

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因而导致经济性较差。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

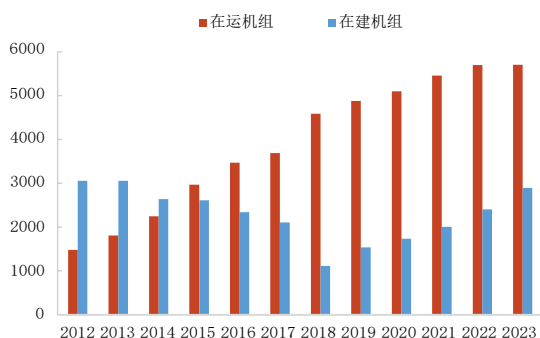
表 1：国家层面核电相关政策	10
表 2：三代机组组件供应商	17
表 3：截止 2023 年末部分机组各电力集团参股情况	18
表 4：2022-2023 年核电机组商运、开工、审批情况	19
表 5：核电上网电价定价机制	20
表 6：三代技术机组的上网电价（元/千瓦时，含税）	21
表 7：全国在运核电机组基本情况	21
表 8：各核电机组保障电量内含税上网电价	22
表 9：各省份燃煤发电上网基准价（含税）	23
表 10：各省核电市场化交易政策	23
表 11：中国广核集团 2022 年市场化交易情况	24
表 12：中核集团 2023 前三季度市场化交易情况	24
表 13：一至四代核电技术特点	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，

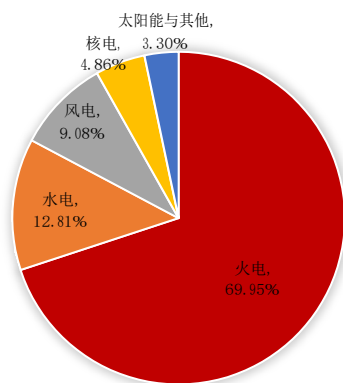
图 2：2012 年-2023 年国内核电上网电量（亿千瓦时）



资料来源：中国核能行业协会，

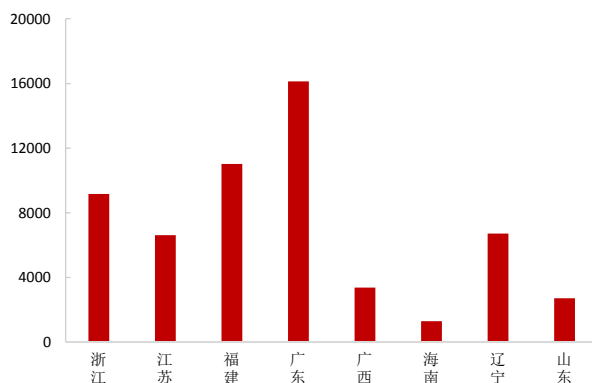
从能源结构看，核电在中国能源结构中占比继续扩大。核电发电量占全国发电量的比重从 2014 年的 2.39% 上升到 2023 年底的 4.86%。**从地区分布看，核电机组分布在沿海地区。**截至 2023 年年底，我国在运机组共 55 台，其中广东在运机组 14 台，广西在运机组 3 台（防城港核电厂 3 号机组于 2022 年 11 月 25 日首次装料，于 2023 年 3 月商运），福建在运机组 10 台，浙江在运机组 11 台，江苏在运机组 6 台，山东在运机组 3 台（石岛湾核电厂 1 号机组于 2021 年 8 月 21 日首次装料，于 2023 年 12 月商运），辽宁在运机组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

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，

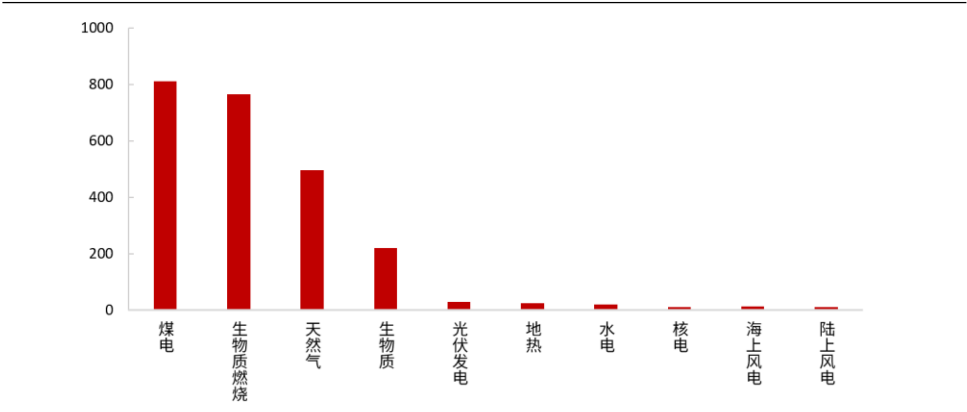
1.2 低碳高产，核电发展有较大空间

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。

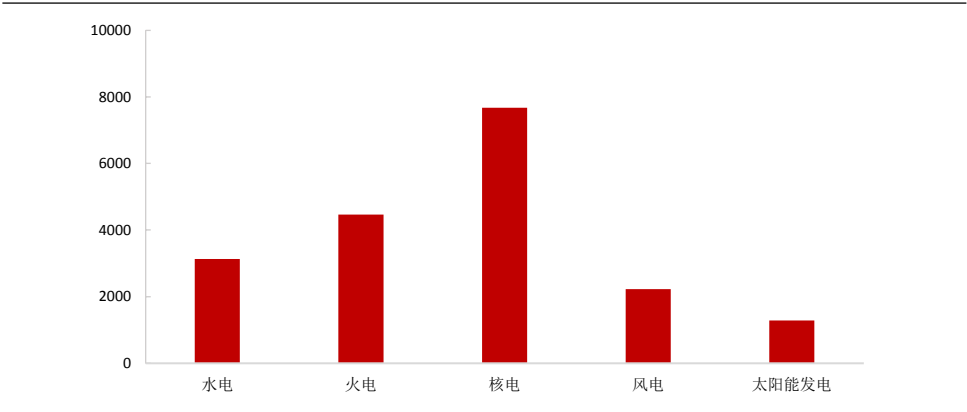
图 5：不同能源机组全生命周期碳排放（g CO₂/千瓦时）



资料来源：世界核能行业协会，

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）

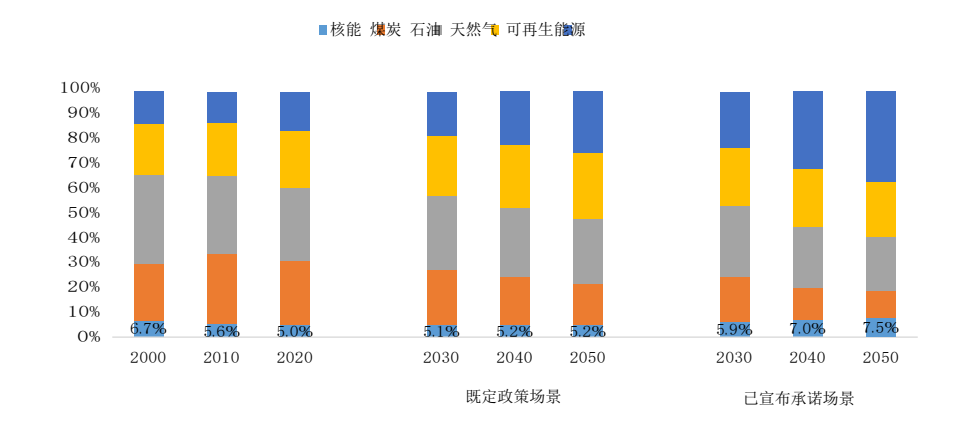


资料来源：中电联，

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

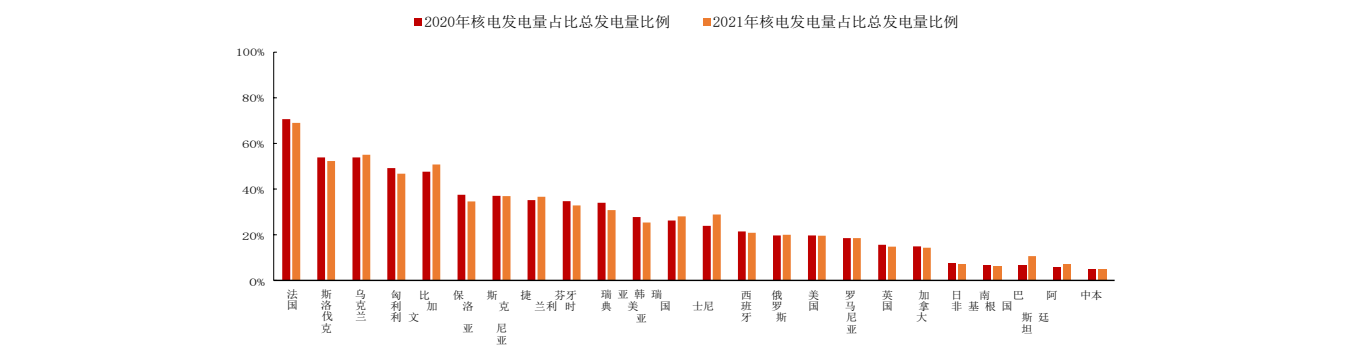


资料来源：IEA，

1.1.1 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。

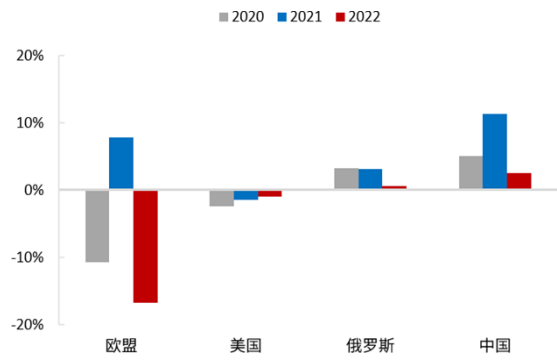
图 8：2020 年、2021 年各国核电发电量在总发电量占比



资料来源：IAEA，

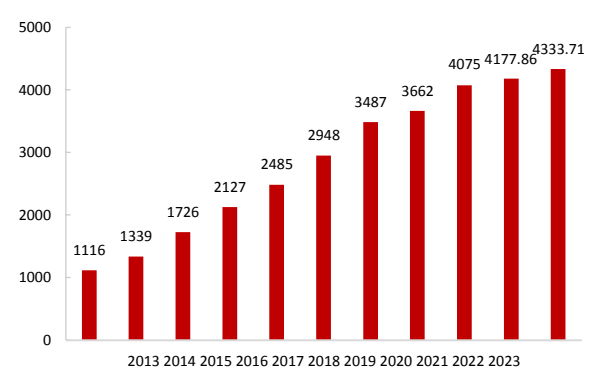
我国在主要核能发电国家与地区中仍是核电发电量增速最快的国家。受到疫情影响，2020 年各国核电发电量增速有所下降，2021 年中国核电发电量增速重回 10% 以上，达到 11.3%。2022 年由于大量反应堆停运，全球核能发电量 26790.11 亿千瓦时，同比下降 4.4%，同期中国核电发电量增速有所放缓，但依旧保持 2.5% 的增长势头。

图 9：2020-2022 年核电主要市场发电量增速变化



资料来源：IEA，

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，

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，再到福岛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，日本福岛核事故发生后，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、太阳能就地就近开发利用。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，

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：

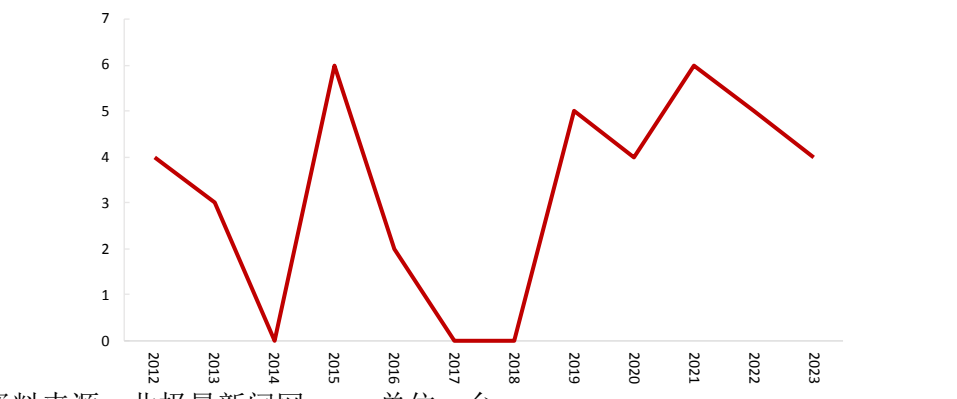
2005 年以前适度发展核电，机组开工数量较少。

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）

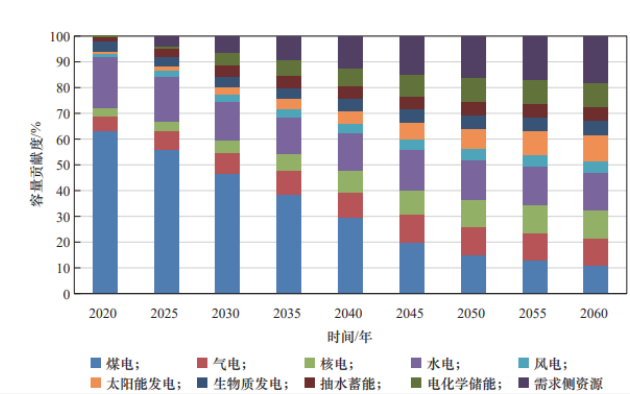


资料来源：北极星新闻网，单位：台

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。

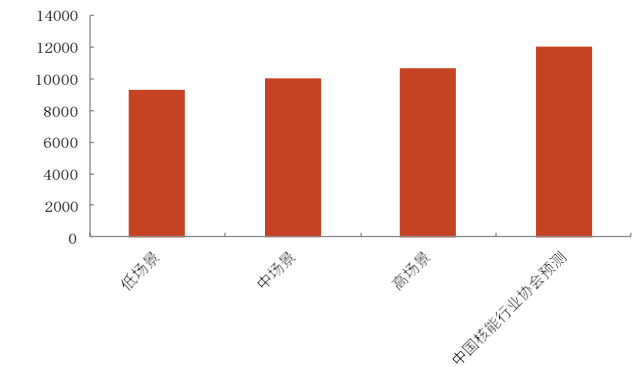
根据《中国核能发展报告（2021）》蓝皮书预测，2030 年核电装机容量为 1.2 亿千瓦。在高/中/低场景下，我们预计 2030 年中国核电装机分别达到 1.06、1.00、0.93 亿千瓦；“十五五”期间核电装机容量快速扩张，假设至 2030 年核电利用小时数较 2022 年稍有增长至 7800 小时，在中场景下，2030 年我国在运装核电年发电量将达到 7784 亿千瓦时。

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，

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，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

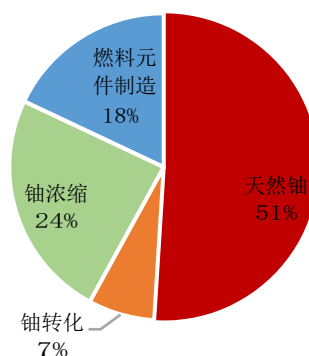


资料来源：中国核能行业协会， 绘制

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

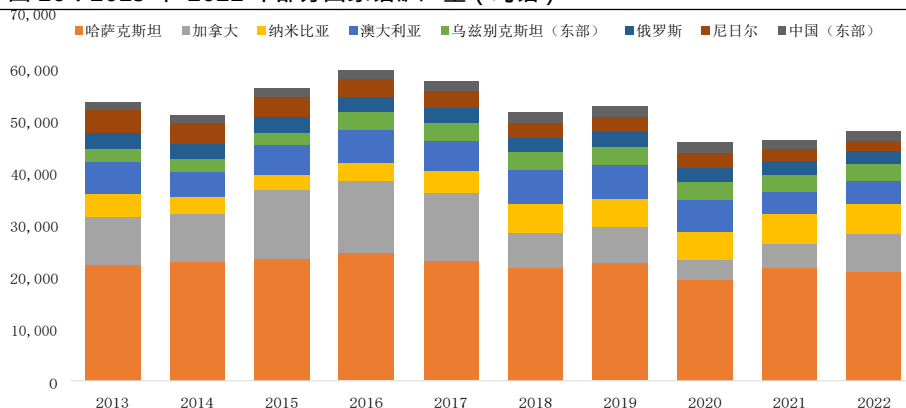


资料来源：世界核能协会，

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%。

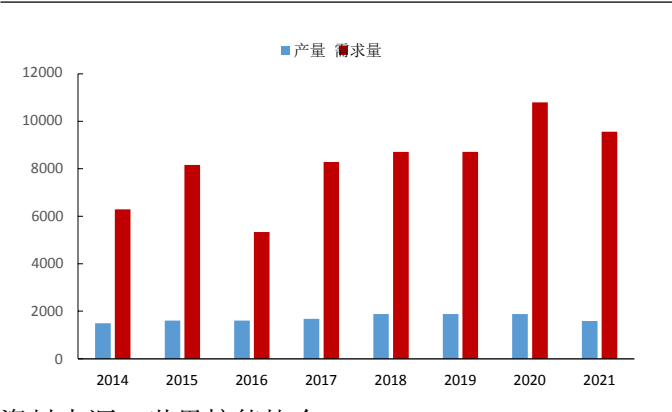
图 16：2013 年-2022 年部分国家铀矿产量（吨铀）



资料来源：世界核能协会，

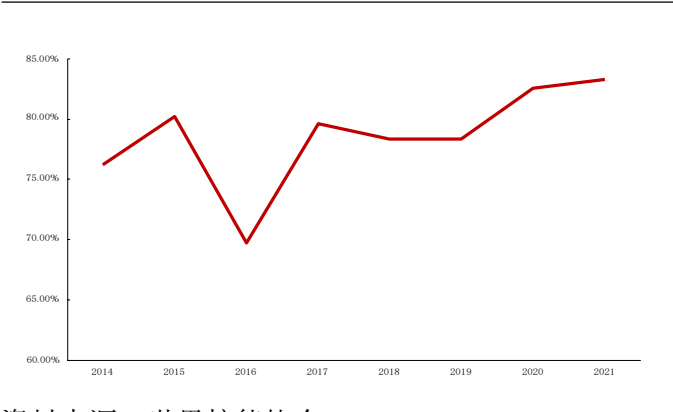
我国天然铀资源的对外依存度较高，积极并购海外项目获取资源。目前我国唯一的国产铀供应商为中核集团，铀矿产能增速较慢。随着我国核电规模增长，核能燃料供应缺口进一步扩大，2021 年我国天然铀资源的对外依存度达到 83.27%，主要通过并购海外铀资源开发项目以及少部分公开市场上购买获得，如中国广核集团收购了纳米比亚的湖山铀矿 100% 股权，该矿为已探明储量居世界第三的铀矿；中核集团收购了纳米比亚的罗辛铀矿 68.62% 股权。

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，

图 18：2014-2021 年中国铀矿对外依存度



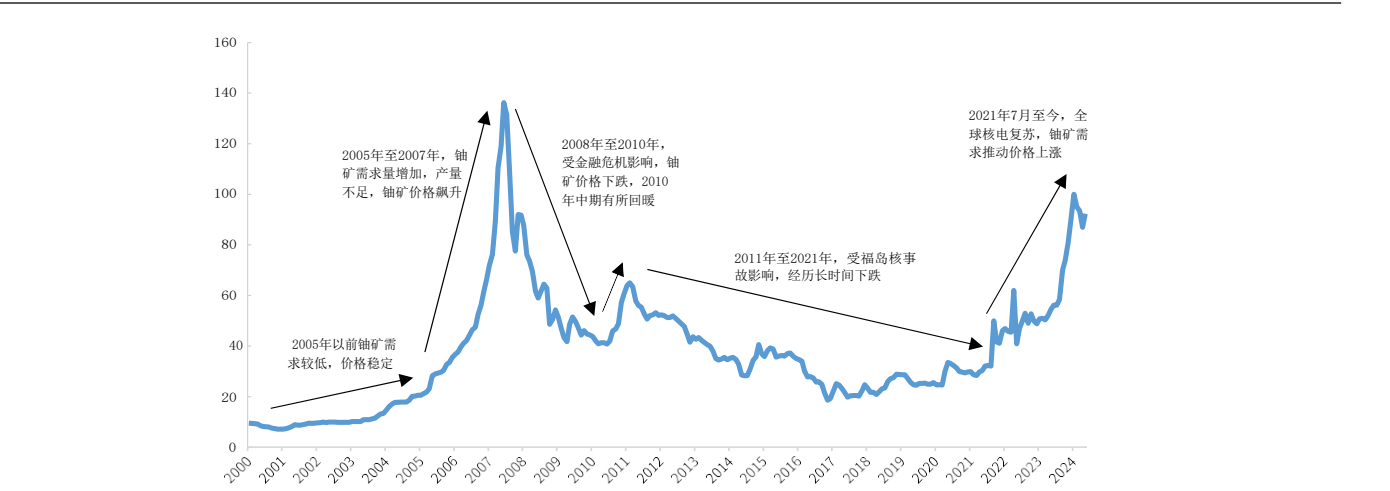
资料来源：世界核能协会，

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）



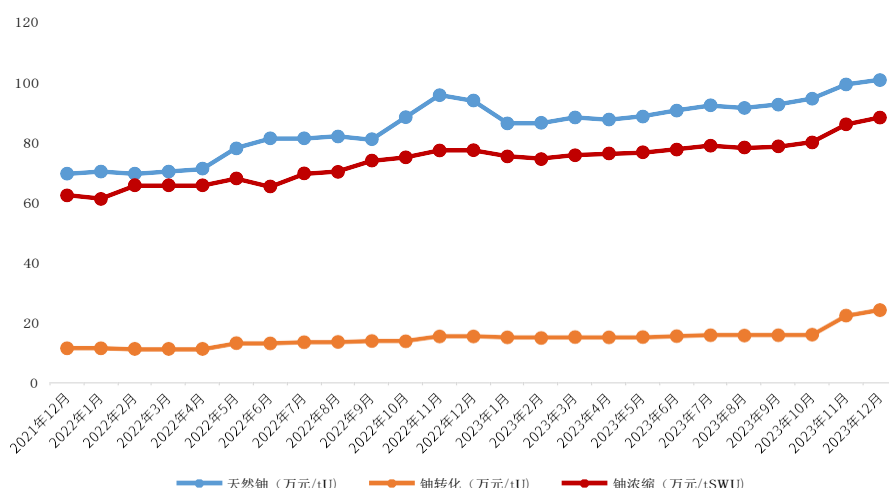
资料来源：
tradingeconomics，

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%。

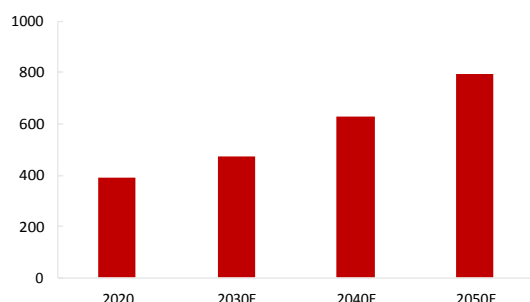
图 20：2021 年 12 月-2023 年 12 月中国核燃料价格指数



资料来源：中国核学会，

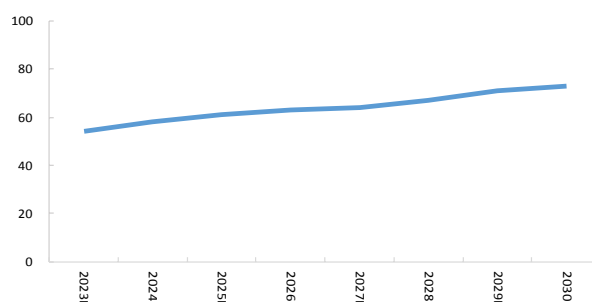
由于核电建设在全球范围内的复苏，2022 年底国际原子能协会重新调整了对全球核电规模的预测，乐观预期下，2050 年世界核电装机容量有望达到 792GW，相比 2020 年增长一倍。随着核电全球复苏，天然铀市场需求将进一步扩大叠加铀矿勘探较慢，过剩库存加速消化，未来几年的铀价可能快速震荡上行，国内核燃料成本也会受到影响而有所增加。

图 21：乐观预期下世界核电装机预测（GW）



资料来源：IAEA 预测，

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，

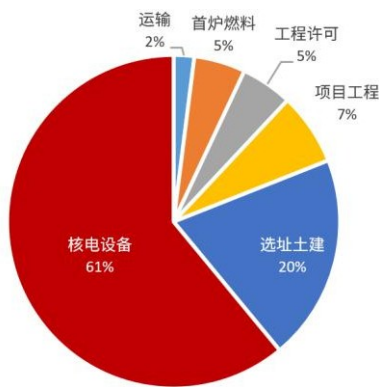
2.2 中端：中端核电设备、运营产业发展较快

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。

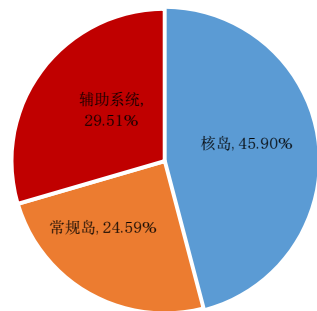
核电设备是核电建设的主要成本，2020 年核电设备占据总成本的 61%。其中包含核心技术的核岛设备是核电设备的主要组成部分，由上海电气、东方电气、哈尔滨电气等国有企业垄断，占据设备成本的 45.90%；相对于核岛设备，常规岛设备与辅助系统的技术门槛较低，行业竞争相对激烈，参与者较多，我国常规岛设备市场参与者主要有东方电气、哈尔滨电气、上海电气、纽威股份、天沃科技、佳电股份、中核科技、应流股份、江苏神通等。

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》，

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》，

表 2：三代机组组件供应商

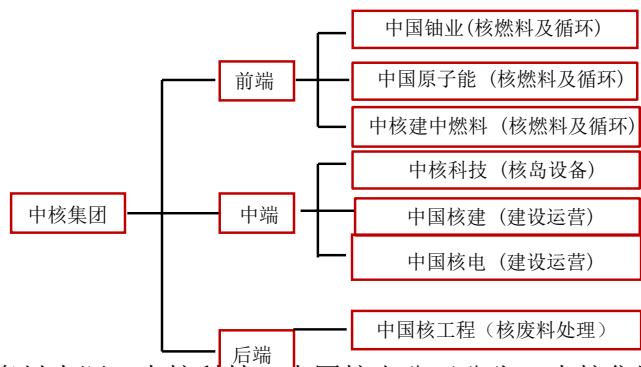
设备类型	组件类型	供应商
核岛	压力容器	中国一重、东方电气、上海电气
	蒸汽发生器	中国一重、东方电气、上海电气
	稳压器	哈电集团、中国一重
	堆内构件	东方电气
	控制棒驱动机构	东方电气
	主泵	东方方法马通、上海电气、中国二重、哈电集团
	主管道	中国一重
常规岛	汽轮发电机	东方电气、上海电气
	高低压加热器	东方电气、上海电气、哈电集团
	除氧器	哈电集团

资料来源：中国核能行业协会，

2.2.1 打通产业链，构建高行业壁垒，运营市场高度集中

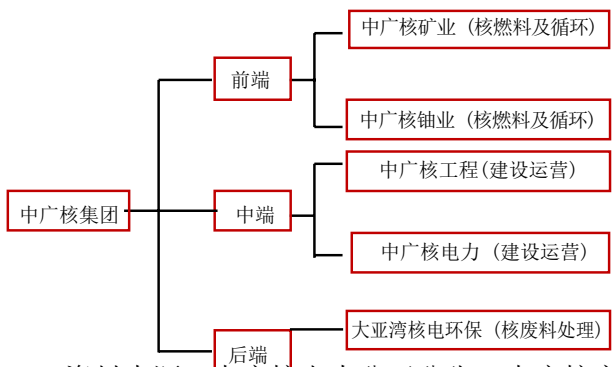
核电运营主要由中国广核和中国核电两家龙头公司占据市场。两大核电运营商具有集团优势，依靠集团在产业链前、后端的布局形成产业链优势。中核集团在前端布局有中国铀业、中核建中燃料，后端布局有中国核能工程；中国广核集团前端布局中国广核铀业，后端布局大亚湾环保，均为各自的运营公司提供了核燃料保障、乏燃料处置保障。同时两家还合作拥有三代核电技术“华龙一号”，从而构建了高行业壁垒。

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，

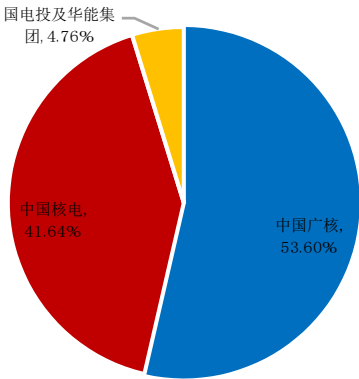
图 26：中国广核集团核电布局



资料来源：中广核电力公司公告，中广核官网，

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，

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，

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，

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

以上内容仅为本文档的试下载部分，为可阅读页数的一半内容。如要下载或阅读全文
请访问：<https://d.book118.com/498060064134006074>