

周期跌宕，分歧中寻找共识。火电角色正经历“主体电源”向“调节电源”转变时期，未来继续发挥主体电源支撑性保障和服务风光发电消纳的调节性作用。1) **短期看：煤价维持弱势，增厚火电企业 EPS。**煤炭价格维持弱势运行，在电价跌幅可控情形下，煤电点价价差有望拉大，电价韧性较高且市场煤采购比例相对较高的火电厂业绩表现较为乐观。进入 2025 年下半年，市场或开始博弈明年各省市的煤电电量长协电价签订情况，我们预计电力需求增速较高、当地火电格局较为集中的区域，电价仍具备一定韧性。2) **长期看：多重收益体系下，煤电企业利润逐步企稳。**容量电价确定性提升，新能源入市后火电调峰收益有望增加，多重收益体系下，煤电盈利稳定性相对较强，企业 ROE 也趋于平稳。

新能源全面入市，绿电未来逐步清晰。未来随着风电光伏新增装机快速增长，风电光伏装机超过火电有望成为常态，但在电价改革、消纳承压等多重因素影响下，目前新能源投资呈现“以量为先”向“以质为先”转变特点，新能源全面入市后，较高发电利用小时数的风电项目电价更能抗跌，项目收益率预期更加稳定。

算电协同催生运营新模式，打造电力消费新引擎。政策上要求到 2025 年底国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%，算电一体化运营新模式应运而生。算力绿色化路径包括数据中心降低 PUE 值或者提升绿色电力应用比例，降低整体碳排放。垃圾焚烧发电协同 IDC：1) 对于有补贴项目，商业模式从 ToG 转向 ToB，垃圾焚烧发电企业现金流得以改善。2) 对于无补贴项目，直供电价若小幅提升，能够增加垃圾焚烧发电企业收益，ROE 有望提升。

低利率背景+公募基金改革，低配水核股具备较优配置性价比。**水电：**水电电价波动相对较小，大型水电站来水稳定，低成本保障其盈利能力，因此水电公司具备稳定的现金流，且维持高分红，类债资产特征明显。2024 年长江电力股息率 3.09%，股息率常年高于 10 年期国债收益率，具备较优配置性价比。**核电：**核电运营商装机规模成长性确定，2025-2031 年中国核电在运装机容量年复合增长率达 7%，中国广核在运装机容量年复合增长率达 8%。随着旧机组折旧期和偿债期到期，机组 ROE 水平有望提升，长期资产盈利增长及分红提升预期可观。

投资建议：1) 6 月进入用电旺季，煤价维持低位时火电业绩有望持续改善。重点关注【华电国际】、【建投能源】、【福能股份】、【甘肃能源】。2) 大水电企业业绩稳定向上，在利率下行背景下，股息率仍具备溢价优势，且分红率预期稳定，重点关注【长江电力】、【川投能源】。3) 136 号文细则执行在即，绿电存量项目收益率有所保障，重点关注【龙源电力】、【中绿电】、【中闽能源】、【新天绿能】。

风险提示：用电增速不及预期；电力市场化改革推进不及预期，政策落实不及预期；新能源整体竞争激烈，导致盈利水平不及预期；降水量不及预期。

重点公司盈利预测、估值与评级

代码	简称	股价 (元)	EPS (元)			PE (倍)			评级
			2024A	2025E	2026E	2024A	2025E	2026E	
601985	中国核电	9.55	0.46	0.50	0.54	21	19	18	推荐
003816	中国广核	3.64	0.21	0.21	0.22	17	17	17	谨慎推荐
600483	福能股份	9.55	1.07	1.05	1.21	9	9	8	推荐
000543	皖能电力	7.39	0.91	0.95	0.97	8	8	8	谨慎推荐
001289	龙源电力	16.57	0.75	0.78	0.90	22	21	18	谨慎推荐
600025	华能水电	9.99	0.44	0.50	0.55	23	20	18	推荐
601985	中国核电	9.55	0.46	0.50	0.54	21	19	18	推荐

资料来源：Wind，民生证券研究院预测；股价为 2025 年 05 月 23 日收盘价。

推荐

维持评级



分析师 邓永康

执业证书：S0100521100006

邮箱：dengyongkang@mszq.com

分析师 黎静

执业证书：S0100525030004

邮箱：lijing@mszq.com

相关研究

1. 电力及公用事业行业周报(25WK21)：4 月全社会用电同比+4.7%，风光发电增速加快-2025/05/25
2. 电力及公用事业行业周报(25WK20)：广东出台机制电价，东北辅助服务运行愈发完善-2025/05/18
3. 电力及公用事业行业周报(25WK19)：山东机制电价与燃煤标杆一致，深化电力市场改革-2025/05/11
4. 电力行业 2024 年年报及 2025 年一季报业绩总结：水火业绩向上，绿电增利承压，核电短期波动-2025/05/08
5. 电力及公用事业行业周报(25WK17)：风光装机首次超过火电，逐步成为主体装机能源-2025/04/27

目录

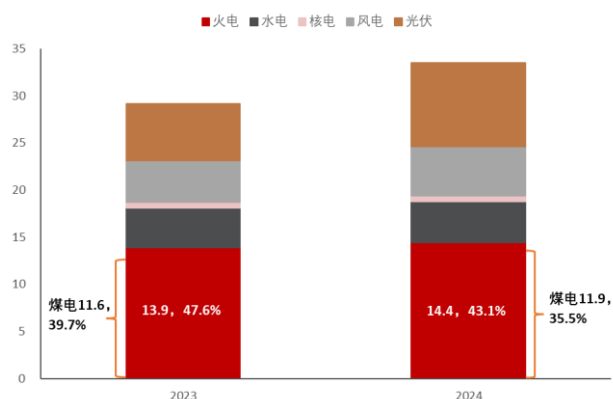
1 火电：周期跌宕，分歧中寻找共识	3
1.1 供需格局演变下，火电向兜底调节电源过渡	3
1.2 短期看：煤价维持弱势，增厚火电企业 EPS	5
1.3 长期看：多重收益体系下，煤电企业利润逐步企稳	7
2 绿电：新能源全面入市，绿电未来逐步清晰	11
2.1 绿电供给侧扩张放缓，“以量为先”转向“以质为先”	11
2.2 绿电几大困局待突破，静待博弈后的再平衡	12
3 算电协同：催生运营新模式，打造电力消费新引擎	15
3.1 政策支持+AI 等产业发展，力推算电协同一体化运营	15
3.2 算电协同：风光+垃圾焚烧发电运营模式的新探索	18
4 水核：等待价值的沉淀，践行长期主义	22
4.1 水电：低利率背景下的溢价优势	22
4.2 核电：装机确定性成长，长周期资产盈利提升	23
5 投资建议	25
5.1 行业投资建议	25
6 风险提示	26
插图目录	27
表格目录	27

1 火电：周期跌宕，分歧中寻找共识

1.1 供需格局演变下，火电向兜底调节电源过渡

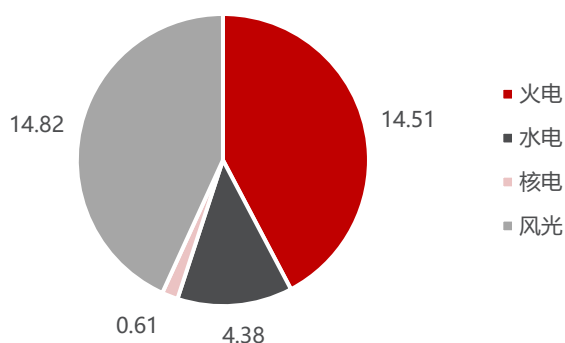
火电角色正经历“主体电源”向“调节电源”转变时期，装机容量增速放缓及发电利用小时数下降是大趋势。1) 总装机容量：风光占比已经超过火电，未来风光成为主体装机能源有望成为常态。截至 2025Q1，风光合计装机容量达 14.82 亿千瓦，历史性超过火电总装机 14.51 亿千瓦，成为主力装机电源。2) 新增装机容量：可再生能源继续保持新增装机的主体地位，2025Q1 全国可再生能源新增装机 7675 万千瓦，同比增长 21%，约占新增装机的 90%。其中，水电新增 213 万千瓦，风电新增 1462 万千瓦，太阳能发电新增 5971 万千瓦，生物质发电新增 29 万千瓦；3) 发电利用小时数：随着新建煤电项目陆续投产，供需格局演变及承担角色转变过程中，煤电发电小时数将持续下降。2024 年火电 4400 小时，同比降低 76 小时；25Q1 火电 1036 小时，同比降低 92 小时；其中，煤电 1088 小时，同比降低 104 小时。

图1：2023-2024 各电源品种累计装机容量（万千瓦）



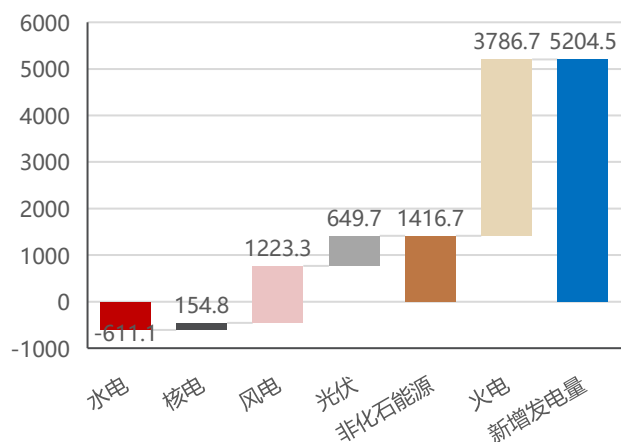
资料来源：同花顺 ifind，国家能源局，民生证券研究院

图2：截至 2025Q1 各电源品种装机容量（亿千瓦）

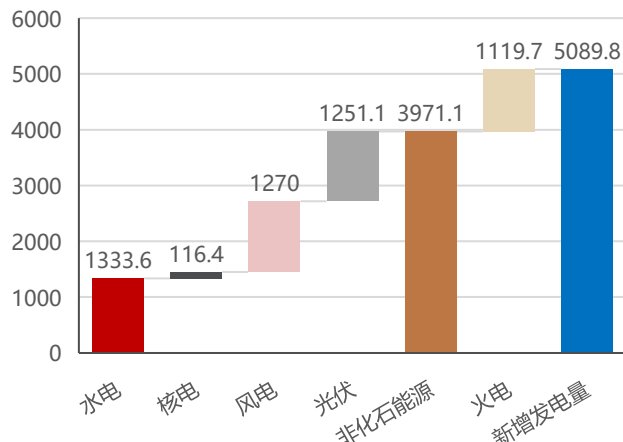


资料来源：同花顺 ifind，国家能源局，民生证券研究院

火电仍是“压舱石”，占据发电主导地位，未来继续发挥主体电源支撑性保障和服务风光发电消纳的调节性作用。2024 年，全国规模以上电厂火电、水电、核电、风电、太阳能发电量同比分别增长 1.5%、10.7%、2.7%、11.1%和 28.2%。2024 年规模以上火电发电量占比 67.4%，仍占发电量主导地位。如果按全国全口径统计，2024 年，煤电发电量占总发电量比重为 54.8%，同比降低 3.0pct；非化石能源发电量同比增长 15.4%，其同比增量占总发电量增量的比重达到 84.2%。

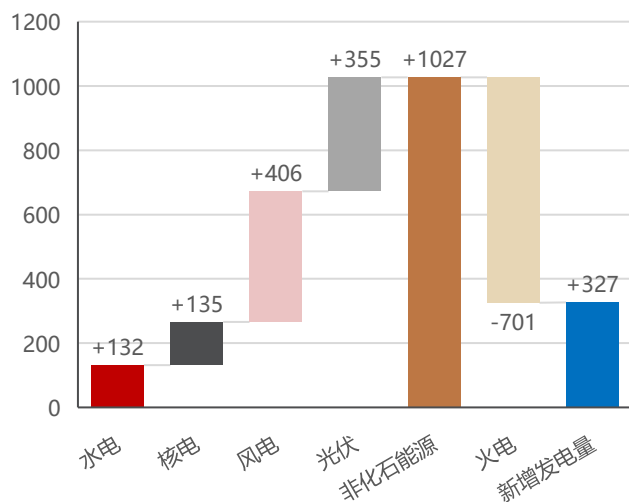
图3：2022-2023 年各电源品种新增发电量(亿千瓦时)


资料来源：同花顺 ifind，国家统计局，民生证券研究院

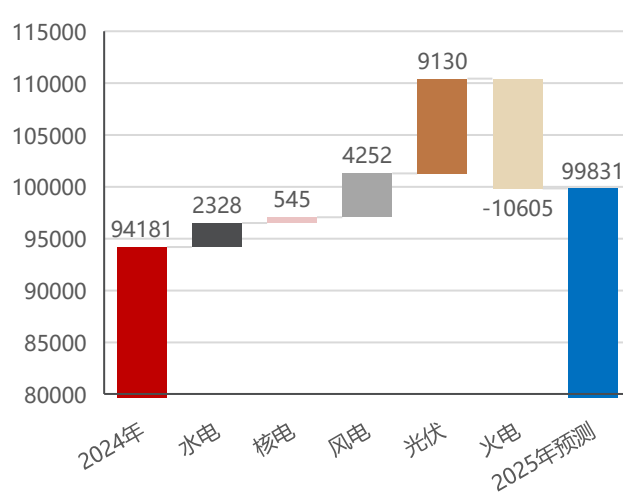
图4：2023-2024 年各电源品种新增发电量(亿千瓦时)


资料来源：同花顺 ifind，国家统计局，民生证券研究院

从电量上来看，2025 年新增电量需求有望全部由非化石能源满足。根据中国电力企业联合会发布的《2025 年一季度全国电力供需形势分析预测报告》，预计 2025 年全年全社会用电量同比增长 6% 左右。预计 2025 年全国新增发电装机容量有望超过 4.5 亿千瓦，其中新增新能源发电装机超过 3 亿千瓦。2025 年底全国发电装机容量有望超过 38 亿千瓦，其中火电 15.5 亿千瓦，其中煤电 12.7 亿千瓦左右，煤电所占总装机比重年底将降至三分之一左右。非化石能源发电装机 23 亿千瓦左右，包括水电 4.5 亿千瓦、风电 6.4 亿千瓦、太阳能发电 11 亿千瓦、核电 6500 万千瓦、生物质发电 4800 万千瓦左右。我们假设除火电外其他电源发电小时数和 2024 年保持一致，经测算得出其他电源 2025 年新增电量值，按发电量增速 6% 测算得到 2025 年总发电量，由此得到 2025 年新增电量需求有望全部由非化石能源满足。

图5：2025Q1 各电源品种新增发电量 (亿千瓦时)


资料来源：同花顺 ifind，国家统计局，民生证券研究院

图6：2025 年各电源品种新增发电量预测 (亿千瓦时)


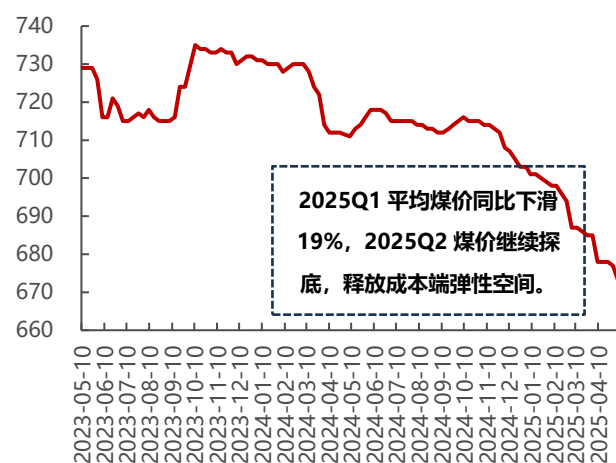
资料来源：同花顺 ifind，国家统计局，民生证券研究院预测

1.2 短期看：煤价维持弱势，增厚火电企业 EPS

1.2.1 煤价继续探底，成本端弹性释放

煤炭价格大幅下跌,2025Q1 北方港 5500K 动力煤平均煤价同比下降 19%，迈入 5 月，煤炭价格继续探底至 620 元/吨，依旧维持弱势运行，在电价跌幅可控情形下，煤电点价价差有望拉大，二季度盈利空间继续释放。根据北方港动力煤价格指数,2025Q1 平均煤价为 732 元/吨,相比较去年一季度同比降低 172 元/吨,同比下滑 19%。我们以度电煤耗 300g/kwh 为例，测算得到度电成本每变动 1 分钱，对应标煤价格变动 33.3 元/吨，折合到 5500K 煤价变动 26.2 元/吨。在北方港动力煤价格同比下跌 172 元/吨的情况下，若火电厂全部采购市场煤，理论测算下度电成本将下降 6.6 分。因此煤价大幅下跌情势下，电价韧性较高且市场煤采购比例相对较高的火电厂业绩表现较为乐观，但电价跌幅较大且具备一定库存煤的火电厂业绩改善节奏较为滞后。

图7：环渤海动力煤综合平均价格(5500K) (元/吨)



资料来源：ifind，民生证券研究院

图8：北方港动力煤指数 (5500K) (元/吨)



资料来源：ifind，民生证券研究院

1.2.2 博弈新一轮电价，重点关注电力供需格局

受 2024Q4 煤价“旺季不旺”、各地区电力供需变化、售电主体竞争、电力改革等影响，2025 年多地长协电价下行。具体来看，以江苏、广东、浙江的中长期交易结果来看，2025 年年度长协电价分别为 0.4125/0.3919/0.4124 元/千瓦时，相较于 2024 年 0.4529/0.4656/0.465 元/千瓦时的电价降幅分别为 4 分/千瓦时、7 分/千瓦时、5 分/千瓦时。

表1：各省市 2024 年年度交易价格及 2025 年年度交易价格

省份	2024 年年度交易 价格 (元/kwh)	2025 年年度交易价格 (元/kwh)	同比降低 (元/kwh)	同比降幅	当地基准电价 (元/kwh)	2025 浮动 比例
江苏	0.453	0.412	0.041	9.05%	0.391	5.37%
广东	0.466	0.392	0.074	15.91%	0.453	-13.50%
浙江	0.465	0.412	0.053	11.31%	0.4153	-0.70%
上海	0.473	0.465	0.008	1.69%	0.4155	11.91%
山东	0.375	0.365	0.010	2.67%	0.3949	-7.57%
湖北	0.465	0.450	0.015	3.27%	0.4161	8.10%
广西	0.448	0.341	0.107	23.80%	0.4207	-18.85%
安徽	0.436	0.413	0.023	5.32%	0.3844	7.39%

资料来源：能源新媒，电知时讯，各省电力交易中心公告等，民生证券研究院

进入 2025 年下半年，市场或开始博弈明年各省市的煤电电量长协电价签订情况，各地区的电力供需格局、煤价水平及电力市场交易情况等均会对最终签订电价水平有所影响，我们预计电力需求增速较高、当地火电格局较为集中的区域，电价仍具备一定韧性。从各省市装机格局来看，上海市以火电占主导，短期新增煤电较少，电力供需偏紧，火电竞争格局较集中，电价韧性相对较高。广东省以火电占主导，短期新增火电较多，电力供需偏宽松，火电竞争格局分散，民营售电主体较多，电价短期承压。江苏电力需求旺盛，是电力受端省份，外送到江苏的水电相对稳定，新能源装机已经超过煤电，短期新增百万千瓦火电机组较多，电力供需有所宽松，但长期看受益于较高的用电负荷，江苏电力供需有可能重回供需偏紧状态。安徽跟山东均以火电和光伏为主，安徽当地用电需求增速较高，省调火电竞争格局集中于安徽省能源集团和国家能源集团，但随着火电机组投产潮到来以及“陕电入皖”，电力供需将偏宽松；山东 2024 年省外来电占比 18.6%，当地光伏装机占比较高，电价压力相对较大。

表2：各省份截至 2024 年底装机结构占比

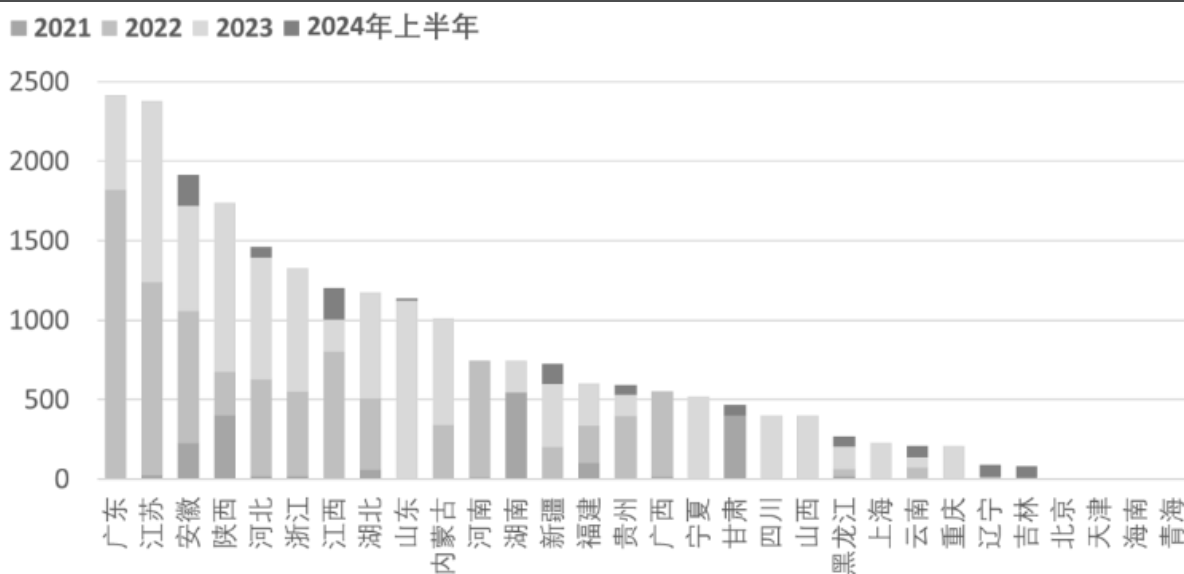
	水电装机占比	火电装机占比	风电装机占比	光伏及其他占比
上海	0%	83%	3%	13%
广东	9%	57%	8%	26%
江苏	2%	54%	11%	33%
山东	2%	52%	11%	35%
安徽	5%	52%	7%	36%
浙江	10%	48%	4%	38%
内蒙古	1%	47%	33%	19%
宁夏	1%	44%	20%	35%
福建	19%	44%	9%	28%
新疆	0%	40%	25%	35%
湖北	31%	33%	8%	28%
广西	21%	33%	20%	27%
河北	3%	33%	22%	42%

甘肃	10%	26%	32%	32%
四川	70%	16%	6%	8%
云南	55%	9%	11%	25%
青海	23%	6%	18%	52%

资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

短期由于 22 年实施“三个八千万”煤电即将迎来投产潮，中长期看，新能源发电量占比增长趋势下煤电仍需发挥其电力保障及电力调节作用，2024 年及以后煤电审批节奏明显放缓，部分经济增速较快地区电力需求持续高增长，2027 年后电力供需仍有望趋于偏紧。2024H1，地方政府逐渐收紧对于煤电项目的审批，中国新增核准煤电项目 14 个，总核准装机为 1034.2 万千瓦，同比减少约 79.5%。新核准煤电装机的省份分散在非东部负荷地区，其中新审批煤电装机最多的三个省份依次为安徽、江西、新疆。安徽省在 2022 年和 2023 年分别审批通过了超 500 万千瓦的项目，安徽煤电机组短期来看会迎来投产潮。

图9：截至 2024H1 各省在“十四五”期间新核准煤电装机量（万千瓦）



资料来源：上海国际问题研究院，绿色和平，民生证券研究院

1.3 长期看：多重收益体系下，煤电企业利润逐步企稳

1.3.1 建立三部制煤电收益体系，煤电 ROE 有望稳定

2024 年起，煤电行业全面推行两部制电价，容量电价保障机组固定成本回收，电量电价反映市场供需及燃料成本变化。按照 1501 号文机制，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，执行每年每千瓦 330 元。2024-2025 年各省通过容量电价回收固定成本的比例为 30%-50%，2026 年起各地区提升比例为 50%-70%。假设一台百万千瓦的火电机组，如果按照 4500h 利用小时数计算，回收 30%情形下，折合到度电容量电价补贴约为 0.022 元，以 50%的回收比例计算，每度电的容量电价补贴约为 0.037 元，以 70%回收比例计算，每度电的

容量电价补贴约为 0.051 元，以 100%回收比例计算，每度电的容量电价补贴约为 0.073 元。随着煤电调峰角色日益凸显，发电利用小时数呈下行趋势，若发电利用小时数下行至 4000h，回收 70%情形下度电容量电价补贴约 0.058 元，提升 13%，若下行至 3500h，回收 70%情形下度电容量电价补贴约 0.066 元，提升 29%。

表3：各公司容量电价 30%/50%/70%/100%回收情形下容量电费收入预计情况（亿元）

证券代码	证券名称	煤电装机 容量（万 千瓦）	30%回 收	50% 回收	70% 回收	100% 回收	2024 年火电/ 煤电营收规模 (亿元)	30%-50%回收 时容量收入占营 收比重	50%-70%回收 时容量收入占营 收比重
600886.SH	国投电力	1318	13.0	21.7	30.4	43.5	218	8%	17%
600011.SH	华能国际	9314	92.2	153.7	215.2	307.4	1649	7%	16%
600795.SH	国电电力	7361	72.9	121.5	170.0	242.9	1514	6%	14%
600023.SH	浙能电力	3288	32.5	54.2	75.9	108.5	706	6%	13%
600027.SH	华电国际	4675	46.3	77.1	108.0	154.3	927	7%	14%
601991.SH	大唐发电	4717	46.7	77.8	109.0	155.7	911	7%	15%
600642.SH	申能股份	840	8.3	13.9	19.4	27.7	134	8%	18%
600483.SH	福能股份	266	2.6	4.4	6.1	8.8	78	5%	10%
600578.SH	京能电力	2139	21.2	35.3	49.4	70.6	321	9%	19%
002608.SZ	江苏国信	1292	12.8	21.3	29.8	42.6	292	6%	12%
600863.SH	内蒙华电	1140	11.3	18.8	26.3	37.6	170	9%	19%
000543.SZ	皖能电力	1217	12.0	20.1	28.1	40.2	225	7%	15%
000600.SZ	建投能源	1177	11.7	19.4	27.2	38.8	216	7%	15%

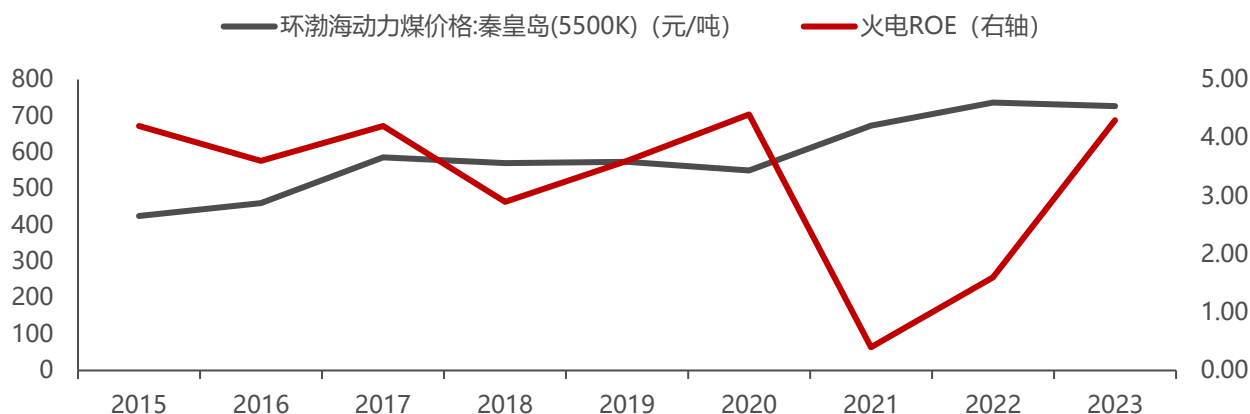
资料来源：各公司 2024 年年报，民生证券研究院预测；注：2024 年火电/煤电营收规模中华能国际和申能股份为煤电板块收入，其余为火电板块收入，皖能电力根据营收 95%占比来估算火电收入。

火电逐步向调峰角色过渡，随着新能源全面入市，火电调峰价值凸显，助力风光消纳的辅助服务收入有望持续增加。目前，火电企业逐步完善以容量电费、电量电费、调节性电费组成的三部制煤电收益体系。4 月 29 日，国家发改委、国家能源局正式印发《电力辅助服务市场基本规则》，其中明确调频、备用、爬坡等有功辅助服务市场与现货市场可独立出清，具备条件时推动与现货市场联合出清。我国电力辅助服务经历了较长的发展过程，可以大致区分为无偿服务、计划补偿、部分品种市场化 3 个阶段。截至 2024 年，全国已有 16 个省建立调峰市场、15 个省建立调频市场、6 个区域试点备用市场。2024 年全国电力辅助服务费用达 1680 亿元，同比增长 28%，全国调峰市场中标电量达到 1204 亿千瓦时，有力促进了新能源消纳。

容量电价确定性提升，新能源入市后火电调峰收益有望增加，多重收益体系下，煤电盈利稳定性相对较强，企业 ROE 也趋于平稳。煤电执行单一制电价时期，煤电厂的业绩主要受煤炭价格周期的影响，由于 2021 年煤价大幅上涨，煤炭企业盈利颇丰，火电企业多为亏损，ROE 显著下滑，在 2023 年煤价大幅下跌后，火电企业转为盈利，ROE 明显提升。2024 年小比例执行容量电价以来，容量收入占火电总收入比重有所提升，大概占比 5%-9%左右，但无法覆盖绝大多数固定成本，

因此煤电厂业绩仍主要受煤价变动影响，在煤价大跌后 2024 年火电企业业绩呈现高增长。在 2026 年容量电价执行比例提升 1.4-1.7 倍后，煤电企业盈利能力受煤价的边际影响减弱，三部制收益模式有望平滑煤价的周期性波动，未来收益趋于稳定。

图10：煤价与火电 ROE 趋势 (%)



资料来源：ifind，民生证券研究院

1.3.2 盈利改善下，分红率进一步提升，火电股息率值得期待

多重收益预期稳定火电企业盈利，在资本开支进一步放缓下，各企业分红率也能继续提升，个股股息率值得重点关注。多家火电企业提升股东回报规划，随着后续公司火电及新能源资本开支放缓，叠加煤价短期维持低位，容量电价有望进一步提升，公司业绩及分红率有望进一步提升。其中建投能源承诺 24-26 年分红比例提升至 50%；内蒙华电承诺 25-27 年公司分红比例不低于 70%；国投电力承诺 24-26 年分红比例不低于 55%。

表4：各火电企业股息率情况

证券代码	证券名称	2024 年分 红比例	预测 PB(2025)	预测 PE(2025)	总市值 (亿 元)	预测股 息率	归母净利润 25E (亿 元)	归母净利润 26E (亿元)
600886.SH	国投电力*	55%	1.78	18	1236	3.1%	70.6	73.0
600011.SH	华能国际	42%	0.87	10	1037	4.2%	116.6	125.4
600795.SH	国电电力	20%	1.22	11	820	1.7%	71.8	81.0
600023.SH	浙能电力	50%	0.94	10	715	4.9%	69.9	74.9
600027.SH	华电国际*	23%	0.90	9	573	2.7%	65.5	71.9
601991.SH	大唐发电	26%	0.79	12	504	2.2%	51.8	57.3
600642.SH	申能股份*	56%	1.13	11	439	5.2%	40.7	44.0
001286.SZ	陕西能源	45%	1.28	12	340	3.9%	29.5	33.9
000883.SZ	湖北能源	36%	0.86	14	302	2.6%	21.9	25.1
600578.SH	京能电力	47%	0.92	7	291	6.5%	40.8	44.9
002608.SZ	江苏国信	12%	0.83	8	281	1.4%	33.1	34.3
600863.SH	内蒙华电	62%	1.39	11	263	5.8%	24.7	26.3
600021.SH	上海电力	39%	0.83	9	256	4.1%	27.0	30.3

600098.SH	广州发展	55%	0.84	12	227	4.6%	19.0	21.3
000539.SZ	粤电力 A	11%	0.95	30	206	0.4%	7.6	11.1
000966.SZ	长源电力	35%	1.50	14	177	2.6%	12.9	16.7
000543.SZ	皖能电力*	35%	0.92	8	169	4.5%	21.6	22.0
000600.SZ	建投能源	44%	1.07	12	118	3.6%	9.5	10.6

资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院；注：*归母净利润为民生证券研究院预测，其余归母净利润预测值选择同花顺 ifind 各年度预测归母净利润平均值；预测 PB 跟 PE 值基于 2025 年 5 月 15 日交易日数据；预测股息率基于 2024 年分红比例与预测 PE 值计算。

2 绿电：新能源全面入市，绿电未来逐步清晰

2.1 绿电供给侧扩张放缓，“以量为先”转向“以质为先”

未来随着风电光伏新增装机快速增长，风电光伏装机超过火电将成为常态，但在电价改革、消纳承压等多重因素影响下，目前新能源投资呈现“以量为先”向“以质为先”转变的特点，在新能源全面入市情形下，较高发电利用小时数的风电项目电价更能抗跌，项目收益率有望预期更加稳定。2025Q1，我国风电光伏发电合计新增装机 7433 万千瓦，累计装机达到 14.82 亿千瓦（其中风电 5.36 亿千瓦，光伏发电 9.46 亿千瓦），首次超过火电装机（14.51 亿千瓦）。根据各绿电企业装机规划，2025 年装机规划有所放缓，多家企业从以规模扩张为目的转变为以项目收益考量为先的发展方式。

表5：截至 2024 年底各绿电公司装机容量及 2025 年计划新增装机容量情况（万千瓦）

证券代码	证券名称	总装机容量	风电	光伏	2024 年新增装机容量	2025 年计划新增装机容量
1811.HK	中广核新能源	5683	3686	1931	1153	-
1798.HK	大唐新能源	1885	1448	436	343	-
0956.HK/600956.SH	新天绿色能源/ 新天绿能	696	659	37	80	100
600905.SH	三峡能源	4796	2243	2427	792	500
001289.SZ/0916.HK	龙源电力	4114	3041	1070	748	500
601016.SH	节能风电	618	618	-	69	-
000537.SZ	中绿电	1845	394	1442	1284	405
000591.SZ	太阳能	608	-	608	140	150
600032.SH	浙江新能	646	203	329	120	-
603693.SH	江苏新能	170	134	25	4	-
600821.SH	金开新能	555	151	391	107	100
600163.SH	中闽能源	96	91	2	0	-
0836.HK	华润电力	8244	551	448	512	1000

资料来源：各公司公告，各公司年报，民生证券研究院

供给侧调整：各大央企在“十四五”期间大力扩张新能源装机规模，快速实现当期清洁能源装机目标，但光伏电价下行压力较大，当前布局格局仍呈现重风电或水电，而轻光伏的特点。根据五大能源集团公布的“十四五”期间清洁能源装机规划，2025 年国家能源集团清洁能源装机将达到 40%，华能、大唐达到 50%，华电、国家电投达到 60%。

表6：截至 2024 年底五大电力央企“十四五”规划目标完成情况（单位：万千瓦）

发电集团	发电装机容量	可再生/清洁能源装机	可再生/清洁能源占比	“十四五”目标
国家能源集团	3.4 亿千瓦	1.4 亿千瓦	超 40%	40%
华能集团	2.6 亿千瓦	新能源装机 9500 万千瓦	51.80%	超过 50%
国家电投	2.6 亿千瓦	1.93 亿千瓦	72.71%	60%
华电集团	2.4 亿千瓦	1.09 亿千瓦	56.20%	接近 60%

大唐集团

2 亿千瓦

1.35 亿千瓦

近 50%

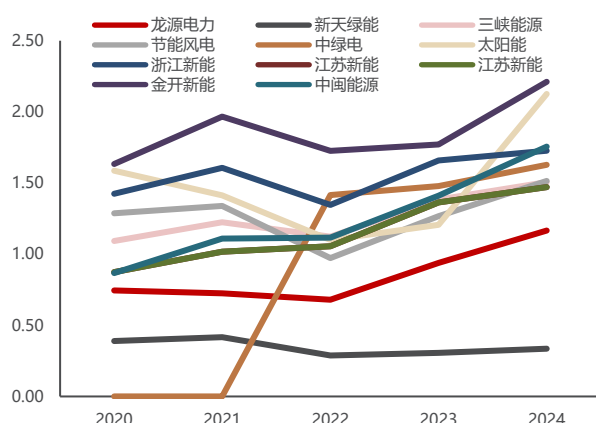
超过 50%

资料来源：CPEM，民生证券研究院

2.2 绿电几大困局待突破，静待博弈后的再平衡

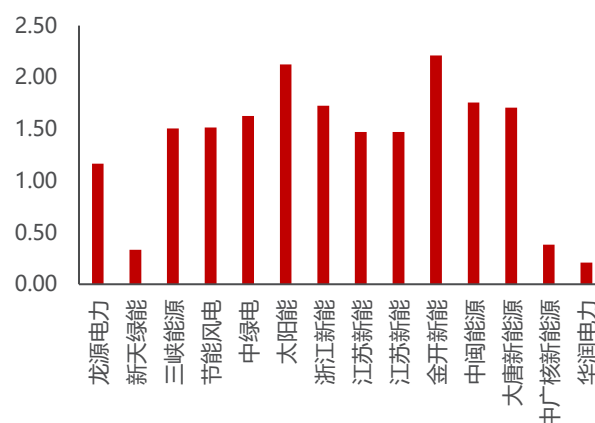
困局一：绿电公司应收补贴占营收比重逐步提升，需关注第二批可再生能源合规清单发放节奏。可再生能源补贴收入通常无固定发放周期且账期较长，部分公司已对应收补贴款项少量计提信用减值损失。可再生能源补贴电费坏账风险较低，一方面该项补贴以国家信用作为背书，实际来源于专项财政资金，最终也是由财政部门等进行拨付，相关主体信用度高，无法收回的风险极低，另一方面国家重视新能源产业的发展，当前补贴回款已经对绿电公司的报表产生一定的影响，因此在大力促进行业可持续健康发展的同时，补贴款的回收必要性也在逐步提高。从应收账款/营收占比来看，金开新能、太阳能比重已经超过 2，大多数绿电公司比例在 1-2 之间。

图11：各公司各年度应收账款/营收比值



资料来源：同花顺 ifind，各公司年报，民生证券研究院；注：中广核新能源和华润电力采用应收补贴款与营业收入比值，其余公司应收账款中大多数来源于可再生能源电价补贴，龙源电力是应收款项融资科目中包含可再生能源补贴。

图12：应收账款/补贴与营业收入比值



资料来源：同花顺 ifind，各公司年报，民生证券研究院；注：中广核新能源和华润电力采用应收补贴款与营业收入比值，其余公司应收账款中大多数来源于可再生能源电价补贴，龙源电力是应收款项融资科目中包含可再生能源补贴。

困局二：绿电消纳压力仍较大，尤其在西部地区弃风和弃光率居高不下。

1) 消纳场景拓宽：电解铝等高能耗行业促进绿电强制消费，推动算电融合，提升数据中心绿电使用比例。2024 年 7 月，国家发展改革委等部门发布《电解铝行业节能降碳专项行动计划》，提出到 2025 年底，电解铝行业可再生能源利用比例达到 25%以上。2025 年 3 月，国家发展改革委等五部门联合发布《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》，首次明确对部分行业提出强制消费绿色电力的要求，国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例在 80%基础上进一步提升。在有条件的地区分类分档打造一批高比例消费绿色电力的绿电工厂、绿电园区等，鼓励其实现 100%绿色电力消费。

2) 电网通道加速建设：我国新能源装机规模增速强劲，电网通道建设滞后，

叠加电网调节能力不足，影响绿电的跨区消纳。“十四五”期间，国网规划建设特高压工程“24 交 14 直”，涉及线路 3 万余公里，变电换流容量 3.4 亿千伏安，总投资 3800 亿元。国家电网规划 2023 年开工特高压项目“6 直 2 交”，截至 24 年 6 月，已完成“4 直 1 交”的核准和开工（金上-湖北、陇东-山东、张北-胜利（交流）、宁夏-湖南、哈密北-重庆），数量已超过 2022 全年（4 交）。随着特高压西电东送网络的不断构建，将逐步缓解清洁能源的消纳问题，减少电力资源在本地的浪费。

3) 供电模式创新：推动源网荷储一体化项目发展，鼓励试点隔墙售电、绿电直供等直供电模式，突破配电网瓶颈。2024 年 12 月，河南安排 1010 个源网荷储一体化项目，并明确提出要“探索建立通过新能源直连增加企业绿电供给的机制”，明确提出“逐步探索构建离网型微电网，形成稳定的就地绿电供应”战略目标。2025 年 2 月 13 日，江苏省确定首批绿电直连供电试点项目，在全国率先启动由电网企业统一规划建设连接电池企业和绿电电源专线的创新试点。2025 年 3 月，四川省发布方案，提出探索发展“绿电直供”模式，强化园区与周边光伏、风电、水电等电力资源匹配对接。

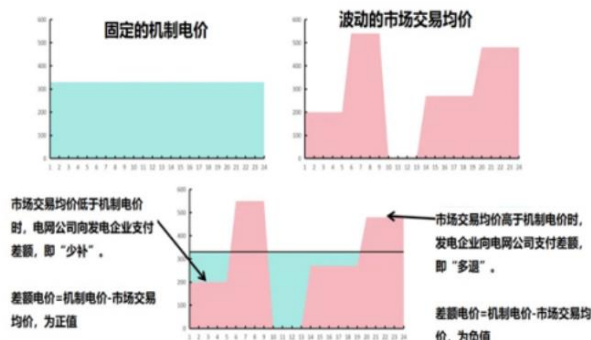
困局三：电价下行压力较大，静待各省市 136 号文细则落地，有利保障存量项目收益。今年初，两部门发布 136 号文推动新能源全面入市以及新能源上网电价全面市场化，截至 5 月 18 日，山东、广东、广西纷纷推出 136 号文细则征求意见稿，均旨在保障存量项目收益，力争实现新能源全面入市，并为新能源发展提供过渡时期的“缓冲垫”。2 月 9 日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（136 号文）。**核心一：明确新能源全电量无差别参与电力市场交易。**政策要求各地在 2025 年底前出台并实施具体方案，意味着新能源全面入市提前至 2025 年，新能源与传统能源在电力市场“场内同权”，有利于促进新能源持续健康发展，推动新型电力系统各环节协同发展，将助力决胜 2030 年前碳达峰战略目标。**核心二：差价合约机制全面落地，保障新能源可持续投资。**1) 按差价结算，相当于为新能源参与市场后的收益“上保险”，对绿电项目收益率有兜底保障作用。存量：机制电价按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价，价格较为明确，存量项目度电收益趋于稳定。增量：机制电价由项目参与竞价形成，竞价上下限需依据各地方政府细则而定，政策要求各地在 2025 年底前出台并实施具体方案。相比较存量项目，增量项目的机制电价最终竞价结果存在波动性，部分企业可能将风光项目提前至 6 月 1 日前并网，稳定项目预期收益率。2) 电网每月按机制电价对机制电量开展差价结算，将市场交易均价与机制电价的差额纳入当地系统运行费，意味本省终端用户将承担一定新能源的消纳成本。

图13：136号文下的新能源项目收入



资料来源：光伏卖碳翁，民生证券研究院

图14：差价结算机制示意图



资料来源：光伏卖碳翁，民生证券研究院

山东作为新能源装机大省，首个明确 136 号文机制电价，且与燃煤标杆一致，有利保障新能源项目投资收益。山东作为首个明确机制电价的省份，征求意见稿提出：1) 2025 年 5 月 31 日前投产的存量新能源项目：机制电价水平统一明确为含税每千瓦时 0.3949 元，该价格与山东燃煤发电基准价相同，对新能源全面入市形成有利保障，有效避免存量项目因入市交易导致收益大幅波动。2) 2025 年 6 月 1 日起投产的增量新能源项目：由省发展改革委会同有关单位明确机制电量规模、执行期限，通过价格竞争方式确定机制电价水平，保障竞争公平性，有利于稳定行业投资预期。**从机制电量分析：**按照去年山东人民政府发布的《关于健全完善新能源消纳体系机制促进能源高质量发展的若干措施》，山东的风电和光伏保障性收购比例仍达到了 70%-85%，高于全国平均水平。本次存量项目机制电量上限需要参考外省新能源非市场化率，可能会参考全国综合平均水平适当优化，机制电量实际比例可能会有所下调。**从机制电价分析：**据颉合科技统计数据，2024 年，山东光伏全部采用被动入市，结算均价 346.45 元/兆瓦时；被动入市风电结算均价 356.88 元/兆瓦时，主动入市风电结算均价为 383.40 元/兆瓦时。从增量项目竞价机制来看，若首次竞价上限原则上不高于该类型电源上年度结算均价，今年首次竞价上限可能会在 0.35 元/千瓦时的范围内。

广东是目前电价压力最大的省份，2025 年广东长协电价 391.86 厘/千瓦时，较燃煤标杆电价下降约 0.06 元/千瓦时，居全国前列，但机制电价方案相对温和，有利保障项目存续期的收益稳定。5 月 17 日，广东出具机制电量跟电价的征求意见稿，增量项目的机制电量 ≤ 90%，增量项目机制电价按入选项目的最高报价确定，且执行期限为海上风电项目 14 年、其他新能源项目 12 年，有利保障项目存续期内收益稳定，助力新能源投资获得稳定效益。

3 算电协同：催生运营新模式，打造电力消费新引擎

3.1 政策支持+AI 等产业发展，力推算电协同一体化运营

政策上要求国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%，算电一体化运营新模式应运而生。《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》提出，到 2025 年底，全国数据中心整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，到 2025 年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。2025 年 1 月，国家发展改革委、国家数据局、工业和信息化部等印发《国家数据基础设施建设指引》，推进算力与绿色电力融合 支持绿电资源丰富的非枢纽节点融入全国一体化算力网建设。《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》则提出，要推进算力与绿色电力融合，促进绿电消纳。

地方政策上也大力推进算力跟绿电结合，拓宽绿电消费场景。2 月 13 日，新疆克拉玛依人民政府发布支持绿色算力中心发展有关扶持政策(试行)，推进算力基础设施绿色高质量发展。1) **绿电补贴**：根据人工智能算力中心新建或技改运营时间，2024 年完成的绿电按 0.06 元/度连补 3 年，2025 年完成的按 0.05 元/度连补 2 年，以此鼓励尽早使用绿电、降低算力中心用电成本并提高绿电占比；2) **算电协同政策**：对特定时间建成投运且满足算力规模要求的新建大型及以上智算中心，以及绿电使用比率达 100%且算力达标的绿色低碳智算化改造项目，给予新能源相关政策支持，推动算电协同发展、保障绿电稳定消纳。

表7：算电协同相关政策

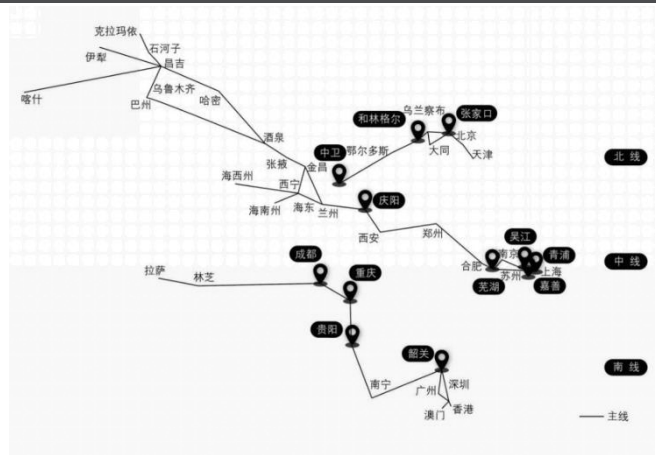
年份	政策名称	主要内容
2021 年	《贯彻落实碳达峰碳中和目标要求 推动数据中心和 5G 等新型基础设施绿色高质量发展实施方案》	新建大型、超大型数据中心原则上布局在国家枢纽节点数据中心集群范围内提高算力能效，新建大型、超大型数据中心电能利用效率不高于 1.3，逐步对电能利用效率超过 1.5 的数据中心进行节能降碳改造。
2024 年	《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》	开展算力、电力就近供电、聚合交易、就地消纳的“绿电聚合供应”模式；提高数据中心绿电占比，加强数据中心余热资源回收利用。
2024 年	《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》	到 2025 年底，全国数据中心布局更加合理，整体上架率不低于 60%，平均电能利用效率降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。到 2025 年底，算力电力双向协同机制初步形成，国家枢纽节点新建数据中心绿电占比超过 80%。
2025 年	《国家数据基础设施建设指引》	推动实现“瓦特”产业向“比特”产业转化，强化枢纽节点与非枢纽节点的协同联动，支持绿电资源丰富的非枢纽节点融入全国一体化算力网建设。加强大型风光基地和算力枢纽节点协同联动，把绿色电力转换成绿色算力。
2025 年	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》	要推进算力与绿色电力融合，促进绿电消纳。

资料来源：人民日报，人民网，百度百科等，民生证券研究院

需求带动下，国家启动“东数西算”工程，布局八大算力节点及十大数据中心，

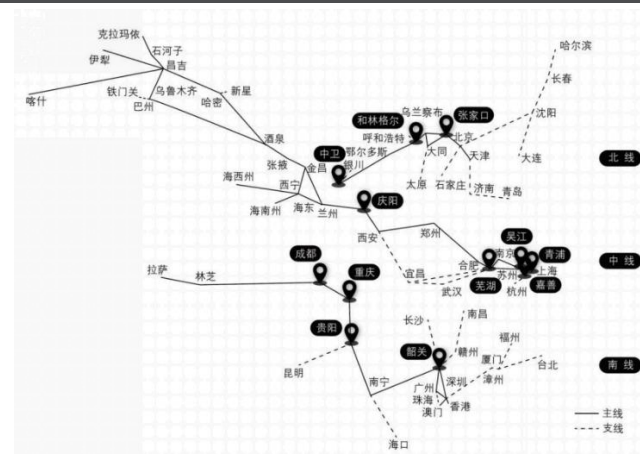
全国一体化协同发展。8个国家算力枢纽节点分别为：内蒙古枢纽、宁夏枢纽、甘肃枢纽、成渝枢纽、贵州枢纽、京津冀枢纽、长三角枢纽和粤港澳枢纽。围绕这8个国家算力枢纽，10个国家数据中心集群分别是张家口集群、长三角生态绿色一体化发展示范区集群、芜湖集群、韶关集群、天府集群、重庆集群、贵安集群、和林格尔集群、庆阳集群、中卫集群。国家算力大通道的布局同步贯通八大枢纽节点，同时带动风光水电等清洁能源丰富、区位优势突出、产业基础较好的非枢纽节点地区发展绿色算力，承接东部算力需求。

图15：算力大通道主干线布局



资料来源：国家信息中心，民生证券研究院

图16：算力大通道主干线和支线布局



资料来源：国家信息中心，民生证券研究院

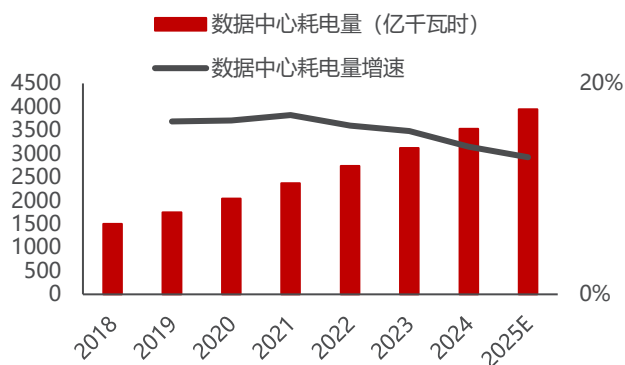
表8：八大全国一体化算力网络国家枢纽集群算力规模

枢纽节点	枢纽集群	已建/在建规模（单位：Pflops）				规划规模	
		通用算力	超算算力	智能算力	总算力规模	智能算力	总算力规模
京津冀	张家口	8100	-	14690	22800	> 35000	50000
内蒙古	和林格尔	-	-	47700	50600	79000	84000
甘肃	庆阳	-	-	-	50000	-	100000
宁夏	中卫	-	-	-	31000	> 640000	800000
成渝	重庆	3000	51	3000	6051	> 7000	14000
	天府	-	-	-	29000	> 24000	40000
长三角	长三角生态/芜湖	-	-	-	-	45000	-
贵州	贵安	-	-	49500	55000	-	150000
粤港澳大湾区	韶关	-	-	-	50600	19000	38000

资料来源：通信产业报等，民生证券研究院

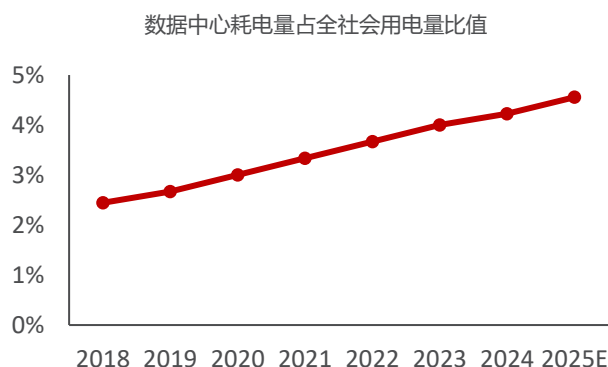
数据中心推高全球地区电力需求，清洁能源需求也快速增长。IEA 数据显示，全球数据中心、人工智能等相关电力需求将从 2022 年的 460 太瓦时上升至 2026 年的 620-1050 太瓦时。人工智能产业加速发展，中国智能算力呈现指数级增长，IDC 数据显示，2024 年中国智能算力规模达 725.3EFLOPS，同比增长 74.1%，预计 2025 年中国智能算力规模将达到 1037.3EFLOPS，2026 年达到 1460.3EFLOPS，2028 年达 2781.9EFLOPS。2023-2028 年中国智能算力规模和通用算力规模的五年年复合增长率分别达 46.2%和 18.8%。《数据中心综合能耗及其灵活性预测报告》指出，到 2030 年，我国数据中心用电负荷将达 1.05 亿千瓦，全国数据中心总用电量约为 5257.6 亿千瓦时，用电量将占全社会总用电量 4.8%。

图17：2018-2025 年中国数据中心耗电量及增速预测



资料来源：产业信息网，电力电子实验室，民生证券研究院

图18：数据中心耗电量占全社会用电量比值



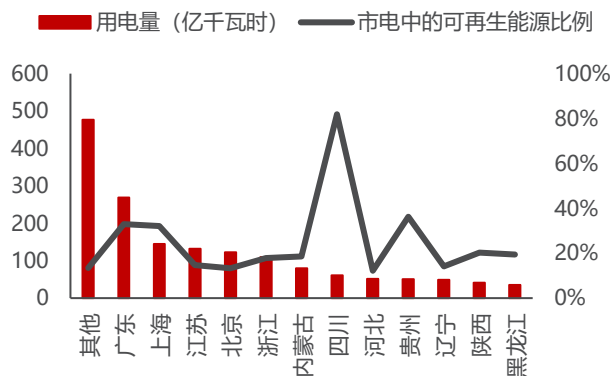
资料来源：产业信息网，电力电子实验室，民生证券研究院

数据中心电力成本占运营总成本 60%-70%。数据中心的电力能耗主要来源于 IT 设备、制冷设备、供配电系统和照明等其他设备的能源消耗，其电力成本占运营总成本的 60%-70%。陈晓红等人发表的论文《我国算力发展的需求、电力能耗及绿色低碳转型对策》提出每年训练 50 次 ChatGPT 年耗电量至少需要 11.83 亿千瓦时，折合 1Elops 算力所需年耗电量为 8.6 亿千瓦时。

算力绿色化路径包括：1) 数据中心逐步降低 PUE 值，提升算力绿色化程度。

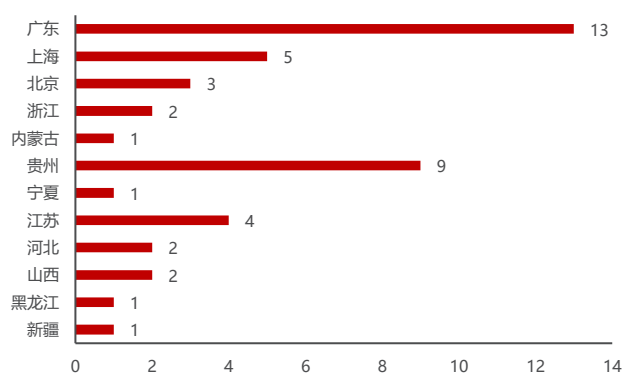
PUE 值就是衡量数据中心能耗水平的重要指标，PUE 值越接近 1，表示一个数据中心的能效水平越好，绿色化程度越高。2024 年 8 月 2 日，国家四部门联合印发《数据中心绿色低碳发展专项行动计划》提出到 2025 年底，全国数据中心布局更加合理，PUE 值降至 1.5 以下，可再生能源利用率年均增长 10%，平均单位算力能效和碳效显著提高。2) 提升绿色电力应用比例，降低整体碳排放。当前中国的电力结构仍以火电为主，在数据中心供电结构中，火电占比超过 70%。2018 年中国数据中心行业可再生能源电力使用量占比为 23%，低于可再生能源在中国全社会电力消费量的占比 26.5%。当前中国数据中心可再生能源推广处于起步阶段，随着绿电消费场景拓宽，未来绿电在算力场景中消费比重将逐步提升。

图19：2018 年我国主要数据中心用电量及市电中可再生能源比例



资料来源：北京能源协会，民生证券研究院

图20：2018 年我国主要数据中心数量分布情况

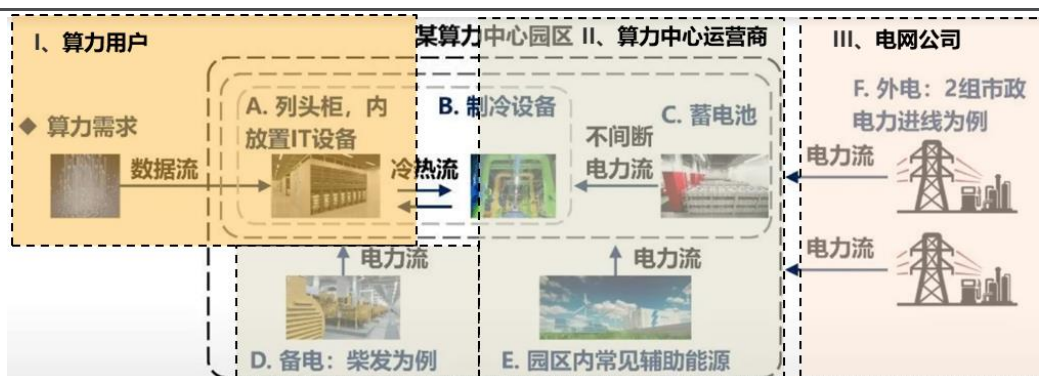


资料来源：北京能源协会，民生证券研究院

3.2 算电协同：风光+垃圾焚烧发电运营模式的新探索

算力中心基本供能结构中的算电耦合点，是算电协同的物理基础。1) 算力需求由 IT 设备处理，IT 设备放置于列头柜内，列头柜经由 UPS 供电。2) 列头柜内的 IT 设备由制冷设备维持在适宜的温度区间，制冷设备等动力设备部分经由 UPS 供电，部分直接由低压总配电柜供电。3) UPS 系统配备蓄电池，在主电源中断时，维持关键设备无间断运行至少 15 分钟，确保了算力中心的供电可靠性。4) 备电是用于保障算力中断时若干小时或能够继续运几个月等较长时间的关键基础设施。柴油发电系统是算力中心当前的主流备电之一。5) 园区内其他辅助能源包括：光伏、用户侧独立储能等设备，主要用于探索智慧低碳园区、小规模源网荷储等。6) 外电是算力中心的主电源，市电是算力中心当前的主流外电之一。

图21：算力中心园区基本供能结构



资料来源：2024 年 8 月，郭庆来，《算力电力协同：思路与探索》，民生证券研究院

算电协同可以促进绿电消纳，同时对数据中心进行节能降耗。1) “点”协同：直接提高数据中心绿电占比，实现节能降耗；2) “线”协同：高效整合电网跟通信网；3) “域”协同：降低区域数据中心集群冗余电源配置，提升资源利用效率；4) “面”协同：算力网与电力网协同运行，实现算电资源大范围协调共济。

图22：算电协同路径



资料来源：碳达峰中和，2024 年 12 月，马溪原等，《电力算力协同：需求、理念与关键技术》，民生证券研究院

3.2.1 风光发电与 IDC 协同，新场景促进电力消纳

新能源的消纳也是推动各地建设算力中心的重要动力之一，算电协同发展能够促进绿电消费，提升西部地区绿电消纳能力。部分西部地方政府通过提供财政补贴、税收优惠等激励措施，政府鼓励算力中心与新能源项目的结合，促进绿色算力与新能源产业协同发展。中国移动（西宁）绿电智算融合示范基地项目以“绿色能源+智能算力”为核心，通过风能、太阳能等清洁能源为数据中心提供电力，同时采用风光储一体化供电方式，确保数据中心的高效运行。以象州县能源智慧算力中心项目为例，该项目中包含了 300MW 风力发电工程，直接为算力中心提供电力支持，不仅满足了算力中心的高能耗需求，还有效促进了当地风能的开发利用，提高了新能源的消纳比例。

表9：风光发电协同 IDC 相关项目

公司名称	日期	合作概览	具体模式
国电投黄河水电、青海移动	2025 年 1 月	中国柴达木绿色微电网算力中心示范项目	中国柴达木绿色微电网算力中心示范项目在青海省格尔木市启动。国家电投集团黄河上游水电开发有限责任公司负责项目配套电源建设，包括光伏、储能、微电网、能量管理系统等。其中，光伏区绿色算力“GCP”区域将采用黄河公司自主研发、制造的高效 IBC（交叉指式背接触电池）单晶双面组件，电源项目建成后每年可向算力中心供电 1.26 亿千瓦时，年均可节约标煤 4.21 万吨，减少二氧化碳排放 11.55 万吨。
中国联通/天合光能	2024 年 8 月	三江源绿电智算融合示范微电网	中国联通/天合光能三江源绿电智算融合示范微电网项目举行开工仪式，该项目是西宁市首个采用“风光储充+算力中心”协同调度管理模式的算力中心绿色微电网项目。该项目总装机容量约 6MW，每年可为算力中心提供约 1000 万千瓦时零碳绿色电力。该项目采用全额自发自用模式运营，充分挖掘微电网系统与算力负荷的协同效应，以及储能系统的快速响应补偿能力，可实现 100% 的绿电消纳。
大唐集团	2024 年 10 月	中国大唐集团数据中心（乌兰察布）项目	中国大唐集团数据中心（乌兰察布）项目位于内蒙古自治区乌兰察布市察哈尔高新技术开发区益武堂大数据园区，整体建设规模约 8 万平方米，将分三期建设，总投资 34 亿元，共规划 6400 个机柜。按照所有机柜满载服务器等云资源计算，该数据中心算力可达 6000P，相当于 1000 万台高性能计算机的算力。
山高控股/华为	2025 年 5 月	山东高速集团与华为技术有限公司签署战略合作协议	山高控股锚定“电算一体化”战略，推动新能源、算力两大赛道协同联动，落地了包括乌兰察布源网荷储融合项目等重要合作。山东高速集团与华为合作的核心内容是打造“绿色算力+清洁能源”双轮驱动的合作模式，共同开发“零碳智慧园区”，开展车路协同、智能驾驶大模型等智慧交通方面的合作。
华电新能源	2024 年 2 月	“全国一体化算力网络”和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目	“全国一体化算力网络”和林格尔数据中心集群绿色能源供给示范项目总容量 36 万千瓦建设指标，其中：风电装机容量为 30 万千瓦、光伏装机容量为 6 万千瓦，同步配建 18%、4 小时的电化学储能。
甘肃能源	2025 年 3 月	庆阳绿电聚合试点项目一期工程	庆阳绿电聚合试点项目一期工程装机规模 100 万千瓦。其中：风电项目 75 万千瓦，光伏项目 25 万千瓦，动态总投资为 448,360.74 万元，资金来源中资本金占总投资的 20%，其余为银行贷款等。庆阳绿电聚合试点项目一期工程就近接入公网，充分利用公网调节能力，园区用电量约 55% 通过调度和交易实现发用优先匹配，新能源多发电力可以上网参与市场交易，增加收益，实现新能源最大化消纳。

资料来源：中国新闻网，青海省人民政府网等，民生证券研究院

3.2.2 孕育新商业模式，开启垃圾焚烧发电的新纪元

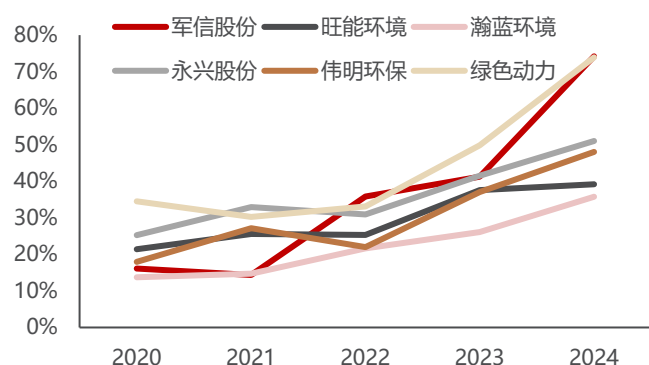
垃圾焚烧发电与 IDC 协同的优势：1) 常建于负荷中心附近，相较远离市区的火电厂更具地理优势，可以缩短算力调用时间，满足实时数据处理需求；2) 发电稳定性强，年均利用小时数可达 7000 小时甚至更高，持续提供稳定电力；3) 垃圾焚烧项目具有能耗优化优势，可以利用废热结合溴化锂制冷与液冷技术，降低 IDC PUE 值，综合效能提升显著。**以上海浦东黎明智算中心为例**，该项目于 2024 年 7 月动工，预计 2025 年 10 月投入使用。项目可提供高达 12.7EFLOPS 算力，并且充分利用垃圾焚烧电厂的绿色能源降低 PUE。黎明垃圾焚烧 2000 吨/日产能可直接供应算力中心 70% 的绿电，此外，采用厂内蒸汽和热水等余热资源并配套溴化锂机组，二期供能还将引入 lng 相变余冷，从而降低 PUE 值和碳排放。

表10：垃圾焚烧发电协同 IDC 相关项目

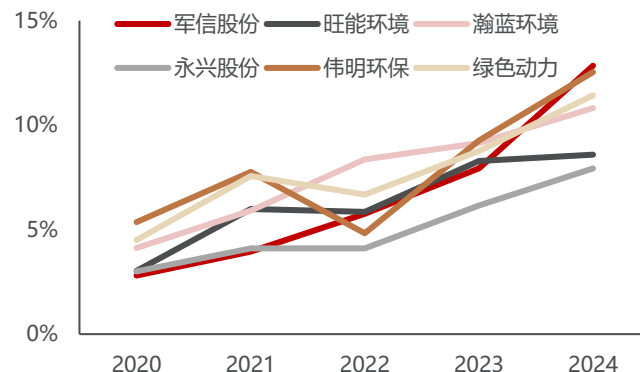
公司名称	日期	合作概览	具体模式
浦发环保	2023.5.15	建设黎明智算中心垃圾焚烧电厂	浦发环保在旗下黎明垃圾焚烧电厂就近建设绿色数据中心,该项目于 2024 年 7 月动工，预计 2025 年 10 月投入使用。项目可提供高达 12.7EFLOPS 算力，并且充分利用垃圾焚烧电厂的绿色能源降低 PUE。其中黎明垃圾焚烧 2000 吨/日产能可直接供应算力中心 70% 的绿电；同时垃圾焚烧厂产生的蒸汽、热水等余热还可为算力中心空调供能，从而降低电能使用效率 (PUE) 和碳排放。
军信股份	2025.3.3	与吉尔吉斯奥什签订项目框架协议	与吉尔吉斯奥什签订《垃圾科技处置项目框架协议》。该项目垃圾处理规模为每日 2000 吨，并将根据奥什市政府收集和运输的垃圾数量逐步扩建，涵盖绿电中心、供热中心和算力中心。
伟明环保	2025.5.14	与中国移动进行战略合作	双方拟以温州龙湾垃圾处理项目周边区域为项目核心区，联合规划建设高标准算力中心。该项目将充分利用已有的绿色电力资源与基础设施条件，通过整合能源供给、土地资源、技术能力和生态合作资源，共同打造低碳高效、具备示范意义的全国性“绿电+算力”标杆项目。
	2025.3.15	与龙湾区携手共建智算中心	以智算中心为基石，以联合实验室为引擎，以示范标杆为引领，以应用场景为载体，打造数字经济与实体经济融合发展的新范式。

资料来源：上观网，北极星垃圾发电网等，民生证券研究院

垃圾焚烧发电企业开启新纪元：1) 对于有补贴项目，商业模式从 ToG 转向 ToB，垃圾焚烧发电企业现金流得以改善。传统垃圾焚烧企业应收账款较多，主要是尚未收到国补收入、地方政府的财政支付欠款以及垃圾处理费等，补贴款账期较长，随着项目运营时间积累，应收补助款项积累，使得应收账款有所增加。IDC 与垃圾焚烧发电协同发展，通过“发电+供冷”复合收入模式来改善现金流结构。相较于政府补贴，数据中心客户付款账期更短、收入确定性更高，新的收入模式能够降低应收账款比例，大幅改善现金流，同时减少应收账款减值风险，增厚企业盈利。

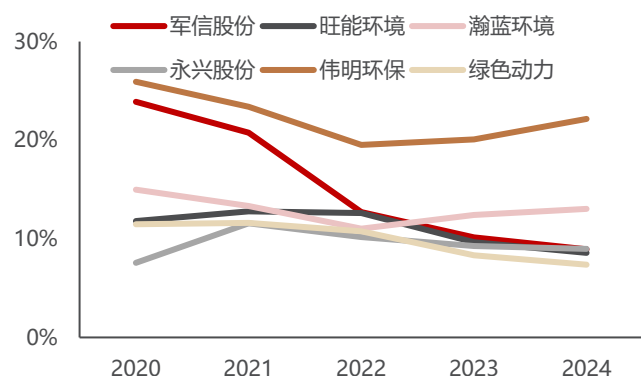
图23：各环保公司应收账款/营业总收入比重


资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

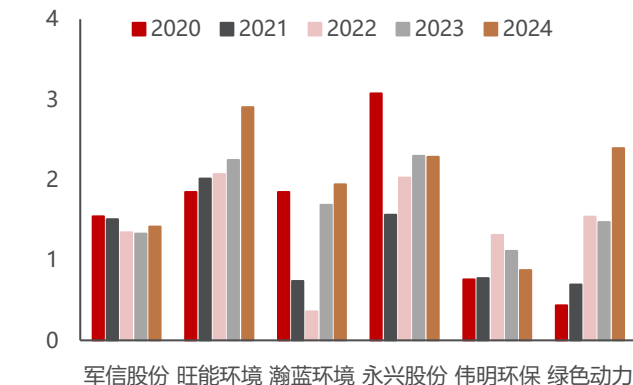
图24：各环保公司应收账款/资产总额比重


资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

2) 对于无补贴项目，直供电价若小幅提升，能够增加垃圾焚烧发电企业收益，ROE 有望提升。 2021 年国补退出前，垃圾发电电价构成：垃圾焚烧发电电价 (0.65 元/度) = 当地脱硫燃煤机组标杆上网电价 (0.25 元/度到 0.5 元/度范围内各地不同) + 省级电网负担 (0.1 元/度) + 国家可再生能源电价附加基金负担 (剩余部分)。2021 年国补退出后，吨垃圾上网电量 280 千瓦时以内执行的电价就变成 (当地脱硫燃煤机组标杆上网电价 + 省级电网负担 0.1 元/千瓦时)，超出 280 千瓦时以上的上网电量，其执行的电价为当地脱硫燃煤机组标杆上网电价。智算中心在北京、上海、韶关等城市，数据中心的电费普遍在 0.8-1.2 元/千瓦时，用电成本偏高，因此垃圾焚烧发电企业市场化供电给智算中心，不仅能够帮助数据中心降本，而且给企业增厚直接收益。2021 年国补退坡后垃圾焚烧企业 ROE 大幅下降，随着部分企业自身进行开源增收、节能增效，ROE 有所恢复，但整体仍处于偏低水平，垃圾焚烧发电协同 IDC 发展，有望推动 ROE 提升，板块估值也有望进一步修复。

图25：各公司各年度 ROE 情况


资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

图26：各公司经营活动现金流量净额/净利润比值


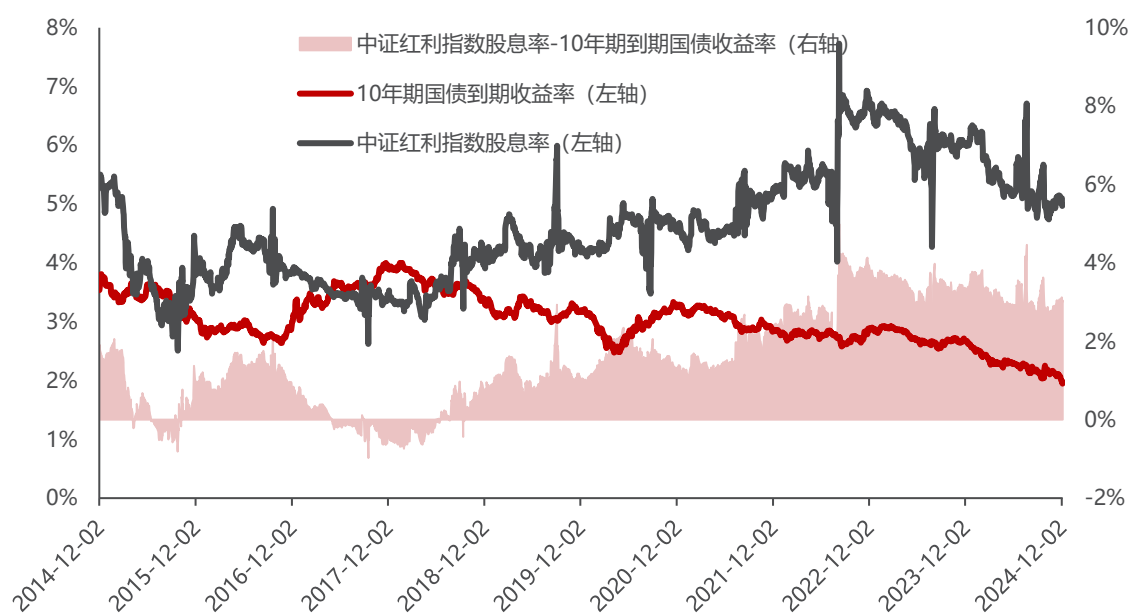
资料来源：同花顺 ifind，民生证券研究院

4 水核：等待价值的沉淀，践行长期主义

4.1 水电：低利率背景下的溢价优势

红利指数股息率相对于国债到期收益率的风险溢价较高，2024 年长江电力股息率 3.09%，股息率常年高于 10 年期国债收益率，具备较优配置性价比。我们回顾过往市场风格轮动规律，2019-2022 年大盘价值风格表现较弱，成长板块大幅上涨，而 2023 年价值风格开启回归，红利行情先是经历一年多的估值修复过程，随着市场避险情绪的升温，2024 年三季度红利行情一直持续，长江电力等电力个股屡创新高。9 月末，国家发布一系列经济刺激政策，A 股市场情绪回暖，市场风格向成长风格切换，红利资产一路回调。我们将红利资产的股息率与以 10 年期国债到期收益率为代表的无风险利率做比较，股息率相对于无风险利率的风险溢价越高，红利资产的性价比就越高。2024 年长江电力股息率显著高于 10 年期国债收益率，仍具备溢价优势。

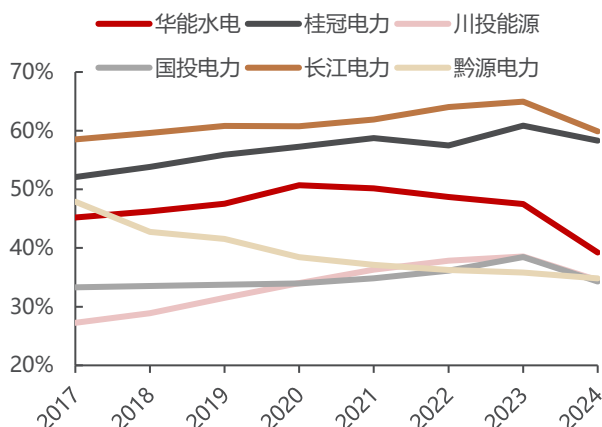
图27：中证红利指数收益率及 10 年期国债到期收益率对比



资料来源：iFinD，民生证券研究院

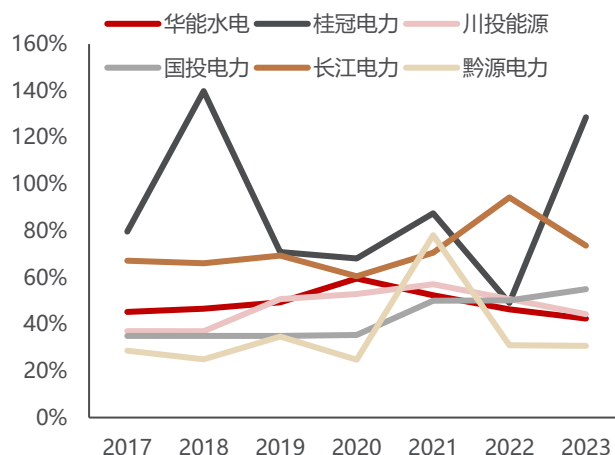
“类债券”属性：水电电价波动相对较小，大型水电站来水稳定，低成本保障其盈利能力，因此水电公司具备稳定的现金流，且维持高分红，类债资产特征明显。我们共选取华能水电、桂冠电力、川投能源、国投电力、长江电力、黔源电力 6 个主要个股，其中长江电力和国投电力的分红比例常年维持高水平，截至 2024 年上市以来分红率分别为 59.86%、58.29%，2023 年年度分红比例为 73.66%、128.59%，其余个股也长期保持着较高分红比例。总体来看，水电板块具有高分红特点，具备长期配置价值。

图28：板块个股上市以来分红率（%）



资料来源：iFinD，民生证券研究院

图29：板块个股年度分红比例（%）

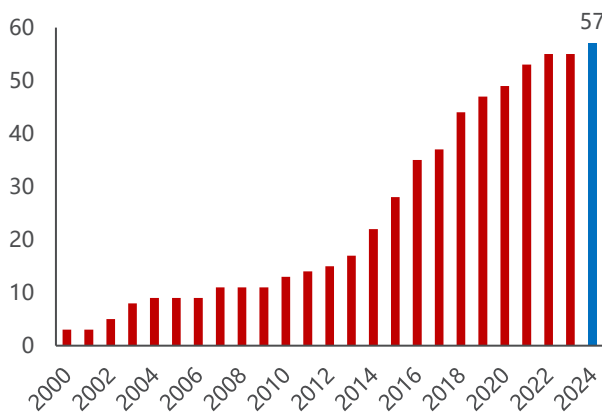


资料来源：iFinD，民生证券研究院

4.2 核电：装机确定性成长，长久期资产盈利提升

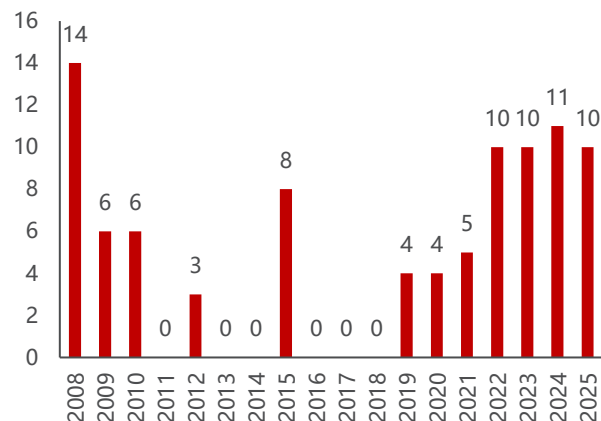
中国核电行业发展规模和节奏已进入新常态，步入密集核准期，2030 年在运机组数量接近翻倍。自 2000 年至 2024 年，中国核电行业历经缓慢发展期、加速投运期和短暂放缓期，增至 57 台。近年来中国新核准电机组数量有所回升，2019-2025 年核准核电机组数量分别达 4/4/5/10/10/11/10 台，核准节奏加快，待建机组数达新高。假设未来也将维持 8-10 台核准节奏，经我们测算，2030 年在运机组有望达 93 台，2035 年在运机组有望达 149 台。

图30：2000-2024 年中国在运核电机组（台）



资料来源：国家原子能机构，中国电力，国际电力网，中国气候变化信息网，中国政府网，民生证券研究院

图31：2008-2025 中国历年核准核电机组数量（台）

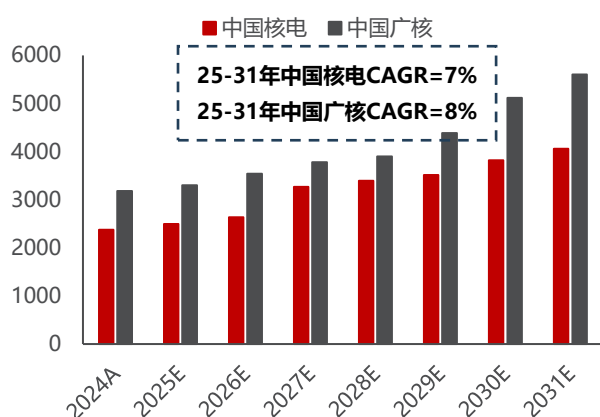


资料来源：财新网，新浪财经，澎湃新闻，发展改革委，民生证券研究院

成长性：核电运营商装机规模成长性确定，2025-2031 年中国核电在运装机容量年复合增长率达 7%，中国广核在运装机容量年复合增长率达 8%。截至 2025 年 5 月，中国核电控股在运核电机组 25 台，总装机容量为 2375 万千瓦，在建及核准待建共 15 台机组。中国广核管理 28 台在运核电机组，装机容量分别为 3179.8 万千瓦，在建及核准待建共 20 台。

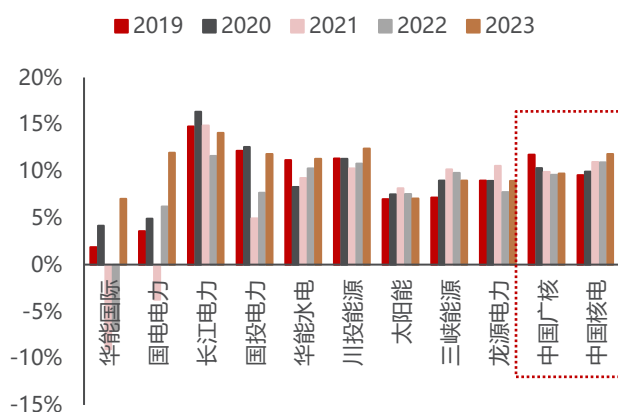
稳定性：核电运营类似水电，经营期大于折旧期，随着旧机组折旧期和偿贷期到期，机组 ROE 水平有望提升，新机组逐步投运贡献现金流后远期分红比例有望提高。对于主要核电运营企业来说，核电商业模式类似水电，正式投产之前会有大规模的资本开支，现阶段华龙一号单位造价约为 1.6 万元/kw，AP1000 单位造价约为 2 万元/kw，在经历折旧和连本带息偿贷期后，迎来稳定净回报期。据中国核电公告，三代核电机组综合折旧年限为 35 年，三代核电站设计寿命 60 年，在折旧结束后将迎来 25 年净回报期，长期资产盈利增长可观。

图32：2025-2031 年中国核电和中国广核在运核电机组装机容量预测（万千瓦）



资料来源：公司公告，公司官网，腾讯网，新浪财经，澎湃网，中国工业新闻网等，民生证券研究院

图33：各年度主要发电企业 ROE (%)



资料来源：公司公告，公司官网，腾讯网，新浪财经，澎湃网，中国工业新闻网等，民生证券研究院

5 投资建议

5.1 行业投资建议

投资主线一：大水电业绩稳健，低国债到期收益率背景下，红利资产具备较强的配置性价比，水电推荐【长江电力】、【华能水电】，谨慎推荐【国投电力】、【川投能源】；核电：进入常态化审批阶段，长期成长性和盈利性俱佳，推荐【中国核电】，谨慎推荐【中国广核】，建议关注国电投核电运营平台【电投产融】。

投资主线二：关注煤价、年底长协电价落地预期差及明年容量电价提升的共振，火电业绩改善有望持续。对于部分用电需求增速较高且电力供给格局清晰的地区，电价韧性相对较强，在电力供需偏紧情形下火电发电量也有一定保障，推荐【福能股份】、【申能股份】，谨慎推荐【华电国际】、【江苏国信】、【浙能电力】、【皖能电力】。

投资主线三：136 号文细则执行在即，绿电未来逐步清晰，板块估值有望重塑。当前各大企业进行能源转型布局时倾向投资风电资产，尤其是海风处于高景气周期中，项目收益率较高，看好风电运营占比较高的优质运营商，建议关注【中闽能源】、【新天绿能】，重点推荐【福能股份】；风电资产占优，装机规模具备较大成长性，重点推荐【三峡能源】，谨慎推荐【龙源电力】、【中绿电】、【浙江新能】。

投资主线四：继续关注行业公司重组并购方向。展望今年，远达环保、电投产融重组有望迎来新进展，中国广核资产待注入，湖南发展等地方运营平台也在做资产整合。资产重组并购是政策支持方向，后续整合催化不断，仍持续关注资产整合相关标的【远达环保】、【电投产融】、【湖南发展】。

投资主线五：垃圾焚烧发电企业实现热电联供、固废协同处理及 IDC 减碳等多元化布局，建议关注【旺能环境】、【军信股份】、【中科环保】等。

表11：重点公司盈利预测、估值与评级

股票代码	公司简称	收盘价 (元)	EPS (元)			PE (倍)			评级
			2024A	2025E	2026E	2024A	2025E	2026E	
601985	中国核电	9.55	0.46	0.50	0.54	21	19	18	推荐
003816	中国广核	3.64	0.21	0.21	0.22	17	17	17	谨慎推荐
600483	福能股份	9.55	1.07	1.05	1.21	9	9	8	推荐
000543	皖能电力	7.39	0.91	0.95	0.97	8	8	8	谨慎推荐
001289	龙源电力	16.57	0.75	0.78	0.90	22	21	18	谨慎推荐
600025	华能水电	9.99	0.44	0.50	0.55	23	20	18	推荐

资料来源：同花顺 iFinD，民生证券研究院预测；（注：股价为 2025 年 5 月 23 日收盘价）

6 风险提示

1) 宏观经济波动的风险。宏观经济波动导致用电量增速不及预期，供需失衡可能导致发电设备利用小时下降、上网电价下降。

2) 电力市场化改革推进不及预期，政策落实不及预期。可能会影响存量机组的电量消纳，使得新能源装机容量的增速放缓。

3) 新能源整体竞争激烈，导致盈利水平超预期下降。若行业参与者数量增多，竞争加剧下，价格可能超预期下降，导致盈利水平超预期下降。

4) 降水量不及预期。水电的经营业绩主要取决于来水和消纳情况，而来水情况与降水、气候等自然因素相关，可预测性不高。

插图目录

图 1: 2023-2024 各电源品种累计装机容量 (万千瓦)	3
图 2: 截至 2025Q1 各电源品种装机容量 (亿千瓦)	3
图 3: 2022-2023 年各电源品种新增发电量 (亿千瓦时)	4
图 4: 2023-2024 年各电源品种新增发电量 (亿千瓦时)	4
图 5: 2025Q1 各电源品种新增发电量 (亿千瓦时)	4
图 6: 2025 年各电源品种新增发电量预测 (亿千瓦时)	4
图 7: 环渤海动力煤综合平均价格(5500K) (元/吨)	5
图 8: 北方港动力煤指数 (5500K) (元/吨)	5
图 9: 截至 2024H1 各省在“十四五”期间新核准煤电装机量 (万千瓦)	7
图 10: 煤价与火电 ROE 趋势 (%)	9
图 11: 各公司各年度应收账款/营收比值	12
图 12: 应收账款/补贴与营业收入比值	12
图 13: 136 号文下的新能源项目收入	14
图 14: 差价结算机制示意图	14
图 15: 算力大通道主干线布局	16
图 16: 算力大通道主干线和支线布局	16
图 17: 2018-2025 年中国数据中心耗电量及增速预测	17
图 18: 数据中心耗电量占全社会用电量比值	17
图 19: 2018 年我国主要数据中心用电量及市电中可再生能源比例	17
图 20: 2018 年我国主要数据中心数量分布情况	17
图 21: 算力中心园区基本供能结构	18
图 22: 算电协同路径	18
图 23: 各环保公司应收账款/营业总收入比重	21
图 24: 各环保公司应收账款/资产总额比重	21
图 25: 各公司各年度 ROE 情况	21
图 26: 各公司经营活动现金流量净额/净利润比值	21
图 27: 中证红利指数收益率及 10 年期国债到期收益率对比	22
图 28: 板块个股上市以来分红率 (%)	23
图 29: 板块个股年度分红比例 (%)	23
图 30: 2000-2024 年中国在运核电机组 (台)	23
图 31: 2008-2025 中国历年核准核电机组数量 (台)	23
图 32: 2025-2031 年中国核电和中国广核在运核电机组装机容量预测 (万千瓦)	24
图 33: 各年度主要发电企业 ROE (%)	24

表格目录

重点公司盈利预测、估值与评级	1
表 1: 各省市 2024 年年度交易价格及 2025 年年度交易价格	6
表 2: 各省份截至 2024 年底装机结构占比	6
表 3: 各公司容量电价 30%/50%/70%/100%回收情形下容量电费收入预计情况 (亿元)	8
表 4: 各火电企业股息率情况	9
表 5: 截至 2024 年底各绿电公司装机容量及 2025 年计划新增装机容量情况 (万千瓦)	11
表 6: 截至 2024 年底五大电力央企“十四五”规划目标完成情况 (单位: 万千瓦)	11
表 7: 算电协同相关政策	15
表 8: 八大全国一体化算力网络国家枢纽集群算力规模	16
表 9: 风光发电协同 IDC 相关项目	19
表 10: 垃圾焚烧发电协同 IDC 相关项目	20
表 11: 重点公司盈利预测、估值与评级	25

分析师承诺

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并登记为注册分析师，基于认真审慎的工作态度、专业严谨的研究方法与分析逻辑得出研究结论，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。本报告清晰准确地反映了研究人员的研究观点，结论不受任何第三方的授意、影响，研究人员不曾因、不因、也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接收到任何形式的补偿。

评级说明

投资建议评级标准		评级	说明
以报告发布日后的 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。	公司评级	推荐	相对基准指数涨幅 15%以上
		谨慎推荐	相对基准指数涨幅 5% ~ 15%之间
		中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
		回避	相对基准指数跌幅 5%以上
	行业评级	推荐	相对基准指数涨幅 5%以上
		中性	相对基准指数涨幅-5% ~ 5%之间
		回避	相对基准指数跌幅 5%以上

免责声明

民生证券股份有限公司（以下简称“本公司”）具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格。

本报告仅供本公司境内客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告仅为参考之用，并不构成对客户的投资建议，不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告所包含的观点及建议并未考虑获取本报告的机构及个人的具体投资目的、财务状况、特殊状况、目标或需要，客户应当充分考虑自身特定状况，进行独立评估，并应同时考量自身的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见，不应单纯依靠本报告所载的内容而取代自身的独立判断。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容而导致的任何可能的损失负任何责任。

本报告是基于已公开信息撰写，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、意见及预测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，且预测方法及结果存在一定程度局限性。在不同时期，本公司可发出与本报告所刊载的意见、预测不一致的报告，但本公司没有义务和责任及时更新本报告所涉及的内容并通知客户。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问、咨询服务等相关服务，本公司的员工可能担任本报告所提及的公司的董事。客户应充分考虑可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一参考依据。

若本公司以外的金融机构发送本报告，则由该金融机构独自为此发送行为负责。该机构的客户应联系该机构以交易本报告提及的证券或要求获悉更详细的信息。本报告不构成本公司向发送本报告金融机构之客户提供的投资建议。本公司不会因任何机构或个人从其他机构获得本报告而将其视为本公司客户。

本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构或个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、转载、发表、篡改或引用。所有在本报告中使用的商标、服务标识及标记，除非另有说明，均为本公司的商标、服务标识及标记。本公司版权所有并保留一切权利。

民生证券研究院：

上海：上海市虹口区杨树浦路 188 号星立方大厦 7 层，200082

北京：北京市东城区建国门内大街 28 号民生金融中心 A 座 18 层；100005

深圳：深圳市福田区中心四路 1 号嘉里建设广场 1 座 10 层 01 室；518048