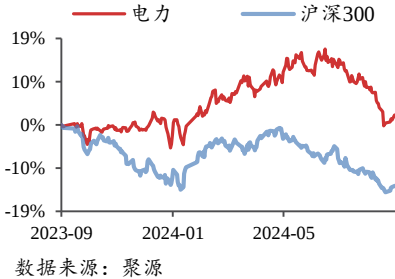


电力

2024 年 09 月 24 日

投资评级：看好（维持）

行业走势图



相关研究报告

核电加快常态化核准，清洁基荷电源支撑电力转型 ——行业投资策略

周磊（分析师）

zhoulei1@kysec.cn

证书编号：S0790524090002

● 收入：核准恢复，成长属性回归，市场化交易影响有限

（1）**装机：核准恢复，成长属性回归。**截至 2024 年 8 月末，中国核电/中国广核在运装机容量 23.75/31.76GW，在建以及核准待建装机容量 20.64GW/19.22GW，已核准机组有望在 2031 年之前全部投产，对应 CAGR8.13%/6.09%。

（2）**利用小时数：核电出力不受季节和气候等因素影响**，除短暂换料大修外，能以额定功率长期稳定运行，2023 年中国核电/中国广核机组平均利用小时数 7852/7509。（3）**电量&电价：政策保障核电优先消纳**，市场化交易影响较小。市场化电价高于核电核准价，核电参与市场化交易有利，但部分省份的超额收益回收机制将核电市场化电价压制在核准价附近，上网电价基本等于核准价。

● 成本：燃料价格稳定，远期折旧和财务费用将释放大量利润空间

（1）**燃料：与集团下铀业兄弟公司签订燃料供应长协**，燃料成本受现货铀价波动影响较小。2016-2023 年，国际现货铀价上涨 84.97%，而中国核电/中国广核单位燃料成本下降 16.24%/9.85%。（2）**折旧&财务费用：远期将释放大量利润空间。**二/三代机组预期寿命 60/80 年，平均折旧期限 25/30 年，建设贷款期限约 20 年；当前核电企业税前利润率约 30%，折旧和财务费用占收入约 30%，远期税前利润存在较大释放空间。同时，受益于公司现金流充裕以及 LPR 下行，公司资本结构逐渐优化、平均财务成本逐渐改善。

● 投资价值：兼具稳定分红与确定成长的优质资产

（1）**业绩&分红：现金流充沛，利润增长平滑，分红持续稳定。**中国核电/中国广核 2016-2023 年归母净利润 CAGR 为 13.10%/5.52%，平均 ROE 为 10.74%/11.61%，过去三年平均股利支付率为 35%/44%。（2）**成长：核准有望常态化，核电成长空间开启。**中国核能行业协会预计到 2035 年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到 10%左右，未来十年有望保持每年开工 8-10 台百万千瓦核电机组的建设节奏。（3）**行情复盘：2020 年起，中国核电走向成熟，中国广核估值回归理性，核电板块公用事业属性逐渐显现。**核电板块市值走势逐渐呈现出“类债”特性：①股息率与国债收益率之间的利差逐渐收窄且保持稳定；②在市场风险偏好下行时表现出较强的独立性和防御属性。（4）**投资价值：商业模式凤毛麟角，估值仍有提升空间。**上游来看，核电与其他行业因素的相关性较低，经营业绩与盈利能力独立性较强；下游来看，核电在我国电源结构中的占比仍然偏低，政策+市场双重托底，电量&电价有保障。净息差视角纵向来看，当前公司市值仍未完全反映近三年高核准带来的中长期成长性提升；PB 视角横向来看，核电板块估值水平整体低于水电。我们认为，核电行业与水电行业类似，经营业绩与盈利能力具备较强的独立性，尽管优质大水电具有较强的稀缺性，但是核电选址选择较水电更灵活，成长空间更广阔；核电企业兼具稳定的分红能力与确定的成长空间，是不可多得的优质资产，当前估值水平仍有提升空间。受益标的：中国核电、中国广核。

● **风险提示：**核电机组核准进度不及预期；市场化电价波动风险；原材料价格波动风险；核电机组运行风险。

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

目 录

1、三代核电核准提速，助力能源绿色低碳转型	4
1.1、核电是核能在发电领域的应用	4
1.2、核裂变反应堆技术经历四代发展，强化安全性、经济性与可持续性	5
1.3、我国自主核电技术先进性得到验证，核电核准进入快车道	6
1.3.1、我国在运核电规模世界前三，在建核电规模世界领先	6
1.3.2、我国自研三代机组“华龙一号”先进性得到验证，核电核准进入快车道	8
1.3.3、核电是优质的清洁能源，未来有望陆续取代部分火电充当基荷电源	10
2、收入：核电装具备较大增量空间，上网电价稳定	13
2.1、装机容量：核电进入新一轮资本开支周期	13
2.2、利用小时：核电出力稳定，利用小时数保持高位运行	17
2.3、电量&电价：政策保障核电优先消纳，市场化交易影响有限	18
3、成本：折旧和财务费用占据大量利润空间	22
3.1、生产成本：燃料成本受现货铀价影响较小	23
3.2、折旧：核电固定资产加权平均折旧年限 25-30 年	24
3.3、财务费用：资产负债率和平均财务成本波动下行	25
4、投资价值分析：兼具稳定分红与确定成长的优质资产	26
4.1、业绩：现金流充沛，利润增长平滑	26
4.2、分红：现金分红持续稳定，股息率波动上行	28
4.3、成长：核准有望常态化，核电成长空间开启	29
4.4、行情复盘：公用事业属性回归，攻守兼备	30
4.5、投资价值：商业模式凤毛麟角，估值仍有提升空间	33
5、受益标的	34
6、风险提示	34

图表目录

图 1：重核裂变释放大量能量	4
图 2：轻核聚变释放大量能量	4
图 3：核裂变释放的热量通过蒸汽发生器转化为高温高压的蒸汽，推动汽轮机发电	4
图 4：核裂变反应堆技术路线	5
图 5：2023 年世界发电结构核电占比 9.15%	7
图 6：2023 年 OECD 国家发电结构核电占比 16.39%	7
图 7：截至 2024H1，压水堆是世界在运核电的主要技术类型	7
图 8：1980-1990 年是世界核电投产高峰期，在运核电机组年龄集中在 39 年左右	7
图 9：我国在运核电规模世界前三	8
图 10：我国在建核电规模世界领先	8
图 11：2023 年我国发电结构核电占比 4.86%	8
图 12：截至 2023 年末，我国装机结构核电占比 1.95%	8
图 13：我国核电技术路线经历多次迭代，已形成自主三代核电技术	9
图 14：2019 年起核电项目核准恢复，2022-2024 年核准节奏保持稳定	10
图 15：核电度电等效二氧化碳排放量仅 12 克（单位：克-二氧化碳/千瓦时）	10
图 16：核电年利用时长在各主力电源中最高（单位：小时）	10
图 17：我国在运、在建核电站主要分布在华南、华东沿海地区	11
图 18：2011 年后我国内陆核电建设暂停，目前在运、在建核电站集中在沿海地区	12
图 19：美国 79%的核电站分布在内陆	12
图 20：法国 64%的核电站分布在内陆	12
图 21：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少	13
图 22：截至 2024H1，中国核电、中国广核控股核电装机占比 83.80%	14
图 23：截至 2024H1，中国核电控股在建核电装机占比 44.12%	14
图 24：中国核电控股机组平均利用小时数逐年提升	17
图 25：2023 年中国核电下属机组平均利用小时数 7852	17
图 26：中国广核管理的机组平均利用小时数小幅波动	18
图 27：2023 年中国广核下属机组平均利用小时数 7509	18

图 28: 2023 年中国核电市场化交易电量占比 44.57%.....	20
图 29: 2023 年中国核电市场化交易电量占比 57.3%	20
图 30: 中国核电、中国广核平均上网电价稳中有升（税前，元/千瓦时）	20
图 31: 2023 年核电 8 省中，5 省用电量增速高于全国	20
图 32: 2023 年核电 8 省用电量均高于发电量	20
图 33: 中国核电折旧和财务费用占电力收入的 31.88%	22
图 34: 中国广核折旧和财务费用占电力收入的 25.78%	22
图 35: 中国核电营业成本跟随发电量增长（单位：亿元、亿千瓦时）	22
图 36: 中国核电度电成本稳定（单位：元/兆瓦时）	22
图 37: 中国广核营业成本跟随发电量增长（单位：亿元、亿千瓦时）	23
图 38: 中国广核度电成本稳定（单位：元/兆瓦时）	23
图 39: 上市公司燃料成本受现货铀价影响较小（单位：美元/磅、元/兆瓦时）	23
图 40: 截至 2023 年末，中国核电拥有核电专用设备资产 2558.48 亿元，占固定资产总额的 61.09%（亿元）	24
图 41: 截至 2023 年末，中国广核拥有核电机器设备资产 2785.59 亿元，占固定资产总额的 76.98%（亿元）	24
图 42: 上市公司单位发电折旧略微上涨（单位：元/兆瓦时）	24
图 43: 2011-2023 年，中国核电、中国广核资产负债率整体呈下行趋势	25
图 44: 2019-2023 年，中国核电财务费用小幅波动	25
图 45: 2019-2023 年，中国广核财务费用呈现阶梯式下行	25
图 46: 2019 至 2023 年底 1 年期 LPR 累计下降 86bps	26
图 47: 2019 年起上市公司平均财务成本波动下行（%）	26
图 48: 中国核电经营性净现金流增长平滑	26
图 49: 中国核电归母净利润连续四年实现较大幅度增长	26
图 50: 中国广核经营性净现金流小幅波动	27
图 51: 中国广核归母净利润连续五年实现正向增长	27
图 52: 中国核电和中国广核 ROE 整体保持平稳（%）	27
图 53: 中国核电和中国广核资本回报率接近（%）	27
图 54: 中国核电现金分红逐年增长，近三年股利支付率约 35%	28
图 55: 中国广核上市以来现金分红稳定增长，股利支付率逐年提升	28
图 56: 中国核电、中国广核股息率波动上行	29
图 57: 2020 年开始，核电行业公用事业属性得到强化	30
图 58: 2020 年下半年起，多数时间上市公司市值走势与国债收益率走势负相关	30
图 59: 2016-2020 年，中国核电股息率逐渐追平 10 年期国债到期收益率	31
图 60: 2022 年至今上市公司股息率相较于国债的净息差整体保持稳定	31
图 61: 2020 年至今，核电板块多数时间区间内呈现出较强的防御属性	32
图 62: 2023 年初至 2024 上半年核电板块相较于市场主要指数超额收益率显著	32
图 63: 核电板块区间收益率呈现比较明显的抗跌特征	32
图 64: 核电板块最大回撤波动下行	32
图 65: 水电和核电度电成本显著更低，可衰减成本占比更高（单位：元/千瓦时）	33
图 66: 核电和水电板块上市公司 ROE 相对稳定（%）	33
图 67: 核电上市公司 PB 低于主流水电上市公司	33
图 68: 2022H2 至今上市公司股息率相较于国债的净息差整体保持稳定	34
表 1: 核能发电技术历经四代发展，经济性与安全性得到大幅提升	6
表 2: 四代核能系统出口温度更高，装机规模更灵活	6
表 3: 截至 2024H1，中国核电控股在运核电机组 25 台，总装机容量 2375.0 万千瓦	14
表 4: 中国广核管理的在运核电机组 28 台，装机容量 3175.6 万千瓦	15
表 5: 国家电投、华能集团分别控/参股在运核电机组 8 台、1 台，装机容量 921.9 万千瓦、21.1 万千瓦	15
表 6: 在建核电机组大多将于“十五五”期间投产	16
表 7: 核电入选优先发电计划，政策保障优先消纳	18
表 8: 核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变	19
表 9: 各省平均市场化电价高于核电计划电价	19
表 10: 广东、浙江核电电价设置超额盈利回收机制	21
表 11: 受益标的盈利预测与估值	34

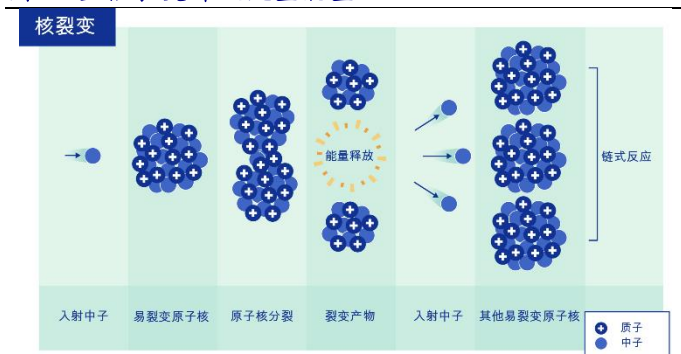
1、三代核电核准提速，助力能源绿色低碳转型

1.1、核电是核能在发电领域的应用

核能是原子核中的核子（质子和中子）重新分配或组合时释放的一种能量。这种能量主要通过两种方式产生：裂变——原子核分裂；或聚变——原子核融合。当前世界各地用于生产电力的核能主要是通过核裂变产生的，利用核聚变生产电力的技术仍处于研发阶段。

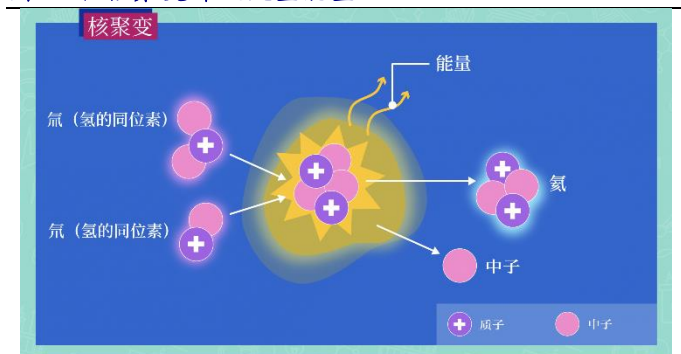
核裂变是一个原子核分裂成两个或多个更小的原子核并释放能量的一种核反应。例如，当一个铀-235 原子核被一个中子撞击后，分裂成一个钡-141 原子核、一个氪-92 原子核和两个或三个中子。这些额外的中子将撞击周围其他铀-235 原子，这些铀-235 原子也将以倍增效应分裂并产生额外的中子，从而在瞬间产生链式反应。每次反应发生时，都有热和辐射形式的能量释放。热能使反应堆冷却剂升温，进而通过蒸汽发生器产生高温高压的蒸汽，推动汽轮机发电。

图1：重核裂变释放大量能量



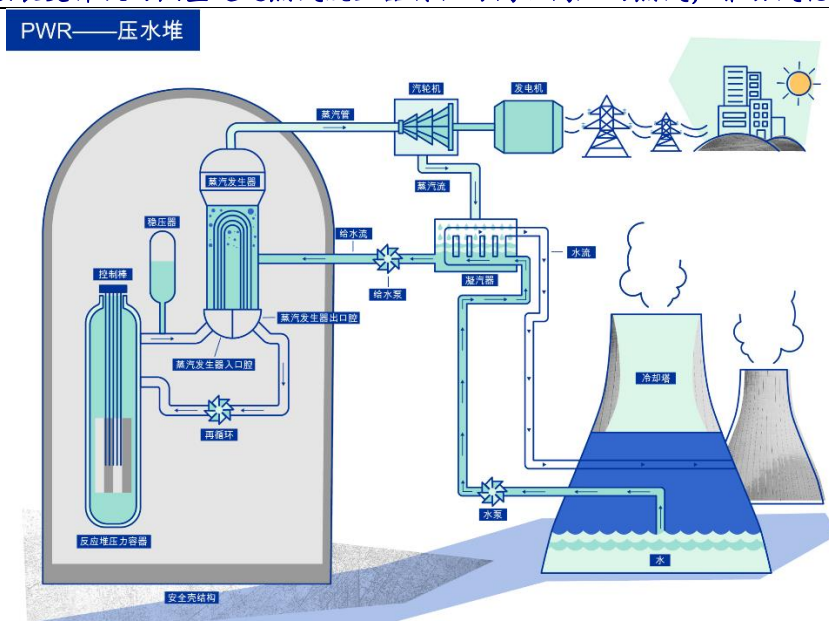
资料来源：IAEA

图2：轻核聚变释放大量能量



资料来源：IAEA

图3：核裂变释放的热量通过蒸汽发生器转化为高温高压的蒸汽，推动汽轮机发电

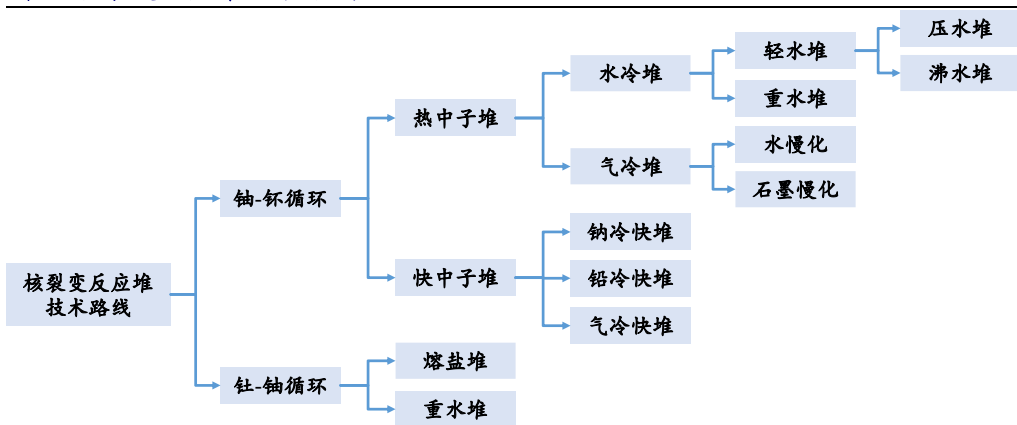


资料来源：IAEA

1.2、核裂变反应堆技术经历四代发展，强化安全性、经济性与可持续性

裂变反应堆按照中子能量不同，燃料不同、慢化剂和冷却剂不同分为多种类型。按燃料循环分为铀-钚循环和钍-铀循环；根据引起裂变反应的中子能量不同分为热中子堆（中子能量小于 0.1eV）和快中子堆（中子能量大于 0.1MeV）；按冷却剂类型可分为轻水和重水；按慢化剂类型可分为石墨、轻水和重水。目前比较主流的反应堆技术是热中子轻水堆，使用轻水做慢化剂和冷却剂；轻水堆又可分为压水堆和沸水堆。我国主要采用压水堆技术，其堆芯所在的压力容器压强达 150 个大气压，保证工作水温 350℃左右。

图4：核裂变反应堆技术路线



资料来源：国家核安全局、开源证券研究所

自 1954 年全球第一台核电站——前苏联奥布宁斯克核电站并网以来，全球核电技术已经发展了四代。

第一代核电技术验证核能发电的技术可行性。第一代核电为原型堆，没有标准化设计，发电功率较小；典型代表有前苏联的奥布宁斯克核电站、英国镁诺克斯反应堆、美国希坪港压水堆等。目前采用第一代核电技术的机组已经全部退役。

第二代核电技术验证核能发电的经济可行性，实现了批量化商业部署。第二代核电技术吸收了第一代核电技术的设计、建造和运行经验，形成了标准化的核电技术；二代核电单机组功率水平大幅提高，达到百万千瓦级；同时二代核电单位造价降低，相比火电也具有较好的经济性，实现了批量化商业部署。截至 2022 年底，全球在运二代机组 393 台，占全部在运核电机组数量的 93%。

第三代核电技术着重提升安全性、经济性和先进性，目前全球大部分在建的核电机组采用第三代核电技术。针对公众对核电安全性、经济性的疑虑，美国和欧洲相继出台了《先进轻水堆用户要求》（URD）和《欧洲用户对轻水堆核电站的要求》（EUR），对新建核电站的安全性、经济性和先进性提出了更高的要求。国际上通常把满足 URD 文件或 EUR 文件的核电机组称为第三代核电机组。

第四代核能系统进一步聚焦安全性。第四代核能系统国际论坛（GIF）选定了钠冷快堆、高温气冷堆、铅冷堆、熔盐堆、超临界水冷堆、气冷快堆六种最具前景的四代核能技术路线，其中钠冷快堆、高温气冷堆、铅冷堆、超临界水冷堆预计在 2025 年前后进入示范工程阶段。第四代核能系统具有四个主要特点：**核能的可持续利用、经济性、安全与可靠性、防扩散与实物保护。**

表1：核能发电技术历经四代发展，经济性与安全性得到大幅提升

核电技术	时间	特点	代表堆型
第一代	20 世纪 50-60 年代	原型堆，证明核能发电的技术可行性	美国希坪港压水堆、德累斯顿沸水堆、英国镁诺克斯反应堆等
第二代	20 世纪 70 年代-20 世纪末期	单机组功率水平大幅提高，达到百万千瓦级，证明了核能发电的经济可行性；提升安全性形成二代改进型	美国压水堆（PWR）、沸水堆（BWR）；法国压水堆（P4、M310）；俄罗斯轻水堆（VVER）；加拿大重水堆（CANDU）
第三代	21 世纪初-今	设计上具有预防和缓解严重事故的设施；经济上能与天然气机组竞争；能源转换系统大量采用二代成熟技术	华龙一号、国和一号、AP1000、EPR、VVER-1200、APR1400、ABWR
第四代	正在研发，部分堆型建成示范工程，2030 年后有望规模化建设	可持续利用、经济性、安全与可靠性，防扩散与实物保护	钠冷快堆、高温气冷堆、铅冷堆、熔盐堆、超临界水冷堆、气冷快堆

资料来源：王建华等《全球第三代核电技术产业发展概览》、中国核电官网、中国核电信息网、开源证券研究所

第四代核能系统出口温度更高，在电力、冶金、石化等领域具有较为广阔的应用前景，如热电联产、工业用热、氢气制备、海水淡化等。国内目前在运的大型压水堆核电机组二回路蒸汽温度一般为 200~300℃，可以在发电同时满足部分中低温热负荷需求；而 2023 年投运的石岛湾高温气冷堆示范工程二回路蒸汽温度在 571 摄氏度左右，可以满足工业用户的高温热负荷需求；将来开发出超高温气冷堆后，将进一步拓展核能工业应用领域。

第四代核能系统装机规模更灵活，具有良好的厂址适应性。小型钠冷快堆和铅冷快堆功率规模可低至 100MWe 以内，建设周期短，选址灵活，可适用于工业基础设施有限的偏远地区。

四代核电中的快堆能够实现燃料增殖，大幅提高铀资源利用率，强化核能发展的可持续性。以压水堆为代表的热堆的铀资源利用率仅有约 1%，且主要燃料铀-235 仅占自然界天然铀资源的 0.71%；以快堆为代表的增殖与嬗变堆能够利用占天然铀资源的 99.28% 的铀-238，且铀资源利用率可提升至 60%-70%；钚-239 裂变释放的快中子能够被铀-238 吸收变为铀-239，而后衰变成钚-239；在大型快堆中，平均每 10 个铀-235 原子核裂变可以使 12 至 14 个铀-238 转变成钚-239，从而实现燃料增殖；天然铀资源可利用时间将从百年级别提升至千年级别。

表2：四代核能系统出口温度更高，装机规模更灵活

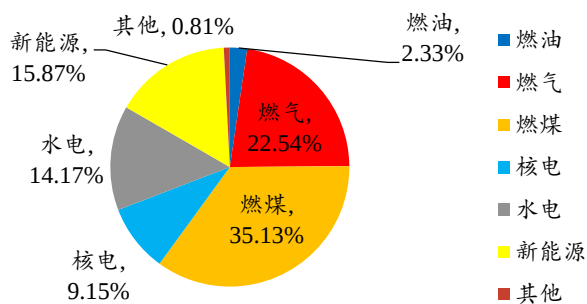
技术路线	中子能量	冷却介质	出口温度（℃）	燃料循环	规模（MWe）
超高温气冷堆（VHTR）	热堆	氦	900-1000	开放	250-300
钠冷快堆（SFR）	快堆	钠	550	封闭式	30-150, 300-1500, 1000-2000
超临界水堆（SCWR）	热堆/快堆	水	510-625	开放/封闭式	300-700, 1000-1500
气冷快堆（GFR）	快堆	氦	850	封闭式	1200
铅冷快堆（LFR）	快堆	铅	480-800	封闭式	20-80, 300-1200, 600-1000
熔盐反应堆（MSR）	热堆/快堆	氟化盐	700-800	封闭式	1000

资料来源：GIF、开源证券研究所

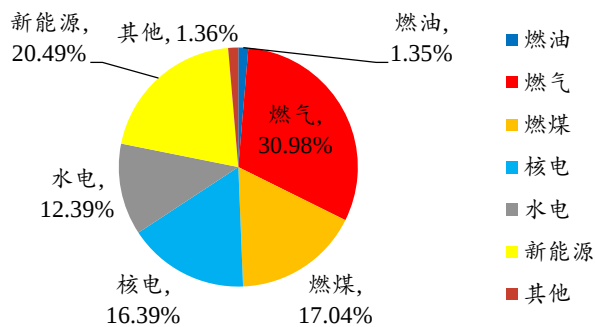
1.3、我国自主核电技术先进性得到验证，核电核准进入快车道

1.3.1、我国在运核电规模世界前三，在建核电规模世界领先

核能是重要的清洁能源。根据能源研究所（EI）的数据，2023 年世界总发电量 29924.8TWh，核电贡献 2737.7TWh，占比 9.15%；经合组织（OECD）国家总发电量 11178.6TWh，核电贡献 1831.7TWh，占比 16.39%。

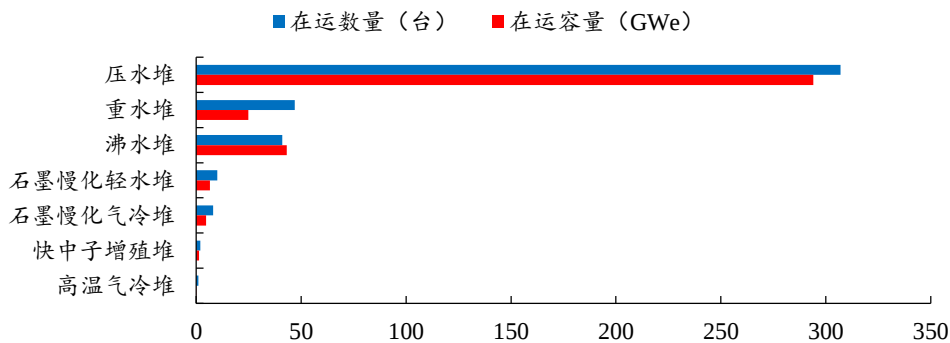
图5：2023 年世界发电结构核电占比 9.15%


数据来源：EI、开源证券研究所

图6：2023 年 OECD 国家发电结构核电占比 16.39%


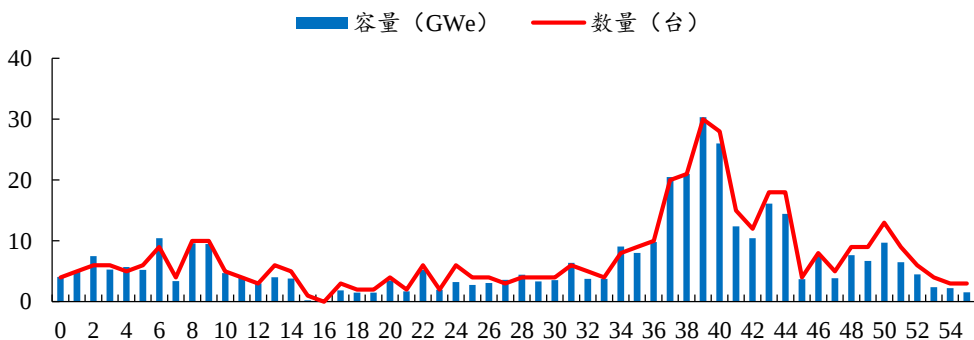
数据来源：EI、开源证券研究所

压水堆是在运核电机组的主流选型。根据国际原子能机构（IAEA）的数据，截至 2024H1，世界在运核电机组 416 台，装机规模 374.67GWe。其中，压水堆 307 台，占比 73.80%；装机容量 294.08Gwe，占比 78.49%。

图7：截至 2024H1，压水堆是世界在运核电的主要技术类型


数据来源：IAEA、中国核能行业协会、开源证券研究所

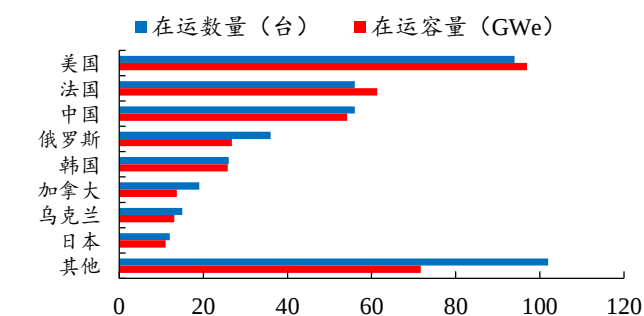
世界范围内在运核电站投产时间集中在 20 世纪 80 年代，核电机组能够实现延寿 10-20 年。根据 IAEA 的数据，截至 2024H1，世界在运 416 台机组平均年龄为 32.18 年；在运机组中，136 台机组运行时间超过 40 年，25 台机组运行时间超过 50 年。而上世纪投运的二代机组设计寿命大多在 40 年，表明在良好的寿命管理下，核电机组能够实现延寿 10-20 年，且世界范围内已具备充足的机组延寿经验。

图8：1980-1990 年是世界核电投产高峰期，在运核电机组年龄集中在 39 年左右


数据来源：IAEA、开源证券研究所

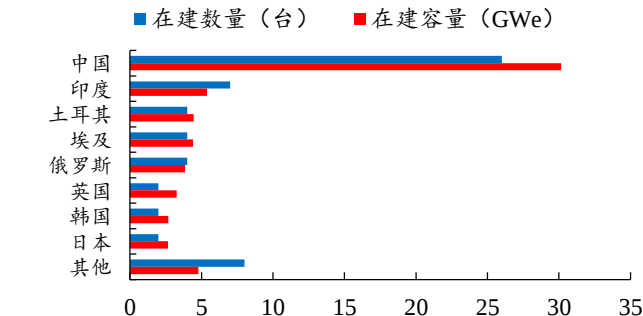
我国在运核电规模世界前三，在建核电规模世界领先。根据 IAEA 和中国核能行业协会的数据，截至 2024H1，世界在运核电规模前三的地区分别为美国、法国、中国大陆（不含中国台湾地区），在运机组数量分别为 94 台、56 台、56 台，在运装机容量分别为 96.95GWe、61.4GWe、58.22GWe。截至 2024H1，我国在建机组数量（核岛已浇筑第一罐混凝土）26 台，在建装机容量 30.15GWe，位于世界领先水平。

图9：我国在运核电规模世界前三



数据来源：IAEA、中核战略研究院、各公司公告、开源证券研究所

图10：我国在建核电规模世界领先

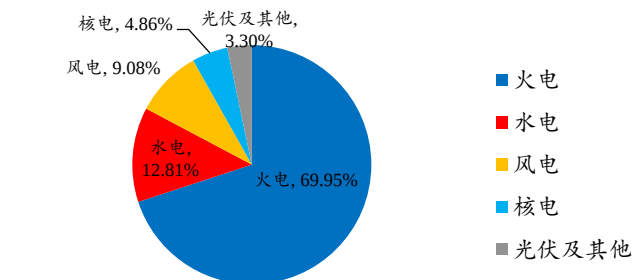


数据来源：IAEA、中核战略研究院、中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

1.3.2、我国自研三代机组“华龙一号”先进性得到验证，核电核准进入快车道

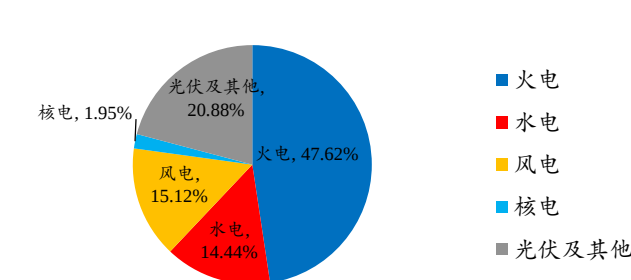
我国核电装机容量、发电量占比均低于世界平均水平。根据中国核能行业协会数据，2023 年我国累计发电量为 89092.0 亿千瓦时，运行核电机组累计发电量为 4333.71 亿千瓦时，占全国累计发电量的 4.86%，远低于世界平均水平 9.15% 和 OECD 国家平均水平 16.39%。截至 2023 年末，我国商运核电机组 55 台，装机容量 57.03GW，仅占全国总发电装机容量的 1.95%。

图11：2023 年我国发电结构核电占比 4.86%



数据来源：中国核能行业协会、中电联、开源证券研究所

图12：截至 2023 年末，我国装机结构核电占比 1.95%



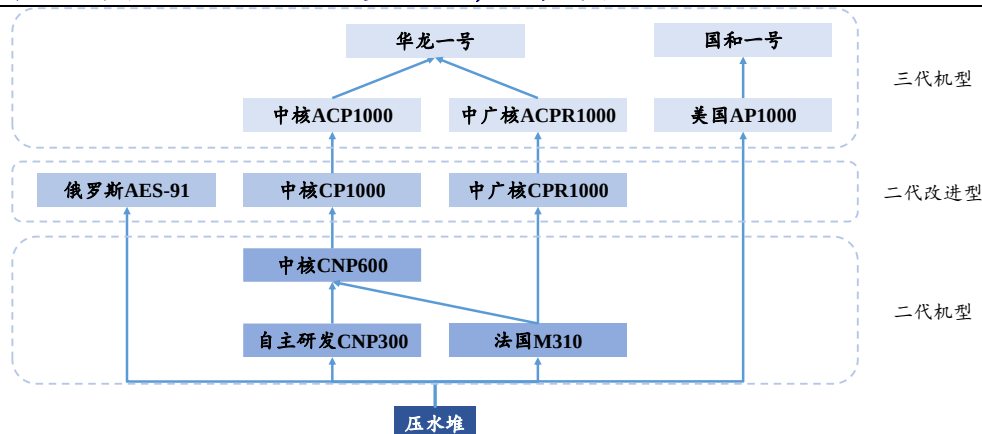
数据来源：中国核能行业协会、中电联、开源证券研究所

我国已形成“华龙一号”、“国核一号”自主三代核电技术。上世纪 80 年代以来，我国以秦山一期 30 万千瓦起步，同时吸收法国 M310 技术，研发 60 万千瓦、百万千瓦级二代热堆核能机型，实现了标准化、批量化发展。本世纪尤其在 2011 年福岛核事故以后，我国对标全球最高安全标准，加快推进“华龙一号”、“国和一号”自主三代核电实现批量化发展。目前，我国热堆技术已经实现了由二代向三代的全面跨越并走出国门，2021 年“华龙一号”全球首堆——福建福清 5 号机组以及海外首堆——巴基斯坦卡拉奇 K-2 机组正式投入商运。截至 2024H1，世界范围内在运“华龙一号”机组 6 台，其中国内 4 台，巴基斯坦 2 台。“国和一号”一期示

范工程于 2021 年开工，规划建设 2 台“国和一号”机组，机组单机发电功率 153.4 万千瓦，设计寿命 60 年，有望于 2024 年年内投运。

“华龙一号”具备能动安全和非能动安全系统，极端条件下依旧能够保证安全。历史上三次重大核事故使公众对核电的安全性产生了较大的怀疑，1979 年美国三哩岛核事故、1986 年苏联切尔诺贝利核事故和 2011 年日本福岛核事故的共同原因在于人为操作失误和极端情况导致的能动安全系统失效，最终导致堆芯过热熔毁、放射性物质扩散。“华龙一号”可以抵御 17 级台风、9 度地震烈度；同时，“华龙一号”非能动安全系统能够在电站断电的极端条件下，依靠重力、温差和压缩空气等自然力，通过蒸发、冷凝、对流、自然循环等自然过程来带走热量，防止堆芯过热熔毁。

图13：我国核电技术路线经历多次迭代，已形成自主三代核电技术

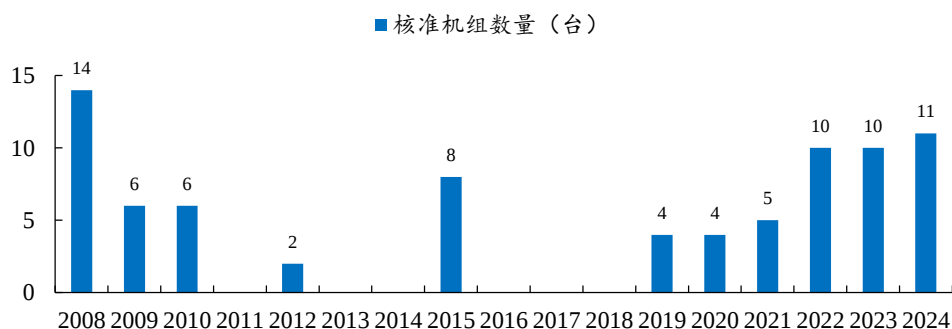


资料来源：中国核电官网、开源证券研究所

我国自主核电技术先进性得到验证，核电核准、建设进入快车道。2011 年福岛核事故后，我国核电核准降速，“十二五”期间核准 10 台机组，“十三五”期间仅核准 8 台机组；2021 年“华龙一号”全球首堆成功投入商运后，2022-2024 年分别核准核电机组 10/10/11 台机组，其中采用“华龙一号”技术的机组 18 台；截至目前，我国在运/在建/核准待建“华龙一号”机组累计达 30 台，我国核电建设进入快车道。

三代核电相关设备国产化率超 90%，具备每年 10 台/套左右主设备制造能力。“华龙一号”首堆设备国产化率达 88%，实现了反应堆压力容器、蒸汽发生器、堆内构件等关键设备在内的 411 台设备的国产化；目前批量化建设阶段相关设备国产化率已超 90%。截至 2023 年底，“国和一号”已实现整机 100%国产化能力。目前，我国已形成每年 10 台/套左右的百万千瓦级压水堆主设备制造能力，具备同时建造 40 余台核电机组的工程施工能力。

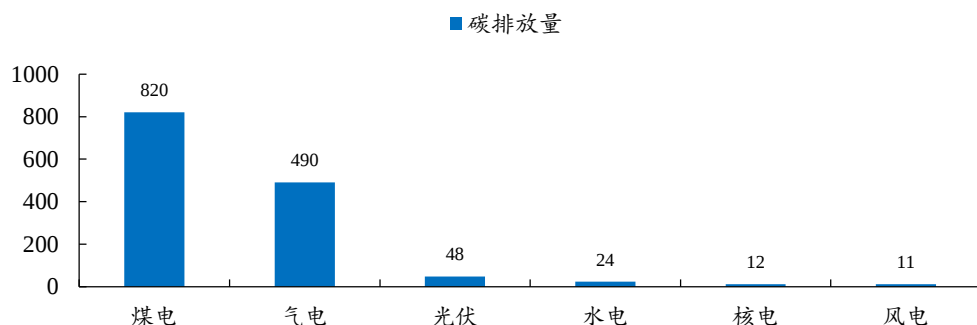
未来十年有望保持每年开工 8-10 台百万千瓦核电机组的建设节奏。根据核能行业协会的报告，预计到 2035 年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到 10%左右，与当前全球平均水平相当，到 2060 年，核能发电量占比需达到 18%左右，与当前 OECD 国家水平相当。“十五五”和“十六五”期间，按年度开工 8-10 台百万千瓦机组规模预计，2030 年、2035 年我国核电装机将分别达到 1.2 亿、1.5 亿千瓦左右，发电量分别约占全国总发电量的 7.3%、10%。2022-2024 年，我国已连续三年每年核准不低于 10 台机组，未来核准节奏有望维持平稳。

图14：2019年起核电项目核准恢复，2022-2024年核准节奏保持稳定


数据来源：中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

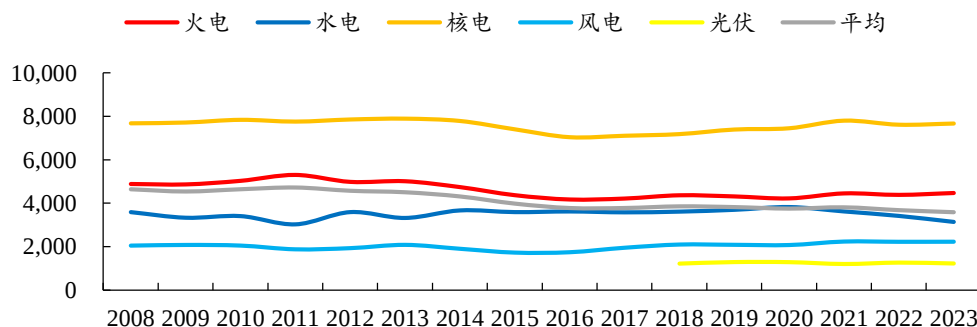
1.3.3、核电是优质的清洁能源，未来有望陆续取代部分火电充当基荷电源

核能全生命周期碳排放量处于较低水平，是优质的清洁能源。根据联合国政府间气候变化专门委员会（IPCC）的数据，核电全生命周期度电二氧化碳排放当量中位数约为 12 克，与风电接近，低于光伏和水电，远低于煤电和气电。

图15：核电度电等效二氧化碳排放量仅 12 克（单位：克-二氧化碳/千瓦时）


数据来源：IPCC、开源证券研究所

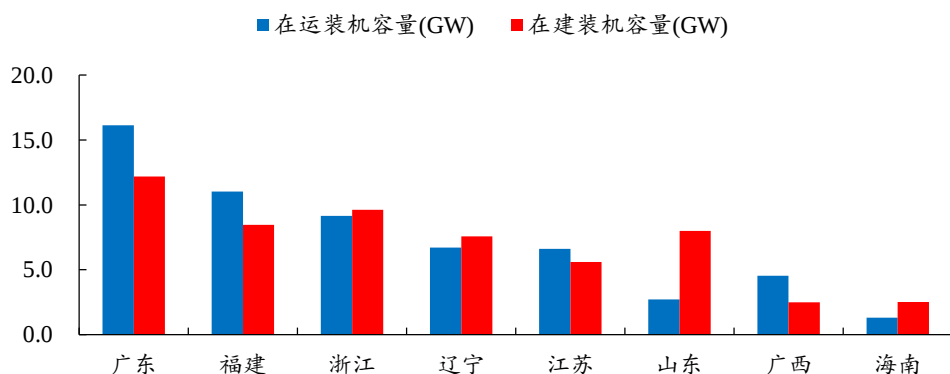
核电出力稳定，年利用小时数在主力电源中最高。核电出力不受季节和气候等因素影响，除短暂的换料大修外，能以额定功率长期稳定运行。2023 年我国发电设备平均利用时长 3592 小时，其中核电 7670 小时，火电 4466 小时，水电 3133 小时，风电 2225 小时，光伏发电 1218 小时。

图16：核电年利用时长在各主力电源中最高（单位：小时）


数据来源：、开源证券研究所

我国核电项目集中在沿海 8 省，沿海核电厂址储备充裕，可满足中期发展需要。截至 2024 年 8 月，我国在运、在建、已核准待开工核电站全部分布在广东、福建、浙江、辽宁、江苏、山东、广西、海南 8 省，靠近华南、华东负荷中心。根据公开资料，沿海核电厂址广西玉林、辽宁庄河、山东辛安等多个厂址已纳规，但尚无机组核准；现有核电厂址浙江三门、浙江金七门、广东廉江等部分已纳规机组尚未核准，沿海核电厂址储备充裕。根据中国核电公告，我国核电若按照当前每年 8-10 台的核准节奏，沿海的核电厂址尚可满足“十四五”，甚至“十五五”的发展需要。

图17：我国在运、在建核电站主要分布在华南、华东沿海地区



数据来源：中核战略研究院、中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

2011 年后我国内陆核电建设暂停。2008 年前后，国家发改委相继审批通过了湖南桃花江、湖北咸宁、江西彭泽等内陆核电项目；2011 年福岛核事故后我国内陆核电建设暂停；根据中国核能行业协会的一份报告，截至 2021 年，上述三个核电项目均已完成项目审批与核准所需的工作，累计投入已超过 120 亿元，具备申请项目核准开工建设条件。

内陆核电技术上完全可行。内陆核电厂一般是通过直流冷却、冷却塔和水库等多种方式相结合的冷却方式来带走多余的热量，对河流水流量的要求并不高。我国内陆核电厂厂址均布局在长江流域以及其他水资源丰富的地区，并采用降低核电厂的用水量和耗水量的水冷却方案（如二次循环冷却、空冷和中水再利用等）；采用二次循环冷却方式的 4 台百万千瓦的核电机组，补水量需求约为 4~6 立方米每秒。中国广核集团有限公司党委书记、董事长杨长利曾表示，全世界核电在内陆和沿海采用相同的安全标准，我国规划的内陆核电厂址具有足够抗震裕量、抵御洪水和干旱的能力。

核电站替换火电站热电联产具备理论和经济可行性。国内目前在运的大型压水堆核电机组二回路蒸汽温度一般为 200~300 摄氏度，可以在发电同时满足部分中低温热负荷需求。以高温气冷堆为代表的第四代核反应堆主蒸汽参数与常规火电超高压机组参数基本相当，可同时承接火电厂退役后电力用户、热力用户，直接和原有管网系统、原有出线走廊对接，无需新建电力和蒸汽输出设施，经评估和少量改造后，火电厂现有配套设施可直接用于高温气冷堆核电站。

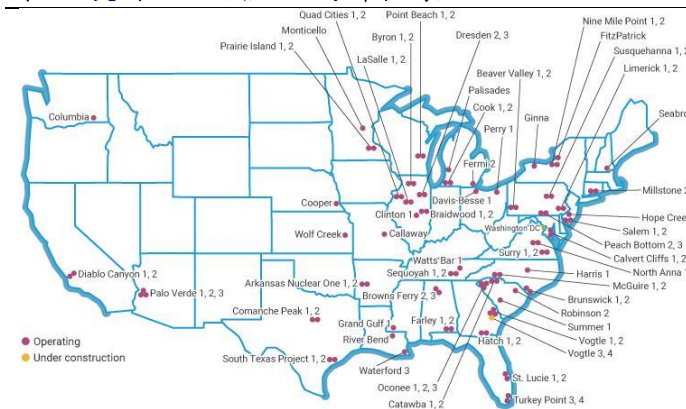
图18：2011年后我国内陆核电建设暂停，目前在运、在建核电站集中在沿海地区



资料来源：WNA

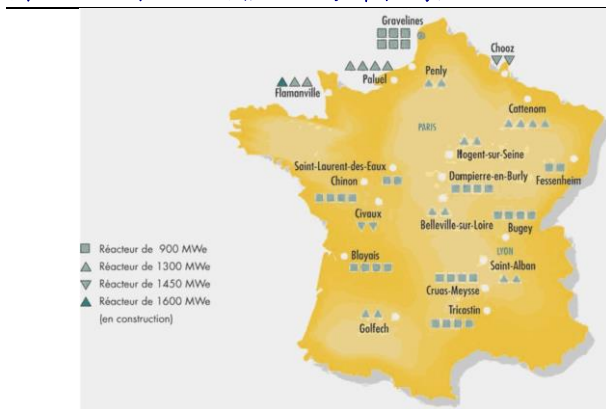
世界核电选址内陆是普遍现象，内陆核电与沿海核电数量相当。根据世界核协会（WNA）公布的数据，截至 2020 年年底，全球在运行的 441 台核电机组中，有 251 台分布在内陆，占比 57%。美国 94 台核电机组中有 74 台分布在内陆，占比 79%，其中密西西比河流域 31 台；法国 56 台核电机组中有 36 台分布在内陆，占比 64%，其中罗纳河沿岸 14 台。另外，我国出口巴基斯坦的四台核电机组全部位于内陆地区；位于北京的快中子实验堆和高温气冷实验堆已平稳运行多年。

图19：美国 79%的核电站分布在内陆



资料来源：WNA

图20：法国 64%的核电站分布在内陆



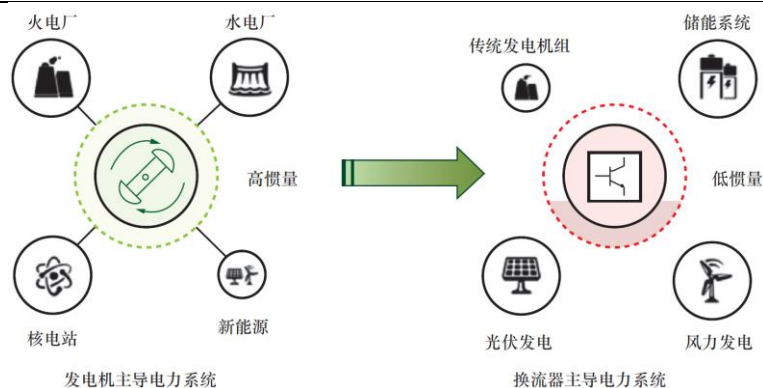
资料来源：法国驻华使馆官网

新型电力系统安全稳定运行需要核电提供坚强支撑。随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统主体电源由连续可控的火电机组变为弱可控和强不确定的风光机组，高比例可再生能源和高比例电力电子设备的“双高”特性日益凸显。常规火电机组被新能源机组大规模替代导致系统转动惯量减少、电力系统保持频率和电压稳定的能力下降。核电机组是同步发电机，具有转动惯量，能够提高系统阻尼，为电力系统提供有效的功角稳定、电压稳定和频率稳定支撑，能够有效应对火电机组减少带来的系统安全风险，是新型电力系统安全稳定运行的重要保障。

核电能够缓解华中地区电力供需困境，内陆核电有望迎来破局。2024 年 4 月，中国核能行业协会发布《中国核能发展报告（2024）》蓝皮书，建议优化核电布局，针对电力供应缺口问题突出的华中省份，尽快启动核电项目建设；中国工程院院士、国家电网有限公司顾问舒印彪指出，中国中部地区，位于能源供应的末端，水电资源已开发，在运煤电机组多，风光资源不具备基地型开发条件，核电成为实现能源可持续供应和替代煤电的较好选择，2030 年前后，应适时启动中部地区核电项目前期及工程建设工作，内陆核电将对保障中部省份持续增长的用电需求、优化电源结构起到重要作用。

未来核电将充当电力系统的基荷电源发挥重要作用。根据国家电投的报告，未来风光总容量将超过 50%，但要保证工业负荷瞬态安全，电网应该具有 60% 的稳定负荷供应能力，发电量：火电（25%）、水电（15%）、核电（20%）与储能联动。未来核电装机容量应达到 4 亿千瓦、发电量在骨干电网占比应超过 20%，预计需要持续建设 200 台以上的大型先进压水堆，直接总投资将超过 4 万亿。

图21：随着新能源装机和发电力占比持续提升，电力系统转动惯量减少



资料来源：《新型电力系统发展蓝皮书》

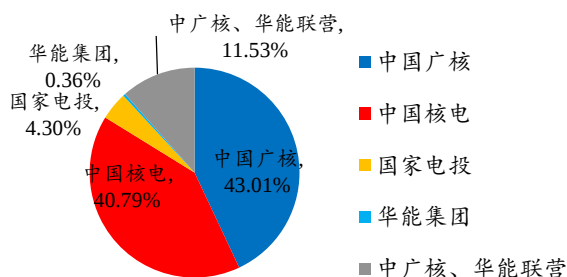
2、收入：核电装机具备较大增量空间，上网电价稳定

2.1、装机容量：核电进入新一轮资本开支周期

国内仅四家企业拥有核电牌照。我国核电的开发和运营长期以来由中核、中广核两家核电央企主导，在引进美国三代技术 AP1000 后，控股山东海阳核电的中电投与具备核电工程设计技术的国家核电重组合并为**国家电投**，成为第三家具备核电业主开发资质的央企。2021 年，由华能集团控股的海南昌江二期核电项目获得核准，标志着**华能集团**正式获得核电运营资质，成为我国第四家具备核电运营资质的发电企业。

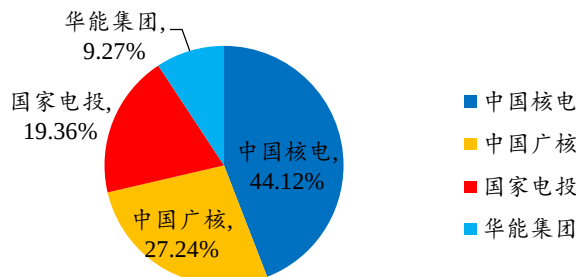
核电运营商呈现双寡头局面。截至 2024H1，我国商运核电机组 56 台，装机容量 58.22GW；其中，中国广核、中国核电、国家电投分别控股装机 25.04GW、23.75GW、2.51GW，占比 43.01%、40.79%、4.30%，中国广核与华能集团联营 6.71GW，占比 11.53%。截至 2024H1，我国在建核电机组（核岛已浇筑第一罐混凝土）26 台，装机容量 30.15GW；其中，中国核电（不含霞浦示范快堆）、中国广核（含广核集团委托）、国家电投（不含国核示范工程）在建装机容量分别为 11.42W、7.05GW、5.01GW，占比 44.12%、27.24%、19.36%。

图22：截至 2024H1，中国核电、中国广核控股核电装机占比 83.80%



数据来源：中核战略研究院、各公司公告、开源证券研究所

图23：截至 2024H1，中国核电控股在建核电装机占比 44.12%



数据来源：中核战略研究院、中国核能行业协会、各公司公告、开源证券研究所

截至 2024H1，中国核电控股在运核电机组 25 台，总装机容量 23.75GW，权益装机容量 12.55GW，在运机组平均商运时间 11.17 年。其中，泰山一期 1 号机组于 1991 年首次并网，设计使用寿命 30 年，2021 年获准延续运行许可 20 年至 2041 年，是国内第一台获准延寿的核电机组；福建福清核电站 5 号、6 号机组是国内首批“华龙一号”的机组，截至 2024H1，福清 5 号机组已投入商运超过 3 年。

表3：截至 2024H1，中国核电控股在运核电机组 25 台，总装机容量 2375.0 万千瓦

电站/公司名称	持股比例	机组编号	机型	机组容量 (万千瓦)	商运时间	设计使用寿命 (年)	已商运时间 (年)
浙江秦山一核	72%	秦山一期 1 号机组	CP300	35.0	1994-04-01	30	30.25
		方家山 1 号机组	M310	108.9	2014-12-15	60	9.54
		方家山 2 号机组	M310	108.9	2015-02-12	60	9.38
浙江秦山二核	50%	秦山二期 1 号机组	CP600	67.0	2002-04-15	40	22.21
		秦山二期 2 号机组	CP600	67.0	2004-05-03	40	20.16
		秦山二期 3 号机组	CP600	67.0	2010-10-05	40	13.74
		秦山二期 4 号机组	CP600	67.0	2011-12-30	40	12.50
浙江秦山三核	51%	秦山三期 1 号机组	CANDU6	72.8	2002-12-31	40	21.50
		秦山三期 2 号机组	CANDU6	72.8	2003-07-24	40	20.93
江苏田湾核电	50%	田湾 1 号机组	VVER1000	106.0	2007-05-17	40	17.12
		田湾 2 号机组	VVER1000	106.0	2007-08-16	40	16.87
		田湾 3 号机组	VVER1200	112.6	2018-02-15	60	6.38
		田湾 4 号机组	VVER1200	112.6	2018-12-22	60	5.52
		田湾 5 号机组	M310	111.8	2020-09-08	60	3.81
		田湾 6 号机组	M310	111.8	2021-06-02	60	3.08
福建福清核电	51%	福清 1 号机组	M310	108.9	2014-11-22	60	9.61
		福清 2 号机组	M310	108.9	2015-10-16	60	8.71
		福清 3 号机组	M310	108.9	2016-10-24	60	7.68
		福清 4 号机组	M310	108.9	2017-09-17	60	6.79
		福清 5 号机组	华龙一号	116.1	2021-01-29	60	3.42
		福清 6 号机组	华龙一号	116.1	2022-03-25	60	2.26
海南昌江核电	49%	昌江 1 号机组	CP600	65.0	2015-12-25	40	8.51
		昌江 2 号机组	CP600	65.0	2016-08-12	40	7.88
浙江三门核电	51%	三门 1 号机组	AP1000	125.0	2018-09-21	60	5.78
		三门 2 号机组	AP1000	125.0	2018-11-05	60	5.65
中国核电控股核电机组合计				2375.0			

资料来源：中核战略规划研究总院、中国核电定期报告、开源证券研究所

截至 2024H1，中国广核管理的在运核电机组 28 台，总装机容量 31.76GW，权益装机容量 19.68GW，在运机组平均商运时间 10.22 年。其中，辽宁红沿河核电为中国广核与国家电投联营电站。

表4：中国广核管理的在运核电机组 28 台，装机容量 3175.6 万千瓦

电站/公司名称	持股比例	机组编号	机型	机组容量 (万千瓦)	商运时间	设计使用寿命 (年)	已商运时间 (年)
广东核电合营公司	75.00%	大亚湾 1 号机组	M310	98.4	1994-02-01	40	30.42
		大亚湾 2 号机组	M310	98.4	1994-05-06	40	30.16
广东岭澳核电	100.00%	岭澳 1 号机组	M310	99.0	2002-05-28	40	22.10
		岭澳 2 号机组	M310	99.0	2003-01-08	40	21.49
广东岭东核电	100.00%	岭东 1 号机组	CPR1000	108.7	2010-09-15	60	13.80
		岭东 2 号机组	CPR1000	108.7	2011-08-07	60	12.91
广东阳江核电	59.00%	阳江 1 号机组	CPR1000	108.6	2014-03-25	60	10.27
		阳江 2 号机组	CPR1000	108.6	2015-06-05	60	9.08
		阳江 3 号机组	CPR1000+	108.6	2016-01-01	60	8.51
		阳江 4 号机组	CPR1000+	108.6	2017-03-15	60	7.30
		阳江 5 号机组	ACPR1000	108.6	2018-07-12	60	5.98
		阳江 6 号机组	ACPR1000	108.6	2019-07-24	60	4.94
广东台山核电	70.00%	台山 1 号机组	EPR	175.0	2018-12-13	60	5.56
		台山 2 号机组	EPR	175.0	2019-09-07	60	4.82
广西防城港核电	61.00%	防城港 1 号机组	CPR1000	108.6	2016-01-01	60	8.51
		防城港 2 号机组	CPR1000	108.6	2016-10-01	60	7.76
		防城港 3 号机组	华龙一号	118.8	2023-03-25	60	1.27
		防城港 4 号机组	华龙一号	118.8	2024-05-25	60	0.11
福建宁德核电	46.00%	宁德 1 号机组	CPR1000	108.9	2013-04-15	60	11.22
		宁德 2 号机组	CPR1000	108.9	2014-05-04	60	10.16
		宁德 3 号机组	CPR1000	108.9	2015-06-10	60	9.06
		宁德 4 号机组	CPR1000	108.9	2016-07-21	60	7.95
辽宁红沿河核电 (联营)	45.00%	红沿河 1 号机组	CPR1000	111.9	2013-06-06	60	11.08
		红沿河 2 号机组	CPR1000	111.9	2014-05-16	60	10.13
		红沿河 3 号机组	CPR1000	111.9	2015-08-13	60	8.89
		红沿河 4 号机组	CPR1000	111.9	2016-06-19	60	8.04
		红沿河 5 号机组	ACPR1000	111.9	2021-07-21	60	2.95
		红沿河 6 号机组	ACPR1000	111.9	2022-06-23	60	2.03
中国广核管理的核电机组合计				3175.6			

资料来源：中核战略规划研究总院、中国广核定期报告、开源证券研究所

截至 2024H1，国家电投控/参股在运核电机组 8 台，总装机容量 9.22GW，权益装机容量 4.65GW，在运机组平均商运时间 6.78 年；华能集团控/参股在运核电机组 1 台，为国内首台高温气冷堆示范机组，装机容量 0.21GW，权益装机容量 0.12GW，于 2023 年末投运，现已运行超过半年。

表5：国家电投、华能集团分别控/参股在运核电机组 8 台、1 台，装机容量 921.9 万千瓦、21.1 万千瓦

电站/公司名称	持股比例	机组编号	机型	机组容量 (万千瓦)	商运时间	设计使用寿命 (年)	已商运时间 (年)
山东海阳核电	65.00%	海阳 1 号机组	AP1000	125.3	2018-10-22	60	5.69
		海阳 2 号机组	AP1000	125.3	2019-01-09	60	5.48
辽宁红沿河核电 (联营)	31.58%	红沿河 1 号机组	CPR1000	111.9	2013-06-06	60	11.07
		红沿河 2 号机组	CPR1000	111.9	2014-05-16	60	10.12
		红沿河 3 号机组	CPR1000	111.9	2015-08-13	60	8.88
		红沿河 4 号机组	CPR1000	111.9	2016-06-19	60	8.03
		红沿河 5 号机组	ACPR1000	111.9	2021-07-21	60	2.94
		红沿河 6 号机组	ACPR1000	111.9	2022-06-23	60	2.02
		国家电投控/参股核电机组合计				921.9	

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

15/37

电站/公司名称	持股比例	机组编号	机型	机组容量 (万千瓦)	商运时间	设计使用寿命 (年)	已商运时间 (年)
辽宁石岛湾核电	55.24%	高温气冷堆示范机组	高温气冷堆	21.1	2023-12-06	60	0.57
华能集团控/参股核电机组合计				21.1			

资料来源：中核战略规划研究总院、国家电投债券募集说明书、开源证券研究所

核电站建设阶段可分为 FCD 准备、土建、设备安装、调试、并网五个部分。其中，FCD 准备阶段指核电机组获得国务院核准至核岛浇筑第一罐混凝土（FCD，The First Concrete Date）；土建施工阶段指 FCD 至主厂房穹顶吊装就位；设备安装阶段指核岛系统设备全面安装施工至核岛主系统具备冷态功能试验条件；调试阶段指电厂全面联合调试；并网阶段指发电机实现与电网首次并网后的调试。

截至 2024H1，我国在建核电机组（核岛已浇筑第一罐混凝土）26 台，装机容量 30.15GW；核准待建核电机组 11 台，装机容量 13.42GW。2024 年 8 月，国常会核准江苏徐圩等 5 个核电项目共计 11 台机组，总装机容量 12.92GW。根据中国核电公告，华龙一号机组从核准至建设完成大约需要 7 年，目前多数在建/核准待建核电项目预计于“十五五”期间投产。根据中国广核公告，集团承诺委托上市公司建设的惠州、苍南项目在满足资产注入条件下，最晚不迟于核电项目正式开工建设之后五年内注入上市公司。在建及已核准项目全部投产后，中国核电控股装机容量（不含霞浦示范工程）将较目前提升 86.91%，中国广核管理的装机容量将较目前提升 60.52%。

表6：在建核电机组大多将于“十五五”期间投产

控股股东	电站名称	持股比例	机组编号	项目进度	机型	机组容量 (万千瓦)	拟投产时间
中国核电	江苏田湾核电	50%	田湾 7 号机组	设备安装	VVER1200	126.5	2026
			田湾 8 号机组	土建	VVER1200	126.5	2027
	海南昌江核电	51%	海南小堆示范机组	设备安装	玲龙一号	12.5	2026
	浙江三门核电	51%	三门 3 号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
			三门 4 号机组	土建	CAP1000	125.1	2027
	福建漳州核电	51%	漳州 1 号机组	调试	华龙一号	121.2	2024
			漳州 2 号机组	设备安装	华龙一号	121.2	2025
			漳州 3 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.2	未披露
			漳州 4 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.2	未披露
	辽宁徐大堡核电	54%	徐大堡 1 号机组	土建	CAP1000	129.1	2028
			徐大堡 2 号机组	FCD 准备	CAP1000	129.1	未披露
			徐大堡 3 号机组	设备安装	VVER1200	127.4	2027
			徐大堡 4 号机组	土建	VVER1200	127.4	2027
	福建霞浦核电	55%	示范快堆 1 号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
			示范快堆 2 号机组	未披露	钠冷快堆	60.0	未披露
	浙江金七门核电	50%	金七门 1 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.5	未披露
			金七门 2 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.5	未披露
	江苏徐圩核电	51%	徐圩 1 号机组	FCD 准备	华龙一号	120.8	未披露
			徐圩 2 号机组	FCD 准备	华龙一号	120.8	未披露
			徐圩 3 号机组	FCD 准备	高温气冷堆	66.0	未披露
	华能集团/中国核电	51%/49%	昌江 3 号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露
			昌江 4 号机组	未披露	华龙一号	120.0	未披露
华能集团	辽宁石岛湾核电	55.24%	石岛湾 1 号机组	FCD 准备	华龙一号	122.5	未披露
			石岛湾 2 号机组	FCD 准备	华龙一号	122.5	未披露
华能集团/中国广核	福建宁德核电	45%/45%	宁德 1 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.0	未披露
			宁德 2 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.0	未披露

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

16/37

控股股东	电站名称	持股比例	机组编号	项目进度	机型	机组容量 (万千瓦)	拟投产时间			
中国广核	广东陆丰核电	100%	陆丰 1 号机组	FCD 准备	CAP1000	124.5	未披露			
			陆丰 2 号机组	FCD 准备	CAP1000	124.5	未披露			
			陆丰 5 号机组	设备安装	华龙一号	120.0	2027			
			陆丰 6 号机组	土建	华龙一号	120.0	2028			
	山东招远核电	100%	招远 1 号	FCD 准备	华龙一号	121.4	未披露			
			招远 2 号	FCD 准备	华龙一号	121.4	未披露			
中广核集团	广东惠州核电	82%	太平岭 1 号机组	调试	华龙一号	120.0	2025			
			太平岭 2 号机组	设备安装	华龙一号	120.0	2026			
			太平岭 3 号机组	FCD 准备	华龙一号	120.0	未披露			
			太平岭 4 号机组	FCD 准备	华龙一号	120.0	未披露			
	浙江苍南核电		三澳 3 号机组	三澳 1 号机组	设备安装	华龙一号	112.6	2026		
			三澳 4 号机组	三澳 2 号机组	设备安装	华龙一号	112.6	2027		
			三澳 3 号机组	三澳 3 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.5	未披露		
			三澳 4 号机组	三澳 4 号机组	FCD 准备	华龙一号	121.5	未披露		
			国家电投	山东海阳核电	65%	海阳 3 号机组	未披露	AP1000	125.3	2028
						海阳 4 号机组	未披露	AP1000	125.3	2028
广东廉江核电	92%	廉江 1 号机组		未披露	CAP1000	125.3	2029			
		廉江 2 号机组		未披露	CAP1000	125.3	未披露			
国核示范电站	69%	示范工程 1 号机组		调试	国和一号	153.4	2024			
		示范工程 2 号机组		设备安装	国和一号	153.4	未披露			
广西白龙核电	92%	白龙 1 号机组	FCD 准备	CAP1000	125.0	未披露				
		白龙 2 号机组	FCD 准备	CAP1000	125.0	未披露				

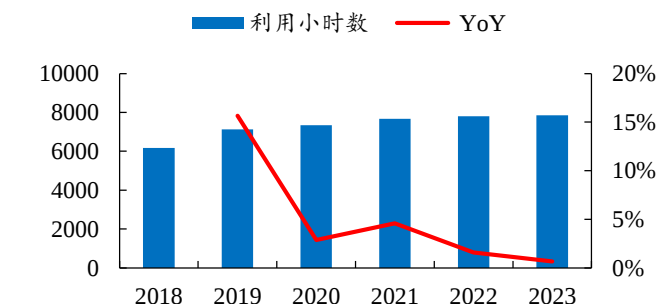
资料来源：中核战略规划研究总院、中国核能行业协会、各公司公告、各公司官网等、开源证券研究所

2.2、利用小时：核电出力稳定，利用小时数保持高位运行

核电出力不受季节和气候等因素影响，除短暂的换料大修外，能以额定功率长期稳定运行。

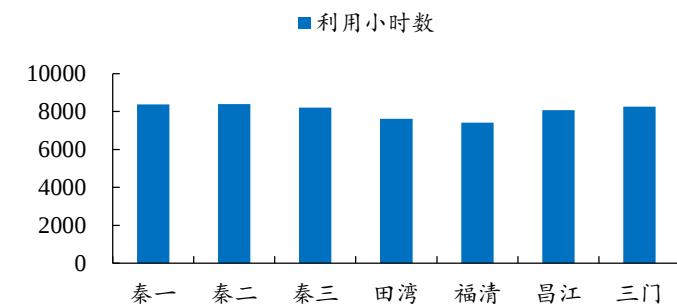
中国核电控股机组平均利用小时数逐年提升。2023 年，公司核电机组平均利用小时数 7852，同比提升 0.67%；2023 年全年，公司共完成 17 次换料大修，其中常规大修 16 次，平均工期 23.75 天，较 2022 年优化 3.4 天。

图24：中国核电控股机组平均利用小时数逐年提升



数据来源：中国核电公告、开源证券研究所

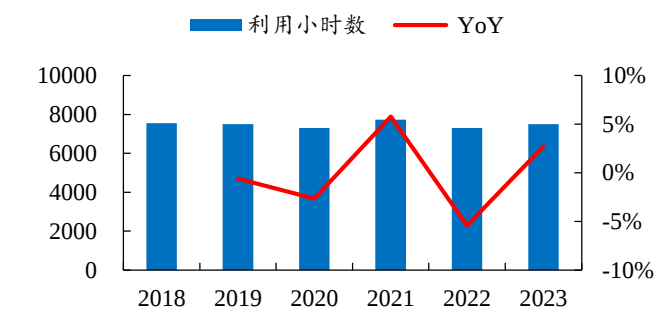
图25：2023 年中国核电下属机组平均利用小时数 7852



数据来源：中国核电公告、开源证券研究所

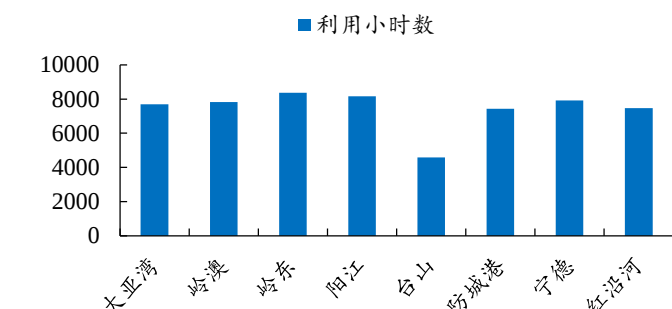
中国广核管理的机组平均利用小时数小幅波动。2023 年，公司核电机组平均利用小时数 7509，同比提升 2.71%。其中，台山核电 1 号、2 号机组为国内首批采用 EPR 技术路线的反应堆，台山 1 号机组于 2023 年一季度开展首次换料大修，于 2023 年 11 月末恢复并网发电，为 EPR 机组长期稳定运行积累数据和经验。

图26：中国广核管理的机组平均利用小时数小幅波动



数据来源：中国广核公告、开源证券研究所

图27：2023年中国广核下属机组平均利用小时数 7509



数据来源：中国广核公告、开源证券研究所

2.3、电量&电价：政策保障核电优先消纳，市场化交易影响有限

电量：政策保障核电优先消纳，保量保价与保量市价结合。2017年，《保障核电安全消纳暂行办法》明确核电保障性消纳的基本原则为“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”，电力供求平衡的地区核电机组按机组满发运行来安排年度计划电量，电力过剩地区按照上一年当地发电平均利用小时数的一定倍数确定核电机组保障利用小时数，保障外的发电量鼓励通过市场化方式消纳；2019年，《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》提出优先发电是确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行的有效方式，《关于全面放开经营性电力用户发电计划的通知》正式将核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。2021年，《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》提出，督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购。

表7：核电入选优先发电计划，政策保障优先消纳

政策文件	发布时间	主要内容
《保障核电安全消纳暂行办法》	2017年	明确核电遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则实行保障性消纳。
《关于有序放开发用电计划的通知》	2017年	国家规划内的既有大型水电、核电、风电、太阳能发电等清洁能源发电，以及网对网送受清洁能源的地方政府协议，通过优先发电计划予以重点保障。
《关于规范优先发电优先购电计划管理的通知》	2019年	优先发电是确保核电、大型水电等清洁能源按基荷满发和安全运行的有效方式。
《关于全面放开经营性电力用户发用电计划的通知》	2019年	核电机组发电量纳入优先发电计划，按照优先发电优先购电计划管理有关工作要求做好保障消纳工作。
《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》	2021年	督促电网企业优化清洁能源并网接入和调度运行，实现清洁能源优先上网和全额保障性收购；规范清洁能源电力参与市场化交易，完善清洁能源消纳交易机制和辅助服务市场建设。

资料来源：国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

电价：核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变。

核电发展初期，国家采取支持核电发展的电价模式，不论是个别定价还是经营期定价，不论是从机组利用小时还是内部收益率（FIRR）来看，都制定了支持政策，对促进我国核电发展起到了积极的作用。

2013年，国家发展改革委下发《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，

将核电上网电价由个别定价改为对新建核电机组实行标杆上网电价政策，并核定全国核电标杆电价为 0.43 元/千瓦时，标志着我国核电结束了“一厂一价”的定价机制，正式迎来标杆电价时代，核电定价机制从计划走向市场。

2015 年新一轮电力市场改革以来，核电电价市场化改革进一步深化，逐步引入双边协商定价和市场竞价机制，对核电经济性提出更高要求。2016 年，部分核电机组开始参与电力市场改革，上网电量划为两部分，不参与电力市场的部分继续执行核准电价（也称计划电价），参与电力市场的部分执行市场定价。

2020 年起，煤电价格联动机制取消，定价机制由标杆上网电价改为“基准价+上下浮动”的市场化机制；核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价。

表8：核电的定价机制先后历经了“一厂一价”到“标杆电价”、再到“核准价+市场价”的转变

时间	政策文件	主要内容
2013 年之前	/	2013 年以前投运的核电站，上网电价按照“成本加合理利润”，采用过还本付息电价、经营期电价、本利浮动电价等
2013 年	《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》	2013 年后新投产的核电站（除特殊项目外）开始采用标杆上网电价制度，上网电价采用所在地燃煤机组标杆上网电价和核电标杆上网电价的较低值
2015 年	《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》	在进一步完善政企分开、厂网分开、主辅分开的基础上，按照管住中间、放开两头的体制架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本开放配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划
2019 年	《关于深化燃煤发电上网电价形成机制改革的指导意见》	将燃煤发电标杆上网电价机制改为“基准价+上下浮动”的市场化价格机制；基准价按当地现行燃煤发电标杆上网电价确定，浮动幅度范围为上浮不超过 10%、下浮原则上不超过 15%；核电、燃气发电、跨省跨区送电价格形成机制等，参考燃煤发电标杆上网电价的，改为参考基准价

资料来源：中能传媒研究院、郑保军《促进核电高质量发展的电价机制研究》、国家发改委、开源证券研究所

市场化电价高于核电计划电价，核电市场化交易占比扩大有望抬升度电收入。
根据各省电力交易中心公告，2023 年平均市场化电价均较省内核电计划上网电价上浮 10%以上。其中，广东省 2023 年平均市场化上网电价 0.5399 元/千瓦时，较岭澳、岭东、阳江核电机组计划上网电价上浮约 30%。核电机组参与市场化交易有望抬升平均上网电价。

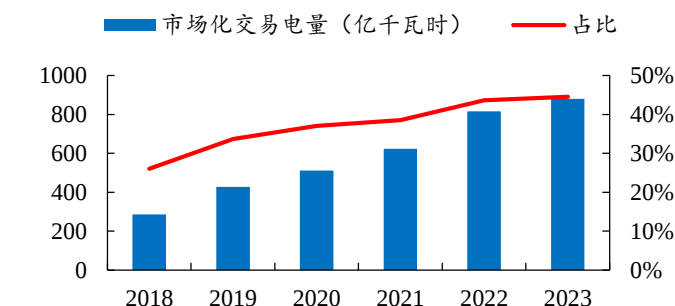
表9：各省平均市场化电价高于核电计划电价

省份	燃煤基准价	2023 年平均市场化上网电价	核电机组	核电平均计划电价	燃煤基准价较核电计划电价差异	2023 年平均市场化电价较核电计划电价差异
广东	0.4530	0.5399	岭澳	0.4143	9.34%	30.32%
			岭东、阳江	0.4153	9.08%	30.00%
			台山	0.4350	4.14%	24.11%
福建	0.3932	0.4437	宁德	0.3953	-0.53%	12.24%
			福清	0.3885	1.21%	14.21%
浙江	0.4153	/	秦山	0.4189	-0.86%	/
			三门	0.4203	-1.19%	/
江苏	0.3910	0.4649	田湾	0.4064	-3.79%	14.81%
广西	0.4207	/	防城港	0.4099	2.63%	/
辽宁	0.3749	0.4255	红沿河	0.3798	-1.29%	12.03%

资料来源：各省发改委、各省电力交易中心、各公司公告、开源证券研究所（注：核电平均计划电价采用装机容量加权）

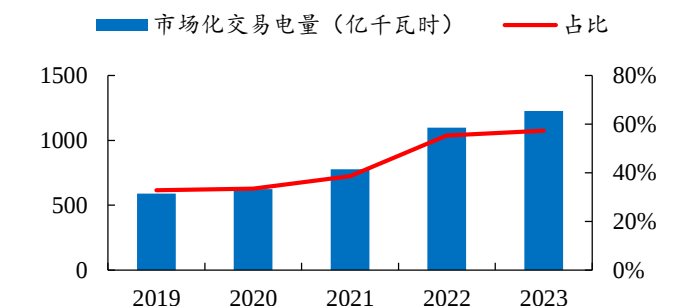
上市公司市场化交易电量占比逐年提高。2023 年，中国核电市场化电量约为 880 亿千瓦时，市场化电量比例为 44.6%，同比提升 0.9 个百分点；中国广核市场化电量约为 1226 亿千瓦时，市场化电量比例为 57.3%，同比提升 2 个百分点。

图28：2023 年中国核电市场化交易电量占比 44.57%



数据来源：中国核电定期报告、开源证券研究所

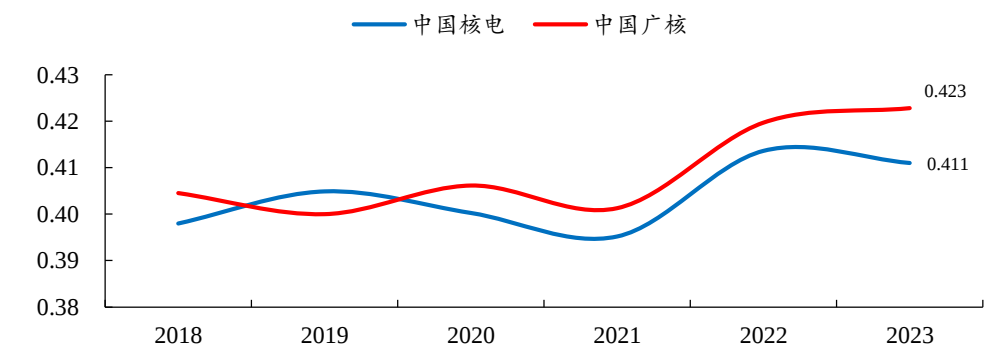
图29：2023 年中国核电市场化交易电量占比 57.3%



数据来源：中国广核定期报告、开源证券研究所

核电平均上网电价保持稳中有升。2023 年，中国核电、中国广核平均上网电价（税前）分别为 0.423、0.411 元/千瓦时，较 2018 年上网电价提升幅度分别为 3.27%、4.52%。

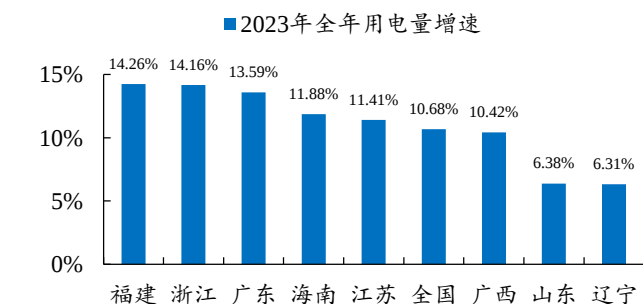
图30：中国核电、中国广核平均上网电价稳中有升（税前，元/千瓦时）



数据来源：中国核电定期报告、中国广核定期报告、中国广核招股书、开源证券研究所

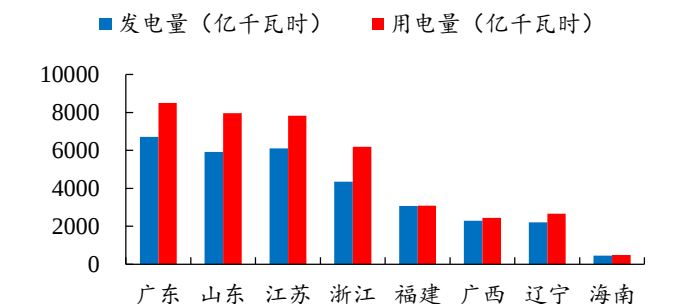
核电大省电力需求旺盛，市场化电价具备支撑。2023 年，核电装机 8 省用电量占全国总用电量的 42.47%，并且其中 5 省用电量增速高于全国用电量增速。2023 年，核电装机 8 省用电量全部高于发电量；其中，广东、山东、江苏、浙江、辽宁 5 省省内电力供需呈现较大缺口，市场化电价具备较燃煤基准价上浮的支撑。

图31：2023 年核电 8 省中，5 省用电量增速高于全国



数据来源：、开源证券研究所

图32：2023 年核电 8 省用电量均高于发电量



数据来源：、开源证券研究所

各省核电市场化交易政策：超额盈利回收机制削弱核电电价上浮弹性。

广东：岭澳、阳江核电市场化占比约 30%，2023 年新增超额回收机制。根据广东省能源局文件，2024 年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时（2023 年岭澳、阳江核电上网电量 650 亿千瓦时）；对核电机组的年度、月度中长期交易电量，按照对应交易品种成交均价与市场参考基准价（0.4630 元/千瓦时）之差的 85%从核电机组进行回收（负值置零）。

福建：除华龙一号机组外，全部参与市场化交易。根据福建省发改委文件，2024 年福清核电 1-4 号机组、宁德核电 1-4 号机组原则上全部上网电量参与市场交易，交易规模约 640 亿千瓦时。

浙江：核电市场化规模约 50%，2023 年新增超额回收机制。2023 年，浙江省发改委提出对核电机组的中长期交易电量，按照双边协商交易形成的中长期合约电价与核电机组上网电价之差的一定比例进行回收（负值置零），超额回收机制将核电市场化电价压制在计划电价附近。

江苏：核电市场化规模逐年扩大，交易价格不设限制。根据江苏省发改委文件，2022 至 2024 年江苏核电有限公司所属核电机组（田湾核电）全年市场交易电量由不低于 200 亿千瓦时增长至 270 亿千瓦左右，约占田湾核电年发电量的 50%。

广西：防城港 1-3 号机组全部参与市场化交易。根据广西省工业和信息化厅文件，防城港 1-3 号机组全部参与市场化交易，核电核定上网电价（含税）406.3 元/兆瓦时。

辽宁：优先发电以外的上网电量全部参与市场化交易。根据辽宁省工业和信息化厅文件，2023 年辽宁红沿河核电预计上网电量 470 亿千瓦时，优先发电量 133 亿千瓦时。

山东：2019-2021 年海阳核电一期项目试行价格按照每千瓦时 0.4151 元执行，国家发改委《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》明确对承担技术引进的首批核电机组予以支持，海阳核电一期项目自投运起至 2021 年底试行上网电价 0.4151 元/千瓦时，暂无最新政策披露。

海南：核电不参与市场化交易。

表10：广东、浙江核电电价设置超额盈利回收机制

省份	市场化电量占比	电价形成方式	市场化电价能否传导至公司
广东	约 30%	市场化+超额盈利回收	部分传导（约 15%）
福建	约 80%	市场化	能够传导
浙江	约 50%	市场化+超额盈利回收	部分传导（未披露）
江苏	约 50%	市场化	能够传导
广西	约 75%	市场化+计划	能够传导
辽宁	约 30%	市场化+计划	能够传导

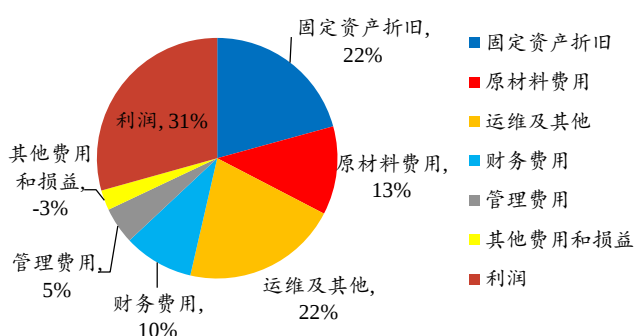
资料来源：各省发改委、各省电力交易中心、开源证券研究所

上市公司核电上网电价整体保持稳定。根据中国核电、中国广核公告，福建、浙江、广西、辽宁四省 2024 年度长协电价与当地核电核准电价基本持平。

3、成本：折旧和财务费用占据大量利润空间

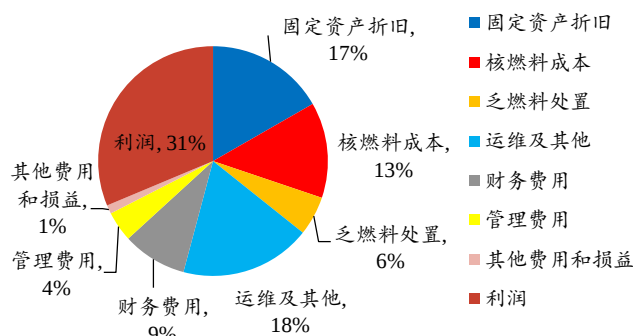
折旧和财务费用占据上市公司大量利润空间。拆解 2023 年核电行业上市公司电力业务收入，中国核电折旧和财务费用占电力业务收入的 31.88%，原材料费用占比 13%，利润率为 31%；中国广核折旧和财务费用占电力业务收入的 25.78%，核燃料成本占比 13%，利润率为 31%。根据中国核电公告，公司核电固定资产综合平均折旧年限为 25-30 年，建设期贷款期限 20 年左右，而二代、三代核电设计寿命分别为 40 年、60 年，且存在到期延寿 20 年左右的预期，核电实际运营时间远远超过可衰减成本的递减时间。针对当前已投运的机组，在折旧到期、建设期贷款偿还完毕后，上市公司利润有较大释放空间。

图33：中国核电折旧和财务费用占电力收入的 31.88%



数据来源：中国核电公告、开源证券研究所（注：其他费用和损益对利润贡献为正，在图中体现为负值；含新能源发电）

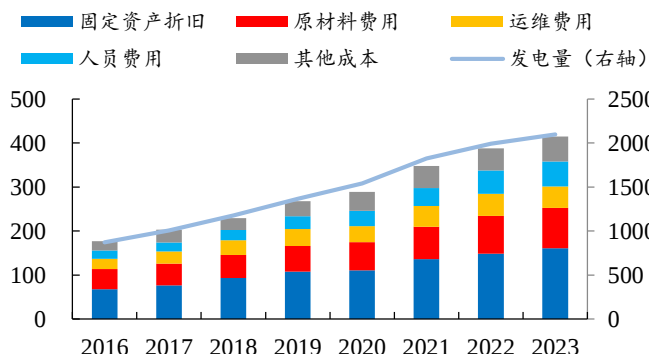
图34：中国广核折旧和财务费用占电力收入的 25.78%



数据来源：中国广核公告、开源证券研究所（注：假设除营业成本外的所有损益项目均由电力业务承担，不含联营机组）

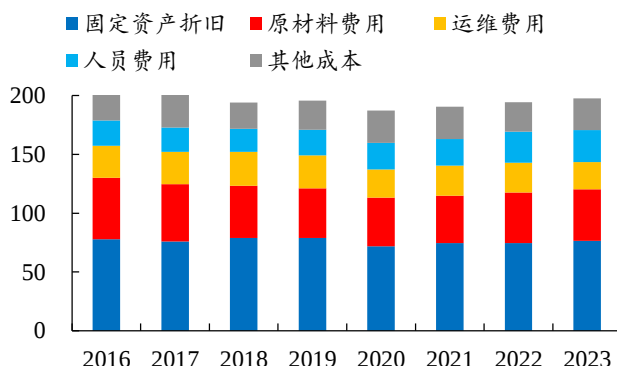
营业成本与发电量强相关，度电成本稳定。上市公司营业成本基本跟随发电量变动，2021-2023 年，中国核电、中国广核度电平均成本分别为 0.1943、0.1854 元/千瓦时，平均度电折旧分别为 0.0752、0.0566 元/千瓦时，平均度电原材料费用分别为 0.0424、0.0477 元/千瓦时，平均度电运维及其他成本分别为 0.0767、0.0811 元/千瓦时。

图35：中国核电营业成本跟随发电量增长（单位：亿元、亿千瓦时）

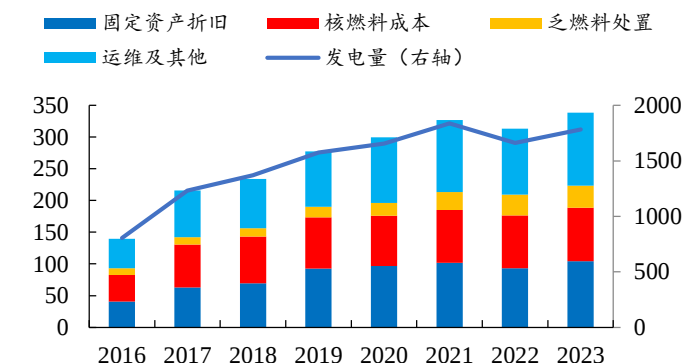


数据来源：中国核电定期报告、开源证券研究所

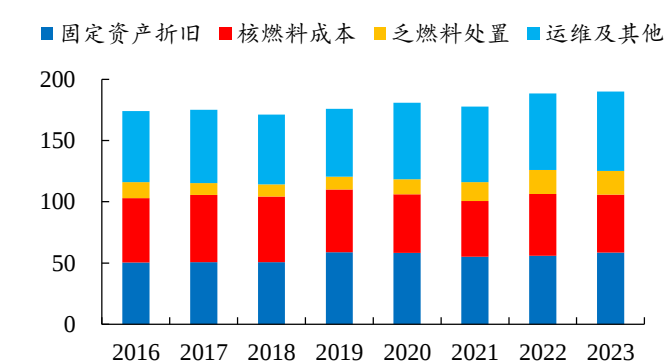
图36：中国核电度电成本稳定（单位：元/兆瓦时）



数据来源：中国核电定期报告、开源证券研究所（注：含新能源发电）

图37：中国广核营业成本跟随发电量增长（单位：亿元、亿千瓦时）


数据来源：、中国广核定期报告、开源证券研究所

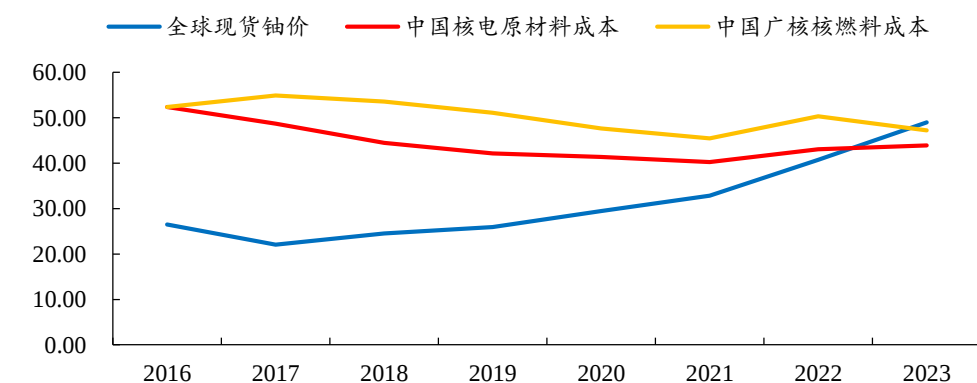
图38：中国广核度电成本稳定（单位：元/兆瓦时）


数据来源：、中国广核定期报告、开源证券研究所（注：不含当年联营、合营机组）

3.1、生产成本：燃料成本受现货铀价影响较小

燃料：与集团下铀业兄弟公司签订燃料供应长协，燃料成本受现货铀价波动影响较小。压水堆核电站的核燃料使用铀 235 含量为 3%-5% 的低浓铀，一组燃料组件总重 675KG 左右，长循环 44 组，18 个月换料，预计一次更换重量为 29.7 吨。上市公司均与各自集团下铀业兄弟公司签订了燃料供应长协，确保燃料长期稳定供应，国际现货铀价走势对公司生产成本影响较小。2016-2023 年，国际现货铀价由 26.49 美元/磅上涨至 48.99 美元/磅，涨幅高达 84.97%，整体呈现逐年上升趋势；而中国核电、中国广核单位发电量对应的原材料成本分别下降 16.24%、9.85%，整体呈现波动下行趋势，受国际现货铀价走势影响微弱。

乏燃料处置基金：压水堆运行五年后按固定价格征收。2010 年，多部门印发《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》，乏燃料处理处置基金按照核电厂已投入商业运行五年以上压水堆核电机组的实际上网销售电量征收，征收标准为 0.026 元/千瓦时。

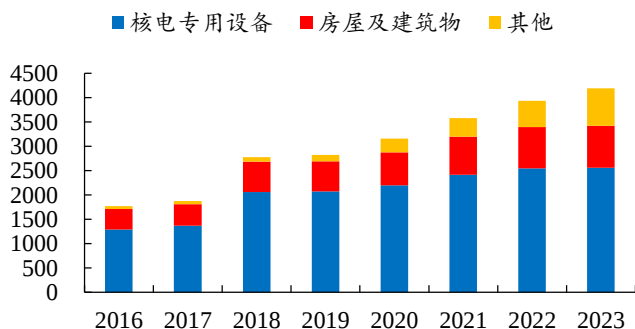
图39：上市公司燃料成本受现货铀价影响较小（单位：美元/磅、元/兆瓦时）


数据来源：、中国核电定期报告、中国广核定期报告、开源证券研究所

3.2、折旧：核电固定资产加权平均折旧年限 25-30 年

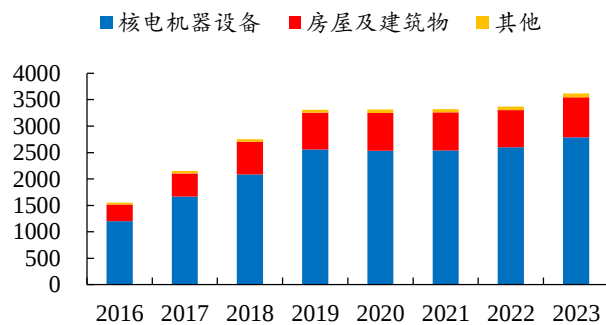
上市公司固定资产主要是核电设备。核电行业上市公司固定资产主要由核电设备、房屋及建筑物等组成。截至 2023 年年报，中国核电固定资产中核电设备占比 61.09%，中国广核固定资产中核电设备占比 76.98%；其中差异主要系截至 2023 年末，中国核电控股在运新能源机组 18.52GW，而中国广核并无控股新能源机组；剔除中国核电固定资产中的“其他”项目后，核电专用设备占比将提升至 74.78%。

图40：截至 2023 年末，中国核电拥有核电专用设备资产 2558.48 亿元，占固定资产总额的 61.09%（亿元）



数据来源：中国核电定期报告、开源证券研究所

图41：截至 2023 年末，中国广核拥有核电机器设备资产 2785.59 亿元，占固定资产总额的 76.98%（亿元）



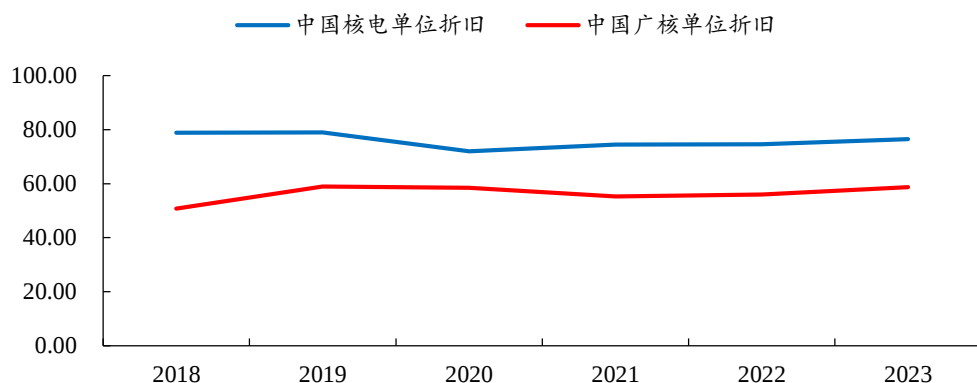
数据来源：中国广核定期报告、中国广核招股书、开源证券研究所

核电设备采用工作量法计提折旧，折旧金额与当期发电量挂钩。折旧率计算方法为：当期折旧率=当期工作量/（当期实际工作量+剩余使用寿命预计工作量）

固定资产平均折旧年限 25-30 年。根据中国核电公告，不同设备的折旧周期存在差异，折旧年限分布在 5-45 年，整体平均折旧年限（价值量加权）在 25-30 年区间内；根据中国广核公告，由于设计寿命不同，二代机组与三代机组折旧年限也存在差异，二代机组平均折旧年限 25 年，三代机组平均折旧年限超过 30 年。

上市公司单位发电折旧略微上涨，整体保持平稳。2023 年，中国核电、中国广核平均单位发电折旧分别为 76.49 元/兆瓦时、58.64 元/兆瓦时，较 2021 年分别提升 1.98 元/兆瓦时、3.39 元/兆瓦时，提升幅度分别为 2.66%、6.13%。

图42：上市公司单位发电折旧略微上涨（单位：元/兆瓦时）



数据来源：中国核电定期报告、中国广核定期报告、开源证券研究所

3.3、财务费用：资产负债率和平均财务成本波动下行

上市公司资本结构逐年优化。2011-2023 年，中国核电资产负债率由 81.86% 逐渐下降至 69.81%，下降趋势平稳；中国广核资产负债率由 79.51% 下降至 60.19%，降幅可观。2019-2023 年中国核电财务费用规模小幅波动，整体保持平稳，中国广核财务费用呈现阶梯式下行。

图43：2011-2023 年，中国核电、中国广核资产负债率整体呈下行趋势

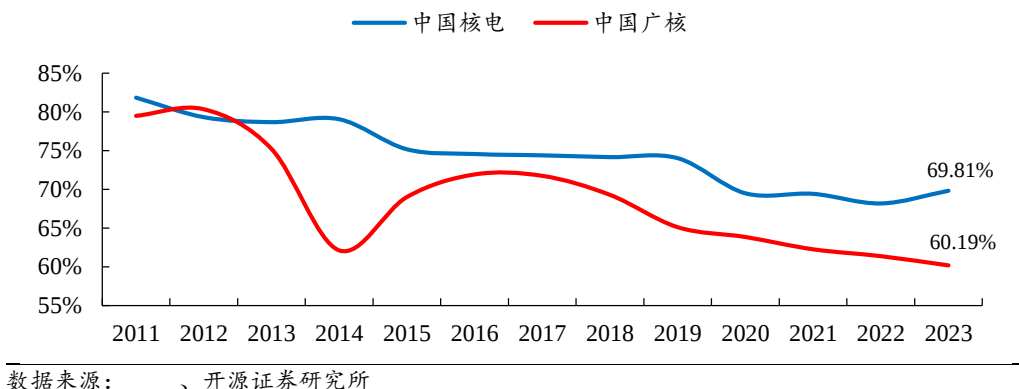


图44：2019-2023 年，中国核电财务费用小幅波动

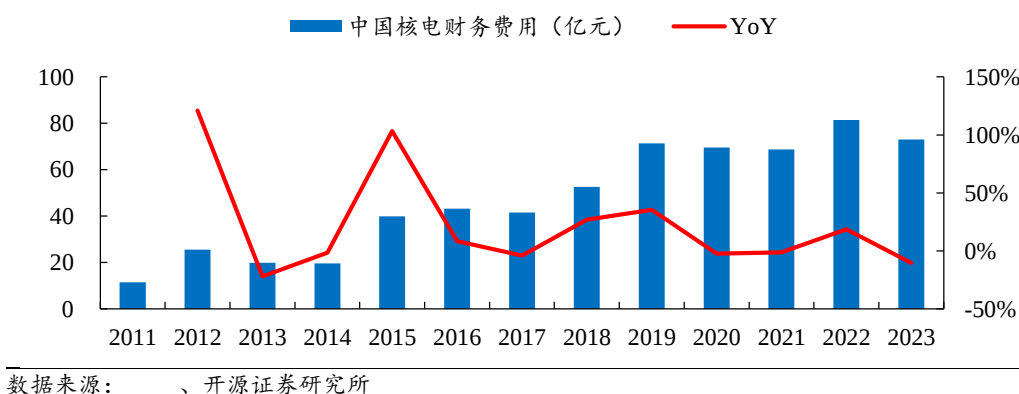
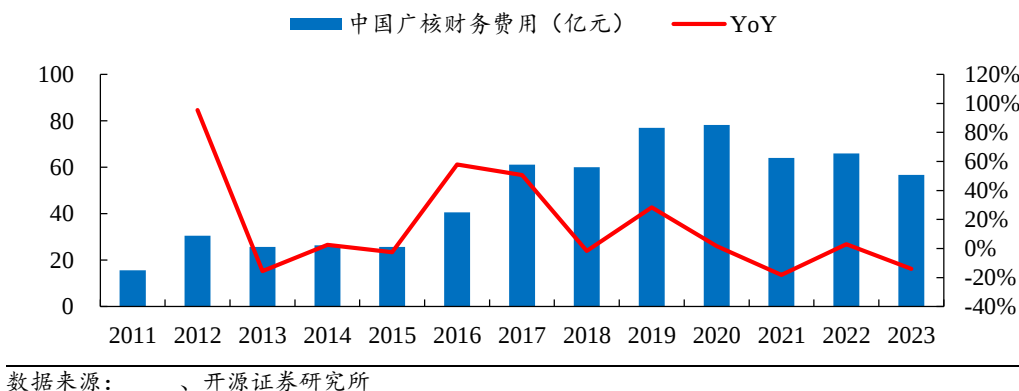


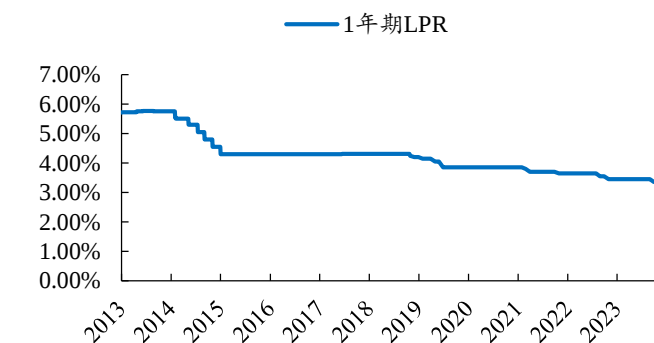
图45：2019-2023 年，中国广核财务费用呈现阶梯式下行



LPR 下调助力上市公司平均债务成本下行。2019 年 8 月至 2023 年 12 月，1 年期 LPR 经历多次下调，由 4.31% 降至 3.45%，降幅 86bps；带动中国核电/中国广核平均财务成本（计算方式为财务费用/长期借款）由 2020 年的 3.96%/5.00% 降至 2023 年的 2.98%/3.56%。

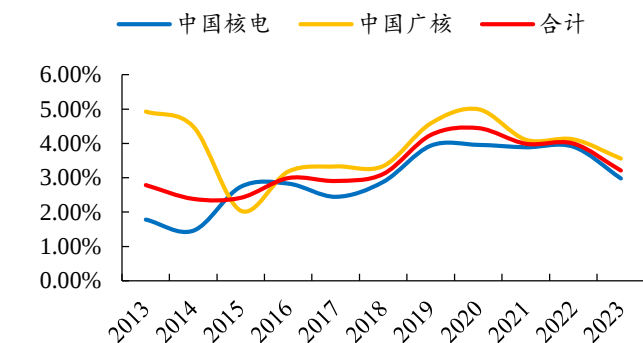
根据中国核电公告，2023 年公司新增项目贷款融资成本在 3% 以下。中广核集团控股的广东惠州核电和浙江苍南核电由集团出资，委托上市公司管理建设，集团承诺在满足资产注入条件下，最晚不迟于核电项目正式开工建设日之后五年内（基本与建设周期吻合）注入上市公司，建设期内贷款和财务费用由集团承担，一定程度上减轻了上市公司资本结构和财务费用压力。

图46：2019 至 2023 年底 1 年期 LPR 累计下降 86bps



数据来源：、开源证券研究所

图47：2019 年起上市公司平均财务成本波动下行 (%)



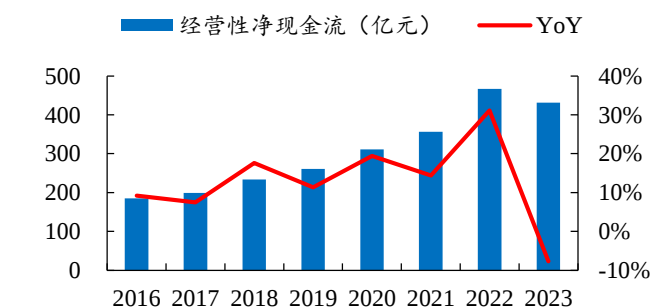
数据来源：、开源证券研究所（注：平均债务成本率计算方式为财务费用/长期借款）

4、投资价值分析：兼具稳定分红与确定成长的优质资产

4.1、业绩：现金流充沛，利润增长平滑

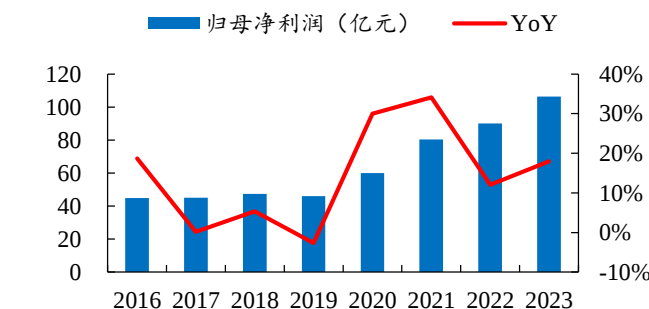
中国核电受益于电站陆续投产，成长属性显著。2023 年，中国核电经营性现金流 431.26 亿元，同比减少 7.65%；归母净利润 106.24 亿元，同比增长 17.91%，实现连续四年正增长。2016-2023 年，中国核电共有 11 台机组投运，装机容量 12.14GW；经营性净现金流和归母净利润 CAGR 分别为 12.83% 和 13.10%。

图48：中国核电经营性净现金流增长平滑



数据来源：、开源证券研究所

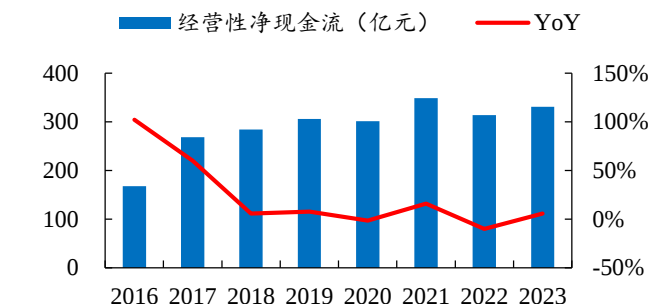
图49：中国核电归母净利润连续四年实现较大幅度增长



数据来源：、开源证券研究所

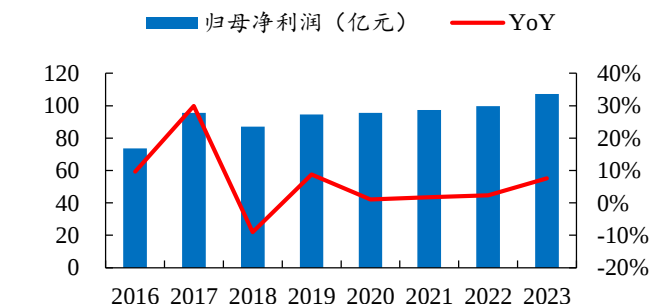
中国广核经营性现金流充裕，盈利能力稳定。2023 年，中国广核经营性现金流 331.20 亿元，同比增长 5.58%；归母净利润 107.24 亿元，同比增长 7.62%，实现连续五年正增长。2016-2023 年，中国广核经营性净现金流和归母净利润 CAGR 分别为 10.19%、5.52%。

图50：中国广核经营性净现金流小幅波动



数据来源：、开源证券研究所

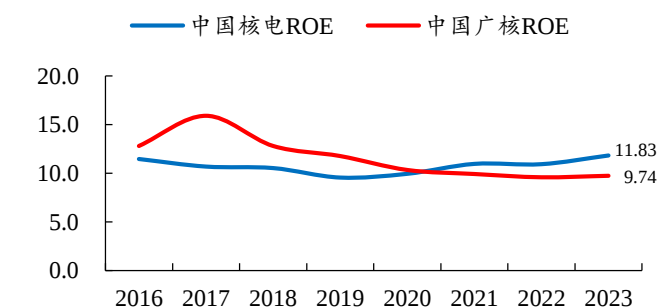
图51：中国广核归母净利润连续五年实现正向增长



数据来源：、开源证券研究所

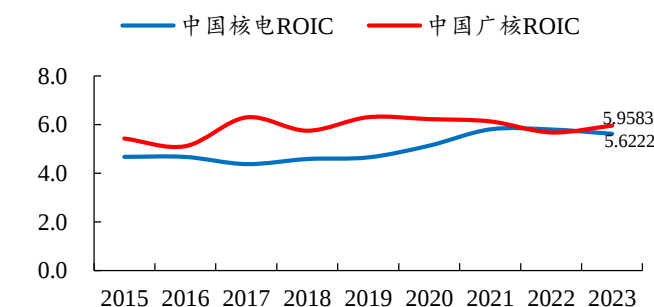
中国核电和中国广核 ROE 整体保持平稳，资本回报率接近。2016-2023 年，中国核电 ROE 曲线呈微笑形态，均值为 10.74%；中国广核 ROE 整体呈下行趋势，均值为 11.61%。2016-2023 年，由于中广核集团承担了部分核电机组建设的投融资成本，中国广核资产负债率显著优化，权益乘数下行；另外，上市公司代建代管业务盈利能力较弱，二者叠加拖累公司 ROE 水平。2023 年中国核电和中国广核资本回报率（ROIC）分别为 5.62%，5.96%，投资的效率和盈利能力接近。

图52：中国核电和中国广核 ROE 整体保持平稳 (%)



数据来源：、开源证券研究所

图53：中国核电和中国广核资本回报率接近 (%)

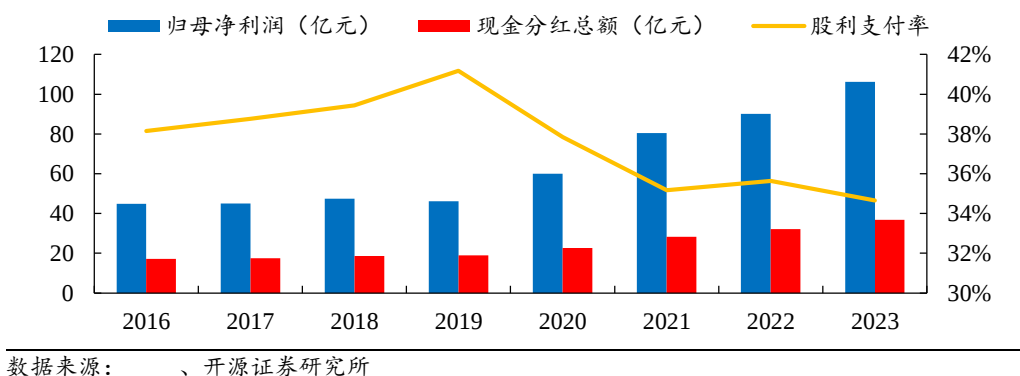


数据来源：、开源证券研究所

4.2、分红：现金分红持续稳定，股息率波动上行

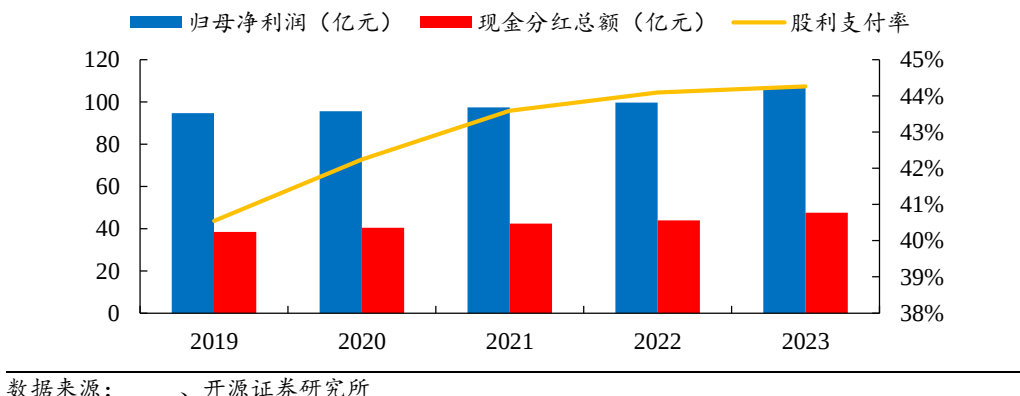
中国核电现金分红逐年增长，近三年股利支付率约 35%。根据中国核电 2023 年度利润分配方案，公司拟派发现金红利 36.82 亿元，每股股利 0.195 元，股利支付率为 34.66%。2016-2023 年，中国核电现金分红金额逐年增长，CAGR 为 11.56%。

图54：中国核电现金分红逐年增长，近三年股利支付率约 35%

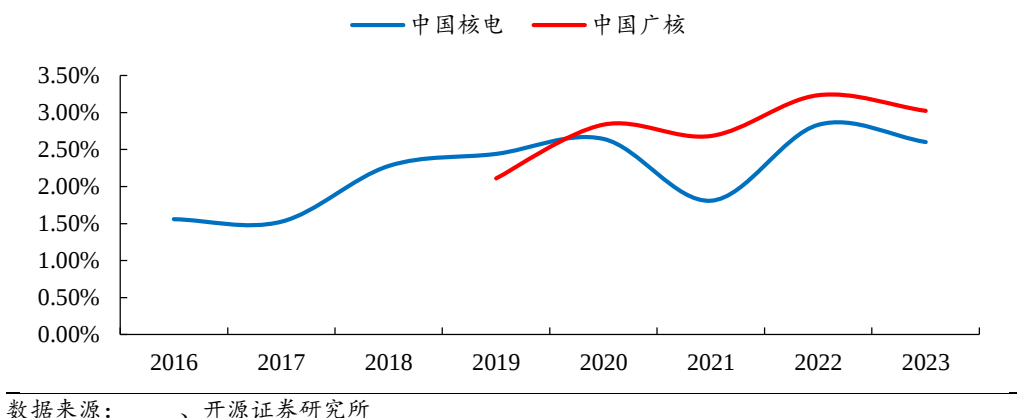


中国广核“十四五”期间分红比例在 42.25%基础上保持适度增长。根据中国广核 2023 年度利润分配方案，公司拟派发现金红利 47.47 亿元，每股股利 0.094 元，股利支付率为 44.26%。2016-2023 年，中国核电现金分红金额逐年增长，CAGR 为 5.46%。根据中国广核公告，在不发生重大变化并获得相关年度股东大会批准的前提下，在 2020 年分红比例（42.25%）基础上，2021 年至 2025 年保持分红比例适度增长。

图55：中国广核上市以来现金分红稳定增长，股利支付率逐年提升



中国核电、中国广核股息率波动上行。2016-2023 年，中国核电股息率由 1.56%提升至 2.60%，提升 1.04 个百分点；2019-2023 年，中国广核股息率由 2.11%提升至 3.02%，提升 0.91 个百分点。

图56：中国核电、中国广核股息率波动上行


4.3、成长：核准有望常态化，核电成长空间开启

未来十年有望保持每年开工 8-10 台百万千瓦核电机组的建设节奏。根据核能行业协会的报告，预计到 2035 年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到 10%左右，与当前全球平均水平相当，到 2060 年，核能发电量占比需达到 18%左右，与当前 OECD 国家水平相当。“十五五”和“十六五”期间，按年度开工 8-10 台百万千瓦机组规模预计，2030 年、2035 年我国核电装机将分别达到 1.2 亿、1.5 亿千瓦左右，发电量分别约占全国总发电量的 7.3%、10%。2022-2024 年，我国分别核准核电机组 10/10/11 台，已连续三年每年核准不低于 10 台机组，未来核准节奏有望维持平稳。

未来核电将充当电力系统的基荷电源发挥重要作用。根据国家电投的报告，未来风光总容量将超过 50%，但要保证工业负荷瞬态安全，电网应该具有 60%的稳定负荷供应能力，发电量：火电（25%）、水电（15%）、核电（20%）与储能联动。未来核电装机容量应达到 4 亿千瓦、发电量在骨干电网占比应超过 20%，预需持续建设 200 台以上的大型先进压水堆，直接总投资将超过 4 万亿。

中国核电：核/风/光多线布局。截至 2024H1，中国核电控股在运核电机组 25 台，装机容量 23.75GW；控股在建及核准待建机组 15 台（不含霞浦示范快堆），装机容量 17.57GW。公司新能源控股在运装机容量 22.37GW，包括风电 7.56GW、光伏 14.81GW，另控股独立储能电站 1.13GW；控股在建装机容量 14.72GW，包括风电 3.25GW，光伏 11.47GW。2024 年 8 月，国常会核准中国核电江苏徐圩项目 3 台机组，装机容量 3.08GW，中国核电控股在建及核准待建机组合计数量增至 18 台（不含霞浦示范快堆），装机容量增至 20.64GW。

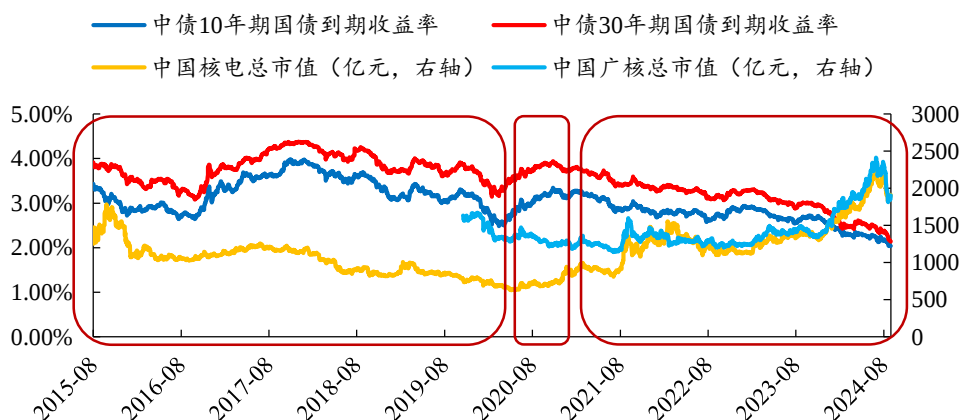
中国广核：聚焦主业，稳字当头。根据中国广核公告，公司不涉及新能源业务。截至 2024H1，中国广核管理运营的在运核电机组 28 台，装机容量 31.76GW；管理运营的在建及核准待建机组 10 台，装机容量 11.87GW，核电装机容量合计 43.63GW。2024 年 8 月，国常会核准中国广核广东陆丰、山东招远、浙江苍南 3 个项目 6 台机组，装机容量 7.26GW，中国广核管理运营的在建及核准待建机组合计数量增至 16 台，装机容量增至 19.22GW。

4.4、行情复盘：公用事业属性回归，攻守兼备

中国核电：2020 年是估值逻辑转变的重要时点，公司公用事业属性开始显现。2020 年之前，中国核电市值走势与国债收益率走势呈现出较弱的相关性，主要由于彼时中国核电属于成长性企业，“股性”主导公司市值走势。2015-2020 年六年间中国核电共有 14 台控股核电机组投运，总装机容量 11.53GW，而 2014 年末中国核电控股核电机组 11 台，总装机容量仅 8.78GW，2020 年底相比 2014 年底公司控股核电装机容量增长超 130%。2021 年开始，随着大部分控股机组投入商运，公司成长性弱化，“债性”加强，市值走势与国债到期收益率的相关性逐渐开始显现，整体呈现为市值走势与国债到期收益率负相关，强化公用事业属性。

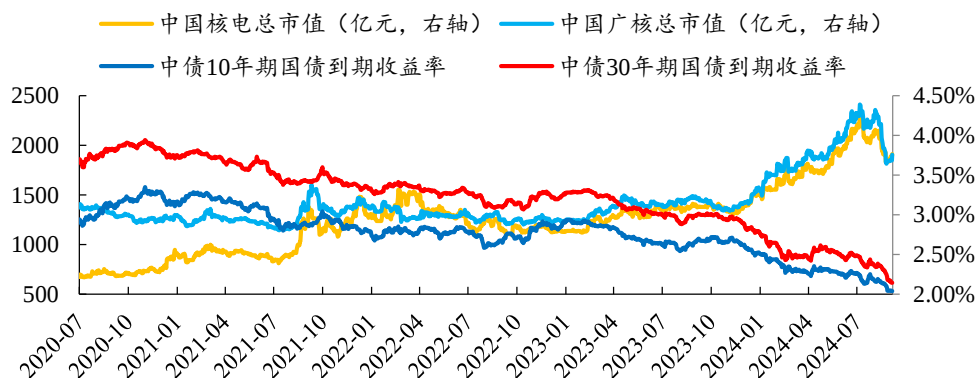
中国广核：估值恢复理性后，公用事业属性日益显著。2020 年之前，中国广核管理的核电机组（含联营）已达 24 台，装机容量 27.14GW，已达现役装机容量的 85.47%，2020-2023 年间仅有 4 台机组投产，公司属于成熟型企业，经营业绩具备相当的稳健性，理论上“债性”将主导公司市值走势。在上市数月后公司市值恢复理性，2019 年下半年至今的市值走势与国债到期收益率呈现初较强的负相关性。

图57：2020 年开始，核电行业公用事业属性得到强化



数据来源：、开源证券研究所

图58：2020 年下半年起，多数时间上市公司市值走势与国债收益率走势负相关



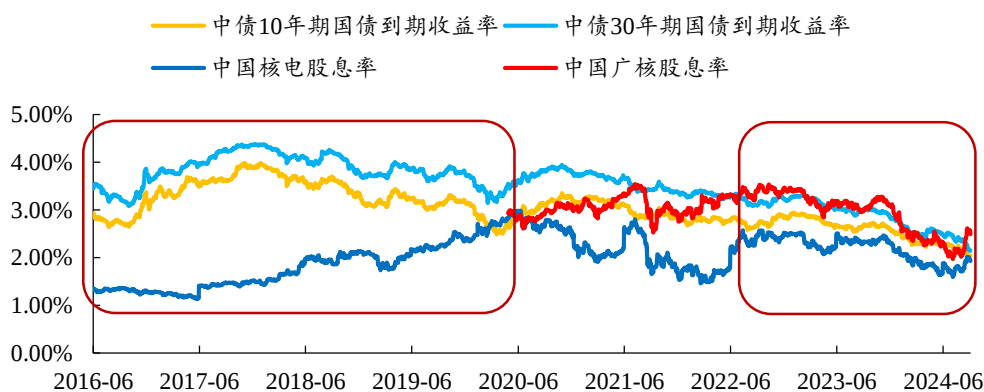
数据来源：、开源证券研究所

假设公司 T 年度披露分红预案后，在 T+1 年度分红预案披露之前，投资者会将 T 年度分红金额作为股息率的参考指标，据此计算出上市公司过往股息率情况。

2016-2020 年，中国核电成长性溢价逐渐消失，股息率与国债到期收益率之间的息差收窄。如前文所述，2015-2020 年六年间中国核电控股装机容量大幅增长，成长性在估值中占据主导地位。2016-2017 年中国核电股息率与 10 年期国债到期收益率大幅倒挂，公司估值包含成长性溢价；2018-2019 年，随着浙江三门核电、江苏田湾核电共计 4 台机组投运，公司逐渐走出快速成长阶段，核电装机已达较大规模，成长性溢价逐渐消失，股息率追平 10 年期国债。

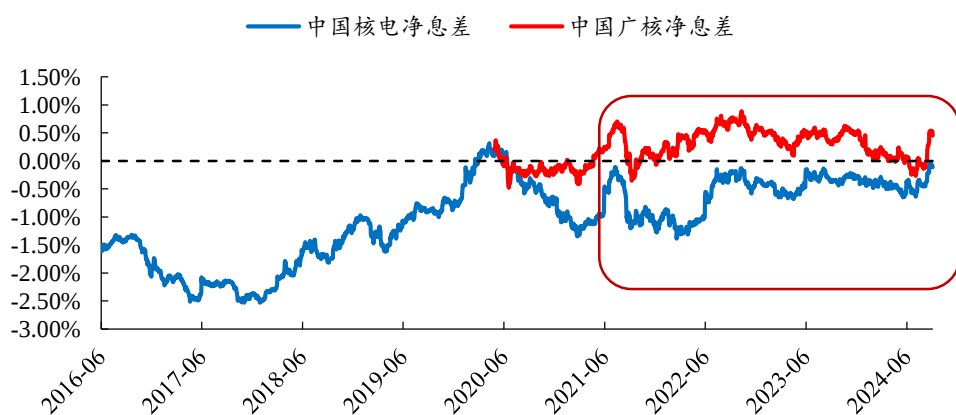
2022 年至今，上市公司股息率与 10 年期国债到期收益率相关性显著提升；上市公司之间净息差的差异是成长性溢价的映射。华龙一号机组从 FCD 准备阶段至建设完成大约需要 7 年左右，目前多数在建、已核准的核电项目预计于“十五五”期间投产。以 2024 年 6 月底为基准，目前在建及已核准项目全部投产后，中国核电控股装机容量将提升 79.01%，中国广核管理的装机容量将提升 37.39%。相比较下，中国核电应当享有更多的成长性溢价，映射到净息差指标，体现为中国广核平均净息差高于中国核电。

图59：2016-2020 年，中国核电股息率逐渐追平 10 年期国债到期收益率



数据来源： 、开源证券研究所

图60：2022 年至今上市公司股息率相较国债的净息差整体保持稳定

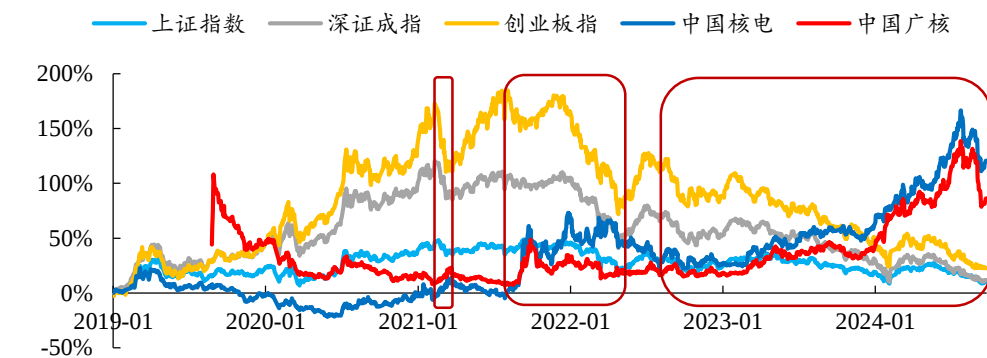


数据来源： 、开源证券研究所

核电板块多数时间区间内呈现出较强的防御属性。2019 年以来，尽管期间经历了多次市场的波动，但核电板块整体表现较为稳健。对比三大指数可以发现，当市场风险偏好明显下降、市场环境不利时，核电板块并未跟随大盘同步下跌，反而表现出了一定的独立性和防御属性。

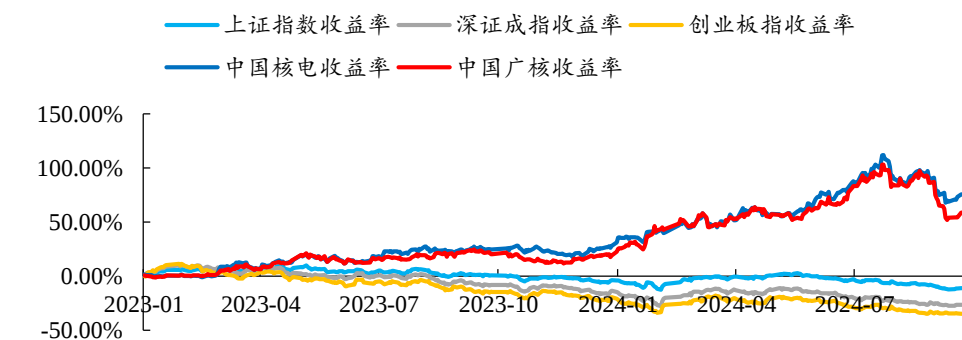
2023 年初至 2024 上半年，核电板块相较于主要指数的表现出色。2023 年初至 2024 上半年，中国核电/中国广核的涨幅分别达到 81.90%/77.25%，相较同期的上证指数、深证成指和创业板指超额收益率分别为 85.84%/81.19%、101.57%/96.92%和 110.16%/105.51%。

图61：2020 年至今，核电板块多数时间区间内呈现出较强的防御属性



数据来源：、开源证券研究所

图62：2023 年初至 2024 上半年核电板块相较市场主要指数超额收益率显著

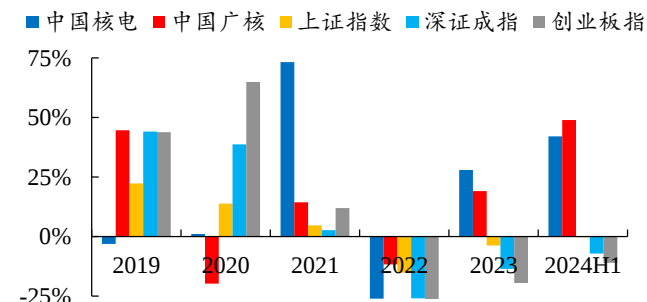


数据来源：、开源证券研究所

核电板块年度收益率涨多跌少，表现出比较明显的抗跌特征。在过去几年间，核电板块上市公司多数时候区间都取得了正向的投资回报，在市场风险偏好下降时取得了较为可观的超额收益。

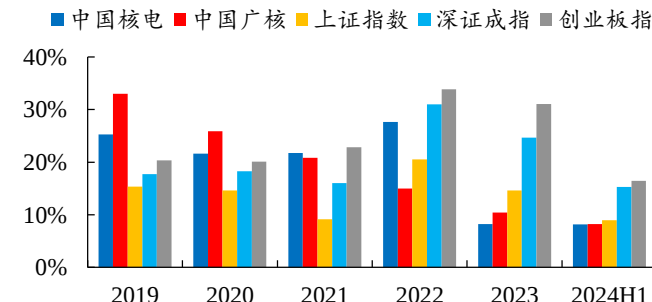
核电板块走势逐渐趋于稳定，年度最大回撤波动下行。核电板块年度最大回撤逐年减小，市值逐渐趋于稳定，波动性逐步降低。

图63：核电板块区间收益率呈现比较明显的抗跌特征



数据来源：、开源证券研究所

图64：核电板块最大回撤波动下行



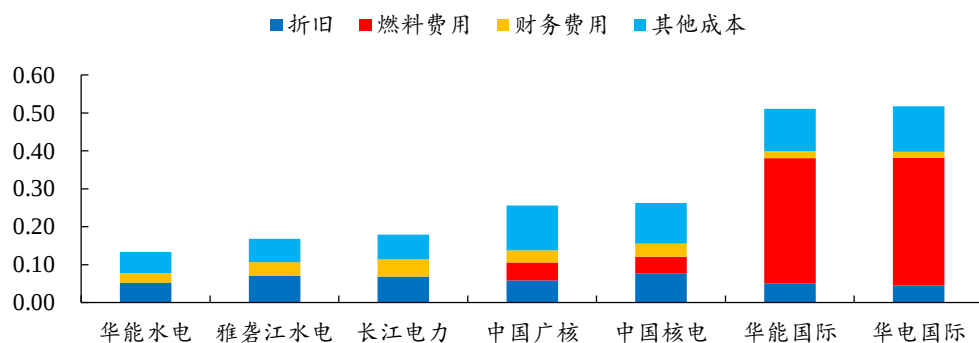
数据来源：、开源证券研究所

4.5、投资价值：商业模式凤毛麟角，估值仍有提升空间

电力产品同质化严重，核电稳定、清洁且廉价。核电出力稳定，可预测性强，是电力系统中的优质基荷电源，具备大规模开发潜力；其次，核电生命周期碳排放量较低，契合能源转型需求；最后，核电度电成本较火电更低，仅高于水电。并且核电和水电行业成本中，折旧和财务费用占比较高，不考虑扩张的前提下，当下的折旧和财务成本未来明确可逐渐衰减为零，度电成本有大幅压降空间，相较于火电来看，远期利润空间更丰厚。

核电与水电商业模式类似，几乎不受行业因素影响，公用事业属性较强。上游来看，相较于火电，核电行业燃料成本占度电成本比重更低，且核电上市公司均与各自集团下铀业兄弟公司签订了燃料供应长协，燃料成本受现货铀价波动影响微弱，度电燃料成本具备刚性；除了人员成本变动、财务成本变动等宏观风险因素外，与其余行业几乎不具备相关性。下游来看，核电电能质量优秀，虽然国家政策保障核电优先上网，但与新能源保消纳有本质区别，核电和水电消纳的市场性强于政策性。

图65：水电和核电度电成本显著更低，可衰减成本占比更高（单位：元/千瓦时）

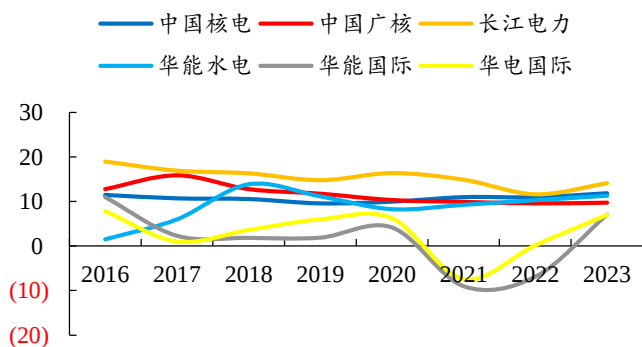


数据来源：、各公司定期报告、开源证券研究所

核电行业 ROE 与水电行业接近，波动幅度较小。2019-2023 年，长江电力、华能水电、中国核电、中国广核 ROE 均值分别为 14.34%、10.07%、10.65%、10.27%。

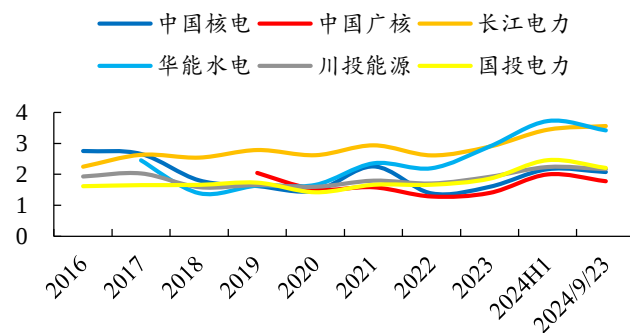
核电行业 PB 低于水电行业，估值仍有提升空间。截至 2024/9/23，核电板块 PB 处于行业较低水平，中国核电、中国广核 PB 分别为 2.07、1.77，低于主流水电上市公司。

图66：核电和水电板块上市公司 ROE 相对稳定（%）



数据来源：、开源证券研究所

图67：核电上市公司 PB 低于主流水电上市公司



数据来源：、开源证券研究所

从净息差角度来看，上市公司估值并未充分反映近两年大量核准带来的成长性。根据前文分析，2020 年起，核电资产的“债券”属性逐渐显现，与 10 年期国债之间的净息差逐渐稳定。从核电机组核准节奏来看，2015 年核准 8 台，2016-2018 年无核准，2019/2020/2021 年分别核准 4/4/5 台，2022-2024 年核准 10/10/11 台，近三年核电快速核准为上市公司带来的成长空间仍未充分反映在公司市值方面，表现为 2022 年至今上市公司净息差没有发生显著下降，整体仍处在近三年息差的波动范围内，且中国核电当前净息差位于区间较高水平。

图68：2022H2 至今上市公司股息率相较国债的净息差整体保持稳定



数据来源：、开源证券研究所

5、受益标的

核电企业现金流充沛，利润增长平滑，分红持续稳定。中国核电/中国广核 2016-2023 年归母净利润 CAGR 为 13.10%/5.52%，平均 ROE 为 10.74%/11.61%，过去三年平均股利支付率为 35%/44%。

核电核准有望常态化，核电成长空间开启。中国核能行业协会预计到 2035 年，核能发电量在我国电力结构中的占比将达到 10%左右，未来十年有望保持每年开工 8-10 台百万千瓦核电机组的建设节奏。

核电商业模式凤毛麟角，估值仍有提升空间。上游来看，核电与其他行业因素的相关性几乎为零；下游来看，政策+市场双重托底，电量&电价有保障。净息差视角纵向来看，当前公司市值仍未完全反映近两年高核准带来的中长期成长性提升；PB 视角横向来看，核电板块估值水平整体低于水电。我们认为，核电企业兼具稳定的分红能力与确定的成长空间，是不可多得的优质资产，当前估值水平仍有提升空间。

受益标的中国核电、中国广核。

表11：受益标的的盈利预测与估值

公司代码	公司名称	评级	收盘价 (元)	归母净利润（亿元）			PE		
				2024E	2025E	2026E	2024E	2025E	2026E
601985.SH	中国核电	未评级	10.12	113.0	123.5	132.9	16.9	15.5	14.4
003816.SZ	中国广核	未评级	4.07	118.8	125.9	133.4	17.3	16.3	15.4

数据来源：、开源证券研究所（注：收盘价日期为 2024 年 9 月 23 日，盈利预测数据来自一致预期）

6、风险提示

核准进度不及预期。若核电站核准数量低于预期，将显著影响运营商发电量。

市场化电价波动风险。若市场化竞争加剧，电价有较大波动风险。

原材料价格波动风险。若核燃料价格大幅上涨，将会影响运营商盈利水平。

核电机组运行风险。核电行业对安全要求极高，若发生安全生产事故，将会显著影响未来行业发展前景。

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，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、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，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，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn