

推荐（维持）

核电自主崛起，重启新生之路

风险评级：中风险

核电行业研究

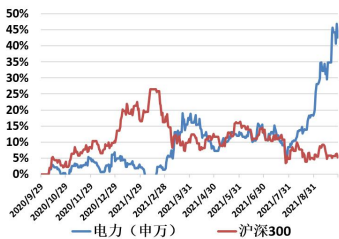
2021年9月30日

投资要点：

分析师：黄秀瑜
SAC 执业证书编号：
S0340512090001
电话：0769-22119455
邮箱：hxy3@dgzq.com.cn

研究助理：刘兴文
SAC 执业证书编号：
S0340120050004
电话：0769-22119416
邮箱：liuxingwen@dgzq.com

行业指数走势



资料来源：东莞证券研究所，Wind

相关报告

- **可再生能源已成为全球能源转型的主流方向，中国核电行业进入发展新阶段。**受全球气候变暖、不可再生的化石能源不断消耗等因素影响，全球能源消费结构正加快向低碳化转型。国际社会对保障能源安全、保护生态环境、应对气候变化等问题日益重视，许多国家已将可再生能源作为新一代能源技术的战略制高点和经济发展的新领域，其中核能发电是可再生能源利用的重要组成部分之一。中国陆续出台的多个核电行业政策和国家对于低碳排放及推广清洁能源的要求成为了核电行业持续发展的重要推力。
- **核能发电量规模逐年增长，核电发电占比仍有较大提升空间。**截至2020年底，全国商运核电机组为48台，总装机容量达4988万千瓦。2011-2020年，除了2011年外，其余年份全国商运核电机组装机规模均保持增长。根据国家统计局，2020年全国累计发电量为74170.4亿千瓦时，其中商运核电机组总发电量为3662.5亿千瓦时，约占全国总发电量的4.94%。2010-2020年，我国核电发电量持续增长，从2010年的738.8亿千瓦时增长至2020年的3662.5亿千瓦时，年均复合增长率达到17.4%。2021年1-8月，我国核电发电量达2699亿千瓦时，约占全国总发电量的5.01%，较2020年底进一步提高，但仍远低于世界平均水平（10%），未来仍有较大提升空间。
- **核电原材料对外依存度高，核电设备打破国外技术垄断。**国内大部分铀资源属于非常规铀，品位低且埋藏深，开采成本高，目前中国的铀矿资源大部分来源于进口。根据世界核协会，我国铀资源对外依存度常年维持在70%以上。另外，我国不断累积的核能乏燃料处理刚性需求与短缺的乏燃料后处理产能之间的矛盾日益突出，“闭式核燃料循环处理”相关技术是中国未来核电行业急待推进发展的重要环节之一，具有广阔的产业前景。位于中国甘肃武威的世界首个第四代核能技术的钍基熔盐堆将于2021年9月底启动试运行。未来中国有望将这项技术实现商业化，甚至成为该项技术的出口国。核电的核心设备中以核岛成本占比最高，达到58%，核岛设备技术壁垒高，市场参与者较少，主要以国企为主导，民企参与部分部件的制造，采用具有完全自主知识产权的三代核电技术的华龙一号核电机组设备的国产化率达85%，成功打破国外技术垄断。
- **投资建议：核电自主崛起，重启新生之路。**2021年政府工作报告提出，扎实做好碳达峰、碳中和各项工作。制定2030年前碳排放达峰行动方案。优化产业结构和能源结构。大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。随着中国核电新一代核电技术得到突破，十四五期间中国的核电产业发展步伐有望加快，核能发展迎来了新的机遇。建议关注

核电产业链中具备较强竞争力的核心设备生厂商、核岛设备核心零部件生产商、核电设备高端材料生产商、乏燃料后处理主要企业、核电建设龙头企业和核电运营龙头企业等。推荐中国核电（601985）、中国广核（003816）、中国核建（601611）、中国一重（601106）、东方电气（600875）、台海核电（002366）和江苏神通（002438）。

- **风险提示：**核电装机容量增长低于预期；核安全风险；国际政治局势变化；电价调整；新技术推进不及预期。

目 录

1. 全球能源结构加快转型.....	5
1.1 可再生能源已成为全球能源转型的主流方向.....	5
1.2 中国出台多个政策促进核电行业发展.....	5
1.3 经合组织国家核电发展放缓，中国核电行业进入发展新阶段.....	6
2. 核能发电量规模逐年增长，核电发电占比仍有较大提升空间.....	8
2.1 核电发展历史.....	8
2.2 核能发电原理.....	10
2.3 核能发电量规模逐年增长.....	13
2.4 十四五期间国家电网新开工核电容量有望大幅增长.....	14
3. 核电原材料对外依存度高，核电设备打破国外技术垄断.....	15
3.1 核电产业链.....	15
3.1.1 中国核燃料对外依存度高.....	15
3.1.2 闭式核燃料循环处理是我国核电产业技术的必经之路.....	19
3.1.3 钍基熔盐堆有望助力中国打破核燃料进口依赖格局.....	20
3.2 核电设备打破国外技术垄断.....	22
3.3 下游以两大核电运营龙头为主.....	24
4. 投资建议.....	26
5. 风险提示.....	29

插图目录

图 1：全球核电产量（TWh）.....	5
图 2：各主要发电方式温室气体排放量对比，单位：克（等效二氧化碳/千瓦时）.....	7
图 3：核电发电与其他新能源发电成本比较.....	8
图 4：第一代核电技术——美国希平港核电站.....	10
图 5：第二代核电技术——中国大亚湾核电站.....	10
图 6：第三代核电技术——中国台山核电站.....	10
图 7：第四代核电技术——中国石岛湾高温气冷堆核电站.....	10
图 8：压水堆核电站主要工艺流程原理.....	11
图 9：使用压水堆技术的核电站的主要组成部分.....	11
图 10：全球堆型情况.....	12
图 11：中国核电机组分布.....	13
图 12：全国商运核电机组装机规模及同比.....	14
图 13：2010-2021 年 8 月中国核电发电量及占比.....	14
图 14：2020 年全国发电量构成.....	14
图 15：2021 年 H1 全国发电量构成.....	14
图 16：核电产业链.....	15
图 17：单质铀.....	16
图 18：核燃料.....	16
图 19：2020 年各国铀矿产量预测.....	18
图 20：中国广核成本组成.....	19
图 21：中国核电成本组成.....	19

图 22 : 2019 年中国广核核燃料成本结构图.....	19
图 23 : 2000-2050 年我国乏燃料年产生量和产生累积量.....	20
图 24 : 基于 TMSR 的核能综合利用前景.....	22
图 25 : 非能动熔盐自然循环实验装置.....	22
图 26 : 2018 年核岛设备毛利率.....	23
图 27 : 2019 年核电设备毛利率.....	23
图 28 : 2019 年核电设备投资成本构成.....	23
图 29 : 2019 年核岛设备组成部件成本占比.....	23
图 30 : 中核集团产业与服务.....	25
图 31 : 中广核集团业务.....	25
图 32 : 中国广核在运装机量和机组数.....	25
图 33 : 中国核电在运装机量和机组数.....	25
图 34 : 2020 年中国核电行业市场格局.....	26

表格目录

表 1 : 2018-2021 年中国核电行业相关政策.....	6
表 2 : 核电技术发展历程.....	9
表 3 : 全球核电站使用的主要堆型.....	12
表 4 : 全球铀资源预测 (单位: 万 tU)	17
表 5 : 全球铀产量预测 (单位: tU/y)	17

1. 全球能源结构加快转型

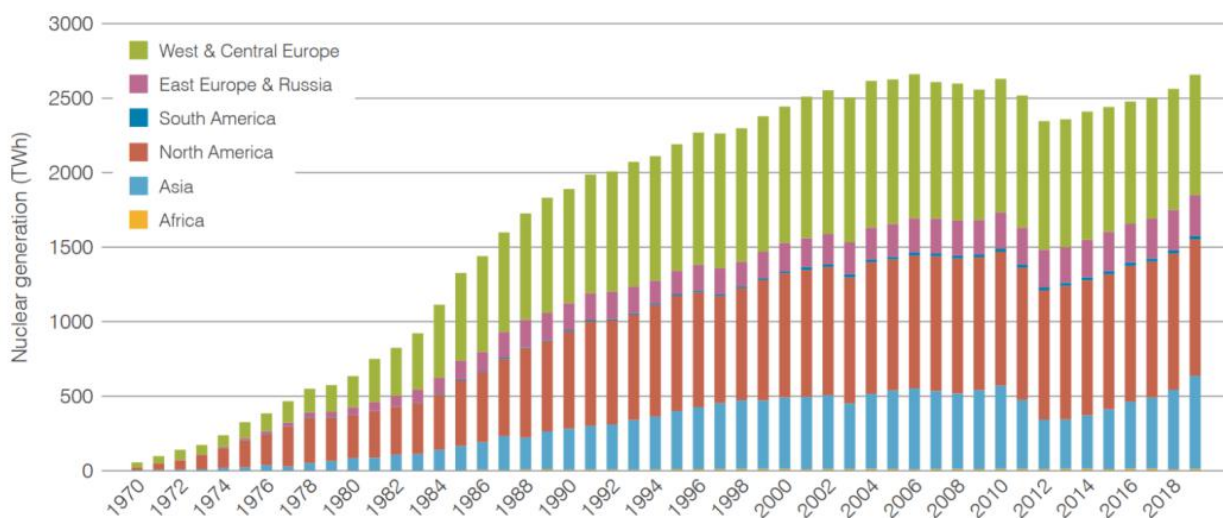
1.1 可再生能源已成为全球能源转型的主流方向

受全球气候变暖、不可再生的化石能源不断消耗等因素影响，全球能源消费结构正加快向低碳化转型。国际社会对保障能源安全、保护生态环境、应对气候变化等问题日益重视，许多国家已将可再生能源作为新一代能源技术的战略制高点和经济发展的重要新领域，其中核能发电是可再生能源利用的重要组成部分之一。

可再生能源规模化利用与常规能源的清洁低碳化将是能源发展的基本趋势。加快发展可再生能源已成为全球能源转型的主流方向。根据世界核能协会，2019年，核能发电量达到2657 TWh，能够满足世界电力需求的10%以上。中国的核能发电量从2013年的105 TWh增至2019年的330 TWh，增长了超过两倍。2019年，北美，西欧和中欧的核能发电量有所下降，非洲，亚洲，南美，东欧和俄罗斯的核能发电量有所增加，亚洲的核能发电量增长了17%，其中，中国的核能发电量占比过半。

图 1：全球核电产量（TWh）

Figure 1. Nuclear electricity production



Source: World Nuclear Association and IAEA Power Reactor Information Service (PRIS)

资料来源：世界核能协会，东莞证券研究所

1.2 中国出台多个政策促进核电行业发展

2018-2021年，中国陆续出台了多个核电行业政策，保障核电运营的规范性和安全性。核电行业政策和国家对于低碳排放及推广清洁能源的要求成为了核电行业持续发展的重要推力。

表 1：2018-2021 年中国核电行业相关政策

政策名称	日期	部门	核心内容
《“十四五”规划和 2035 远景目标》	2021.03	国务院	建成华龙一号、国和一号、高温气冷堆示范工程，积极有序推进沿海三代核电建设。推动模块式小型堆、60 万千瓦级商用高温气冷堆、海上浮动式核动力平台等先进堆型示范。
《清洁能源消纳情况综合监管工作方案》	2021.03	国家能源局	督促地区和企业严格落实国家清洁能源政策，监督检查清洁能源消纳目标任务和可再生能源电力消纳责任权重完成情况；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；促进清洁能源消纳，推动清洁能源行业高质量发展。
《全面放开经营性电力用户发用电计划》	2019.06	国家发改委	研究推进保障优先发电政策执行，重点考虑核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源的保障性收购。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。鼓励经营性电力用户与核电、水电、风电、太阳能发电等清洁能源开展市场化交易，消纳计划外赠送清洁能源电量。
《关于加强核电标准化工作的指导意见》	2018.08	国务院办公厅	加强自主创新，优化完善核电标准体系。提升标准自主化水平。以核岛机械设备领域为切入点，重点开展标准技术路线统一专题研究，统筹考虑核电安全性、经济性及工业基础和监管体系，加强试验验证，制定自主统一的核岛机械设备标准。加强政策引导，推动核电标准广泛应用。深化国际合作，扩大核电标准国际影响。强化能力建设，支撑核电标准长远发展。
《关于进一步加强核电运行安全管的指导意见》	2018.05	国家发改委	牢固树立安全第一意识，完善核安全文化体系，深入推进核安全文化建设，与安全管理工作深入融合，不断提高全员核安全文化水平。充分汲取运行事件经验反馈和国内外同行经验教训，扎实有效开展常态化、机制化的评估、检查和改进行动。追求卓越，持续提高安全绩效。严格执行核电厂运行报告制度，建立开放共享的经验反馈体系，在行业内共享良好实践和经验教训，促进全行业安全管理水平共同提升。

资料来源：中国政府网，东莞证券研究所整理

1.3 经合组织国家核电发展放缓，中国核电行业进入发展新阶段

根据 IEA，2019 年，全球在建核电装机容量 60.5 吉瓦，其中经合组织国家、中国和俄罗斯在建核电装机占比分别为 33%、17% 和 8%。但是近年来，多个经合组织国家调整核能领域发展计划，其中，德国、比利时、瑞士和西班牙等国家计划逐步淘汰核电；韩国、瑞典、法国等国家则打算降低核电比例；受低成本天然气和可再生资源竞争的影响，美国一些小型、低效核电站也提前关闭。德国是世界上第一个通过立法确定淘汰核电的国家，决定在 2022 年全面淘汰核电。目前，德国已经关闭了 20 座核电站，计划在 2022 年底之前关闭国内所有核电站。比利时计划在 2025 年前逐步淘汰核能发电。瑞士明确不再批准新建核电站，对现有核电站不延期退役，并于 2019 年 12 月永久关闭了其现有五座核反应堆中的第一座。西班牙计划于 2030 年前关闭国内最后一座核反应堆，并计划不对任何核反应堆 40 年的运行寿命进行延长。

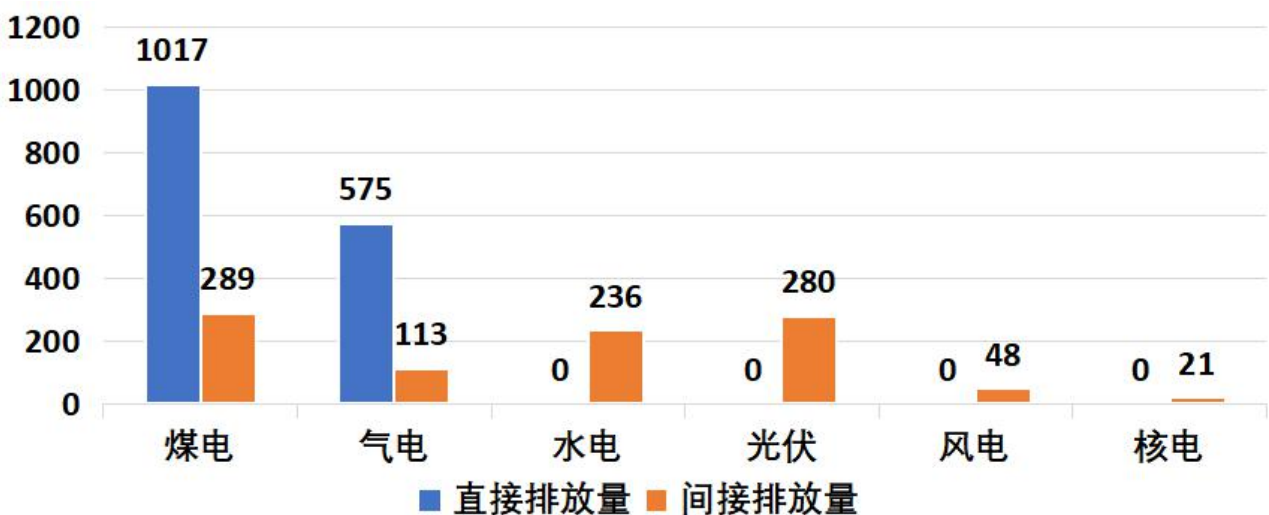
根据俄罗斯科学院能源研究所，到 2035 年，发展中国家核电发电量将超过经合组织国家，为全球核电增长贡献最多的增量。其中，中国将是实现最大的核电增长的国家。

发达国家核电发展放缓有几方面原因。一，由于发达国家经济发展更为成熟，发达国家的新增用电需求低于高速发展的发展中国家。二，发达国家在过去建设的核电站多数已经达到了 30-40 年的退休年限，根据 IAEA，截止 2019 年底，全球有大约 292 台核电机组的运行年限在 30 年以上，占全球在运核电机组的比例达到 66%。由于延长核电机组运行时间的费用仅为新建核电机组的 10%~20%，更多国家选择通过对核电机组基本结构、系统和部件进行特殊安全评审和评定来延长机组运行时间至 60 年，同时对核电机组进行升级改造，确保核电机组未来继续安全运行。美国、法国、加拿大、阿根廷、亚

美尼亚、乌克兰、捷克、俄罗斯、墨西哥和巴西等国家均有核电延长运营期限的计划。三，随着燃气蒸汽联合发动机的普及、风电和光伏等可再生能源发电成本也在不断降低，和考虑到天然气价格低廉，所以近年来核电的成本优势对发达国家的吸引力有所减小。四，从 1979 年的美国三里岛事故到 1986 年的苏联切尔诺贝利事故，再到 2011 年的日本福岛核电站事故，三次核电事故不断加深着人们对于核能安全隐患的担心，曾一度引发反核大游行，发达国家也需要通过关闭核反应堆安抚民众的反核情绪。例如在福岛事故后，日本一度关停了所有核电站。

中国大力发展核电最主要的原因是核电技术拥有比其他能源更明显的优势。核能发电不仅环保，还具有经济可靠性及高效性。核电作为低碳清洁能源，能降低温室气体排放。核电增长受全球不断增长的电力需求、不断加强的环保意识及化石燃料价格及供应波动驱动。尤其对于发展迅速但受限于传统化石燃料资源的中国，核能是全球具竞争力的重要能源选择之一。和煤炭或天然气的发电站相比，核电的热源的裂变反应，形成闭合回路，没有二氧化硫、氮氧化物排放，间接排放的二氧化碳量极少，所以不会污染空气。另外，和其他可再生能源相比，核能发电更加稳定。核电站较少受天气、季节或其他环境因素的影响。核电站具有较大容量及低成本发电的特点，能满足对大量电力的需求。核电站也能以其设计容量运行相当长的时间。另外，核电发电极为高效，根据欧洲核能协会公布的统计数据，1,000 克标准煤、矿物油及铀分别产生约 8 千瓦时、12 千瓦时及 24 兆瓦时的电力。

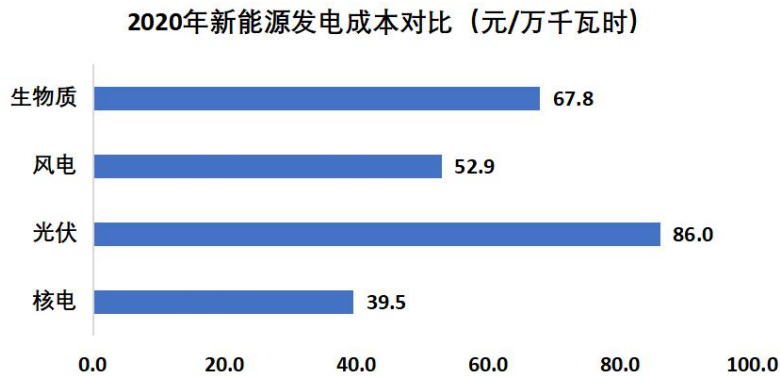
图 2：各主要发电方式温室气体排放量对比，单位：克（等效二氧化碳/千瓦时）



资料来源：世界核协会，东莞证券研究所

相比光伏、风电、生物质等清洁能源，核电的发电成本更低，未来随着国内用电需求不断增长的背景下，核电将是国内主要新能源发电方式之一。

图 3：核电发电与其他新能源发电成本比较



资料来源：头豹研究院，东莞证券研究所

另外，根据国务院的《中国的能源状况与政策》白皮书，中国能源战略的基本内容是：坚持节约优先、立足国内、多元发展、依靠科技、保护环境、加强国际互利合作，努力构筑稳定、经济、清洁、安全的能源供应体系，以能源的可持续发展支持经济社会的可持续发展。要积极推进核电建设，优化能源结构，实现多能互补，保证能源的稳定供应。并重点掌握第三代大型压水堆核电技术，攻克高温气冷堆工业实验技术。所以中国能源战略是发展多种清洁能源，不断优化国内能源结构，并最终实现能源独立自主，而核电也是中国需要不断推动发展的清洁能源发电方式之一。

2. 核能发电量规模逐年增长，核电发电占比仍有较大提升空间

2.1 核电发展历史

在改革开放前，受制于整体经济科技实力，我国民用核工业的研究开发相对落后，但自主掌握的石墨水冷生产堆和潜艇压水动力堆技术为我国核电的发展奠定了基础。上世纪 80 年代初，中国政府首次制定了核电发展政策，决定发展压水堆核电站，采用“以我为主，中外合作”的方针，先引进外国先进技术，再逐步实现设计自主化和设备国产化，中国的核电产业开始起步。1991 年秦山一期核电站投用，这是中国大陆自主设计、建造和运营管理的第一座压水堆核电站，结束了中国大陆无核电的历史，象征着我国核工业的发展上了一个新台阶，使中国成为继美国、英国、法国、前苏联、加拿大、瑞典之后世界上第 7 个能够自行设计、建造核电站的国家；1994 年大亚湾核电站的投用，成功实现了中国大陆大型商用核电站的起步，实现了中国核电建设跨越式发展、后发追赶国际先进水平的目标。目前，中国已成为世界上少数几个拥有比较完整的核工业体系的国家之一。

由于核电技术相当复杂，且不断更新迭代的核电站技术对国家及企业技术研发水平的要求较高。目前，我国核电的整体技术水平处于第二代改进型向第三代核电技术过渡阶段。2018 年 6 月，运用第三代核电 EPR 技术路线的台山核电站及 AP1000 技术路线的三门核电站实现首次并网发电。国内核电企业及研究机构在推广我国自主研发的第三代核电技术实现大规模、商业化应用的基础上，也在持续推进快堆及先进模块化小型堆的示范工

程建设，并在超高温气冷堆、熔盐堆等新一代先进堆型关键技术设备材料研发方面大力投入。

表 2：核电技术发展历程

技术类别	起始时间	主要特点	内容
第一代核电技术	20 世纪 50 年代至 60 年代中期	多为早期原型机，使用天然铀燃料和石墨慢化剂。证明了核能发电的技术可行性，具有研究探索的试验原型堆性质。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，因而存在许多安全隐患，发电成本也较高。	美国希平港核电站、总累斯顿核电站、英国卡德霍尔生产发电两用的石墨气冷堆核电厂、前苏联 APS-1 压力管式石墨水冷堆核电站、加拿大 NPD 天然铀重水堆核电站等
第二代核电技术	20 世纪 60 年代至 90 年代	是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^{-6} 量级。反应堆寿命约 40 年。在第一代核技术的基础上，它实现了商业化、标准化等，单机组的功率水平在第一代核电技术基础上大幅提高，达到百万千瓦级。目前全世界在运核电机组大多数使用第二代技术或其改进型。	压水堆 (PWR)、沸水堆 (BWR)、加压重水堆 (PHWR)、石墨气冷堆 (GCR)、及石墨水冷堆 (LWGR) 等
第三代核电技术	20 世纪 90 年代至今	第三代核电技术指满足美国“先进轻水堆型用户要求文件” (URD) 和“欧洲用户对轻水堆核电站的要求” (EUR) 的压水堆型技术核电机组，是具有更高安全性、更高功率的新一代先进核电站。其堆芯熔化概率和大规模释放放射性物质概率分别为 10^{-5} 和 10^{-7} 量级。反应堆寿命约 60 年。	先进沸水堆 (ABWR)、非能动先进压水堆 (AP600/AP1000)、欧洲压水堆 (EPR) 及华龙一号等
第四代核电技术	21 世纪	2000 年美国首次提出了第四代核反应堆计划，规划在 2030 年后投入市场推广建设。目标是满足安全、经济、可持续发展、极少的废物生成、燃料增殖的风险低、防止核扩散等基本要求。预计将有封闭的核燃料产业链，提高核燃料使用效率，或将使用钍元素作为燃料，显著降低核废料半衰期，提高核能使用的安全性。	石岛湾核电站 (HTR-PM) (目前处于在建过程)

资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

中国核工业集团公司和中国广核集团研究开发了具有自主知识产权的三代核电技术华龙一号。华龙一号是中国拥有完全自主知识产权的第三代压水堆技术，采用“能动与非能动”相结合的安全设计理念，华龙一号的自主研发为中国的核电发展奠定了技术基础。防城港 3、4 号机组，是华龙一号核电技术的示范项目，已分别于 2015 年 12 月 24 日、2016 年 12 月 23 日开工建设，目前两台机组建设进展总体正常。惠州 1、2 号机组和苍南 1 号机组也使用华龙一号核电技术，分别于 2019 年 12 月 26 日、2020 年 10 月 15 日和 2020 年 12 月 31 日开工建设。

图 4：第一代核电技术——美国希平港核电站



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

图 5：第二代核电技术——中国大亚湾核电站



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

图 6：第三代核电技术——中国台山核电站



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

图 7：第四代核电技术——中国石岛湾高温气冷堆核电站



资料来源：公开信息，东莞证券研究所

2.2 核能发电原理

核电利用铀核裂变所释放出的热能进行发电。在核裂变过程中，中子撞击铀原子核，发生受控的链式反应，产生热能，生成蒸汽，从而推动汽轮机运转，产生电力。

核反应堆是装配核燃料以实现大规模可控制裂链式反应的装置，是核电站的核心装置。反应堆冷却剂将热量由核反应堆堆芯转移至发电机及外部环境。中子慢化剂会降低快中子的速度，生成可维持核链式反应的热中子。

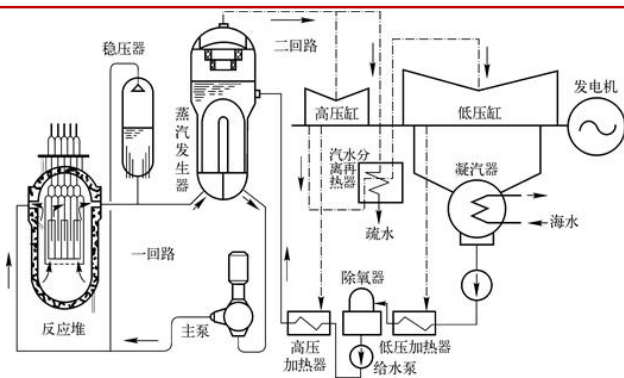
在核电站中，反应堆的作用是进行核裂变，将核能转化为热能。水作为冷却剂在反应堆中吸收核裂变产生的热能，成为高温高压的水，然后沿管道进入蒸汽发生器的 U 型管内，将热量传给 U 型管外侧的汽轮机工质（水），使其变为饱和蒸汽。被冷却后的冷却剂再由主泵打回到反应堆内重新加热，如此循环往复，形成一个封闭的吸热和放热的循环过程，这个循环回路称为一回路，也称核蒸汽供应系统。由于一回路的主要设备是核反应堆，通常把一回路及其辅助系统和厂房统称为核岛。

汽轮机工质在蒸汽发生器中被加热成蒸汽后进入汽轮机（图 8 所示高压缸和低压缸）膨胀做功，将蒸汽焓降放出的热能转变为汽轮机转子旋转的机械能。汽轮机转子与发电机转子两轴刚性相连，因此汽轮机直接带动发电机发电，把机械能转换为电能。作完功后的蒸汽（乏汽）被排入冷凝器，由循环冷却水（如海水）进行冷却，凝结成水，然后由凝结水泵送入加热器预加热，再由给水泵将其输入蒸汽发生器，从而完成了汽轮机工质的封闭循环，此回路为二回路。二回路系统与常规火电厂蒸汽动力回路大致相同，所以通常把它及其辅助系统和厂房统称为常规岛。

核电站所有带有强放射性的关键设备都安装在核岛内，以便限制放射性物质外溢。设置有多项安全系统，以有效控制核电站及防止辐射扩散。压水堆核电站将核能转变为电能分四步，分别通过四个主要设备实现：反应堆将核能转变为热能；蒸汽发生器将一回路高温高压水中的热量传递给二回路的水，使其变成饱和蒸汽，在此只进行热量交换，而不进行能量的转变；汽轮机将饱和蒸汽的热能转变为汽轮机转子高速旋转的机械能；发电机将汽轮机传来的机械能转变为电能。

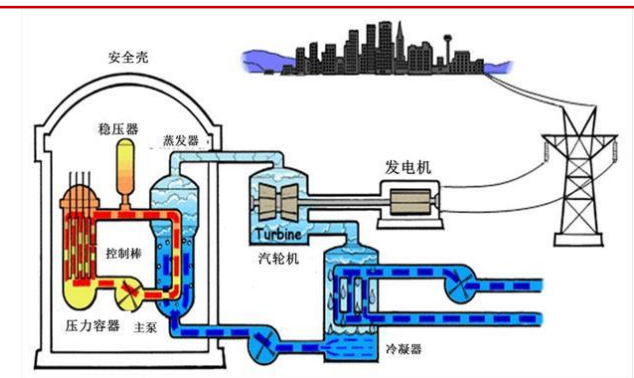
全球范围内大多数用于发电的在运及在建核反应堆采用压水堆技术。压水堆核电站由核岛和常规岛组成，核岛中的大型设备主要包括蒸发器、稳压器、主泵等，是核电站的核心装置；常规岛主要包括汽轮机组及二回路其他辅助系统，与常规火电厂类似。

图 8：压水堆核电站主要工艺流程原理



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

图 9：使用压水堆技术的核电站的主要组成部分



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

商用核电反应堆根据反应堆冷却剂/慢化剂和中子能分类。按照冷却剂/慢化剂的不同，反应堆一般可分为轻水堆（包括压水堆和沸水堆等）、重水堆及气冷堆。按照所用的中子能量，反应堆一般可分为慢（热）中子堆或快中子堆。

表 3：全球核电站使用的主要堆型

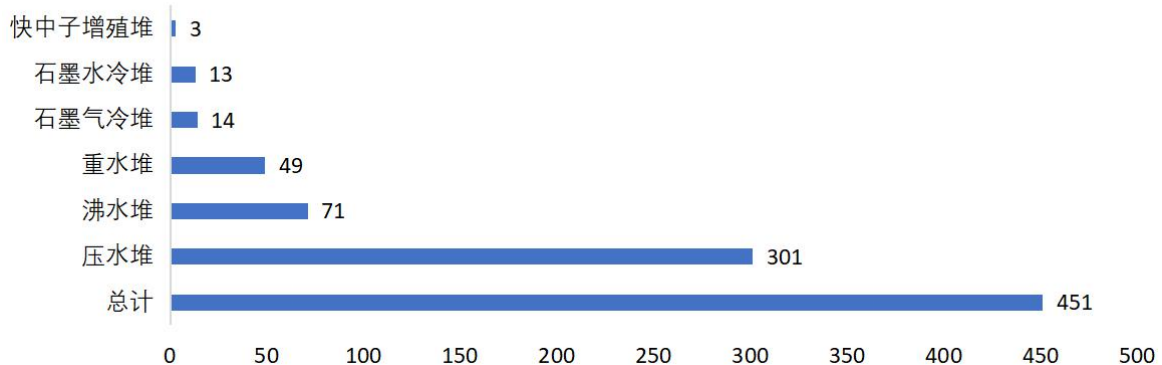
堆型名称	燃料	冷却剂	慢化剂	原理及技术特点
压水堆（PWR）	浓缩 UO ₂	水	水	把轻水（普通水）加压后能降低沸点，加压水在 325° C 的高温下仍能保持液体状态。PWR 在其一回路系统中使用加压水吸收热量，之后在二回路系统中降低气 压释放热量。
沸水堆（BWR）	浓缩 UO ₂	水	水	沸腾轻水在反应堆压力容器内直接产生饱和蒸汽的 动力堆。沸水堆与压水堆同属轻水堆，都具有结构紧凑、安全可靠、建造费用低和负荷跟随能力强等优点。
重水堆（HWR）	天然 UO ₂	重水	重水	重水堆能高效、充分的利用核燃料，但体积比轻水堆大，建造费用高，重水昂贵，发电成本比较高。
石墨气冷堆（GCR）	天然 UO ₂	CO ₂ 或氮气	石墨	用石墨慢化，二氧化碳或氮气冷却的反应堆。近期的研究集中在氮气冷却的高温气冷堆（HTGR）上。
石墨水冷堆（LWGR）	浓缩 UO ₂	水	石墨	堆芯和循环回路庞大，难以设置安全屏障，运行比较复杂。
快中子增殖堆（FBR）	浓缩 UO ₂ 、PuO ₂ &UO ₂	液态钠	无	由快中子引起链式裂变反应所释放出来的热能转换为电能反应堆。快堆在反应中既消耗裂变材料，又生产新裂变材料，而且所产可多于所耗，能实现核裂 变材料的增殖。

资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

全球范围内大多数用于发电的在运及在建核反应堆采用压水堆技术。截至 2019 年 8 月，根据国际原子能机构，全球在运核电机组共 451 台，其中采用压水反应堆技术的共 301 台，占比达到 66.74%。

图 10：全球堆型情况

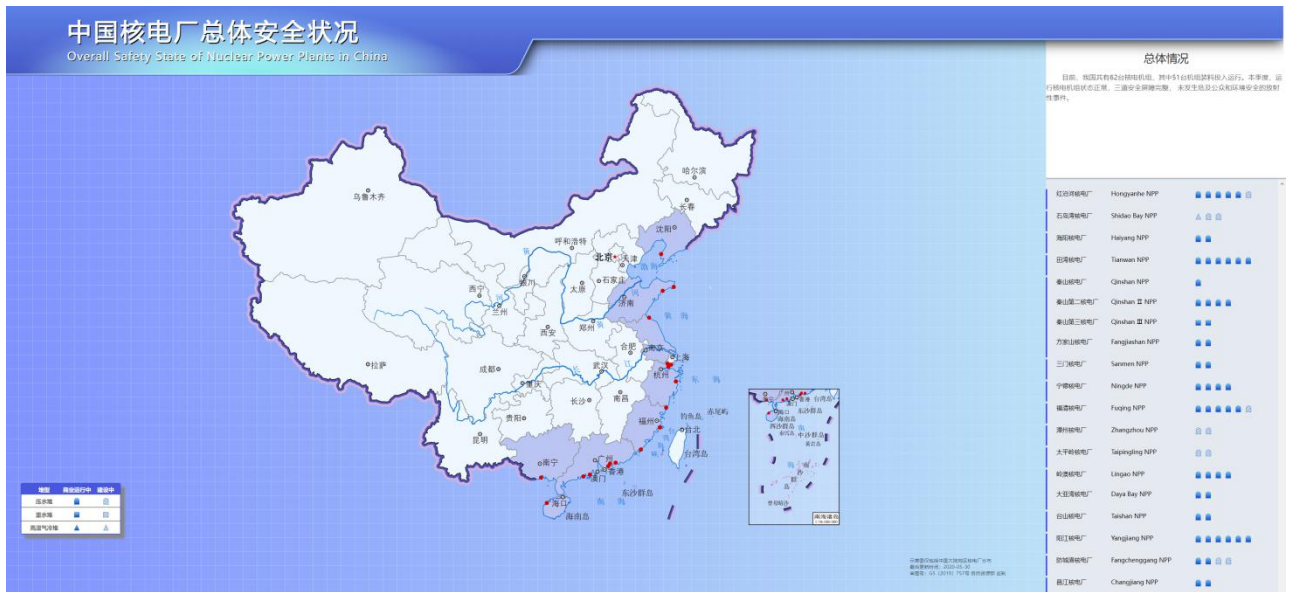
全球堆型情况（截至2019年8月）



资料来源：国际原子能机构，东莞证券研究所

2021年7月31日，随着辽宁红沿河核电站5号机组完成168小时试运行试验，正式具备商运条件，我国运行核电机组增至51台。目前，我国共有62台核电机组，其中51台机组装料投入运行。

图 11：中国核电机组分布



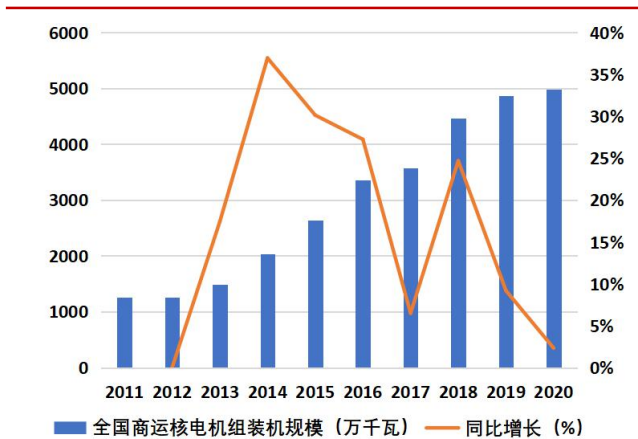
资料来源：中国核安全局官网，东莞证券研究所

2.3 核能发电量规模逐年增长

根据中国核能行业协会，2020年，国内新投入商运核电机组1台，为田湾核电5号机组。截止到2020年底，全国商运核电机组为48台，总装机容量达4988万千瓦。2011-2020年，除了2011年外，其余年份全国商运核电机组装机规模均保持增长。

根据国家统计局，2020年全国累计发电量为74170.4亿千瓦时，其中商运核电机组总发电量（包含上网电量及厂用电量）为3662.5亿千瓦时，约占全国总发电量的4.94%。2010-2020年，我国核电发电量持续增长，从2010年的738.8亿千瓦时增长至2020年的3662.5亿千瓦时，年均复合增长率达到17.4%。2021年1-8月，我国核电发电量达2699亿千瓦时，约占全国总发电量的5.01%，较2020年底进一步提高，但仍远低于世界平均水平（10%），未来仍有较大提升空间。

图 12：全国商运核电机组装机规模及同比



资料来源：中国核能行业协会，东莞证券研究所

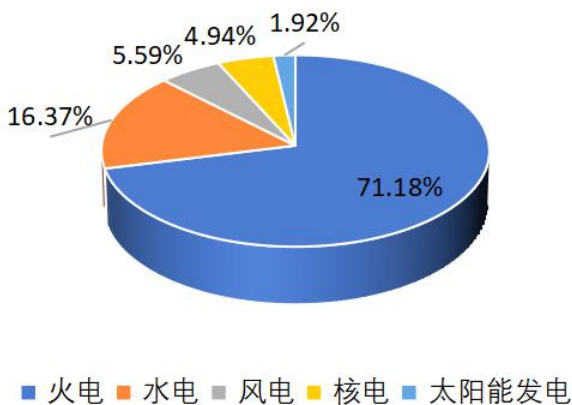
图 13：2010-2021年8月中国核电发电量及占比



资料来源：Wind，东莞证券研究所

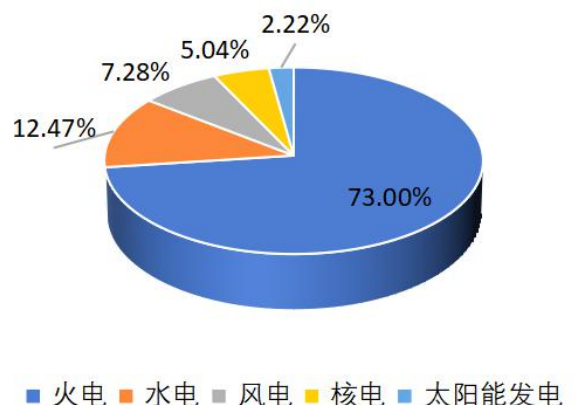
根据国家能源局，截至 2021 年 6 月 30 日，全国发电装机容量 22.6 亿千瓦，比上年末增长 9.5%。据中国核能行业协会统计，截至 2021 年 6 月 30 日，大陆运行核电机组共 51 台，装机容量为 5,327.495 万千瓦（额定装机容量），占全国发电装机容量的 2.36%。2021 年 1-6 月，全国累计发电量为 38717.0 亿千瓦时，运行核电机组累计发电量为 1950.91 亿千瓦时，占全国累计发电量的 5.04%，比 2020 年同期上升了 13.76%；累计上网电量为 1830.51 亿千瓦时，比 2020 年同期上升了 14.12%。

图 14：2020年全国发电量构成



资料来源：中国核能行业协会，东莞证券研究所

图 15：2021年H1全国发电量构成



资料来源：中国核能行业协会，东莞证券研究所

2.4 十四五期间国家电网新开工核电容量有望大幅增长

2019 年，核电项目审核重启，全国首个核电项目在福建开工，这是 2015 年之后全国首个核电开闸项目。

2020 年 9 月 2 日国务院常务会议指出，积极稳妥推进核电项目建设，是扩大有效投资、

增强能源支撑、减少温室气体排放的重要举措。会议核准了已列入国家规划、具备建设条件、采用“华龙一号”三代核电技术的海南昌江核电二期工程和民营资本首次参股投资的浙江三澳核电一期工程。

根据国家电网发布的“碳达峰、碳中和”行动方案，到 2030 年，国家电网经营区核电装机达到 8000 万千瓦。截止 2020 年，国家电网核电并网容量为 3028 万千瓦。根据国家电网的规划，未来核电装机容量仍有巨大增长空间，通常核电建设周期约 5 年，未来在 2030 年之前实现装机目标，则新增核电装机容量预计在 2021-2025 年间陆续开工，国家电网在十四五期间新开工核电容量有望达到高峰。

根据《我国核电发展规划研究》，在基准方案下，到 2030 年、2035 年和 2050 年，我国核电机组规模达到 1.3 亿千瓦、1.7 亿千瓦和 3.4 亿千瓦，占全国电力总装机的 4.5%、5.1%、6.7%，发电量分别达到 0.9 万亿千瓦时、1.3 万亿千瓦时、2.6 万亿千瓦时，占全国总发电量 10%、13.5%、22.1%。为了实现 2030 年非化石能源占一次能源消费比重将达到 25% 左右的目标，核电将持续发挥重要作用。

3. 核电原材料对外依存度高，核电设备打破国外技术垄断

核电产业链的上游为铀矿开采加工精炼、铀转化浓缩和核燃料组件制造；中游为核电设备制造环节，主要包括核岛设备、常规岛设备和辅助设备；下游是核电站建设运营及乏燃料处理等。

图 16：核电产业链



资料来源：东莞证券研究所

3.1 中国核燃料对外依存度高

3.1.1 我国铀资源对外依存度常年维持在 70%以上

核电站的运行需要核燃料保持供应。核燃料物资在各国都受到严格管制，中国是核不扩散条约缔约国之一，受国际原子能机构（IAEA）监督，必须满足核不扩散条约的相

关要求，中国对核燃料物资行业实施严格的管制。根据中国对核燃料行业的管制政策，只有获得国家许可的企业才能从事海外铀产品的采购，其他企业均不允许直接向海外供应商采购天然铀、核燃料组件。目前国内获授经营许可及牌照从事天然铀进口及贸易并提供核相关服务的实体只有三家，分别是中国广核集团下属的铀业公司、中核集团下属的原子能公司和国家电投下属的国核铀业发展有限责任公司。铀业公司、原子能公司及国核铀业发展有限责任公司，国内只有这三家公司能进行铀产品进出口业务。

其中，铀业公司主要通过铀资源开发和天然铀贸易两方面以保障天然铀的稳定供应。在铀资源开发方面，铀业公司的业务包括铀矿勘查、铀矿山建设和铀矿开采、冶炼等。通过在哈萨克斯坦、纳米比亚及中国境内新疆、广东等地从事铀矿开采及/或勘探工作，并通过在澳大利亚、加拿大等地收购铀矿开发公司，铀业公司进行了铀资源的全球战略布局。在天然铀贸易方面，铀业公司已获得民用核燃料进出口专营资质，具备天然铀采购、运输、储存、销售全过程控制能力，并通过签订长期贸易合同锁定了大量的天然铀，同时也辅之以少量的现货采购。此外，为保证商用铀转化及浓缩、核燃料组件加工服务的稳定供应，铀业公司就核燃料组件加工和运输等服务与原子能公司、中核建中签订了为期十年的长期合同，锁定了 10 年期的转化浓缩、组件加工服务的安全、稳定供应。

核燃料循环包括核燃料进入反应堆前的制备和在反应堆中的裂变及乏燃料处置的整个过程。核燃料循环的前端包括铀矿探采、矿石加工、精炼、转化、浓缩、燃料组件制造等；核燃料循环的后端包括对放射性废物的处理、乏燃料的贮存和处置等。

图 17：单质铀



资料来源：公开信息，东莞证券研究所

图 18：核燃料



资料来源：公开信息，东莞证券研究所

在核燃料循环前端，铀矿石开采后经过精选，通过处理厂制成八氧化三铀（ U_3O_8 ）。压水堆核电站以含铀 235 约 3% 的低浓铀作为燃料，但天然铀的铀 235 含量只有 0.720%。为了把天然铀中铀 235 的含量提高到 3%，需要进行铀同位素分离（即铀的浓缩）。当前工业规模的铀的浓缩工厂以六氟化铀（ UF_6 ）为供料，因此需要把前处理的 U_3O_8 进行还原、氢氟化和氟化转变为 UF_6 ，这个过程是铀的转化。在铀的浓缩工厂中， UF_6 中的铀 235 含量被浓缩至 3% 左右。这样得到的 UF_6 须再经过一个转化过程变为 UO_2 ，才

能送至元件制造厂制成含铀 235 约 3% 的低浓铀燃料元件。

根据 OECD 和 IAEA，截至 2019 年 1 月 1 日，全球已查明可开采铀资源总量，即开采成本低于 260 美元/kgU 的资源总量达到 807.04 万 tU，较 2017 年的 798.86 万 tU 增长 1.0%；开采成本低于 130 美元/kgU 的资源总量为 614.78tU，较 2017 年增长 0.1%，成本低于 80 美元/kgU 的资源总量减少 3.5%，成本低于 40 美元/kgU 的资源总量增加 2.2%。

表 4：全球铀资源预测（单位：万 tU）

资源类别	2017年	2019年	增幅百分比
已查明资源 ¹ （即合理确定资源与推断资源之和）			
开采成本低于260美元/kgU	798.86	807.04	+1.0%
开采成本低于130美元/kgU	614.22	614.78	+0.1%
开采成本低于80美元/kgU	207.95	200.76	-3.5%
开采成本低于40美元/kgU	105.77	108.05	+2.2%
合理确定资源			
开采成本低于260美元/kgU	481.50	472.37	-1.9%
开采成本低于130美元/kgU	386.50	379.17	-1.9%
开采成本低于80美元/kgU	127.99	124.39	-2.8%
开采成本低于40美元/kgU	71.34	74.45	+4.4%
推断资源			
开采成本低于260美元/kgU	317.30	334.64	+5.5%
开采成本低于130美元/kgU	227.70	235.57	+3.5%
开采成本低于80美元/kgU	79.99	76.36	-4.5%
开采成本低于40美元/kgU	34.44	33.59	-2.5%

资料来源：OECD，NEA，IAEA，东莞证券研究所

表 5：全球铀产量预测（单位：tU/y）

国家	2025年 ³	2030年 ³	2035年 ³	2040年 ³
OECD美洲	17030	13838	12680	12680
阿根廷	0	0	0	0
加拿大	12330	12330	12330	12330
美国	4700	1500	350	350
OECD欧洲	4260	4260	2080	1770
捷克	50	50	30	20
芬兰21	250	250	250	250
法国	0	0	0	0
德国 ²	0	0	0	0
匈牙利	0	0	0	0
俄罗斯	3960	3960	1800	1500
OECD太平洋	5800	3623	3540	3500
澳大利亚)	5800	3623	3540	3500
OECD总计	23130	17753	16500	16450
NEA总计	27090	21713	18300	17950
全球总计	77425	64238	64735	56625

资料来源：OECD，NEA，IAEA，东莞证券研究所

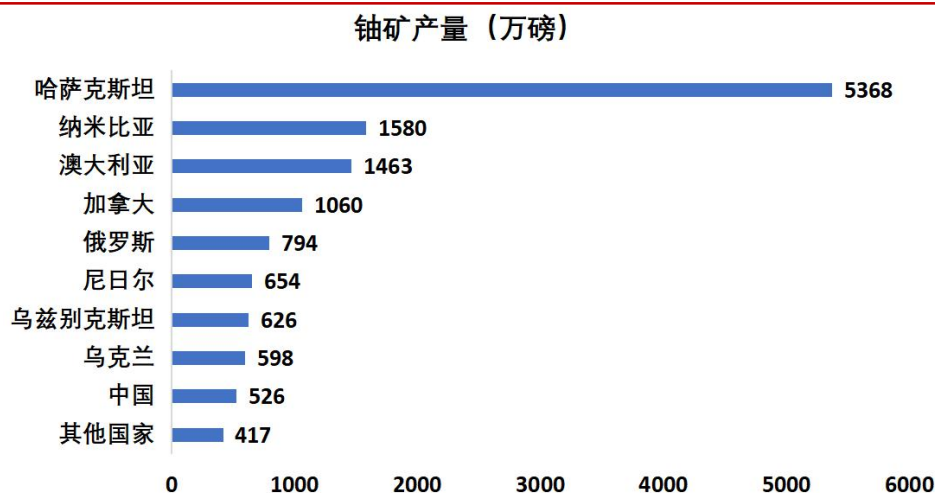
注 1：指可开采资源，即扣除开采和加工损耗后可回收铀的潜在数量；

注 2：推断资源，其取回成本 < 130USD/khU；

注 3：RAR (Reasonably Assured Resources, 确实可靠资源)，其取回成本 < 130USD/khU；

随着 2020 年初全球新冠病毒疫情的爆发，全球多个铀矿暂停运行。加拿大在 2020 年 3 月宣布，暂停雪茄湖矿和麦卡琳湖水冶厂的生产，哈萨克斯坦在同年 4 月初也宣布将减少所有铀矿的运营活动。疫情还对澳大利亚、纳米比亚或南非等国家的采矿作业造成限制，2020 年全球铀生产量受到一定影响。根据标普全球市场财智，2018 和 2019 年全球铀矿产量分别为 13710 万磅和 13500 万磅，预计 2020 年铀矿产量为 13030 万磅（约 59103 吨），较 2019 年有所减少。2020 年，哈萨克斯坦、纳米比亚、澳大利亚、加拿大、俄罗斯和尼日尔是全球铀矿生产的六大国，合计产量约占全球产量的 84%，全球超过 40% 的铀矿产量来自哈萨克斯坦。

图 19：2020年各国铀矿产量预测



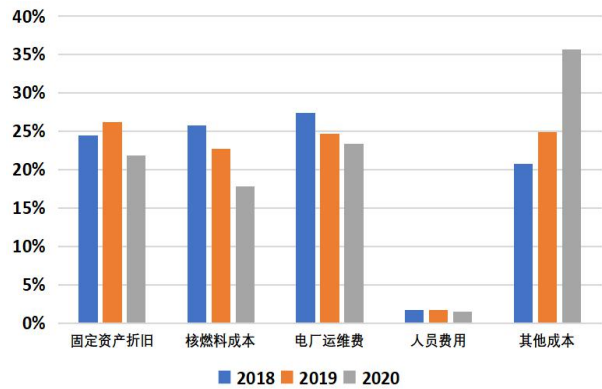
资料来源：标普全球市场财智，东莞证券研究所

国内大部分铀资源属于非常规铀，品位低且埋藏深，开采成本高，目前中国的铀矿资源大部分来源于进口，主要进口国有哈萨克斯坦、纳米比亚、澳大利亚、加拿大、尼日尔和乌兹别克斯坦。根据世界核协会，我国铀资源对外依存度常年维持在 70%以上。据世界核协会估算，2021 年世界铀需求约为 62500 吨，2030 年和 2040 年分别增加到 79400 吨和 112300 吨。

核燃料成本是核电发电企业的主要成本之一，核燃料成本包括购买天然铀、铀转化及浓缩服务、燃料组件加工服务及其他相关服务的成本。通常，天然铀成本占核燃料成本的一半左右。核燃料的价格及供应情况会受国内及国际政治及经济影响而出现波动。

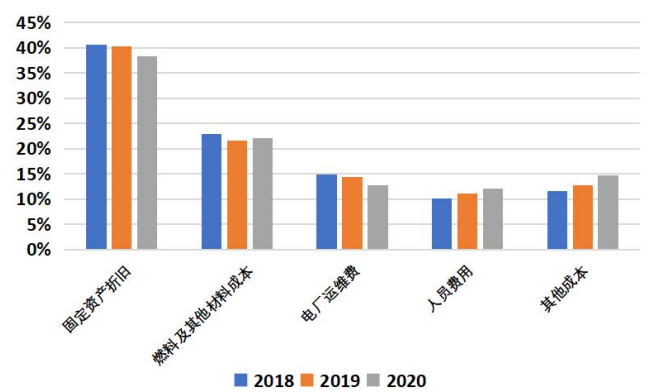
以中国广核和中国核电为例，2018-2020 年，中国广核的核燃料成本在总成本中的占比分别为 25.75%、22.73%和 17.77%，呈下降趋势，主要是公司建筑安装和设计服务业务规模呈快速扩大趋势，该部分的成本占比提升较多所致；中国核电的核燃料及其他材料成本在总成本中的占比分别为 22.90%、21.52%和 22.08%，占比相对稳定。

图 20：中国广核成本组成



资料来源：中国广核年报，东莞证券研究所

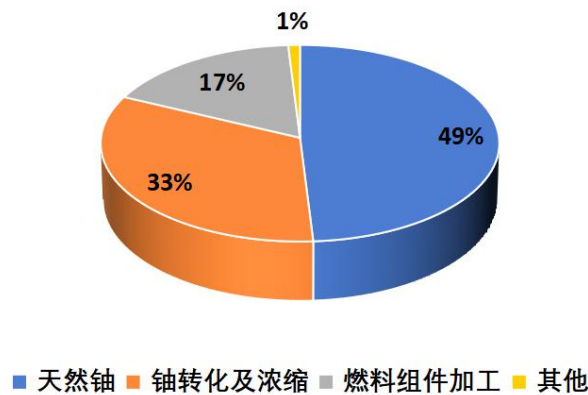
图 21：中国核电成本组成



资料来源：中国核电年报，东莞证券研究所

2019 年中国广核核燃料采购成本中天然铀占比约 49%，铀转化及浓缩占比约 33%，燃料组件加工约占 17%。其他占 1%。

图 22：2019 年中国广核核燃料成本结构图



资料来源：中国广核招股说明书，东莞证券研究所

3.1.2 闭式核燃料循环处理是我国核电产业技术的必经之路

乏燃料指在反应堆内使用过的核燃料，燃耗深度已达到设计卸料燃耗，从堆中卸出且不再在该反应堆中使用的核燃料组件（即乏燃料组件）中的核燃料。其中有未裂变和新生成的易裂变核素、未用完的可裂变核素、许多裂变产物和超铀元素。

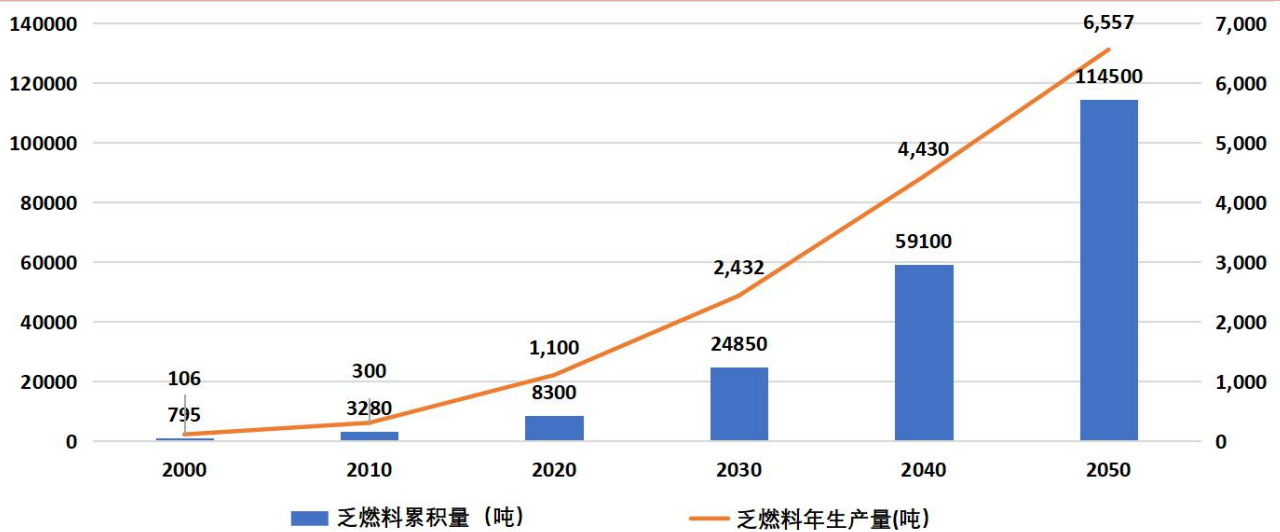
随着中国核电产业的规模化发展，核电站乏燃料产生量日益增加，乏燃料后处理需求日益凸显。乏燃料处理方式基本可分为两种，一种是“开式核燃料循环”，即直接将乏燃料冷却、包装后作为废物送入深地质层处置或长期贮存。另一种是“闭式核燃料循环处理”，即将乏燃料送入后处理厂，将铀和钚等有用物质进行分离、回收再利用，之后将废物固化后进行深地质层处置或进行分离嬗变。上世纪 80 年代我国就确定了核燃料“闭式循环”的技术路线，该技术可大幅提高铀资源的利用率，同时显著减小放射性废物体

积并降低其毒性。

我国核电站乏燃料后处理市场需求紧迫，产业前景广阔。根据国家能源局估算，一台百万千瓦级压水堆核电站，每年产生的乏燃料约 20-25 吨。中国核能行业协会发布的数据显示，截至 2020 年 12 月底，中国大陆地区已运行核电机组共 49 台，合计装机 5103 万千瓦，对应乏燃料年产量将达到 1,000 吨以上。中国目前已积累较大规模的乏燃料，且未来的年产出规模还将随着核电站数量增加进一步扩大。随着我国核电建设步入快车道，核电站卸出的乏燃料规模正在不断增长。

“闭式核燃料循环”作为我国乏燃料处理的必经之路，对安全环保措施以及技术工艺都

图 23：2000-2050年我国乏燃料年产生量和产生累积量



资料来源：江苏神通公告，东莞证券研究所

有着极高的要求，国际上主要有法国、英国、日本、印度等国家采用该处理方式。中国尽管从上世纪 80 年代就确定了“闭式核燃料循环”的战略，但至今仍未能完全实现自主研发及规模化生产。在发改委和国家能源局共同印发的《能源技术革命创新行动计划（2016-2030 年）》中，把“乏燃料后处理与高放废物安全处理处置技术创新”作为重点任务之一，提出要推进大型商用水法后处理厂建设，加强先进燃料循环的干法后处理研发与攻关，目标在 2030 年要建成完善的先进水法后处理技术研发平台体系，基本建成我国首座 800 吨大型商用乏燃料后处理厂。

一方面，通过“开式核燃料循环”，即直接贮存方式处理乏燃料，绝大部分核电站的在堆贮存水池容量已超负荷；另一方面，通过“闭式核燃料循环处理”，我国在建的首套乏燃料处理能力仅有 200 吨/年。所以，我国不断累积的核电乏燃料处理刚性需求与短缺的乏燃料后处理产能之间的矛盾日益突出，因此迫切需要发展“闭式核燃料循环处理”相关技术和建设产能。该技术是中国未来核电行业急待推进发展的重要环节之一，具有广阔的前景。

3.1.3 钍基熔盐堆有望助力中国打破核燃料进口依赖格局

在天然矿石中铀的三种同位素共生，其中铀 235 的含量非常低，只有约 0.7%。现在核能

发电主要是通过铀-235 的裂变反应。国际原子能机构 IAEA 发布的《国际核电状况与前景》提出，根据新建核电厂的数量和现有核电厂的延寿，预计到 2040 年，世界铀的年需求量在 56640 吨铀至 100225 吨铀之间。在 IAEA 高值情景中，铀的年产量需要增加约 41 000 吨铀。这将需要大量的勘探活动、创新和开发新的铀矿。IAEA 预计许多主要铀矿资源在 21 世纪 30 年代中期枯竭。

除了铀 235，另一种核燃料是钍，它存在于自然界的钍矿（例如独居石、氟碳钍矿、钷钍石和钍石）。钍在地壳中的储量大约是铀的 3 倍，自然界存在的钍是钍 232。钍-232 吸收中子会转变成钍-233，钍-233 的半衰期仅为 21.83 分钟，会通过 β 衰变成镤-233。镤-233 的半衰期为 27 天，会再次通过 β 衰变为铀-233。铀-233 是易裂变的，可以像铀-235 或者钚-239 一样用作核燃料。铀-233 经历核裂变时发射的中子可以进一步撞击钍-232 原子核，继续循环这一过程。未来当铀储量开始耗尽时，钍核燃料将成为非常重要的核电原材料。

相比铀反应堆，钍基熔盐堆理论上其产生的核废料仅为现有技术的千分之一。自然界中的钍储量主要分在中国、印度、巴西、土耳其，加拿大和美国，根据 2005 年中国科学院院士徐光宪等 15 位两院院士公开的资料显示，内蒙古白云鄂博东矿中钍资源储量就达 221412 吨，占我国已查明的钍工业储量为 286335 吨(二氧化钍)的 77.3%，中国的钍资源储量仅次于居世界第一位的印度(343000 吨)。钍燃烧时不会产生剧毒化学物资；钍核反应堆的冷却剂是复合型氟化盐，作为冷却剂的氟化盐在冷却后就变成了“一块大盐巴”，既不容易泄露，也不会污染地下水，整体体系的工作压力比铀核反应堆更低，安全性更高，所以钍核反应堆可以建在偏远的沙漠地区，而铀核反应堆需要大量的水进行冷却，所以通常都建立在沿海地区。

20 世纪 70 年代初，中国也曾发展钍基熔盐堆，上海“728 工程”于 1971 年建成了零功率冷态熔盐堆并达到临界。但限于当时的科技、工业和经济水平，“728 工程”转为建设轻水反应堆。

2011 年中国重启钍基熔盐堆研究。根据中国科学院院刊，工程规模的非能动熔盐自然循环实验装置的建成，首次验证了熔盐自然循环余热排出系统的固有安全性。

图 24：基于 TMSR 的核能综合利用前景



资料来源：中国科学院院刊，东莞证券研究所

图 25：非能动熔盐自然循环实验装置



资料来源：中国科学院院刊，东莞证券研究所

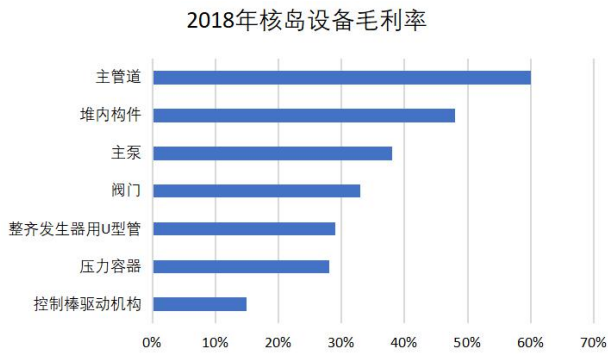
钍基熔盐堆核能系统项目于 2018 年 9 月 30 日开工建设，主体工程于 2021 年 5 月已基本完工，将在 8 月底完成机电安装，9 月启动调试。2021 年 9 月 15 日，中科院宣布，位于中国甘肃武威的世界首个第四代核能技术的钍基熔盐堆将于 2021 年 9 月底启动试运行。根据《自然》杂志，该核反应堆功率为 2 兆瓦，能为约 1000 住户提供电能。如果测试结果较好，中国将在 2030 年前建造一个为 10 万居民提供电力的 373 兆瓦的同类反应堆。未来中国有望将这项技术实现商业化，甚至成为该项技术的出口国。

3.2 核电设备打破国外技术垄断

核电核心设备主要包括：核岛设备和常规岛设备，辅助设备主要包括核燃料储存系统、电厂运行控制系统、专设的安全设施和系统、放射性废物处理系统等。

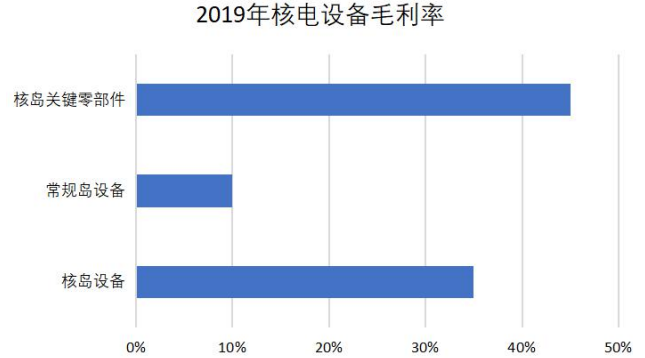
核岛设备制造是核电国产化的核心，垄断程度高，技术壁垒高，属于高端产品，毛利率也较高。大部分常规岛设备无特殊的技术要求，技术壁垒较低，市场参与者较多，竞争更为激烈，所以毛利率水平偏低。

图 26：2018年核岛设备毛利率



资料来源：头豹研究院，东莞证券研究所

图 27：2019年核电设备毛利率



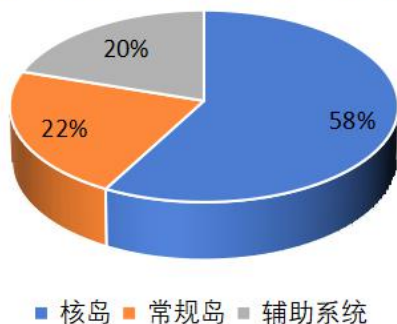
资料来源：头豹研究院，东莞证券研究所

核电设备中核岛成本占比最高，达到 58%，核岛设备技术壁垒高，市场参与者较少，主要以国企为主导，民企参与部分部件的制造。2015 年，中国核 2 级和核 3 级设备（核安全等级一般分为四个等级 1、2、3、4，其中 1 级核辐射最强，其余依次减弱）开始市场化后，常规岛与辅助系统价格下降较多，成本占比也相应下降。

核岛组成部件较多，其中反应堆压力容器、主管道及热交换器和蒸汽发生器为核岛三大主要部件。压力容器成本占比最高，达到 23%。核电阀门在核电站中是使用数量较多的介质输送控制设备，但成本占比逐渐降低，2019 年仅占 12%，其成本的下降得益于核级阀门国产化程度的提高，国产核级阀门价格仅为进口核级阀门的 11.5%，截止至 2021 年，阀门国产化程度已达到 80%。

图 28：2019年核电设备投资成本构成

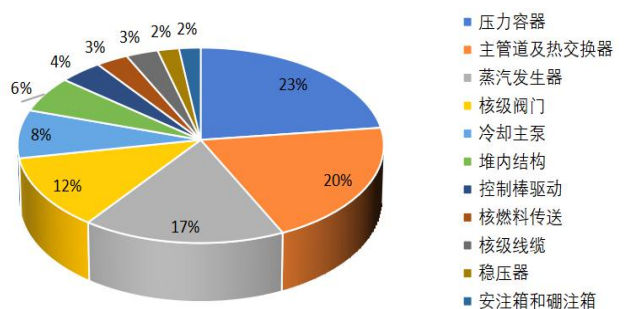
2019年核电设备投资成本构成



资料来源：头豹研究院，东莞证券研究所

图 29：2019年核岛设备组成部件成本占比

2019年核岛设备组成部件成本占比



资料来源：头豹研究院，东莞证券研究所

核电主管道是核岛里主要设备之一，AP1000、AP1400 和“华龙一号”核电技术采用的主管道材料都是高端奥氏体钢，其锻件大型化和制造难度非常高。主管道连接核岛内各种容器的承压件，是核蒸汽供应系统输出堆芯热能的“主动脉”，既是将核反应堆产生的热量输送到蒸汽发生器的核心通道，又是保证核燃料组件得到充分冷却、防止核放射性物质泄漏的压力边界，直接关系到核电站的安全和可靠运行。

核岛一回路系统中，用于驱动冷却剂在 RCP(反应堆冷却剂系统)系统内循环流动的泵称为主泵，主泵连续不断地把堆芯中产生的热量传递给蒸汽发生器二次侧(二回路)给水。主泵位于核岛心脏部位，用来将热水泵入蒸发器转换热能，是核电运转控制水循环的关键，属于核电站的一级设备，每个蒸汽发生器有一个主泵。

目前国内三大核电设备制造基地位于东北、上海和四川，有上百家企业具备了核电设备的生产能力。单个设备的供应商约三至四家。目前核岛设备的供应以上海电气、东方电气、哈电集团、中国一重四大国企为主，主要承担三代核电主设备，如反应堆压力容器、稳压器、蒸汽发生器、汽轮发电机、主冷却剂泵的供应。民营企业在细分产品如阀、泵管道、风机制冷设备等方面占据了主要供应地位。华龙一号核心设备完全国产化，设备国产化率达 85%，其中，中国一重负责反应堆压力容器的制造任务；东方电气负责汽轮发电机组等主设备的设计、制造以及蒸汽发生器的制造任务；上海电气负责反应堆堆内构件、核二三级泵等制造任务；哈电股份负责核岛反应堆冷却剂泵、常规岛辅机给水加热器等；中核科技负责关键阀门，如主蒸汽隔离阀、核级直流电装驱动闸阀。

3.3 下游以两大核电运营龙头为主

核电建设周期长、投资规模大，前期工作一般需要 5-10 年以上；工程建设及安装调试一般需要 5 年左右；第三代核电站投产后运行时间可达 60 年。由于核电行业的特殊性 & 核电技术的复杂性，目前我国经国务院正式核准的核电项目（除示范工程、研究堆外）均由中国广核、中国核电和国家电投三家分别或合作开发运营，其中，中国广核和中国核电占据核电运营的绝大部分市场份额。

中国广核 2014 年 3 月，是控股股东中国广核集团核能发电业务最终整合的唯一平台，中国广核向中国广核集团采购核燃料物资供应服务、综合服务及技术支持与维修服务，另外，中国广核向中国建筑采购常规岛建筑安装服务。中国核电成立于 2008 年 1 月，控股股东为中核集团，中核集团拥有完整的核科技工业体系，包括核电技术研发、工程建设总包到整个核燃料循环及后端的放射性废物处理处置，核电产业链完整。国家电投成立于 2015 年 6 月，由原中国电力投资集团公司与国家核电技术公司重组组建。国家电投具备核电研发设计、工程建设、相关设备材料制造和运营管理的完整产业链。

图 30：中核集团产业与服务



资料来源：中核集团官网，东莞证券研究所

图 31：中广核集团业务



资料来源：中广核官网，东莞证券研究所

中国广核是中国在运装机规模最大的核电开发商与运营商。截止 2020 年底，中国广核和中国核电在运核电机组分别为 24 台和 23 台，在建机组分别为 7 台和 4 台，在建总装机容量分别为 821 亿千瓦时和 470.3 亿千瓦时。中国核电装机容量低于中广核是因为中国核电的核电单机容量小于中国广核，2017 年后中国广核投产的核电机组单机容量均超过 110 万千瓦，而中国核电部分单机容量低于 100 万千瓦。按发电量计算，2020 年中国广核和中国核电的国内市占率分别为 50.92%和 42.04%。

图 32：中国广核在运装机量和机组数



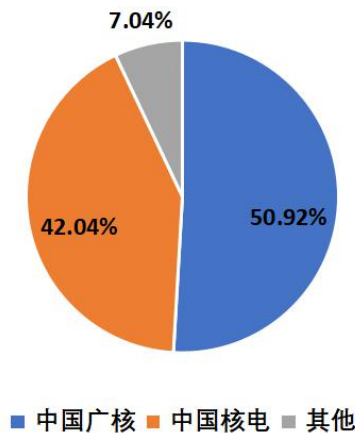
资料来源：中国广核年报，东莞证券研究所

图 33：中国核电在运装机量和机组数



资料来源：中国核电年报，东莞证券研究所

图 34：2020年中国核电行业市场格局



资料来源：公司官网，国家统计局，东莞证券研究所测算

中国广核的重点布局区域为广东省和福建省，中国核电着重在浙江省和江苏等区域布局。2021年上半年，中国广核和中国核电营业收入为368.66亿元和297.73亿元，分别同比增长15.95%和24.64%，归母净利润分别为54.98亿元和10.12亿元，分别同比增长5.63%和46.23%；中国广核国内收入占比为86.53%，中国核电主要以国内收入为主，收入占比达99.77%。

毛利率方面，2020年，两家公司销售电力的毛利率分别为46.05%和44.87%，差异不大。2021年上半年，中国广核和中国核电的毛利率分别为37.14%和46.21%，由于中国广核除了销售电力外，还包括安装设计等毛利率较低的业务，带动整体毛利率略低于中国核电。净利率方面，2021年上半年，中国广核和中国核电的净利率分别为23.52%和26.37%，较2020年年底分别提高2.45pcts和5.43pcts。

4. 投资建议

2021年政府工作报告提出，扎实做好碳达峰、碳中和各项工作。制定2030年前碳排放达峰行动方案。优化产业结构和能源结构。大力发展新能源，在确保安全的前提下积极有序发展核电。随着中国核电新一代核电技术得到突破，十四五期间中国的核电产业发展步伐有望加快，核能发展迎来了新的机遇。建议关注核电产业链中具备较强竞争力的核心设备生厂商、核岛设备核心零部件生产商、核电设备高端材料生产商、乏燃料后处理主要企业、核电建设龙头企业和核电运营龙头企业等。

中国核电（601985）。截至2021年8月1日，中国核电今年共有2台机组投入商业运行，分别为福清5号机组（华龙一号全球首堆）和田湾6号机组；3台机组投入建设（浇筑核岛第一罐混凝土），分别为田湾7号机组、徐大堡3号机组（均采用俄罗斯VVER1200技术）和海南昌江玲龙一号小堆示范项目。截至2021年8月1日，公司控股在运的核电机组共24台，总装机容量达到2250.90万千瓦，约占全国商运核电机组的42.25%；控股在建核电机组6台，装机容量625.80万千瓦；控股核准核电机组2台，装机容量254.80万千瓦。公司在建及核准的核电机组有望成为公司成长的动力。截至2021年6

月 30 日，公司上半年新能源发电量 43.54 亿千瓦时，同比增长 236.67%，其中光伏发电量 22.65 亿千瓦时，同比增长 204.94%；风力发电量 20.88 亿千瓦时，同比增长 279.51%。光伏和风电发电收入有望成为公司新的增长极。

中国广核（003816）。截至 2021 年 6 月底，中国广核管理 24 台在运核电机组和 7 台在建核电机组（其中包含中国广核控股股东委托中国广核管理的 3 台在建机组），装机容量分别为 27,142 兆瓦和 8,210 兆瓦，占全国在运及在建核电总装机容量的 52.04%以及 46.79%，合计占全国核电总装机容量的 50.72%，龙头位置稳固。未来随着公司在建核电项目将陆续投产，中国广核控股股东拥有的核电项目也将根据不竞争契据的承诺择机注入公司，中国广核将继续保持发展态势。国内新的核电项目主要采用三代核电技术，中国广核已掌握目前世界上主要的三代核电技术，并具备相应的建设和运维能力。同时，中国广核也在积极开发小型反应堆技术，参与相关技术的研发。另外，中国广核也注重在电力建设运营行业横向拓宽，目前已布局风电、光伏、水电等新能源发电业务，优化集团产业结构。

中国核建（601611）。中国核建的核心业务是核电工程建设，中国核建是我国核电工程建设领域历史最久、规模最大、专业一体化程度最高的企业，是全球唯一一家连续近 40 余年不间断从事核电建造的领先企业。中国核建掌握了包括 CNP、M310、CPR1000、EPR、VVER、AP1000、CAP1400、华龙一号、高温堆、重水堆、实验快堆、先进研究堆等各种堆型、各种规格系列的核电建造能力，可同时承担 40 余台核电机组建造任务。中国核建不断加强与核电业主的交流合作，加大市场开发力度和“走出去”步伐，不断夯实核电站建造的关键技术，推进核电一体化建设，加大力度推进核电标准化和集约化。同时，在核电工程领域“纵向深耕”，核电检修业务持续增长。2021 年上半年，中国核建新签核电项目合同大幅增长，新签合同包括陆丰 5、6 号核岛土建工程合同、三澳 1、2 号核岛安装工程合同、田湾 7、8 号核岛土建工程合同、徐大堡 3、4 号核岛土建工程合同。根据《中国核能发展报告（2020）》，我国自主三代核电会按照每年 6-8 台的核准节奏，实现规模化批量化发展，中国核建有望凭借领先全球的核电建造能力优势，把握非碳能源建设的发展机遇。

中国一重（601106）。中国一重是国内最早开发生产核能设备的企业之一，也是国内最大的核电锻件生产企业，90%以上的国产核电锻件、80%以上的国产核反应堆压力容器由中国一重生产，具备了核岛一回路核电设备全覆盖制造能力，不断推进核电大锻件国产化。中国一重承制了世界首个 AP1000 三代核电站的核岛锻件，有力推动了中国核电产业的发展。2021 年上半年，公司的经营订货大幅提升，先后签订了中广核陆丰反应堆压力容器、燕山石化渣油反应器、华信特钢 1580mm 热连轧机以及宝武、鼎信、攀钢主要钢铁企业支承辊和锻钢工作辊等合同订单，有力支撑了钢水量需求；成功签订了山东石横 1780mm 机电液总包、国内最宽阳德龙 1780mm 退火酸洗机组以及乌克兰麦特钢厂烧结台车等重点项目，尤其是成功取得的国内首（台）套山东铠驿 183MN 铝挤压机组，进一步推进了打破国外技术垄断的格局。投资建设的大连核电石化公司核电主设备制造升级改造项目在 2021 年上半年也已基本建设完成。

东方电气（600875）。是全球最大的发电设备制造和电站工程总承包企业集团之一，发

电设备产量累计超过 6 亿千瓦，已连续 17 年发电设备产量位居世界前列。东方电气的大型装备产品和服务出口到近 80 个国家和地区，创造了中国发电设备出口历史上若干个第一，连续 27 年入选 ENR 全球 250 家最大国际工程承包商之列。东方电气在 2019 年获得全国首张核蒸汽供应系统设备制造许可证，获得国家核安全局颁发的核 1 级设备（蒸汽发生器）设计许可证，成为国内首家具备该项资质的装备制造企业，至此东方电气已具备核 1/2/3 级设备完整设计资质。东方电气具备批量化制造核电站核岛主设备和常规岛汽轮发电机组的成套供货能力，产品覆盖二代加、引进三代（EPR、AP1000）、自主三代（“华龙一号”、CAP1400）、四代核电（钠冷快堆、高温气冷堆）、海上浮动平台模块化小堆等国内所有技术路线。2020 年，东方电气自主研发的“华龙一号”全球首套汽轮发电机组成功实现满负荷运行。并为“人造太阳”中国环流器二号 M 装置提供关键核心部件。2021 年上半年公司实现发电设备总产量 1895.64 万千瓦，同比增长 51.72%。其中汽轮发电机 1237.5 万千瓦，同比增长 75.08%。

台海核电（002366）。公司通过多年的技术引进、自主研发、创新，已逐步形成了涵盖冶炼、精炼、铸造、锻造、热处理、机械加工、焊接、检验等关键技术为一体的自主知识产权体系、技术体系和工艺路线。公司通过几年的技术积累和创新以及实施国外引进先进技术策略，掌握了最为先进装备核心制造技术，实现了从单一材料研发生产向高端装备制造的转变。公司可以为 AP1000、AP1400 和“华龙一号”核电技术提供其采用的主管道材料高端奥氏体钢，截止 2021 年 6 月，公司已经供货 10 余套，正处在生产制造有 5 套。三代核电核岛主设备中主泵最关键部件主泵泵壳制造技术公司已经引进消化吸收，实现了国产化，截止 2021 年 6 月，已经供货 12 件主泵泵壳。在小型堆核岛主设备关键装备制造技术方面，公司可实现压力容器、稳压器、蒸发器和主管道等的模块化制造。另外，公司通过先进技术引进、消化、吸收，完全掌握了乏燃料储运容器制造技术及核废后处理系统装备制造技术。公司获得了山东省第一张民用核一级安全设备制造许可证，是山东省唯一具备核一级装备及材料生产制造经验的企业。是全球唯一一家同时具备二代、三代和四代核电一回路主管道及主设备铸锻零部件制造能力的供货商。目前，公司已经取得了二代主管道生产所需的全部制造许可。2013 年 8 月，公司取得了三代主管道及泵阀铸件的制造许可。2016 年 3 月，取得相关堆型铸造主泵泵壳生产资质。

江苏神通（002438）。2021 年 3 月 30 日，公司公布了非公开发行 A 股股票预案（下称“预案”）公告，拟募集资金总额不超过 37,050.00 万元，投建乏燃料后处理关键设备研发及产业化（二期）项目和年产 1 万吨大型特种法兰研制及产业化建设项目。根据公司预案，乏燃料后处理关键设备研发及产业化（二期）项目成功实施后，将形成取样用料液循环系统 200 套，后处理专用球阀 4500 台/年、后处理专用蝶阀 250 台/年、后处理专用仪表阀 1 万台/年、样品瓶 20 万个/年的生产能力，大幅提升公司在乏燃料后处理领域的技术实力和领先地位。自 2008 年以来，在我国新建核电工程用阀门的一系列国际招标中，公司为核级蝶阀和核级球阀的主要中标企业，获得了这些核电工程已招标核级蝶阀、核级球阀 90% 以上的订单，实现了核级蝶阀、球阀产品的全面国产化。作为国内核级蝶阀、核级球阀产品的主要供应商，公司产品覆盖 AP1000、华龙一号、CAP1400、快堆及高温气冷堆等主力堆型，与中核集团、中广核集团、国核公司重要客户等建立了较为深入的合作关系，同时，公司已成功中标我国首个 200 吨/年商用乏燃料后处理示范

厂工程中的相关设备研发与供货合同。优质的客户资源以及丰富的项目经验为公司募投项目成功实施夯实了基础。“年产 1 万吨大型特种法兰研制及产业化建设项目”将丰富公司大型特种法兰产线，提升公司阀门法兰产业链整合能力，提升公司在相关行业竞争优势。

一方面，我们认为当前我国核电产业链相关公司市值处于低估状态，另一方面，考虑到核电行业在碳中和背景下拥有较好的成长性，核电行业在“十四五”期间将继续向好，维持推荐评级。推荐中国核电（601985）、中国广核（003816）、中国核建（601611）、中国一重（601106）、东方电气（600875）、台海核电（002366）、江苏神通（002438）。

5. 风险提示

核电装机容量增长低于预期；

核安全风险；

国际政治局势变化；

电价调整；

新技术推进不及预期。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
推荐	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
谨慎推荐	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
中性	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
回避	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
行业投资评级	
推荐	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
谨慎推荐	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 5%-10%之间
中性	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±5%之间
回避	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 5%以上
风险等级评级	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	可转债、股票、股票型基金等方面的研究报告
中高风险	科创板股票、新三板股票、权证、退市整理期股票、港股通股票等方面的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

本评级体系“市场指数”参照标的为沪深 300 指数。

分析师承诺：

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券为全国性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。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，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，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，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。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，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼

邮政编码：523000

电话：（0769）22119430

传真：（0769）22119430

网址：www.dgzq.com.cn