

核能发电的历史、现状和未来

王鸿 刘泽宇 李梓瑞

2025 年 5 月 11 日

摘要

本文系统阐述了核能发电的发展历程、当前现状及未来趋势。历史上，核能发电历经早期探索验证、高速发展、滞缓发展及复苏发展等阶段，各国政策因不同阶段和事件呈现转变。现状方面，全球及我国核电在运、在建机组规模、发电量等各有特点，同时面临安全性能、天然铀产能、厂址选择、冷却取水及乏燃料处理等挑战。未来，在全球能源转型背景下，核电迎来发展机遇，我国核电规划明确，将在装机规模、技术创新、市场应用等方面持续推进，但也面临公众认知、经济性、灵活性、铀资源依赖等挑战。通过技术创新、政策完善等举措，核能发电有望在全球能源体系中发挥更重要作用。

关键词：核能发电; 发展历史; 现状; 未来规划

目录

1 引言

核能即原子能，是原子核通过核裂变或者核聚变产生的能量，广泛运用于工业、军事等领域。核电是核能发电的简称，是利用核能发电产生的电能。根据国际原子能机构（IAEA）统计，目前全球共有 417 台在运核电机组，装机容量接近 4 亿千瓦，年度发电量创 2.8 万亿度的历史新高，占总发电量的 9%。可见核电已经成为人类能源构成中不可或缺的重要部分。本文将对核能发电的过去，现在和未来进行介绍。

2 核能发电的过去

2.1 原理

核电站是利用原子核裂变或聚变反应所释放的能量来生产电能的发电站。目前，商业运行中的核电站都是利用核裂变反应来发电。核裂变能发电过程与火力发电过程相似，只是核裂变能发电所需的热能不是来自锅炉中化石类燃料的燃烧过程，而是来自置于核反应堆中的核物质在核反应中由重核分裂成两个或两个以上较轻的核所释放出的能量。实现大规模可控核裂变链式反应的装置称为核反应堆。

核电站一般分为两部分：利用原子核裂变产生蒸汽的核岛（包括反应堆装置）和利用蒸汽发电的常规岛（包括汽轮发电机系统）。核电站使用的燃料一般是化学元素铀和钚。目前运行和在建的核电站类型主要是压水堆核电站、重水堆核电站、沸水堆核电站、快堆核电站、气冷堆核电站等。

2.1.1 压水堆核电站

压水堆核电站是使用加压轻水作冷却剂和慢化剂，且水在堆内不沸腾，利用热中子引起链式反应的热中子反应堆。对应的核电站有我国大亚湾核电站、岭澳核电站、秦山第一核电站、秦山第二核电站和田湾核电站。

2.1.2 重水堆核电站

重水堆核电站使用轻水作冷却剂、重水作慢化剂，且水在堆内不沸腾，同样是利用热中子引起链式反应的热中子反应堆。对应的核电站有国秦山第三核电站。

2.1.3 沸水堆核电站

沸水堆核电站使用轻水作冷却剂和慢化剂，但水在堆内沸腾，利用热中子引起链式反应的热中子反应堆。日本福岛第一核电站属于这种堆型。

2.1.4 气冷堆核电站

气冷堆核电站是以气体（二氧化碳或氦气）作为冷却剂，由热中子引起链式反应的热中子反应堆，到目前为止发展了天然铀石墨气冷堆、改进型气冷堆和高温气冷堆等三种堆型。

2.1.5 快堆核电站

快堆核电站是由快中子引起链式反应所释放出来的热能转换为电能的核反应堆。

2.1.6 其他

为了保证核电站的安全，在设计上还考虑了很多安全设施，包括：自动停堆系统、反应堆超压保护系统、应急堆芯注硼系统、应急堆芯冷却系统、应急给水系统、放射性物质包容系统及与之配套的应急供电和冷却通风系统等。

2.2 优点

核电在资源、环境和经济性方面有较大优势，下面分开介绍。

2.2.1 核能资源

核能发电在资源利用上具有显著优势。核燃料储量丰富，地球上的铀和钍资源能够支持核能发电数百年甚至更久，且能量密度极高，1 千克 ^{235}U 裂变释放的能量相当于 2700 吨标准煤燃烧的能量。此外，核燃料的运输和储存成本低，其体积和重量相对较小，便于管理和操作，同时先进的核燃料循环技术还能进一步提高资源利用率，为核能发电提供了坚实的物质基础。世界已勘探的开采成本低于 130 美元/kg 的铀资源为 3.95×10^6 t，低于 80 美元/kg 的铀资源为 3.00×10^6 t，低于 40 美元/kg 的铀资源为 1.25×10^6 t。目前开采的均为 20~40 美元/kg 低生产成本铀。现在地球上还有很大部分地区未经勘探，其铀资源可望扩大上述估计量的 4~5 倍；而低品位的铀矿储量则要提高几个量级 [?]

2.2.2 经济性

构成核能发电成本的因素很多，包括基建投资费用、运行维护费用、燃料费用，以及核电站退役处理费用。核电发展初期基建投资费用昂贵，核燃料虽然成本低但是生产过程复杂，需要庞大的设备，从而提高所需费用。

但由于核燃料成本低且价格稳定，使得其长期运营成本可控，发电成本也相对稳定。此外，核电站服役期间的规模经济效益显著，装机容量大，单位发电成本低，使用寿命长，一般可达 40 - 60 年甚至更久，能够持续稳定地为社会提供电力，其经济性优势在大规模、长期的电力供应中愈发明显。

又标准化发电成本的组成如表所示 [?]:

表 1: 标准化发电成本组成（在 5% 补贴率的条件下）

	核电站	煤电站	气电站
投资费	43~70	23~45	13~33
燃料费	13~30	35~65	53~84
运行维修费	17~31	6~28	3~19
合计	100	100	100

可以看出核电的投资费比重 (约 60%) 几乎等于煤电的燃料费比重，而核电的燃料费比重 (25%) 则等于或小于煤电的投资费比重。这就意味着，投产后核电厂的发电成本受燃料价格波动影响远小于煤电厂，而天然气发电成本受燃料价格波动影响最大。即对比之下，核电与其他发电方式在经济方面具有可比性。

2.2.3 环境影响

核能发电是一种清洁的能源方式。其发电过程几乎不产生温室气体排放，相比传统化石燃料发电，对全球气候变化的影响微乎其微。同时，核能发电不会产生二氧化硫、氮氧化物等大气污染物。国际原子能机构 (IAEA)1998 年公布的从 1992 年会同其他 8 个国际组织一起进行的各种发电能源比较研究项目，对于不同能源作了包括发电厂上游和下游在内的能源链的温室气体排放量估计，核电的 CO₂ 当量排放量只有现行化石燃料发电的 1/100~1/40 [?], 这对改善区域空气质量、减少酸雨和雾霾等环境问题具有重要意义。此外，核电站的占地面积小，土地利用效率高，相比水电站和太阳能电站，对土地资源的占用更少，是一种对环境友好且高效的能源选择。

2.3 发展阶段

总的来说，核能发电有资源储备量大，对环境相对友好，经济方面与其他发电方式具有可比性等诸多优点。接下来就核电发展的几个主要阶段做

介绍。

2.3.1 早期探索与验证阶段（1942-1965）

1942 年 12 月，美国在芝加哥大学建成世界上第一座核反应堆，证明了受控核裂变链式反应的可行性。当时核能主要用于军事目的，如发展原子弹和潜艇推进动力。从 20 世纪 50 年代初开始，美、苏、英、法等国开始利用军用核技术开发民用核能发电。1954 年 6 月，苏联建成世界上第一座核电厂——奥布宁斯克核电站，首次向电网送电。此后，美国于 1957 年建成希平港压水堆核电厂，1960 年建成德累斯顿沸水堆核电厂。这一时期的技术被称为第一代核电技术，验证了核能发电的技术可行性。

2.3.2 高速发展与建设高潮阶段（1965-1979）

20 世纪 60 年代末至 70 年代初，各工业发达国家经济迅速增长，电力需求以十年翻一番的速度上升。同时，对化石燃料供应的担忧以及美国的轻水堆技术的逐渐成熟促使各国大力发展核电。这个阶段核电技术实现了商用化、标准化、系列化和批量化。这一时期的技术被称为第二代核电技术。

美国 1967 年核电厂订货达到 25.6 GW；从 1969 年开始，美国核电总装机容量超过英国，居世界第一位，1973 年美国核电总装机容量占世界的 2/3。1973 年世界第一位石油危机后，为摆脱对中东石油的依赖，形成了第二个核电厂建设高潮。1973、1974 两年，共订货 66.9 GW，核电设备制造能力达到每年 25 30 GW。美国还通过出口轻水堆技术和开放分离功市场，使轻水堆成为世界核电厂建设的主导堆型。

同时期的其他国家也大力发展核电，法国从美国引进压水堆技术，逐步实现标准化、批量化建设。苏联在军用石墨水冷型生产堆的基础上，开发了具有自身特点的压水堆核电厂。加拿大开发了使用天然铀的重水堆核电厂。

2.3.3 滞缓发展阶段（1980-2000）

1979 年世界发生了第二次石油危机。在这以后，各国经济发展速度迅速减缓，加上大规模的节能措施和产业结构调整，电力需求增长率大幅度下降。1980 年仅增长 1.7%，1982 年下降了 2.3%。许多新的核电厂建设项目被停止或推迟，订货合同被取消。例如 1983 年以前美国共取消了 108 台核发电机组以及几十台火发电机组的合同。

1979 年美国三哩岛核事故和 1986 年苏联切尔诺贝利核事故，使公众对核能的安全性产生担忧。这些事故导致核电发展受到严重阻碍，许多国家暂停或推迟了核电站的建设。



(a) 切尔诺贝利核电站



(b) 三哩岛核电站

图 1: 核事故

从 80 年代末到 90 年代初开始，各核工业发达国家积极为核电的复苏而努力，着手制订以更安全、更经济为目标的设计标准规范。美国率先制订了先进轻水堆的电力公司要求文件 (Utility Requirements Document, URD)，同时理顺核电厂安全审批程序。西欧国家制订了欧洲的电力公司要求文件 (EUR)，日本、韩国也在制订类似的文件 (分别为 JURD 和 KURD)。这时期满足 URD 的技术被称为第三代核能技术，第三代核电重在增加事故预防和缓解措施，降低事故概率并提高安全标准。

与此同时，一些发展中国家也继续坚持发展核电。中国大陆在 90 年代初建成三台机组。中国还帮助巴基斯坦建造 300 MW 的恰希马压水堆核电厂。此外，印度、巴西、伊朗等国也在建设核电厂。1998 年底在建的 36 台

核电机组中大部分属于发展中国家。

2.3.4 复苏与发展阶段（2000 年至今）

20 世纪 90 年代中后期，各国开发了第三代核电技术，如美国的 AP-600、法国的 EPR 等。这些新型反应堆在安全性上有了显著提升。2000 年后，国际原子能机构（IAEA）进一步加强对核电站的安全监管，推动各国核电站采用更严格的安全标准。这些措施包括改进核反应堆的设计、加强应急响应能力以及提高核燃料的安全管理。

核电复苏自然也离不开新鲜血液的注入，中国自 2000 年以来成为核能发电领域的重要力量。2001 年，中国加入世界贸易组织（WTO）后，经济快速发展，电力需求急剧增加，核能作为一种清洁能源受到高度重视。中国在引进国外先进核电技术的基础上，逐步实现了核电技术的自主化，如“华龙一号”和“国和一号”等。印度也在积极推动核电发展，计划到 2030 年将核电装机容量提升至 25 GW。印度的核电发展主要依赖于本土技术以及与俄罗斯等国的合作。巴西、南非等新兴经济体也在逐步扩大核电站的建设规模，以满足不断增长的电力需求。

2.4 政策转变

各国对核电发展的相关政策概括如下

2.4.1 美国：从技术领先到政策革新的百年探索

美国核能发展始于 20 世纪 50 年代“和平利用原子能”计划，1957 年全球首座商业核电站希平港核电站并网。1979 年三哩岛事故后，监管趋严导致新机组建设停滞近 30 年。2018 年特朗普政府推出《美中民用核能合作政策框架》，限制对华技术转移；2024 年拜登签署《加速核能法》，推动核管会职能改革（新增直接招聘 210 名长期雇员权）、先进堆示范工程（如 NuScale 小堆）及核燃料供应链本土化 [?]。该法案要求核管会修订使命声

明，将“行业发展”纳入监管目标，同时设立专项基金支持首堆建设。截至 2025 年，美国在运机组 94 台，装机容量 96.95 GWe，公众支持率达 77%，创历史新高 [?]。能源部计划通过 34 亿美元投资，到 2030 年实现本土铀浓缩能力自给率超 50%，减少对俄罗斯依赖。

2.4.2 日本：福岛阴影下的战略摇摆

二战后因资源匮乏，日本核电占比于 2010 年达 29%。2011 年福岛核事故后，全国 54 座反应堆全部停运，政策转向可再生能源 [?]，但 2020 年《能源基本计划》仍将核能定位为“战略储备”。截至 2025 年，日本已重启 12 座反应堆，但福岛核污染水排海（2024 年累计排放超 5 万吨）和废炉工程（预计 2051 年完成）持续引发争议。技术路径上，日本坚持“快堆 - 聚变”路线，文殊快堆虽多次事故仍未放弃研发，同时与美国合作推进小型模块化反应堆（SMR）示范项目。2025 年 3 月，滨冈核电站 2 号机组启动反应堆拆解，成为日本商业核电机组退役的里程碑。

2.4.3 法国：国家主导模式的坚守与调整

法国自 1950 年代以国家主导模式发展核电，1990 年代核电占比超 75%，形成全球最低碳电力系统。2015 年《能源转型法案》目标将核电比例降至 50%，但因法律工具不足（如未明确退役补偿机制），执行严重滞后 [?]。2021 年马克龙宣布重启新堆建设，计划 2035 年前新建 6 座欧洲压水堆（EPR），并推动小型模块化反应堆（Nuward 项目）研发。截至 2025 年，法国在运机组 57 台，装机容量 62.99 GWe，实际核电占比仍超 65%，远超原计划。政策争议焦点在于如何平衡核能与可再生能源发展，电力巨头 EDF 因老旧机组延寿成本高企，面临财务压力。

2.4.4 中国：自主创新驱动的跨越式发展

中国核电通过“引进 - 消化 - 吸收 - 再创新”路径，实现从法国 M310 技术到自主三代“华龙一号”的突破。2020 年提出“热堆 - 快堆 - 聚变堆”三步走战略，目标 2035 年装机 1.5 亿千瓦，2060 年占比超 20% [?]。截至 2025 年，在建机组规模全球第一，“华龙一号”海外第二台机组（巴基斯坦卡拉奇 K-3）通过最终验收，国内核准浙江三门三期等 10 台机组，总投资超 2000 亿元。第四代高温气冷堆（石岛湾）和实验快堆（CEFR）已并网，钠冷快堆（示范工程）进入设备安装阶段。政策层面，中国通过“一带一路”推动核电出口，与阿根廷、英国等签署合作协议，同时强化乏燃料处理技术研发（如后处理中试厂）。

2.4.5 德国：从激进弃核到理性反思

受切尔诺贝利和福岛事故影响，德国 2011 年决定 2022 年全面弃核，成为首个退出核电的工业化大国。弃核后，德国电力结构转向天然气（占比 40%）和可再生能源（占比 45%），但 2022 年能源危机暴露对俄能源依赖的脆弱性。2025 年大选后，基民盟胜选推动政策转向，计划系统性评估核电站重启可行性，并推进模块化小堆研发 [?]。尽管绿党强烈反对，联邦议院已启动《原子能法》修订，拟放宽退役机组重启限制。技术层面，德国企业如西门子与美国泰拉能源合作，探索行波堆技术，但短期内难以改变能源结构现状。

2.4.6 俄罗斯：技术输出与地缘博弈

继承苏联技术遗产的俄罗斯，核电占比 18%，在建机组 11 座（全球第二），积极向土耳其、匈牙利、越南等国出口 VVER 技术。2025 年 1 月，俄罗斯与越南签署协议，计划在宁顺省建设两台 VVER-1200 机组，总投资约 80 亿美元，预计 2035 年投运。国内层面，俄罗斯推进 BN-1200M 钠冷快堆建设，并计划 2030 年前再建两艘 22220 型核动力破冰船，强化北极能源

开发。政策上，俄罗斯通过“浮动核电站”技术（如“罗蒙诺索夫院士号”）开拓偏远地区市场，同时与中国合作建设徐大堡核电站（4 台 VVER-1200 机组），巩固中俄核能伙伴关系 [?]

2.4.7 瑞典：能源转型中的核电再定位

瑞典曾于 1980 年立法弃核，但 2010 年废除该政策，2023 年将能源目标调整为“100% 无化石燃料”，核电地位显著提升。计划 2026 年启动新核电项目，2035 年前新增 2 台大型机组（如 Vattenfall 的 Ringhals 5 号机组），2045 年前达 10 台当量（含 SMR）[?]。政策创新包括：设立核电协调员职位统筹项目审批、提供 4000 亿瑞典克朗（380 亿美元）政府信用担保、简化环境影响评估流程。技术路径上，瑞典与芬兰合作推进 Fennovoima 核电站（EPR 技术），同时探索核能制氢与工业供热耦合模式，目标 2045 年电力需求翻倍时实现碳中和。

3 世界核能发电现状

3.1 国外情况

截至 2025 年 3 月，全球在运核电机组 417 台，总装机容量 377 GWe。在建核电机组 62 台，总装机容量 64.5 GWe [?]

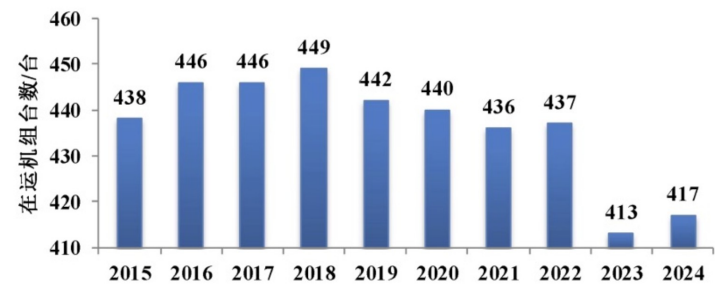


图 2: 历年在运核电机组数统计

美国现有在运核电机组 94 台，总装机容量为 96.95 GWe。大部分核电机组建成于上世纪 70-80 年代，20 世纪后建成的机组有 3 台，分别为瓦茨巴 2 号（2016 年）、沃格特勒 3、4 号（2023 年、2024 年）。近期美国能源部（DOE）曾表示，要实现 2050 年净零排放目标，核电总装机容量还需要增加 200 GWe，计划通过对现有机组升级扩容、新建反应堆及探索新的市场机会来实现。

法国现有在运核电机组 57 台，总装机容量为 62.99 GWe。法国作为核能发电量占比（64.8%）长期位居世界首位的国家，其十分重视核电发展，近年还提出了雄心勃勃的核能复兴计划。

俄罗斯现有在运核电机组 36 台，总装机容量为 26.8 GWe。在建核电机组 4 台，总装机容量为 3.85 GWe。近年，俄罗斯计划通过新建核电机组来逐步取代退役关闭的核电机组。根据其最新的核工业发展规划，俄罗斯未来计划将核能发电量占比从当前的 18% 提高至 24%。此外，俄罗斯在核电出口领域表现突出，向土耳其、孟加拉国、埃及等国出口了 10 余台核电机组。

欧洲其他地区现有在运核电机组为 74 台，总装机容量为 59.2 GWe。在建核电机组 5 台，总装机容量为 5.77 GWe。

世界其他地区现有在运核电机组 98 台，总装机容量为 74.9 GWe。在建核电机组 30 台，总装机容量为 29.05 GWe。

2023 年全球核电发电量总计约为 25520.7 亿千瓦时，约占全球总发电量 9%。

3.2 中国核能发电现状概述

《中国核能发展报告（2025）》蓝皮书显示，截至 2024 年底，我国商运核电机组 57 台，总装机容量 5976 万千瓦，位列全球第三。核电累计发电量 4447 亿千瓦时，居全球第二，占全国累计发电量的 4.72%。在建核电机组 28 台，总装机容量 3370 万千瓦，在建机组装机容量连续 18 年保持全球

第一。

国家核安全局“核动力厂和研究堆监管”公告数据显示，截至 2025 年 3 月 1 日，我国大陆地区已颁发运行许可证的核电机组 58 台、已颁发建造许可证的核电机组 31 台、核准待建核电机组 13 台；共有在役民用研究堆（临界装置）17 座、在建民用研究堆 2 座、正在退役民用研究堆（临界装置）3 座。其中，运行核电机组和在役研究堆一直保持了良好的安全业绩，从未发生过国际核事件分级（INES）2 级及以上的事件或事故，周边的辐射环境质量始终处于正常水平，核电机组和研究堆的运行未对环境和公众产生任何不良影响。

大型先进压水堆（APWR）是世界范围内核能发展的主力堆型，我国自主研发的“华龙一号”和“国和一号”三代大型压水堆，已实现与国外压水堆核电技术的“并跑”，正在进一步开展性能提升研发工作。

此外，小型模块化轻水堆、第四代核反应堆、含四代特征的非水冷型反应堆、微堆等技术也受到各方关注。

3.3 核能发展面临的挑战

3.3.1 安全性能

2011 年福岛核事故后，全球核能发展放缓乃至停滞，部分国家启动退核，关停国内全部核电站。由于核事故的巨大危害性，安全性是核能行业发展的第一原则，安全和质量是核电发展的“生命线”。

目前第三代核电技术通过采用非能动安全系统或增加安全系统冗余度、增设缓解严重事故后果的工程措施以及应用数字化仪控系统等技术，降低核电站的严重事故风险，实现更高的安全目标。

非能动安全系统是指在事故发生时，不依赖外部能源，而是依靠自然现象（如重力、对流、扩散等）来实现安全功能的系统。这种系统的设计理念是利用自然力量来维持核电站的安全状态，从而减少对外部能源的依赖。

主要以美国西屋公司开发的先进压水堆（AP1000）和法德两国联合开发的欧洲压水堆（EPR）为典型代表 [?]

我国自主设计的第三代核电技术代表“华龙一号”（HPR1000）以“177 组燃料组件堆芯”、“多重冗余的安全系统”和“能动与非能动相结合的安全措施”为主要技术特征，采用世界最高安全要求和最新技术标准，从核能技术成熟型、核能安全性与经济性的角度来看，都满足国际原子能机构的要求，吸取了“三哩岛核事故、切尔诺贝利核事故、福岛核事故”的经验，提高了设计标准，提升了应对复杂不利工况出现的能力，形成了先进的三代核能系统。为核能可持续发展提供有力保证 [?]

3.3.2 全球天然铀产能

根据世界核协会（WNA）数据，2022 年全球 U_3O_8 （八氧化三铀）供应量 58201 吨，相当于 49355 吨 U，占公用事业全年需求量的 74%，剩余部分则由二次供给补充。根据 WNA 统计，截至 2021 年，全球生产成本在 130 美元/kg U（约 50 美元/lb U_3O_8 ）以下的合理确定资源和推断资源合计 607.85 万吨 U；而每 GW 核电装机每年约消耗 150~200 吨 U，首次燃料装载则需要 300~450 吨 U。以全球核电装机 400 GW 测算，以上铀资源约可使用 100 年 [?]

随着全球核能复苏，新建核电逐渐投产，全球铀矿需求将持续提高，供给缺口可能扩大，铀资源可用年限进一步缩短，导致全球天然铀市场价格明显提高；另一方面，受福岛核事故影响，2011 年后全球核电发展放缓、停滞甚至倒退，铀资源企业减少了铀矿勘探、开采开支，新矿山储备较少，而新矿山从前期勘探、审批到建成投产周期一般在 10 年以上，近年新增铀矿产能主要是原有矿山的复产和增产 [?]

3.3.3 核电厂址要求严格，条件优秀的厂址有限

出于对核电运行安全性的考虑，核电站选址条件苛刻，需要确保核电站不受到自然灾害或外部人为因素等的影响，即使发生事故时，也能够有效降低对周围环境以及居民生产生活的影响。国家能源局要求核电厂址满足以下 6 个条件：

1. 核电厂址尽量选择人口密度相对较低，离大城市较远的地点。半径 5 千米范围不宜有 1 万人以上乡镇；10 千米范围内不宜有 10 万人以上城镇，40 千米范围内不宜有 100 万人以上的大城市。

2. 核电厂水源应该满足装机容量取水要求（内陆核电厂采用淡水循环冷却，取水量不超过每百万千瓦 1.2 立方米/秒；沿海核电厂，取水量不超过每百万千瓦 0.05 立方米/秒）。

3. 核电厂址附近范围内不应存在能动断层，厂址不受火山活动及其他严重地震、地质灾害的威胁，地基地质条件好。

4. 核电厂的交通运输应便捷，设置进厂道路、应急和施工道路。厂址应具备可行的建造大件运输通道或大件码头条件。

5. 核电厂厂址尽量选择距离电力负荷中心较近区域，且电网可靠性高、厂外电源应有两个独立系统。

6. 核电厂址可提供厂区 0.146 平方米/千瓦的用地和厂外施工临时用地，厂址场地标高应高于设计基准洪水位。

目前我国在建及在运核电站均为沿海核电，可供选择的厂址有限；内陆核电目前尚未放开，主要原因是核电冷却取水和安全等问题。

3.3.4 核电冷却取水问题

由于核电站的效率低，核电厂每发 1 kW 电所释放的废热要比同级燃煤电厂多 40%，这种废热必须转移到环境中去，传统的转移办法可以用冷却塔，或者利用河流、池塘或海洋。如采用水冷却，则所需的总水量大得惊人，1000 MW 机组核电站冷却水量为 28400 L/s，水温通常要升高 100 °C。

由于温度升高，可能产生各种各样的化学和生物学的影响 [?].

为了解决热污染问题，一些核电站采用热电联产技术，将过剩热量用于区域供暖、工业供热等，提高能源利用效率，如我国的海阳、秦山、红沿河等核电厂已实现核能供暖。

以海阳核电站为例，海阳核电厂是我国首个实现核能商业供热的核电站。2019 年，海阳核电站 70 万平方米供热项目作为我国首个核能供热商用工程投运。2021 年 11 月 9 日，国家电投旗下的“暖核一号”——国家能源核能供热商用示范工程二期 450 万平方米项目在山东海阳正式投运，供暖面积覆盖海阳主城区，惠及 20 万居民。2023 年 3 月 20 日，“暖核一号”县域级 202.5MW 核能供热工程圆满完成第二个供暖季任务，为近 500 万平方米居民持续安全稳定供热。该项目投运后，海阳核电 1 号机组成为世界上最大的热电联产机组，取代了当地 12 台燃煤锅炉，每个供暖季预计节约原煤 10 万吨，减排二氧化碳 18 万吨、烟尘 691 吨、氮氧化物 1123 吨、二氧化硫 1188 吨、相当于种植阔叶林 1000 公顷，同时减少向环境排放热量 130 万吉焦，有效改善区域供暖季大气环境和海洋生态环境 [?].

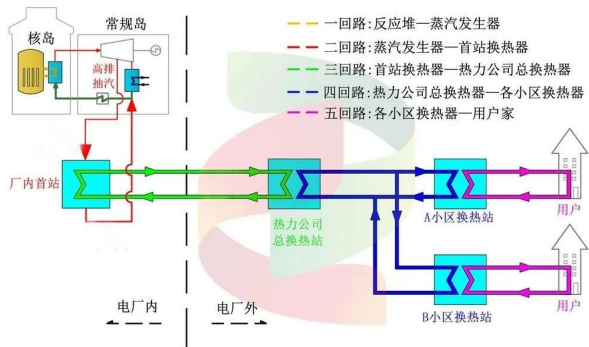


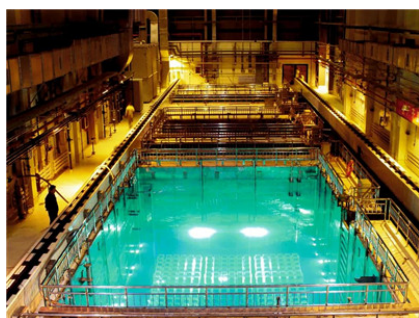
图 3: 海阳核能供热原理图

3.3.5 乏燃料和核废料的处理

核废料是指在核燃料生产、加工和核反应堆中使用过的不再需要的并具有放射性的废物。核废料按放射性水平分为低、中、高放废料。低放废料通常经过压缩、固化等处理后，放置在近地表处置场；中放废料一般经过固化处理后，深埋于地下；高放废料处理难度最大，需经过玻璃固化等技术处理后，深埋于地下数百米深处的稳定地质构造中。

乏燃料指的是在反应堆中“燃烧”到一定程度后，从堆中卸出的核燃料。乏燃料从反应堆内移出后仍然具有很高的放射性，同时释放大量的衰变热，通常先妥善贮存，待放射性和余热降到一定程度后再进行后续的操作与处理，释放余热的过程可能持续数月乃至数年。

乏燃料贮存有湿式和干式两种方式。湿式贮存就是采用水池贮存，发展较早，技术相对成熟，具有冷却能力高、密集贮存和易于操作等特点。干式贮存是通过干式贮存容器或设施来贮存乏燃料，具有很大的灵活性、扩展性和多样性。干式贮存设施主要包括混凝土容器和金属容器等。



(a) 湿式



(b) 干式

图 4: 乏燃料贮存

对乏燃料的处理主要有两种思路，第一种是一次通过，即乏燃料经过冷却、包装后作为废物直接处置，不再循环利用；第二种是进行后处理，回收有用核素再利用，仅对分离出的废料进行处置，称作闭式循环。乏燃料含有的核素中，铀、钚可以重新制成燃料元件，另外一些元素如氦、锶、钇、

铯、钷、镱、镱等，在国防、宇宙能源、医疗卫生、工业和科学研究等领域具有重要作用 [?]

目前对于乏燃料的主流处理方式仍是掩埋和储存，无法完全解决乏燃料问题且需要长期监测，成本高昂，而乏燃料的后处理和回收再利用目前仍未完全成熟。

4 世界核能发电的未来

全球及我国核电发展正处于重要的战略机遇期，虽然面临诸多挑战，但前景依然广阔。通过不断加强技术创新、优化产业布局、完善政策体系、提升公众认知等多方面的努力，我国核电产业有望实现持续健康发展，为全球能源转型和应对气候变化做出更大贡献。

前面的论述已经提及了一部分核电未来的发展，本节将综合论述核电的未来并重点论述中国的核电规划。

4.1 世界核电发展概述

在全球能源结构加速转型与应对气候变化的大背景下，核电凭借其清洁、高效、稳定的特性，正迎来前所未有的发展机遇，成为全球能源格局重塑的关键力量。《联合国气候变化框架公约》第 28 次缔约方会议（COP28）上，22 个国家和地区签署的《三倍核能宣言》，明确提出到 2050 年将核电装机容量提升至 2020 年的 3 倍 [?]。这一具有里程碑意义的举措，为全球核电发展注入了强大信心，也标志着核电复兴进入实质性推进阶段。国际能源署（IEA）、国际原子能机构（IAEA）基于对全球能源需求增长、碳排放控制目标以及核电技术进步等多方面因素的综合考量，均上调了 2050 年核能发电装机容量、发电量、所占份额的预期。这充分凸显了核电在未来全球能源体系中愈发重要的战略地位。

在全球核电复兴浪潮中，中国核电发展表现尤为亮眼，展现出强劲的发

展势头与巨大的发展潜力。自 2022 年至 2023 年，我国连续两年每年核准 10 台核电机组 [?], 这一数据不仅彰显了我国对核电发展的坚定决心，更体现了我国核电建设的雄厚实力与高效推进能力。2023 年 12 月 29 日，国务院常务会议决定核准广东太平岭、浙江金七门核电项目，进一步推动了我国核电建设进程。截至 2025 年 4 月 28 日，我国在运和核准在建装机容量已超过 1.2 亿千瓦，这一规模在全球核电领域占据重要地位，成为我国能源结构优化升级的重要支撑。

4.2 中国核能发电规划

4.2.1 综合规划

《中国核能发展报告（2025）》对我国核电未来发展做出了前瞻性的乐观预测。报告指出，按照当前的建设速度和节奏，2030 年前我国在运核电装机规模将跃居世界第一，这将是我国核电发展史上的重要里程碑，标志着我国核电产业从跟跑迈向领跑阶段。到 2040 年，我国核电装机容量需达到 2 亿千瓦，发电量占比约 10%。这会进一步巩固核电在我国能源供应体系中的重要地位。从更长远的时间维度来看，2030 年、2035 年、2050 年核电装机容量预计分别达 1.31 亿千瓦、1.69 亿千瓦、3.35 亿千瓦，发电量占比分别为 10%、13.5%、22.1%。预计到 2030 年、2035 年，核电以华东、南方地区为主，华东、南方区域核电装机占全国比重占比分别为 80%、77.5%；到 2050 年，华中地区核电装机迅速提升，容量达到 6700 万千瓦，占全国比重的 20%，居于全国第三位，并将内陆核电重启纳入测算体系 [?]。这些数据表明，核电将在我国能源结构转型中发挥越来越关键的作用，逐步成为保障国家能源安全、推动经济可持续发展的重要能源支柱。

当前，我国核电主要集中在华东、南方地区，这与这些地区经济发达、能源需求旺盛以及沿海地区便于建设核电站的地理条件密切相关。然而，随着我国经济社会的全面发展，华中地区电力需求增长迅速，能源供应压力日

益增大。从长远发展来看，核电布局逐步向华中地区扩展，内陆核电重启成为必然趋势 [?]。这一布局调整是基于我国能源资源分布不均、区域经济协调发展以及电力结构优化等多方面因素的综合考虑。通过在华中地区发展核电，可以有效缓解当地能源供应紧张局面，减少对传统化石能源的依赖，同时也有助于实现全国电力资源的合理配置，促进区域经济协调发展。

在核电技术创新与产业升级方面，我国坚持“热堆 - 快堆 - 聚变堆”核能“三步走”战略，不断加大对核电技术研发的投入力度，取得了一系列显著成果 [?]。第四代核电技术、小型模块化反应堆（SMR）和核聚变技术攻关取得积极进展。快堆技术具有将铀资源利用率提升 40 倍以上的巨大优势，预计 2040 年后有望成为主力堆型，这将极大地提高我国核电的资源利用效率，降低对进口铀资源的依赖程度，保障国家能源安全。聚变堆则预计在 2050 年后实现商业化，一旦成功，将为人类能源供应带来革命性的变革，彻底解决能源短缺问题。

与此同时，AI 与核能的深度融合为核电行业带来了全新的发展机遇与变革。以宁德核电的“锦书”大语言模型为例，其实现设备故障预测准确率超 88%，这一技术的应用能够提前发现设备潜在故障，及时进行维修和维护，有效避免因设备故障导致的停机事故，提高核电运行的安全性和可靠性。中广核 AI 系统将堆芯装料核查时间从 4 小时缩短至实时监测，大大提高了工作效率，降低了人工成本，推动了核电产业向智能化、数字化方向发展。这些 AI 技术在核电工程设计研发、工程建造、智能运维、智能决策等方面的广泛应用，不仅提升了核电行业的智能化水平，还为核电产业的可持续发展注入了新的动力 [?]

小型模块化反应堆（SMR）作为未来核能发展的重要趋势之一，具有诸多独特优势 [?]。其电功率通常为数十兆瓦到百兆瓦，建设周期短、布置灵活、适应性强、选址成本低，能够满足不同地区、不同用户的能源需求。同时，SMR 还可以节约资金成本，并降低环境和金融风险，具有较高的经济可行性和环境友好性。钍基熔盐堆核能系统（TMSR）作为第四代先进核

能系统 6 个候选之一，包括钍基核燃料、熔盐堆、核能综合利用 3 个子系统。钍基核燃料储量丰富、防扩散性能好、产生核废料更少，是解决长期能源供应的一种极具潜力的技术方案。我国对 SMR 和 TMSR 的研发和探索，有助于在未来核电技术竞争中占据优势地位，推动核电产业可持续发展。



图 5: 全球首个陆上商用 SMR（中核集团-海南）

在核电市场与综合利用领域，我国也取得了显著进展。核电参与电力市场交易的比例持续上升，从 2020 年的 30% 左右提升至 2024 年的 46.1% [?], 这一数据的变化反映了我国电力市场改革的不断深化以及核电市场竞争力的逐步提升。随着我国电力市场的不断完善和发展，核电作为稳定可靠的电源，未来将承担基荷电源角色，在保障电网稳定运行方面发挥重要作用。在新型电力系统构建过程中，随着新能源占比逐步提升，电力电量实时平衡、频率与电压支撑不足等问题日益突出，核电的基荷电源作用将为电网稳定运行提供坚实保障。

核能综合利用也在加速推进，小型堆可实现区域供暖、制氢等多场景应用，核能制氢技术经济性持续提升，进一步拓展了核电的应用领域和价值。在东北等供暖季较长的地区，小型堆核能供暖可以有效替代传统化石能源供暖，减少污染物排放，同时满足当地居民的供暖需求，实现经济效益和环境效益的双赢。核能制氢则为氢能产业发展提供了清洁、高效的制氢途径，有助于推动我国能源结构向低碳化转型，促进氢能产业的发展壮大。

4.2.2 中国十四五规划 [?]

能源结构低碳化转型加速推进，全球应对气候变化开启新征程，清洁低碳能源发展迎来新机遇。核电作为清洁、高效、稳定的能源，在我国能源结构低碳转型中具有重要地位。规划提出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，明确了核电在“十四五”期间的发展基调。

发展核电要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。同时，开展三代核电技术优化研究，推动新一代核能体系发展，加快以熔盐堆为代表的第四代核能系统及相关的核能制氢、高温热利用等综合利用技术研发。将相关任务列入国家科技重大专项，落实并建设核能制氢、核能供热等综合利用示范项目，为我国核电技术创新和产业升级指明了方向。

此外，规划还提出推动核电等上网电价市场化改革，促进核电在电力市场中的公平竞争，提高核电的市场适应性和经济竞争力。积极推动核电国际合作，凭借我国先进的核电技术和丰富的建设运营经验，加强与国际核能领域的交流与合作，推动我国核电全产业链“走出去”，提升我国核电在国际市场的影响力和竞争力。

4.3 中国核能发展的挑战

我国核电发展面临着诸多挑战。公众对核电尤其是内陆核电存在认知疑虑，尽管我国核电机组长期保持安全稳定运行，但“核”相关的敏感话题仍易引发公众担忧。这主要是由于公众对核电知识了解有限，对核电安全存在误解。相关调查显示，部分公众对核电的辐射风险、核废料处理等问题存在担忧，这在一定程度上影响了核电项目的推进和发展。因此，需加强核科普和完善涉核法律法规，通过多种渠道向公众普及核电安全知识，提升

公众对核电安全的信任，为核电发展营造良好的社会舆论环境。

核电经济性面临挑战，当前电价约 0.4153 元/千瓦时 [?], 受煤电容量电价政策冲击，火电可报更低价格，同时铀资源涨价风险也增加了核电成本。与其他电源相比，未来核电成本仍存上涨的可能，一是安全标准的不断提高带来的新建工程造价上升或改造投入增大，二是在全球核能加速复苏下铀资源价格可能进一步提高。为提升核电的经济竞争力，需通过标准化建设、自主化技术降低单位造价，并推动核电纳入绿电、绿证体系，提升其低碳价值认可度。此外，还需要进一步优化核电产业政策，完善电价形成机制，确保核电在市场竞争中具有合理的价格优势。

核电灵活性不足，作为基荷电源，其功率和运行状态相对稳定，难以适应电力市场需求的快速波动 [?]。在电力市场中，尤其是现货市场，需求瞬息万变，需要电源能够根据市场需求进行及时调节。而核电由于其运行特点，缺乏灵活性，这使其在电力市场中面临更大的挑战。同时，核电要分摊的辅助服务费用会比较多。在“双碳”目标牵引下，我国电力系统装机中新能源占比持续提升，支撑电网运行的系统配套费用大幅提升，而目前我国电力系统辅助服务费主要还是在电源侧平衡和博弈。由于核电的灵活调节能力不足，难以参与提供调峰调频等辅助服务，辅助服务费用分摊会持续增加，未来压力会更大。需探索“核电 + 储能”等新的运行模式，或通过需求响应机制提升灵活性，同时优化电力市场设计，保障核电消纳。

铀资源对外依存度高，核燃料闭式循环、快堆商业化应用仍存在技术瓶颈，影响产业链的自主可控和可持续发展。我国铀资源储量相对有限，对进口铀资源的依赖程度较高，这给核电产业的发展带来了一定的安全风险。同时，核燃料闭式循环和快堆商业化应用技术的研发和应用还需要进一步突破，以实现核电产业链的完整和自主可控。因此，需强化科研专项支持和资源统筹，加大对铀资源勘查开发和相关技术研发的投入。

此外，现有绿色低碳交易体系未纳入核电，核技术应用产业规模较小，内陆核电重启还需解决安全法规和公众接受度等问题。核电作为清洁低碳

能源，其清洁低碳属性未能在现有绿色低碳交易体系中得到充分体现，这不利于核电产业的可持续发展。此外，我国核技术应用产业起步较晚，与发达国家相比存在较大差距。内陆核电重启需要完善相关安全法规和标准，同时提高公众对内陆核电的接受度，这些都需要在未来发展中逐步解决，以推动我国核电事业持续健康发展。

参考文献

- [1] 史永谦. 核能发电的优点及世界核电发展动向. 能源工程, 1:1–6, 2007.
收稿日期: 2006-10-12.
- [2] National Nuclear Safety Administration of China. Analysis of the u.s. accelerating advanced nuclear energy act. <https://nnsa.mee.gov.cn>, 2024. Accessed 2025-05-08.
- [3] U.S. Energy Information Administration. Nuclear power generation in the united states, 2024.
- [4] International Atomic Energy Agency. Nuclear power in japan after fukushima. Technical Report TR-573, International Atomic Energy Agency, 2011.
- [5] World Nuclear Association. Nuclear power in france. <https://www.world-nuclear.org>, 2025. Accessed 2025-05-08.
- [6] China Atomic Energy Authority. China’s nuclear energy development strategy. White Paper CAEA/WP-2023-01, China Atomic Energy Authority, 2023.

- [7] German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action. Energy policy adjustment after the 2025 election. <https://www.bmwi.de>, 2025. Accessed 2025-05-08.
- [8] Rosatom. International nuclear projects report, 2025.
- [9] Swedish Energy Agency. Sweden's 100 <https://www.energimyndigheten.se>, 2023. Accessed 2025-05-08.
- [10] 国家核安全局. 国外核安全观察哨 | 第 12 期. https://nnsa.mee.gov.cn/ztlz/haqshmhsh/gwhaqgcs/202503/t20250313_1103961.html, March 2025. Accessed: 2025-05-08.
- [11] 国家能源局. 三代核电安全系统比较分析 (一). https://www.nea.gov.cn/2012-01/12/c_131355657.htm, January 2012. Accessed: 2025-05-08.
- [12] 王智. 第三代先进核能系统重要安全设计分析 - 科普文章. <http://www.nuclear.net.cn/portal.php?mod=view&aid=13489>, October 2017. Accessed: 2025-05-08.
- [13] 未来智库. 2025 年四代核电专题报告: 解决核能利用痛点, 向“终极能源”过渡 - 报告精读 - 未来智库. <https://www.vzkoo.com/read/2025011351a9afe40804613a104a5c3f.html>, January 2025. Accessed: 2025-05-08.
- [14] 陈国云 and 范杜平. 核能发电的特点及前景预测. 电力科技与环保, 27(5):48–50, 2011.
- [15] 中国核电网. “暖核一号”投运! 海阳成为全国首座“零碳”供暖城市, 11 2021.

- [16] 国家核安全局. 认识乏燃料. https://nnsa.mee.gov.cn/ztzl/haqshmhsh/hyfsaqkp/kptw/202406/t20240624_1076989.html, June 2024. Accessed: 2025-05-08.
- [17] 国家核安全局. 核电复苏趋势强劲发展步伐仍需加快——专访中国能源研究会研究员、双碳产业合作分会主任黄少中. https://nnsa.mee.gov.cn/ywdt/hyzx/202401/t20240118_1064180.html, January 2024. Accessed: 2025-05-08.
- [18] 中国核能行业协会. 中国核能发展报告 2025, 2025.
- [19] 张振兴. 2030、2050 年我国核电发展战略展望. <http://www.ns.org.cn/site/content/7339.html>, December 2019. Accessed: 2025-05-08.
- [20] 王建强, 戴志敏, and 徐洪杰. 核能综合利用研究现状与展望. 中国科学院院刊, 34(4):460–468, 2019.
- [21] 中华人民共和国国务院. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要, 3 2021. Accessed: 2025-05-08.