

行业研究

发展提速，核电彰显高景气度

——碳中和深度报告（十三）

要点

2020 年以后，在“双碳”目标的指导下，核电加速复苏。2022 年，我国新核准核电机组 10 台，新投入商运核电机组 3 台，新开工核电机组 5 台。2023 年，我国新核准核电机组 10 台，共有中核集团三门核电 4 号机组、中国广核陆丰核电 6 号机组、国家电投海阳 4 号、中国核电徐大堡 1 号四台机组开工。按照《中国核能发展与展望（2022）》，我国自主三代核电有望按照每年 6-8 台机组的核准节奏稳步推进；根据《“十四五”现代能源体系规划》，核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显。

我们预计在高/中/低场景下 2030 年核电装机量可达 1.06/1.00/0.93 亿千瓦。我们将中国能源发展分为三种不同情形对核电装机进行预测，高场景下核电和新能源同时高速发展，核电装机以年均 8-10 台速度增长；中场景下偏向新能源发展，核电有序发展，核电装机以年均 7-8 台速度增长；低场景下新能源跨越式发展，储能技术加速布局，核电适度发展，核电机组以年均 5-6 台速度增长。在高/中/低场景下，我们预计 2030 年中国核电装机分别达到 1.06/1.00/0.93 亿千瓦。

国产自研技术华龙一号具备建设成本优势，整体经济性较好。根据机组类型计算平准化度电成本（LCOE），将市场分为乐观/中性/悲观三种情况，分别对应贴现率 3%/8%/10%，则三代机组 AP1000 平准化度电成本分别为 0.230、0.380、0.452 元/千瓦时；EPR 机组平准化度电成本分别为 0.256、0.443、0.532 元/千瓦时；华龙一号平准化度电成本分别为 0.211、0.334、0.394 元/千瓦时。在中性场景下华龙一号在存在三代机组价格补贴的情况下经济性较好，AP1000 与 EPR 机组的引进初期成本过高因而导致经济性较差。**参考同为三代机组且同处于浙江省的三门一期核电项目（试行价格按照每千瓦时 0.4203 元执行），建设成本为 16800 元/千瓦的华龙一号项目 IRR 接近 10%。**

投资建议：核电核准进度加速，“十四五”期间核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用凸显。按照《中国核能发展报告（2020）》核电建设有望按照每年 6-8 台持续稳步推进；2022 年、2023 年均新增核准了 10 台核电机组。我国核电审批重启，支持性政策频出，核电装机量有望稳步提升；盈利性较强的三代机组华龙一号是近期布局重点机型，核电运营商盈利空间逐步开拓。同时随着核电参与市场化交易占比不断提升，核电平均上网电价有望持续提升。

重点推荐：核电运营商目前主要以中国广核和中国核电为主。根据我们的预测，中国广核与中国核电 24/25 年 EPS 分别为 0.23/0.26 元与 0.59/0.65 元，当前股价对应 PE 分别为 17X/15X 与 16X/14X。考虑：1) 核电核准提速后在建及已核准拟建机组规模提升，2) 对标业务模式与核电类似的水电，核电板块整体估值低于防御板块（水电）的平均水平。**首次覆盖，予以中国广核、中国核电“买入”评级。**

风险分析：市场化电价边际下行、核电运营安全风险、项目建设进度不及预期、测算假设无法实现或不准确而产生误差。

重点公司盈利预测与估值表

证券代码	公司名称	股价（元）	EPS（元）			PE（X）			投资评级
			23A	24E	25E	23A	24E	25E	
003816.SZ	中国广核	4.01	0.21	0.23	0.26	19	17	15	买入
601985.SH	中国核电	9.39	0.56	0.59	0.65	17	16	14	买入

资料来源：，光大证券研究所预测，股价时间为 2024-05-21

公用事业

买入（维持）

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452071

yinzs@ebscn.com

分析师：宋黎超

执业证书编号：S0930523060001

021-52523817

songlichao@ebscn.com

行业与沪深 300 指数对比图



资料来源：

相关研报

23 年新增核准 6 台核电机组，核电延续高景气度——核电板块跟踪系列报告一（20230731）

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

投资聚焦

在“双碳”政策的推进下，作为基荷能源，核电发展近年来在我国复苏。2023年全年国家新核准核电机组 10 台，维持近年高景气度。本篇报告梳理了核电全产业链的状况，并主要围绕：1) 核电电价市场化对于核电平均上网电价的影响；2) 分析了三代核电机组的经济性。

我们的创新之处

我们对于三代核电机组的度电标准化成本进行了测算。根据机组类型计算平准化度电成本（LCOE），将市场分为乐观/中性/悲观三种情形，分别对应贴现率 3%/8%/10%，则三代机组 AP1000 平准化度电成本分别为 0.230、0.380、0.452 元/千瓦时；EPR 机组平准化度电成本分别为 0.256、0.443、0.532 元/千瓦时；华龙一号平准化度电成本分别为 0.211、0.334、0.394 元/千瓦时。在中性场景下，华龙一号经济性较好，AP1000 与 EPR 机组的引进初期成本过高而导致经济性较差。随着建设成本下行，三代机组盈利能力有望进一步释放。

同时我们对于核电机组的项目内部收益率（IRR）进行了敏感性测算。华龙一号机组造价相对其他三代机组较低，整体项目 IRR 在三代机组中最高。参考同为三代机组且同处于浙江省的三门一期核电项目（试行价格按照每千瓦时 0.4203 元执行），建设成本为 16800 元/千瓦的华龙一号全项目 IRR 接近 10%。

股价上涨的催化因素

（1）核电市场化占比提升，推动电力业务营收增长；（2）核电核准超预期增长，预计未来核电装机规模进一步扩大；（3）三代核电华龙一号加速装机，机组规模化促进造价降低，机组经济性进一步提高。

投资观点

随着核电核准的加速复苏，“十四五”期间核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显。按照《中国核能发展报告（2020）》核电建设有望按照每年 6-8 台持续稳步推进；2023 年审批了 10 台核电机组。我国核电审批重启，支持性政策频出，核电装机量有望稳步提升；盈利性较强的三代机组华龙一号是近期布局重点机型，核电运营商盈利空间逐步开拓。同时随着核电参与市场化交易占比不断提升，核电平均上网电价有望持续提升。推荐中国广核、中国核电。

目 录

1、核电迈入新阶段，助力实现“双碳”目标	7
1.1 低碳目标下核电稳步增长，机组分布在沿海地区	7
1.2 低碳高产，核电发展有较大空间	8
1.2.1 核电清洁稳定，未来占比有望不断提升	8
1.2.2 核电处于快速发展阶段，预计 2030 年装机超 1 亿千瓦	9
2、“重中间，轻两头”，产业链前后端亟需跟进	13
2.1 前端：核燃料供应	14
2.1.1 我国天然铀资源供不应求，严重依赖进口	14
2.1.2 全球核电复苏，拉升核燃料市场价格	15
2.2 中端：中端核电设备、运营产业发展较快	16
2.2.1 核岛设备技术壁垒高，主要由国企主导	16
2.2.2 打通产业链，构建高行业壁垒，运营市场高度集中	17
3、核电运营市场：三代机组电价上浮，技术成熟落地	19
3.1 核电电价历史沿革：从“一厂一价”走向市场电价	19
3.2 非市场化电价相对稳定	21
3.3 市场化电量占比提升，带动核电平均电价上涨	23
3.4 三代机组陆续投运，华龙一号未来可期	25
3.4.1 中国核电行业技术发展：走“引进—消化—吸收”路线	25
3.4.2 三代机组中国产技术华龙一号具备盈利优势	26
4、对标水电，核电具备估值提升空间	29
4.1 中核、中广核、长江电力盈利情况对比	29
5、投资建议	31
5.1 中国广核（003816.SZ）	31
5.1.1 纯核电业务的龙头运营商	31
5.1.2 盈利预测	34
5.2 中国核电（601985.SH）	37
5.2.1 向新能源业务横向拓宽	37
5.2.2 盈利预测	39
6、风险分析	44

图目录

图 1：2012 年-2023 年国内在运、在建核电装机容量（万千瓦）	7
图 2：2012 年-2023 年国内核电上网电量（亿千瓦时）	7
图 3：2023 年国内各类能源发电量占比	7
图 4：截至 2023 年底国内核电地区装机量（MW）	7
图 5：不同能源机组全生命周期碳排放（g CO ₂ /千瓦时）	8
图 6：2023 年 6000 千瓦以上发电设备利用小时（小时）	8
图 7：IEA 对 2050 年不同情景下，不同来源的能源供应占比预测	9
图 8：2020 年、2021 年各国核电发电量在总发电量占比	9
图 9：2020-2022 年核电主要市场发电量增速变化	10
图 10：2013-2023 年中国核电发电量（亿千瓦时）	10
图 11：国内核电机组开工数量（截至 2023 年 12 月）	11
图 12：2020-2060 年我国各类电源电力平衡贡献图	12
图 13：2030 年国内核电装机预测（万千瓦）	12
图 14：核电产业链梳理	13
图 15：2021 年全球核燃料成本结构	14
图 16：2013 年-2022 年部分国家铀矿产量（吨铀）	14
图 17：2014-2021 年中国铀矿国内产量与需求量（吨铀）	15
图 18：2014-2021 年中国铀矿对外依存度	15
图 19：2000 年 1 月-2024 年 5 月天然铀现货价格（美元/磅）	15
图 20：2021 年 12 月-2023 年 12 月中国核燃料价格指数	16
图 21：乐观预期下世界核电装机预测（GW）	16
图 22：中长期天然铀年度现货价格指数预测（美元/磅）	16
图 23：2020 年全球核电成本结构	17
图 24：2020 年全球核电设备成本结构	17
图 25：中核集团核电领域布局	17
图 26：中国广核集团核电布局	17
图 27：中国在运核电机组市场格局，截至 2023 年年底	18
图 28：核电电价定价历程	20
图 29：核电电价定价机制	21
图 30：中国广核市场化交易比例	24
图 31：中国广核平均上网电价（除税）（元/千瓦时）	24
图 32：不同类型技术核电机组造价（元/千瓦）	27
图 33：核电机组盈利计算模型	28
图 34：各技术机组 LCOE（元/千瓦时）	28
图 35：水电、核电公司营业收入（亿元）	29
图 36：水电、核电公司装机量（万千瓦）	29
图 37：水电核电公司归母净利润（亿元）	29
图 38：水电核电公司度电毛利润（元/千瓦时）	29
图 39：长江电力、中国核电、中国广核折旧占营业成本比例	30

图 40: 水电行业 (SW)、中国核电、中国广核 PE (TTM) 变化情况	30
图 41: 长江电力 PE (TTM) 随装机变化情况.....	31
图 42: 中国广核股权结构 (截至 2023 年 12 月底)	32
图 43: 2018-2023 年中国广核营业收入 (亿元)	33
图 44: 2018-2023 年中国广核营业收入拆分占比.....	33
图 45: 2018-2023 年中国广核控股装机量 (万千瓦)	33
图 46: 2018-2023 年中国广核控股装机上网电量 (亿千瓦时)	33
图 47: 2018-2023 年中国广核归母净利润 (亿元)	33
图 48: 2018-2023 年中国广核上网电价 (含税; 元/千瓦时)	33
图 49: 中国核电股权结构 (截至 2023 年 12 月底)	38
图 50: 2019-2023 年中国核电营业收入 (亿元)	38
图 51: 2019-2023 年中国核电营业收入拆分占比.....	38
图 52: 2018-2023 年中国核电装机构成 (万千瓦)	38
图 53: 2018-2023 年中国核电在运核电机组装机容量 (万千瓦)	38
图 54: 2018-2023 年中国核电上网电量 (亿千瓦时)	39
图 55: 2018-2023 年中国核电上网电量构成 (亿千瓦时)	39
图 56: 2018-2023 年中国核电归母净利润 (亿元)	39
图 57: 2018-2023 年中国核电综合电价 (除税: 元/千瓦时)	39

表目录

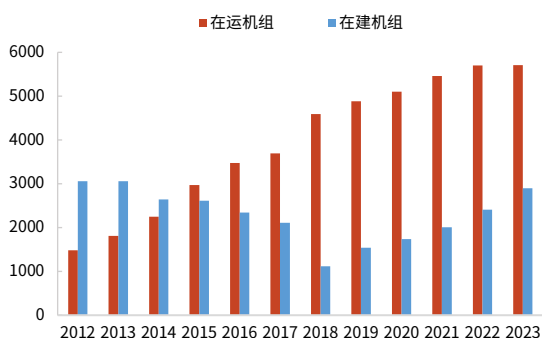
表 1：国家层面核电相关政策	10
表 2：三代机组组件供应商	17
表 3：截止 2023 年末部分机组各电力集团参股情况	18
表 4：2022-2023 年核电机组商运、开工、审批情况	19
表 5：核电上网电价定价机制	20
表 6：三代技术机组的上网电价（元/千瓦时，含税）	21
表 7：全国在运核电机组基本情况	21
表 8：各核电机组保障电量含税上网电价	22
表 9：各省份燃煤发电上网基准价（含税）	23
表 10：各省核电市场化交易政策	23
表 11：中国广核集团 2022 年市场化交易情况	24
表 12：中核集团 2023 前三季度市场化交易情况	24
表 13：一至四代核电技术特点	25
表 14：国内核电机组发展	25
表 15：核电机组基本假设	27
表 16：华龙一号全投资项目 IRR 敏感性分析	28
表 17：核电运营商上市公司盈利预测与估值	31
表 18：中国广核在运机组情况	31
表 19：中国广核在建机组情况	32
表 20：2021-2026 年中国广核电力公司售电业务拆分	35
表 21：2021-2026 年中国广核电力公司营收、成本、毛利拆分	35
表 22：2021-2026 年中国广核电力公司期间费用率预测	36
表 23：中国广核可比公司盈利预测与估值	36
表 24：中国广核盈利预测与估值简表	36
表 25：中国核电在运机组	37
表 26：中国核电在建机组	37
表 27：2021-2026 年公司核电业务拆分	41
表 28：2021-2026 年公司新能源电力业务拆分	41
表 29：2021-2026 年公司营收、成本、毛利拆分	42
表 30：2021-2026 年中国核电公司期间费用率预测	43
表 31：中国核电可比公司盈利预测与估值	43
表 32：中国核电盈利预测与估值简表	43

1、核电迈入新阶段，助力实现“双碳”目标

1.1 低碳目标下核电稳步增长，机组分布在沿海地区

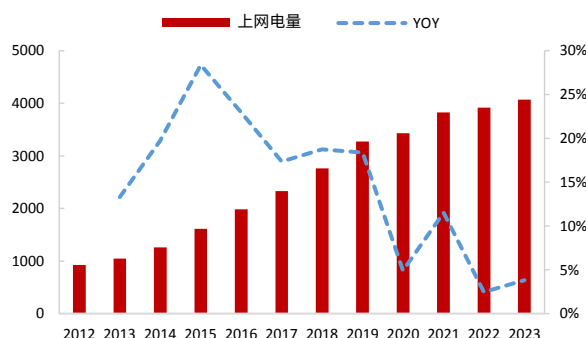
核电装机容量稳步增长。截至 2023 年底我国核电在运装机容量达到 5703.13 万千瓦。2023 年我国核电上网电量达到 4067.09 亿千瓦时，相比 2022 年增长 4.05%。

图 1：2012 年-2023 年国内在运、在建核电装机容量（万千瓦）



资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

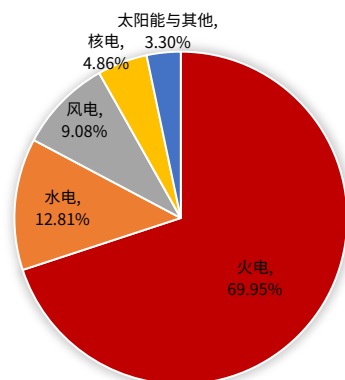
图 2：2012 年-2023 年国内核电上网电量（亿千瓦时）



资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

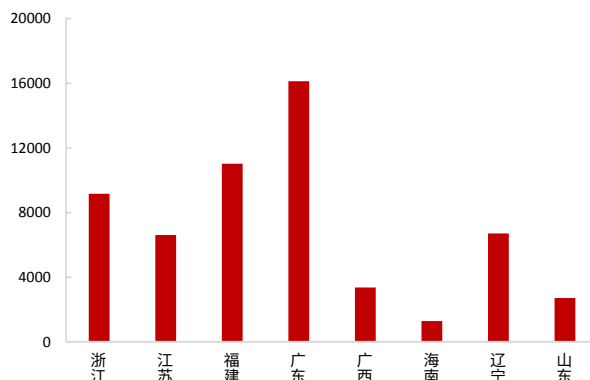
从能源结构看，核电在中国能源结构中占比继续扩大。核电发电量占全国发电量的比重从 2014 年的 2.39% 上升到 2023 年底的 4.86%。从地区分布看，核电机组分布在沿海地区。截至 2023 年年底，我国在运机组共 55 台，其中广东在运机组 14 台，广西在运机组 3 台（防城港核电厂 3 号机组于 2022 年 11 月 25 日首次装料，于 2023 年 3 月商运），福建在运机组 10 台，浙江在运机组 11 台，江苏在运机组 6 台，山东在运机组 3 台（石岛湾核电厂 1 号机组于 2021 年 8 月 21 日首次装料，于 2023 年 12 月商运），辽宁在运机组 6 台，海南在运机组 2 台。广东、福建和浙江装机量排名前三，分别为 16136、11034、9126 兆瓦。

图 3：2023 年国内各类能源发电量占比



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

图 4：截至 2023 年底国内核电地区装机量（MW）



资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

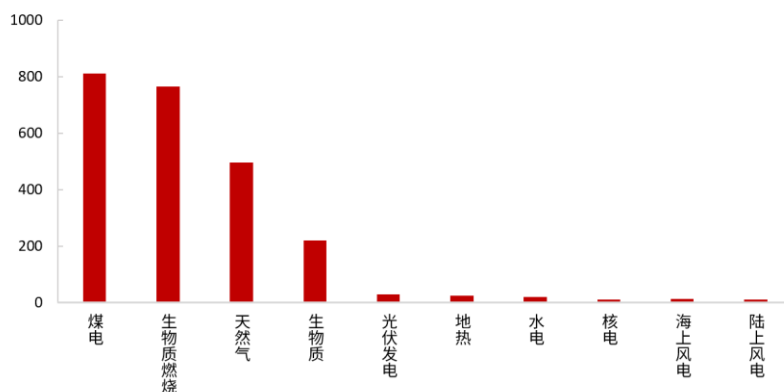
1.2 低碳高产，核电发展有较大空间

党的二十大报告提出，“积极稳妥推进碳达峰碳中和”、“加快规划建设新型能源体系”。在我国，能源活动碳排放占二氧化碳排放总量的 88%左右，而电力行业碳排放又占能源行业碳排放的 42%左右。因此，实现“双碳”目标，能源是主战场，电力是主力军。完善低碳能源结构具有重要意义，而核电在低碳结构中难以被取代。

1.2.1 核电清洁稳定，未来占比有望不断提升

核电是高效清洁的低碳能源。政府间气候变化委员会（IPCC）的评估报告指出，在考虑铀矿采冶级核电站退役治理后，核电依然是全生命周期碳排放最小的发电技术之一，每千瓦时仅产生 12 克二氧化碳。

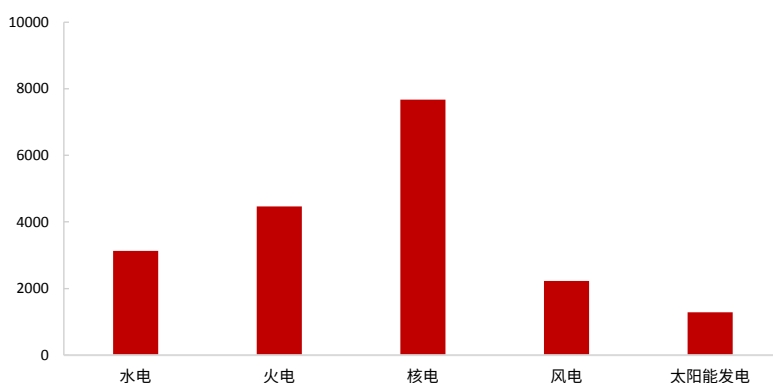
图 5：不同能源机组全生命周期碳排放（g CO₂/千瓦时）



资料来源：世界核能行业协会，光大证券研究所

核电运行高效可靠，发电效能稳定持续。在“双碳”背景下，能源结构清洁化、低碳化的进程进一步加快，煤电在能源结构中将从主要能源过渡为电力灵活性调节的辅助能源；风电、光电由于受到地理资源条件不稳定的影响，具有波动性与间歇性；核电稳定性强，除定期检修外长期稳定运行，2023 年核电机组发电小时数达 7670 小时，远超其他类型机组，具备稳定持续发电能力。

图 6：2023 年 6000 千瓦以上发电设备利用小时（小时）

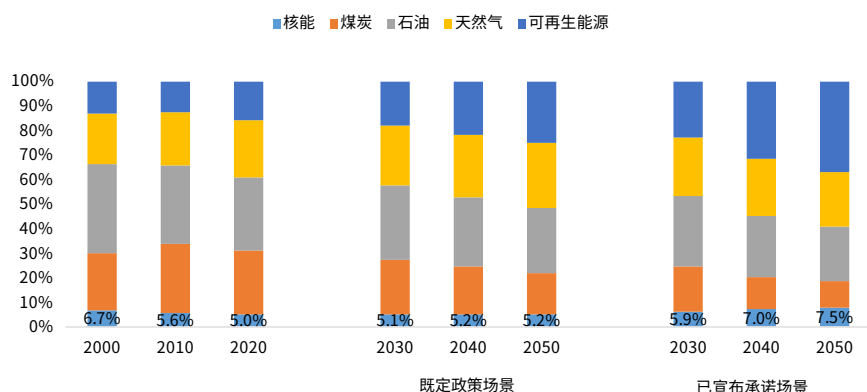


资料来源：中电联，光大证券研究所

新能源快速发展下，核能在能源供应中占比有望持续提升。IEA（International Energy Agency 国际能源署）针对 2050 年实现全球净零排放作出假设，按照全球各国政府已宣布承诺的情景，可再生能源将主导全球能源供应的增长，在能源结构中的份额将从 2020 年的 12% 增加到 2050 年的 35%（既定政策情景下 2050

年为 25%)。同时核能地位不断提升,在能源结构中的份额将从 2020 年的 5.0% 增加到 2050 年的 7.5% (既定政策情景下 2050 年为 5.2%)。

图 7: IEA 对 2050 年不同情景下,不同来源的能源供应占比预测

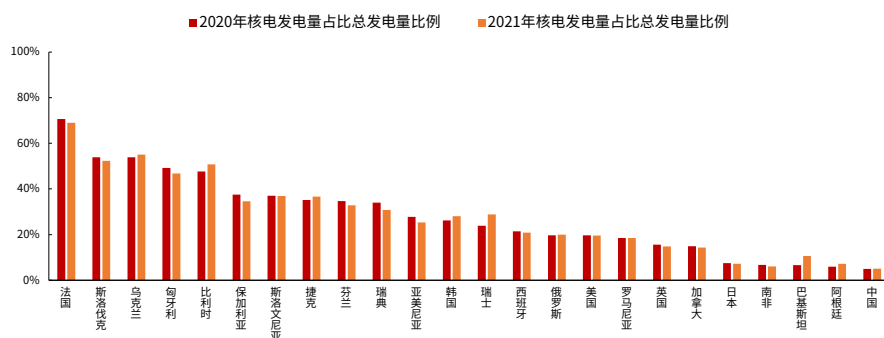


资料来源: IEA, 光大证券研究所整理

1.2.2 核电处于快速发展阶段, 预计 2030 年装机超 1 亿千瓦

从全球核电发展状况来看,截至 2021 年底,我国核电仍低于世界平均水平。从世界发电结构上看,2021 年全球核电的发电量占总发电量的比重为 10.8%。各国核电发电量在国内发电量占比中,法国 (69%)、美国 (20%)、俄罗斯 (20%),我国核电发电量占比 2021 年刚突破 5%,中国核电发电量占比在全球的排名中相对落后,未来仍具备提升空间。

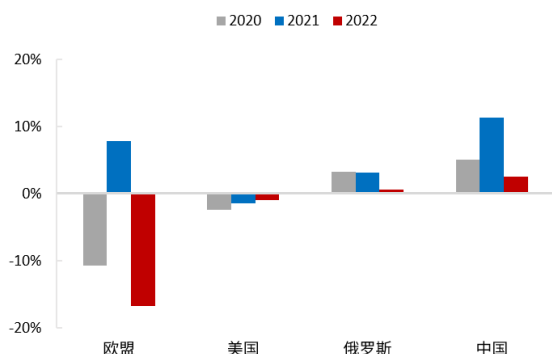
图 8: 2020 年、2021 年各国核电发电量在总发电量占比



资料来源: IAEA, 光大证券研究所

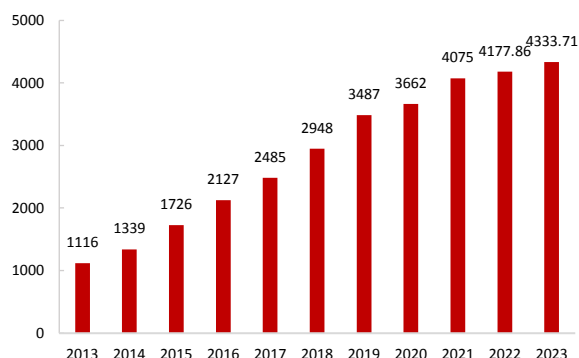
我国在主要核能发电国家与地区中仍是核电发电量增速最快的国家。受到疫情影响,2020 年各国核电发电量增速有所下降,2021 年中国核电发电量增速重回 10% 以上,达到 11.3%。2022 年由于大量反应堆停运,全球核能发电量 26790.11 亿千瓦时,同比下降 4.4%,同期中国核电发电量增速有所放缓,但依旧保持 2.5% 的增长势头。

图 9：2020-2022 年核电主要市场发电量增速变化



资料来源：IEA，光大证券研究所

图 10：2013-2023 年中国核电发电量（亿千瓦时）



资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

从政策上看，“双碳”目标重塑国内核电低碳能源地位。我国核电发展的政策历程可以分为四个阶段，从开始学习引进到积极推进核电发展，再到福島事故后核电陷入低谷期，如今“双碳”政策下核电快速重启：

1991 年-2005 年，引进学习外国核电技术，适当发展核电。

2006 年-2010 年，积极推进核电发展，统一核电技术发展路线，引进外国先进技术，吸收并再创新。

2011 年-2020 年，日本福島核事故发生后，国务院立即做出重要部署，明确要求抓紧编制核安全规划，坚持“安全第一”方针。

2021 年至今，在“双碳”目标下，积极安全有序发展核电，协助优化能源结构，同时推进先进示范堆工程。

表 1：国家层面核电相关政策

文件名	发布方	时间	政策内容
1991 年-2005 年，引进学习核电技术，适当发展核电			
《科学技术发展十年规划和“八五”规划纲要》	国务院	1991	掌握以 60 万千瓦为主的压水堆核电建造成套技术和先进的核燃料循环技术。完成 200 兆瓦核低温供热堆工程开发。
2006 年-2010 年，积极推进核电发展			
《中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》	国务院	2006	积极推进核电发展,大幅提升核电自主化能力,提高核燃料循环生产能力和技术水平。
《关于贯彻落实国家中长期科学和技术发展规划纲要的初步意见》	国家能源局	2006	坚持“以我为主,中外合作”的方针,以市场换技术,统一技术路线,建设广东阳江和浙江三门百万千瓦级压水堆核电国产化项目,加快引进消化吸收再创新,完善核电技术标准,实现先进压水堆核电站工程设计、设备制造、工程建设和运营管理的自主化。积极支持高温气冷堆示范工程(20 万千瓦),加快项目前期工作,力争尽早开工建设。
《核电中长期发展规划(2005—2020 年)》	国务院	2007	贯彻“积极推进核电建设”的电力发展基本方针,统一核电发展技术路线,注重核电的安全性和经济性,坚持以我为主,中外合作,以市场换技术,引进国外先进技术,国内统一组织消化吸收,并再创新,实现先进压水堆核电站工程设计、设备制造、工程建设和运营管理的自主化。
《关于核电税收政策有关问题的通知》	财政部	2008	核力发电企业生产销售电力产品,自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内,统一实行增值税先征后退政策,退还比例分三个阶段逐级递减。
2011 年-2020 年，坚持“安全第一”方针			
《核安全与放射性污染防治“十二五”国家核安全规划及 2020 年远景目标》	国家核安全局	2012	以确保核安全、环境安全、公众健康为目标,坚持“安全第一、质量第一”的根本方针,遵循“预防为主、纵深防御;新老并重、防治结合;依靠科技、持续改进;坚持法治、严格监管;公开透明、协调发展”的基本原则,统筹规划了 9 项重点任务、5 项重点工程、8 项保障措施,力争至“十二五”末我国核能与核技术利用安全水平进一步提高,辐射环境安全风险明显降低。
《能源发展“十二五”规划》	国务院	2013	把“安全第一”方针落实到核电规划、建设、运行、退役全过程及所有相关产业。在做好安全检查的基础上,持续开展在役在建核电机组安全改造。全面加强核电安全管理,提高核事故应急响应能力。在核电建设方面,坚持热堆、快堆、聚变堆“三步走”技术路线,以百万千瓦级先进压水堆为主,积极发展高温气冷堆、商业快堆和小型堆等新技术;合理把握建设节奏,稳步有序推进核电建设。
《能源发展战略行动计划(2014-2020 年)》	国务院	2014	在采用国际最高安全标准、确保安全的前提下,适时在东部沿海地区启动新的核电项目建设,研究论证

年)》			内陆核电建设。
《能源发展“十三五”规划》	国务院	2016	安全高效发展核电，在采用我国和国际最新核安全标准、确保万无一失的前提下，在沿海地区开工建设一批先进三代压水堆核电项目。加快堆型整合步伐，稳妥解决堆型多、堆型杂的问题，逐步向自主三代主力堆型集中。
《关于加强核电标准化工作的指导意见》	国务院	2018	立足我国核电长远发展，坚持标准自主化与国际化相结合，凝聚共识，自主创新，加快建设一套自主、统一、协调、先进、与我国核电发展水平相适应的核电标准体系，充分发挥标准的规范、引领和支撑作用，推动核电技术和装备进步，促进我国核电安全和可持续发展。
《2018 年能源工作指导意见》	国家能源局	2018	稳妥推进核电发展。落实“核电安全管理提升年”专项行动要求，进一步提升核电安全管理水平，确保在运核电机组安全稳定运行，在建核电工程安全质量可控。在充分论证评估的基础上，开工建设一批沿海地区先进三代压水堆核电项目。进一步完善核电项目开发管理制度，做好核电厂址资源保护工作。继续推动解决部分地区核电限发问题，促进核电多发满发。
2020 年至今，积极安全有序发展核电			
《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	国务院	2021	实施可再生能源替代行动，大力发展风能、太阳能、生物质能、海洋能、地热能等，不断提高非化石能源消费比重。坚持集中式与分布式并举，优先推动风能、太阳能就近开发利用。因地制宜开发水能。 积极安全有序发展核电。 合理利用生物质能。加快推进抽水蓄能和新型储能规模化应用。
《2022 年能源工作指导意见》	国家能源局	2022	有序推进水电核电重大工程建设。在确保安全的前提下，积极有序推动新的沿海核电项目核准建设。
《“十四五”现代能源体系规划》	国家发改委	2022	积极安全有序发展核电。在确保安全的前提下，积极有序推动沿海核电项目建设，保持平稳建设节奏，合理布局新增沿海核电项目。开展核能综合利用示范，积极推动高温气冷堆、快堆、模块化小型堆、海上浮动堆等先进堆型示范工程，推动核能在清洁供暖、工业供热、海水淡化等领域的综合利用。
《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	国家能源局	2022	进一步完善核电标准体系。打造先进三代压水堆核电标准体系并推进自主标准应用实施，开展高温气冷堆、快堆等具有四代特征核电技术以及模块化小型堆、海上浮动式核动力平台等技术标准体系研究，重点提升核安全相关技术标准水平。
《2023 年能源工作指导意见》	国家能源局	2023	积极推进核电项目建设。在确保安全的前提下，有序推动沿海核电项目核准建设，建成投运“华龙一号”示范工程广西防城港 3 号机组等核电项目，因地制宜推进核能供暖与综合利用。

资料来源：中央人民政府网，国家能源局，财政部，国家核安全局，国家发改委，光大证券研究所整理

与国家政策相对应，国内机组开工状况基本与政策同步分为 4 个阶段：

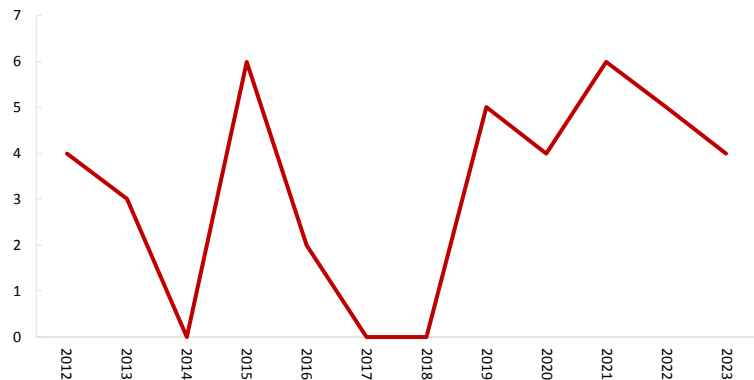
2005 年以前适度发展核电，机组开工数量较少。

2006 年-2010 年在“积极推进核电发展”的政策下，国内机组开工数量快速增长，2009、2010 年达到最高，一年开工九台机组。

2011 年受到福岛核事故的影响，为进一步保障核安全与防治放射性 0 污染，国内开工机组有所减少，2015 年核电审批短暂复苏，16-18 年由于对三代机组安全性考察审批再度停滞，导致 17-19 年机组开工数较少。

2020 年以后，在“双碳”目标的指导下，核电加速复苏。2023 年，我国新核准核电机组 10 台，新投入商运核电机组 3 台，新开工核电机组 4 台。2023 年，共有中核集团三门核电 4 号机组、中国广核陆丰核电 6 号机组、国家电投海阳 4 号、中国核电徐大堡 1 号四台机组开工。按照《中国核能发展与展望（2022）》，**我国自主三代核电有望按照每年 6-8 台机组的核准节奏稳步推进**；根据《“十四五”现代能源体系规划》，核能在我国清洁能源低碳系统中的定位将更加明确，作用将更加凸显。

图 11：国内核电机组开工数量（截至 2023 年 12 月）

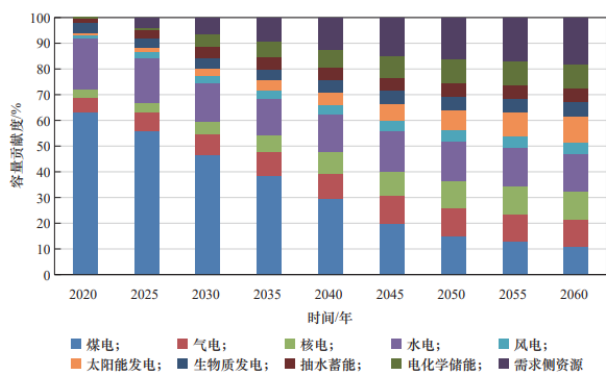


资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所整理 单位：台

我们将中国能源发展分为三种不同情形对核电装机进行预测，高场景下核电和新能源同时高速发展，核电装机以年均 8-10 台速度增长；中场景下偏向新能源发展，核电有序发展，核电装机以年均 7-8 台速度增长；低场景下新能源跨越式发展，储能技术加速布局，核电适度发展，核电机组以年均 5-6 台速度增长。

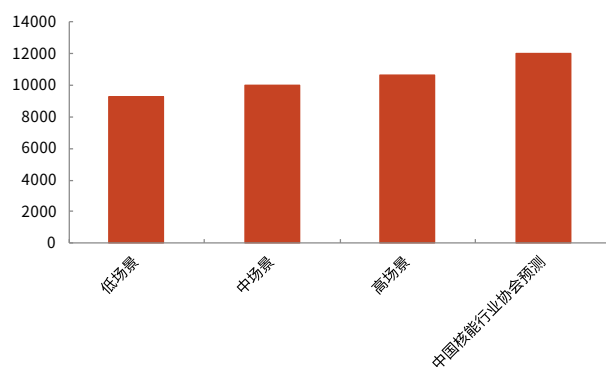
根据《中国核能发展报告（2021）》蓝皮书预测，2030 年核电装机容量为 1.2 亿千瓦。在高/中/低场景下，我们预计 2030 年中国核电装机分别达到 1.06、1.00、0.93 亿千瓦；“十五五”期间核电装机容量快速扩张，假设至 2030 年核电利用小时数较 2022 年稍有增长至 7800 小时，在中场景下，2030 年我国在运装核电年发电量将达到 7784 亿千瓦时。

图 12：2020-2060 年我国各类电源电力平衡贡献图



资料来源：《我国电力碳达峰、碳中和路径研究》舒印彪，光大证券研究所

图 13：2030 年国内核电装机预测（万千瓦）



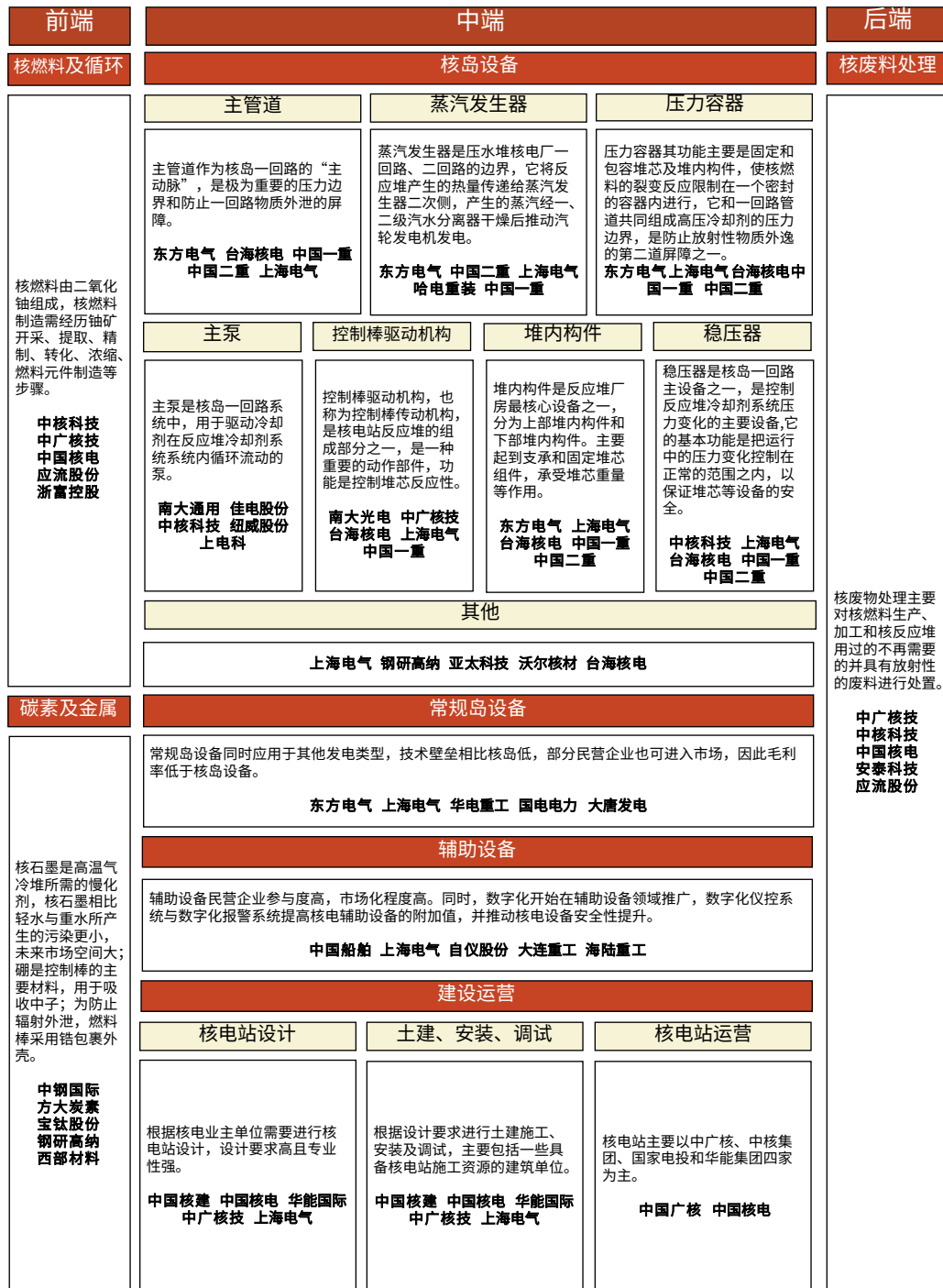
资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所预测

备注：假设低场景/中场景/高场景每年新增核电机组分别为 5/7/9 台

2、“重中间，轻两头”，产业链前后端亟需跟进

核电产业链主要分为前端（铀矿采冶、转化、浓缩核燃料原件制造）、中端（核设备制造、核电站建造及运营）和后端（乏燃料处理、核电站退役）。从目前产业发展状况来看，我国核电发展存在中端强、前后端弱的情况，随着核电装机规模从 2012 年 1480 万千瓦增长至 2023 年 5703 万千瓦，核燃料需求与乏燃料处理需求将快速增长，前端和后端产业亟需跟进。

图 14：核电产业链梳理

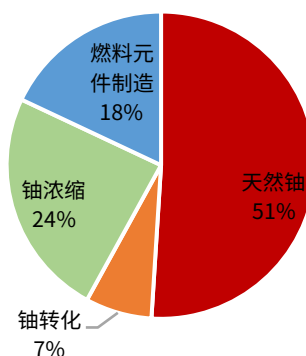


资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所绘制

2.1 前端：核燃料供应

从铀矿到核燃料元件需要经过铀矿浸取、铀转化、铀浓缩过程，最后加工制备为核燃料元件。根据世界核能协会统计，在 2021 年核燃料采购成本中，天然铀采购成本占比为 51%；铀浓缩成本占比 24%；燃料元件制造成本占比 18%；铀转换成本占比最低，为 7%。控制天然铀采购成本为控制核燃料成本的关键。

图 15：2021 年全球核燃料成本结构

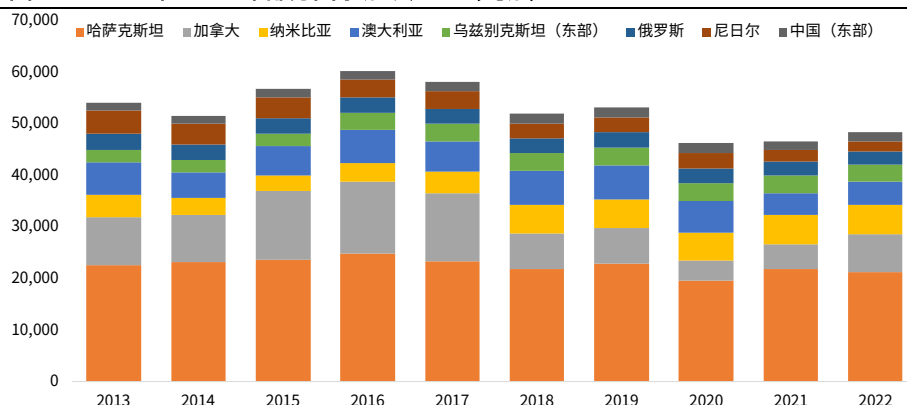


资料来源：世界核能协会，光大证券研究所整理

2.1.1 我国天然铀资源供不应求，严重依赖进口

从已探明的铀矿资源来看，我国铀矿资源暂时难以匹配国内核电燃料需求。2022 年，铀矿产量全世界前三为：哈萨克斯坦 43.01%，加拿大 14.89%，纳米比亚 11.37%。2022 年我国铀矿产量为 1700 吨铀，仅占全球铀矿总产量的 3.44%。

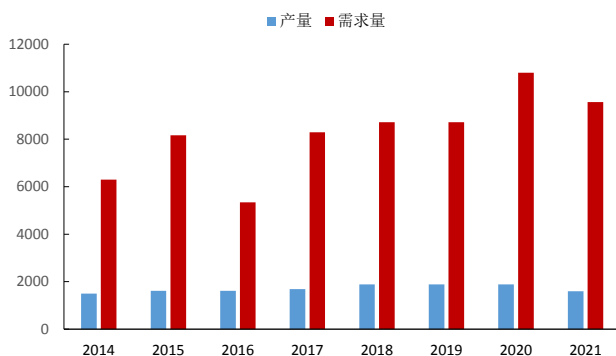
图 16：2013 年-2022 年部分国家铀矿产量（吨铀）



资料来源：世界核能协会，光大证券研究所

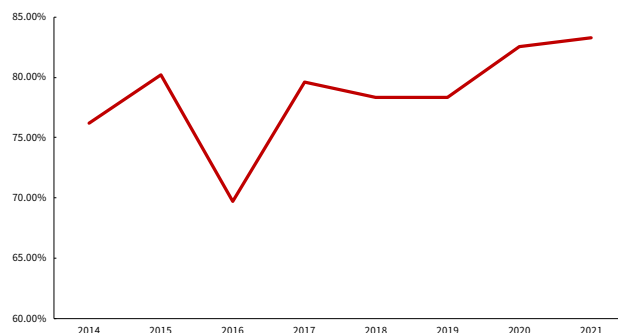
我国天然铀资源的对外依存度较高，积极并购海外项目获取资源。目前我国唯一的国产铀供应商为中核集团，铀矿产能增速较慢。随着我国核电规模增长，核能燃料供应缺口进一步扩大，2021 年我国天然铀资源的对外依存度达到 83.27%，主要通过并购海外铀资源开发项目以及少部分公开市场上购买获得，如中国广核集团收购了纳米比亚的湖山铀矿 100% 股权，该矿为已探明储量居世界第三的铀矿；中核集团收购了纳米比亚的罗辛铀矿 68.62% 股权。

图 17：2014-2021 年中国铀矿国内产量与需求量（吨铀）



资料来源：世界核能协会，光大证券研究所

图 18：2014-2021 年中国铀矿对外依存度



资料来源：世界核能协会，光大证券研究所

备注：对外依存度=1-国内产量/总需求量

2.1.2 全球核电复苏，拉升核燃料市场价格

2005 年以前全球天然铀处于价格平稳增长的阶段，2005 年后天然铀价格波动增大。05 年至 07 年铀矿价格快速上涨冲高至 135 美元/磅，随后受到金融危机与福岛核事故的影响出现两轮下跌。2021 年 7 月以后受到全球核电重启以及俄乌冲突的影响，再次大幅上涨，预计未来铀矿价格在供需偏紧格局下，仍具备上行空间。

图 19：2000 年 1 月-2024 年 5 月天然铀现货价格（美元/磅）



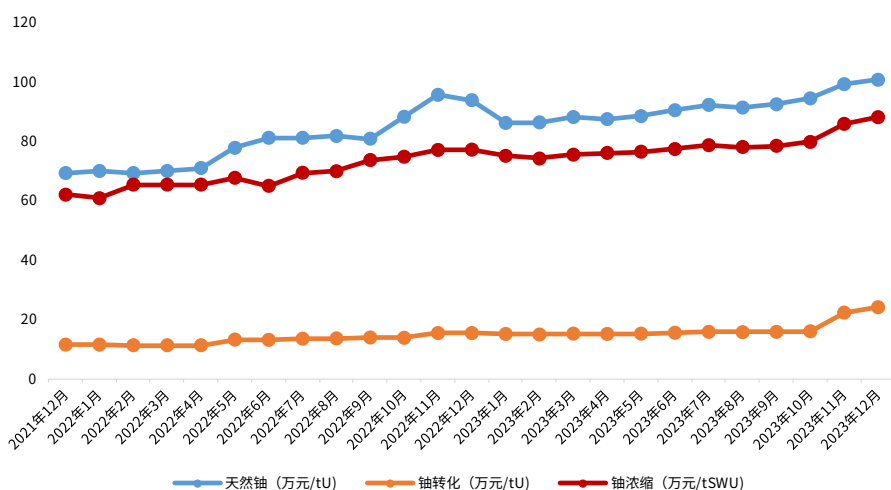
资料来源：tradingeconomics，光大证券研究所

2021 年至今我国核燃料价格涨幅相对较小。

中国核燃料价格相对稳定，主要原因为中国主要核电运营商均通过与控股股东签订长期采购协议，从而锁定价格规避现货价格的波动。例如，中国广核与其股东中广核已签订 2024 年至 2026 年核燃料物资供应与服务框架协议；2022 年中国核电表示与其控股集团的中核建中核燃料公司（中核集团旗下企业）签订中长期协议，有效锁定燃料采购规模和价格，因而在核燃料成本上受到现货市场的影响较小。

以中国核学会核燃料价格指数来反映中国核燃料价格的变化。2023 年 12 月天然铀价格指数为 100.87 万元/tU，同比增长 7.31%；2023 年 12 月铀转化价格指数为 24.11 万元/tU，同比增长 56.56%；2023 年 12 月铀浓缩价格指数为 88.26 万元/tSWU，同比增长 14.18%。

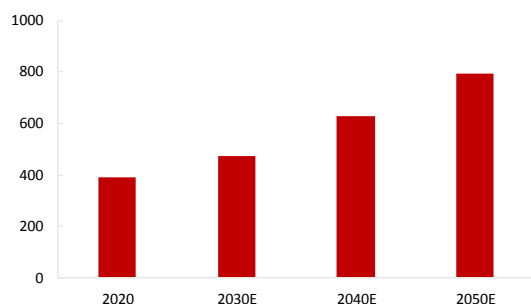
图 20：2021 年 12 月-2023 年 12 月中国核燃料价格指数



资料来源：中国核学会，光大证券研究所

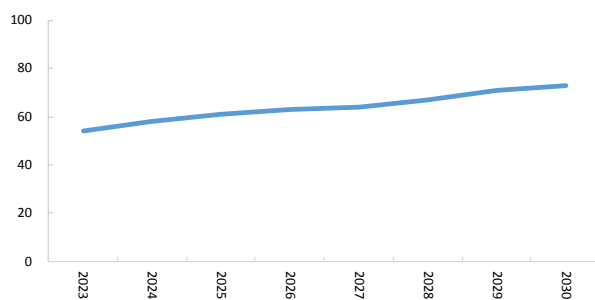
由于核电建设在全球范围内的复苏，2022 年底国际原子能协会重新调整了对全球核电规模的预测，乐观预期下，2050 年世界核电装机容量有望达到 792GW，相比 2020 年增长一倍。随着核电全球复苏，天然铀市场需求将进一步扩大叠加铀矿勘探较慢，过剩库存加速消化，未来几年的铀价可能快速震荡上行，国内核燃料成本也会受到影响而有所增加。

图 21：乐观预期下世界核电装机预测 (GW)



资料来源：IAEA 预测，光大证券研究所

图 22：中长期天然铀年度现货价格指数预测 (美元/磅)



资料来源：中国核能行业协会预测，光大证券研究所

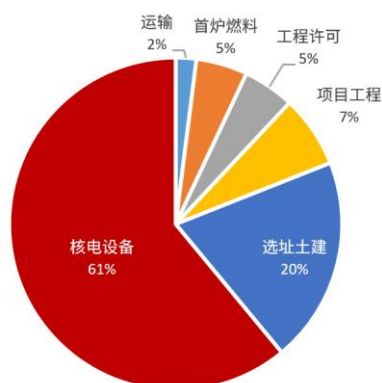
2.2 中端：中端核电设备、运营产业发展较快

2.2.1 核岛设备技术壁垒高，主要由国企主导

核电设备主要分为核岛设备、常规岛设备以及辅助系统(BOP)三个部分。核岛设备是核电站的核心部分，主要包括核蒸汽系统与安全系统；常规岛主要包括汽轮发电机及其相关设备，从加压蒸汽中提取热能并将其转化为电能，设备与传统发电厂的技术基本相似；辅助系统为核蒸汽供应系统之外的相关配套设施。

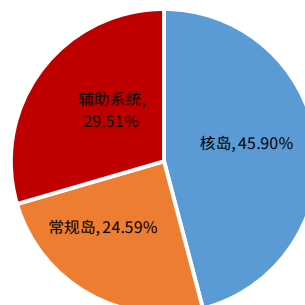
核电设备是核电建设的主要成本，2020 年核电设备占据总成本的 61%。其中包含核心技术的核岛设备是核电设备的主要组成部分，由上海电气、东方电气、哈尔滨电气等国有企业垄断，占据设备成本的 45.90%；相对于核岛设备，常规岛设备与辅助系统的技术门槛较低，行业竞争相对激烈，参与者较多，我国常规岛设备市场参与者主要有东方电气、哈尔滨电气、上海电气、纽威股份、天沃科技、佳电股份、中核科技、应流股份、江苏神通等。

图 23：2020 年全球核电成本结构



资料来源：世界核协会《世界核供应链报告》，光大证券研究所

图 24：2020 年全球核电设备成本结构



资料来源：世界核协会《世界核供应链报告》，光大证券研究所

表 2：三代机组组件供应商

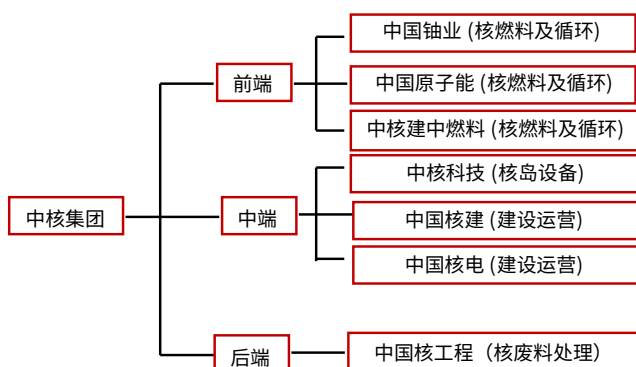
设备类型	组件类型	供应商
核岛	压力容器	中国一重、东方电气、上海电气
	蒸汽发生器	中国一重、东方电气、上海电气
	稳压器	哈电集团、中国一重
	堆内构件	东方电气
	控制棒驱动机构	东方电气
	主泵	东方方法马通、上海电气、中国二重、哈电集团
	主管道	中国一重
常规岛	汽轮发电机	东方电气、上海电气
	高低压加热器	东方电气、上海电气、哈电集团
	除氧器	哈电集团

资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

2.2.2 打通产业链，构建高行业壁垒，运营市场高度集中

核电运营主要由中国广核和中国核电两家龙头公司占据市场。两大核电运营具有集团优势，依靠集团在产业链前、后端的布局形成产业链优势。中核集团在前端布局有中国铀业、中核建中燃料，后端布局有中国核能工程；中国广核集团前端布局中国广核铀业，后端布局大亚湾环保，均为各自的运营公司提供了核燃料保障、乏燃料处置保障。同时两家还合作拥有三代核电技术“华龙一号”，从而构建了高行业壁垒。

图 25：中核集团核电领域布局



资料来源：中核科技、中国核电公司公告，中核集团官网，光大证券研究所整理

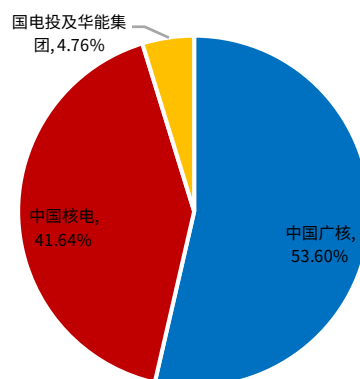
图 26：中国广核集团核电布局



资料来源：中广核电力公司公告，中广核官网，光大证券研究所整理

截至 2023 年年底，中国广核在运装机容量 3057 万千瓦，占全国总装机的 53.60%，是国内最大的核电运营商；同期，中国核电在运装机容量 2375 万千瓦，占全国总装机的 41.64%；国家电投及华能集团由于进入市场较晚，运营机组规模相对较小，仅占总在运机组的 4.76%。

图 27：中国在运核电机组市场格局，截至 2023 年年底



资料来源：中国核电，中国广核公司公告，中国核能行业协会，光大证券研究所整理

获得核电牌照，华能集团步入核电运营赛道。2020 年 9 月华能集团的昌江二期核电项目被核准，意味着华能集团成为第四家拥有核电运营资质的企业。华能集团在核电领域积极布局，不仅在建有三代机组，同时牵头四代核电示范项目——山东石岛湾高温气冷堆示范工程。

大唐集团、中国华电和国电集团等通过参股方式在核电领域均有所布局。大唐集团参股宁德核电、徐大堡核电；华电集团参股福清核电、三门核电；中国国电集团参股漳州核电。

表 3：截止 2023 年末部分机组各电力集团参股情况

机组名称	额定功率 (兆瓦)	型号	机组状态	股权持有人
福清 1-4 号	1089	M310+	在运	中核 (51%)、华电集团 (39%)、福建省投 (10%)
福清 5、6 号	1161	华龙一号	在运	中核 (51%)、华电集团 (39%)、福建省投 (10%)
宁德 1-4 号	1089	CPR1000	在运	中广核 (46%)、大唐集团 (44%)、福能 (10%)
昌江 1、2 号	650	CNP600	在运	中核 (51%)、华能集团 (49%)
漳州 1、2 号	1212	华龙一号	在建	中核 (51%)、中国国电集团 (49%)
徐大堡 1、2 号	1291	国和一号	在建	中核 (54%)、大唐集团 (24%)、江苏国信 (12%)、浙能电力 (10%)
三门 3、4 号	1251	华龙一号	在建	中核 (56%)，浙能电力 (20%)，中电投 (14%)，华电集团 (10%)
宁德 5、6 号	1210	华龙一号	核准	大唐集团 (47%)、中广核 (43%)、福能 (10%)

资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所整理

2022、2023 年国内核电机组核准机组均达 10 台，相比 2021 年核准 5 台明显加速。2022 年 4 月核准三门核电二期 3、4 号机组，海阳核电二期 3、4 号机组，陆丰核电 5、6 号机；9 月核准广东廉江 1、2 号机组、漳州核电 3、4 号机组。2023 年 7 月国务院一次性核准山东石岛湾、福建宁德、辽宁徐大堡共计 6 台核电机组项目，12 月 29 日，国务院又核准金七门 1、2 号机组与太平岭二期 3、4

号机组。中国核电审批进度加快，核电市场景气持续向好。其中，华龙一号为近期核电主要布局类型。

表 4：2022-2023 年核电机组商运、开工、审批情况

机组名称	机组容量 (兆瓦)	型号	机组状态	时间
田湾 8 号	1265	VVER1200	开工	2022/2/25
三门 3 号	1251	CAP1000	开工	2022/5/1
海阳 3 号	1250	CAP1000	开工	2022/7/1
陆丰 5 号机组	1200	华龙一号	开工	2022/9/8
廉江 1 号	1250	CAP1000	开工	2022/9/28
三门 4 号	1251	CAP1000	开工	2023/3/22
廉江 2 号	1250	CAP1000	开工	2023/4/18
海阳 4 号	1250	CAP1000	开工	2023/4/22
陆丰 6 号机组	1200	华龙一号	开工	2023/8/26
徐大堡 1 号	1274	CAP1000	开工	2023/11/15
红沿河 6 号	1119	ACPR1000	商运	2022/3/25
福清 6 号	1161	华龙一号	商运	2022/3/25
漳州 3 号	1212	华龙一号	核准	2022/9/13
漳州 4 号	1212	华龙一号	核准	2022/9/13
宁德 5 号	1210	华龙一号	核准	2023/7/31
宁德 6 号	1210	华龙一号	核准	2023/7/31
金七门 1 号	1215	华龙一号	核准	2023/12/29
金七门 2 号	1215	华龙一号	核准	2023/12/29
太平岭 3 号	1209	华龙一号	核准	2023/12/29
太平岭 4 号	1209	华龙一号	核准	2023/12/29

资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所整理

3、核电运营市场：三代机组电价上浮，技术成熟落地

3.1 核电电价历史沿革：从“一厂一价”走向市场电价

自 1991 年我国大陆首台核电机组秦山核电并网发电开始，核电站的上网电价较多采用“一厂一价”的定价方式。

2013 年发改委发布《国家发展改革委关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》（发改价格〔2013〕1130 号文）完善核电上网电价，引入标杆电价：

“一、对新建核电机组实行标杆上网电价政策。根据目前核电社会平均成本与电力市场供需状况，核定全国核电标杆上网电价为每千瓦时 0.43 元。

二、全国核电标杆上网电价高于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫、脱硝加价，下同）的地区，新建核电机组投产后执行当地燃煤机组标杆上网电价。

三、全国核电标杆上网电价低于核电机组所在地燃煤机组标杆上网电价的地区，承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务的首台或首批核电机组

或示范工程，其上网电价可在全国核电标杆电价基础上适当提高，具体由省级价格主管部门提出方案报我委核批，实行“一厂一价”。

四、全国核电标杆上网电价保持相对稳定。今后将根据核电技术进步、成本变化、电力市场供需状况变化情况对核电标杆电价进行评估并适时调整。

五、上述政策适用于 2013 年 1 月 1 日后投产的核电机组。2013 年 1 月 1 日以前投产的核电机组，电价仍按原规定执行。”

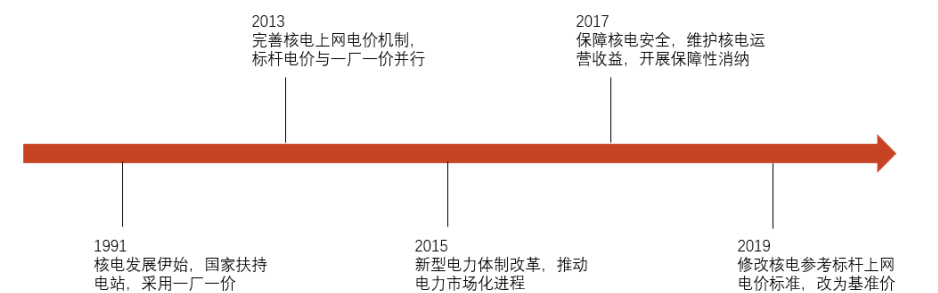
按照发改委文件，2013 年以前投产机组仍沿用原规定，即“一厂一价”；2013 年以后二代机组实行“标杆电价”，三代机组符合上述文件第三条，实行“一厂一价”。

2015 年，国务院推进电力体制改革，按照“管住中间、放开两头”的体系架构，有序放开输配以外的竞争性环节电价，电价逐渐走向市场化。

2017 年，国家能源局明确了核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则，**确立保障电量制度，按保障与否决定电价。**

2019 年 10 月，国家发改委出台《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，**配套修改核电参考标杆上网电价，改为参考基准价。**

图 28：核电电价定价历程



资料来源：中国核能研究协会、国家能源局、国家发改委、能源研究俱乐部、光大证券研究所绘制

核电消纳问题愈加明显，保障电量应运而生：国家能源局于 2017 年 2 月 20 日印发了《保障核电安全消纳暂行办法》，明确了核电保障性消纳应遵循“确保安全、优先上网、保障电量、平衡利益”的基本原则，按优先保障顺序安排核电机组发电。一是明确电网企业要确保核电项目的配套电网设施同步投产，及时提供并网服务；二是明确核电机组保障利用小时数的确定方法和保障性电量执行核电机组标杆上网电价；三是对于保障外电量，鼓励通过电力直接交易等市场化方式促进消纳；四是明确核电企业按直接参与或购买辅助服务方式参与系统调峰。

表 5：核电上网电价定价机制

定价范围		定价与消纳方式	
上网电量	保障电量	电力供求平衡	按发电能力满发运行来安排年度计划电量
		电力过剩	应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（全国前三年核电平均利用小时数/全国前三年平均发电利用小时数；倍数范围为 1.5~1.8 倍）
	保障外电量	通过电力直接交易等市场化方式促进消纳	
上网电价	保障电量以内	按照核电机组执行相应上网电价	
	保障电量以外	通过电力直接交易等市场化方式促进消纳	

资料来源：中国核能研究协会、国家能源局、国家发改委、能源研究俱乐部、光大证券研究所整理

三代机组一厂一价，补贴明显。2019 年 4 月，发改委印发通知，明确了三代核电首批项目试行上网电价。通知指出，广东台山一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4350 元执行；浙江三门一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4203 元执行；山东海阳一期核电项目试行价格按照每千瓦时 0.4151 元执行，三代机组与该省基准电价相比都有不同程度的上浮。

表 6：三代技术机组的上网电价（元/千瓦时，含税）

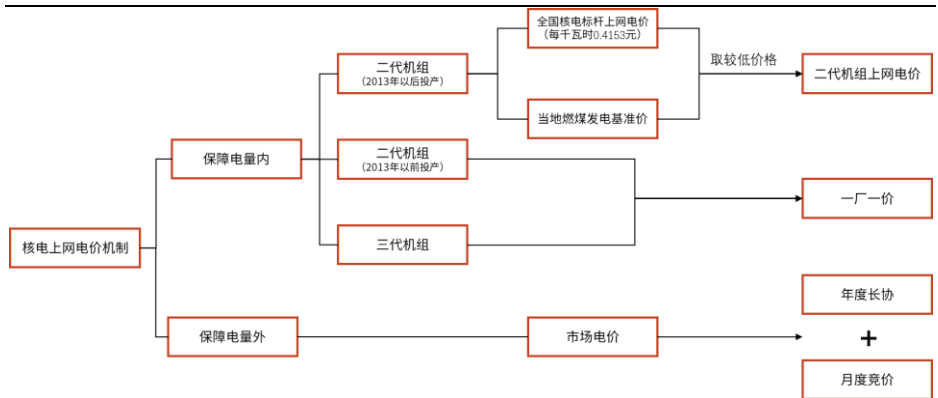
	浙江三门 1、2 号机组 (AP1000)	广东台山 1、2 号机组 (EPR)	山东海阳 1、2 号机组 (AP1000)
三代机组定价	0.4203	0.4350	0.4151
燃煤发电基准电价	0.4153	0.453	0.3949
核电标杆上网电价	0.4153	0.4153	0.4153
二代机组政策电价	0.4153	0.4153	0.3949
三代机组补贴溢价	0.005	0.0197	0.0202

资料来源：发改委《关于三代核电首批项目试行上网电价的通知》、光大证券研究所整理

备注：13 年含 17% 增值税标杆电价为 0.43 元/千瓦时，现 13% 增值税下标杆价格为 0.4153 元/千瓦时，后涉及电价均为 13% 增值税下含税价。

2015 年以来至今，电力体制逐步走向市场化，保障电量得以确立，三代机组一厂一价获批，我国核电定价机制逐渐完善。

图 29：核电电价定价机制



资料来源：中国核能研究协会、国家能源局、国家发改委、能源研究俱乐部、光大证券研究所绘制

3.2 非市场化电价相对稳定

截至 2023 年底，我国运行核电机组共 55 台（不含台湾地区），装机容量为 57031.34MWe（额定装机容量），其中 2023 年全国共有 2 台核电机组投入商运。我国核电机组主要分布于辽宁、山东、江苏、浙江、福建、广东、广西、海南八个省区，主要由中国广核集团与中核集团运营。具体分布如下：

表 7：全国在运核电机组基本情况

名称	机组数	所属省份	业主单位
宁德核电厂	4	福建省	中国广核集团
福清核电厂	6	福建省	中核集团
大亚湾核电厂	2	广东省	中国广核集团
岭澳核电厂	4	广东省	中国广核集团
阳江核电厂	6	广东省	中国广核集团
台山核电厂	2	广东省	中国广核集团
防城港核电厂	3	广西壮族自治区	中国广核集团

昌江核电厂	2	海南省	中核集团
田湾核电厂	6	江苏省	中核集团
红沿河核电厂	6	辽宁省	中国广核集团
海阳核电厂	2	山东省	国家电投集团
石岛湾核电厂	1	山东省	华能集团
秦山核电厂	1	浙江省	中核集团
秦山第二核电厂	4	浙江省	中核集团
秦山第三核电厂	2	浙江省	中核集团
方家山核电厂	2	浙江省	中核集团
三门核电厂	2	浙江省	中核集团

资料来源：国家核安全局，光大证券研究所整理

保障电量内电价不同，三代机组电价需核准：根据 2013 年发改委发布《关于完善核电上网电价机制有关问题的通知》，保障电量内，2013 年以前投产的二代机组仍按照原先“一厂一价”作为上网电价；2013 年以后投产的二代机组按照全国核电标杆上网电价与当地燃煤发电基准价孰低者为上网电价，其中部分价格由当地政府后续核价后改价；三代机组由省级价格主管部门提出方案向发改委核批，实行“一厂一价”。各核电机组保障电量内的含税上网电价如下表 8。

三代机组上网电价略高：三代机组由于承担核电技术引进、自主创新、重大专项设备国产化任务，保障电量上网电价大多高于当地燃煤基准价与全国核电标杆电价的低值。红沿河 5、6 号机组由于辽宁发改委核准原因，核准的“一厂一价”并未有溢价。福清 5、6 号机组电价目前仍在申请中，尚未得到批复。

表 8：各核电机组保障电量内含税上网电价

核电机组	机组类型	所属省份	所属集团	含税上网电价（元/每千瓦时）
大亚湾 1、2 号机组	二代（13 年以前投产）	广东省	中国广核集团	0.4056
岭澳 1、2 号机组	二代（13 年以前投产）	广东省	中国广核集团	0.4143
岭东 1、2 号机组	二代（13 年以前投产）	广东省	中国广核集团	0.4153
阳江 1-4 号机组	二代（13 年以后投产）	广东省	中国广核集团	0.4153
防城港 1、2 号机组	二代（13 年以后投产）	广西壮族自治区	中国广核集团	0.4063
宁德 1、2 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中国广核集团	0.4153
宁德 3 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中国广核集团	0.3916
宁德 4 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中国广核集团	0.359
红沿河 1-4 号机组	二代（13 年以后投产）	辽宁省	中国广核集团	0.3823
秦山一期	二代（13 年以前投产）	浙江省	中核集团	0.4056
秦山二期 1、2 号机组	二代（13 年以前投产）	浙江省	中核集团	0.3998
秦山二期 3、4 号机组	二代（13 年以前投产）	浙江省	中核集团	0.4153
方家山 1、2 号机组	二代（13 年以后投产）	浙江省	中核集团	0.4153
田湾 1、2 号机组	二代（13 年以前投产）	江苏省	中核集团	0.439
田湾 3、4 号机组	二代（13 年以后投产）	江苏省	中核集团	0.391
田湾 5、6 号机组	二代（13 年以后投产）	江苏省	中核集团	0.391
福清 1 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中核集团	0.4153
福清 2 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中核集团	0.3916

福清 3 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中核集团	0.359
福清 4 号机组	二代（13 年以后投产）	福建省	中核集团	0.3779
海南 1、2 号机组	二代（13 年以后投产）	海南省	中核集团	0.4153
阳江 5-6 号机组	三代机组	广东省	中国广核集团	0.4153
台山 1、2 号机组	三代机组	广东省	中国广核集团	0.435
红沿河 5、6 号机组	三代机组	辽宁省	中国广核集团	0.3749
秦山三期 1、2 号机组	三代机组	浙江省	中核集团	0.4481
福清 5-6 号机组	三代机组	福建省	中核集团	申请中
三门 1、2 号机组	三代机组	浙江省	中核集团	0.4203
海阳 1、2 号机组	三代机组	山东省	国家电投集团	0.4151
石岛湾机组	四代机组	山东省	华能集团	未商运

资料来源：中国核电公司公告、中国广核公司公告、光大证券研究所整理

表 9：各省份燃煤发电上网基准价（含税）

省份	燃煤发电上网基准价（元/每千瓦时）（含税）
辽宁	0.3749
山东	0.3949
江苏	0.391
浙江	0.4153
福建	0.3932
广东	0.453
广西	0.4207
海南	0.4298

资料来源：北极星电力网、各省发改委、光大证券研究所整理

3.3 市场化电量占比提升，带动核电平均电价上涨

各省推进核电市场化程度不同：关于核电市场化交易各省相关政策均有所不同。市场化范围有所不同，例如浙江秦山一期核电与三门核电暂未参与市场化交易，广东台山机组暂未参与市场化交易。各省市场化进程不同，山东海阳核电于 2023 年 11 月刚刚入市参与市场化交易。2024 年各省核电市场化政策如下表 10 所示。

表 10：各省核电市场化交易政策

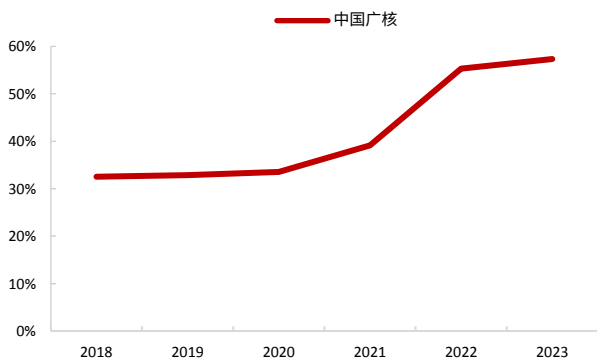
省份	对象	中长期比例	交易品种	备注
浙江	秦山核电（一期）、三门核电、秦山核电（二期、三期、方家山）	中长期交易电量占比不低于 95%，中长期未覆盖的现货交易电量占比不高于 5%。	电力零售交易、电力批发交易（包括年度、月度开展双边协商和集中交易）	2024 年，秦山核电（一期）、三门核电作为保障性电源执行保量保价的优先发电电量用于保障居民、农业用电价格不变。秦山核电（二期、三期、方家山）作为其他电源用于平衡电网代理购电和兜底售电用户电量需求。
广东	岭澳核电和阳江核电全部机组	不低于 90%	包括双边协商交易、挂牌交易、集中竞争交易等交易品种	2024 年，安排岭澳、阳江核电年度市场化电量约 195 亿千瓦时。
江苏	核电机组	/	年度交易有年度协商交易、年度挂牌交易。	2024 年，江苏核电有限公司所属核电机组全年市场交易电量 270 亿千瓦小时左右，其中#1-2 机组不低于 70 亿千瓦时。
山东	海阳核电 1、2 号机组	/	/	海阳核电 1、2 号机组自 2023 年 11 月起参与电力市场交易。首创核电机组保留优先发电量、全电量报量报价参与电力现货市场模式，为山东即将陆续投产的核电项目参与电力市场交易探索了可行路径。
辽宁	红沿河公司	/	现货交易、非现货交易、年度双边协商交易以及月度、月内	2024 年，核电机组优先发电安排参照《2024 年辽宁省保障性优先发电电力电量平衡方案》，优先发电以外的上网电量全部

			等交易	参与市场交易。
福建	福清核电 1—4 号机组、宁德核电 1—4 号机组、华龙一号等核电机组	/	清洁能源挂牌、双边协商、集中竞价、电网代理购电挂牌交易	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（约 640 亿千瓦时）。华龙一号等核电机组上网电量用于保障居民、农业优先购电。核电参与清洁能源挂牌交易电量预测为 300 亿千瓦时，参与双边协商交易电量预测为 70 亿千瓦时。
广西	防城港红沙核电站	/	按年度、月度、周组织。各类交易品种交易电量须分解至小时，中长期电能量交易分时曲线在现货环境下应用。	2024 年，防城港红沙核电 1、2、3 号机组全电量进入市场，4 号机组暂不进入。

资料来源：山东能监办、福建省发改委、广西壮族自治区工业和信息化厅、辽宁省发改委、《南方能源观察》、光大证券研究所整理

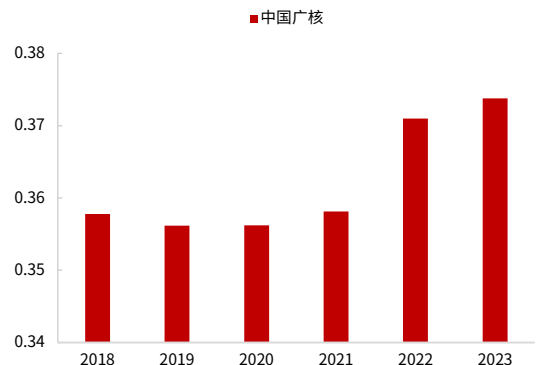
电力市场化逐步推进，核电上网电价随之上行：随着电力市场的逐渐完善，核电市场化交易比例也逐渐升高。我们以在运机组为全核电机组的中国广核为例。中国广核的核电市场化交易比例由 2018 年的 32.55% 上升至 2023 年的 57.30%，其平均上网电价同步呈现上行走势。核电上网电价主要包含计划电价与市场电价，计划电价由发改委批准，较为稳定；市场电价则与火电上网电价有一定相关性，2018-2021 年核电平均上网电价（除税）均在 0.35 至 0.36 元/千瓦时之间，处于折价状态，而 2022、2023 年核电市场电价有明显提升，主要原因是 22、23 年火电市场化电价上涨。随着核电市场化交易占比提升，核电平均上网电价有望延续稳中有升态势。

图 30：中国广核市场化交易比例



资料来源：中国广核公司公告，光大证券研究所

图 31：中国广核平均上网电价（除税）（元/千瓦时）



资料来源：中国广核公司公告，光大证券研究所

两大核电运营商具体市场化交易情况列示如下，从中可以看出两大核电公司的上网电价执行“基准价+上下浮动”的情况。

表 11：中国广核集团 2022 年市场化交易情况

地区	结算电量（亿度）	市场化比例	市场化交易平均电价（元/千瓦时）（含税）
广东	321.3	33.4%	0.4237
广西	165.8	100%	0.4105
福建	314.1	100%	0.3974
辽宁	296.0	70.6%	0.3773

资料来源：中国广核官网，光大证券研究所

表 12：中核集团 2023 前三季度市场化交易情况

地区	结算电量（亿度）	市场化比例	市场化交易电量平均电价
浙江秦山	/	39%	计划电价
浙江三门	/	10%	比计划电价略高
江苏	/	55%	火电标杆电价基础上上浮 20% 以内

福建福清	/	68%	大部分按计划电价，少部分在火电标杆基础上上浮
------	---	-----	------------------------

资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

3.4 三代机组陆续投运，华龙一号未来可期

3.4.1 中国核电行业技术发展：走“引进—消化—吸收”路线

世界核电技术的发展已历四代。第一代核电技术是基于军用核反应堆技术，由美国、苏联、加拿大、英国等国家设计、开发、建造的首批原型堆或示范电站；第二代核电技术，是在第一代核电基础上进行优化，实施标准化、系列化、批量化，20 世纪 70~90 年代为核电商用大发展时期，大批核电厂投运，绝大部分属于第二代或二代改进型技术；第三代核电技术始于 20 世纪 90 年代，反应堆的设计基于同样的原理，进一步采用经过开发验证且可行的新技术，旨在提高现有反应堆的安全性；第四代核电技术的开发是从 20 世纪末至今，发展目标是增强能源的可持续性，核电厂的经济竞争性、安全和可靠性，以及防扩散和外部侵犯能力。

表 13：一至四代核电技术特点

核电技术	技术特点	时间	代表机型
初代技术	多为早期原型机，使用天然铀燃料和石墨慢化剂。设计上比较粗糙，结构松散，尽管机组发电容量不大，一般在 30 万千瓦之内，但体积较大。且在设计中没有系统、规范，科学的安全标准作为指导和准则，存在许多安全隐患。	上世纪 50 年代至 60 年代中期	前苏联 1954 年 5 兆瓦实验性石墨沸水堆型；美国 1957 年 60 兆瓦原型压水堆型
二代技术	较为成熟的商业化反应堆，使用浓缩铀燃料，以水作为冷却剂和慢化剂，其堆芯熔化概率和大规模释放放射性物质概率分别为 10-4 和 10-5 量级。反应堆寿命约为 40 年，证明了核电发电技术可行性，以及其可与火电、水电竞争的经济性。	上世纪 70 年代至 90 年代	法国 M310、俄国 VVER
三代技术	相较二代核电技术，三代核电厂是具有更高安全性、更高功率的新一代先进核电厂。其堆芯熔化概率和大规模放射性物质释放概率分别为 10-7 和 10-8 量级。反应堆寿命约 60 年。	90 年代至今	美国 AP1000；法国 EPR；中国华龙一号、国和一号
四代技术	第四代核电技术是指待开发的先进核电技术，主要特征是拥有更好的经济性，安全性高和废物产生量少，无需厂外应急，并具有防止核扩散能力。第四代核电堆型代表有钠冷快堆、极高温气冷堆、铅冷快堆、气冷快堆、熔盐堆和超临界水堆等。	20 世纪末至今	美国 NGNP 日本 HTTR

资料来源：陕西省核与辐射安全网，光大证券研究所整理

从中国核电技术路线发展过程来看，中国最早开始时通过引进国外二代技术发展核电，如法国的 M310、俄国的 VVER。自 2005 年以来，中国就在加紧对国产三代核电技术的研发，由于起步略晚于发达国家，主要采用“引进—消化—吸收”路线，主要为中国广核从法国引进 M310 技术的基础上，形成了 ACPR1000+三代核电技术；中核方面则自主开发出 ACP1000 三代核电技术。2013 年开始，两家核电龙头分别将各自拳头技术融合，形成了我国自主知识产权、自主品牌的三代核电旗舰“华龙一号”、“国和一号”，2023 年 8 月全球首个商用模块化小型核反应堆玲龙一号核心模块吊装成功。

表 14：国内核电机组发展

技术定型/ 引进年份	核电公司				代数
	中核	中国广核	国电投	华能	
1969	核潜艇陆上模式堆				二代+
1982		●M310			
1985	CNP300 秦山一期开工				
1987		大亚湾开工			
1988					
1994		中国广核成立			
1996	CNP600				

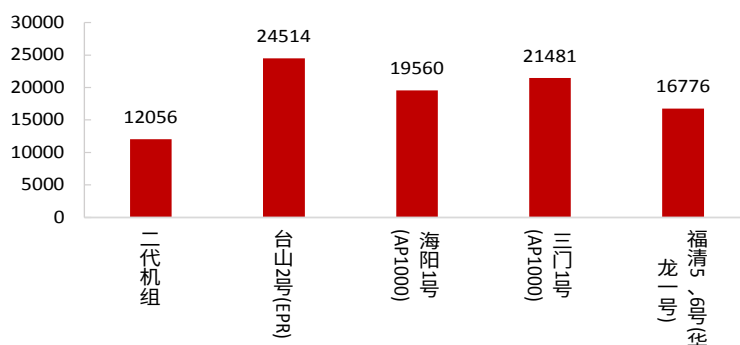
	秦山二期开工				
2004	▲CNP1000	▲CPR1000			
2005		岭澳二期开工			
2007			国核技成立		
2009			三门 1 号机组开工		
2010	CP1000				
2012		ACPR1000/1000+			
2013	ACP1000				
2014	HPR1000		CAP1400		
2015	福清 5 号开工	防城港 3 号开工	国电投成立		
2019			国和一号开工		
2020	华龙一号全球首堆并网成功				
2021	玲龙一号 (ACP100) 开工			全球首座球床模块式高温气冷堆核电站石岛湾高温气冷堆核电站示范工程送电成功	三代
2022	玲龙一号 (ACP100) 钢制安全壳下部筒体顺利吊装就位				
2023	玲龙一号 (ACP100) 核心模块吊装成功				
2022				石岛湾高温气冷堆核电站示范工程达到初始满功率	四代
2023				全球首座四代核电石岛湾高温气冷堆商运	

资料来源：中核集团公众号，生态环境部，中国新闻网，中国核电网，国资委，科技日报，国家电投，中国广核，中央政府门户，中国核工业集团，光明网，光大证券研究所整理
 备注：表格中的堆型带“●”标记的，为纯引进技术，其时间为确定引进的时间而非研发完成的时间；带“▲”标记的为我国自行设计，但无知识产权的堆型；不带“●”和“▲”标记的堆型均为我国自行设计且有自主知识产权的堆型；表格中部分二代和二代+堆型（如 CNP300、CNP600、CPR1000）的定型时间未查出，本表整理的时间为该堆型第一个机组的开工日期；三代堆型均为初步设计方案专家审核通过日期。

3.4.2 三代机组中国产技术华龙一号具备盈利优势

经济效益方面，目前三代机组成本仍较高。经过长期改进、规模化及标准化，核电机组的建造成本大幅下降。二代机组造价从大亚湾核电站的 17483 元/千瓦（按当时汇率折合人民币），降低到如今二代改进机组 12000 元/千瓦。我国首批三代核技术中，台山 2 号为 EPR 技术，海阳 1 号与三门 1 号为 AP1000 技术，福清 5、6 号为华龙一号技术，这些三代机组目前造价仍较高，受到政府补贴。但考虑到三代核电机组采用了诸多技术创新与改进，机组的设计寿命由 40 年延长到 60 年，电厂可利用率由 85% 提高到 90% 以上，在未来规模化制造后成本会逐渐下降，经济效益将逐步提高。

图 32：不同类型技术核电机组造价（元/千瓦）



资料来源：中国核能行业协会，光大证券研究所

对机组经济性分析，做如下假设：

机组发电小时：所有机组根据“十四五”规划，假设利用小时数为 7500 小时。

造价成本：台山 2 号机 EPR 技术造价以 24500 元/千瓦；华龙一号根据福清 5、6 号机组以 16800 元/千瓦；AP1000 技术参考海阳 1 号建设成本，假设为 20000 元/千瓦水平。

使用寿命：三代机组设计使用寿命为 60 年。

燃料费用：参考纯核电运营商中国核电 2022 年燃料成本水平 0.042 元/千瓦时水平，假设 AP1000、EPR 及华龙一号燃料成本为 0.042 元/千瓦时。

运维成本：参考纯核电运营商中国核电 2022 年运维成本水平 0.052 元/千瓦时水平，假设三代机组 AP1000、EPR 及华龙一号运维成本为 0.052 元/千瓦时。

乏燃料处理费：2010 年 7 月，财政部、发改委、工信部联合发布《核电站乏燃料处理处置基金征收使用管理暂行办法》，已投入商业运行 5 年以上的压水堆核电机组每度电提取 0.026 元作为乏燃料处置基金，计入发电成本。

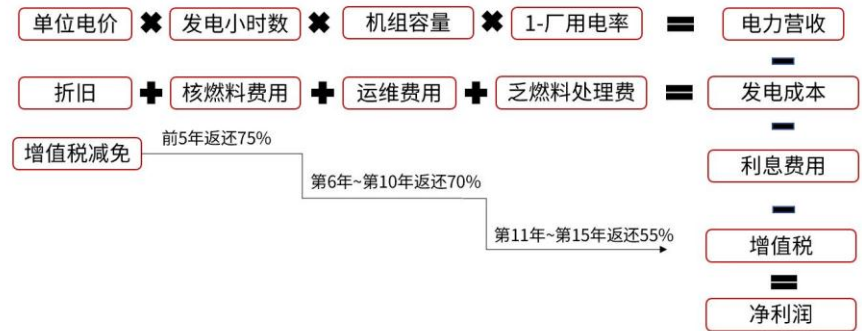
核电企业税收减免：根据《关于核电行业税收政策有关问题的通知》，核电企业生产销售电力产品，自核电机组正式商业投产次月起 15 个年度内，统一实行增值税先征后退政策，返还比例分三个阶段逐级递减。核电企业取得的增值税退税款，专项用于还本付息，不征收企业所得税。

表 15：核电机组基本假设

	三代机组		
	AP1000	EPR	华龙一号
建设期（年）	5	5	5
建设成本（元/千瓦）	20000	24500	16800
核燃料费用（元/千瓦时）	0.042	0.042	0.042
运营费用（元/千瓦时）	0.052	0.052	0.052
乏燃料处理费用（元/千瓦时）	0.026	0.026	0.026
运营年限	60	60	60
退役基金提取	10%	10%	10%
利用小时数	7500	7500	7500
厂用电率	6.14%	6.14%	6.14%
增值税率	13%	13%	13%
贴现率（高）	10%	10%	10%
贴现率（中）	8%	8%	8%
贴现率（低）	3%	3%	3%

资料来源：中国核能行业协会，中国核电年报，北极星新闻网，光大证券研究所

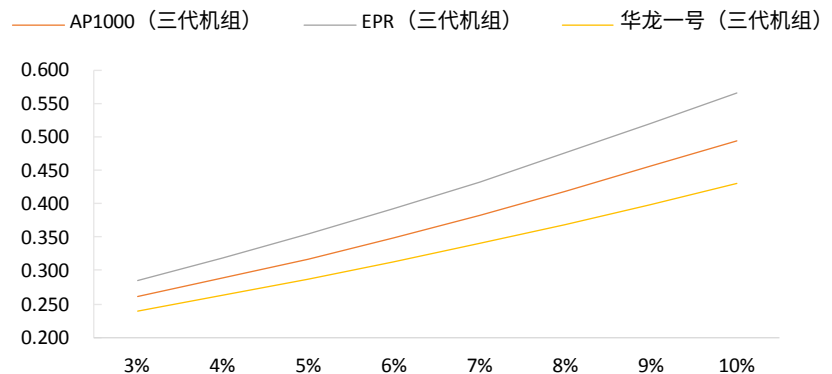
图 33：核电机组盈利计算模型



资料来源：光大证券研究所绘制

根据机组类型计算平准化度电成本（LCOE），将市场分为乐观/中性/悲观三种情形，分别对应贴现率 3%/8%/10%，则三代机组 AP1000 平准化度电成本分别为 0.230、0.380、0.452 元/千瓦时；EPR 机组平准化度电成本分别为 0.256、0.443、0.532 元/千瓦时；华龙一号平准化度电成本分别为 0.211、0.334、0.394 元/千瓦时。在中性场景下，华龙一号经济性较好，AP1000 与 EPR 机组因引进初期成本过高而导致经济性较差。由于华龙一号为国内自研技术，成本较低因而经济性较好，也是近期核电布局的主要技术方向。

图 34：各技术机组 LCOE（元/千瓦时）



资料来源：光大证券研究所测算，横轴为项目 IRR 水平

我们对三代机组的内部收益率进一步测算。

与经济性相符，我国新核电机组布局主要为华龙一号。华龙一号机组造价相对其他三代机组较低，整体项目 IRR 在三代机组中最高。参考同为三代机组且同处于浙江省的三门一期核电项目（试行价格按照每千瓦时 0.4203 元执行），建设成本为 16800 元/千瓦的华龙一号项目 IRR 接近 10%。

表 16：华龙一号全投资项目 IRR 敏感性分析

IRR		含税上网电价（元/千瓦时）							
		0.37	0.38	0.39	0.4	0.41	0.42	0.43	0.44
单位装机成本（元/千瓦）	13000	11.8%	12.2%	12.6%	12.9%	13.3%	13.7%	14.0%	14.4%
	15000	10.3%	10.6%	11.0%	11.3%	11.7%	12.0%	12.3%	12.7%
	17000	9.1%	9.4%	9.8%	10.1%	10.4%	10.7%	11.0%	11.3%
	19000	8.1%	8.4%	8.7%	9.0%	9.3%	9.6%	9.9%	10.2%
	21000	7.3%	7.6%	7.9%	8.2%	8.4%	8.7%	9.0%	9.2%
	23000	6.7%	6.9%	7.2%	7.5%	7.7%	8.0%	8.2%	8.5%
	25000	6.1%	6.3%	6.6%	6.8%	7.1%	7.3%	7.5%	7.8%

资料来源：光大证券研究所测算

备注：红线界定内部收益率是否大于 8%

4、对标水电，核电具备估值提升空间

4.1 中核、中广核、长江电力盈利情况对比

核电和水电运营商在经营方面具有一定的相似性。目前，水电已进入较成熟阶段（整体装机增速经历前期快速发展后进入增长平台期）；而核电目前在政策扶持下，进入快速发展阶段。因此我们参考水电估值走势，进而判断核电未来估值水平。

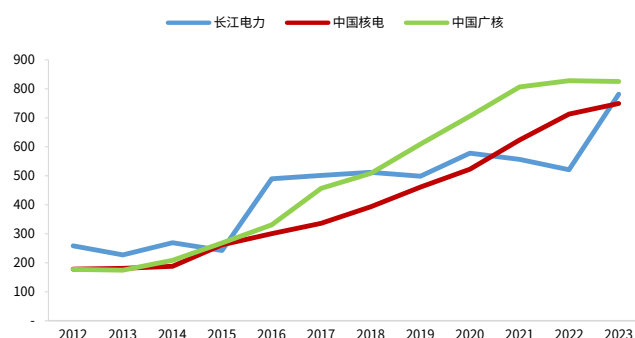
盈利维度

核电营收利润稳定增长，水电基本呈现阶梯式增长。对水电代表企业长江电力与中国核电、中国广核进行比较。从营收与归母净利润两个角度都能看出核电企业盈利情况逐年向上，而水电企业则在 2016 年营收与归母净利润有跨越式增长，其余年份比较稳定。

水电、核电度电毛利润稳定。除中国广核 2015 年度电毛利润较高外，其余年份水电与核电度电毛利润均维持在 0.15 元/千瓦时左右。

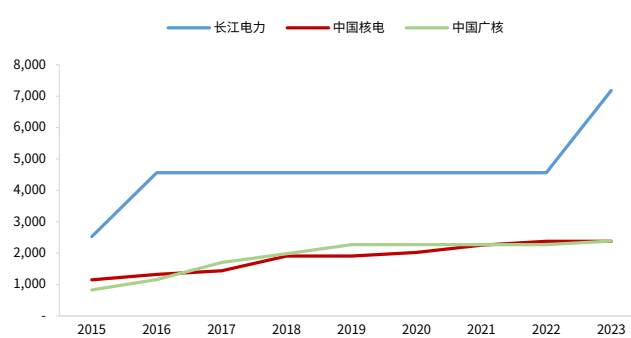
水电、核电盈利与装机相关。从 2012 年至 2023 年，核电两大龙头企业装机量逐年上升，长江电力仅在 2015 年末与 2023 年装机容量有所提升。水电、核电总体营收、盈利较为稳定，与装机容量呈较高相关性。

图 35：水电、核电公司营业收入（亿元）



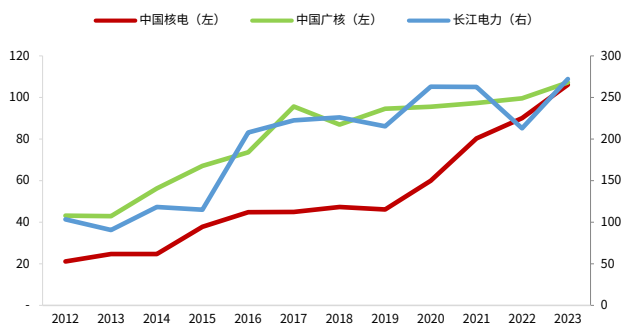
资料来源：，光大证券研究所

图 36：水电、核电公司装机量（万千瓦）



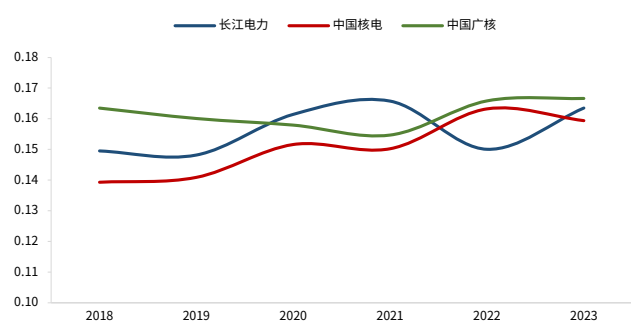
资料来源：，光大证券研究所

图 37：水电核电公司归母净利润（亿元）



资料来源：，光大证券研究所

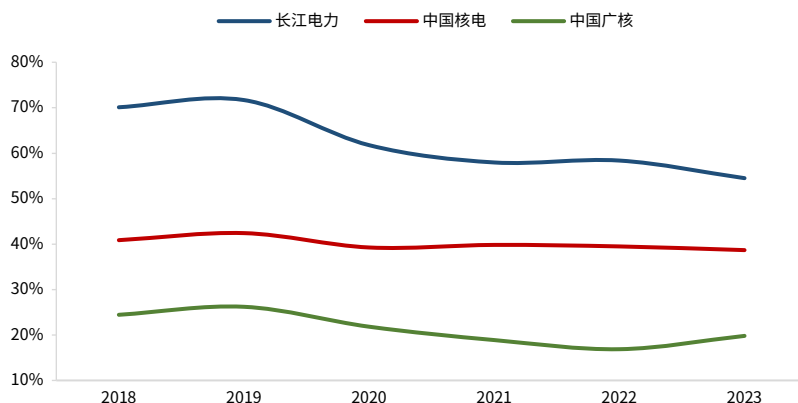
图 38：水电核电公司度电毛利润（元/千瓦时）



资料来源：，光大证券研究所

水电、核电主要营业支出来源于折旧。水电核电企业营业成本中主要构成部分为折旧，其中 2023 年长江电力折旧占比高达 54.5%，中国核电占 38.67%，中国广核占 19.77%。核电与水电均体现出重资产特征。

图 39：长江电力、中国核电、中国广核折旧占营业成本比例



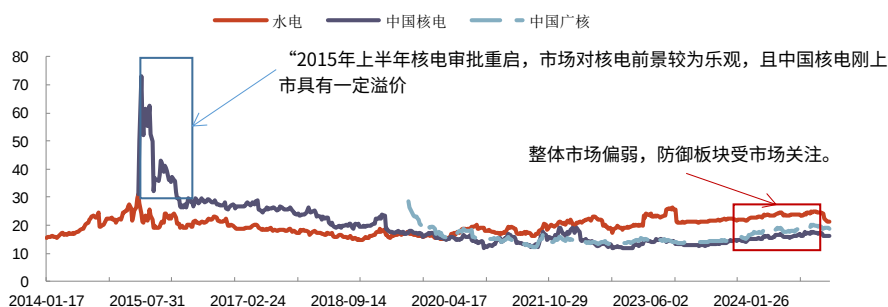
资料来源：，光大证券研究所

估值维度

核电企业近年估值较低。核电行业与水电行业类似，具有重资产、建设周期长等特点。我们选取中国核电、中国广核两大龙头代表核电行业，与 SW 水电行业进行估值水平(PE)比较。

从 2014 年以来，水电板块整体 PE 水平处于 15X-25X 间；其中自 2019 年来，水电行业 PE 不断提高。核电行业两大龙头上市时均有较高的 PE，随后由于核电行业发展经历短暂降速，其 PE 估值水平稍有下行。2020 年以来，核电行业 PE 持续低于水电行业 PE。

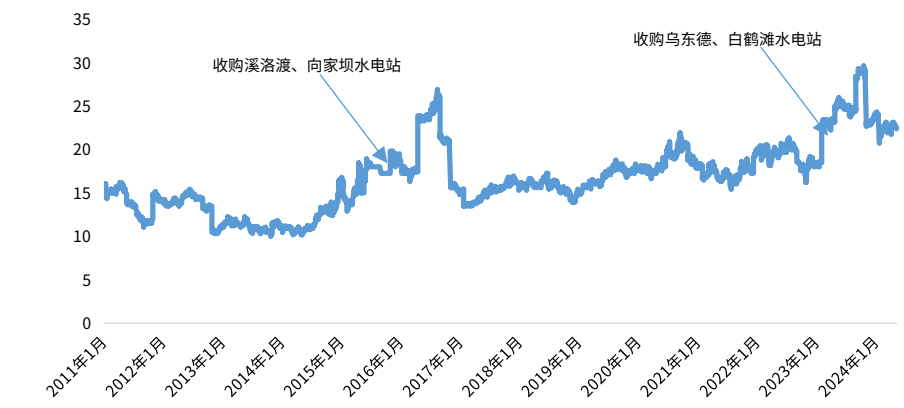
图 40：水电行业 (SW)、中国核电、中国广核 PE (TTM) 变化情况



资料来源：光大证券研究所 备注：截至 2024 年 5 月 9 日

水电新增装机与估值同步提升。以长江电力为例，2012 年以来，公司装机量有两次跨越性提升。首次在 2015 年底，公司公告收购溪洛渡水电站与向家坝水电站，随后公司估值短暂提升后逐渐平稳。其中平均 PE (TTM) (2012 年-2015 年末) 由 13.6 上升至平均 PE(TTM) (2016 年-2022 年中) 17.6；第二次在 2022 年 6 月，公司公告确定收购乌东德水电站与白鹤滩水电站，随后公司平均 PE(TTM) (2022 年 7 月-2023 年末) 上升至 22.6。

图 41：长江电力 PE（TTM）随装机变化情况



水电装机推动盈利估值双提升。对于水电企业，装机量的提升带动公司盈利情况与估值情况双重提升。对于类似拥有特点的核电企业，随着装机量的提升，预期盈利情况与估值情况会获得改善。

5、投资建议

我国核电审批重启，支持性政策频出，核电装机量有望稳步提升。未来核电机组延寿空间较大，将带来更为充裕的现金流，显著提升机组价值，推荐中国广核、中国核电。

表 17：核电运营商上市公司盈利预测与估值

证券代码	证券简称	股价（元）	EPS（元）				PE（倍）			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
003816.SZ	中国广核	4.01	0.21	0.23	0.26	0.28	19	17	15	15
601985.SH	中国核电	9.39	0.56	0.59	0.65	0.71	17	16	14	13

资料来源：Wind 数据，光大证券研究所预测
备注：股价为 2024 年 05 月 21 日

5.1 中国广核（003816.SZ）

5.1.1 纯核电业务的龙头运营商

中国广核是国内最大的核电运营商，2014 年在香港上市，2019 年在深交所上市。中国广核主营业务为设计、建设、运营及管理核电站、核电站电力销售及科研等。截至 2023 年 12 月底中国广核在运装机容量 3056.8 万千瓦，占全国核电总装机的 53.60%。截至 2023 年 12 月，公司控股股东为中国广核集团。

表 18：中国广核在运机组情况

核电站名称	装机容量（兆瓦）
大亚湾核电站	1968
岭澳核电站	1980
岭东核电站	2174
宁德核电站	4356
阳江核电站	6516
防城港核电站	3360
台山核电站	3500
红沿河核电站（联营企业）	6714

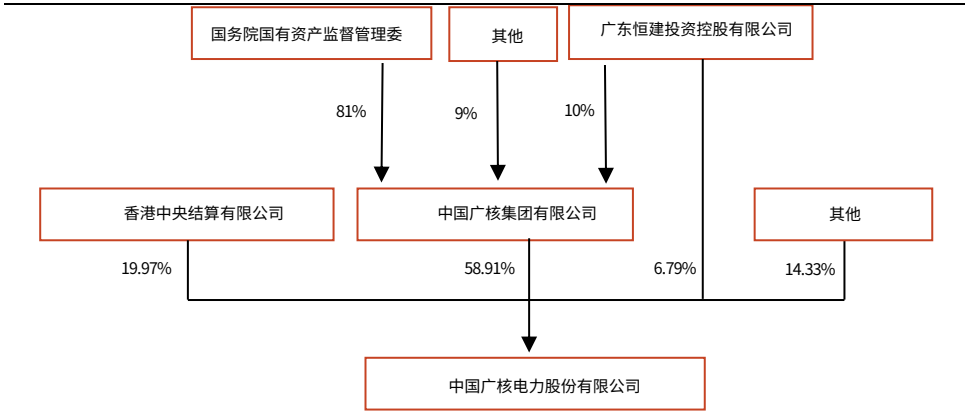
资料来源：中国广核公告、光大证券研究所

表 19：中国广核在建机组情况

在建项目	装机容量（兆瓦）	计划投产时间
防城港 4 号机组（来自子公司）	1180	2024 年上半年
陆丰 5 号机组（来自子公司）	1200	2027 年
陆丰 6 号机组（来自子公司）	1200	2028 年
宁德 5 号机组（来自联营企业）	1210	/
宁德 6 号机组（来自联营企业）	1210	/
惠州 1 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1202	2025 年
惠州 2 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1202	2026 年
惠州 3 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1202	/
惠州 4 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1202	/
苍南 1 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1208	2026 年
苍南 2 号机组（来自控股股东委托管理公司）	1208	2027 年

资料来源：中国广核公告、光大证券研究所

图 42：中国广核股权结构（截至 2023 年 12 月底）

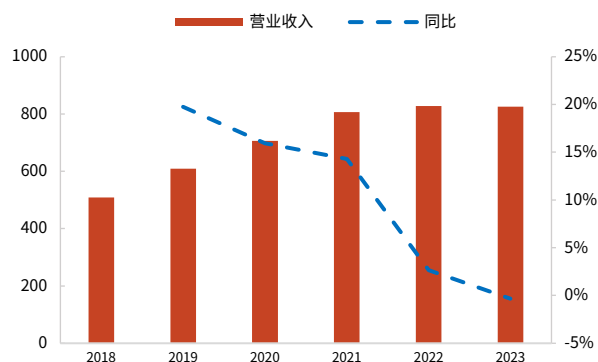


资料来源：，光大证券研究所绘制

公司控股股东中国广核集团业务已覆盖核能、核燃料、新能源、非动力核技术、数字化、科技型环保等领域，拥有中国广核（003816.SZ）、中广核技（000881.SZ），中广核矿业（01164.HK）、中广核新能源（01811.HK）等上市公司。中国广核电力与中国广核集团所属的中国广核铀业签订了长期燃料组件总包供应合同，确保核燃料供应稳定并控制价格波动风险。

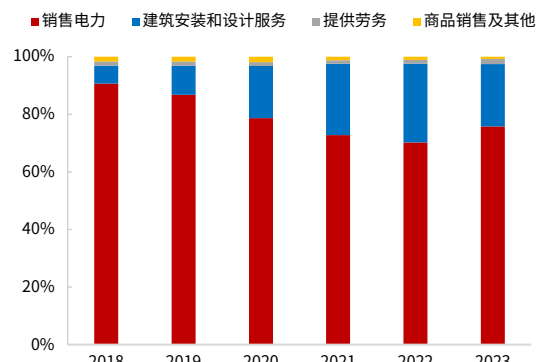
公司 2023 年实现营收 825.49 亿元，同比-0.33%。其中电力销售是其主营业务，2023 年实现营收 625.17 亿元，占公司总体营收 75.73%。近年来中国广核进一步向核电建设行业拓宽业务，统筹管理核电建设、优化核电工程进展，全面控制成本。2023 年中国广核建筑安装与设计服务收入达 178.98 亿元，占总营收的 21.68%。

图 43: 2018-2023 年中国广核营业收入 (亿元)



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所

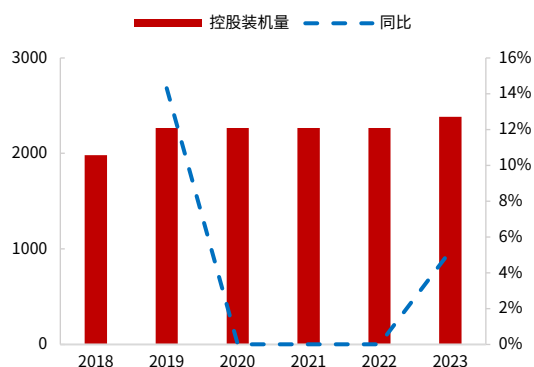
图 44: 2018-2023 年中国广核营业收入拆分占比



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所

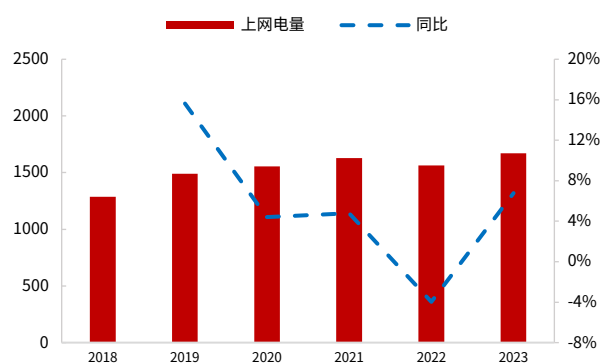
截至 2023 年底, 中国广核控股装机容量 2,385.4 万千瓦, 在建装机容量 (包括本公司控股股东委托本公司管理的在建核电机组) 共 1,324.6 万千瓦。中国广核 2023 年核电控股装机上网电量 1,670.71 亿千瓦时, 同比增长 6.56%。

图 45: 2018-2023 年中国广核控股装机量 (万千瓦)



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所

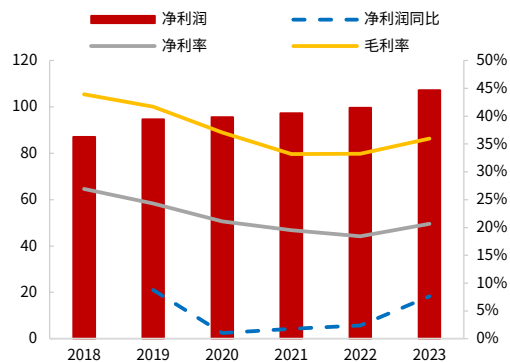
图 46: 2018-2023 年中国广核控股装机上网电量 (亿千瓦时)



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所
注: 不包括联营企业上网电量

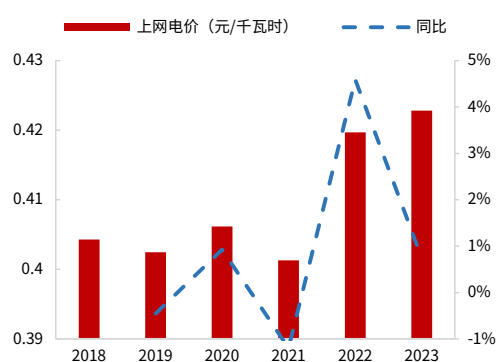
公司 2023 年归母净利润为 107.25 亿元, 同比增长 7.62%。中国广核 2023 年核电平均含税上网电价为 0.423 元/千瓦时, 同比增长 0.75%, 这是因为核电上网电价主要包含计划电价与市场电价, 计划电价由发改委批准, 较为稳定。

图 47: 2018-2023 年中国广核归母净利润 (亿元)



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所

图 48: 2018-2023 年中国广核上网电价 (含税; 元/千瓦时)



资料来源: 中国广核公司公告, 光大证券研究所

5.1.2 盈利预测

a. 未来装机量变化假设

公司新增装机：公司控股的防城港 3 号机组于 2023 年 3 月 25 日正式投入商业运营，其装机容量为 118 万千瓦；控股的防城港 4 号机组预计于 2024 年正式投入运行，其装机容量为 118 万千瓦；联营的惠州 1 号机组预计于 2025 年正式投入运行，其装机容量为 112 万千瓦。公司 2024 年核电控股装机容量为 2,503 万千瓦，综上预计中国广核 2025 年、2026 年控股核电装机量分别为 2,503、2,503 万千瓦。

b. 影响核电业务营收主要变量的假设

利用小时：结合各机组历史数据、大修周期及所处地区用电需求预期，核电设备平均利用小时数保持与电力行业需求增速匹配。公司 2023 年控股装机平均利用小时数为 7,522 小时；我们预期 2024-2026 利用小时数稍有提升，分别为 7,644、7,827、7,827 小时。

公司 2023 年控股装机发电量为 1,782 亿千瓦时，综合核电装机容量及利用小时数估计，预计公司控股的核电机组 2024-2026 年的总发电量分别为 1,914、1,959、1,959 亿千瓦时，同比增长 7.4%、2.4%、0.0%。各核电站厂用电率年际间变化不大，参考 2023 年的厂用电率，其各控股机组均在 4%-8% 保持不变。

参考 2023 年公司控股机组平均上网电价（含税）0.423 元/千瓦时、以及 23 年防城港核电站机组上网电价水平；我们假设 2024-2026 年公司上网电价较 23 年稍有下行，均为 0.418、0.418、0.418 元/千瓦时。

综上，预计公司 2024-2026 年核电业务营收分别为 667.84、684.05、684.05 亿元，同比增长 6.8%、2.4%、0.0%。

c. 影响电力业务成本主要假设的变量

核电营业成本主要由核燃料成本，物业、厂房及设备折旧，乏燃料处置基金，其他等几部分组成。其中核燃料成本取决于装机量和单位装机燃料成本，我们假设 2024-2026 年单位装机燃料成本与 2023 年 352.90 万元/万千瓦持平，预计 2024-2026 年其核燃料成本分别为 88.34、88.34、88.34 亿元。其中折旧费用考虑三代核电单台机组造价 160 亿元，假设折旧 35 年无残值；控股的防城港 4 号机组 2024 年 4 月投产，2024-2026 年物业、厂房及设备折旧费用均为 106.79 亿元。乏燃料处置基金取决于度电乏燃料处置基金和发电量，参考 2023 年度电乏燃料处置基金为 0.0194 元/千瓦时，则 2024-2026 年乏燃料处理处置基金为 37.12、38.01、38.01 亿元。其他成本，假设 2024-2026 年其分别增加 2%，则其他成本分别为 117.57、119.92、122.31 亿元。综上预计 2024-2026 年发电成本为 349.82、353.06、355.46 亿元。

d. 建筑安装和设计服务、其他业务营收及成本

公司营业范围还包括建筑安装和设计服务、提供劳务、商品销售及其他业务等。其中，2023 年公司建筑安装和设计服务营业收入为 178.98 亿元，参考往年该业务营业收入增长率，假设其营业收入以每年 10% 的增速增长，则 2024-2026 年营业收入分别为 196.88、216.57 和 238.22 亿元；2023 年其他业务营收 21.33 亿元，假设 2024-2026 年维持该营收水平。2023 年公司建筑安装和设计服务营业成本为 175.57 亿元，毛利率为 1.9%，假设其 2024-2026 年毛利率不变，则营业成本分别为 193.12、212.43 和 233.67 亿元。2023 年其他业务营业成本 14.48 亿元，假设 2024-2026 年维持该成本水平。

表 20：2021-2026 年中国广核电力公司售电业务拆分

主营业务-核电	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
控股总装机容量（万千瓦）	2,267	2,267	2,385	2,503	2,503	2,503
YOY	0%	0%	5.2%	4.9%	0%	0%
平均利用小时数	7,639	7,330	7,522	7,644	7,827	7,827
YOY	4.5%	-4.0%	2.6%	1.6%	2.4%	0.0%
总发电量（亿千瓦时）	1,732	1,662	1,782	1,914	1,959	1,959
YOY	4.5%	-4.0%	7.2%	7.4%	2.4%	0.0%
上网电量（亿千瓦时）	1,629	1,568	1,671	1,804	1,847	1,847
YOY	4.8%	-3.8%	6.6%	8.0%	2.4%	0.0%
平均含税上网电价（元/千瓦时）	0.407	0.419	0.423	0.418	0.418	0.418
YOY	0.9%	2.9%	1.0%	-1.1%	0.0%	0.0%
售电收入（百万元）	58,709	58,105	62,517	66,784	68,405	68,405
YOY	5.8%	-1.0%	7.6%	6.8%	2.4%	0.0%
发电成本（百万元）	32,676	31,118	33,851	34,982	35,306	35,546
YOY	14.6%	-4.8%	8.8%	3.3%	0.9%	0.7%
售电毛利润（百万元）	26,033	26,987	28,665	31,802	33,099	32,859
YOY	-3.6%	3.7%	6.2%	10.9%	4.1%	-0.7%
售电毛利率	44.3%	46.4%	45.9%	47.6%	48.4%	48.0%

资料来源：中国广核公司公告，光大证券研究所预测

表 21：2021-2026 年中国广核电力公司营收、成本、毛利拆分

	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
总营收（百万元）	80,679	82,822	82,549	88,606	92,195	94,360
YOY	14.31%	2.66%	-0.33%	7.34%	4.05%	2.35%
售电	58,709	58,105	62,517	66,784	68,405	68,405
建筑安装和设计服务	19,949	22,697	17,898	19,688	21,657	23,822
其他业务	2,020.8	2,020	2,133	2,133	2,133	2,133
总营业支出（百万元）	53,885	55,081	52,857	55,742	57,997	60,361
YOY	24.8%	2.2%	-4.0%	5.5%	4.1%	4.1%
售电	32,676	31,118	33,852	34,982	35,306	35,546
建筑安装和设计服务	19,587	22,491	17,557	19,312	21,243	23,367
其他业务	1,622	1,472	1,448	1,448	1,448	1,448
总毛利润（百万元）	26,794	27,741	29,692	32,863	34,197	33,999
YOY	-2.3%	3.5%	7.0%	10.7%	4.1%	-0.6%
售电	26,033	26,987	28,665	31,802	33,099	32,859
建筑安装和设计服务	363	206	342	376	414	455
其他业务	398	548	685	685	685	685
总毛利率	33.2%	33.5%	36.0%	37.1%	37.1%	36.0%
售电毛利率	44.3%	46.4%	45.9%	47.6%	48.4%	48.0%
建筑安装和设计服务	1.8%	0.9%	1.9%	1.9%	1.9%	1.9%
其他业务毛利率	19.7%	27.1%	32.1%	32.1%	32.1%	32.1%

资料来源：中国广核公司公告，光大证券研究所预测

根据上述假设，我们预测公司 24-26 年营业收入为 886.06、921.95 及 943.60 亿元；总毛利润分别为 328.63、341.97 及 339.99 亿元。

e. 期间费用率假设

参考历史水平，我们假设 2024-2026 年销售费用率为 0.1%；2024-2026 年管理费用率维持 3% 的水平；考虑到公司正在研发四代核电机组，我们假设 2024-2026 年研发费用率较 2023 年稍有上行，达 3.0%。

表 22：2021-2026 年中国广核电力公司期间费用率预测

	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
销售费用率	0.10%	0.06%	0.05%	0.10%	0.10%	0.10%
管理费用率	3.01%	2.92%	3.23%	3.00%	3.00%	3.00%
研发费用率	2.17%	2.26%	2.93%	3.00%	3.00%	3.00%

资料来源：中国广核公司公告，光大证券研究所预测

综上，我们预计公司 2024-2026 年的归母净利润分别为 116.27 亿元，132.98 亿元，139.58 亿元，对应 EPS 分别为 0.23，0.26，0.28 元。

估值分析：水电和核电业务模式（本地消纳电价需核准、机组投资周期长且资本开支大）较类似且盈利水平接近，我们选取水电运营商华能水电、长江电力以及核电运营商中国核电为对比公司。根据我们的预测，公司 24/25 年 EPS 分别为 0.23/0.26 元，当前股价对应 PE 分别为 17X/15X，低于可比公司平均 18X/16X 水平。

表 23：中国广核可比公司盈利预测与估值

证券代码	证券简称	股价（元）	EPS（元）				PE（倍）			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
600900.SH	长江电力	26.10	1.11	1.38	1.47	1.55	23	19	18	17
600025.SH	华能水电	9.53	0.42	0.48	0.54	0.58	22	20	18	16
601985.SH	中国核电	9.39	0.56	0.61	0.67	0.71	17	15	14	13
平均							21	18	16	15
003816.SZ	中国广核	4.01	0.21	0.23	0.26	0.28	19	17	15	15

资料来源：，光大证券研究所预测 备注：股价为 2024 年 05 月 21 日，除中国广核外 EPS 均为一致预期数据。

投资建议：1) 公司为国内最大的核电运营商，考虑核电审批提速后在建及已核准拟建机组规模提升，公司新机组投产在即；2) 随着核电市场化交易占比提升，核电综合上网电价有望提升，公司盈利水平仍具备上行空间。首次覆盖予以“买入”评级。

表 24：中国广核盈利预测与估值简表

指标	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入（百万元）	82,822	82,549	88,606	92,195	94,360
营业收入增长率	2.66%	-0.33%	7.34%	4.05%	2.35%
归母净利润（百万元）	9,965	10,725	11,627	13,298	13,958
归母净利润增长率	2.39%	7.62%	8.42%	14.36%	4.97%
EPS（元）	0.20	0.21	0.23	0.26	0.28
ROE（归属母公司）（摊薄）	9.31%	9.47%	9.68%	10.39%	10.28%
P/E	20	19	17	15	15
P/B	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5

资料来源：，光大证券研究所预测，股价时间为 2024-05-21

风险提示：

- 1) 电力需求不及预期。**公司发电量与当地电力需求有较高相关性，若整体电力需求不及预期，会压制公司机组利用小时数，影响营收水平。
- 2) 核电机组核准不及预期。**2019 年核电恢复核准以来，核电项目核准进度加快。“双碳”目标下，核电审批进度有望维持较高水平，若核电机组审批数量低于预期，公司整体装机增速受限。
- 3) 项目建设进度不及预期。**核电建设周期较长，若项目进度不及预期，可能导致公司经营状况和盈利水平不及预期。

5.2 中国核电（601985.SH）

5.2.1 向新能源业务横向拓宽

中国核能电力股份有限公司是由中国核工业集团有限公司控股的在核电、风电、光伏等领域多元发展的清洁能源公司。截至 2023 年 12 月底，公司在运核电机组容量 2375 万千瓦，在运新能源机组容量 1851.59 万千瓦，包括风电 595.15 万千瓦、光伏 1256.44 万千瓦，另控股独立储能电站 65.1 万千瓦。

公司在建项目有：控股在建及核准待建核电机组 15 台，装机容量 1756.5 万千瓦；控股新能源在建项目 972.75 万千瓦，其中风电 275.48 万千瓦、光伏 697.27 万千瓦，另控股独立储能电站在建 65 万千瓦。

表 25：中国核电在运机组

核电站机组名称	投产时间	可控装机容量（兆瓦）	权益装机容量（兆瓦）	持股比例
秦山一期	1994 年	350	252	72%
秦山二期 1 号机组	2002 年	670	335	50%
秦山二期 2 号机组	2004 年	670	335	50%
秦山二期 3 号机组	2010 年	670	335	50%
秦山二期 4 号机组	2011 年	670	335	50%
秦山三期 1 号机组	2002 年	728	371.3	51%
秦山三期 2 号机组	2003 年	728	371.3	51%
田湾核电 1 号机组	2007 年	1060	530	50%
田湾核电 2 号机组	2007 年	1060	530	50%
方家山 1 号机组	2014 年	1089	784.1	72%
福清核电 1 号机组	2014 年	1089	555.4	51%
方家山 2 号机组	2015 年	1089	784.1	72%
福清核电 2 号机组	2015 年	1089	555.4	51%
海南昌江 1 号机组	2015 年	650	331.5	51%
海南昌江 2 号机组	2016 年	650	331.5	51%
福清核电 3 号机组	2016 年	1089	555.4	51%
福清核电 4 号机组	2017 年	1089	555.4	51%
田湾核电 3 号机组	2018 年	1126	563	50%
三门 1 号机组	2018 年	1250	638.8	56%
三门 2 号机组	2018 年	1250	638.8	56%
田湾核电 4 号机组	2018 年	1126	563	50%
田湾核电 5 号机组	2020 年	1118	559	50%
福清核电 5 号机组	2021 年	1161	592.1	51%
田湾核电 6 号机组	2021 年	1118	559	50%
福清核电 6 号机组	2022 年	1161	592.1	51%

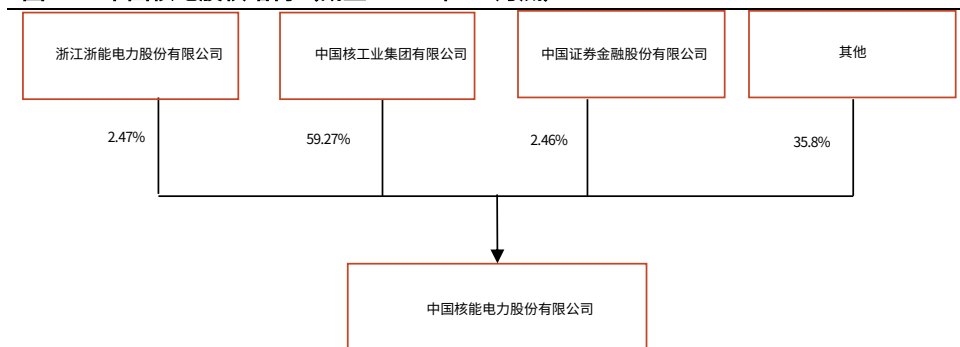
资料来源：中国核电公告，光大证券研究所

表 26：中国核电在建机组

在建项目	装机容量（万千瓦）	持股比例	计划投产时间
漳州能源一期工程	2×121.2	51%	1 号机组 2024 年， 2 号机组 2025 年
三门核电 3、4 号机组	2×125.1	56%	2027 年
江苏核电 7、8 号机组	2×126.5	50%	7 号机组 2026 年， 8 号机组 2027 年
辽宁徐大堡核电项目一期工程	2×129.1	54%	/
辽宁徐大堡核电项目二期工程	2×127.4	54%	2027 年
海南小堆	12.5	51%	2026 年

资料来源：中国核电公告，光大证券研究所

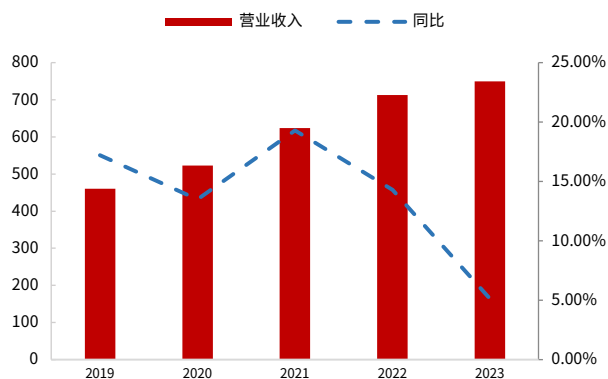
图 49：中国核电股权结构（截至 2023 年 12 月底）



资料来源：，光大证券研究所绘制

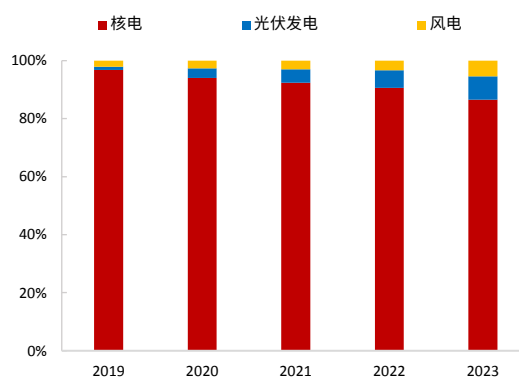
中国核电 2023 年实现营收 749.57 亿元，同比增长 5.15%。中国核电近年来在发展核电的同时布局新能源市场;2023 年核电营收 634.57 亿元，新能源营收 98.09 亿元。

图 50：2019-2023 年中国核电营业收入（亿元）



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

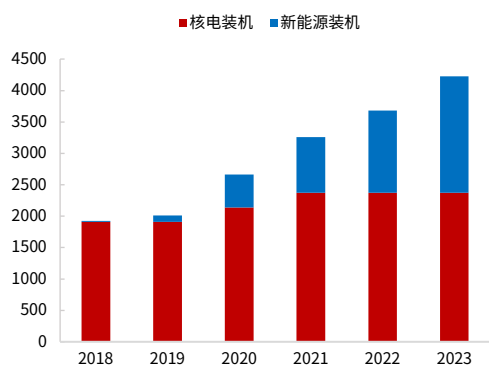
图 51：2019-2023 年中国核电营业收入拆分占比



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

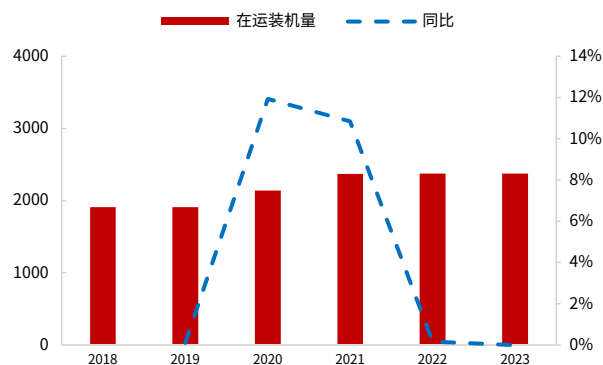
中国核电截至 2023 年底控股在运核电机组容量为 2375 万千瓦，较 2022 年保持不变。公司通过构建“1+N+X”电力营销体系，制定“一省一策”营销策略、搭建数字电力营销平台、设计“核电+新能源”捆绑营销方案，中国核电 2023 年核电发电量 1864.77 亿千瓦时，同比增加 0.67%。

图 52：2018-2023 年中国核电装机构成（万千瓦）



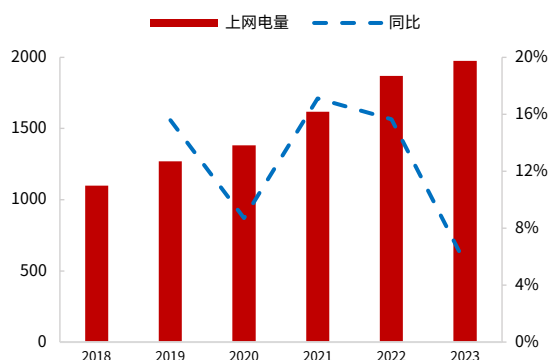
资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

图 53：2018-2023 年中国核电在运核电机组装机容量（万千瓦）



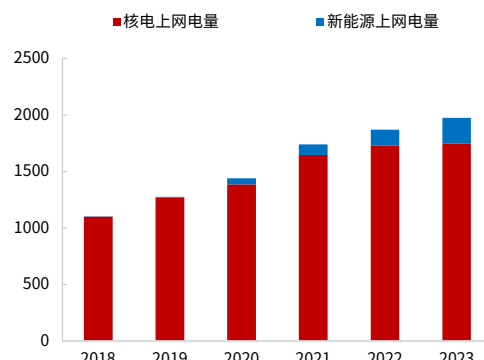
资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

图 54：2018-2023 年中国核电上网电量（亿千瓦时）



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

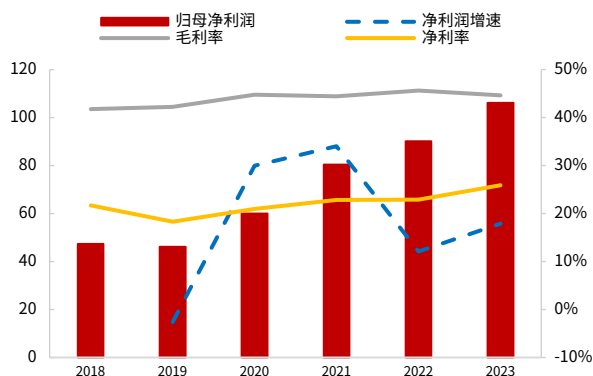
图 55：2018-2023 年中国核电上网电量构成（亿千瓦时）



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

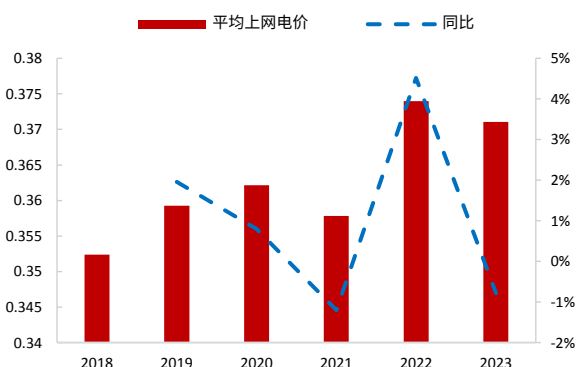
2023 年中国核电归母净利润 106.24 亿元，同比增加 17.91%；发电量 2098.58 亿千瓦时，同比增加 5.30%；综合电价为 0.419 元/千瓦时（含税），对应 0.371 元/千瓦时（除税），同比下降 0.78%。

图 56：2018-2023 年中国核电归母净利润（亿元）



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

图 57：2018-2023 年中国核电综合电价（除税：元/千瓦时）



资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所

5.2.2 盈利预测

a. 未来装机量变化假设

公司核电装机容量：公司核电装机新增福建漳州能源 1 号机组，预计于 2024 年投入生产，其装机容量为 121.2 万千瓦；新增福建漳州能源 2 号，预计于 2025 年投入生产，其装机容量为 121.2 万千瓦；新增江苏田湾 7 号（装机容量 126.5 万千瓦）及海南核电小堆机组（装机容量 12.5 万千瓦），预计 2026 年投产。公司 2023 年控股核电装机规模为 2,375 万千瓦，综合预计中核 2024-2026 年核电装机量分别为 2,496、2,617、2,756 万千瓦。

公司新能源装机容量：公司 2023 年新能源风光在运装机容量 1,851.6 万千瓦，包括风电 595.2 万千瓦、光伏 1,256.4 万千瓦。参考公司 2023 年风电、光伏装机容量增加水平，我们假设公司 2024、2025、2026 年风电装机容量均增加 300、300、300 万千瓦，光伏分别增加 400、500、500 万千瓦。对应 2024 年在运风电装机 895.2 万千瓦装机容量，光伏装机 1,656.4 万千瓦；2025 年在运风电装机 1,195.2 万千瓦，光伏装机 2,156.4 万千瓦；2026 年在运风电装机 1,495.2 万千瓦，光伏装机 2,656.4 万千瓦。

b. 影响核电业务营收主要变量的假设

核电机组利用小时：结合各机组历史数据、大修周期及所处地区用电需求预期，核电设备平均利用小时数保持与电力行业需求增速匹配，2023 年公司核电机组平均利用小时为 7,852 小时，考虑到：1)2024、2025、2026 年有新增装机并网，2) 机组维修周期；我们预计公司运营的所有核电机组 2024-2026 年平均利用小时为 7,627、7,772、7,468 小时。

新能源机组利用小时：新能源装机容量大幅提升但特高压建设滞后，新增发电量不能全部被消纳，导致新能源利用小时数有所下降。2023 年风电利用小时数为 2,235 小时，我们预计 2024-2026 年风电利用小时下行至 2,100 小时。2023 年光伏利用小时为 1,291 小时，预计 2024-2026 年光伏利用小时下降至 1,250 小时。

2023 年公司核电发电量为 1,864.8 亿千瓦时，综合核电装机容量及利用小时数估计，预计公司控股的核电机组 2024-2026 年的总发电量分别为 1,904、2,034、2,058 亿千瓦时，同比增长 2.1%、6.8%、1.2%。各核电站厂用电率年际间变化不大，参考 2023 年的厂用电率，其各控股机组均在 5%-8%左右保持不变。

2023 年公司风电发电量为 109.04 亿千瓦时，综合风电装机容量及利用小时数估计，预计公司控股的风电机组 2024-2026 年的发电量分别为 156.48、219.48、282.48 亿千瓦时，同比增长 43.5%、40.3%、28.7%。假设风电厂用电率保持为 2%不变。2023 年公司光伏发电量为 124.78 亿千瓦时，综合光伏装机容量及利用小时数估计，预计公司控股的光伏机组 2024-2026 年的发电量分别为 182.06、238.31、300.81 亿千瓦时，同比增长 45.9%、30.9%、26.2%。假设光伏发电厂用电率保持为 2%不变。

参考 2023 年公司控股核电机组平均上网电价（除税）0.364 元/千瓦时，我们预计 2024-2026 年电价受到新增机组上网电价影响下总体小幅波动，分别假设为 0.368、0.370、0.368 元/千瓦时。

2023 年起平价上网项目增加，拉低平均上网电价，参考 2023 年公司控股风电机组平均上网电价（除税）0.348 元/千瓦时，假设 2024-2026 年平均上网电价（除税）分别为 0.340、0.336、0.334 元/千瓦时。参考 2023 年公司控股光伏发电机组平均上网电价（除税）0.476 元/千瓦时，由于前期光伏项目补贴较高，新增项目平价上网后导致光伏上网电价下降明显；我们假设 2024-2026 年平均上网电价（除税）分别为 0.405、0.387、0.375 元/千瓦时。

综上，预计公司 2024-2026 年核电业务营收分别为 656.12、703.45、709.09 亿元，同比增长 3.4%、7.2%、0.8%；预计公司 2024-2026 年风电业务营收分别为 51.85、71.98、92.11 亿元，同比增长 32%、39%、28%；预计公司 2024-2026 年光伏发电业务营收分别为 72.61、90.90、111.21 亿元，同比增长 23.5%、25.2%、22.4%；预计公司 2024-2026 年电力业务营收分别为 780.58、866.32、912.41 亿元，同比增长 6.5%、11.0%、5.3%。

c. 影响电力业务成本主要假设的变量

电力业务主要成本包括核燃料、折旧摊销、人工成本、运行维护费用、乏燃料处理费、其他成本等。2023 年度电核燃料成本为 0.05 元/kwh，假设 2024-2026 年保持不变，则核燃料成本分别为 94.01 亿元，100.41 亿元，101.60 亿元。2023 年折旧摊销 160.54 亿元，对应度电折旧 0.081 元/千瓦时；公司近几年新增项目以建设成本较低的华龙一号为主，我们假设 2024-2026 年度电折旧分别下行至 0.080、0.079、0.078 元/千瓦时，对应折旧费用分别为 169.02、185.71、194.72 亿元；人工成本 2023 年为 56.94 亿元，考虑人员扩充和劳务成本增长，预计 2024-2026 年人工成本分别为 60.89、67.96、75.72 亿元；2023 年运行维护费

用为 48.64 亿元，对应单位运行维护费用为 0.12 元/瓦，考虑到公司近几年运维费用较低的绿电装机量占比逐渐提升，假设 2024-2026 年单位装机运维费用延续 23 年趋势稍下行，均为 0.10 元/瓦，则 2024-2026 年运行维护费用分别为 48.42、57.26、66.26 亿元；2023 年乏燃料处理费用为 30.21 亿元，其中度电水费及水资源费、重水堆乏燃料基金费分别为 0.026 元及 0.020 元/千瓦时。假设 2024-2026 年度度电水费及水资源费、重水堆乏燃料基金费维持 2023 年水平，对应乏燃料费用分别为 36.14、36.80、41.53 亿元；2023 年电力业务其他成本为 12.43 亿元，假设 2024-2026 年电力业务其他成本均为 13 亿元。

d. 其他业务营收及成本

公司营业范围还包括核电相关服务（非售电技术咨询托管等）、咨询服务、经营租赁、钴调节棒辐射款等，2023 年其他业务营业收入 16.92 亿元，假设 2024-2026 年其他营业收入维持 16.92 亿元。2023 年公司营业成本为 14.23 亿元，假设其 2024-2026 年其他业务营业成本为 14.23 亿元。

表 27：2021-2026 年公司核电业务拆分

主营业务-核电	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
控股装机量（万千瓦）	2,255	2,375	2,375	2,496	2,617	2,756
YOY	11.5%	5.3%	0.0%	5.1%	4.9%	5.3%
平均利用小时数	7,715	7,799	7,852	7,627	7,772	7,468
YOY	4.9%	1.1%	0.7%	-2.9%	1.9%	-3.9%
总发电量（亿千瓦时）	1,740	1,852	1,865	1,904	2,034	2,058
YOY	16.9%	6.5%	0.7%	2.1%	6.8%	1.2%
上网电量（亿千瓦时）	1,646	1,732	1,745	1,781	1,902	1,925
YOY	18.9%	5.2%	0.7%	2.1%	6.8%	1.2%
平均除税上网电价（元/千瓦时）	0.344	0.366	0.364	0.368	0.370	0.368
YOY	-2.7%	6.5%	-0.6%	1.3%	0.4%	-0.4%
售电收入（百万元）	56,563	63,404	63,457	65,612	70,345	70,909
YOY	15.6%	12.1%	0.1%	3.4%	7.2%	0.8%
发电成本（百万元）	32,331	35,062	36,155	36,634	38,898	40,383
YOY	16.5%	8.4%	3.1%	1.3%	6.2%	3.8%
售电毛利润（百万元）	24,232	28,342	27,302	28,977	31,447	30,526
YOY	14.6%	17.0%	-3.7%	6.1%	8.5%	-2.9%
售电毛利率（%）	42.8%	44.7%	43.0%	44.2%	44.7%	43.0%

资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所预测

表 28：2021-2026 年公司新能源电力业务拆分

主营业务-新能源	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
控股装机量（万千瓦）	888	1,253	1,852	2,551	3,351	4,151
YOY	69.0%	41.2%	47.8%	37.8%	31.4%	23.9%
风电	264	421	595	895	1,195	1,495
光伏发电	624	832	1,256	1,656	2,156	2,656
风电平均利用小时数	2,072	1,911	2,235	2,100	2,100	2,100
YOY	11.2%	-7.8%	16.9%	-6%	0.0%	0.0%
光伏发电平均利用小时数	1,020	1,031	1,291	1,250	1,250	1,250
YOY	50.6%	1.1%	25.2%	-3.2%	0.0%	0.0%
总发电量（亿千瓦时）	95.14	140.48	233.82	338.54	457.79	583.29
YOY	68.7%	47.7%	66.4%	44.8%	35.2%	27.41%
风电	45.49	65.38	109.04	156.48	219.48	282.48
光伏发电	49.65	75.10	124.78	182.06	238.31	300.81

上网电量 (亿千瓦时)	93.13	138.23	229.91	332.02	448.90	571.94
YOY	69.3%	48.4%	66.3%	44.4%	35.2%	27.4%
风电	44.24	63.88	106.40	152.69	214.17	275.64
光伏发电	48.89	74.35	123.51	179.32	234.73	296.29
风电平均除税上网电价 (元/千瓦时)	0.405	0.361	0.348	0.340	0.336	0.334
YOY	-7%	-11%	-4%	-2%	-1%	-1%
光伏发电平均除税上网电价 (元/千瓦时)	0.582	0.569	0.476	0.405	0.387	0.375
YOY	-20%	-2%	-16%	-15%	-4%	-3%
售电收入 (百万元)	4,639	6,539	9,809	12,446	16,288	20,332
YOY	50.2%	41.0%	50.0%	26.9%	30.9%	24.8%
风电	1,794	2,305	3,927	5,185	7,198	9,211
光伏发电	2,845	4,234	5,882	7,261	9,090	11,121
发电成本 (百万元)	1,854	2,600	3,931	5,513	7,214	8,901
YOY	48.6%	40.2%	51.2%	40.2%	30.9%	23.4%
风电	760	984	1,710	2,377	3,227	4,016
光伏发电	1,094	1,616	2,221	3,136	3,987	4,885
售电毛利润 (百万元)	2,785	3,939	5,877	6,933	9,073	11,431
YOY	51.3%	41.4%	49.2%	18.0%	30.9%	26.0%
风电	1,034	1,321	2,217	2,808	3,971	5,195
光伏发电	1,751	2,618	3,660	4,125	5,102	6,236
售电毛利率 (%)	60.0%	60.2%	59.9%	55.7%	55.7%	56.2%
风电	57.6%	57.3%	56.5%	54.2%	55.2%	56.4%
光伏发电	61.5%	61.8%	62.2%	56.8%	56.1%	56.1%

资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所预测

表 29：2021-2026 年公司营收、成本、毛利拆分

	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
总营收 (百万元)	62,695	71,286	74,957	79,750	88,324	92,933
YOY	19.9%	13.7%	5.2%	6.4%	10.8%	5.2%
核电售电业务	56,563	63,404	63,457	65,612	70,345	70,909
新能源业务	4,639	6,539	9,809	12,446	16,288	20,332
其他业务	1,166	1,343	1,692	1,692	1,692	1,692
总营业支出 (百万元)	34,855	38,757	41,510	43,571	47,536	50,707
YOY	20.8%	11.2%	7.1%	5.0%	9.1%	6.7%
核电售电业务	32,331	35,062	36,155	36,634	38,898	40,383
新能源售电业务	1,854	2,600	3,931	5,513	7,214	8,901
其他业务	671	1,095	1,423	1,423	1,423	1,423
总毛利润 (百万元)	27,840	32,529	33,448	36,179	40,788	42,226
YOY	18.9%	16.8%	2.8%	8.2%	12.7%	3.5%
核电售电业务	24,232	28,342	27,302	28,977	31,447	30,526
新能源售电业务	2,785	3,939	5,877	6,933	9,073	11,431
其他业务	544	247	268	268	268	268
总毛利率 (%)	44.4%	45.6%	44.6%	45.4%	46.2%	45.4%
核电售电业务	42.8%	44.7%	43.0%	44.2%	44.7%	43.0%
新能源售电业务	60.0%	60.2%	59.9%	55.7%	55.7%	56.2%
其他业务	46.7%	18.4%	15.8%	15.8%	15.8%	15.8%

资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所预测

如上假设，我们预测公司 24-26 年营业收入为 797.50、883.24 及 929.33 亿元；总毛利润分别为 361.79、407.88 及 422.26 亿元。

e. 期间费用率假设

参考 2023 年销售费用率水平，我们假设 2024-2026 年销售费用率维持 0.15%。参考 2023 年管理费用率水平，我们假设 2024-2026 年管理费用率稍有下滑至 5.10%。考虑到公司研发四代核电机组，我们假设 2024-2026 年研发费用率较 2023 年稍有上行，达 1.90%。

表 30：2021-2026 年中国核电公司期间费用率预测

	2021A	2022A	2023A	2024E	2025E	2026E
销售费用率	0.13%	0.11%	0.15%	0.15%	0.15%	0.15%
管理费用率	5.13%	6.48%	5.11%	5.10%	5.10%	5.10%
研发费用率	2.14%	1.96%	1.85%	1.90%	1.90%	1.90%

资料来源：中国核电公司公告，光大证券研究所预测

根据上述假设，我们预计公司 2024-2026 年实现归母净利润 112.30 亿元，122.49 亿元，134.31 亿元，对应 EPS 分别为 0.59，0.65，0.71 元。

估值分析：水电和核电业务模式（本地消纳电价需核准、机组投资周期长且资本开支大）较类似且盈利水平接近，我们选取水电运营商华能水电、长江电力以及核电运营商中国广核为对比公司。根据我们的预测，公司 24/25 年 EPS 分别为 0.59/0.65 元，当前股价对应 PE 分别为 16X/14X，低于可比公司平均 18X/17X 水平。

表 31：中国核电可比公司盈利预测与估值

证券代码	证券简称	股价（元）	EPS（元）				PE（倍）			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
600900.SH	长江电力	26.10	1.11	1.38	1.47	1.55	23	19	18	17
600025.SH	华能水电	9.53	0.42	0.48	0.54	0.58	22	20	18	16
003816.SZ	中国广核	4.01	0.21	0.24	0.25	0.26	19	17	16	15
平均							22	18	17	16
601985.SH	中国核电	9.39	0.56	0.59	0.65	0.71	17	16	14	13

资料来源：，光大证券研究所预测 备注：股价为 2024 年 05 月 21 日，除中国核电外 EPS 均为一致预期数据

投资建议：考虑：1) 核电审批提速后在建及已核准拟建机组规模提升，公司新机组投产在即，2) 随着核电市场化交易占比提升，核电综合上网电价有望提升，公司盈利水平仍具备上行空间，3) 公司持续开拓绿电板块，盈利能力持续提升；首次覆盖给予“买入”评级。

表 32：中国核电盈利预测与估值简表

指标	2022	2023	2024E	2025E	2026E
营业收入（百万元）	71,286	74,957	79,750	88,324	92,933
营业收入增长率	14.30%	5.15%	6.39%	10.75%	5.22%
归母净利润（百万元）	9,010	10,624	11,230	12,249	13,431
归母净利润增长率	12.09%	17.91%	5.70%	9.08%	9.65%
EPS（元）	0.48	0.56	0.59	0.65	0.71
ROE（归属母公司）（摊薄）	10.16%	11.68%	11.40%	11.46%	11.59%
P/E	20	17	16	14	13
P/B	2.0	1.9	1.8	1.7	1.5

资料来源：，光大证券研究所预测，股价时间为 2024-05-21

备注：公司 2021/2022/2023 年的总股本分别为 175.23/188.61/188.83 亿股。

风险提示：

核电建设进度不及预期风险。公司目前尚有多台在建的核电机组，若工程进度不及预期将影响公司营收水平。

市场化推进不及预期风险。公司市场化电量占比逐年提升，若电力供需紧张程度不及预期，市场化电量电价可能不及预期。

风光装机不及预期风险。公司新能源装机快速扩张，若成本或电价变化导致项目 IRR 不及预期，将影响公司新增风、光装机布局节奏。

6、风险分析

1) 市场化电价边际下行。2023 年动力煤长协履约率提升及动力煤现货价格边际下行背景下，火电盈利能力边际改善。2024 年电量电价年度长协电量电价有所下滑，虽然对应的核电上网电价下行幅度有限，但核电进入市场化交易部分上网电价有下行的风险。

2) 核电运营安全风险。尽管三代核电的安全性相较二代有了很大提升，若全球范围内出现类似福岛的核电站泄漏事故，核电行业发展或将受到压制。

3) 项目建设进度不及预期。核电建设周期较长，若项目建设进度不及预期，可能导致核电企业的盈利不达预期。

4) 测算假设无法实现或不准确而产生误差。文中对于不同机组的 LCOE 以及三代机组项目 IRR 做了一定测算，若参数及假设不准确可能引发计算误差。

行业及公司评级体系

评级	说明
买入	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上
增持	未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%；
中性	未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%；
减持	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%；
卖出	未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上；
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。
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；美国市场基准为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。	

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。

分析师声明

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注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究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的具体推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司和 Everbright Securities(UK) Company Limited 是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）成立于 1996 年，是中国证监会批准的首批三家创新试点证券公司之一，也是世界 500 强企业——中国光大集团股份公司的核心金融服务平台之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。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。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中所载观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

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、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。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。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区新闻路 1508 号
静安国际广场 3 楼

北京

西城区武定侯街 2 号
泰康国际大厦 7 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司
香港铜锣湾希慎道 33 号利园一期 28 楼

英国

Everbright Securities(UK) Company Limited
6th Floor, 9 Appold Street, London, United Kingdom, EC2A 2AP