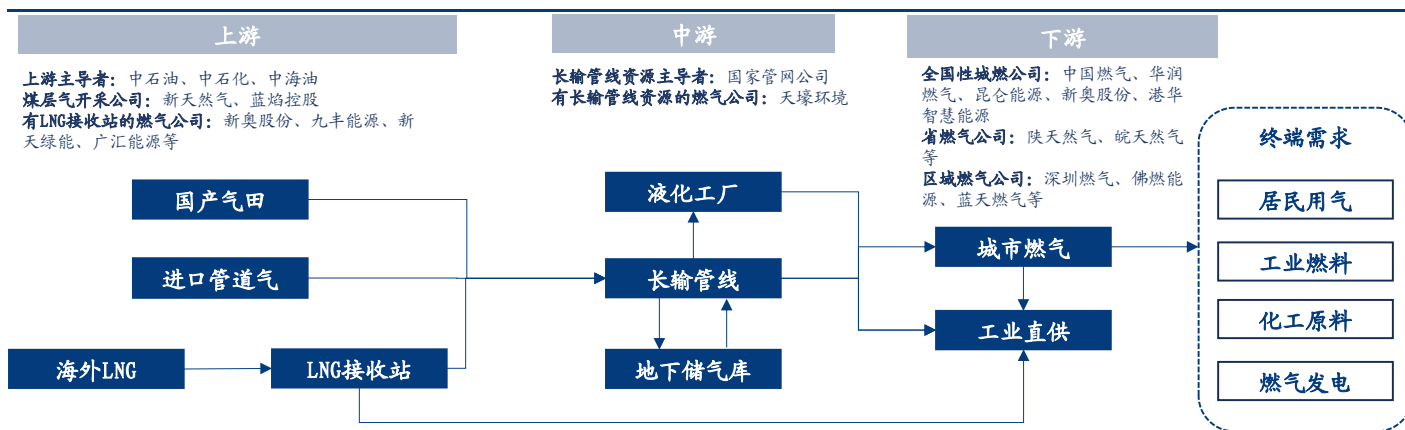
天然气产业链从上游到下游可以大致分为三个环节：

上游为天然气勘探生产企业，或具有从海外进口天然气资质的企业，目前我国上游集中度较高，由三桶油主导；煤层气矿权下放，部分国内企业亦拥有煤层气区块的勘探、开发和生产权，同时如新奥股份、九丰能源在内的企业拥有 LNG 接收设施，可以获得海外 LNG 气源；

中游为天然气管输企业，负责干线输送，是将天然气由生产/进口企业送往下游分销商或大工业用户；

下游为城市燃气公司或大工业用户，其中城燃公司利用省内管网将天然气输送给拥有特许经营权的居民及工商业用户，同时亦可以向大工业用户直供天然气。

图表 51 天然气产业链



资料来源：华创证券整理

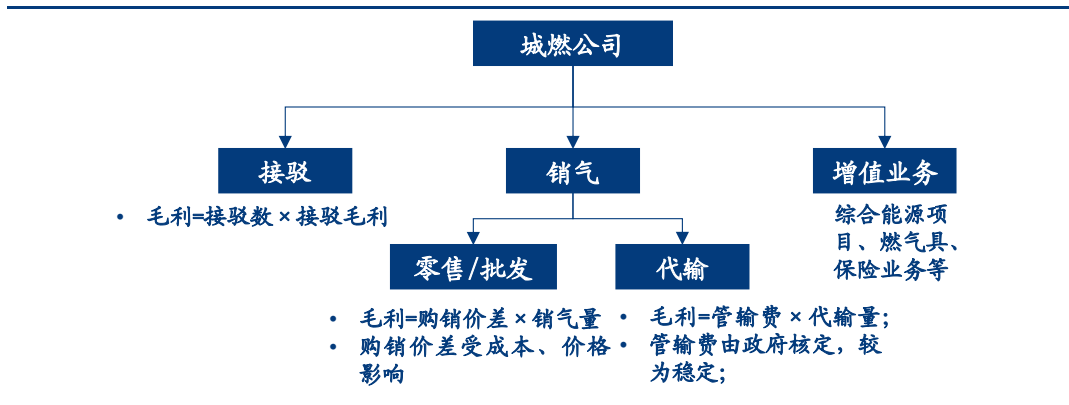
城燃公司业务一般包括接驳、销气及增值业务。

接驳是为住宅和工商用户提供庭院管网敷设及设备安装、室内管道及设施安装、售后维保等服务，一般收入一次性确认且毛利率较高。

销气包括零售/批发和代输两类。代输一般为只赚取管输利润，管输费由政府核定，相对稳定；零售/批发赚取购销气价差，购气成本及销气价格会对利润产生较大影响。

增值业务包括综合能源、燃气具、保险销售等，城燃公司一般依托现有的管网及客户资源，在特许经营权内开展增值业务。

图表 52 城燃公司主要业务及盈利模式



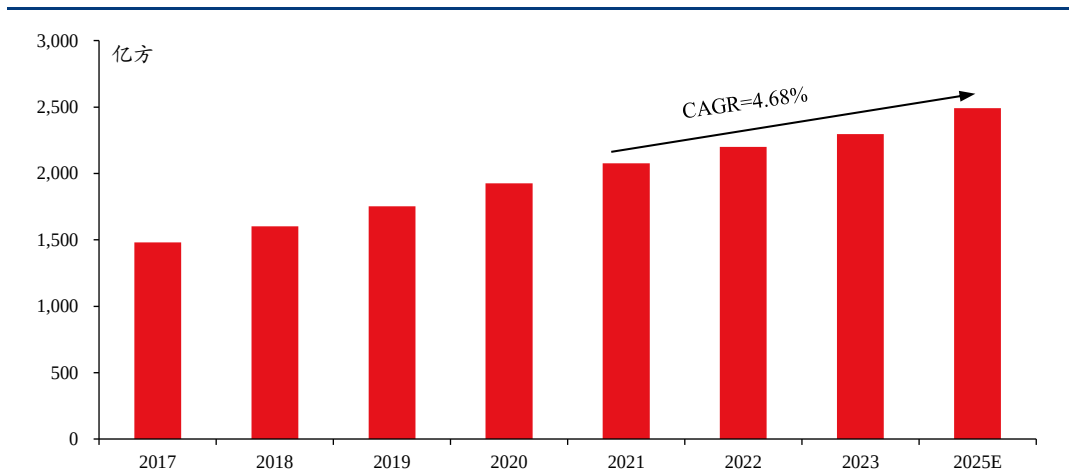
资料来源：华创证券整理

对于城燃公司来说，初期看接驳，成熟期看销气，增值业务打造第二成长曲线。初期阶段，城燃项目公司不断签约新用户，接驳费是项目主要利润来源。随着项目逐渐成熟，特许经营权内可签约用户减少，新用户签约速度放慢，气费不断增加成为核心利润来源。由于接驳业务毛利率较高，城燃公司在后期一般会通过开展增值业务来维持利润稳定。下面对影响燃气盈利的要素分开进行阐述：

1) 成本：上游资源综合成本或企稳回落，城燃采购成本压力有望减轻

- **国产气：**成本较低且相对可控，增储上产有望推动产量增长。国内气田资源由三桶油主导，成本较低且可控性强，增储上产行动计划下，国内天然气产量稳定增长，清燃智库预计 2025 年我国天然气产量或达 2493 亿立方米，2021-2025 年 CAGR 或达 4.68%。

图表 53 2017-2025E 我国天然气产量预测

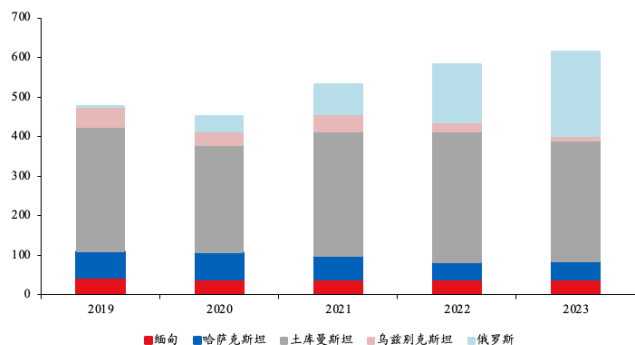


资料来源：清燃智库，中国经济时报，wind，华创证券

- **进口管道气：**成本挂钩油价有望回落，俄气贡献供应增量。其中俄气成本较低且相对稳定，根据上海稀金所公众号、界面新闻公众号新闻，2014 年 5 月，中石油集团与俄气公司签署《中俄东线供气购销合同》，合同约定总供气量超过 1 万亿立方米，年供气量 380 亿立方米，期限为 30 年；首期按每年 50 亿方供气，输气量逐年增长。2019 年 12 月，中俄东线正式投产通气，2022 年中国自俄罗斯进口管道天然气已达 147 亿方，占我国管道气进口总量约 25%。俄气成本相对较低且价格较为稳定，俄气进口占比提升有望稳定进口管道气价格中枢。此外，据中能传媒研究院，我国管

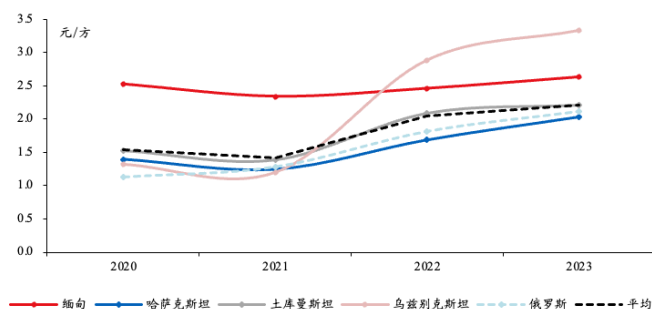
道气定价挂钩原油，且有 10-12 个月的计价延迟周期。根据布伦特原油现货价格的变化，2024 年全年均价为 80.93 美元/桶，较 2023 年均价 82.81 美元/桶的价格回落 2.3%，较 2022 年均价 101.47 美元/桶的价格回落 20.2%，随着原油价格中枢的回落，进口管道气的价格也在下调。

图表 54 2019-2023 年我国管道天然气进口情况（亿方）



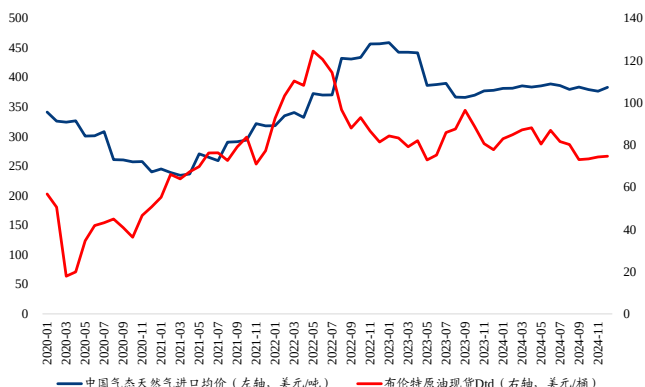
资料来源：BP，能源研究院《世界能源统计年鉴》，华创证券

图表 55 2020-2023 年我国管道天然气进口单价



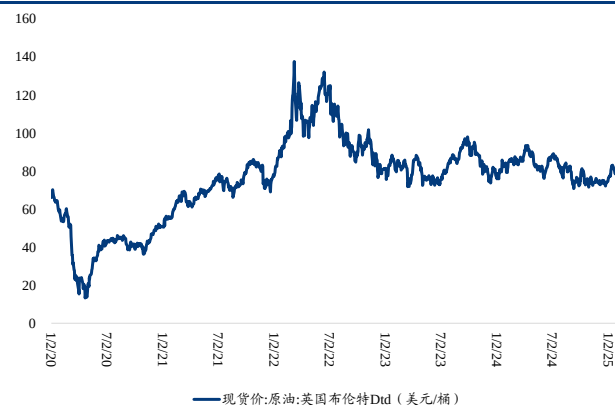
资料来源：BP，海关总署，能源研究院《世界能源统计年鉴》，华创证券

图表 56 管道天然气进口均价和油价变化关系



资料来源：Wind，华创证券

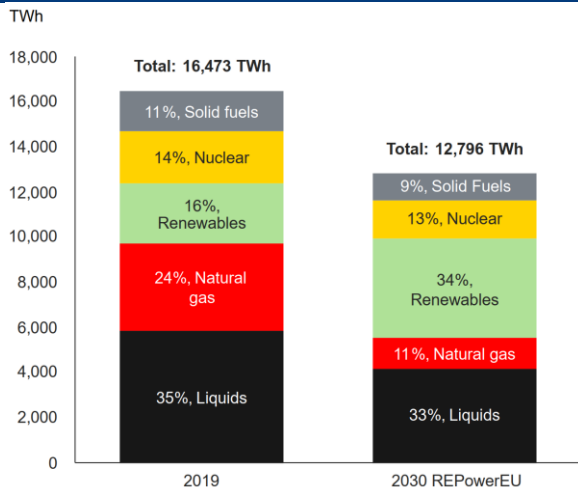
图表 57 2020 年以来布伦特油价变化



资料来源：Wind，华创证券

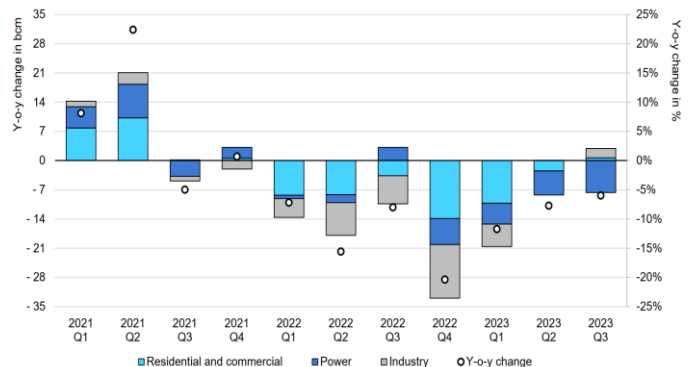
- **进口 LNG：海气价格显著回落，向前看或仍具企稳的基本面支撑。**海气价格中枢已显著回落，同时 2024-2026 年美国、卡塔尔等国天然气液化设施产能若如期投产，或将为全球 LNG 液化产能提供约 21.3% 的增量空间（以 2022 年为基础），考虑到节能及可再生能源替代趋势下，欧洲天然气需求持续低迷，海气价格中枢或仍具企稳的基本面支撑。此外，2024-2026 年长协陆续履约，长协价格相对稳定，且近年来较现货有显著价格优势，长协占比提升有望稳定 LNG 进口价格。

图表 58 2019 年欧盟初级能源消耗情况及 REpowerEU 计划情况



资料来源: IEA, European Commission, Eurostat, Primes, 华创证券

图表 59 2021-2023Q3 OECD 欧洲天然气消费量变化

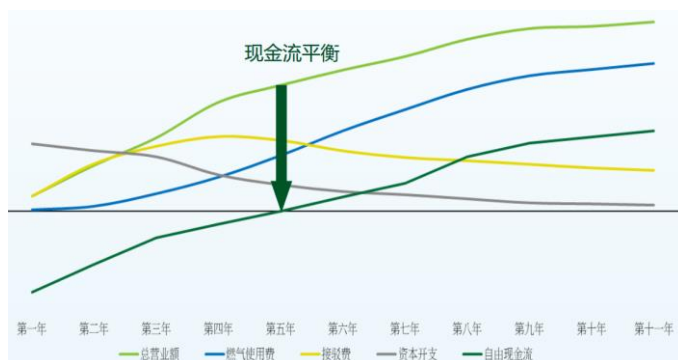


资料来源: IEA, 华创证券

(二) 产业发展阶段: 成熟期 CAPEX 存向下预期

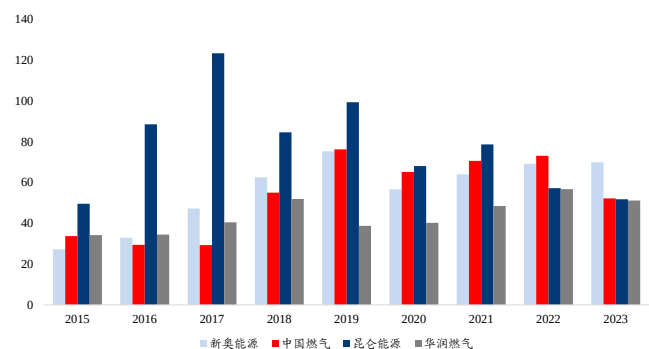
对于城燃项目来说,项目步入成熟期后存资本开支向下预期。在典型城燃项目中,初期阶段接驳费为项目的收入来源,城市燃气管网建设是主要的资本支出。随着城燃项目逐渐成熟,特许经营范围内可接驳空间有限,销气费逐渐成为城燃项目收入的主要来源,城燃资本开支有所下滑。目前随着各地城燃项目发展逐渐成熟,同时受房地产周期影响,全国性城燃接驳数量有见顶回落的趋势,城燃公司资本开支较历史高点或有所下滑。

图表 60 典型城燃项目简要模型



资料来源: 新奥天然气 2023 年中期业绩交流材料, 华创证券

图表 61 2015-2023 年代表城燃公司资本开支水平 (亿元)



资料来源: Wind, 华创证券

(三) 机制体制特色: 顺价机制逐渐完善, 售气毛差有望修复

理顺上下游价格联动机制是我国天然气价格改革的重点工作之一。2022 年以来, 国际天然气价格显著提升, 我国 LNG 进口成本随之增加, 理顺天然气价格联动机制对保障城燃企业合理收益的重要性不断凸显。2023 年初, 发改委向各省市下发《关于提供天然气上下游价格联动机制有关情况的函》, 将天然气价格联动事项视作重点工作推进。2023 年 6 月国家发改委向各省发改委发布天然气上下游价格联动相关指导意见, 意在健全上下游成本疏导机制, 促使天然气终端价格及时反映市场与成本变化。

图表 62 我国天然气价格联动政策

时间	发文机关	政策名称	主要内容
2017 年 11 月	国家发改委	《关于全面深化价格机制改革的意见》	建立健全价格动态调整机制，逐步建立健全城市供电、供水、供气、供热等领域上下游价格联动机制。
2018 年 9 月	国务院	《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》	理顺天然气价格机制，加快建立上下游天然气价格联动机制。《意见》的出台，强调了天然气产业链上中下游的协调与联动，解决天然气发展不平衡不充分的问题，有助于进一步理顺天然气价格机制。
2021 年 5 月	国家发改委	《关于“十四五”时期深化价格机制改革行动方案的通知》	稳步推进石油天然气价格改革，按照“管住中间、放开两头”的改革方向，根据天然气管网等基础设施独立运营及勘探开发、供气和销售主体多元化进程，稳步推进天然气门站价格市场化改革，完善终端销售价格与采购成本联动机制。《通知》明确深入推进石油、天然气等能源价格改革，为各省市陆续出台天然气价格联动政策机制提供有力指导和方向指引。
2023 年 6 月	国家发改委	《关于健全建立天然气上下游价格联动机制的指导意见》	《意见》就联动机制主要内容、信息公开制度和激励约束机制提出要求，指导各地加快建立上下游价格联动机制。进一步完善天然气价格形成机制，促使终端价格及时反映市场与成本变化。

资料来源：北京燃气集团研究院，华创证券

2023 年多省市开始优化天然气上下游价格联动机制，对价格联动条件进行一定放宽。据金联创消息，2023 年 6 月以来，全国多个省（区、市）出台天然气上下游价格联动机制相关政策，或优化了价格联动机制的具体内容，对价格联动条件进行了一定放宽。以湖北为例，在文件中强调“非居民用气此前联动周期为半年及以上的，应逐步过渡到按季度联动，有条件的地区可按月度联动”，缩短了联动周期，并提到“依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证”，简化了联动流程。

图表 63 部分省份健全天然气上下游价格联动机制相关内容

省份	日期	文件	内容
湖北	2023 年 6 月	《省发改委关于建立健全天然气上下游价格联动机制的通知》	- 缩短调价周期：“非居民用气终端销售价格原则上按季度或月度联动。此前联动周期为半年及以上的，应逐步过渡到按季度联动，有条件的地区可按月度联动”； - 简化调价流程：“依据已经生效实施的联动机制制定具体价格水平时，可以不再开展定价听证”。
湖南	2023 年 10 月	《关于完善湖南省天然气上下游价格联动机制的通知》	- 放宽启动条件：将“居民用气门站价格波动达到 8%及以上，或者连续两年波动 5%及以上，非居民用气平均采购成本波动达到 5%及以上”改为“当气源平均采购价格上下波动幅度达到基准门站价格 5%及以上”； - 增加激励约束：新增“以相同门站价格周边省（市）且气源结构相似区域的燃气企业平均采购价格为标杆价格，当实际采购价格高于标杆价格时，高出部分不疏导；当实际采购价格低于标杆价格时，低于标杆价格部分由燃气企业与用户各分享 50%”。
上海	2024 年 12 月	《关于进一步完善本市居民用户天然气上下游价格联动机制的通知》	当本市居民天然气综合门站价累计变动幅度达到或超过 4%，且距上次联动时间超过 12 个月，则可按上述联动公式计算居民用户天然气销售价格联动水平并实施价格联动

资料来源：湖北省发改委，湖南省发改委，上海市政府官网，华创证券整理

伴随天然气价格联动机制的不断完善，以及各地顺价工作的持续落地，城燃公司成本疏导问题有望得以显著改善，售气毛差有望得以修复，向前看在成本及价格等因素改善的推动下，城燃行业有望步入困境反转通道。

（四）资产稀缺价值：特许经营稀缺，格局保障盈利

特许经营权是城燃公司的经营壁垒，极大提高了城燃盈利的稳定性，且龙头拥有较强的资源壁垒。

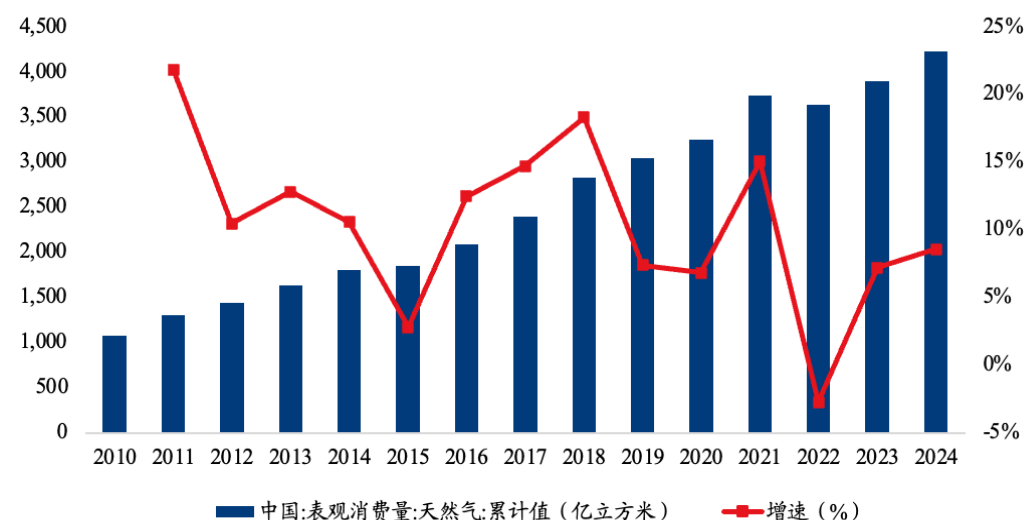
特许经营权由政府进行核准，具有排他性和长期性，城燃公司必须通过市场竞争机制获得主管部门的同意并被授予特许经营权方可经营城市管道燃气业务，特许经营权期限通常为 25-30 年，是城燃公司重要的经营壁垒，可以提高城燃公司盈利的持续性及稳定性。燃气行业的市场集中度虽然不高，但华润燃气、新奥能源、中国燃气、昆仑能源等龙头依然占据主要的市场地位，龙头由于较高的市场占有率、较多的气源储备、较强的资源整合能力形成了较强的盈利壁垒。相对而言，城燃公司也拥有较强的资源稀缺属性。

（五）可持续发展性：仍有稳定增长空间

从天然气消费量增长的几个阶段来看，2010 年前后由于基数较低增长速度较快。2010 至 2020 年这一阶段随着煤改气、城镇化的快速推进、环保需求的提升，天然气的需求仍在持续增长。2022 年由于国际形势的变化，气价增长较为明显，需求量增速有所下滑，2023、2024 年重新开始增长。

展望后续，在经济增长企稳、城市化进程仍在持续推动、双碳的不断推动的背景下，天然气的需求或仍将保持稳定增长的趋势，天然气的可持续发展性将稳步推进。

图表 64 全国天然气消费增长及其增速

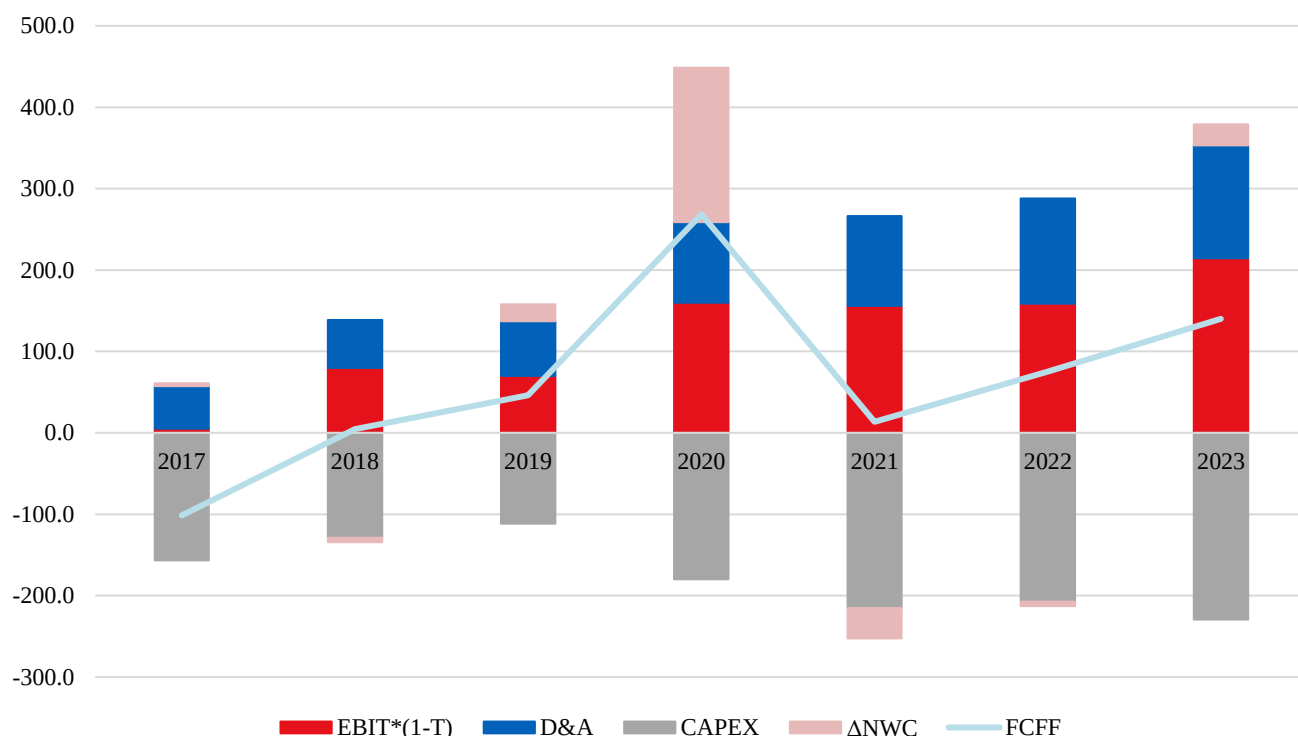


资料来源: Wind, 华创证券整理

（六）现代治理体系：分红率正在提升

CAPEX 或存向下预期，EBIT 的提升有望推动 FCFF 进一步改善。2018-2023 年，燃气行业 EBIT*(1-T) 复合增长率为 22%，随着上游气价的回落和各地顺价的顺利开展，燃气行业的 EBIT 仍有向上预期。此外，燃气将逐步进入成熟期，CAPEX 有向下预期，同时当前在成本和价格两方面因素的优化下，城燃有望步入困境反转通道，EBIT 有望得以修复，此外，综合能源、增值业务的发展或为城燃公司打造第二成长曲线，推动 FCFF 进一步改善。

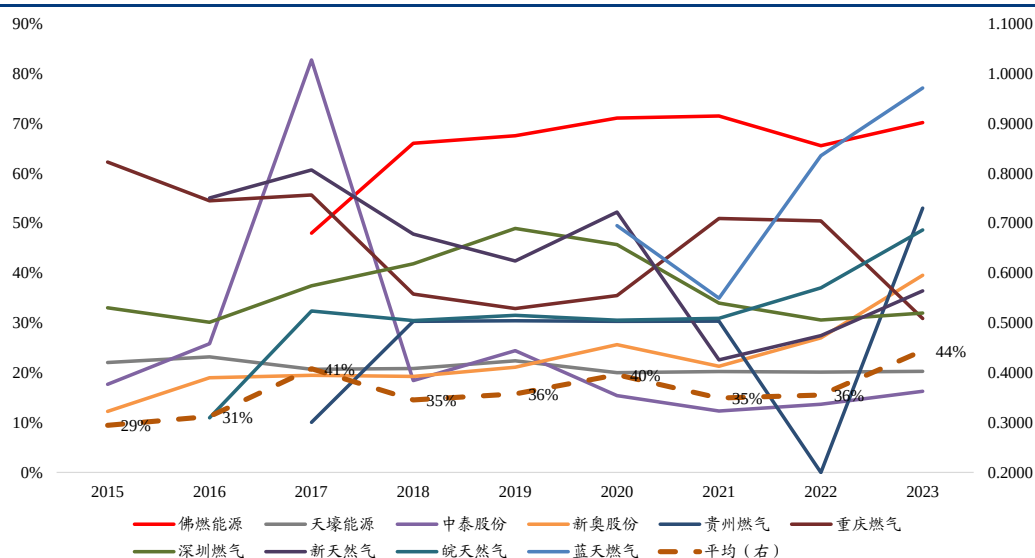
图表 65 2017-2023 燃气上市公司 FCFF 拆解 (亿元)



资料来源: Wind, 华创证券

燃气企业的分红水平逐步提升。从 2015 年至今，燃气企业的分红水平整体有一定增长，选取的主要燃气公司的分红率 2015 年为 29%，2023 年为 44%，实现了一定水平的提升。其中在 2020 年之后，国际形势的变化导致国际气价高企，部分传导至国内，对燃气企业的经营情况产生一定压力，分红水平有所降低，但 2023 年又重新进入上行通道。展望后续，燃气企业的经营改善叠加进入成熟期后资本开支有望回落，其分红水平仍可保持较为乐观的提升预期。

图表 66 主要燃气上市公司现金分红比率变动



资料来源: Wind, 华创证券

（七）相关标的梳理

经历 2021-2022 年上游天然气价格大幅波动后，城燃公司采购成本有望趋稳，同时价格联动机制的不断完善或推动城燃公司逐渐步入困境反转通道，**具备气源优势及核心管网资产的公司**在产业链中或拥有更强议价能力，我们建议关注**新奥股份、华润燃气、昆仑能源、蓝天燃气**等。

1、新奥股份（600803.SH）：公司作为上下游一体化的城燃龙头，具有较强资源整合能力。

1) 2023 年公司与美国切尔尼公司新签约长协 180 万吨/年，NextDecade 200 万吨长协做出最终投资决策合同生效，与雪佛龙、道达尔的长协确定未来 5 年价格，并与阿布扎比国家石油公司签署长约资源框架协议，海外长协累计超 1,000 万吨/年。

2) 公司是具有较强资源优势全国性城燃龙头，截至 2023 年公司工商业用户累计达 24.3 万个，住宅用户超 2977 万户。

3) 公司综合能源业务发展迅速，有望贡献新发展增量。

2、华润燃气（1193.HK）：公司背靠华润集团，业务包含销售及分销天然气、燃气接驳、综合服务、设计建设服务及加气站相关业务，分别占 2023 年收入的 81.6%/10.8%/4%/0.4%/3.2%。2023 年销气量同比增加 8.1%至 38784 百万立方米，公司城燃项目分布于我国经济较发达区域，区位优势保障了公司广阔的市场空间。近些年来，公司持续努力丰富天然气资源池，积极对接“三大油”，年度气源合同覆盖率有所提升。

3、昆仑能源（0135.HK）：公司是全国性城燃龙头，2023 年全年销气量达 493 亿立方米，较 2022 年同比增长 9.6%，天然气销售在税前利润占比约 66%。公司背靠中石油，具备较强气源优势，业务遍布全国 29 个省市自治区，2023 年完成并购和新设 12 个燃气项目。下游客户中工商业占比较高，2023 年工业和商业用户零售气量分别为 210.45/29.45 亿立方米，占总零售气量的比例为 79%。除国内气源优势外，公司拥有唐山 LNG 接收站及如东 LNG 接收站，合计接收能力 1300 万吨/年，叠加中石油长协资源丰富，公司亦具有一定海外气源优势。

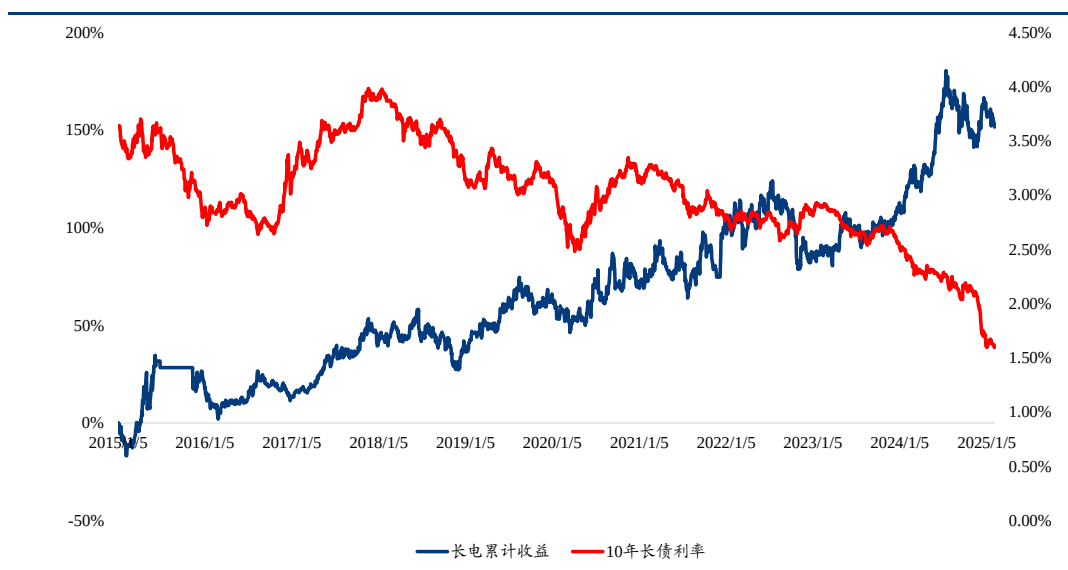
4、蓝天燃气（605368.SH）：公司是河南省城燃龙头，具有核心管道资产和稳定气源优势。管道资产方面，公司拥有豫南支线、南驻支线等为西气东输一线、西气东输二线的配套支线，博薛支线进一步向豫北、豫中等地扩展。天然气资源方面，除稳定采购来自中石油、中石化等常规气源外，公司还可通过中联煤层气获得煤层气资源。此外，公司注重股东回报，2023 年股利支付率达 97.13%，承诺 2023-2025 年股利支付率不低于 70%。

四、如何理解公用事业的股价驱动力

1、叙事逻辑的变化：低利率时代周期开启

长债利率急跌，市场拥抱稳定资产。受宏观经济的影响，拉长时间来看，长债利率在 2018 年就已经出现了下行趋势，彼时水电逐渐开始进入到防御配置的视野。进入到 2024 年，十年期长债利率开启了一轮明显的下调，尤其在进入到 2025 年，十年长期国债一度跌破了 1.6% 的收益率。2024 年开启的新一轮低利率时代导致长债的预期收益率变低，同时也显示出了市场风险偏好的较大转向，对“收益波动小”、“收益率预期稳定性高”的资产的偏好提升，这也最终使得红利及稳定类资产在 2024 年开启了一轮明显的上涨。

图表 67 2015 年至今十年期国债利率走势变动（%）

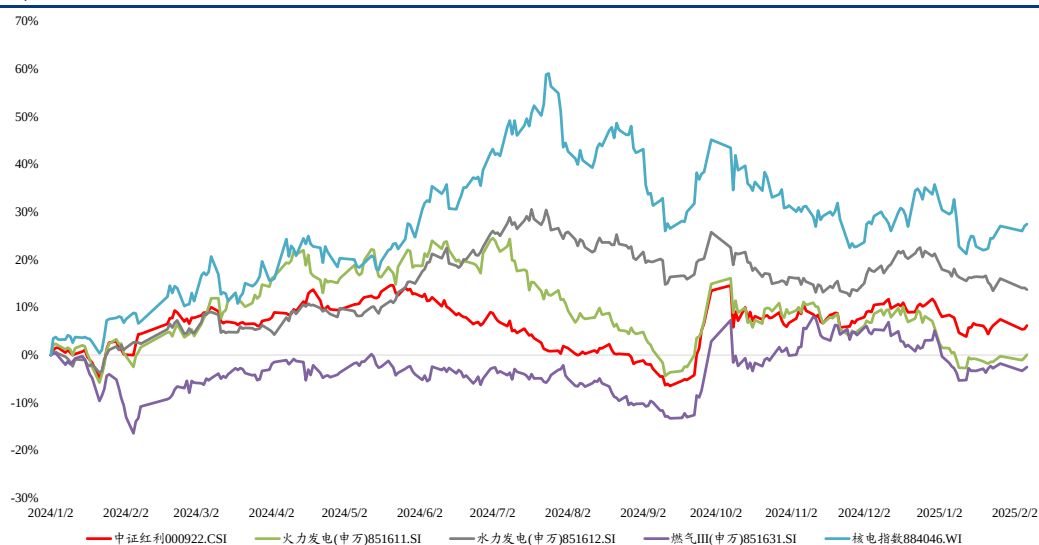


资料来源：Wind，华创证券

2024 年核电、水电明显跑赢红利指数。

2024 年上半年红利指数表现突出，水电作为典型的红利标的，保持了较强的走势。核电虽然当前还未能产生真正意义上的股息，但也凭借未来增长的较强的确定性和潜在的股息提升空间大幅跑赢红利指数。

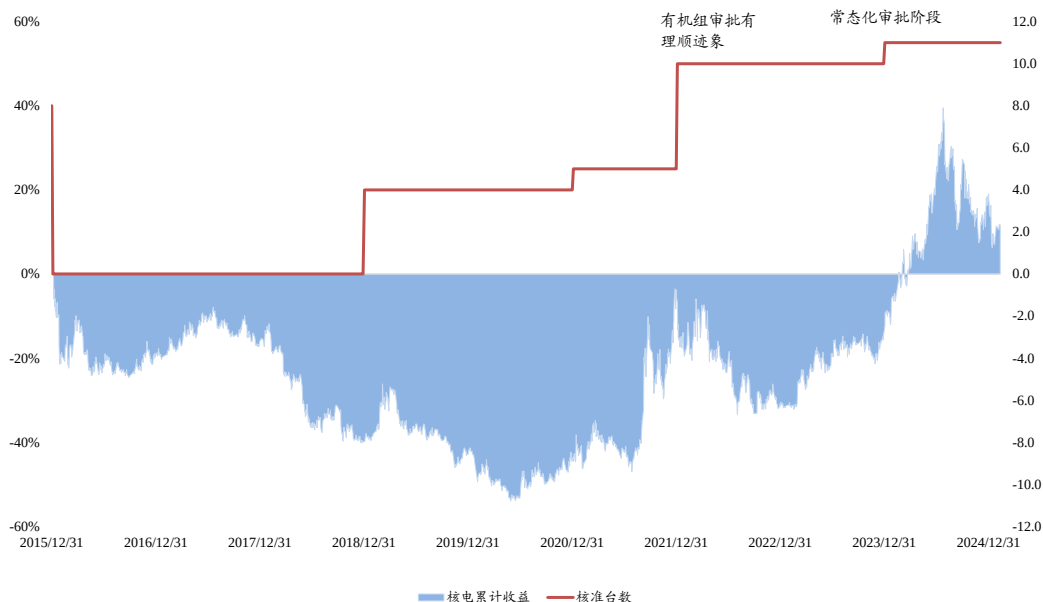
图表 68 水电核电稳定跑赢红利指数



2、长久期+带有成长属性的资产价值正在获得溢价

以核电为例，新一轮资产价值重估或是久期和确定性的博弈。核电成长性的回归和收益预期的稳定性带来了核电的估值重塑。2016-2018 年核电经历了较长时间的零审批阶段，缺乏成长性导致核电股收益承压。虽然 2019/2020/2021 年之后审批恢复，但核准量较少，分别为 4/4/5 台，直到 2022 年审批增加至 10 台，核电收益开始出现底部向上的迹象。随着近两年来的核准稳定在 10 台左右，核电的估值再次开启了明显的修复周期。可以看出，成长性的明确是核电估值打开的重要的基础之一。

图表 69 核电装机审批与累计收益走势对比（右轴为台数）



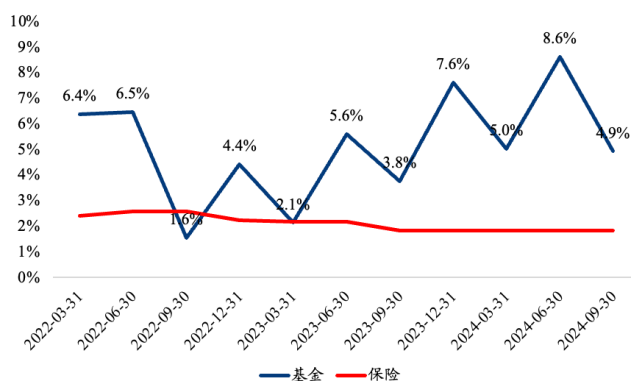
3、核电 vs 水电：“稳定” vs “动能”

核电更有动能，水电相应更稳。从 Wind 汇总的基金与保险对长江电力和中国核电的持仓变动来看，公司似乎更愿意从分红视角持有，而稳定资产在市场风险偏好下行的趋势

中基金更愿意选择。从 2022 年至 2024 年三季度的持仓数据来看，中国核电在 24 年二季度基金持仓占比高达 8.6%，是 22 年至今的最高水平，但保险的持仓则变化不大。从长江电力的保险与基金持股比例来看，保险在 22 年三季度便开始减仓，背后可能是长电的股息率下行，潜在收益空间降低。

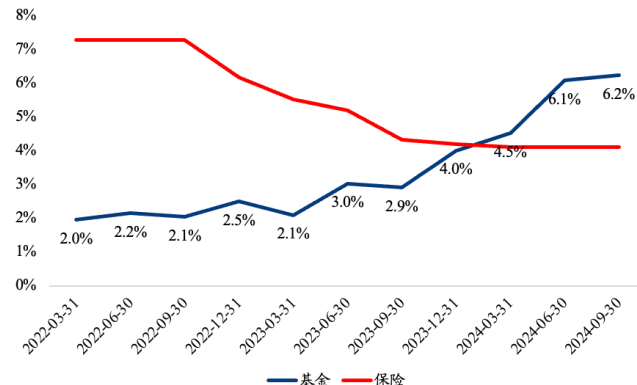
从持仓比例展望后续，核电的动能（每次触底向上反弹的空间）优于水电，长江电力则更稳健。基金对长江电力的建仓是循序渐进的过程，2022 年从 2% 的持股占比稳定上升至 2024 年三季度的 6.2%。核电的基金持仓则波动性较大，可能的原因之一是每当市场风格有所变化时，核电的边际定价资金或更不稳定。比如 24 年二季度基金对核电的最大持仓 8.6% 在三季度则降低到 4.9%，环比下降了 3.7 pct。

图表 70 中国核电基金与保险持股比例（%）



资料来源：Wind，华创证券

图表 71 长江电力基金与保险持股比例（%）



资料来源：Wind，华创证券

4、燃气：困境反转预期与行业成熟期带来的 EBIT 向上、CAPEX 向下的双重改善

CAPEX 或存向下预期，EBIT 提升有望推动 FCFF 进一步改善。2018-2023 年，燃气行业 EBIT*(1-T) 复合增长率为 22%，随着上游气价的回落和各地顺价的顺利开展，燃气行业的 EBIT 仍有向上预期。此外，燃气将逐步进入成熟期，CAPEX 有向下预期，同时当前在成本和价格两方面因素的优化下，城燃有望步入困境反转通道，EBIT 有望得以修复，此外，综合能源、增值业务的发展或为城燃公司打造第二成长曲线，推动 FCFF 进一步改善。

五、投资建议

我们预期远期看红利仍将继续发酵，公用事业行业的红利及稳定资产主要分为三个方向，即水电、核电与燃气，本篇报告中把最核心的标的进行复盘与梳理，核心来看：

1、水电：或最具价值，长债利率持续下行创造了水电更强的溢价空间，标的层面建议关注各流域的优质水电资产，如长江中下游流域长江电力、澜沧江流域华能水电、雅砻江流域国投电力及川投能源。

2、核电：长期业绩的确定性与远期分红能力的提升有望带动新一轮估值重构，核电方面建议关注两家龙头中国核电及中国广核/中广核电力（H）。

3、燃气：伴随气价预期企稳和国内各城市顺价的不断推进，燃气的业绩稳定性的预期有所提升，主要优质燃气公司大多处于港股，股息率视角来看有一定优势。建议关注新奥股份、华润燃气、昆仑能源、蓝天燃气等。

图表 72 公用事业红利投资标的汇总

	代码	公司	股息率（2023）	主要逻辑
水电	600900.SH	长江电力	3.3%	业绩预期稳定，分红承诺积极，利率下行背景下股息率仍居优势
	600025.SH	华能水电	2.0%	稳定分红且兼具一定的成长性，
	600886.SH	国投电力	3.5%	拥有雅砻江优质水电资产，分红展望积极，后续水风光一体化开发潜力大
	600674.SH	川投能源	2.6%	拥有雅砻江优质水电资产，分红展望积极，后续水风光一体化开发潜力大
核电	601985.SH	中国核电	2.4%	中长期成长性较为明确，经营业绩稳定，公司承诺未来分红预期
	003816.SZ/1816.HK	中国广核（A/H）	2.5%/4.6%	中长期成长性较为明确，经营业绩稳定
燃气	600803.SH	新奥股份	5.2%	城燃龙头，资源整合能力强，顺价带来业绩改善预期
	1193.HK	华润燃气	5.3%	背靠华润，经营区域经济较发达
	0135.HK	昆仑能源	4.5%	背靠中石油，有较强气源优势
	605368.SH	蓝天燃气	7.5%	河南城燃龙头，注重股东回报，承诺2023-2025年股利支付率不低于70%

资料来源：wind，华创证券 注：数据截至 2025 年 2 月 12 日

图表 73 公用事业股息率汇总

细分行业	证券代码	证券简称	股息率（2023）	总市值（亿元）	25利润增速	一致预测净利润24E（亿元）	一致预测净利润25E（亿元）
水电	600886.SH	国投电力	3.5%	1083	10.5%	76.6	84.7
	600236.SH	桂冠电力	3.6%	504	9.1%	27.3	29.8
	600900.SH	长江电力	3.3%	7135	4.5%	350.8	366.7
	600674.SH	川投能源	2.6%	770	6.7%	50.7	54.1
	600116.SH	三峡水利	2.0%	128	25.2%	6.0	7.5
	600025.SH	华能水电	2.0%	1586	11.7%	84.7	94.6
	000883.SZ	湖北能源	2.0%	306	9.8%	26.9	29.6
	000791.SZ	甘肃能源	2.2%	195	4.1%	6.7	7.0
	600452.SH	涪陵电力	1.2%	144			
	002039.SZ	黔源电力	1.4%	62	57.4%	3.1	4.9
	600979.SH	广安爱众	1.9%	57			
	600995.SH	南网储能	1.0%	306	21.5%	12.5	15.1
	600310.SH	广西能源	1.0%	60	59.4%	2.6	4.1
核电	003816.SZ	中国广核	2.5%	1669	5.8%	116.3	123.0
	601985.SH	中国核电	2.4%	1929	9.4%	109.3	119.6
燃气III	605368.SH	蓝天燃气	7.5%	77	5.6%	6.1	6.4
	002911.SZ	佛燃能源	5.1%	149	12.0%	10.6	11.9
	600803.SH	新奥股份	5.2%	607	14.4%	59.1	67.7
	002267.SZ	陕天然气	4.7%	87			
	603053.SH	成都燃气	3.4%	82			
	603393.SH	新天然气	3.2%	123	21.5%	13.0	15.8
	600956.SH	新天绿能	2.7%	230	20.2%	25.3	30.4
	605090.SH	九丰能源	2.7%	174	9.6%	16.6	18.2
	601139.SH	深圳燃气	2.4%	188	21.5%	14.6	17.7
	600917.SH	重庆燃气	1.7%	90			
	600635.SH	大众公用	1.2%	100			
	600903.SH	贵州燃气	0.5%	76			
新能源发电	000690.SZ	宝新能源	6.1%	89	31.2%	8.9	11.7
	601619.SH	嘉泽新能	3.3%	81	24.3%	8.5	10.5
	000591.SZ	太阳能	2.7%	174	12.0%	16.4	18.4
	601016.SH	节能风电	2.7%	195	7.6%	15.9	17.1
	000875.SZ	吉电股份	2.6%	186	20.0%	12.9	15.4
	600905.SH	三峡能源	1.7%	1199	13.3%	73.6	83.4
	603693.SH	江苏新能	1.5%	84			
	600032.SH	浙江新能	1.0%	169	21.1%	10.8	13.0
	600163.SH	中广能源	1.3%	103	12.5%	7.2	8.1
	601778.SH	晶科科技	0.3%	95	31.8%	5.5	7.3
	003035.SZ	南网能源	0.2%	156	50.9%	3.8	5.8

资料来源：wind，华创证券 注：数据截至 2025 年 2 月 12 日

六、风险提示

1、宏观变化风险

十年长债利率的逐年走低一定程度上反映了市场风险偏好的降低，带动稳定及红利资产估值的提升，如果市场风险偏好加大，红利及稳定资产在风格上可能会收到影响。

2、电价风险

25年在广东、江苏等省份观察到了电价进入到了下行通道，本质上是因为煤炭价格走低带动的火电电价下调，但我国目前还处在以火电电价作为各省标杆电价的阶段，其电价的下调亦有可能影响水电、核电等电源类型的下调。

3、国际形势变化带来的气价变动等

我国富煤少气，天然气一定程度上需要依赖进口，目前国际形势复杂多变，如果国际天然气价格再次引发波动，将对国内燃气行业产生一定的影响。

交通运输与公用事业组团队介绍

副所长、基础设施及能源材料研究中心负责人：吴一凡

上海交通大学经济学硕士。曾任职于普华永道会计师事务所、上海申银万国证券研究所。2016 年加入华创证券研究所。2024 年获：证券时报 新财富杂志最佳分析师交通运输仓储行业第四名；上证报最佳交运仓储分析师第三名；第十八届卖方分析师水晶球奖交通运输行业第四名；第十五届证券业分析师金牛奖交通运输组第一名；第六届新浪财经金麒麟最佳分析师交运物流行业第四名；第十二届 Wind 金牌分析师交通运输行业第二名；21 世纪金牌分析师交通物流行业第四名。2019-23 年新财富最佳分析师交通运输仓储行业第四名。

高级研究员：吴晨玥

厦门大学会计学硕士。曾任职于安永咨询战略与交易咨询部。2021 年加入华创证券研究所。

研究员：梁婉怡

浙江大学金融硕士。曾任职于国联证券研究所，2023 年加入华创证券研究所。

研究员：霍鹏浩

阿姆斯特丹大学量化金融硕士。2022 年加入华创证券研究所。

研究员：卢浩敏

南京大学工学硕士。曾任职于光大证券研究所，2024 年加入华创证券研究所。

助理研究员：李清影

新加坡南洋理工大学经济学硕士。2023 年加入华创证券研究所。

华创证券机构销售通讯录

地区	姓名	职务	办公电话	企业邮箱
北京机构销售部	张昱洁	副总经理、北京机构销售总监	010-63214682	zhangyujie@hcyjs.com
	张菲菲	北京机构副总监	010-63214682	zhangfeifei@hcyjs.com
	张婷	华北机构销售副总监		zhangting3@hcyjs.com
	刘懿	副总监	010-63214682	liuyi@hcyjs.com
	侯春钰	资深销售经理	010-63214682	houchunyu@hcyjs.com
	顾翎蓝	资深销售经理	010-63214682	gulinglan@hcyjs.com
	蔡依林	资深销售经理	010-66500808	caiyilin@hcyjs.com
	刘颖	资深销售经理	010-66500821	liuying5@hcyjs.com
	阎星宇	销售经理		yanxingyu@hcyjs.com
	张效源	销售经理		zhangxiaoyuan@hcyjs.com
	车一哲	销售经理		cheyizhe@hcyjs.com
	郑璐丹	销售经理		zhengjundan@hcyjs.com
深圳机构销售部	张娟	副总经理、深圳机构销售总监	0755-82828570	zhangjuan@hcyjs.com
	汪丽燕	高级销售经理	0755-83715428	wangliyan@hcyjs.com
	张嘉慧	高级销售经理	0755-82756804	zhangjiahui1@hcyjs.com
	王春丽	高级销售经理	0755-82871425	wangchunli@hcyjs.com
	王越	高级销售经理		wangyue5@hcyjs.com
	温雅迪	销售经理		wenyadi@hcyjs.com
上海机构销售部	许彩霞	总经理助理、上海机构销售总监	021-20572536	xucaixia@hcyjs.com
	官逸超	上海机构销售副总监	021-20572555	guanyichao@hcyjs.com
	黄畅	上海机构销售副总监	021-20572257-2552	huangchang@hcyjs.com
	吴俊	资深销售经理	021-20572506	wujun1@hcyjs.com
	张佳妮	资深销售经理	021-20572585	zhangjiani@hcyjs.com
	郭静怡	高级销售经理		guojingyi@hcyjs.com
	蒋瑜	高级销售经理	021-20572509	jiangyu@hcyjs.com
	吴菲阳	高级销售经理		wufeiyang@hcyjs.com
	朱涨雨	高级销售经理	021-20572573	zhuzhangyu@hcyjs.com
	李凯月	高级销售经理		likaiyue@hcyjs.com
	张豫蜀	销售经理	15301633144	zhangyushu@hcyjs.com
	张玉恒	销售经理		zhangyuheng@hcyjs.com
	张晨奂	销售经理		zhangchenhuan@hcyjs.com
广州机构销售部	段佳音	广州机构销售总监	0755-82756805	duanjiayin@hcyjs.com
	周玮	销售经理		zhouwei@hcyjs.com
	王世韬	销售经理		wangshitao1@hcyjs.com
私募销售组	潘亚琪	总监	021-20572559	panyaqi@hcyjs.com
	汪子阳	副总监	021-20572559	wangziyang@hcyjs.com
	江赛专	副总监	0755-82756805	jiangsaizhuan@hcyjs.com
	汪戈	高级销售经理	021-20572559	wangge@hcyjs.com
	宋丹琦	销售经理	021-25072549	songdanyu@hcyjs.com
	赵毅	销售经理		zhaoyi@hcyjs.com
	胡玉青	销售经理		huyuqing@hcyjs.com

华创行业公司投资评级体系

基准指数说明：

A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500/纳斯达克指数。

公司投资评级说明：

强推：预期未来6个月内超越基准指数20%以上；
推荐：预期未来6个月内超越基准指数10% - 20%；
中性：预期未来6个月内相对基准指数变动幅度在-10% - 10%之间；
回避：预期未来6个月内相对基准指数跌幅在10% - 20%之间。

行业投资评级说明：

推荐：预期未来3-6个月内该行业指数涨幅超过基准指数5%以上；
中性：预期未来3-6个月内该行业指数变动幅度相对基准指数-5% - 5%；
回避：预期未来3-6个月内该行业指数跌幅超过基准指数5%以上。

分析师声明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师对任何其他券商发布的所有可能存在雷同的研究报告不负有任何直接或者间接的可能责任。

免责声明

本报告仅供华创证券有限责任公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告所载资料的来源被认为是可靠的，但本公司不保证其准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司在知晓范围内履行披露义务。

报告中的内容和意见仅供参考，并不构成本公司对具体证券买卖的出价或询价。本报告所载信息不构成对所涉及证券的个人投资建议，也未考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，自主作出投资决策并自行承担投资风险，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。本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的预期收入可能会波动。

本报告版权仅为本公司所有，本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表、转发或引用本报告的任何部分。如征得本公司许可进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“华创证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

证券市场是一个风险无时不在的市场，请您务必对盈亏风险有清醒的认识，认真考虑是否进行证券交易。市场有风险，投资需谨慎。

华创证券研究所

北京总部	广深分部	上海分部
地址：北京市西城区锦什坊街26号恒奥中心C座3A 邮编：100033 传真：010-66500801 会议室：010-66500900	地址：深圳市福田区香梅路1061号中投国际商务中心A座19楼 邮编：518034 传真：0755-82027731 会议室：0755-82828562	地址：上海市浦东新区花园石桥路33号花旗大厦12层 邮编：200120 传真：021-20572500 会议室：021-20572522