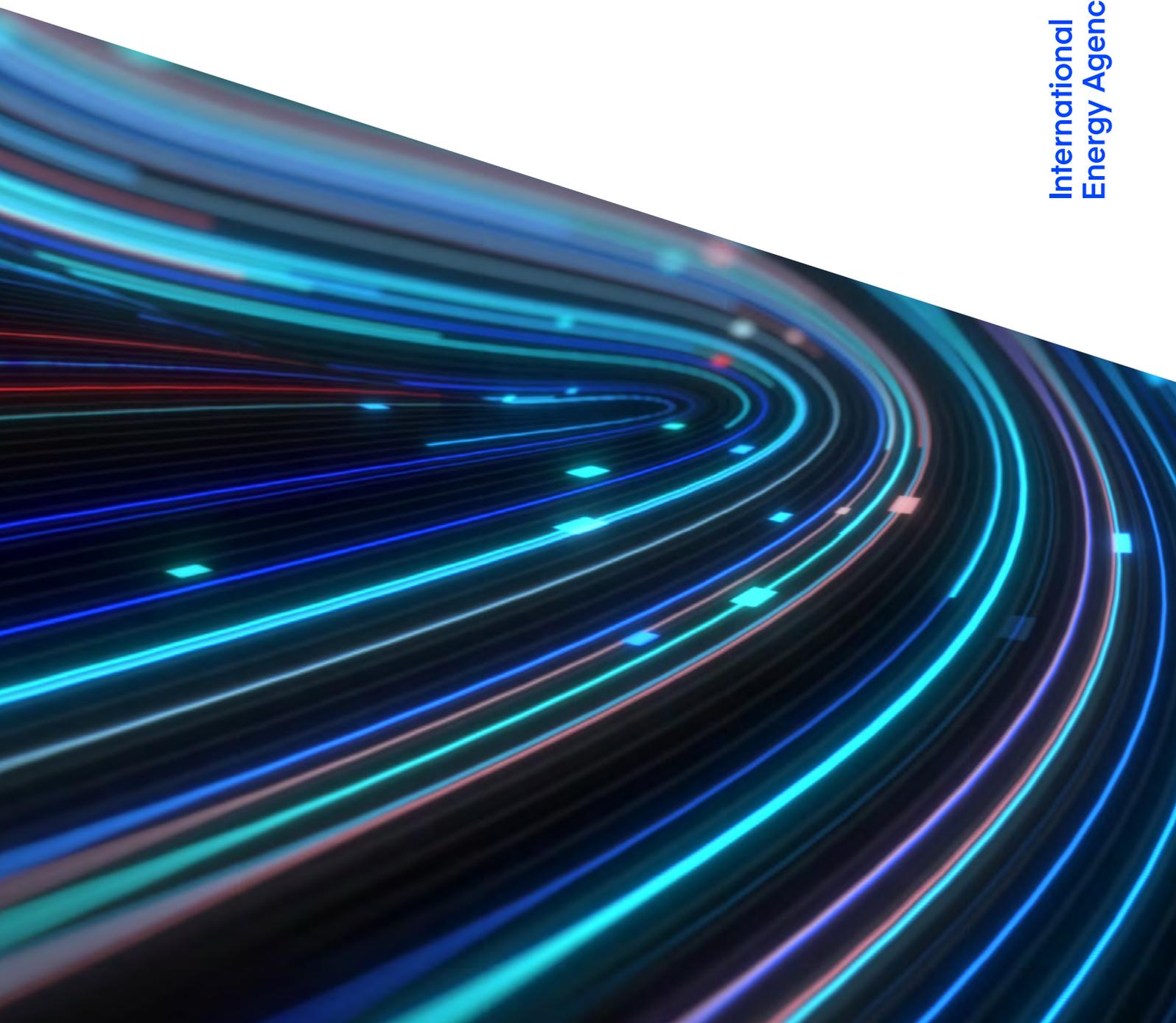




核电与保障能源转型

从今日的挑战到明日的清洁能源体系

International
Energy Agency



INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

The IEA examines the full spectrum of energy issues including oil, gas and coal supply and demand, renewable energy technologies, electricity markets, energy efficiency, access to energy, demand side management and much more. Through its work, the IEA advocates policies that will enhance the reliability, affordability and sustainability of energy in its 31 member countries, 10 association countries and beyond.

Please note that this publication is subject to specific restrictions that limit its use and distribution. The terms and conditions are available online at www.iea.org/t&c/

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

Source: IEA. All rights reserved.
International Energy Agency
Website: www.iea.org

IEA member countries:

Australia
Austria
Belgium
Canada
Czech Republic
Denmark
Estonia
Finland
France
Germany
Greece
Hungary
Ireland
Italy
Japan
Korea
Lithuania
Luxembourg
Mexico
Netherlands
New Zealand
Norway
Poland
Portugal
Slovak Republic
Spain
Sweden
Switzerland
Republic of Türkiye
United Kingdom
United States

The European Commission also participates in the work of the IEA

IEA association countries:

Argentina
Brazil
China
Egypt
India
Indonesia
Morocco
Singapore
South Africa
Thailand



摘要

《核电与保障能源转型：从今日的挑战到明日的清洁能源体系》为国际能源署最新发布的报告，着眼于如何利用核能解决当今世界面临的能源和气候两大危机。俄乌冲突以及由此引发的全球能源供给中断，让各国政府不得不重新审视本国的能源安全战略，愈发重视能源供给多元化，并立足国内供给能源。对许多政府而言，核能无疑是实现这一目标的最佳选择之一。同时，许多政府近年来也进一步提高了净零排放的目标和承诺。《核电与保障能源转型》报告是国际能源署 2021 年里程碑报告《净零排放 2050：全球能源部门路线图》的扩展，深入探讨核电作为一种低排放电力的潜在作用，可按需求作为风能、太阳能等主流可再生能源转型到净零排放电力系统的补充。

在这一背景下，本报告对核能投资在成本、业绩、安全和废物处理方面所面临的困难——特别是发达经济体在这些方面的困难——进行了调查研究。本文研究了既要实现净零排放目标又要核电低于国际能源署路线图预期的额外挑战，以及让核电在能源转型中发挥更大作用所需达到的成本目标。对于接受核电的国家，本报告探讨可以对政策、监管和市场做出的潜在改变，从而创造出新投资机会。此外，文中还探讨了新技术——特别是小型模块化反应堆——的作用及其潜在发展与部署。

致谢、参编人员与评审

本报告由能源市场和安全部主任 **Keisuke Sadamori** 策划、协调。

本报告主要编制人员：**Peter Fraser**、**Brent Wanner**、**Keith Everhart**、**Antoine Herzog**。本报告主要参编人员：**Luis Lopez**、**Zoe Hungerford**、**Max Schoenfisch**、**Yunyou Chen**。

感谢国际能源署高层及其他同事提供的宝贵意见和反馈，特别感谢：**Laura Cozzi**、**Tim Gould**、**Timur Gül**、**Amos Bromhead**、**Alessandro Blasi**、**Alejandro Hernandez**、**Fengquan An**、**Brian Motherway**、**Hiroyasu Sakaguchi**、**Rebecca Gaghen**、**Nick Johnstone**。

感谢国际能源署通信和数字化办公室在本报告定稿以及网上资料方面提供的帮助，特别感谢：**Jad Mouawad**、**Therese Walsh**、**Jethro Mullen**、**Astrid Dumond**、**Allison Leacu**。

感谢 **Trevor Morgan**（主编）和 **Adam Majoe**（文字编辑）在编辑方面提供的支持。

此外，感谢经合组织核能署等专家会为本报告编制小组提供的宝贵意见和资料，特别感谢 **Michel Berthélemy**。感谢国际原子能机构的 **Wei Huang**、**Henri Paillère** 等、世界核协会的 **Sama Bilbao y León** 等、Terraprxaxis 公司的 **Kirsty Gogan** 和 **Eric Ingersoll** 在讨论中提出宝贵意见。

特别感谢 **Chris Levesque**（泰拉能源公司）、**Renaud Crassous**（纽沃德）、**Dominique Minière**（安大略省电力公司）、**Cosmin Ghita**（罗马尼亚核电公司）、**John Parsons**（麻省理工学院）、**Rumina Velshi**（加拿大核安全委员会）、**Declan Burke**（英国商业、能源和工业战略部）、**Bruce Smith**（阿联酋联邦水电公司）、**Sheng Zhou**（清华大学）、**Yasuharu Kimura** 和 **Ikuo Hoshino**（日挥株式会社）、**Alastair Evans**（罗尔斯·罗伊斯）等接受小型模块化反应堆相关采访。

除此以外，还要感谢以下人员参与本报告的外部评审：

Daniel Balog	匈牙利外交部
Marco Baroni	独立顾问
Maximilian Barth	德国国际合作机构
Jean-Paul Bouttes	独立顾问
Diane Cameron	核能署

Juan Ignacio del Castillo Campos	西班牙工业、贸易和旅游部
Ewa Chmura-Golonka	波兰气候与环境部
Gwangjun Choi	韩国外交部
Russell Conklin	美国能源部
Renaud Crassous	法国电力集团
François Dassa	法国电力集团
Jac Goodman	美国能源部
Hiroyuki Goto	核能署
Volker Holubetz	奥地利联邦气候保护、环境、能源、交通、创新和技术部
Esa Hyvarinen	富腾
Jan Horst Keppler	核能署
Ken Koyama	日本能源经济研究所
King Lee	世界核协会
François Lévêque	国立巴黎高等矿业学校
William D. Magwood IV	核能署
Kris McCoy	澳大利亚工业部
Manabu Nabashima	日本外务省
Ritika Nandkeolyar	加拿大全球事务部
David Newbery	英国剑桥大学
Tomasz Nowacki	波兰气候与环境部
Reelika Runnel	爱沙尼亚环境部
Bariş Sanli	土耳其能源与自然资源部
Antonia Vaya Soler	核能署
Markus Wrake	瑞典能源行业研发中心
Sheng Zhou	清华大学

参与本报告编制的个人和组织对报告中的意见和判断不承担任何责任。所有失误疏漏均由国际能源署全权负责。

执行摘要

核能新曙光？

核能可以助力能源部门更加快速、安全地摆脱未减排化石燃料。面对当今全球能源危机，减少对进口化石燃料的依赖已成为能源安全的首要任务。气候危机问题也同样严峻。要在本世纪中叶实现温室气体净零排放，就必须迅速彻底实现发电和供热脱碳。核能运营设施如今遍布 32 个国家，装机容量达到 413 吉瓦（GW），每年可减少全球排放量 1.5 吉吨（Gt）、全球天然气需求 1800 亿立方米，有利于实现上述两个目标。虽然风能和太阳能光伏预计将成为取代化石燃料的主力，但这需要有可调度资源作为补充。核能是当今仅次于水电的第二大低排放发电能源，且具有可调度性和增长潜力。对于接受核能的国家，有利于在确保降低排放的同时实现电力系统安全和多元化。

发达经济体已失去市场领先地位。尽管发达经济体拥有的核电装机容量占全球近 70%，但相关投资已现停滞，且新项目预算和进度都与预期目标相距甚远。因此，项目研发模式和首选设计方案也发生变化。在 2017 年初开始建设的 31 个反应堆中，有 27 个由俄罗斯或中国设计。

出于安全和核废物处理方面的顾虑，有些国家仍对核电有所限制。2011 年日本福岛第一核电站事故破坏了公众对核电的信心，开始重视有力的独立监管监督。事故风险是禁止核电或逐步淘汰核电政策背后一个主要原因。虽然在高放核废料处置方面取得了一定进展，已有三国批准通过核废料处置场项目，但一直难以取得公众认可和政治认同。

政策格局不断变化，为核电归来创造新机遇。目前已有 70 多个国家（能源相关温室气体排放量占全球四分之三）承诺将排放量减至净零。虽然在未来低排放电力中可再生能源占比最大，并且有许多国家尚无核电需求预期或是并不希望采用核电，但投资核电计划的国家还是越来越多。英国、法国、中国、波兰和印度近期宣布的能源战略中就考虑让核电发挥重要作用。美国目前就在投资先进反应堆项目。

能源安全问题以及近期能源价格飙升，特别在俄乌冲突爆发之后，突显出非化石能源和国内能源结构多元化的重要性。比利时和韩国最近减少了逐步淘汰现有核电站的计划。英国的国家能源安全战略中有八座大型反应堆新建计划。日本加快重启已通过安全核准的核反应堆，由此可以够释放出欧洲或亚洲其他市场急需的液化天然气库存。

在 1973 年石油危机之后十年里新建的核电站装机容量将近有 170 吉瓦，如今依然占总核电装机容量的 40%。而在过去的十年里，核电新增容量只有 56 吉瓦。在政策支持和严格控制成本的情况下，如今的能源危机也可能会使核能再次复苏。

离开核电，全球净零排放将更加困难

核能是一种成熟的大体量低排放能源，完全可以帮助实现电力供应脱碳。在国际能源署 2050 年净零排放情景（NZE）下，能源部门的排放量从 2020 年到 2030 年要减少约 40%，到 2050 年要降至净零。虽然在该情景下，可再生能源占主导地位并且在供电总量中的占比提高到近 90%，但核能在其中的作用不可小觑。实现净零排放的路径虽然局限颇多，但有效可行，需要世界各国政府及时采取严格的政策措施，从多方面重塑能源体系。

延长核电站寿命是经济实现 2050 年净零排放的必由之路。在现今的核电站中，运营时间超过 30 年的核电站装机容量约 260 吉瓦（约占 63%），这些核电站已接近初始运营许可期限的尾声。尽管在过去三年里，全球有约 10% 的核电站延长了寿命，但到 2030 年，发达经济体在运核电机组量可能会缩减三分之一。在 2050 年净零排放情景下，这些核电站中有一半以上会延长寿命，对其他低排放能源的需求会因此减少近 200 吉瓦。2030 年，大部分延期项目需要的资本成本约为每千瓦（kW）500~1100 美元，每兆瓦时平准化成本通常远低于 40 美元，这在大多数地区都有相当的竞争力，甚至能与太阳能和风能匹敌。

核电对保障全球实现净零排放具有重要作用。在 2050 年净零排放情景下，核电量会从 2022 年初的 413 吉瓦增加到 2050 年的 812 吉瓦。21 世纪 30 年代，核电每年新增容量将达到 27 吉瓦，高于以往所有时期。尽管如此，核电在全球总发电量中的占比还略有下降，只占 8%。新兴经济体和发展中经济体核电增长占全球增量的 90% 以上，其中中国将在 2030 年前成为最主要的核电生产国。发达经济体由于美国、法国、英国和加拿大等主要国家的核电站退役和新建相互抵消，总体核电增长预计在 10%。全球每年的核电投资额将从 21 世纪 10 年代的 300 亿美元提高到 2030 年 1 千亿美元以上，并且在 2050 年之前会一直在 800 亿美元以上。

减少核电会增加实现净零排放目标的难度且成本更高。在 2050 年净零排放情景下，悲观核电方案讨论了不加快核电建设和延长寿命的影响。在这种情况下，总发电量中的核电占比将从 2020 年的 10% 下降到 2050 年的 3%。由此形成的缺口将由太阳能和风能填补，这会促进前沿领域大比例采用波动性可再生能源。储能以及采取碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的化石燃料电厂需求将会随之增加。因此，按照 2050 年净零排放情景的悲观核电情况，投资额需要增加 5000 亿美元，到 2050 年消费者电费平均每年增加 200 亿美元。

必须采取有效方法才能发挥出核能的作用

核电产业要发挥自身作用，必须符合项目的预算和时间要求。这意味着到 2030 年，发达经济体的核电项目价格要到达每千瓦 5 千美元左右，而据报道，同类首堆项目的资本成本（不包括融资成本）就在每千瓦 9 千美元左右。可以通过在开始施工前确定最终设计、对后续机组坚持采用相同的设计以及在同一地点建造多个机组等有效的方

法降低成本。在整个施工过程中采取稳定的监管框架也有助于避免延误。

核电要发挥更大作用，就必须进一步降低建设成本。水电、生物能源和采用 CCUS 技术的化石燃料发电厂是可以代替核能的几种主要可调度低排放资源，如今都面临着扩张挑战。水力发电厂场地以及可持续生物能源供给有限，而扩大 CCUS 规模则存在经济、政治和技术障碍。当这些替代能源有扩张潜力或 CCUS 实现商业化时，核电建设成本需要下降到 2 千~3 千美元/千瓦（按 2020 年美元计算）才能具有竞争力。根据融资成本，此时对应的每兆瓦时核电平准化成本在 40~80 美元（包括退役和废物处置）。如果新项目能够在更多市场达到这一成本水平，核电就可以发挥更大的作用。

核电制氢、产热创造新机遇。迅速扩大低排放制氢是 2050 年净零排放情景的重要支柱，相关的投资额将从当前接近零增长到 2040 年每年 800 亿美元。根据 2050 年净零排放情景成本预测，通过天然气与 CCUS 结合制氢或通过可再生能源电解制氢最为经济。相比这些替代能源，核能要形成竞争力必需将每千瓦的投资成本降到 1000~2000 美元。如果核反应堆与氢用户共处一地，则可以避免运输成本，因此经济性更高。根据 2050 年净零排放情景估算，到 2050 年，多余的核电可生产约 2000 万吨氢气。也可将核电站用于供热联产，取代区域供暖及其他高热用途，但这一市场潜在规模有限，且需将每千瓦的建设成本降到 2 千~3 千美元才有竞争力。

市场需考虑所有业务的附加值

核能和其他可调度发电能源能够为电力系统提供关键业务以支撑可再生能源。在风能和太阳能在电力结构中占据主导以及终结未减排化石燃料发电的情况下，必须辅之以多元化的可调度发电结构，确保供电稳定且具有短期灵活性并可满足高峰时期需求。例如，根据中国碳中和电力系统分析，核电在 2060 年将只占总发电量的 10%，但却满足了几乎一半的惯量需求，这是系统灵活性的重要内容。

批发市场应根据系统业务的价值定价。随着波动性可再生能源比例提高，对系统灵活性、充足性和稳定性等业务的需求也急剧增加。电力市场设计时应充分重视这些业务，不能仅限于电力生产。此外，健全碳定价制度有助于在建立低碳化能源体系的同时，降低成本。

政府需参与新投资项目的融资。核电项目具有资本密集和寿命周期长的特点，有重大政策风险的项目尤其如此，因此大部分私营部门都缺乏充分的投资资金，故核电项目长期以来一直依赖国有或受到管制的垄断组织来保障投资回报并抑制投资风险。融资机制创新，比如英国最近核准了受监管资产基础（Regulated Asset Base）模式，可以帮助确保资金充足，并将风险分摊到最合理之人。

小型模块化反应堆势头正盛

净零挑战刺激了小型模块化反应堆技术发展。在 2050 年净零排放情景中，到 2050 年，有一半的减排得益于小型模块化反应堆等各种技术，但这些技术目前还没有实现商业化。小型模块化反应堆通常指容量小于 300 兆瓦的先进核反应堆，拥有强大的政治和制度支持，美国为此设置了大量补助，加拿大、英国和法国也加大了支持力度，可以吸引私人投资者，为核工业带来新参与者和新供应链。

缩小规模有利于小型模块化反应堆融入。小型模块化反应堆的资本成本较低且本身具有安全和易于废物管理的属性，同时项目风险较小，有利于提高社会接受度并吸引私人投资到研发、示范和发展之中。小型模块化反应堆还可以重复利用退役化石燃料发电厂的场地，将已有的传输、冷却水和熟练劳动力利用起来。此外，还可用于热电氢联产。

需要政策和监管改革来刺激投资。小型模块化反应堆长期部署是否成功取决于政策制定者和监管者是否有强力的支持吸引私营部门投资。根据小型模块化反应堆的属性调整和精简许可和监管框架是关键。许可及定义的国际协调对于拓展全球市场至关重要。保障私人融资需要健全的技术中立政策框架（涵盖分类标准和环境、社会 and 治理领域），这会对资金流动产生越来越大的影响。

小型模块化反应堆要在能源转型中发挥重要作用，需要当机立断。虽然在当下十年期可能只有少数机组能够投运，但根据近期势头，小型模块化反应堆可能在 21 世纪 30 年代开始在能源转型中发挥重要作用，但现在就必须当机立断部署监管和投资并证明商业可行性。这既适用更有经济竞争力的小型进化堆，也适用于各种先进堆。

政策建议

下列建议针对看好核能前景国家的政策制定者。对于选择不使用核能的国家，国际能源署并无意见并充分尊重其选择。

- **延长核电厂寿命。** 授权延长现有核电厂寿命，保证其在安全范围内继续运行。
- **促使电力市场重视可调度的低排放容量电力。** 通过电力市场策划，确保核电厂可以通过公平竞争获得减排或电力保障业务（包括容量可用性和频率控制）补偿。
- **建立融资框架支持新建反应堆。** 建立风险管理和融资框架，以合理的成本为新厂募集资金，将风险公平分摊至投资者及消费者。
- **促进高效和有效的安全监管。** 确保安全监管机构有足够的资源和技能对新项目 and 设计进行及时审查，为新设计制定统一的安全标准，并与潜在开发商和公众沟通交流，确保清楚传达许可要求。
- **落实核废物处置方案。** 尚无高放废物处置设施的国家可促使公民参与相关设施核准和建设的优先级确定过程。
- **加快小型模块化反应堆的开发和部署。** 确定小型模块化反应堆能够实现低排放发电、产热和制氢成本效益的机会，并鼓励向示范项目和供应链发展项目投资。
- **根据业绩重新评估规划。** 为能够按时、按预算安全交付项目产业提供长期支持。

前言

核能在确保能源部门快速、安全实现净零排放方面能够发挥重要作用。虽然全球电力结构脱碳预计将由风能和太阳能光伏占据主导，但这需要灵活且可调度的¹资源作为补充，还需克服一些经济和技术挑战。虽然并非所有国家都会选择核能，但随着许多国家不断提高气候目标以及如今的能源危机，我们有理由重新审视核能的作用。

本报告对核电的作用以及核电安全、经济地发挥潜力所需满足的条件进行了评估。此次报告建立在国际能源署 2019 年《清洁能源系统中的核能》（**Nuclear Power in a Clean Energy System**）报告的分析之上，该报告侧重于核电在发达经济体中的作用和延长现有电厂寿命（当前采用的低成本清洁供电方案）的前景。

上一版报告发布之后，政策环境开始向有利于核能的方向转变。许多国家逐步认识到，要实现艰巨的气候政策目标，需要一大套低碳技术方案。核能对能源安全也有积极作用，在俄乌冲突爆发之后，能源安全问题受到高度关注，如今也成为重要的考虑因素。

本报告对下列问题进行了讨论研究：

- 在向清洁能源体系转型中决定采用核能的国家，核能的增长潜力如何？
- 核电的经济价值以及要实现这一价值需要哪些市场策划要素？
- 要发挥核电潜力需要达到哪些成本指标？
- 核电扩张还需要哪些财政措施支持？
- 小型模块化反应堆（SMR）如何作为现有技术的补充以及有哪些措施可以确保小型模块化反应堆安全、经济并及时部署用于发电产热及制氢？

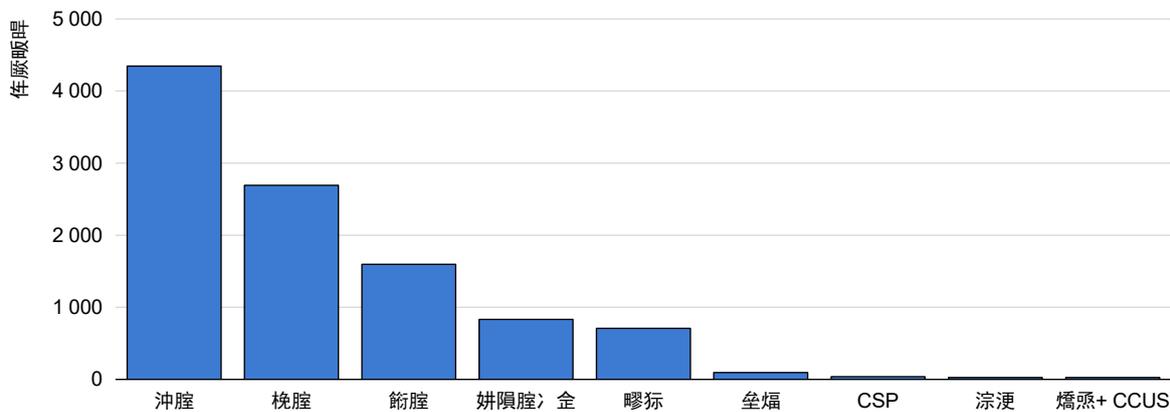
¹ 在需要时，可以根据需要生产并调配给系统的电力。

1.世界核电现状

核能仍然是清洁电力的主要来源

2020年，核电约占全球发电量的10%。虽然与20世纪90年代末的18%相比有所下降，但核电仍是仅次于水电的第二大低排放电力（即非化石能源发电）来源，并且是发达经济体²的主要电力来源。2020年，虽然风能与太阳能等可再生能源大幅增长，但核电量依然超过全球风能与太阳能光伏发电量总和。截至2021年底，全世界有439个核电反应堆在运，遍布32个国家，总容量413吉瓦，其中有约270吉瓦在发达经济体。

2020年全球各类低排放能源的发电量



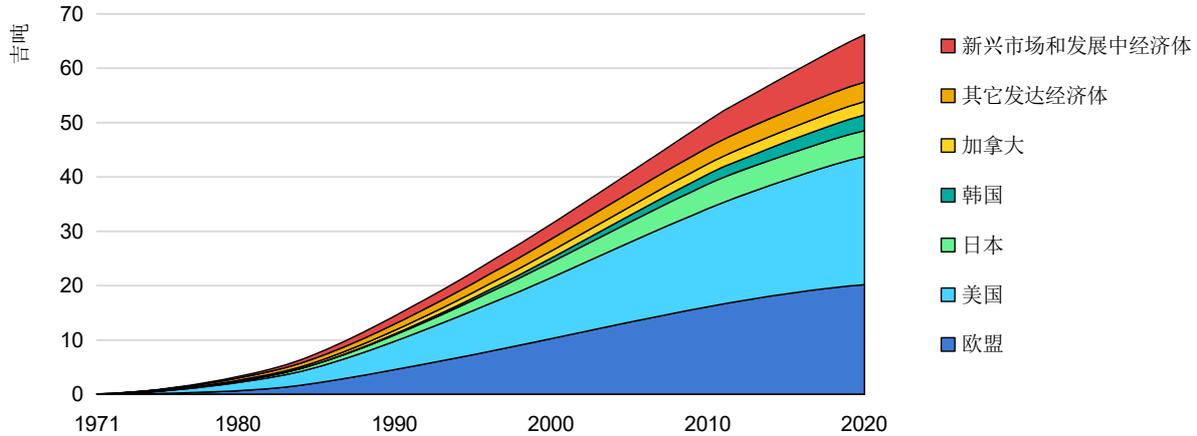
国际能源署版权所有。

注：CSP = 聚光太阳能；CCUS = 碳捕集、利用与封存。
资料来源：国际能源署（2021），《2021年世界能源展望》。

自20世纪70年代以来，核电为缓解全球二氧化碳排放增长做出了重大贡献。在1971年~2020年间，全球二氧化碳减排约66吉吨。³若无核电，在此期间，发电产生的总排放量将增加近20%，与能源有关的总排放量将增加6%。发达经济体减排量在其中占比85%以上。欧盟减排20吉吨，占发电总排放量40%以上，美国24吉吨，占比25%。若无核电，日本的发电排放量将增加约四分之一，韩国和加拿大将增加约50%。

² 澳大利亚、加拿大、智利、欧盟27国、冰岛、以色列、日本、韩国、墨西哥、新西兰、挪威、瑞士、土耳其、英国、美国。
³ 此处假设其他与核电同时扩张的发电能源按各自对应比例相应增长。

不同国家/地区因核电而减少的二氧化碳累计排放量

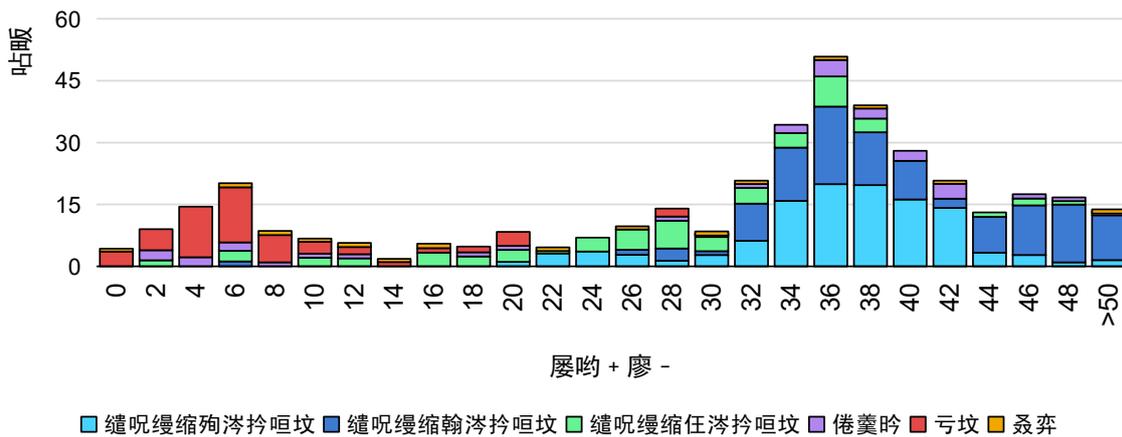


国际能源署版权所有。

发达经济体的市场主导地位日渐式微

发达经济体的反应堆占全球反应堆总量的 70%左右，但反应堆正逐渐老化。各地区核电装机容量的平均寿命差异很大，中华人民共和国（以下简称“中国”）为 5 年、印度 15 年、北美洲 36 年、欧洲 38 年。如今，俄罗斯联邦（以下简称“俄罗斯”）和中国开始占据市场主导地位：2017 年后全球新建反应堆共有 31 座，其中有 27 座是俄罗斯或中国设计的。

各地区运行核电装机容量的寿命分布（截至 2021 年底）



国际能源署版权所有。

注：经合组织欧洲成员国包括比利时、捷克、芬兰、法国、德国、匈牙利、立陶宛、荷兰、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士和英国。经合组织美洲成员国包括加拿大、墨西哥和美国。经合组织亚洲成员国包括日本和韩国。
资料来源：国际原子能机构《动力堆信息系统》。

发达经济体的新核电项目成本高、建设周期长、电力市场和政策环境不景气，有些国家公众还因福岛第一核电站事故对核电项目缺乏信心，导致过去 20 年来，对核电的投资一再拖延。首座第三代反应堆⁴的建造一再推迟，成本严重超支。由于大多数电力市场对核电的低排放和可调度属性仍然没有给予充分补偿，进一步削弱了新核电厂的竞争力。

现有核电厂的运行许可证到期，或因逐步淘汰政策而被迫关闭，或因经济原因而停止运行，未来几年，特别是在发达经济体，核电厂的退役速度将加快。但延长寿命在某种程度上会减缓退役速度。例如，美国迄今已对国内 93 座在运反应堆中的 88 座发布了延期计划，40 年运行许可证批准延期 20 年；其中有 11 座还申请了再延长 20 年，延长后寿命达到 80 年。法国为符合安全要求的电厂制定了一项 10 年滚动延期方案，匈牙利、芬兰、捷克和英国的电厂最近也延期了 20 年。总体而言，延期方案让到 2020 年本应关闭的总核电装机容量中的四分之一左右推迟关闭，到 2030 年这一比例将上升到近 40%。

在中俄的主要推动下投资开始复苏

21 世纪初，各国（尤其是中国和俄罗斯）新增核电装机容量有所减少，但目前开始回升。20 世纪 80 年代，核电装机容量增长达到顶峰，全球新增核电厂 230 吉瓦，主要在欧洲和北美。但在 1979 年美国三里岛和 1986 年苏联时代乌克兰切尔诺贝利发生重大核事故后，20 世纪 90 年代新建核电厂急剧下降，新增核电装机容量仅为 25 吉瓦。

尽管受到 2011 年日本福岛第一核电站事故的影响（此后增加的核电装机容量大部分当时已经在建设中），但 2000 年代和 2010 年代新增核电装机容量分别反弹至 46 吉瓦和 56 吉瓦。2020 年和 2021 年分别有 6 吉瓦和 5.6 吉瓦投产。自 2010 年以来，新增的核电装机容量大部分在中国。

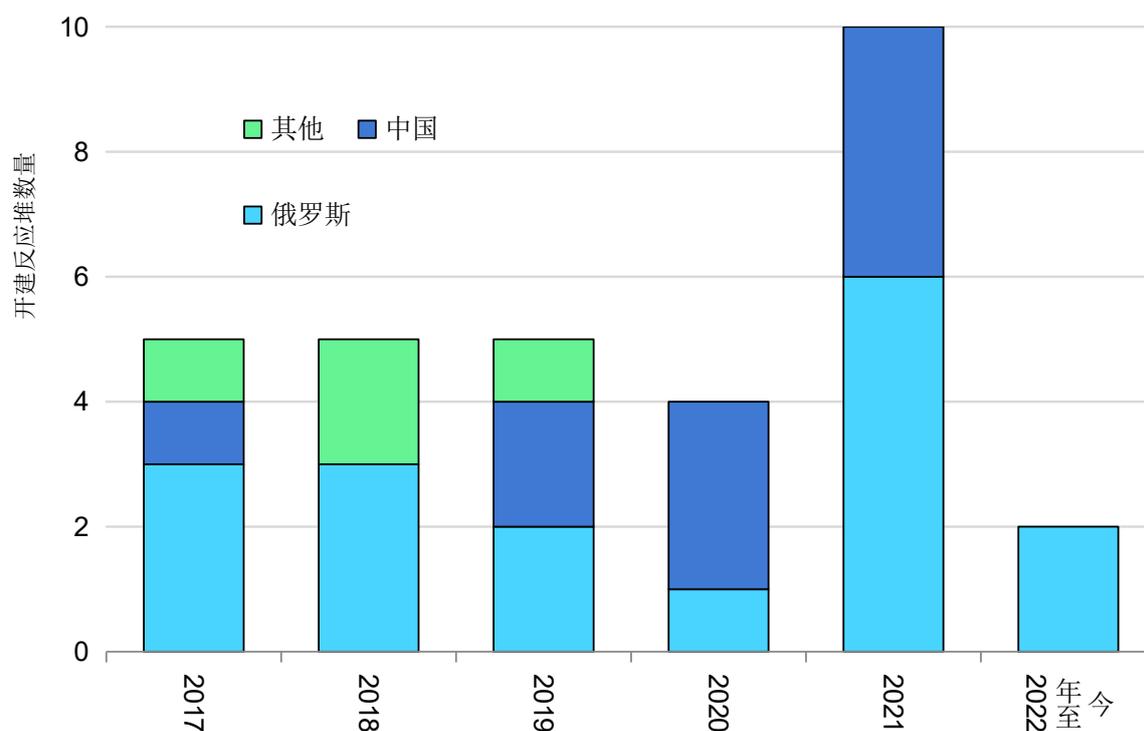
2021 年开工建造的核电厂数量激增，有 10 台机组破土动工，而近年来通常为 4 到 5 台。总体而言，目前有 52 座反应堆在建，总装机容量 54 吉瓦。中国目前在建装机容量为 16.1 吉瓦，韩国 5.6 吉瓦，土耳其 4.4 吉瓦，印度 4.2 吉瓦，俄罗斯 3.8 吉瓦，英国 3.3 吉瓦，其他国家合计 16.6 吉瓦。

在自 2017 年初开始建设的 31 座反应堆中，其中 27 座由俄罗斯设计（17 座）或中国设计（10 座），两座由欧洲设计的反应堆正在英国建造，两台由韩国设计的机组在韩国建造。俄罗斯在出口市场中占据主导地位：中国设计的十台机组都在中国建造；俄罗斯设计的机组只有三台在俄罗斯开建，其余机组分别在土耳其（3）、印度（4）、中国（4）、孟加拉国（2）和伊朗（1）开始建造。

⁴ 与上一代反应堆相比，这一代反应堆旨在通过设计变更降低发生严重事故的风险，并通过使用适当的缓解系统来限制在发生严重事故时对人群和环境的影响，进而提高安全性。

俄乌冲突引发了各国对俄罗斯建造的核电厂出口前景的质疑。芬兰取消了 2013 年签署的俄罗斯国家原子能公司在芬兰的建厂合同，理由是乌克兰冲突可能造成延误和风险增加。

2017 年-2022 年核电建设开工情况（按技术来源国分类）



国际能源署版权所有。

资料来源：国际原子能机构《动力堆信息系统》。

净零承诺让人们再度关注核电潜能

在过去几年中，承诺实现净零排放的国家数量迅速增加。现已有 70 多个国家（占全球能源相关二氧化碳排放量的 76%）作出了净零承诺，内容涵盖二氧化碳或温室气体排放。相比之下，在 2018 年底还只有 6 个国家。此外，还有 60 多个国家承诺实现净零排放或碳中和，但没有明确的时间。这些承诺尚没有具体的政策和措施支持，但却促使人们对各国低排放技术（包括能效）结构加以审视，以实现这些目标。核能因此受益。

2020年-2022年重大核电进展

国家	政策
美国	<ul style="list-style-type: none"> 2022年民用核信贷计划中的一项60亿美元投资，有助于保留美国现有的反应堆。 拨款80亿美元用于示范清洁氢能中心，包括至少一个专门的核能制氢中心。 继先进反应堆示范计划，在七年内对两个核项目共投资32亿美元。
加拿大	<ul style="list-style-type: none"> 2020年小型模块化反应堆行动计划列出小型模块化反应堆的部署步骤。有多个项目获得了联邦和省政府的资助。 宣布基于美国通用电气-日立技术的达林顿小型模块化反应堆项目将于21世纪20年代末投产。
法国	<ul style="list-style-type: none"> 继法国2030投资计划，对所有可以在确保安全的前提下延长寿命的核反应堆，宣布延长寿命。 宣布从2028年开始计划建造六个大型新反应堆，成本约500亿欧元，在2050年前可以选择再建造8个。 投资10亿欧元开发创新反应堆，包括到2030年建成一个小型模块化反应堆。
英国	<ul style="list-style-type: none"> 2022年能源安全战略目标包括新建八个大型反应堆以及小型模块化反应堆，到2050年实现24吉瓦核能发电能力或约25%预测电力需求。 2022年颁布的《核能（融资）法》，为实施受监管的资产基础模型做出了规定。 2021年政府承诺提供2.1亿英镑，还有2.5亿英镑的私人投资，为开发小型模块化反应堆提供资金。
比利时	<ul style="list-style-type: none"> 2022年3月，比利时政府决定采取必要的措施，将两座反应堆的寿命延长十年（至2035年）。
荷兰	<ul style="list-style-type: none"> 2022年讨论建造两个新核电站。
波兰	<ul style="list-style-type: none"> 2020年波兰核电计划计划建造总容量为6-9吉瓦的大型反应堆。 2022年，政府同意部署基于美国技术的小型模块化反应堆，以取代现有的燃煤联产电厂。
韩国	<ul style="list-style-type: none"> 2022年当选的新政府计划支持现有设施的寿命延长方案，重新启动两个厂区的建设，开展和加强小型模块化反应堆合作，试图在2030年前在海外建造10座电厂。
日本	<ul style="list-style-type: none"> 2022年，政府宣布将加强能源安全，以期重启现有的安全反应堆。
中国	<ul style="list-style-type: none"> 在“十四五”期间（2021年-2025年），保持稳定的建设步伐，设定到2025年达到约70吉瓦的目标，而2022年初为53吉瓦。
印度	<ul style="list-style-type: none"> 预计在2023年和2025年间开始建设10座新反应堆，总容量9吉瓦。 采用法国技术建造六座大型反应堆的政治措施。

随着各国向净零未来迈进，通常可再生能源，特别是风能和太阳能光伏，预计将成为最大的发电能源。但越来越多的国家也宣布了新建核反应堆投资支持计划。例如，法国总统马克龙在 2022 年 2 月宣布，计划从 2028 年开始新建 6 座大型反应堆，成本约 500 亿欧元，在 2050 年前可以选择再建造 8 座。法国政府此前承诺在 2030 年前投入 10 亿欧元开发创新堆，包括一个小型模块化反应堆。中国计划继续保持目前的核反应堆建造速度，以利于实现其在 2060 年的碳中和目标。新当选的韩国总统在选举中承诺，通过支持延长现有设施的寿命和重启两个厂区的建设，来扭转该国核电淘汰的局面，同时试图到 2030 年利用韩国技术在海外建造 10 座核电厂。

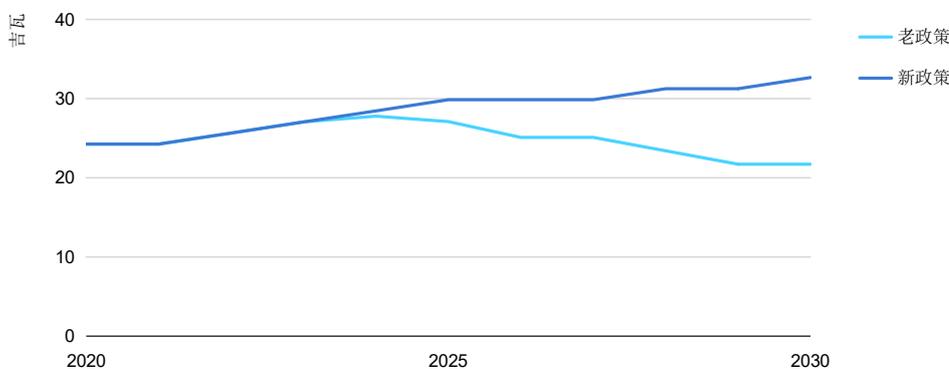
今天对能源安全的关注为核能创造了机会

核能的部署增加了能源结构的多元化，可以促进增加风能和太阳能等波动性可再生能源，也提供了一个大规模减少对化石燃料依赖的机会。20 世纪 70 年代的石油安全危机引发了第一波新建核能项目：在第一次石油危机后的十年里，新建核电厂近 170 吉瓦；这些核电厂目前仍然占在运核电装机容量的 40%。如果政策支持到位，成本得到控制，如今重拾对核能的兴趣可能有类似的效果。

俄乌冲突加剧了全球燃料市场的紧张局面，反过来又刺激电价上涨。根据欧盟能源监管机构合作署（ACER）数据，2022 年 2 月的零售电价平均同比上涨了 30%，其中严重依赖天然气发电的区域价格涨幅最大，如马德里（上涨 55%）和罗马（上涨 80%）。欧洲采取供应从俄罗斯转向多元化的推动举措，该举措可能会在未来一段时间内让燃料价格保持上涨。

核能为各国政府提供了一种选择，可以减少电力行业对化石燃料、特别是天然气的依赖。例如，韩国计划提高核电在韩国总发电量中的比例，根据我们的评估，在未来十年内，该计划会使电力部门的天然气使用量每年减少 50 亿立方至 70 亿立方。

韩国政策逆转对核电装机容量的影响



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署基于国际能源署（2021）《2021 年世界能源展望》的分析。

许多拥有核反应堆的国家依赖进口铀燃料。但核电厂需要不频繁加料，可以减少短期供应中断的风险，且燃料可以储存几年再使用。

扩大核电应用面临的挑战

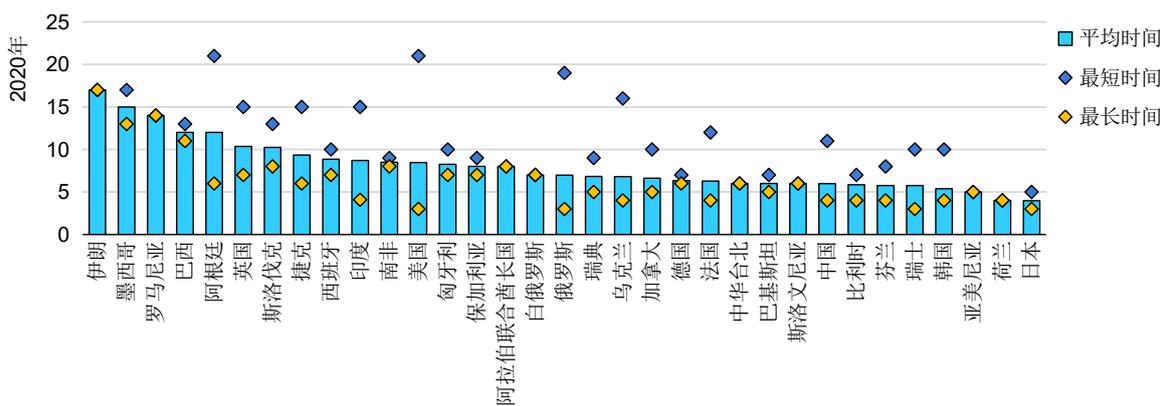
加大核能投资将取决于风险的管理和分配，风险包括项目风险（如电厂建造和技术的相关风险）、政治风险、监管风险、营运风险以及市场或价格风险。

传统核电厂的特点是规模大、资本密集、工期长、施工复杂。这些风险增加了投资者要求的回报，直接影响资本成本，并最终影响平准化度电成本。与其他复杂程度类似的项目一样，核电项目也可能存在严重的延误风险，尤其是首台机组。核电项目需要依赖电力市场结构（有可能改变），政策干预也可能影响盈利能力，一旦建成，市场风险也很大。各国政府进一步通过直接资金支持、购电协议和监管模式等融资支持机制，查明、减轻各利益相关方所承受的风险。

发达经济体面临建造成本增加和交货期延长的问题

近年来，许多国家的核工业都面临着建造成本增加和交货期延长的问题。过去各国核反应堆的平均建造时间差别很大。如今，世界各地在运核反应堆的平均建造时间为 7 年，其中 15 座核反应堆的建造时间不低于 15 年，还有 152 座核反应堆的建造时间不超过 5 年。拥有成熟核计划的国家，如美国、加拿大、法国、中国、韩国和日本，通常建造速度更快。每个核反应堆新项目的授权、选址和许可通常还需要几年的时间。

1967 年-2021 年各国新核电厂的建造时间



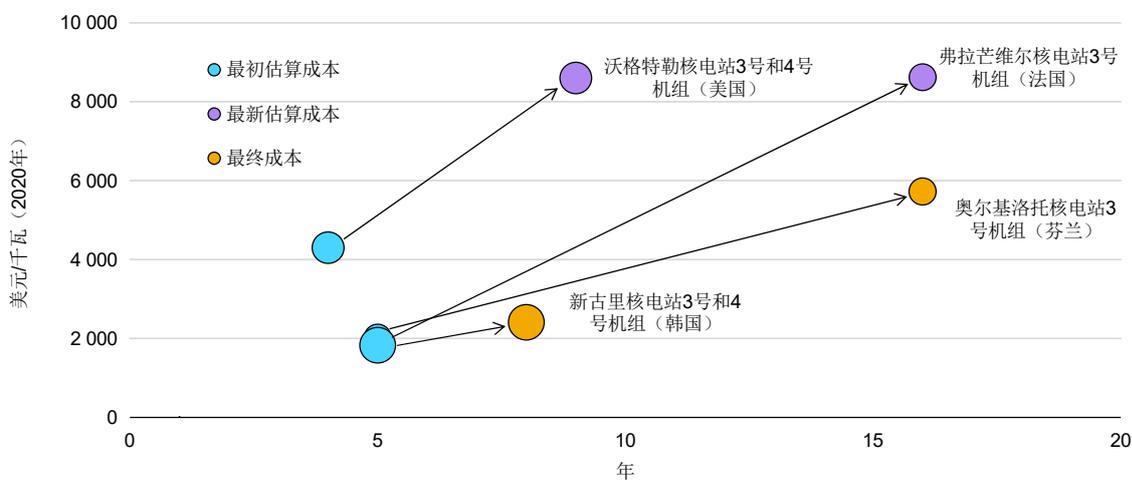
国际能源署版权所有。

注：不包括暂时暂停施工活动的工程。

资料来源：国际能源署基于国际原子能机构《动力反应堆信息系统》的分析

欧洲和美国最近的核电厂建造项目一再拖延，成本严重超支。美国佐治亚州的沃格特勒核电站 3 号和 4 号机组最初预计隔夜成本约为 4300 美元/千瓦，工期四年，但最近估计成本已经增加到近 9000 美元/千瓦，预计 2023 年才能投产（开工后九年）。这将是美国建造的第一批 AP1000 机组，中国已经有四台在运 AP1000 机组。即使是在建设表现相对较好的韩国，最近大多数机组也一再拖延，成本超支。第一批 APR1400 新古里 3 号和 4 号压水堆分别在经过 7.5 年和 10 年的建造后，于 2016 年和 2019 年在韩国投产，而最初预计需要的建造时间为 5 年。

近期选定的核项目的隔夜成本和建造时间



国际能源署版权所有。

资料来源：核能署（2020）《降低核能建设成本》。

欧洲第三代压水堆也出现了类似的延迟和成本超支问题。这是由于多个因素造成的，包括建设初期的设计成熟度低、项目管理问题、建设期间的监管变化以及因缺少主动型供应链造成的零部件制造延迟。首座欧洲压水堆于 2005 年在芬兰的奥尔基洛托核电站开工建造，于 2022 年开始发电，比原计划日期推迟了 13 年。法国弗拉芒维尔核电站的欧洲压水堆于 2007 年开工建造，之后项目一再推迟。预计在 2023 年投产。这两座欧洲压水堆的成本都远超预期。例如，弗拉芒维尔核电站现在预计将耗资 127 亿欧元，而最初估算成本为 33 亿欧元。在中国建造的两座欧洲压水堆——台山核电站 1 号和 2 号机组也出现了严重延误，虽然最终建造成本限制在 3200 美元/千瓦左右，但建造时间都增加了一倍，达到 9 年。

如果核电要在能源转型方面发挥作用，就必须降低建造新核电厂的成本和建造时间，对于发达经济体更是如此。与核电厂相关的土木工程的规模和复杂性通常是造成延误的主要原因：核“岛”是核电厂的核心，包含安全壳厂房、附属建筑和燃料装卸区，通常占总成本的 20% 以下。

土木工程的便利建造技术（如模块化和标准化）可以降低电厂场区的建造成本和复杂性。经验表明，建造周期（特别是“首台”机组的建造周期）往往远远超过后续机组的建造周期。相反，如果建造几个相同设计的机组，后续机组的建造周期可能会大大缩短。在法国，建造 N4 系列的首台机组需要 12 年左右，而第四台机组只需要 8 年多——缩短了 30%。但是保持同样的设计也很重要：从以前的系列（P4）转型到 N4，成本和建造周期都有所增加，但法国核电设施每对反应堆的总隔夜建造成本控制在 2000 欧元/千瓦以下，⁵这得益于系列效应、活跃核工业和监管标准未发生重大变化等一系列因素。

没有政府的参与很难吸引私营部门融资

由于核电计划的规模和复杂性，历来依赖各种形式的国有或受到管制的垄断结构来保障收入和抑制投资风险。最近投产或进入建设阶段的所有电厂，其装机容量都超过了 1 吉瓦。如果政府没有提供各种形式的担保，很少有公用事业公司的资产负债表能够支撑建造和运营如此大型核电厂的风险。政策支持机制包括上网电价和差价合约。⁶或者，可以允许公用事业公司将核设施作为其管制资产组合的一部分，以保证投资回报率。

英国政府确定了新核电厂作为未来低碳能源结构的需求，出台了《2022 年核能（融资）法》，目的是减少消费者需要为新建核电厂生产的能源支付的费用。虽然许多具体机制将在未来的法规中详细说明，但该法规旨在通过降低新建核电厂投资者的资本成本，为消费者提供更好的经济效益。通过向项目所有者授予在项目建造、调试和运营阶段获得受管制收入流的权利，可以实现这一点。通过这一机制，消费者将在建造阶段开始为项目提供资金，并将与投资者分担成本超支的相关风险。因此，预计项目将能够以更低的成本吸引资本，而作为受管制的项目，较低的成本最终将惠及消费者。政府的影响评估估计显示，与欣克利角 C 项目融资使用的差价合约方法相比，消费者的成本可能下降 44% 或更多。

与管制市场相比，大多数发达经济体目前的市场结构增加了投资者的价格风险，但降低了最终消费者的风险。电力价格波动，部分原因是风力和太阳能等边际成本为零的资源比例增加，部分原因是天然气价格波动，除非市场参与者对冲市场价格的风险，否则会造成投资回报率不平衡且不可预测。通过长期合同对冲这种风险是一个解决方案，但需要对手愿意接受足够高的价格，以确保核能运营者在未来获得较好的投资回报率。

对核能保障电力系统安全和低排放作用的补偿力度通常不够

核能发电有两大优势，目前的电力市场结构未能就这两个方面给予充分补偿。核电是一种可调度资源，能够在系统负荷过重时，当负荷接近可用供应能力水平时发电。这有助于保障系统的安全运行，避免因停机代价过大造成经济和社会危害。这种业务可

⁵ 《世界能源展望 2014》，图 10.6，第 367 页。

⁶ 差价合约涉及在特定时期内支付商品的固定价格和结算价格之间的差额。

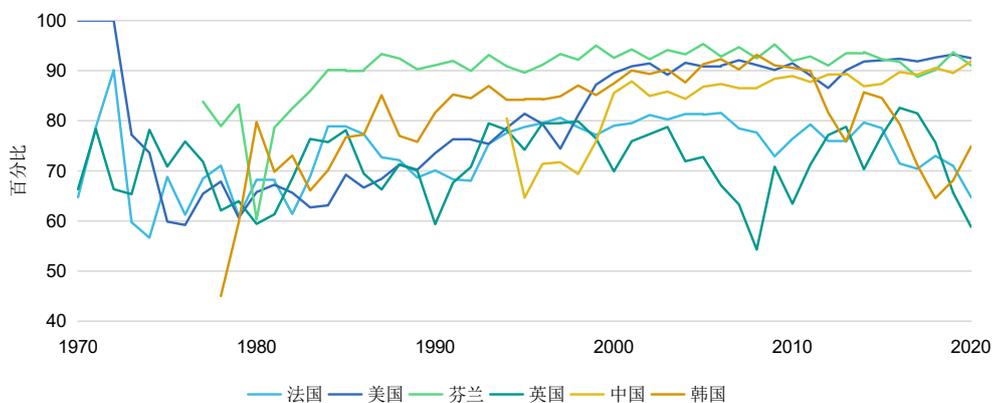
以通过单独的容量付款或通过充分考虑资源防止限电能力的自由市场定价协定得到补偿，有时称为“稀缺性定价”。但如今大多数市场通过设定价格上限来限制价格达到与损失负荷价值相当的水平，如果没有容量机制的支持，就使营运者无法获得可调度容量收入⁷。

大多数电力市场也未就核电的低碳属性给予补偿，即便有补偿，碳价也很少接近实现净零排放所需的价格水平。例如，最近一次涉及美国东部 11 个州的区域温室气体行动计划配额拍卖中，二氧化碳价格仅为 13 美元/吨——远低于推动深度脱碳所需的价格。此外，在许多国家，生产和投资税收抵免和上网电价等清洁能源生产支持措施在包括风能和太阳能的补贴或其他支持机制内未加入核能。

老化核电设施的维护降低可用性

自 2015 年以来，法国、英国和韩国在内的一些国家的核电厂可用性有所下降，主要原因是需要开展寿命延长工作以及某些计划外停堆。在法国，核电厂的可用性系数⁸在 2022 年 3 月下降到 54%。近期下降是由多个因素造成，包括“重大改装”计划高峰期（该计划旨在通过大规模的翻新工作将大多数反应堆的运行寿命延长到 40 年以上）、新冠肺炎危机后重新安排维修停机以及计划外停堆（为探查法国 56 座在运反应堆中至少 9 座反应堆的管道腐蚀迹象）。美国核电厂的寿命分布与法国相似，相比之下，美国的平均可用性系数在 2000 年之前基本保持不变，此后有所增加，2020 年达到 91%。

各国的平均核电装机容量可用性



国际能源署版权所有。

资料来源：国际原子能机构《动力反应堆信息系统》。

⁷ 政府和消费者难以接受高昂且不稳定的电价。例如，西班牙和葡萄牙最近设定了 50 欧元/兆瓦时的价格上限为了应对最近价格的飙升，一些政府呼吁完全废除边际定价制度。根据能源监管机构合作署最近评估欧盟批发市场得出的结论，目前基于边际价格的市场设计应该保留，并警告设计不当的干预措施可能对市场一体化带来不利影响，据估计通过跨境贸易提高效率，市场一体化每年创造的价值约为 340 亿欧元。

⁸ 特定时间内可发电装机容量比例。

部分国家因核安全与废物管理等方面的顾虑而反对核电

主要因公众关切安全问题（不限于本国核电站），部分国家决定逐步停用核电。三里岛、切尔诺贝利和福岛第一核电站三次重大核事故后，许多国家公众对核电的支持逐步减弱。即使保留核电的国家也强烈要求行业加强安全。

2011年福岛第一核电站事故促使各国重新评估并加强核安全与应急准备。许多国家对现有反应堆开展了安全检查或“压力测试”，并勒令某些类型反应堆做出安全改进。种种考量导致几个国家调整其核电计划使用情况。德国共造出 36 座核反应堆，总装机容量为 30 吉瓦，随后加速分阶段关闭其所有反应堆；其大多数反应堆已关闭，在运的三个反应堆也将于 2022 年底关闭。西班牙、瑞典和瑞士等欧洲国家也宣布逐步淘汰或不更换其核电设施。在日本，福岛第一核电站事故后关闭的许多核电站尚未重启运行，因此核发电比例从 2002 年 35% 降至当前 5% 左右。

福岛第一核电站事故引发全球对核事故风险和潜在成本的关切。决定闲置或关闭其他反应堆，则需增加火力发电，因此化石燃料进口成本加大，贸易赤字创纪录、二氧化碳排放量增加。

对福岛第一核电站事故官方调查结论是：该事故应完全可预见可预防，强调须提高管理机构的反应能力和独立能力，突出表明有效监管框架和健全独立监管监督是核电设施安全运行先决条件，也是建立和维持公众对核电信心的关键。

乏燃料和其他放射性废料安全处置对于公众接受核能计划仍至关重要。从反应堆堆芯移除的乏燃料棒，其放射性仍很高，并在几十年内继续产生大量热量。对于高放废物长期贮存而言，公众接受度是关键。目前，全世界 47% 乏燃料储存在核电站场区，通常储存在大型混凝土衬里水箱中。主要由于涉及大量投资、选址问题面临艰难政治决策，很少有国家为乏燃料再循环和/或地质处置制定长期解决方案。

选定国家深地质核废料贮存设施时间表

国家	提交申请	授予建设许可证	开工
芬兰	2012 年	2015 年	2016 年
法国	2021 年	2025 年 (e)	2022 年 (e)
瑞典	2011 年	2022 年 (e)	2023 年初 (e)
中国			2041 年 (e)
加拿大	2028 年 (e)	2032 年 (e)	
瑞士	2024 年 (e)	2031 年 (e)	

注：(e) = 估计值。

资料来源：核能署（(2020 年)《高放废物的管理和处置：全球进展和解决方案》。

尚须确保核电厂安全退役

鉴于安全管理放射性材料的需要，核电站退役（其包括从裂变材料关闭和移除到场区环境恢复的所有活动）尤为重要。

成本取决于许多因素，包括退役时间表、核电厂地点、贮存和处置核废料安排、所需净化水平、法律要求、任何成本上涨和假定贴现率。这一系列特定核电厂成本动因以及在完成退役项目相对有限经验，尽管近年来有所增加，但预期退役费用金额仍有些不确定。

大多数国家在法律上要求公用事业公司为退役活动安排足够资金，监管机构在批准获得资金机制和留出金额方面发挥了重要作用。对于现在建成的核电厂，在我们分析中假设退役成本约为核电厂投资成本的 **15%**（按实际价值计算）。当在核电站运行期间集资时，这些费用只占电费一小部分。核电站退役成本从投资成本的 **15%**增加到 **25%**，发电成本就会增加约 **1%**。

俄乌冲突带来各种消极后果

俄乌冲突导致能源安全担忧加剧，可能会成为部分国家支持使用核能的更充分论据，因为这些国家试图减少对昂贵不稳定化石燃料的依赖，并加快转型。然而，这也可能产生负面影响。除了乌克兰核设施附近的正面冲突对公众舆论的影响之外，俄乌冲突还引发各国质疑俄罗斯未来核燃料供应生产国和出口国地位。

通过俄罗斯国家原子能公司子公司——俄罗斯核燃料元件公司（TVEL），俄罗斯向其境内和其他国家 **73** 个俄设计的（俄式压水反应堆）反应堆提供核燃料，包括乌克兰、白俄罗斯、亚美尼亚、保加利亚、芬兰、捷克、匈牙利、斯洛伐克、中国、印度和伊朗，占 **2020** 年世界市场的 **16%**左右。捷克国有电力公司 **CEZ** 最近宣布，将从 **2024** 年起从两家西方供应商获得泰梅林核电站的燃料供应。俄罗斯在铀燃料生产中发挥更重要作用，**2020** 年占全球铀加工（转化）量的 **38%**，占燃料浓缩能力的 **45%**以上。俄罗斯加工和浓缩的大部分铀来自哈萨克斯坦，**2020** 年哈萨克斯坦占全球铀产量的 **41%**。监测欧洲铀贸易的欧洲原子能交易所估计，**2020** 年俄罗斯公司向欧盟公用事业公司提供约 **24%**的铀转化服务和 **25%**的铀浓缩服务。一家名为欧安诺的法国公司向这些公用事业公司提供大部分浓缩服务和最大比例转型服务，而加拿大和美国也是这些公用事业公司转化服务的主要供应商。

2.核能在净零排放实现过程中的作用

能源转型中的核机遇

净零排放实现过程有五个特点，这是几乎所有满足严格气候目标方案的共同点，为核能开辟机会：

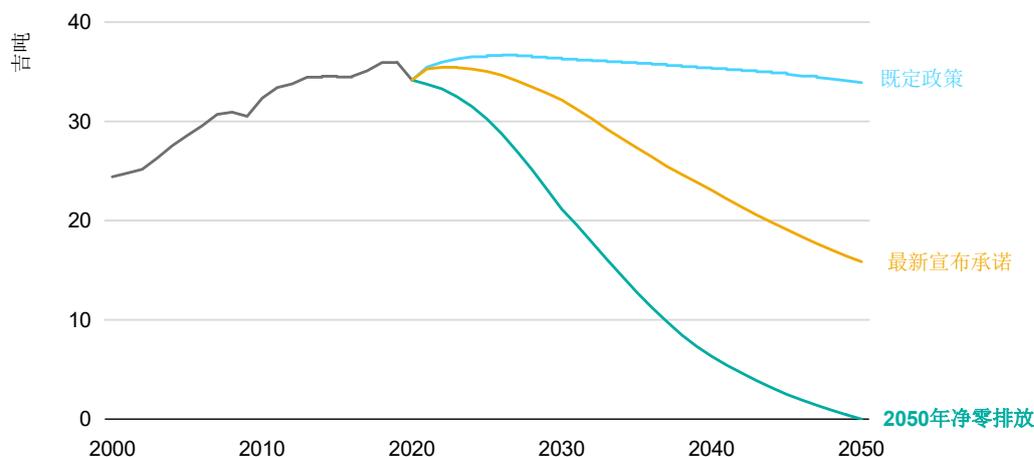
- 最终用途广泛电气化，最终消耗中电力所占比例逐步提高。
- 低排放发电快速增长。
- 需要控制产热排放。
- 低排放氢需求快速增长。
- 支持创新的持续需要，有助于开发先进核技术。

本章结合国际能源署的 2050 年净零排放情景（Net Zero Emissions by 2050 Scenario）（NZE）⁹，探讨核能在这些领域的贡献，指出全球能源部门需要哪些举措来实现 2050 年二氧化碳净零排放。除了相应减少能源部门以外的温室气体排放之外，这与在 2100 年将全球气温上升限制在 1.5°C 而不出现温度超越目标（可能性 50%）保持一致。

2050 年净零排放情景中，全球排放路径与基于现今政策设置的轨迹明显不同。这在既定政策情景（Stated Policies Scenario）（STEPS）中已做说明，既定政策情景虽考虑到目前实施的政策和目标，但未考虑到尚未得到实施计划支持的承诺或公告。既定政策情景也与最新宣布承诺情景（Updated Announced Pledges Scenario）（UAPS）完全不同，最新宣布承诺情景假定国家和公司履行其所有宣布的减排承诺 [包括 2021 年 11 月格拉斯哥第二十六次缔约方会议（the 26th Conference of the Parties）（COP26）承诺，以及根据《联合国气候变化框架公约》（the United Nations Framework Convention on Climate Change）（UNFCCC）《巴黎协议》（the Paris Agreement）作为国家自主贡献按时、足额提交的承诺]。全球排放量达到稳定水平，到 2050 年仅略有下降（更多内容详见《2021 年世界能源展望》），与 2100 年全球气温比工业化前水平上升 2.6 摄氏度相一致。最新宣布承诺情景排放量下降得更多，到 2050 年下降约 18 吉吨，与全球气温上升 1.8°C 相一致。

⁹ 我们具有里程碑意义的报告——2021 年发布的《全球能源部门 2050 年净零排放路线图》（Net Zero by 2050: a Global Roadmap for the Energy Sector）详细阐述 2050 年净零排放情景。

2000 年至 2050 年按情景分列的全球能源行业二氧化碳排放量



国际能源署版权所有。

注：能源部门排放包括化石燃料燃烧和工业生产过程排放。

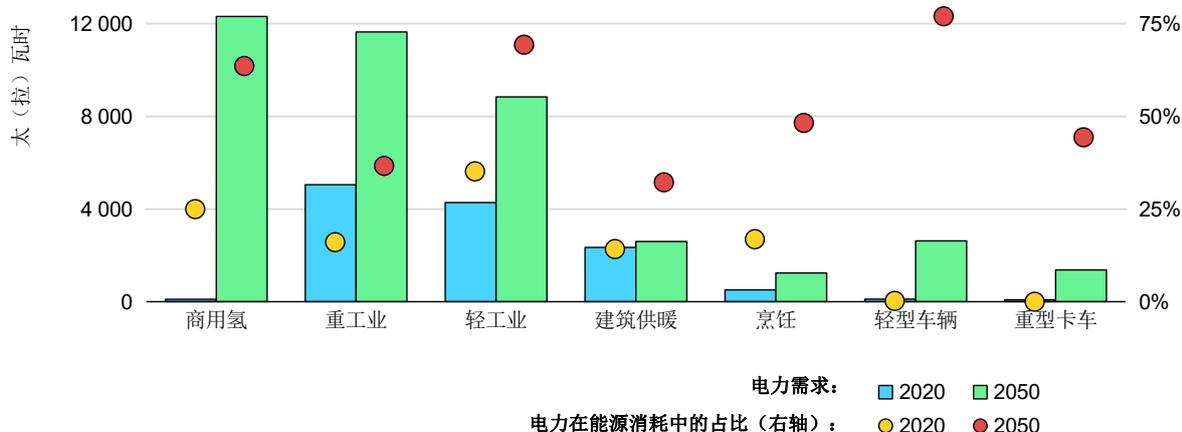
资料来源：国际能源署（2021）《2021年世界能源展望》；基于国际能源署报告（2021），联合国气候变化大会达成的气候承诺有助于将全球变暖控制在 1.8° C 以内，但需要重点落实这些承诺。

在 2050 年净零排放情景中，核能在净零转型中出现的五个机会如下。

电气化——脱碳的关键支柱

在 2050 年净零排放情景中，2050 年电力取代未减排化石燃料助力削减约 7 吉吨全球能源行业排放量，占总减排量的 20%。全球电力需求从 2020 年约 2.3 万太瓦时增长到 2050 年超 6 万太瓦时，电力占最终消耗总量的份额从 20% 跃升至近 50%。商业氢气生产是全球电力需求增长的主要驱动力，增加超过 12000 太瓦时——这一数量超过当今发达经济体的总电力需求。在最终用电行业中，工业用电量增长最大，接近 11000 太瓦时，主要用于中低温应用（主要是轻工业）。电动汽车、公共汽车和卡车车队的迅速增长使全球交通用电量增加超过 9000 太瓦时。其余增长来自其他最终用途（包括建筑供暖和炊事）的电气化。

2050 年净零排放情景中选定应用全球电力需求和电力在总能源消耗中占比



国际能源署版权所有。

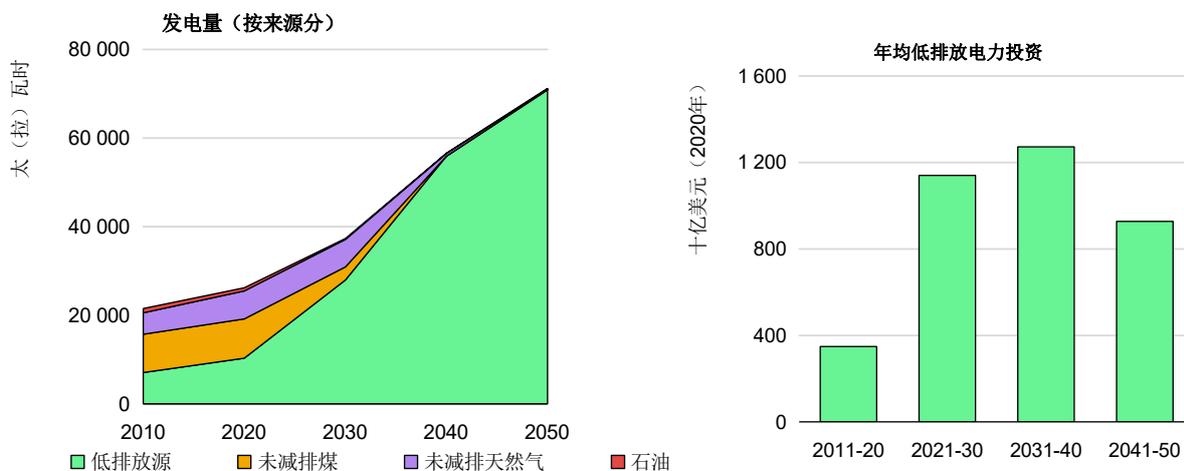
资料来源：国际能源署（2021）《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

新兴市场和发展中经济体的人口、收入和生活水平增长更快，在 2050 年净零排放情景中占据全球电力需求增长的四分之三。能源服务需求增长促使愈加依赖电力，导致电力需求增长从 2016 年—2020 年的平均每年 3.7% 上升到 2021 年—2050 年的平均每年 3.9%。由于最终用途电气化速度加快，电解氢生产腾飞，发达经济体电力需求恢复增长，近年来一直处于稳定状态。

低排放发电快速增长

为满足不断增长的电力需求，亦为取代未减排化石燃料，2050 年净零排放情景中低排放发电量增长惊人。2021 年，全球发电量的 60% 以上来自未减排化石燃料，以煤（35%）、天然气（23%）和石油（3%）为首。水电是最大低排放电力来源（占发电量的 16%），其次是核电（10%）、风能（7%）和太阳能光伏（4%）。电力行业在 2021 年排放 13.8 吉吨，居所有行业之首，占能源相关总量的近 40%。在 2050 年净零排放情景中，到 2050 年前的 30 年里，情况将发生根本变化。2020 年—2050 年间全球发电量增长 2.5 倍，以满足增长需求。电力部门是首个实现净零排放的部门，到 2035 年，发达经济体集体实现净零排放，到 2040 年全世界实现净零排放。到 2050 年，低排放源将扩大 7 倍，平均每年增长约 2000 太瓦时，即 7%，相当于每年增加超过 1400 吉瓦的太阳能光伏发电能力、750 吉瓦的风能发电能力或 280 吉瓦的核能发电能力。

2050年净零排放情景中发电量（按来源分）和对低排放来源的年均投资



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021）《2050年净零排放：全球能源部门路线图》。

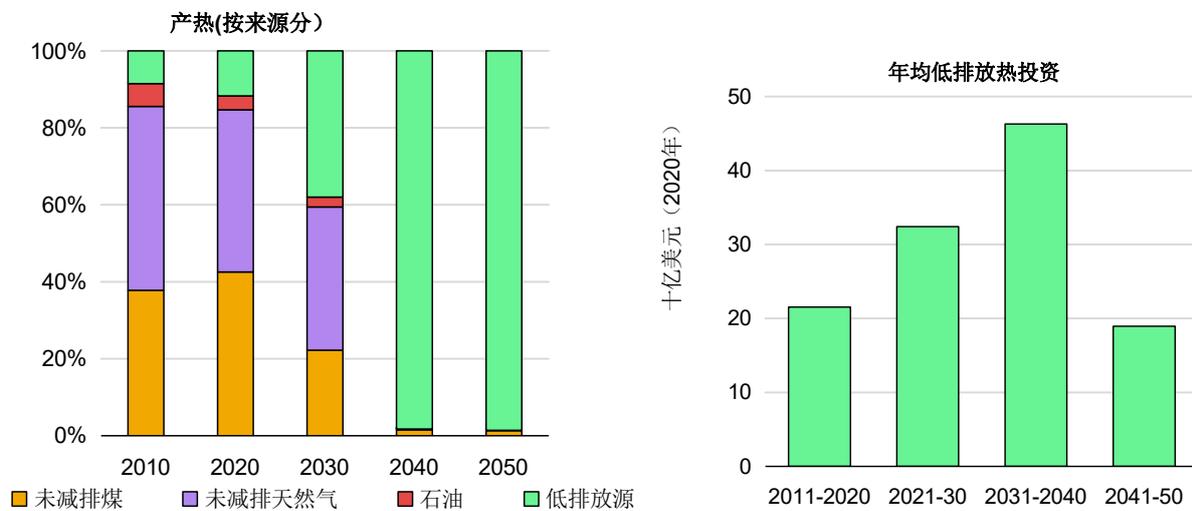
在过去十年里，全球对低排放电力来源投资激增，2021年—2030年平均每年超过1.1万亿美元，几乎是2011年—2020年的四倍。推动到2040年完全取代发电中未减排化石燃料，这将使21世纪30年代的投资步伐进一步加快，标志着所有商业可用且成本具有竞争力的低排放电力来源均有巨大机会。2040年后，清洁电力投资将回落，新能源只需满足电力需求增长。

控制产热排放

减少商业热生产、注入地区热网或出售给工业的排放，是实现净零排放的一项主要任务。2021年，近90%的全球商业销售的热量来自未减排化石燃料，75%来自热电联产（CHP）设施。最大热源为煤炭（占总量45%），其次是天然气（41%）和生物能源（8%）。核能只提供0.1%。2021年全球二氧化碳产热排放量为1.3吉吨，是能源行业总排放量的4%。

在2050年净零排放情景中，由于建筑和工业效率提高、电气化导致需求减少，以及转向低排放能源，全球产热排放将几乎完全消除。商业用热需求稳步下降，与2020年相比，2030年下降15%，到2050年下降近60%。2030年，低排放源占总供热量的比例接近40%，到2040年接近100%。2020年至2040年期间，低排放热量供应每年增长约400兆焦耳，相当于增加每年25吉瓦新生物能源热电联产容量热能、20吉瓦核能热电联产或18吉瓦大型热泵。因为仅用于取代已退役装机容量，基于低排放源的新增装机容量大幅下降。

2050 年净零排放情景中商业产热（按来源分）和对低排放热源的年均投资



国际能源署版权所有。

注：商业产热包括区域供热和工业应用。

资料来源：国际能源署（2021）《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

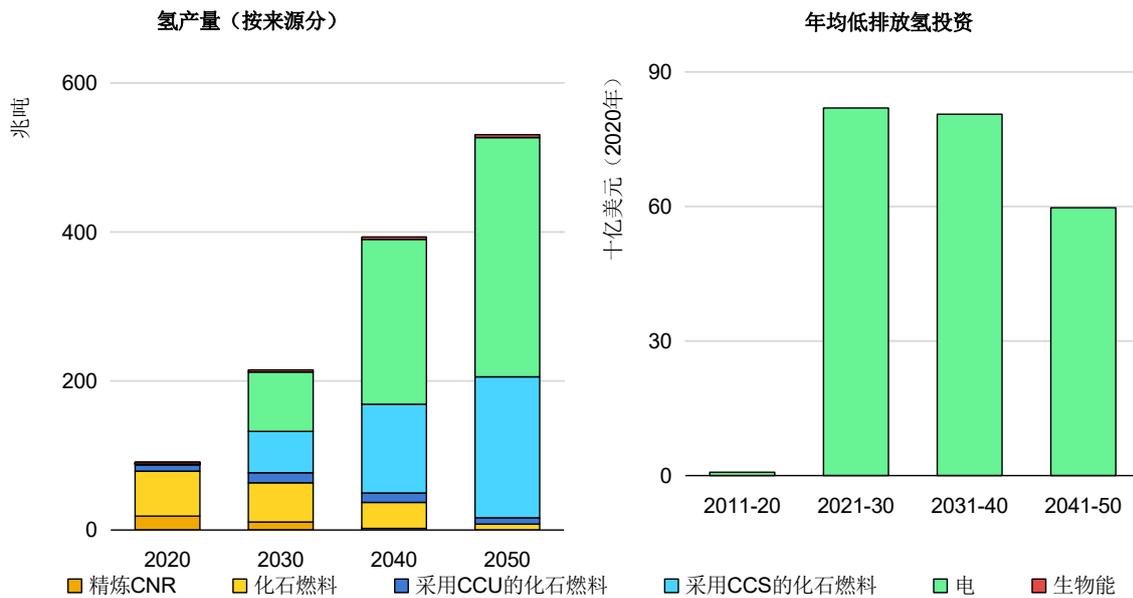
在 2050 年净零排放情景中，到 2040 年对低排放热电厂的投资迅速增加（平均投资额远超 21 世纪 20 年代的平均每年 300 多亿美元和 21 世纪 30 年代的约 270 亿美元），之后大幅下降。与低排放电力一样，已在商业上可用并具有成本竞争力的技术占该投资的大部分。

快速增长的低排放氢需求

氢作为一种类电力能源载体，预计将在促进所有最终使用部门的减排方面发挥重要作用。2020 年，全球氢产量约为 90 兆吨，其中大部分采用未减排化石燃料生产，用于精炼或工业应用。低排放氢约占总量的 10%，几乎全由采用 CCUS 的化石燃料生产（迄今为止，利用可再生能源发电通过电解生产的氢气很少）。全球产氢排放近 0.9 吉吨二氧化碳，占有所有能源行业排放量 2%。

在 2050 年净零排放情景中，全球氢产量迅速增长，2030 年翻一番多，达 200 兆吨，2050 年 500 多兆吨。所有增长均来自低排放生产技术，随着现有核电厂退役，化石燃料产量在 2030 年稳步下降至仅占氢总产量 25%，到 2040 年下降至不到 10%。2030 年，采用 CCUS 技术的化石燃料成为氢主要来源，但很快被电解超越。目前有 350 个项目正在开发中，电解氢生产即将腾飞，尽管长期扩张速度取决于有效氢战略和政策。在 2050 年净零排放情景中，对低碳氢生产的全球投资将在中期内迅速增长，至 21 世纪 20 年代和 21 世纪 30 年代平均每年超过 800 亿美元，然后随着净零排放的出现，至 21 世纪 40 年代回落。

2050 年净零排放情景中氢产量（按来源分）和对低碳氢源的年均投资



国际能源署版权所有。

注：CNR=催化重整装置；CCU=碳捕集和利用；CCS=碳捕集和封存
 资料来源：国际能源署（2021）《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

支持创新

在 2050 年净零排放情景中，2050 年相比 2020 年，整一半减排与尚未上市技术（尽管许多此类技术目前尚处于示范或原型阶段）有关。长途运输和重工业（在这些领域，使用现有技术减少排放最困难、代价最大）最需创新。关键领域包括先进电池设计、水泥行业碳捕集、用于制氢的碳去除技术和大型电解槽，以及先进核设计，如小型模块化反应堆、先进生物燃料、带贮存优化热泵和自动卡车。加快创新需更多清洁能源研发（R&D）支出和国际合作与协作加强。

核能在 2050 年前实现净零排放方面的作用

核能是 2050 年净零排放情景中实现净零排放的重要低排放技术，具体而言，可补充和支持可再生能源快速增长，到 2040 年将全球电力行业的排放量降至净零。核能有助于低排放电力供应，作为一种可调度发电能源，通过充足灵活系统使供应更安全，继续为区域热网和一些工业设施提供热量。然而，核反应堆预期作用取决于决策者和公司对新反应堆建造速度和现有核反应堆继续运行期限方面的决策。

该情景中对核电等发电方案的预测基于国际能源署长期能源建模框架内经济分析，包括每种燃料、每项技术和每个区域的成本预测，以确定到 2050 年实现所有行业净零

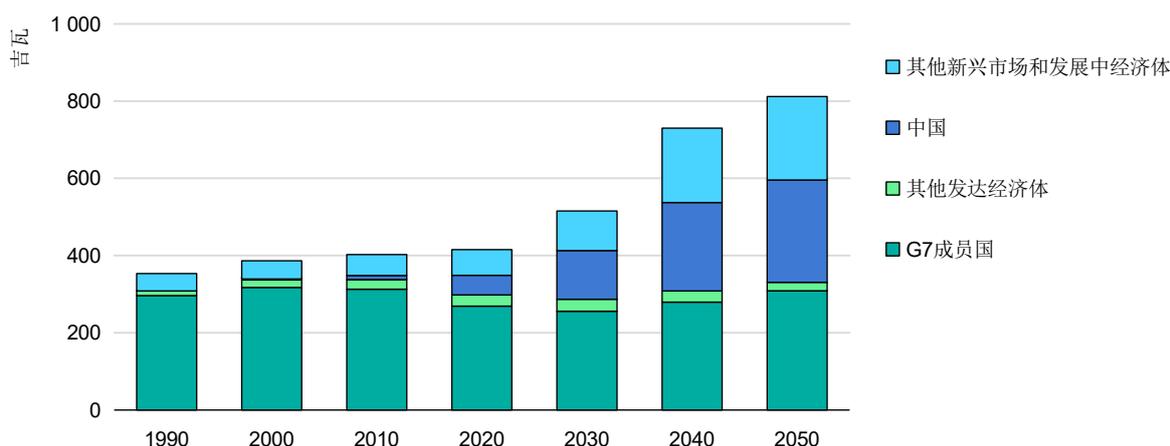
排放最具成本效益的途径。核电预测还考虑到技术偏好和公众接受程度，包括国家对核电使用的赞成政策或反对政策。因此，这些预测与德国、比利时和瑞士等国的计划削减和逐步取消相一致。

2050 年净零排放情景将技术创新与目前尚处后期发展阶段的一些技术商业化结合起来，但不依赖技术突破。对于正在建造的大型反应堆，如欧洲压水堆（EPR）、AP1000（由美国西屋公司开发）和华龙 1 号（由中国广核集团和中国核工业集团公司联合开发）压水堆，预计建造成本将下降，因为其在最初部署中所获经验将应用于后续项目。分析还考虑先进设计，如小型模块化反应堆，这些设计在 2050 年净零排放情景中针对发电进行了大量部署，特别是在发达经济体。小型模块化反应堆和高温气冷反应堆除向电网供电还可用于其他方式，尽管由于有成本较低的替代品，预计其不会在 2050 年前大规模部署以主要生产热或氢。由于核聚变技术和经济可行性存在重大不确定性，2050 年净零排放情景并不包括核聚变。

2050 年净零排放情景中至 2050 年核电装机容量翻一番

在 2050 年净零排放情景中，全球核电装机容量¹⁰几乎翻番，从 2022 年初 413 吉瓦增到 2050 年 812 吉瓦，新建核电厂超过正逐步退役的现有核电厂数量。与过去 30 年相比，核电厂数量急剧增加，装机容量增加约 15%（或约 60 吉瓦）。预计核电装机容量扩大也远超现行政策法规规定（已正式制定或写入法律）：在既定政策情景中，2050 年装机容量接近 530 吉瓦，比 2050 年净零排放情景少 35%。若最近核电发展趋势无重大变化，实现净零排放将需依赖的低排放技术减少，从而降低能源安全，提高总投资成本，并最终提高消费者的电力成本。

2050 年净零排放情景中核电装机容量（按国家/区域分）



国际能源署版权所有。

注：核电装机容量是指计算现场用电前的总容量。

资料来源：国际能源署（2021）《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》；国际能源署（2021）《七国集团实现电力行业完全或基本脱碳》。

¹⁰ 在此所有核电装机容量数值皆为总值（未计入现场用电）而非净值（并网时）。

2050 年净零排放情景中发达经济体核电增长态势强劲。这些经济体虽长期以来一直是核能技术领导者，但近年来新建核电厂不足导致装机容量降低。在 2020 年至 2030 年间，由于新核电站无法补偿计划老化反应堆退役，装机容量将缩减约 5%。新建工作导致 2050 年装机容量反弹至 330 吉瓦，比目前水平高 10%，比既定政策情景水平高 50%。这种增长恢复加速供电脱碳，带来多元化的发电结构和稳定的电网，并实现在几个发达经济体中保持核电重要作用的长期愿景。G7 中五个成员国——美国、加拿大、英国、日本和法国——总量继续占发达经济体大部分核电装机容量。相比之下，发达经济体可再生能源装机容量同期增长五倍。

2050 年净零排放情景中新兴市场和发展中经济体的核电装机容量增长更快，自 2020 年不到 120 吉瓦增至 2050 年 480 吉瓦——约占全球增长量 90%。这些经济体扩大所有低排放技术规模（其中可再生能源装机容量增加九倍），以满足需求（由于收入不断增加的人口不断增加，电力服务需求因此日益增加），同时驱动排放减少。中国很快成为全球核电装机容量领导者，在 2030 年前超过美国和欧盟，到 2050 年中国拥有全球三分之一的核电设施。包括印度、巴西和南非在内的其他新兴经济体加快其核计划扩张。根据目前长期计划和公告，东南亚、非洲和中东出现新的核电生产国。

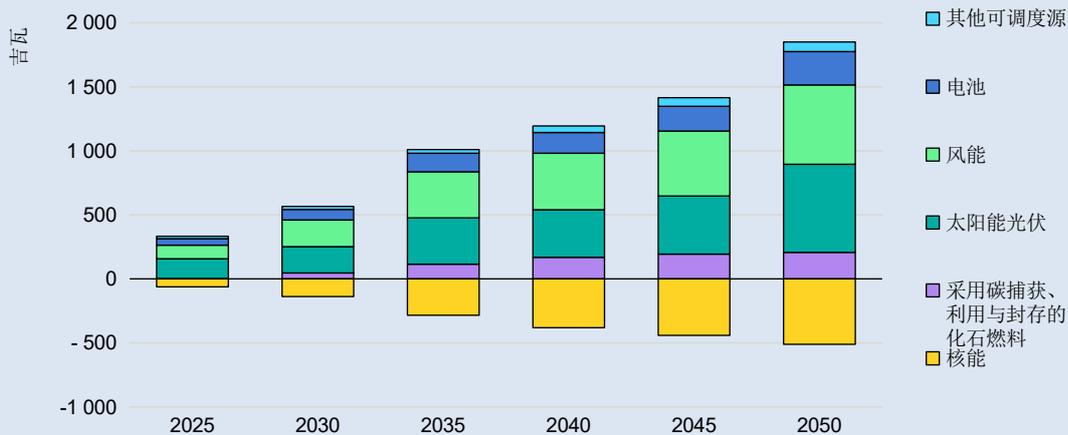
在减少核能利用的情况下实现净零排放的路径将会如何？

如果全球核电装机容量从 2022 年初的 413 吉瓦下降到 2050 年的 310 吉瓦，不升反降，此时的 2050 年净零排放情景将会怎样？我们的悲观核电方案对此进行了考虑。在这种情况下，装机容量比 2050 年净零排放情景少了 500 吉瓦左右，且核能在总发电量中的份额将从 2020 年的 10% 下降到 2050 年的 3%。主要假设如下：

- 在发达经济体中，不再允许额外延长寿命，也不启动新的核电项目；
- 在新兴市场和发展中经济体中，核电建设的平均速度与 2016-2020 年持平，即到本世纪中叶，每年增加约 6 吉瓦的容量。

在悲观核电方案下，其他几个低排放源需要加快脱碳步伐，以实现到 2040 年电力脱碳，并维持能源安全。太阳能光伏和风能将成为核能的主要替代品，到 2050 年将增加 1300 吉瓦的额外总发电量，但与 2050 年净零排放情景相比，总发电量仅提高了约 5%（因为此类能源并不总是完全可用）。这将增加与整合波动性可再生能源高份额相关的挑战，在世界许多地区，波动性可再生能源占总发电量的 70% 以上。为了维持电力安全，需要更多的电池存储以及采用 CCUS 技术的化石燃料发电厂，其总发电容量比 2050 年净零排放情景中增加了 50%。此外，其他可调度发电来源（包括氢和氨）的发电容量也会拓展得更快，以帮助维持电网的稳定性和充裕性。

悲观核电方案中相对于 2050 年净零排放情景的全球发电装机容量变化



国际能源署版权所有。

除了需要将更多的可再生能源纳入电力系统之外，2050 年净零排放情景中的悲观核电方案还有三个主要影响：

- 总成本较高：到 2050 年，累计投资增加 5000 多亿美元，消费者电费增加近 6000 亿美元。这包括电力技术的额外投资成本、支持额外可再生能源的电网扩建成本以及煤炭和天然气的额外燃料成本。
- 清洁能源供应链面临额外压力：在悲观核电方案中，每减少 1 吉瓦的核电装机容量，就需要从其他来源额外增加 3.5 吉瓦的容量，并对发电技术和电网基础设施的关键矿产提出了更高的要求。
- 天然气和煤炭市场价格敞口增加：煤炭和天然气价格会与消费者电费的联系更为紧密，这将在一定程度上消除 2050 年净零排放情景提供的庇护。

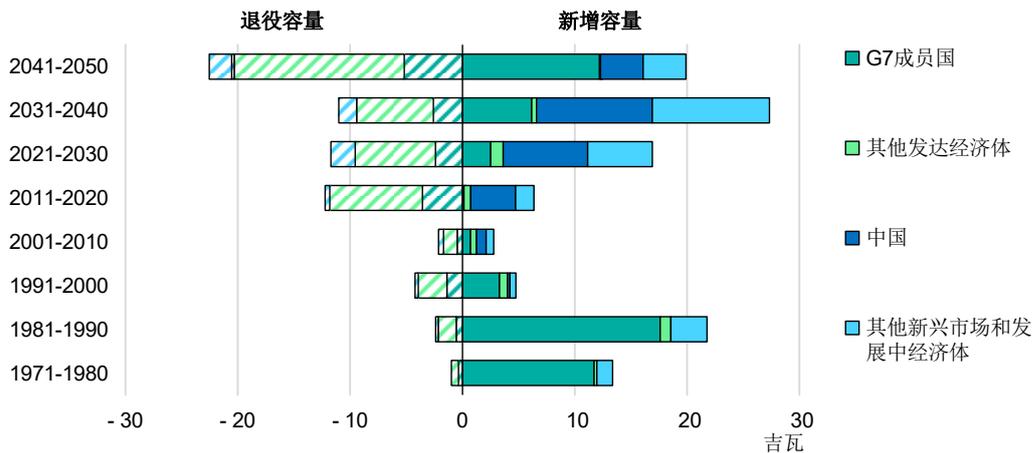
新核电建设在本世纪 30 年代达到新高

并非所有国家都在追求核电的发展，但随着世界各地新一轮核电厂建设浪潮的开始，核能工业在 2050 年净零排放情景下仍将进入一个新的增长时期。从 2021 到 2050 年，全球将新增 640 吉瓦的核电装机容量。在本世纪 30 年代，平均每年将有超过 27 吉瓦的容量投入使用，超过了 20 世纪 80 年代上一波建设浪潮的平均水平（尽管单年 34 吉瓦的记录仍是在 1984 年创下的）。为达到这一速度，新开工建设的大型电厂数量急剧增加，从近年来平均每年只有 5 座增加到未来十年的每年约 20 座。到本世纪 40 年代，随着未减排的化石燃料基本上得到淘汰，这一建设步伐将逐渐放缓，从而减少了对新的可调度低排放发电容量的需求。尽管 2050 年净零排放情景下的核工业恢复了增长，但核电仅占 2021 至 2050 年间所有新建发电装机容量的 2%，而太阳能光伏和风力发电占了大部分。

在 2050 年净零排放情景中，中国在新核电建设方面仍处于全球领先地位。在截至 2021 年的九年中，中国每年新增的核电装机容量均超过所有其他国家，而且预计这一趋势将继续下去。到 2040 年，中国在 2050 年净零排放情景下平均每年将新建 9 吉

瓦的核电装机容量，占世界总容量的 40%，而其他新兴市场和发展中经济体加起来每年将新增 8 吉瓦的容量。中国以及其他新兴市场和发展中经济体在全球核电建设中的总份额将在本世纪 40 年代回落，原因在于 G7 成员国的核电建设将有所回升，进而抵消了一波旧电厂退役潮。

2050 年净零排放情景中核电装机容量的新增和退役情况（按国家/区域和十年期划分）



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》；国际能源署（2021），《七国集团实现电力行业完全或基本脱碳》。

核能工业的重心向中国及其他新兴市场和发展中经济体的转移，对核电技术和贸易来说均具有重要意义。中国目前的核电发展主要集中在大型反应堆和国内设计上，包括成功实施的“华龙一号”技术。此外，中国也在开发高温气冷反应堆，以此取代燃煤电厂和热电厂（在 2050 年净零排放情景下，中国在 2021-2050 年期间将新增 9 吉瓦的核能热电联产）。发达经济体对核能的新推动是基于新的国内设计，包括欧洲的欧洲压水堆以及欧洲和美国的小型模块化反应堆。而中国以外的新兴市场和发展中经济体在核电建设方面的迅速扩张依赖于从中国、欧洲和美国引入核电技术，这就在这些国家的技术提供者之间产生了竞争。在新兴市场和发展中经济体，能源的可负担性仍将至关重要，这为先进反应堆设计的开发商提供了强大的动力，以缩短建造时间并最大限度地降低成本。

延长核电厂寿命为能源转型奠定了具有成本效益的基础

在世界各地，现有的核电厂可以为清洁能源转型提供坚实的基础。然而，对这些电厂运营时长的决策可能会对这一基础造成破坏。在 2022 年初全球运行的 413 吉瓦核电装机容量中，约 290 吉瓦由发达经济体的反应堆提供，其中许多反应堆的初始运行许可证已经接近尾声。而这些许可证中又有多少可以延期，能延长多长时间，还存在很大的不确定性。

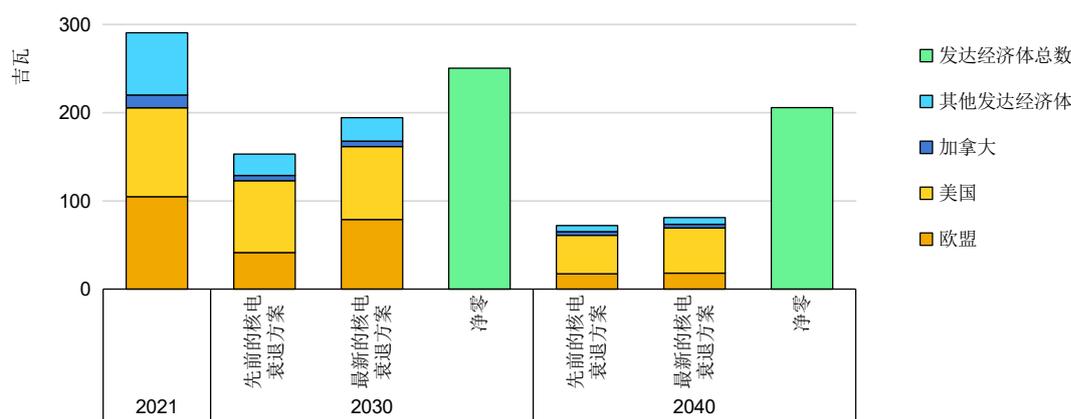
2050 年净零排放情景假设，只要在技术和经济上可行，发达经济体核电厂现有的核电设施将继续保持运行。除非已经计划退役，在大多数情况下，核反应堆的运行寿命将延长到 60 年；而在已经考虑退役的情况下，核反应堆的运行寿命将延长到 80 年，美国即是如此。因此，发达经济体现有电厂的装机容量在短期内仅略微下降——2030 年降至 250 吉瓦，2040 年降至 200 吉瓦出头；但此后下降速度会加快——2050 年将降至约 100 吉瓦。寿命延长是一种极具成本效益的低排放电力来源，在 2019 年国际能源署的报告《清洁能源系统中的核电》中，主要市场的寿命延长 10 至 20 年，估计成本低于 50 美元/兆瓦时。由于核电建设的交付周期较长，寿命延长也能为建造新的核电厂和其他低排放源留出足够的时间，从而满足新的电力需求并取代化石燃料。

如果反应堆的运行可以安全地延长，获得新的监管批准并调动投资力度将是最大限度地发挥核电对清洁能源转型的整体贡献的关键，否则，可能会产生深远的后果。

放弃核能将使发达经济体到 2040 年的核电装机容量减少 70%

如果不再允许延长现有核反应堆的使用寿命（并且不再对现有核电厂进行新的投资，除在建项目之外不再建造新的核电装机容量），发达经济体目前的核电厂规模将迅速缩小。在最新的核电衰退方案中，我们回顾了先前在《清洁能源系统中的核电》报告中的分析，发现在这种情况下，发达经济体目前核电设施的装机容量规模到 2030 年将收缩三分之一，到 2040 年收缩 70%以上，至 80 吉瓦左右。其中降幅最多的是欧盟和美国，但如果没有其他积极的监管决策，日本、加拿大和其他发达经济体的降幅也将很大。

发达经济体的现有核电装机容量（按情景/方案分列）



国际能源署版权所有。

注：净零=2050 年净零排放情景。核电衰退方案中假设了发达经济体不再允许延长现有核反应堆的寿命。先前的核电衰退方案是指国际能源署在 2019 年的报告（见资料来源），该报告在此更新。

资料来源：国际能源署（2019），《清洁能源系统中的核电》；国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

根据政策和监管决定，2019年5月至2022年4月期间将对50吉瓦以上核反应堆的寿命进行延长。得益于此，最新版核电衰退方案中的装机容量损失明显小于先前版本。这些决定关系到当今发达经济体近20%的核电厂：在美国，其中一座反应堆已获得首次20年的延期，另有六座反应堆自2019年起获得了后续20年延期的批准。在法国，32座反应堆已获得监管部门的批准，将延期10年。这些批准与法国电力公司的“Grand Carénage（重大改装）”计划同时进行。该计划从2014年持续到2025年，涉及通过维护和技术改造来提高反应堆安全性的大量投资，目标是将56座反应堆中的大多数设施的寿命延长40年以上。在日本，另有两座反应堆获得了监管部门的批准，将于2019年重新启动。

2019年5月至2022年5月期间对现有核反应堆做出的政策和监管决定（按国家分列）

国家	决定类型	内容	装机容量 (GW)
法国	运行许可证延期	32座反应堆（每个反应堆的装机容量约为900兆瓦）获得了监管部门的批准，可延期10年	30.4
美国	运行许可证延期	锡布鲁克核电厂1号反应堆获准首次延期20年 六座反应堆获得了后续20年延期的批准	1.3 6.3
西班牙	运行许可证延期	七座反应堆已获批准或等待最终批准，可延长5至10年，运行至2035年	7.4
比利时	运行期延长	提出将两座反应堆延长运行10年（至2035年）	2.2
日本	有关重启反应堆运行的决定	两座反应堆经监管部门批准得以重新启动	1.7
保加利亚	运行许可证延期	科兹洛杜伊核电厂6号机组获准延长至2029年	1.0
墨西哥	运行许可证延期	拉克纳维尔德核电厂1号机组获准运行至2050年	0.8
罗马尼亚	运行期延长	切尔纳沃德核电厂1号机组翻新，将使用寿命延长30年（至2059年）	0.7
总计			51.8

延长核反应堆寿命的决定将对天然气需求产生重大影响，同时对进口国的能源安全也会产生深远影响。在最近没有做出监管决定的情况下，到2030年，2050年净零排放情景下发达经济体的天然气需求将增加近500亿立方。2030年，进一步延长寿命可能会使发达经济体的天然气需求再减少700亿立方，从而降低欧洲、日本和墨西哥对液化天然气进口的需求，同时使更多的天然气可供美国出口。近期将做出一系列关于安全检查和现有反应堆运行许可证延期的政策和监管决定，涉及总装机容量为57吉瓦的反应堆。

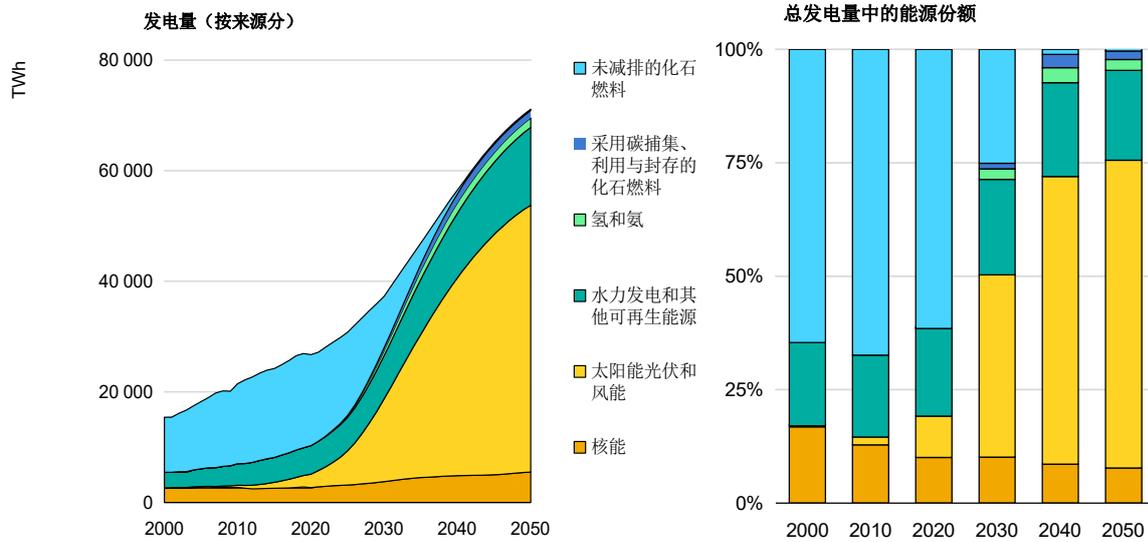
关于重启或延长寿命的待决政策和监管决定（按国家分列）

国家	决定类型	内容	装机容量 (GW)
美国	运行许可证延期	四座正在运行的反应堆正在等待首次 20 年延期的决定	4.9
		正在审查九座反应堆后续 20 年延期的申请，并计划到 2024 年再延期五座	13.3
日本	有关重启反应堆运行的待定决定	十座反应堆正在接受重启运行的审查	9.0
法国	运行许可证延期	二十二座反应堆必须在 2025 年前通过检查才能继续运行	24.2
韩国	运行许可证延期	五座反应堆的运行许可证即将在 2026 年到期	4.8
英国	运行期延长	正在考虑将塞斯韦尔 B 核电厂的运行期延长 20 年至 2055 年	1.3
芬兰	运行许可证延期	已计划申请将洛维萨核电厂的两台核电机组继续运行	1.0
墨西哥	运行许可证延期	拉克纳维尔德核电厂 2 号机组的申请待决	0.8
总计			57.3

在 2050 年净零排放情景中，到 2050 年核电产量将翻一番，但在总电力供应中的份额会有所下降

预计全球装机容量的扩大将使 2050 年净零排放情景下的核能发电量增加一倍以上，从 2020 年的 2690 太瓦时增加到 2050 年的近 5500 太瓦时。然而，该增长率仍低于其他零碳发电方案，同期核电在总发电量中的份额从 10% 下降到 8%。而上一次核电占总发电量的比例低于 10% 可追溯至 1980 年。在可再生能源之后，到 2040 年，核能仍将成为最大的电力来源，超过了采用 CCUS 的化石燃料、氢和氨（也被用作通过混合燃烧减少燃煤和燃气发电厂排放的手段）。

2050 年净零排放情景下的全球核能发电量和总发电量（按能源类型）

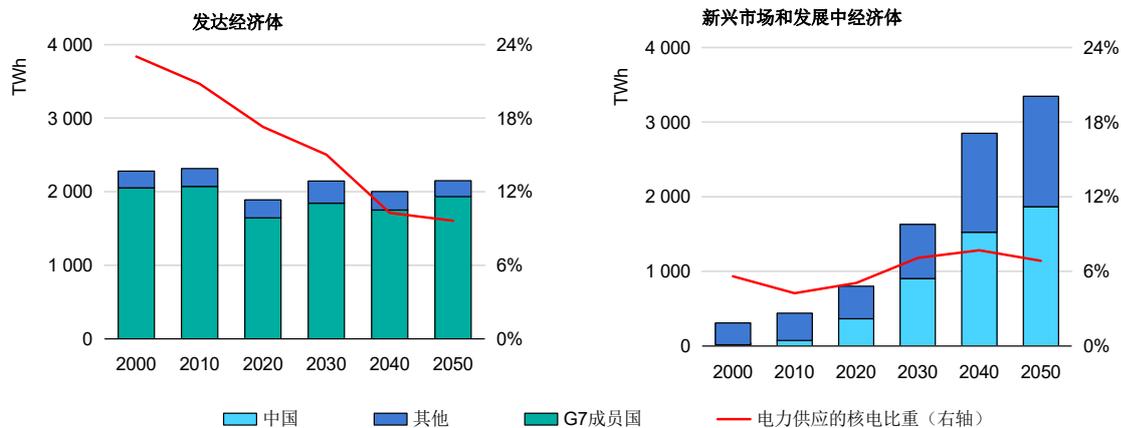


国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

在发达经济体中，核能发电量在 2020 年至 2050 年间增长了 15%，但由于总发电量翻了一番，用以满足交通、工业和建筑供暖电气化以及产氢的新需求，导致核能在总发电量中的份额从 18% 下降到 10%。这些国家的核电容量因子（产量占最大装机容量的比例）从 2020 年的平均 72% 上升到 2030 年的 85%，部分原因在于日本的反应堆正在逐步重启。从长远来看，随着风电和太阳能光伏份额的上升，以及可调度电厂需要更灵活地运行，容量因子将回落到 80% 以下。

2050 年净零排放情景下的核能发电量和总发电量份额（按经济类型）



国际能源署版权所有。

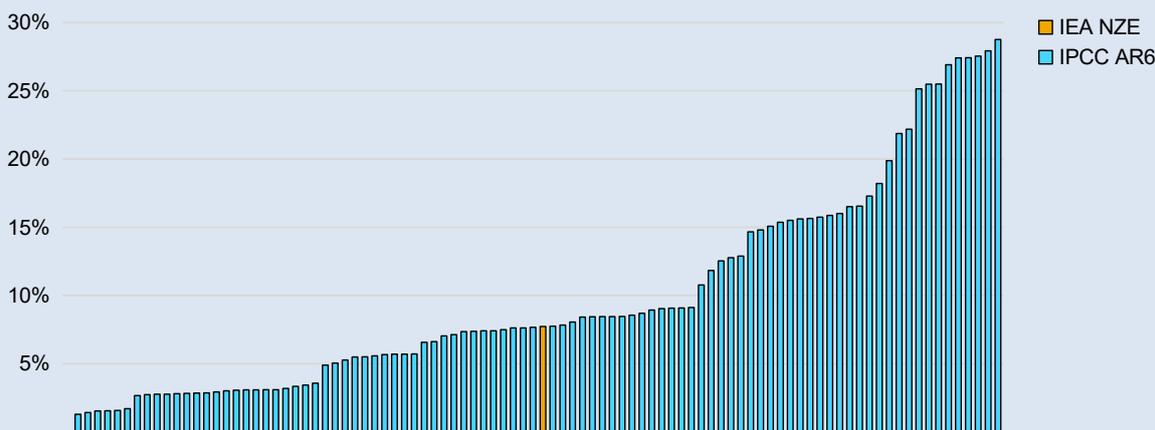
资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》；国际能源署（2021），《七国集团实现电力行业完全脱碳》。

在新兴市场和发展中经济体，核能发电量在 2020-2050 年期间增长了三倍以上，占总发电量的比例从 5% 上升到 7%。而在中国，核能所占的比例上升得更多（从 5% 上升到 11%），成为仅次于风能和太阳能光伏的第三大电力来源。在其他新兴经济体，核电的增长与总体需求保持同步，到 2050 年，其份额大致保持在 5% 左右。

与联合国政府间气候变化专门委员会（简称“气专委”）评估的其他 1.5°C 情景相比，核能在 2050 年净零排放情景中的作用如何？

通过核电总产量及其在总发电量中的份额衡量，核电在 2050 年净零排放情景中的作用与气专委评估的 97 种情景大致相似，这些情景将升温限制在 1.5°C（可能性大于 50%），无超限或有限超限（C1 类）。在这些情景中，核电产量和总发电量差别很大：2050 年的核电产量范围为 1000 太瓦时至 2600 太瓦时，中值为 5600 太瓦时。而核电在同年发电量中所占份额在 1% 到 29% 之间，中值为 7.6%。一般而言，与 C1 类的其他情景相比，2050 年净零排放情景途径对生物能源的依赖较少，而对风能、太阳能光伏和氢能的依赖较多。

2050 年净零排放情景与同类气专委 2050 年情景下核电在全球发电量中的份额



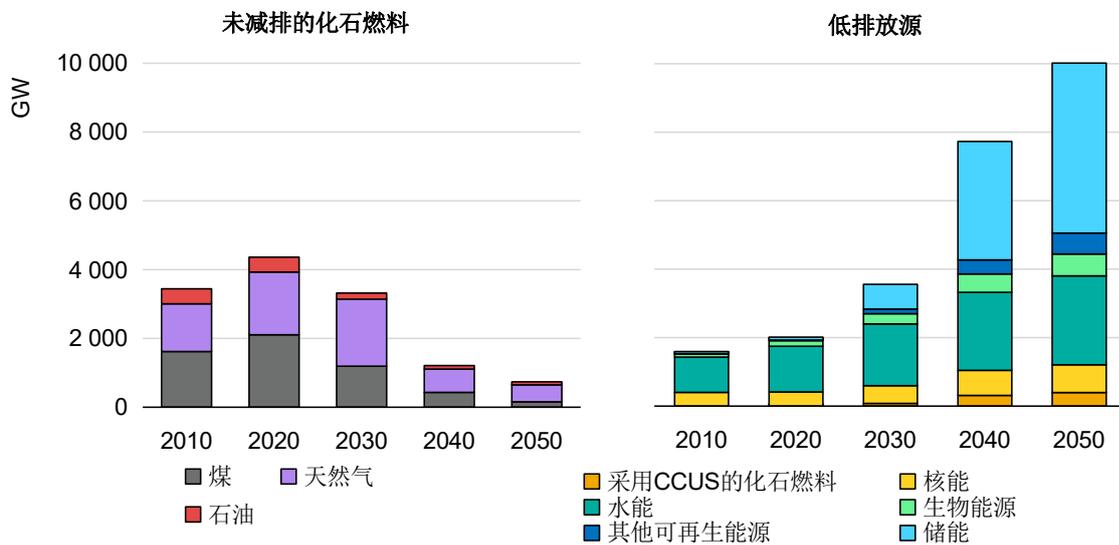
注：NZE=2050 年净零排放情景；AR6=气专委第六次评估报告。
资料来源：气专委第六次评估报告第三工作组报告《气候变化 2022：减缓气候变化》；国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

另一个重要的同类出版物是国际原子能机构于 2021 年发布的研究报告《截至 2050 年的能源、电力和核电情况预估》。该报告旨在为未来 30 年的核电发展设定一个“保守却合理”的范围。该研究报告考虑了针对气候变化的潜在政策行动，虽然未说明具体的净零排放目标，但在乐观预测下，总核电装机容量将在 2050 年达到约 830 吉瓦（按净额计算为 792 吉瓦），接近 2050 年净零排放情景中的水平。而在悲观预测下，全球核电装机容量与 2020 年的 415 吉瓦（净 393 吉瓦）水平相比基本保持不变。

核电可以对整个电力系统的充裕性做出重要贡献

长期以来，核电厂一直对电力系统的可靠性做出了重要贡献，包括对系统充裕性的贡献。¹¹从历史上看，大多数国家的核电厂已经投入运行，并且可以进行发电，其发电频率至少与所有其他电力来源相当，可用性系数通常在 90%以上。由于绝大多数核电装机容量都取决于系统的充裕性，因此核电对系统可靠性和充裕性的贡献通常远远大于在总发电装机容量中的份额。

2021 至 2050 年期间，2050 年净零排放情景中核电在总可调度电力装机容量中所占的份额（衡量其对系统充裕性的贡献）稳定在 8%左右。长期以来，可调度电力来源一直是确保系统充裕性的主要手段。随着电力系统的发展，对可变的太阳能光伏和风能的依赖日益增加，2050 年净零排放情景的情况仍是如此。目前，化石燃料占可调度装机容量的绝大多数，但到 2030 年，2050 年净零排放情景下的化石燃料将减少四分之一，之后会急剧下降。未减排的燃煤发电是当今最大的可调度电力来源，但到 2030 年，其运行能力将下降超过 40%，到 21 世纪 40 年代初接近于零。到 2030 年，由于需要弥补煤炭减少带来的损失，未减排的天然气发电装机容量将基本保持不变，但到本世纪 30 年代将迅速下降。如今，除了在偏远地区，石油的贡献相对较小。在这种情景下，石油很快就会被淘汰。



国际能源署版权所有。

注：储能包括氢、氨和电池。抽水蓄能包括在水电总量中。储能本身并不是低排放，而是取决于一次能源，其在 2050 年净零排放情景中的排放量会越来越低。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

¹¹电力系统充裕性是指可用发电机在任何时候满足电力需求的能力。

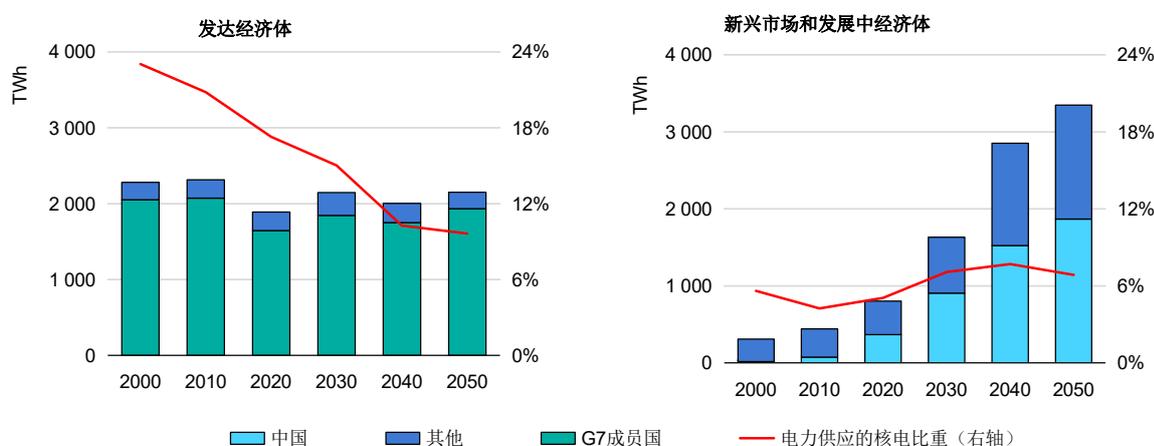
在 2050 年净零排放情景中，低排放能源对可调度发电装机容量的贡献大幅增加，到 2050 年，其总装机容量在全球范围内将增加四倍。长期以来，水电和核电一直是低排放可调度装机容量的主要组成部分。2021 至 2050 年间，水电和其他可调度可再生能源（包括生物能源、地热和太阳热能）的装机容量将增加一倍多，补充了不可调度太阳能光伏和风力发电的增长。此外，各种形式的储能将大规模扩展，电池、氢气和氨气在燃煤和燃气发电厂的新兴市场中将扮演越来越重要的角色，采用 CCUS 技术的化石燃料也将成为系统充裕性的重要贡献方面。

核电还有助于满足 2050 年净零排放情景中迅速增长的电力系统灵活性需求

随着波动性可再生能源在发电中所占份额的增加，电力系统的灵活性——系统以可靠且经济高效的方式管理供需可变性和不确定性的能力——正日益成为电力安全的核心。为了确保电力系统的瞬时稳定性以及长期供电安全，在不同的时间段（每分钟、每小时和每个季节），电力系统都需要保持灵活性。根据 2050 年净零排放情景，2020 年至 2050 年，在全球电力系统中，每小时的灵活性需求平均增长三倍——是总电力需求的两倍。与天气条件（阳光和风）相关的发电方式的份额不断增加，意味着其他发电方式需要更频繁、更大幅度地改变其产量。在道路运输、建筑供暖、工业流程和电解氢规模扩大等领域，由于电气化程度日益提升，电力需求的日变化更为明显。电力需求模式的变化也推动了灵活性需求的增长。

随着电力供应逐步脱碳，太阳能光伏发电与风力发电的平衡会影响对灵活性的需求。太阳能发电产量会在一天之内有规律地变化，从夜间的零（无储量）逐渐达到中午前后的峰值水平，然后再回落到零。云层条件也加大了一天之内产量的不稳定性。短期灵活性可以持续几个小时或最多一天，很好地适应了这种规律。因此，新兴市场和发展中经济体高度依赖 2050 年净零排放情景中的太阳能光伏发电，将短期灵活性作为能源安全保障的核心。风力发电产量在一天内的变化较小，但每周和跨季变化较大。风电装机容量更大的发电系统将更加依赖于长期灵活性，以平衡几天或几周的电力供应和需求。例如，在 2050 年净零排放情景中，到 2050 年，在发达经济体中，风能仍然是比太阳能光伏更主要的发电来源。

2050年净零排放情景中按区域分组的风电和太阳能光伏装机容量和发电份额



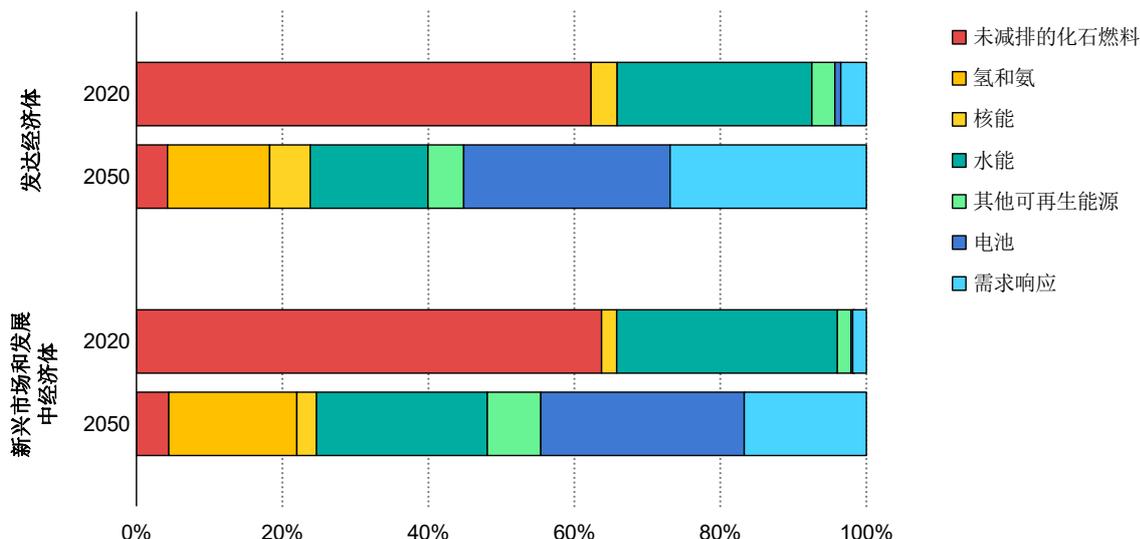
国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《2050年净零排放：全球能源部门路线图》。

一系列灵活性来源（主要包括低排放发电）在 2050 年净零排放情景中维护电力安全。如今，未减排的化石燃料提供了超过 60%的每小时电力系统灵活性。在未来的十年里，未减排的燃煤、燃气和燃油发电厂将继续提供最大份额的灵活性，但是发电份额会有所下降。需求响应（即消费者根据系统需求和价格激励实时调整用电量）以及包括电池在内的储能技术，将成为 2030年后短期灵活性的最主要来源，到 2050年几乎占全球总量的一半。低排放的发电结构取代了未减排的化石燃料。长期以来，水力发电一直是灵活性的主要来源，水库则充当着大型的储能设施。未来，受到环境问题和公众接受度的影响，新建水库的水电装机容量将仅限于少数市场，但抽水蓄能容量仍在继续增长。其他可调度的可再生能源，如生物能源和地热，也会发挥作用。低碳氢和氨也有助于季节性储能。

在 2050 年净零排放情景中，核电继续为电力系统灵活性做出贡献。在发达经济体中，每小时灵活性的份额将从目前的约 2%上升至 2050 年的 5%。而在新兴市场和发展中经济体中，该份额则从 1%增加至 3%。在法国，核电满足了大部分发电需求，灵活性纳入到了反应堆的设计之中，使得一些发电厂可以在短时间内快速增加和减少产量，以负荷跟踪的模式运行，从而保证电力供应和需求保持一致。迄今为止，虽然许多国家并未定期要求以这种方式运行核电，但许多反应堆只需稍加改造，甚至无需改造，就能够实现这一点。

2050 年净零排放情景中按来源和区域分组的每小时电力系统灵活性



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

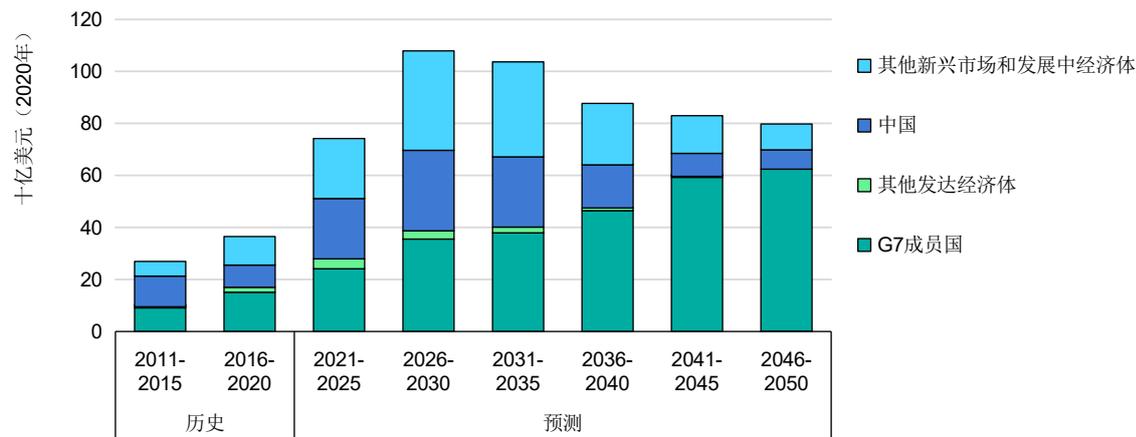
核电可以通过创新而更具灵活性。一些先进技术，包括小型模块化反应堆，有可能促使核反应堆更易改变其输出，转而产热和制氢而非电力，或者在发电的同时产生热和氢。各方正在正在进行努力，让决策者和规划者了解灵活性更高的核电所产生的潜在成本效益，例如清洁能源部长级会议所领导的运动。

核电投资与成本

2050 年净零排放情景中，到 2030 年核电年投资将增加两倍

在 2050 年净零排放情景中，要实现核电复兴，就需要在未来几十年内大幅增加投资，以建造新的核反应堆并延长现有反应堆的运行寿命。在这种情况下，在 2050 年净零排放情景中，21 世纪 30 年代上半叶，全球每年对核电的投资将激增至 1000 多亿美元，是 21 世纪 10 年代平均 300 亿美元的三倍多。此后，随着对可调度低排放发电容量需求的减少，这一数字将稳步下降，21 世纪 40 年代下半叶，将达到约 700 亿美元。2021 年至 2050 年期间，核电投资占低排放电力来源总投资的比例不到 10%。在这种情况下，可再生能源的年投资从 2016 年至 2020 年的平均 3250 亿美元上升到 2031 年至 2035 年的 1.3 万亿美元。

2050 年净零排放情景中按国家/地区分组的全球年均核电投资



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》；国际能源署（2021），《七国集团实现电力行业完全或基本脱碳》。

2021 年至 2050 年间，2050 年净零排放情景中的核投资重点逐渐从新兴市场和发展中经济体转移至发达经济体。在发达经济体中，平均每年投资近 500 亿美元，约占全球总额的一半，这几乎是 21 世纪 10 年代平均水平的四倍。相对于在全球装机容量中所占的份额而言，这些国家的投资需求较高，这是因为建筑成本较高，需要通过大量投资来延长现有反应堆的寿命，并且需要通过建造新的反应堆来抵消退役的反应堆。后一个因素也解释了发达经济体的投资倾向于后几十年的原因。到 2050 年，中国平均每年需要在核电上花费近 200 亿美元，几乎是 21 世纪 10 年代平均水平的两倍。其他新兴市场及发展中经济体的投资平均每年增加两倍，达到约 250 亿美元。与发达经济体相比，到 2035 年，这些国家更需要投资。

新核反应堆的成本在不同地区差异巨大

新核反应堆的建造成本是决定竞争性可调度发电来源相对投资的一个重要因素，在全世界范围内差异巨大。¹²2050 年净零排放情景中假设了中国和印度能够以最低成本（低于 3000 美元/千瓦）建造新的核电厂，且项目在五到七年内完成。这意味着新建一个装机容量为 1.1 吉瓦的大型反应堆将耗资约 30 亿美元（以 2020 年美元计）。在欧盟和美国，预计这一成本将大幅提高，但在未来 30 年内，将逐步下降至 4500 美元/千瓦左右。若要降低这些成本，就需要核工业按时、按预算交付项目。通过采用一些经过验证的方法可以降低后续投资的成本，包括在设计完成后再开始施工、后续机组采用相同设计以保证“同类第 n 个机组”的效率，以及在同一地点建造多个机组。也可以在选址过程中进行创新，从而缩短漫长的施工前阶段。在我们的分析中，对核电建设成本的假设适用于所有规模的反应堆。

¹² 可免费下载《世界能源展望 2021》，查看关于核电和其他电力技术的其他区域性成本假设。

2050 年净零排放情景中选定国家和区域的核电建设成本假设（以 2020 年价格计，美元/千瓦）

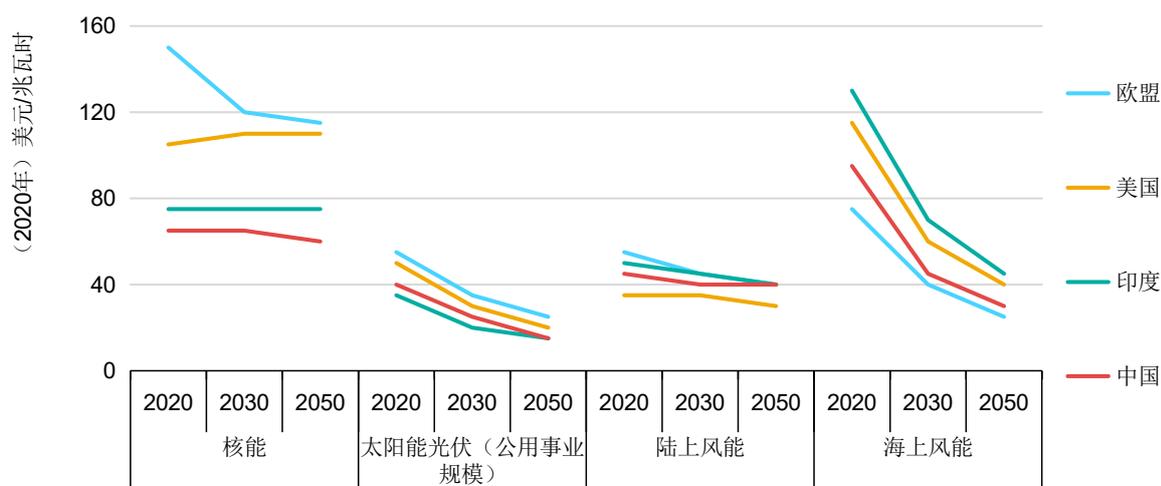
地区	2020	2030	2050
欧盟	6600	5100	4500
美国	5000	4800	4500
印度	2800	2800	2800
中国	2800	2800	2500

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

核电建设必须克服投资方面的经济障碍

除了公众接受度等非经济障碍外，核工业还必须克服投资方面的几个经济障碍，以实现 2050 年净零排放情景中所述的净零目标。相对于其他低排放能源的成本是主要的经济障碍。以平准化度电成本（发电厂在其运行寿命内的平均发电成本）进行衡量，太阳能光伏已经成为大多数市场中最便宜的新能源，在过去十年中，其成本下降了约 85%。在大规模部署和创新的推动下（供应链中断导致近期价格暂时上涨之后），2050 年净零排放情景中，太阳能光伏成本继续下降。陆上风电是唯一一种可以在成本上与太阳能光伏相媲美的低排放技术。未来几年内，在许多情况下，海上风电的成本有望接近陆上风电项目的成本。到 2030 年，在大多数市场中，太阳能光伏和陆上风电的成本预计将降至 50 美元/兆瓦时以下——远低于新核电项目的成本。

2050 年净零排放情景中选定技术和国家的平准化度电成本



国际能源署版权所有。

注：核电的平准化成本包括退役成本。

资料来源：国际能源署（2021），《2050 年净零排放：全球能源部门路线图》。

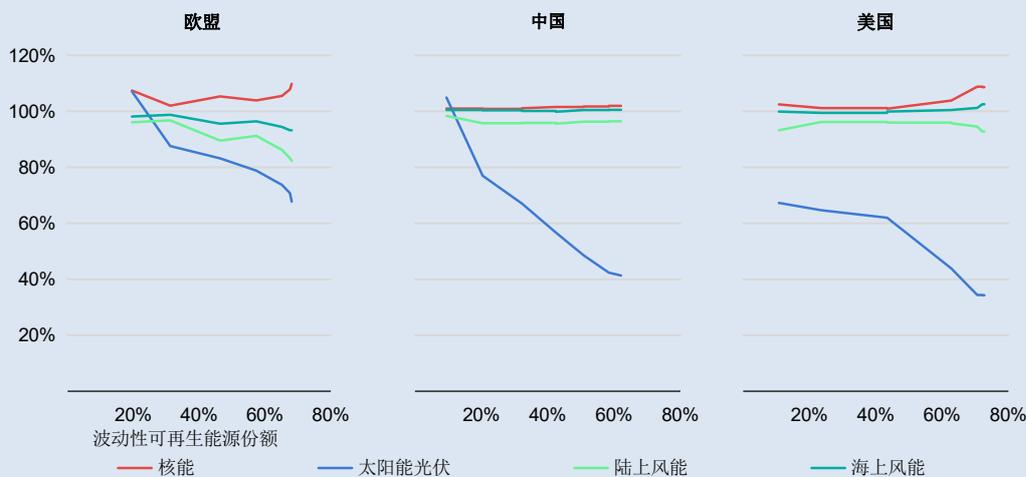
然而，在许多情况下，如果考虑到更广泛的电力系统效益，核电仍然可以与可再生能源竞争。在不考虑每种技术运行方式的差异，尤其是可调度性的情况下，平准化度电成本是比较和筛选低排放发电方案的常用指标。更完整的指标（如价值调整后的平准化度电成本）通过衡量不同技术对低排放电力的贡献，以及对系统充裕性和灵活性的贡献，量化了系统价值。随着风电和太阳能光伏发电在总发电量中所占份额的增加，其价值调整后的平准化度电成本往往会上升，而对于核电和其他可调度发电方案，该成本则会下降。相比于单独的平准化度电成本，在最低成本系统中，这些方案更具竞争力且发挥更大的作用。

核电产出的价值是什么？

相对于其他发电技术，核电的竞争力取决于其产出的价值及其生产成本。例如，在系统需求最高的时候，可用电力来源的能力有助于提高其能源价值，这可以通过在竞争市场中获得的产量平均批发价格来衡量。同时，在不需要高产量的情况下，充裕的产量会降低能源价值。系统中特定技术的能源价值取决于需求模式、发电能源结构、燃料和二氧化碳价格以及其他系统特定要素。

随着波动性可再生能源份额的增加，额外的太阳能光伏或风电项目的能源价值往往会下降。太阳能光伏的常规输出模式意味着，在没有储能的情况下，其能量价值下降最大。在我们对欧盟、中国和美国模拟中，相对于平均批发电价，波动性可再生能源在总发电量中所占的份额每增加一个百分点，太阳能光伏的能量价值就会降低 1%至 2%。风力发电的价值损失则不那么明显：波动性可再生能源份额每增加一个百分点，陆上或海上风力发电的能源价值仅下降 0.3%或更低。相比之下，随着波动性可再生能源份额的增加，相对于系统平均值，核电的能源价值在这些市场中保持稳定或有所增加，有利于增强可调度性。

低排放电力相对平均批发电价的能源价值（波动性可再生能源的份额由于技术发展而上升）



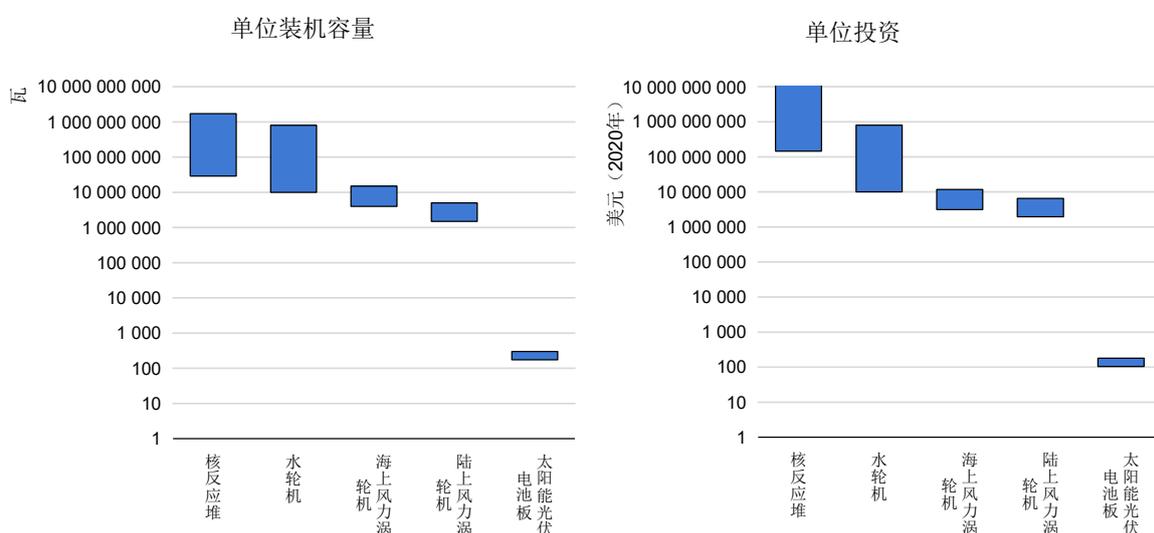
国际能源署版权所有。

注：基于“可持续发展情景”中所模拟的每小时批发电价和技术生产概况，计算出全年单位产量的平均价格，即为能源价值。能源价值实现了联合国可持续发展目标中的关键能源目标（这些目标与普遍能源获取和空气质量大幅改善相关），并将在 2070 年前实现全球净零排放。

资料来源：国际能源署（2021），《2021 年世界能源展望》。

传统核反应堆的规模相对较大、相关前期成本高，这是另一个经济障碍。单个大型反应堆的装机容量可超过 1600 兆瓦，比其他技术都要高。小型反应堆也是可行的，但是实现规模经济的能力较差。相比之下，水力发电的电厂装机容量位列第二，单个涡轮机的装机容量可达 800 兆瓦。另一个极端是，在公用事业规模项目中，单个太阳能光伏板的装机容量为 300 瓦，而屋顶安装的太阳能光伏板仅有 100 瓦。核反应堆的高装机容量加之相对较高的建造成本意味着，在一些国家，单个反应堆的成本可能超过 100 亿美元——这一数量级高于任何其他低排放技术。世界上只有少数公司有力量处理这种规模的项目，但即便对这些公司来说，在工期延误或成本超支的情况下，此类项目也存在相当大的风险。这可能阻碍对单个反应堆的投资，也会阻碍开发一系列降低新反应堆设计成本所必需的反应堆。

2020 年选定发电技术的电厂装机容量和成本范围



国际能源署版权所有。

注：对数刻度。

对于计划利用核电进行能源转型的国家来说，政府必须采取干预措施，从而帮助克服这些经济障碍。应适当评估包括核能在内的低排放技术对减排和能源安全的贡献，这一点至关重要。此外，对二氧化碳排放和其他污染物进行定价是评估低排放贡献的最有效方法，而电力系统所服务的市场则非常适合评估对电力安全的贡献。在不具备以上条件的情况下，可能有必要直接干预竞争性市场，以激励私人投资，或根据长期合同，向新发电商提供价格或收入担保，作为能源行业总体计划的一部分。政府的行动还可以推动核创新，推动各开发阶段的先进设计均实现商业化，例如，支持建造一系列初始成本可能很高的反应堆。

先进的反应堆设计，特别是小型模块化反应堆，有可能解决上述经济障碍，进而提升多个项目开发和成本降低的可行性。从长远来看，成本降低的程度将决定核电技术生产低排放电力、热能或氢气的能力。与其他低排放技术相比，如果成本降低的幅度能够超过 2050 年净零排放情景中的设想，则核能的作用就可能会远远超出预期。

3.核能的竞争力

评估核能对能源系统脱碳的价值

要在确保能源安全的同时，以最具成本效益的方式降低发电所产生的碳排放量，则需要提供一个充分重视低排放发电和各种电力系统服务的市场框架。而电力行业若要进行能源转型，则需要从未减排煤炭和天然气转向一套低排放技术。随着电力系统逐步脱碳，核电的有利特性（尤其是低排放性、可调度性和灵活性）对电力系统的价值日益提高。特别是随着波动性可再生能源（不可调度且不如火力发电来源灵活）的发电份额越来越大，可调度性也日渐重要。而其他灵活性来源（如水电或地热）在可扩展性和可用区位上面临挑战，或尚未在电解氢和 CCUS 的情况下证明自身的商业价值。

为此，设计电力结构时，需要确保核电的经济价值，与其他低排放技术一同，充分反映在价格信号中，以便公平公正的激励投资。若市场设计欠佳，政府则需要更大程度上依靠行政性付款等其他激励措施来鼓励投资，实现成本效益。

核电还有助于扩大低排放产热和低排放产氢。由于市场不断增长，会提供多种技术方案，而这些技术方案之间竞争与电力行业之间的竞争大为不同，具体的考虑因素对投资决定的影响更为重要。通过增加收入以及在波动性可再生能源占比高的体系中减少削减产量的风险，可以促进新反应堆在商业方面的应用。

发电

新核反应堆建设成本需大幅下降，以与太阳能光伏和风电争夺更多的市场份额

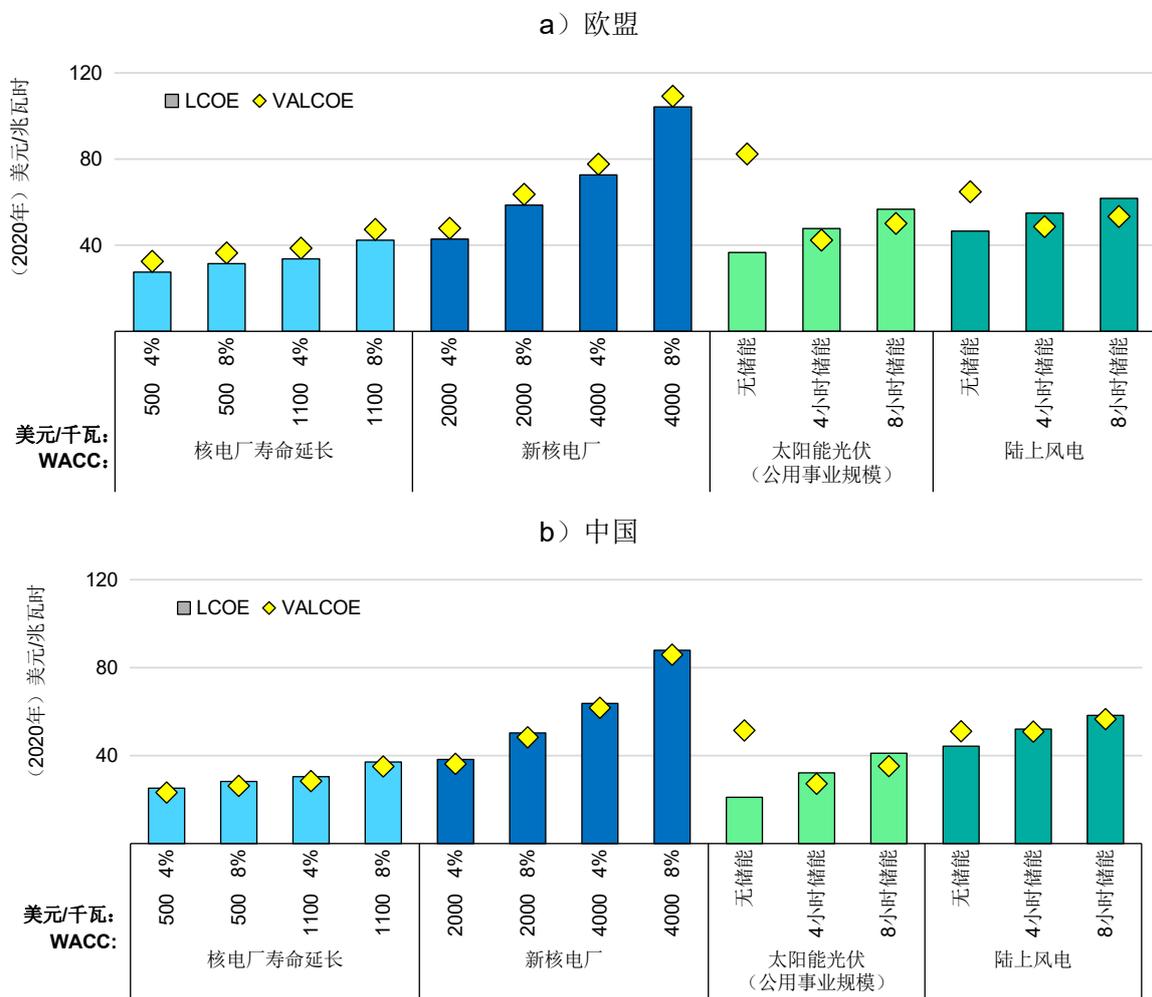
在全球清洁能源转型中，建造新核反应堆的成本对核电能够发挥作用至关重要。根据 2050 年净零排放情景的成本假设，核电可以起到补充作用，增强系统的稳定性，扩大低排放源的范围，并在可再生能源受限的领域起到关键作用。然而，要与太阳能光伏和风力发电直接竞争，考虑到每种技术的成本和系统价值，新核电的建设成本需要降到 2000 美元/千瓦（以 2020 年美元计）或以下，以便在 2030 年增加装机容量。为此，根据融资成本，核电的平准化度电成本为 40-60 美元/兆瓦时。40 美元/兆瓦时对应于 4% 的加权平均资本成本，此时项目和技术的风险需降至最低或转移给其他利益相关方。支持措施应尽可能合理保持技术平衡，以确保在最优价格下实现能源转型。地区不同，平准化度电成本不同，同时建设时间和容量因子也会影响到平准化度电成本。例如，建设周期较短和预测容量因子较高均会导致中国的平准化度电成本较低。

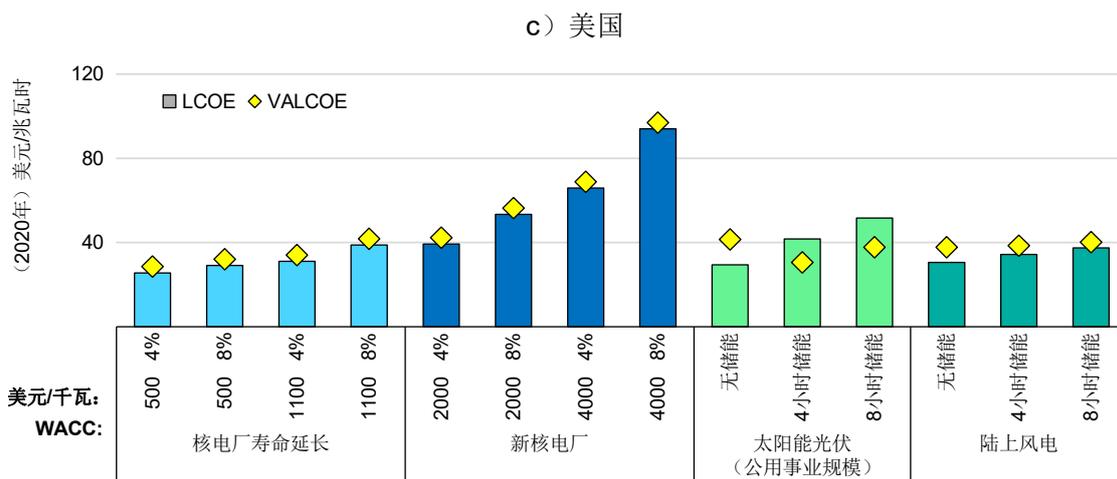
在核电建设成本接近 4000 美元/千瓦的地方，平准化度电成本跃升至 60 至 100 美元/兆瓦时，超过了太阳能光伏和风电项目（包括储能项目）的成本。核电价值调整后的

平准化度电成本与欧盟、中国和美国平准化度电成本大致相等，因为核电对低排放电力供应、电力系统充裕性和灵活性的贡献量大致等于整个电厂的平均值。

核电厂延寿可成为具有竞争力的低排放电力来源，对于欧洲和美国更是如此。2030年，大多数扩建项目的资本成本在 500 至 1100 美元/千瓦之间，产生的平准化度电成本通常低于 40 美元/兆瓦时。此时，尽管太阳能光伏和风电的成本已经大幅下降，但核电寿命延长在大多数情况下相对于低成本的太阳能光伏和风电仍有竞争力。延长项目对电力系统服务的贡献与新项目相同，因此价值调整后的平准化度电成本与原平准化度电成本并无差别。

2030 年既定国家发电能源的平准化度电成本和价值调整后的平准化度电成本





国际能源署版权所有。

注：LCOE=平准化度电成本；VALCOE=价值调整后的平准化度电成本；WACC=加权平均资本成本。价值调整后的平准化度电成本为国际能源署能源建模框架中的一个指标，反映了特定技术的平准化度电成本和对系统价值的贡献。假设储能容量为可再生能源项目的四分之一（例如，100兆瓦太阳能光伏发电阵列配有25兆瓦的电池，持续时间为4小时或8小时）。太阳能光伏发电和陆上风电以及模拟运营的建设成本基于2050年净零排放情景。
资料来源：国际能源署（2021），《2021年世界能源展望》。

核电的竞争力还取决于能否进一步降低太阳能、光伏和风能的发电成本。太阳能光伏发电是当今大多数地区最便宜的电力来源，具有广泛的可用性和可扩展性。根据2050年净零排放情景，预计到2030年，太阳能的平准化度电成本将下降40%以上，大多数公用事业规模的项目成本约为20至40美元/兆瓦时。然而，价值调整后的平准化度电成本明显高于当前的平准化度电成本，反映出太阳能光伏的波动输出与电力需求模式不匹配。在中国、欧盟和美国将太阳能光伏与4小时或8小时储能相结合，场地共同利用带来成本优势，与单独使用太阳能光伏相比，价值调整后的平准化度电成本更低。

太阳能发电和风电在大多数市场均广泛可用且可扩展。但风电技术比太阳能光伏发电更为成熟，且仍在持续创新。与太阳能光伏发电一样，大多数陆上风电项目的平准化度电成本预计将在2030年降至30至70美元/兆瓦时。风电输出曲线（取决于风力条件）通常与需求模式不一致，因此风电价值调整后的平准化度电成本远高于当前的平准化度电成本，导致其竞争力低于平准化度电成本本身的水平。通过将储能与陆上风电相结合，可以降低价值调整后的平准化度电成本，尤其是在风电占比较高的地区，如欧盟。此外，非经济因素（包括是否存在合适的场地以及公众接受度）也会影响部署。

核电更能与其他可调度的低排放方案形成竞争

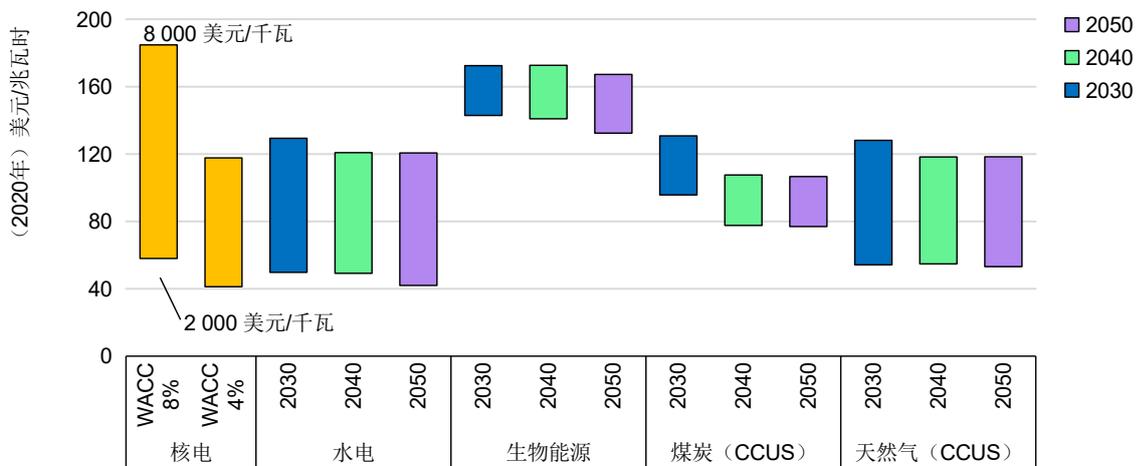
需进一步降低建造新核电站的成本，才能与其他可调度的低排放电力来源进行竞争。在大多数区域，需要将核建设成本降至2000至3000美元/千瓦（以2020年美元计），才能与其他可调度能源（包括采用CCUS技术的水电、生物能源和化石燃料发电厂）竞争，尽管这些替代可调度能源的潜在有些地区可能受限。根据财务成本计算，核电平准化度电成本为40至80美元/兆瓦时。在这些来源中，由于平准化度电成本的可调

度性与对电力系统的价值相似，所以成为衡量其竞争力的一个良好指标。虽然采用 CCUS 技术的化石燃料带来了更大的价格波动风险，但从长远来看，全球能源系统减少了化石燃料的使用会将价格构成下行压力。

几十年来，水力发电一直是低成本、低排放来源，但全球建设更多水力发电厂的能力有限。水力发电厂的成本和最终性能在很大程度上取决于项目特定的诸多因素。到 2050 年，2050 年净零排放情景下新项目的平准化度电成本预计将降至 40 至 100 美元/兆瓦时，新项目将更多的集中在少数几个具有剩余潜力和最佳场地条件的地区。由于环境问题和对社会造成的影响，大多数高质量资源在许久以前就已经开发，并且许多场地已经不再具备可用性，水电厂扩建主要限于中国、东南亚和非洲。

生物能源发电厂具有可扩展性，可以在多种场地建设，但成本较高，这对于国内生物量持续供应受限、生物质颗粒需要进口的地区（如欧洲）尤为明显。因此，到 2050 年，这些发电厂在 2050 年净零排放情景下的平准化度电成本通常会超过 150 美元/兆瓦时。虽然以农业剩余物形式提供的低成本燃料可以大大提高生物能源发电厂的经济效益，但这类项目往往规模较小，对发电的总体贡献并不大。

既定可调度低排放发电源的平准化度电成本



国际能源署版权所有。

注：WACC=加权平均资本成本。范围代表主要区域的差异，2020-2050 年间每种技术的部署量至少为 10 吉瓦，反映了 2050 年净零排放情景下的区域建设成本、燃料价格、二氧化碳价格和模拟运营。

资料来源：国际能源署（2021），《2021 年世界能源展望》。

采用 CCUS 技术的天然气发电厂有可能成为低排放电力中最便宜的可调度来源。其中需要考虑的一个重要因素是碳捕集设备的成本，十多年来，碳捕集设备一直处于开发和示范阶段。因此，迫切需要开展全面的商业项目来降低成本及减少技术的不确定性。有证据表明，这方面已经取得了一定进展，例如美国和加拿大正在扩大 CCUS 技术发展的政策支持，而且全球发展项目的数量也日渐增多。同时，溢出效应也促使碳捕集设备可用于工业中难以减排的应用领域，如钢铁生产。

另一个关键因素则是天然气价格。俄乌冲突导致在未来一段时间内物价持续上涨；若持续高价或者碳捕集技术进展缓慢，采用 CCUS 技术的燃气电厂的成本将大幅提高，从而使核能更具竞争力。但是，如果一些地区的价格降至 2 至 6 美元/百万英热的水平，到 2030 年，燃气电厂的成本将低于 70 美元/兆瓦时。

与核电厂相比，燃煤电厂若采用 CCUS 技术，其竞争力取决于这些电厂为新建还是改造。新建燃煤电厂与新建核电厂的建设成本相对较高，但新建燃煤电厂的运行时间更长，并能提供一整套系统服务。随着技术的改进，预计到 2040 年，新的 CCUS 项目的平准化度电成本将为 80 至 110 美元/兆瓦时。用碳捕集设备改造现有发电厂为世界上一一些排放量最高的发电厂提供了一种成为低排放源的低排方法。近期配备 CCUS 技术的电厂成本大大降低，但是二氧化碳官网和储存需要与单个设施并行开发，导致 CCUS 技术的应用极为复杂。也可以选择永久关闭现有燃煤电厂，然后在这些厂址开展新型核电项目，这些项目的规模需符合厂址空间条件，并利用现有电网连接。这样，可容纳大量新型核电装机容量，便于采用小型模块化反应堆。

低碳氢和氨在原则上可以用作燃气和燃煤电厂的燃料，提供可调度电力，它们本质上为低排放能源的载体，而非燃料，因此不是核电的主要竞争来源。相反，如果低碳氢和氨用于生产电厂燃料，以储存电能，满足未来的高峰需求，则它们可以作为核电的一种补充方式。由于波动性可再生能源的份额已经达到了较高的水平，氢和氨目前并未在电力行业大规模使用，2050 年净零排放情景中，直到 2030 年后才会开始逐步使用，而风能和太阳能光伏的季节性变化导致需要更灵活的电力来源。由于生产和使用氢和氨会造成巨大的能源损失，因此价格相对昂贵，最适合满足高峰需求并提供长期或季节性储能。虽然大型核电厂也可以满足电网的高峰需要，但最适合在基本负荷模式下运行。

电力系统服务

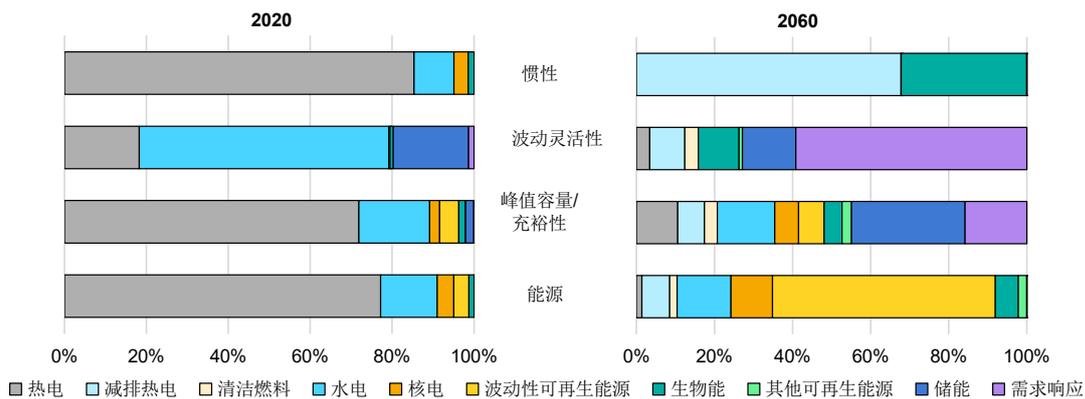
核能是促进净零目标实现的重要能源保障

要向净零排放转型，需要彻底改变提供各种电力系统服务的方式，以确保系统运行的安全性、灵活性和稳定性。除供电外，这些服务还包括确保系统稳定性、电压波动和其他短期灵活性以及峰值容量需求。在许多地方，如果以平准化度电成本计算，波动性可再生能源（主要是风能和太阳能光伏发电）都已成为最具成本效益的能源，在 2050 年净零排放情景的完全脱碳系统中承担主要发电任务，但系统安全运行还需要其他发电源，部分国家需用到核能。

中国就是其中一个例子，在中国的脱碳系统中，核能在确保电力安全方面发挥着重大作用。2020 年 9 月，中国政府承诺力争在 2030 年前二氧化碳达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和。国际能源署于 2021 年 9 月发布了一份题为《中国能源体系碳中和路线图》（An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China）的报告，提出了根据电力和其他部门的详细模型实现这一目标的情景。在该情景（达到净零排

放的时间晚于 2050 年净零排放情景) 中, 波动性可再生能源发电将占 2060 年总电力供应的 58%, 比 2020 年高出 4%。然而, 这些能源产生的电量仅占峰值容量的 8%左右。储能、需求响应、水力发电和采用 CCUS 技术的电厂占比更高。2060 年, 核电在总发电量中所占份额约为 10%, 远低于波动性可再生能源发电, 但其同样有助于满足峰值容量需求。核电还对稳定性服务做出了巨大贡献, 其中, 2060 年惯性将达到 48%, 而 2020 年仅为 3%。

中国电力系统服务的资源贡献率



国际能源署版权所有。

注: 惯性以 100 个最低惯性小时的惯性贡献为基础。波动性根据 100 个最高小时波动性计算。能源指总发电量。这些措施旨在说明各个方面的电力安全, 但不包括相关组成部分或潜在技术贡献。
资料来源: 国际能源署 (2021), 《中国能源体系碳中和路线图》。

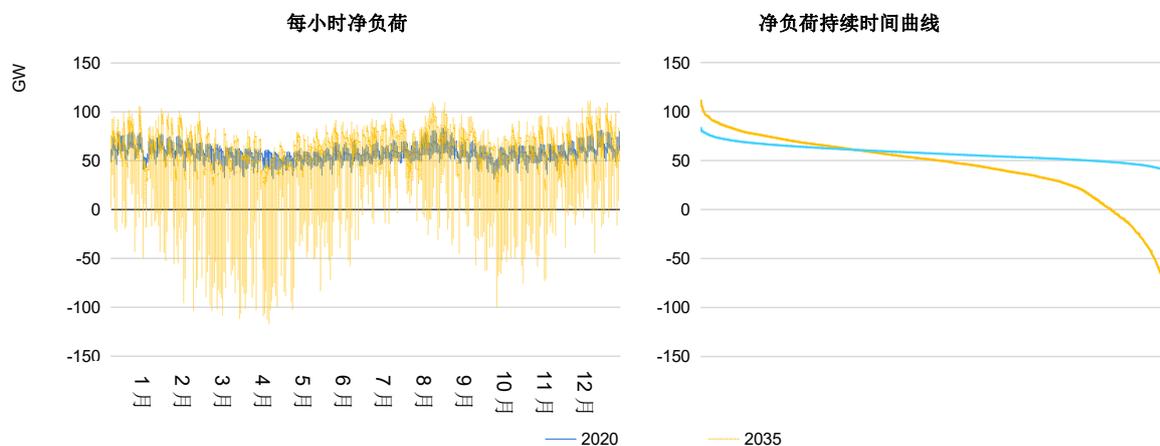
转型将改变发电能源的最佳组合方式

在总发电量中, 波动性风能和太阳能所占份额增加, 这引发了以下主要后果: 在所有时间范围内, 包括几分钟、几小时、几天、几周和几季, 净负荷 (即总负荷减去风能和太阳能发电量) 的波动性增加, 净负荷曲线发生重大变化。对于风能和太阳能电厂, 只要有能源就可以发电, 因此其运营成本极低。净负荷指可调度资源必须满足的需求, 包括核电、火电厂、水电、储能或外部进口等需求。随着系统采用的波动性可再生能源越来越多, 这种需求势必将会增长。实际增长取决于当地的气候和季节因素以及太阳能和风能的组合。例如, 在夏季, 温暖地区的制冷需求在白天达到峰值, 因此太阳能发电量与电力需求相一致, 从而减少了净负荷, 即可调度电厂所需的发电量。冬季的情况可能恰恰相反, 在傍晚太阳下山后需求量可能达到最高值。

韩国已证实了这一现象, 正如近期报告《改革韩国电力市场以实现净零》(Reforming Korea's Electricity Market for Net Zero) 所述, 该报告对到 2050 年实现能源相关二氧化碳净零排放途径进行了详细的电力系统建模。在这种情况下, 对于总电力供应, 波动性可再生能源发电所占份额将从 2020 年的 4% 上升到 2035 年的 50%, 每小时净

负荷的范围将扩大四倍。¹³净负荷持续时间曲线（即一年中每小时的净负荷按数量级降序排列）也将发生显著变化。与 2020 年相比，2035 年有三分之一的时间需要更多的可调度容量，但约五分之一的时间不需要进行任何容量调度。

韩国每小时净负荷和负荷持续时间曲线



国际能源署版权所有。

注：净负荷=总负荷-风力和太阳能发电量。
资料来源：国际能源署（2021），《改革韩国电力市场以实现净零》。

由于电力系统每小时和小时内的波动越来越明显（电力供应随负荷变化实时增加和减少），且最小和最大日需求量之间的差异变大，因此供需双方将要求更高的日内灵活性。可通过抽水蓄能和电池以及需求响应计划来保证这一灵活性，这些计划包括智能车辆充电、电器和恒温器等。当负荷完全由零边际成本的可再生能源满足时，一天中极低价格和零价格时段将更频繁地出现，这将为能源密集型行业提供机会，使其灵活调整生产计划，以降低成本。

在任何给定系统中，要满足变化需求曲线，需根据输入燃料的相对成本和各类电厂的资本和运营成本决定可调度容量的最佳组合，同时需考虑到它们的容量因子。每个发电方案都是固定成本和可变成本的组合，如果电厂固定成本高但运营成本低，则电厂容量因子较高，最具经济效益，如果电厂固定成本低但运营成本高，则电厂在高峰期运营更具经济效益。举例而言，韩国采用石油、天然气、煤炭、水力和核能组合来满足目前的净负荷（按使用率递增排序）；随着风能和太阳能所占份额的增加，净负荷持续时间曲线的形状和水平变化将对净负荷满足方式产生相当大的影响，因为相对于煤和天然气等高排放源来说，低排放可调度技术的成本有所下降。

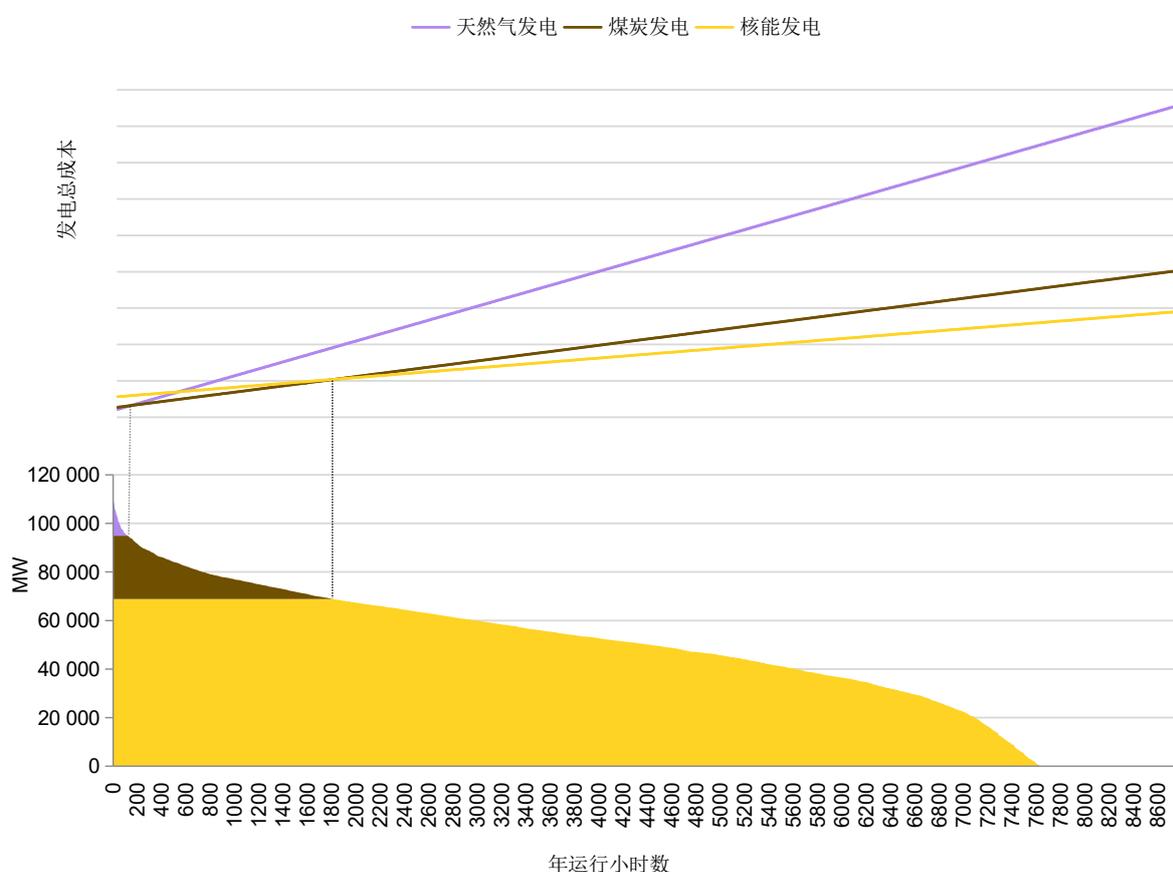
“筛选曲线”方法显示了可调度发电能源在韩国净零排放情景中互为补充。筛选曲线运用资源总成本（包括其年度资本成本、运营和维护成本以及燃料成本），沿着净负荷持续时间曲线，在各容量因子处找到最低成本的解决方案。然后，将成本最低的资

¹³ 净负荷范围最低值为-108 吉瓦（当波动性可再生能源供过于求时，导致潜在的限产或与电网断开），最高值为 115 吉瓦，即 2035 年的范围为 223 吉瓦，而现有范围为 54 吉瓦（32 吉瓦至 86 吉瓦）。

源映射到净负荷曲线上，以确定所需的容量和每种资源的预期总供应量。在这种情况下，到 2035 年，核能将占可调度发电量的大部分，而煤炭和天然气将用作调峰资源。

其他系统的核电建设成本较高，但煤炭和天然气价格较低，在这些系统中，核能的贡献率较低，而煤炭和/或天然气则较高。在完全脱碳的电力系统中，调峰资源可包括电解氢和氨等低碳燃料，中等（中负荷）资源可以是采用 CCUS 技术的煤或天然气发电厂。国际能源署的报告《低碳燃料在电力部门清洁能源转型中的作用》（The Role of Low-Carbon Fuels in the Clean Energy Transitions of the Power Sector）更详细地探讨了使用低碳燃料作为潜在调峰资源的问题。

2035 年韩国满足净负荷的最低成本可调度发电组合图示



国际能源署版权所有。

注：净负荷=总负荷-风力和太阳能发电量。该分析假设加权平均资本成本率为 7%。
资料来源：国际能源署（2021）《改革韩国电力市场以实现净零》。设计改编自 Baik 等（2021）。

可调度低排放发电

适当的市场设计对于向低成本清洁安全电力系统转型至关重要

市场改革需要重视核能和其他低碳、可调度发电方案带来的效益。大多数发达经济体以及越来越多的新兴市场和发展中经济体都已经放开或正在放开电力供应行业。竞争性电力批发市场是自由化电力系统的核心特征，旨在发出经济高效且反映成本的价格信号，同时遵守有形系统约束。这需要通过竞价来及时协调所有参与者（为系统和批发买家提供能源和其他服务的发电商）的行动，在竞价中，根据择优顺序中的最后一个供应源设定价格。

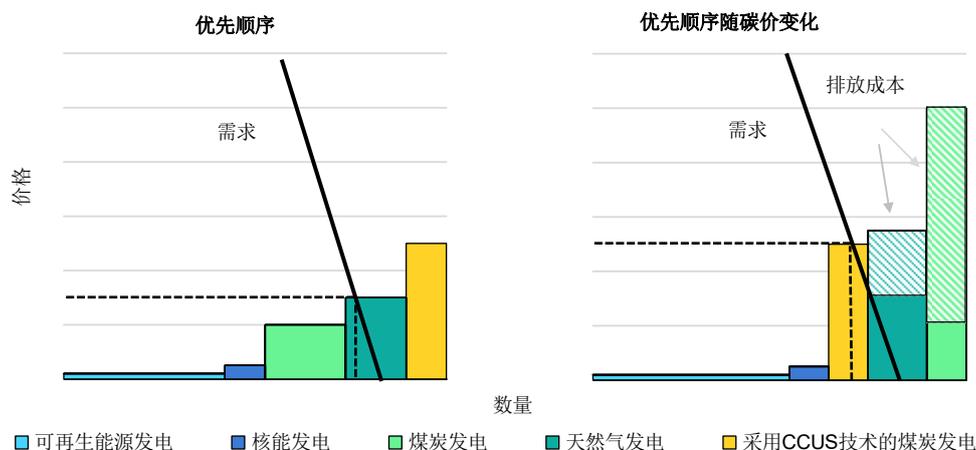
边际成本定价，即根据平衡系统所采取的最高成本行动来设定价格，鼓励采用有效的边际成本价格，因为其反映了所有系统参与者的总供求情况。所有发电商都需从事生产，直到其边际成本价格达到市场价格，而只有在消费成本低于消费价值时，消费者才会消费电力。在市场价格下，任何参与者都不能通过改变其供给或需求水平而获得财富。以这种方式调度电力有助于做出高效的投资决策，因为当市场价格超过可变运营成本时，在批发市场赚取的收入可以让发电商收回投资成本，并获得一定的回报。

批发市场价格会因不同地点和时间而异，可指导发电商作出关于运营性能、新有形系统资产投资和现有资产报废的决策。可采用金融工具来对冲价格风险或投机，而预期现货市场价格是这一金融工具的基础。投资决策需要考虑峰荷或基本负荷发电能力或储能技术（如电池）的相对价值，这由系统中的价格波动决定。对于从批发市场购买电力的零售商来说，这些价格构成了其客户电价的基础，其中可能包括随时间变化的价格。因此，现货市场价格必须准确反映提供电力服务的成本和电力的实际经济价值，同时需考虑到环境因素，包括发电过程中的二氧化碳排放量。

碳定价明确了核能的低排放优势

在竞争体系中，化石燃料发电价格必须反映二氧化碳排放成本，以便突出低排放或零排放方案（如核能方案）的优势。这有利于以最低的成本实现能源体系碳减排。碳价格是实现这一目标的主要机制。碳定价会影响发电优先顺序，通过转换燃料和储存可再生能源以备后用，鼓励在任何特定时间和地点进行减排。原则上，通过排放交易系统或碳税将碳价格纳入批发市场价格，比其他类型的脱碳激励措施更具经济效益，因为这直接针对排放，除依据二氧化碳排放外，不区分供方和需方技术（能源效率和需求响应）。

碳价格导致优先顺序变化的示例



国际能源署版权所有。

资料来源：国际能源署（2021），《韩国电力安全评审》。

在批发市场上，即使采用碳定价，核电也总是排在风能和太阳能光伏发电之后，因为后者的边际成本为零。然而，引入碳定价或提高二氧化碳价格会提高化石燃料发电商的成本，从而提高批发电价，而核电厂由于成本不变，其收入将增加。在示例中，化石燃料发电厂的发电成本变化导致了优先顺序的变化，并使边际价格几乎翻了一倍。这有助于弥补因波动性可再生能源发电容量上升导致核电需求下降而造成的核电优先性自动降低。

虽然世界上很多国家的电力部门和其他部门都引入了碳定价，但价格往往太低，不足以对新容量投资决策产生重大影响。目前，约有 45 个国家和 34 个地方管辖区采用了某种形式的碳定价方案，涵盖了超过 21% 的温室气体排放。二氧化碳排放交易系统已在多个电力市场实施，包括欧盟、美国东北部若干州和加利福尼亚州以及中国，其中，中国于 2021 年启动了全国机制，成为了世界上最大的碳市场（按数量计算），涵盖超过 4 吉吨的二氧化碳排放量。这些系统中的碳排放价格一直很低，对批发电价的影响有限。这种情况直到最近才发生了变化，欧洲的碳排放价格大幅上涨，2022 年初价格飙升至约 100 欧元/吨，但在俄乌冲突后大幅回落；此前，碳排放许可价格从未持续超过 30 欧元/吨。美国也出现了价格上涨，但中国的价格仍停滞不前。

仅部分碳定价机制在美国得以实施。由于波动性可再生能源容量的扩大和电力需求的停滞，部分州的核电厂面临着越来越大的财务压力。自 2013 年以来，已有 12 座核电厂因财务原因关闭，还有几座核电厂仍面临着关闭风险。一些州采用零排放信用作为临时措施，以提供财务救济并支持核反应堆的持续运行。信用的运作方式类似于可再生能源义务，在其他州也有使用，为低排放技术提供了额外的收入来源。近期，作为 2021 年《两党基础设施法》的一部分，启动了一项 60 亿美元的民用核信用计划，以

帮助保护核电设施。根据该计划，商用反应堆的所有者或运营商可以申请认证，并通过竞标获得信用，以支持其继续运营。

容量和辅助服务补偿

如果价格信号不稳定，或者项目面临其他难以对冲的风险（如政策风险），即使具备高稀缺性和高碳排放价格，批发市场价格也可能无法为可调度资产吸引足够的投资。像核电厂这样投资成本大、运营成本低的长期资产可能会遇到这种情况。

除能源供应外，提供电力系统服务也可纳入批发市场，这些服务包括容量可用性和辅助服务（维持电网稳定性和安全性所需的各种操作）。这在一些国家已经开始施行。这些系统服务的成本已与能源市场相协调，需包含在电力边际成本中，以便系统在竞争性市场中有效运行。这确保了为服务支付的价格在系统面临压力期间（例如当备用容量出现短缺时）上涨，从而奖励市场参与者为缓解压力所采取的行动。

一些市场已经采用容量机制来吸引对新容量的投资或防止现有电厂过早退役，这种机制对利用现有和未来电厂发电的发电商给予补偿。容量机制在美国市场很常见，并且已经被一些欧洲国家引入，例如法国和英国。

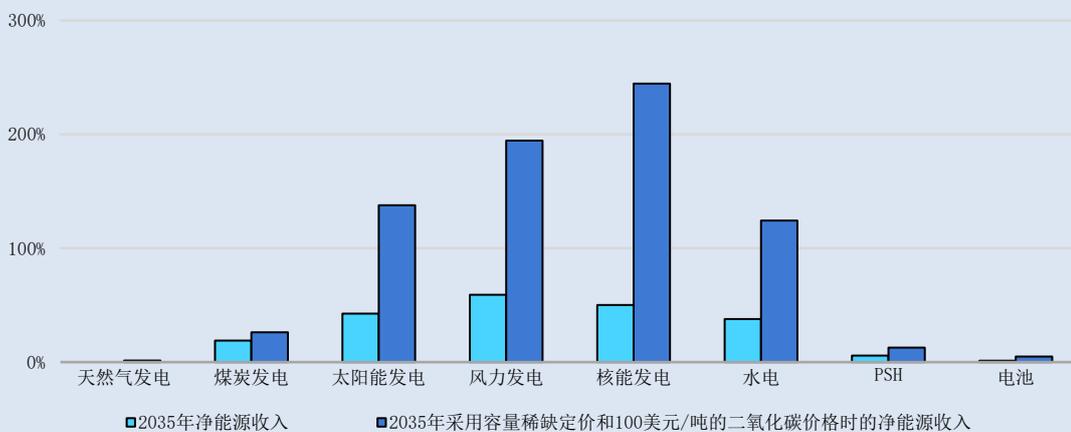
核电可利用这些机制来保证年度或更长时间的部分收入，并从中受益。这可以降低资本成本，有助于提高电厂的融资能力，但需要设计容量机制，以便确保全年可用性，并奖励对系统安全的实际贡献。有人担心机制设计不良会导致过度投资和过高的成本和价格，尤其是在批发市场运转不良的情况下。

为辅助服务提供适当的补偿也可作为一种手段来增加核反应堆的运营商收入，从而提高其盈利能力和优先投资吸引力。通常，灵活的核电厂可在几分钟内将功率提高或降低 10%，以控制多个发电商在电网上的交流电流量（频率控制），并在几个小时内将功率提高或降低 80%，以满足负荷变化。

碳定价和容量补偿的影响：案例研究

通过稀缺性定价或容量市场，碳定价和容量补偿可大大提高核能和其他低排放发电方案相对于化石燃料发电的竞争力。这将降低对市场外激励措施（如税收抵免或上网电价）的需求，以建设和运营低碳发电源。为了说明这一点，我们根据中国 2060 年碳中和目标，从中国电力市场的小时模型中得出了结果，并测试了 2035 年二氧化碳价格对不同发电类型盈利能力的影响。在二氧化碳价格未知的情况下，任何主要发电类型都不能通过能源市场获取足够的收入来支持新投资。引入稀缺性定价并假定二氧化碳价格为 100 美元/吨将大幅提高所有低排放发电类型的盈利能力，使新容量的运营和建设在财务上更具吸引力。

2035 年中国二氧化碳价格和容量稀缺性定价对不同类型发电盈利能力的影响



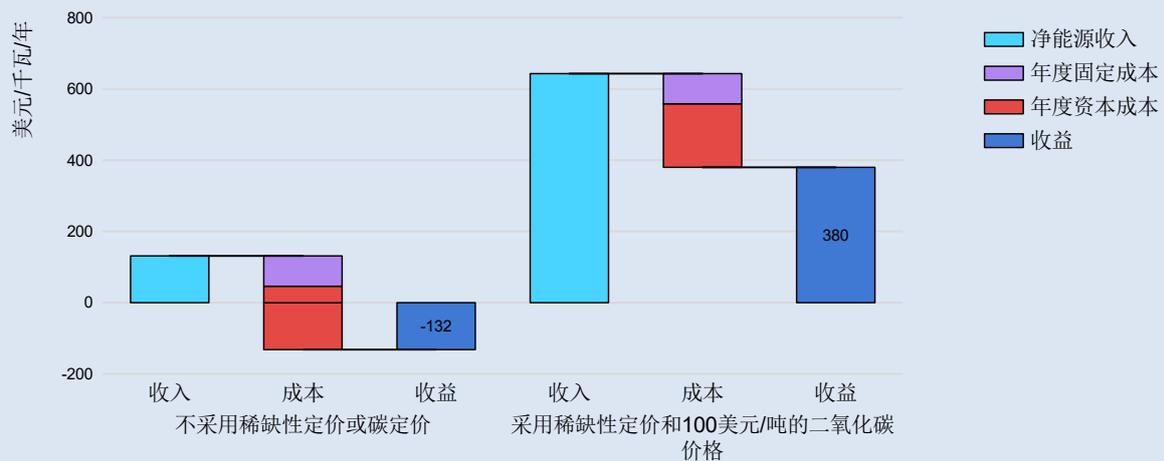
国际能源署版权所有。

注：PSH=抽水蓄能水电。这是净能源收入和固定运营、维护、年化资本成本之间的比较。假定加权平均资本成本率为 7%。该分析基于系统参考边际成本和稀缺性定价，并假定二氧化碳价格为 100 美元/吨。

资料来源：国际能源署（2021），《中国能源体系碳中和路线图》。

在本案例研究中，当增加稀缺性定价和 100 美元/吨的二氧化碳价格时，核能的平均年收入从 130 美元/千瓦增加到 640 美元/千瓦。相比之下，新容量的年成本为 260 美元/千瓦，其中固定运营和维护成本为 90 美元/千瓦。如不采用稀缺性定价或二氧化碳价格，其收入虽足以支付现有反应堆的运营成本，但无法让新电厂盈利。

2035年中国二氧化碳价格和容量稀缺性定价对核电厂年盈利能力的影响



国际能源署版权所有。

注：假定加权平均资本成本率为 7%，建设成本为 2500 美元/千瓦，建设时间为 7 年，技术寿命为 60 年。该分析基于系统参考边际成本和稀缺性定价，并假定二氧化碳价格为 100 美元/吨。
资料来源：国际能源署（2021），《中国能源体系碳中和路线图》。

电解制氢与产热

除了向电网供电外，本节介绍了两种新的潜在核能利用方式：即现场制低碳氢和向工业用户和区域热网大规模低排放供热。由于可再生能源（如生物能源、太阳热能或地热能）以及其他低排放能源可能以更低的成本满足需求，出于经济原因，2050 年净零排放情景并未采用上述两种应用。然而，核能成本下降速度比预期更快，原则上，这可以使其具有成本竞争力，从而在这些市场上创造新机会。

现如今，氢是化学工业和炼油厂的重要原料。在 2050 年净零排放情景中，氢和氢基燃料的全球使用量迅速增加，以减少重工业和长途运输等难以电气化、难以减排行业的排放。将氢融入天然气网络，是减少终端用途行业排放的一种手段，发挥着越来越重要的作用。氢还以氨的形式融入煤炭，并用于电力行业，但由于成本较高，因此规模相对较小。现如今，全球氢消耗量约为 90 兆吨/年，到 2030 年，这一数值将增长至 212 兆吨/年，到 2040 年将增长至 390 兆吨/年。到 2030 年，低碳氢（即在不使用未减排化石燃料的情况下生产的氢）的比例将从 10% 上升至 70%，到 2040 年该比例将超过 90%。其中，一半以上低碳氢通过电解生成，其余则通过采用 CCUS 的煤炭或天然气生成。

核能电解可提供低排放氢

目前正在开发许多电解氢项目，这些项目均与波动性可再生能源实际相关，或通过电力购买协议与其相关。在发电点附近设置电解槽，可降低发电成本和输电成本，进而降低电力成本，还可以更容易地验证氢气是低排放燃料（电网电力制氢气与电力本身一样是“低排放燃料”）。在 2050 年净零排放情景中，这一趋势加速发展，到 2040 年，超过 75% 的电解槽装机容量将至少与一种可再生能源相关。

目前正在考虑将核电厂的全部或大部分产出用于电解制氢，以替代基于可再生能源的生产。核电厂的关键优势在于其可调度，能够在极高的年容量因子下运行，使电解槽得到高度利用，并生产稳定和可调节的低碳氢气流。这意味着平缓每日、月度和季度氢供应波动所需的氢储量更少。稳定、可靠的氢气流对工业用户非常重要，在优化利用其生产设施方面更是如此。

目前，加拿大、中国、俄罗斯、瑞典、英国和美国正在开发十几个示范电解槽项目，总容量为**250兆瓦**，探索核能的利用。一些商业项目也在推进中，例如，**2021年初**，瑞典奥斯卡尔沙姆核电站**3号**机组沸水反应堆的运营商与化学品公司林德（Linde）达成协议，从一个核电厂直接供电给现场电解槽制氢。

利用核能制氢的替代技术

目前，生产中或在建的电解槽大多采用传统的聚合物电解质膜或碱性技术。能更好利用核能特性的新型电解槽技术目前正在开发中。以固体电解池为基础的高温电解技术具有广阔的前景，该技术以陶瓷为电解质对蒸汽进行电解，可与目前先进的核反应堆设计相兼容，其电效率有望达到**79-84%**，与传统低温电解（电效率为**67-80%**）相比，热值更低。核电厂可以提供驱动这一过程所需的蒸汽和电力。

利用固体电解池制氢效率较高，可能是一种更便宜的核能制氢方法。例如，根据核电厂的平准化度电成本，电解槽效率从**70%**提高至**80%**，将使氢气的平准化成本降低**0.2美元/千克**至**0.6美元/千克**（以**2020年**美元计）。然而，这项技术仍处于大规模应用前的示范阶段。目前运行的最大系统，其容量还不到**1兆瓦**，但同时更大的项目也正在开发中，以推动该技术走上商业化道路。

先进核反应堆的冷却剂出口温度为**800°C**至**1000°C**，可作为一种热化学制氢方案。热化学循环（如硫碘循环）利用高温热量（大于**950°C**）驱动一系列化学反应，将水分解成氢和氧。化学物质可在闭环中重复使用，只需要输入水和热能。由于反应堆的热能可直接使用，因此避免了首先将热能转化为电能，然后再将电能转化为氢气所带来的效率损失。

在**950°C**下运行的热化学循环，热效率可达**40%**以上，而用蒸汽轮机驱动发电机并为电解槽供电的反应堆，热效率仅为**20-30%**左右。因此，使用超高温反应堆来驱动热化学制氢，可能比使用相同反应堆来驱动电解槽的制氢成本更低。然而，超高温反应堆和热化学制氢仍处于早期发展阶段，在**2030年**之前不太可能实现大规模商业化。

高温气冷反应堆可用于制氢，其示范项目于**2021年12月**在中国并网发电。在**750°C**时，其冷却剂出口温度足以支持高温蒸汽电解。研究人员正在研究将温度提高到**950°C**以上，这将使高温气冷反应堆也可用于热化学制氢。**2021年9月**，清华大学、中国核工业集团有限公司、中国华能集团有限公司、中国宝武钢铁集团有限公司和中国中信集团有限公司成立了技术联盟，致力于高温气冷堆制氢技术的开发和规模化，重点研究在钢铁和化工领域的应用。在日本，福岛第一核电厂事故发生后，因安全检查而关闭的高温工程试验反应堆于**2021年**恢复运营。目前正在开发使用此类反应堆的热化学制氢循环，示范生产计划于**2020年代**后期开始。

资料来源：POWER（2022），《中国启动首个第四代核反应堆》；Sato, H.（2021），《高温气冷反应堆技术对实现碳中和的作用》，国际原子能机构关于核热电联用对减缓气候变化作用的技术会议，10月11-13日。

核能制氢的竞争力需要大幅降低成本

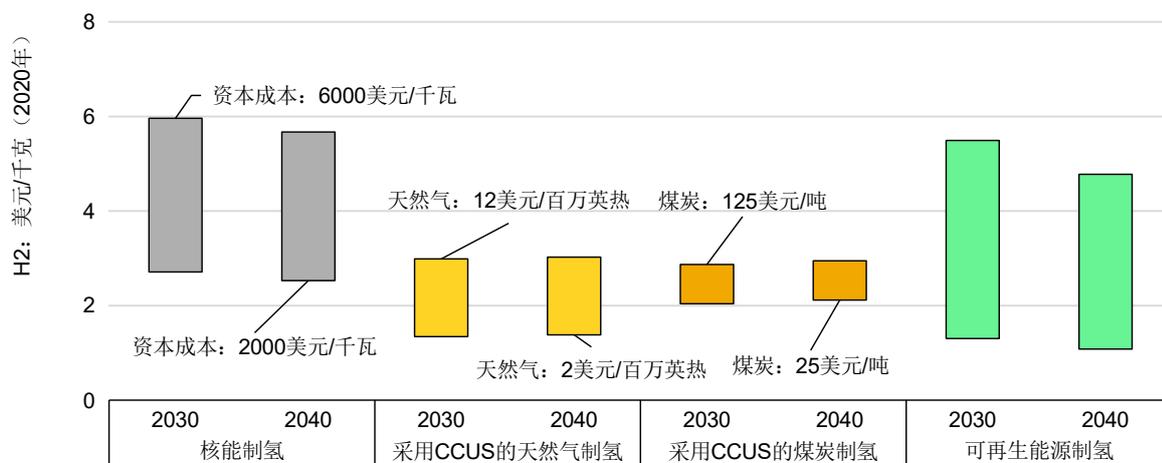
相对于可再生能源和采用 CCUS 的化石燃料而言，核能必须能够大幅降低资本成本，这样才能成为具有成本竞争力的大规模制氢方案。由新型专用核电厂供电的电解制氢成本主要取决于建造反应堆的前期成本，目前这项成本非常高。在 2050 年净零排放情景中，可再生能源和电解槽得以快速推广，使得到 2030 年这两个技术的资本成本显著下降。这大大降低了可再生电力驱动电解制氢的平准化成本，特别是在美国、西欧部分地区、中国、印度和中东等可再生能源具有巨大潜力的地区。预计到 2040 年，这些地区平准化成本将降至 1.10 美元/千克氢 (kgH₂) (以 2020 年美元计)。

在某些地区，化石燃料价格目前已达创纪录水平，如果化石燃料价格回落，利用采用 CCUS 的化石燃料 (主要是天然气和煤炭) 生产低碳氢，预计将成为可再生能源的可行替代方案。这种生产方案的成本主要由投入燃料的价格决定。如果天然气价格为 12 美元/百万英热 (2022 年 3 月上半月荷兰 TTF 中心的价格为 50 美元/百万英热)，到 2030 年和 2040 年，如果利用采用 CCUS 的蒸汽重整天然气制氢，平准化制氢成本将约为 3 美元/千克氢。同样，如果煤炭价格¹⁴为 125 美元/吨 (2022 年 3 月上半月安特卫普-鹿特丹-阿姆斯特丹枢纽的价格超过 360 美元/吨)，到 2030 年和 2040 年，如果采用 CCUS 进行煤炭气化制氢，平准化制氢成本将约为 2.90 美元/千克氢。在 2050 年净零排放情景中 (在当前能源危机之前，按照 2021 年的模型)，许多市场的天然气价格回落到 2~6 美元/百万英热，而煤炭价格在美国、欧洲以及东亚分别跌至 22 美元/吨左右、44 美元/吨左右及 60 美元/吨左右。根据这些燃料价格，平准化制氢成本将大幅降低，采用 CCUS 的天然气的平准化制氢成本为 1.3~1.80 美元/千克氢，采用 CCUS 的煤炭的平准化制氢成本为 2.00~2.40 美元/千克氢。

就目前情况来看，在世界许多地区，作为电解槽动力源的新型核电厂似乎无法与可再生能源或采用 CCUS 的化石燃料竞争。与采用 CCUS 的化石燃料相比，只有当核电厂的投资成本降至 2000 美元/千瓦以下 (目前成本为 2800 美元/千瓦至近 13000 美元/千瓦) 且天然气和煤炭价格分别保持在 9 美元/百万英热和 70 美元/吨以上时，核动力电解方案才具有竞争力，但不能排除出现这种情况的可能性。然而，在可再生资源丰富的国家，要想与可再生电力竞争，核电投资成本需要进一步降至约 1000 美元/千瓦，以便到 2030 年将制氢成本降至约 2 美元/千克氢。简而言之，只有在可再生能源潜力有限且成本较高的地区，或在煤炭和天然气价格按历史标准仍居高不下的情况下，专用核能制氢方案才可行。

¹⁴ 反映矿口价格加上运输和装卸成本。

能源/技术制氢的平准化成本



国际能源署版权所有。

注：平准化成本指电厂在运行寿命内使用可再生电力制氢成本的平均净现值。对于年平均利用率为 85%的核电厂，假定加权平均资本成本率为 7%，建设时间为 6 年，折旧年限为 35 年，隔夜核能制氢资本成本（CAPEX）为 1000~6000 美元/千瓦。对于电解槽，假定到 2030 年的投资成本为 463 美元/千瓦，效率为 69%，而到 2040 年的投资成本为 386 美元/千瓦，效率为 72%。电解槽的折旧年限为 25 年，堆栈的使用寿命（水分解为氢和氧）为 5 万小时。采用 CCUS 的蒸汽重整天然气制氢成本为 2~12 美元/百万英热。采用 CCUS 的煤炭气化制氢成本为 25~125 美元/吨。

需要强调的是，这种分析只考虑生产成本，未考虑核能制氢可能带来的其他潜在好处（如其可调度性和持续制氢能力）及其缺点。利用核能，可在离消费地点更近的地方制氢，减少对氢气运输和分配基础设施的需求，从而降低运输成本。如果采用管道输送氢气，根据管道容量和吞吐量，每输送 1000 公里将使总供应成本增加 0.40~1.80 美元/千克。如果采用海运，成本甚至更高，每 1000 公里的海运成本为 1.20~1.80 美元/千克。如果能将现有天然气管道基础设施进行改造，则可能会降低成本，但这一方案并不适用于所有地区。此外，与采用 CCUS 的化石燃料生产低碳氢相比，核能制氢更不易受投入燃料价格波动的影响，具有能源安全优势。

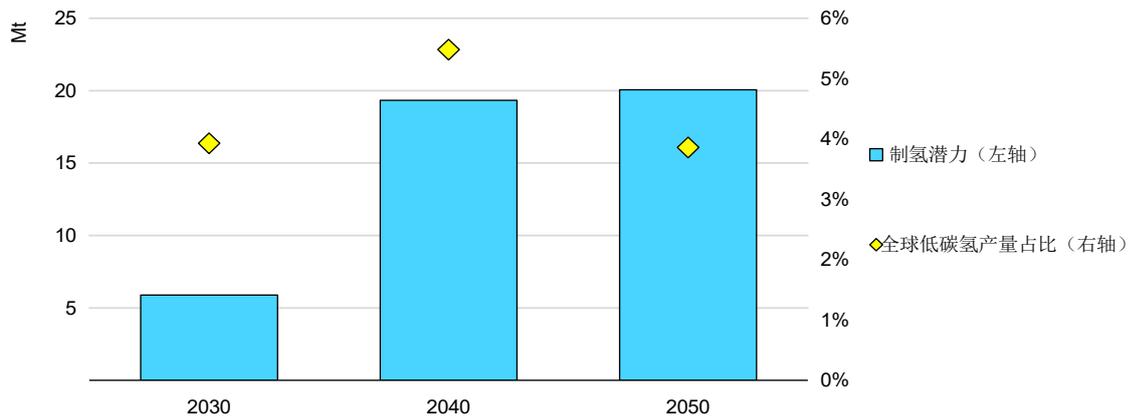
可利用过剩核能制氢

在电力需求低迷期间，核能发电受限且批发价格较低，使用电解可能是一个更可行的方案。这可以提高这些电厂的容量因子，并为其运营商提供额外的收入来源。由于可再生能源日益拉低了核能的择优顺序，在 2050 年净零排放情景中，波动性太阳能光伏和风能在全球电力结构中所占份额迅速增加，供暖和道路运输等能源终端用途逐步电气化，减小了包括核电厂在内的基载发电厂的容量因子。此外，还增加了对系统灵活性的需求。

灵活制氢可利用未充分利用的产能。在 2050 年净零排放情景中，2030 年，全球核电厂的平均容量因子为 84%，2040 年和 2050 年分别降至 76%和 77%，而 2030 年全球核电厂的总装机容量为 512 吉瓦，2040 年和 2050 年分别增至 730 吉瓦和 812 吉

瓦。将全球核电设施的容量因子提高至 90%并将额外电力用于电解，理论上可增加低碳氢产量，到 2030 年、2040 年和 2050 年，增加产量将分别达到 6 兆吨、19 兆吨和 20 兆吨（分别占当年低碳氢总产量的 4%、5.5%和 3.9%）。利用全球核反应堆核电设施可增加氢产量，但同时也将减少低排放电力输出。

2050 年净零排放情景中在增大的容量因子基础上核能发电制氢的全球技术潜力



国际能源署版权所有。

注：对于制氢潜力，在 2050 年净零排放情景中，预测容量因子将从 2030 年的 84%、2040 年的 76%和 2050 年的 77%增加至 90%，所有额外产量均用于电解槽制氢。

对于核电装机容量在总容量中所占比例较高的系统以及经常使用核电厂进行负荷跟踪的系统（正如法国的情况）来说，核能制氢的技术潜力最大，在其他情况下会受到限制。近期研究表明，到 2030 年，欧洲新增备用核能发电潜力的近 70%将来自法国。

这种制氢模式的经济潜力因系统和市场而异，取决于核电厂运营情况、电解槽容量因子和全年电价。在存在电网限制的情况下，将电力转移到灵活的现场电解槽可以提高电力系统的灵活性。可根据最大化电解槽的年利用率和在低价时期利用廉价电力的竞争目标以及电厂的运营灵活性，确定每个电厂电解槽的最佳尺寸。

制氢方面的条件，包括靠近市场或氢运输基础设施、灵活性要求和竞争方案制氢成本，也将是决定核能制氢经济可行性的重要因素。

核能产热是另一种发展前景

另一种发展前景是向大型工业客户（过程热）或区域热网提供核反应堆发电产生的热量。目前，工业过程产热量约占工业最终能源需求总量的三分之二，其中高温热量（400℃以上）占略低于一半。在 2050 年净零排放情景中，由于需要取代未减排化石燃料，对商业低排放热量（主要在区域热网中）的需求在 2021-2040 年期间急剧增长，

平均每年增长约 400PJ。这需要在 21 世纪 20 年代平均每年投资达到约 200 亿美元（按 2020 年美元计），到 21 世纪 30 年代平均每年投资超过 300 亿美元。2040 年后，对新的低排放热量的需求增长较小，因为届时大多数供热已实现脱碳。

尽管能源效率的提高降低了 2050 年净零排放情景中的总热量需求，但推动脱碳将为核电厂提供机会，使其具有成本竞争力。目前的反应堆设计非常适合向工业用户和区域热网提供大量的中低温热量。通常，反应堆产生的热能中只有大约三分之一被转化为电能，其余的则被排放到环境中。在以核能为基础的热电联产电厂中，部分多余热能通过热交换器转化为有用的热量。

历史上，核能热电联产主要用于欧洲和前苏联国家。例如，在瑞士，从 Benzau 和 Gösgen 核电厂提取的热量被输入热网，为周围城镇的工厂和建筑物提供热量。在俄罗斯，几个核电厂为市政热网提供热量。最近，中国对核能热电联产非常关注。在中国，许多北方城市仍采用主要以煤炭为基础的广泛区域热网。中国首个大型核能热电联产项目于 2020 年底在山东省东部的海阳启动，从两座新投入使用的 AP 1000 反应堆中提取热量，并将热量供应至当地热网。冬季供暖期间，其总供热面积为 450 万平方米，可减少煤耗 18 万吨。

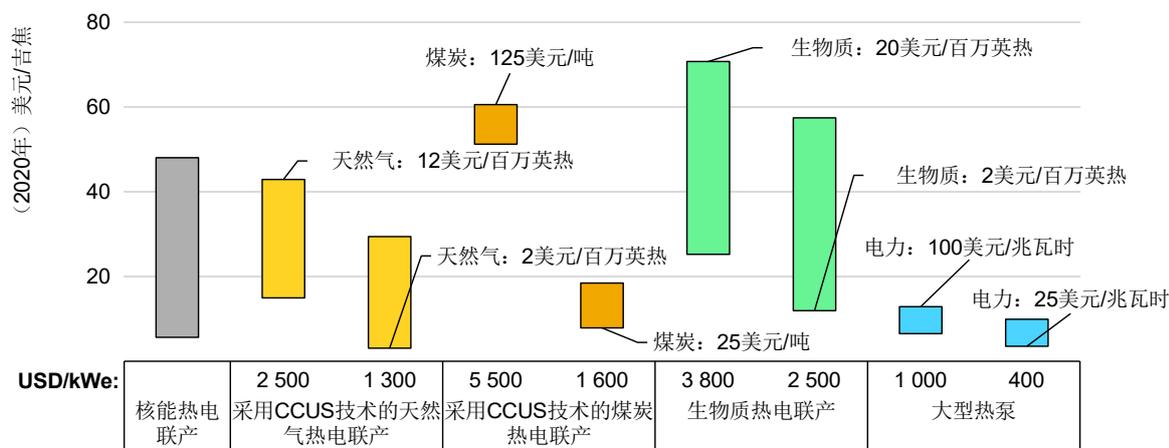
为利用核能提供高温工业热能，需要先进的高温反应堆，如中国的高温气冷反应堆。如今，高温热量（400℃以上）主要来自化石燃料燃烧，造成了密集排放。在大多数情况下，直接从电力中产生高温热量可能仍不切实际，而且成本高昂。低排放替代方案包括采用 CCUS 的煤炭或天然气燃烧、生物质或氢燃烧。目前正在开发的一些小型模块化反应堆的运行温度远远高于传统大型反应堆，这使得它们能够与化工、钢铁、金属制造或非金属矿产等工业设施集成，并向其供电和供热（可能还有低碳氢）（见下文）。

与核能发电和核能制氢一样，核能产热需大幅降低成本才能具有竞争力

为了使核能热电联产在工业应用和区域供暖方面能够与采用 CCUS 的化石燃料、生物质能或电力热泵竞争，电厂投资成本通常需要低于 3000 美元/千瓦。替代方案产热成本主要由电厂建设成本和燃料投入价格决定。对于区域供热等中低温供热应用，如果建设成本为 2500 美元/千瓦，天然气价格为 12 美元/百万英热，采用 CCUS 的天然气热电联产电厂的产热成本将超过 40 美元/GJ（以 2020 年美元计）。同样，如果建设成本为 5500 美元/千瓦，煤炭价格为 125 美元/吨，采用 CCUS 的燃煤热电联产电厂的产热成本将高达 60 美元/GJ。

如果天然气和煤炭价格回落至 2050 年净零排放情景预测的长期轨迹，以采用 CCUS 的化石燃料为基础的热电联产产热成本将大大降低，约为 15~50 美元/GJ（15 美元/GJ 对应化石燃料价格和电厂建设成本较低的地区）。如果当地可提供农业残渣等廉价原料，生物质热电联产电厂的产热成本将低至 12~25 美元/GJ。即使在平均电价相对较高的情况下，大型热泵产热成本也能低至 10 美元/GJ。

向区域热网供热的平准化成本（按热源分列）



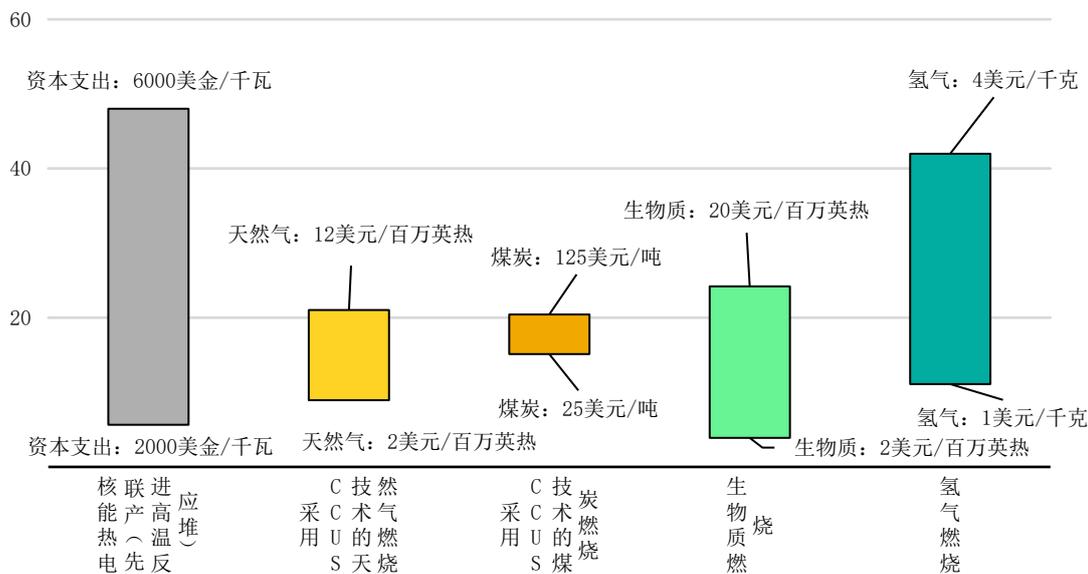
国际能源署版权所有。

注：热电联产指热电联产联系发电，平准化成本指核电厂在运行寿命内的产热成本平均净现值。核能热电联产产热成本适用于隔夜投资成本为 2000~6000 美元/千瓦、热效率为 75%、建造周期为 6 年且折旧期为 35 年的机组。对于所有热电联产核电厂而言，热电比为 1，年利用率为 75%。所产电力的平均售价为 70 美元/兆瓦时（以 2020 年美元计），计入热量成本。所有投资的统一加权平均资本成本率均为 7%。关于成本范围，在采用 CCUS 技术的天然气热电联产中，天然气价格为 2~12 美元/百万英热；在采用 CCUS 技术的煤炭热电联产中，煤炭价格为 25~125 美元/吨；在采用 CCUS 技术的生物质热电联产中，原料成本为 2~20 美元/百万英热。假定 CCUS 技术的捕集率为 95%，未采用该技术的二氧化碳价格为 160 美元/吨。大型热泵的性能系数为 3.5，产热成本对应的电力投入价格为 20~100 美元/兆瓦时。

与电力一样，核能热电联产核电厂产生的热量成本主要是核电厂的前期投资成本。如果成本接近 2050 年净零排放情景中预测的全球平均水平，即达到 4000 美元/千瓦，则中低温产热成本将约为 25 美元/吉焦。在大多数地区，这一成本高于采用 CCUS 技术的化石燃料成本，也远远高于使用大型热泵的成本。为了比采用 CCUS 技术和热泵的低成本化石燃料更具竞争力，在大多数情况下，核能建设成本必须低于 3000 美元/千瓦。规划和建造周期也需合理缩短，以减少重大费用超支的风险。为了最大限度地减少长距离传输产生的热量损失和相关成本，热电联产核电厂选址需要靠近人口稠密区，因此公众接受度可能会成为主要问题。

如果高温反应堆想要比其他提供高温热量的主要替代方案更具竞争力，那么其热生产成本需降至 5~20 美元/吉焦，这也意味着核电厂投资成本不应高于 3000 美元/千瓦。根据煤炭和天然气的价格，采用 CCUS 技术的煤炭或天然气燃烧产生的热量成本为 9~20 美元/吉焦，其中 2050 年净零排放情景中预测的化石燃料价格成本处于该范围下限。如果原料成本很低，那么生物质燃烧成本可能会更低，但可持续的低成本生物质潜力太小，无法为全球高温供热做出重大贡献。如果成本为 1~2 美元/千克的低碳氢可用，那么氢气燃烧也将成为一项具有经济竞争力的选择。

生产高温热的平准化成本（按热源分列）



国际能源署版权所有。

注：平准化成本指核电厂在运行寿命内的产热成本平均净现值。核能热电联产产热成本适用于隔夜投资成本（资本支出）为 2000~6000 美元/千瓦、建造周期为 6 年、折旧期为 35 年且年利用率为 75% 的机组。所产电力的平均售价为 70 美元/兆瓦时（以 2020 年美元计），计入热量成本。假定所有投资的统一加权平均资本成本率均为 7%。关于成本范围，在采用 CCUS 技术的天然气燃烧中，天然气价格为 2~12 美元/百万英热；在采用 CCUS 技术的煤炭燃烧中，煤炭价格为 25~125 美元/吨；在采用 CCUS 技术的生物质燃烧中，原料成本为 2~20 美元/百万英热。假定 CCUS 技术成本为 70 美元/吨，二氧化碳捕集率为 95%，未采用该技术的二氧化碳价格为 160 美元/吨。

4.小型模块化反应堆

小型模块化反应堆如何帮助实现能源转型？

前几章的讨论侧重于核能在能源转型中面临的一般机遇和挑战。根据 2050 年净零排放情景中的设想，到本世纪中叶将核电装机容量翻一番是一项庞大的工程，在这种情况下，需要在 2021-2050 年期间投入 2.6 万亿美元资本支出用于核电。鉴于核电项目有投资风险，因此大部分资金需由政府资助。

先进反应堆体积较小、成本较低、易于建造和运行且易于管理和融资，是大型反应堆的替代方案或补充方案，其中小型模块化反应堆具有广阔的应用前景。本章描述了这一前景的性质、小型模块化反应堆技术和投资现状，并考虑了未来的一些关键不确定性。

通常，将小型模块化反应堆定义为每个模块电力产能低于 300 兆瓦的核反应堆，一些正在开发的模块电力产能甚至可能更大。小型模块化反应堆还包括产能低于 10 兆瓦的微型模块化反应堆。目前，世界各地开发了约 70 种小型模块化反应堆设计，包括不同的基础技术，涵盖水、气、液态金属或熔盐冷却反应堆以及不同的燃料循环。由于技术水平和许可准备情况的不同，小型模块化反应堆也具有显著差别。到目前为止，尚未有任何小型模块化反应堆设计实现完全商业化。

由于小型模块化反应堆比现有的反应堆更小，因此按绝对价值计算的投资需求也更小。通常，小型模块化反应堆以模块形式在工厂建造，建造完成后运输到安装地点，因此降低了建造期间的项目管理风险，而该风险是大型核电项目融资面临的最大挑战之一。然而，某些设计要求运输燃料充足的堆芯，因此不能低估相关运输路线、安全和核保障方面的问题。一些小型模块化反应堆设计具有固有安全性和废物管理属性，可提高社会接受度，并为研发、示范和部署提供大量私人风险投资。

小型模块化反应堆设计旨在实现连续部署，使用全球供应链降低成本，类似于海军建设或飞机制造等其他部门。小型模块化反应堆可以作为单个模块安装在整个电力网络中，因此对于网络不发达国家或区域、偏远地区或作为城市中心和工业中心的电力、热能和/或氢气的专用来源而言，小型模块化反应堆可能具有特殊价值；此外，也可以在单一厂址以模块组的形式部署。利用现有输电网连接、冷却水和熟练劳动力，小型模块化反应堆也很适合替代化石燃料发电厂。

小型模块化反应堆具有多个技术和财务优势，可保障其未来的活力

小型模块化反应堆具有重要优势，可更好地在能源转型中发挥作用，其中最重要的属性是其本质安全性。功率输出较低且堆芯较小，能够提高非能动安全系统的有效性。许多小型模块化反应堆具有固有安全性，几乎消除了发生严重事故的可能性。对非能动冷却系统的依赖程度越高，反应堆设计越简单，从而成本越低。非能动安全系统的效益还可能有助于缩小场外应急计划区，从而更适合于将电厂设置在人口中心或工业中心附近。

此外，小型模块化反应堆还可以实现许多其他技术效益。如果用于电网供电，例如替代燃煤电厂时，小型模块化反应堆将减少对输电网络的增援需求，从而提高经济可行性。随着太阳能光伏和风能的普及，分布式发电越来越普遍，经济可行性将变得越来越重要。与大型反应堆一样，除了发电以外，小型模块化反应堆还有多种不同的用途，例如产热、制氢和海水淡化。由于规模较小，因此对于电网规模较小且不太健全的国家而言，虽然建立健全监管机构和废物管理仍然至关重要，但小型模块化反应堆可能更具吸引力。在工厂制造并利用模块化结构技术后，建设周期将有望大大缩短。

目前正在开发的一些先进小型模块化反应堆设计还包含乏燃料循环利用的创新策略，旨在降低最终必须在深层地质处置库中管理的高放废物数量和放射性毒性，并减少核燃料循环前端对铀矿开采的需求。此类设计可以提高核能对长期可持续性目标的贡献。

小型模块化反应堆还可用于满足具有高比例风能和太阳能的电力系统对发电灵活性的需求，小型模块化反应堆运行灵活，正如一些传统大型反应堆一样，在高可再生能源情景中，随着捕集电价的上涨，小型模块化反应堆可以提高盈利能力。此外，灵活性不仅可以通过发电负荷跟踪实现，还可以通过灵活热电联产来实现，例如通过制氢或储热来实现。

小型模块化反应堆的规模较小、项目筹备时间较短并且选址容易，这些特点对私人投资者极具吸引力。虽然每兆瓦的计算成本不一定很低，但投资总成本却较低。此外，建造周期较短且工厂建设相关的项目风险较低，因此可能会鼓励以新方式为新核电厂融资。小型模块化反应堆还具备可扩展性优势，允许公用事业公司能够以较小增量提高电网容量。

小型模块化反应堆的研究、开发和部署现状

小型模块化反应堆的势头正盛

净零挑战的紧迫性以及对于电力供应安全的高度关切使各国政府更愿意考虑采用并支持技术解决方案。如第2章所述，2050年净零排放情景中的一半减排量归因于采用小型模块化反应堆等尚未商业化的技术。

暂不确定何时能够将小型模块化反应堆技术投入大规模商业部署，因此很难预测小型模块化反应堆将来在能源系统脱碳中发挥的作用。根据2050年净零排放情景，2040年之前，世界上所有的化石燃料发电厂均需被核电等低排放替代方案所替代。由于技术存在不确定性，因此尚未明确预测在这种情况下小型模块化反应堆对整体核电的贡献。然而，我们确实期望，在技术开发和示范以及降低成本方面继续取得进展的前提下，2030年后，小型模块化反应堆将成为新核电装机容量增加的主要因素。

小型模块化反应堆拥有极强大的政治和体制支持，在过去两年中，一些国家对研发和示范项目的政府拨款呈数量级增长，目前已达数十亿美元，这使其可以吸引更多私人投资，为核工业带来新的参与者并引入项目开发的新方法。在一些国家，这也被视为维持技术领先地位的机遇。

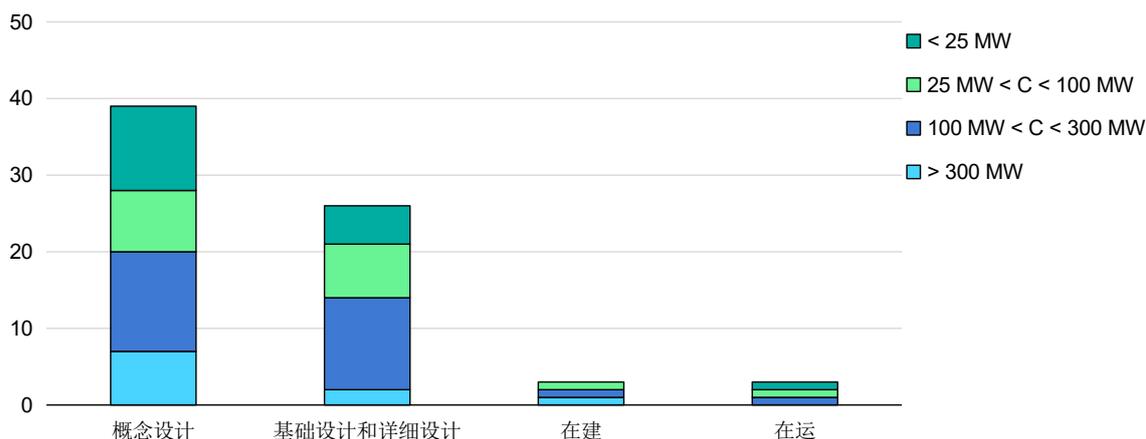
世界范围内正在开发的小型模块化反应堆近期取得的重要里程碑

设计	每个模块的净输出	类型	设计方	国家	现状
ARC-100	100MW 电力	钠快堆	ARC 清洁能源公司	加拿大	正在新不伦瑞克规划示范项目
CAREM	25MW 电力	压水堆	CNEA	阿根廷	在建（Zárate）
BWRX-300	300MW 电力	沸水反应堆	通用日立	美国/加拿大	与安大略省发电公司（加拿大达林顿）宣布开展首次商业部署，并正在与田纳西流域管理局（美国克林奇河）进行讨论
eVinci	5MW 电力和高达13MW 的热力	热管	美国西屋电气公司	美国/加拿大	2021 年在美国提交了预许可申请
Kairos Power FHR	140MW 电力	熔盐反应堆	Kairos Power 公司	美国	获得橡树岭国家实验室规划的示范项目许可
微型模块化反应堆项目	15MW 热力	高温气冷反应堆	全球第一电力公司/超安全核能公司	加拿大	获得加拿大国家实验室（恰克河）规划的示范项目许可

设计	每个模块的净输出	类型	设计方	国家	现状
稳定盐反应堆- 废渣燃烧器 (SSR-W)	300MW 电力	熔盐反应堆	莫尔泰克斯能源公司	加拿大	正在新不伦瑞克规划示范项目
NuScale SMR	50MW 电力 (×12)	压水堆	美国纽斯凯尔电力公司	美国	获得爱达荷国家实验室和犹他州联合市政电力系统公司示范项目的许可
Natrium	345MW 电力	钠快堆	泰拉公司/通用日立	美国	示范项目，首选地点定在凯默勒市（怀俄明州）
NUWARD	170MW 电力 (×2)	压水堆	法国电力集团 牵头联合体	法国	2030 年示范项目
RITM-200	55MW 电力	压水堆	阿夫里坎托夫机械制造设计局 (OKBM Afrikantov)	俄罗斯	计划于 2028 年在雅库特建造第一座陆基压水堆
UK SMR	470MW 电力	压水堆	英国罗尔斯·罗伊斯公司牵头联合体	英国	根据威尔法和特劳斯瓦尼兹的许可，在许可证申请中确定了潜在厂址
Xe-100	80MW 电力 (×4)	高温气冷反应堆	美国 X 能源公司 (X-energy)	美国	美国西北能源公司示范项目 (华盛顿)

注：本列表包括已确定厂址、提交正式许可证申请或已由政府选定用于近期部署的设计。
资料来源：经合组织核能署 2022，版权所有。

世界范围内的小型模块化反应堆项目数量（按发展状况分列）



注：C=电力产能。
资料来源：国际原子能机构 2022，版权所有。

在美国，尽管一些州的总体市场环境不利于核电的发展，但最近一些涉及联邦政府支持的重大举措使得切实推动小型模块化反应堆成为可能。为涉及不同反应堆设计的示范项目选择了多个厂址，但由于融资安排尚未完成，因此尚未开始建造。Kairos

Power FHR 和 NuScale SMR 两个项目已进入许可申请阶段。

联邦《2021 年基础设施投资和就业法案》包含了许多核能相关条款，包括为美国能源部的先进反应堆示范计划提供资金，该计划旨在采用与行业费用分摊的合作伙伴关系加快先进反应堆示范。根据这一计划，美国能源部选择了两个将在未来七年内全面投入运行的反应堆设计方案（即泰拉能源公司的 345 兆瓦钠核电厂和美国 X 能源公司的 80 兆瓦球床机组），并授予了 1.6 亿美元的初始资金，用于进行测试、发放许可证并建造原型。美国能源部将在未来七年内投资 32 亿美元（视将来的拨款情况而定），由行业合作伙伴提供配套资金，并已通过清洁能源示范办公室为先进反应堆示范项目提供了 25 亿美元资金。

一系列潜在应用：关注加拿大小型模块化反应堆的发展

加拿大走在小型模块化反应堆发展的前沿，2018 年，与多个省、地区和电力公用事业公司等经济和民间团体利益相关方协商，制定了一份小型模块化反应堆路线图，以规划小型模块化反应堆在加拿大能源结构中可以发挥的作用，同时引入有助于吸引新小型反应堆概念的法规。此外，2020 年，加拿大发布了小型模块化反应堆行动计划，以及阿尔伯塔省、新不伦瑞克省、安大略省和萨斯喀彻温省签署的省级谅解备忘录，以开展合作推动小型模块化反应堆的开发和部署，并鼓励联邦政府为小型模块化反应堆示范项目提供支持。因此，加拿大目前正在考虑多个类似项目，目标是让业界难以减排的部门实现脱碳、偏远地区采矿作业实现电气化并应用工业热。

该路线图确定了小型模块化反应堆满足一系列能源需求的潜力，以及加拿大核工业出口核反应堆创新技术的机遇。此外，还评估了特定应用所需的不同反应堆设计特性，例如反应堆大小或热温度：

- **并网发电（150~300 兆瓦）**：对小型模块化反应堆而言，替代燃煤发电是一项近期关键机遇。安大略省达林顿现有核设施的首个此类项目已公布，该项目基于由美日合资企业通用日立开发的 BWRX300 反应堆，将于 21 世纪 20 年代末投入使用。此外，萨斯喀彻温省也在考虑建立电网小型模块化反应堆，新不伦瑞克省电力公司也在其莱普罗角核电厂安装小型模块化反应堆。第四代核能系统国际论坛目前正在研究的一套核反应堆设计——第四代技术将在 21 世纪 30 年代初实现乏燃料循环利用，目前正在考虑用于该项目。
- **采掘业和重工业（10~80 兆瓦）**：该细分市场涉及用于采矿、油砂和其他重工业的离网小型模块化反应堆，由于需要高温热量，这些行业的排放量难以减少。多年来，加拿大的采掘业一直计划用高温小型模块化反应堆替代柴油发电机。
- **偏远社区（1~10 兆瓦）**：微型模块化反应堆在目前主要依靠离网柴油发电机供电的偏远社区具有长期的市场发展潜力。安大略省发电公司和超安全核能公司的合资企业全球第一电力公司已经提交了申请，请求在加拿大原子能有限公司的恰克河核实验室准备场地，以建造

微型模块化反应堆。目前，正在对该项目进行环境评估。

2020 年小型模块化反应堆行动计划规定了小型模块化反应堆的部署步骤，预计将于 21 世纪 20 年代末上线第一批机组。联邦和省政府对多个项目进行了资助，例如陆地能源公司正在开发的整体熔盐反应堆、Moltex 能源公司的熔盐小型模块化反应堆、加拿大 ARC-100 钠冷小型模块化反应堆和美国西屋电气公司的 eVinci 微型反应堆。

中国在先进核电技术开发方面处于领先地位。位于石岛湾的示范工厂包含两个球床模块式高温气冷反应堆（HTR-PM）机组（同类首个），于 2021 年并入电网。中国华能以及中国核工业建设股份有限公司（中国核工业集团有限公司的子公司）和清华大学核能与新能源技术研究院（中国核能研发领域的领导者）是这类机组建设联合体中的牵头组织。每个反应堆可驱动一台 210 兆瓦的汽轮机，使用氦气作为主要冷却剂，温度高达 750°C。其他公布的球床模块式高温气冷堆项目分别位于福建万安、浙江三门和广东白安。此外，海南岛“玲龙一号”（ACP100）小型模块化反应堆示范项目于 2021 年开工建设，是一座 125 兆瓦的多用途压水堆，设计用于发电、供热、蒸汽生产或海水淡化。

俄罗斯建造的世界首座“罗蒙诺索夫院士”（Akademik Lomonosov）号浮动核电站包括两座 35 兆瓦的小型模块化反应堆，于 2020 年 5 月在楚科奇自治区佩韦克市投入商业运营。此外，俄罗斯国家原子能公司海外子公司已获得建造国家第一座陆上小型模块化反应堆发电厂的许可，该发电厂位于俄罗斯远东地区的乌斯季库伊加（Ust-Kuyga），将配备一个 55 兆瓦的 RITM-200 小型模块化反应堆，预计将于 2028 年开始发电。

日本当务之急是重启现有核电厂，短期内不打算建造小型模块化反应堆。尽管如此，经济产业省发布的《绿色增长战略》仍然为核电部门设定了目标，其中包括通过国际合作在 2030 年前推动快堆技术的开发和示范，用于小型模块化反应堆使用高温气冷反应堆制氢。石川岛公司和日挥株式会社于 2021 年宣布将对美国纽斯凯尔电力公司（NuScale）进行海外开发投资，日本国际协力银行也将于 2022 年参与投资。三菱重工和日立公司等其他公司正在与日本政府密切讨论日本小型模块化反应堆技术的开发以及供应链的可持续性和改进方案。

韩国尹锡悦（Yoon Suk-yeol）总统领导的新政府最近改变了核政策，希望重振韩国的核工业。2020 年，韩国政府和沙特阿卜杜拉国王原子能和可再生能源城修改了他们之间的一项协议，成立一家合资企业，使用韩国原子研究所正在开发的智能小型模块化反应堆技术建设一座 100 兆瓦的小型模块化反应堆。另外几家韩国公司也正在与小型模块化反应堆国际供应商进行合作。

英国政府承诺提供 2.1 亿英镑资金，用于开发英国罗尔斯·罗伊斯公司（Rolls-Royce）的小型模块化反应堆，并进行类似数额的私募投资（由罗尔斯·罗伊斯集团、英国 BNF 资源公司和美国爱克斯龙公司提供资金）。《2022 年核能（融资）法》为核电项

目建立了一种新融资模式，称为受监管资产基础，旨在吸引企业对新建大型反应堆和小型模块化反应堆进行更广泛的私募投资，同时降低建设成本、消费者的能源费用和对海外开发商融资的依赖。2022年，英国政府发布了《英国能源安全战略》，该战略为八个新建大型反应堆以及小型模块化反应堆设定了目标，到2050年实现24吉瓦的核能发电量，预计约占英国电力需求的25%。

法国于2021年10月发布了2030年法国再工业化计划，包括到2030年之前提供10亿欧元资金用于第四代反应堆和轻水小型模块化反应堆等反应堆的创新设计，如法国电力集团正在开发的纽沃德（NUWARD）小型模块化反应堆，资金主要来自法国原子技术公司、法国海军集团、法国原子能和替代能源委员会、法国法马通公司和比利时特克贝尔工程公司等，该计划的目标之一是2030年之前在法国建成第一个小型模块化反应堆机组。

北欧、中欧和东欧国家对小型模块化反应堆的兴趣也在不断增长，由于这些国家大多需要替换大量化石燃料发电厂，同时提高发电能力，才能满足日益增长的电力需求，因此这些国家的潜在市场很大。捷克和波兰等几个国家尤其在满足工业供热和区域供热需求方面对小型模块化反应堆技术很感兴趣。一些新兴市场和发展中经济体还在国际原子能机构通用路线图的基础上制定包括机构能力建设在内的小型模块化反应堆部署路线图。由于电网限制和初始投资成本较低，对于许多这种国家来说，相较于大型发电厂，小型模块化反应堆的可行性更高。

小型模块化反应堆旨在完成一些最困难的能源转型任务

小型模块化反应堆可用于补充波动性可再生能源和其他低排放发电技术，实现电网供电、生产热量和制氢以及淡化海水应用中的净零排放目标。一些项目旨在用于难以减排的工业部门和由于技术或经济原因而无法使用其他低排放技术的具体应用，这些应用包括替代燃煤发电厂、替代矿物燃料在工业和区域供暖中生产热量，以及各种其他用途，如制氢和生产氨基合成燃料、海水淡化和商船运输等。

替代燃煤电厂并网发电

实现电力部门脱碳需要替代大量燃煤电厂，并对许多其他电厂进行改造，以捕集排放的CO₂。在核能开放性国家，根据2050年净零排放情景，到2040年，将关闭近8000台燃煤机组，包括到2030年关闭发达经济体的所有燃煤电厂。重新利用场地进行小型模块化反应堆等低排放发电，具有特定技术优势和成本优势，包括可以利用现有的现场公用设施、建筑和其他设施、与输电网的已有连接、冷却水的可用性和当地熟练劳动力。维持当地的经济活动和技能也会给当地带来巨大的经济效益和社会效益。

例如，仅在欧洲（不包括反对核电或正在逐步淘汰核电的国家），就有34吉瓦的煤炭装机容量（占总装机容量的32%）由50兆瓦~700兆瓦的电厂生产。虽然根据具体情况这些燃煤发电厂可能会被大型反应堆取代，以确保向电网输送同等电力，但考虑到

时间和其他因素，容量为 200 兆瓦~300 兆瓦的小型模块化反应堆完全可以取代部分燃煤发电厂。有利于小型模块化反应堆取代燃煤电厂的举措还有很多，例如 TerraPraxis 的举措，目的是借助自动化项目开发和设计工具编制标准化和预先许可的设计。

替代重工业、离网采矿和区域供暖中使用的化石燃料

许多小型模块化反应堆设计在高温下运行，可以为工业客户提供化石燃料电热氢联产的第一个真正低排放替代方案，该技术可用于化工、炼钢和合成氨等商业用途。目前正在开发几种较小的小型模块化反应堆（包括核电产量低至 1 兆瓦的反应堆），用于离网应用，包括在资源开采场所作为柴油发电机的替代方案。

另一个潜在应用是区域供暖。一些国家和地区严重依赖基于化石燃料的热电联产电厂进行区域供暖，在某些情况下，可转变为利用生物质能进行区域供暖，但某些国家和地区对可持续生物质能资源的可得性或可及性方面存在一些制约，由此将限制这种全球转变的程度。如果小型模块化反应堆达到商业成熟度，可能是少数几个可以促进低排放区域供暖的实用解决方案之一。

制氢、海水淡化和商船运输

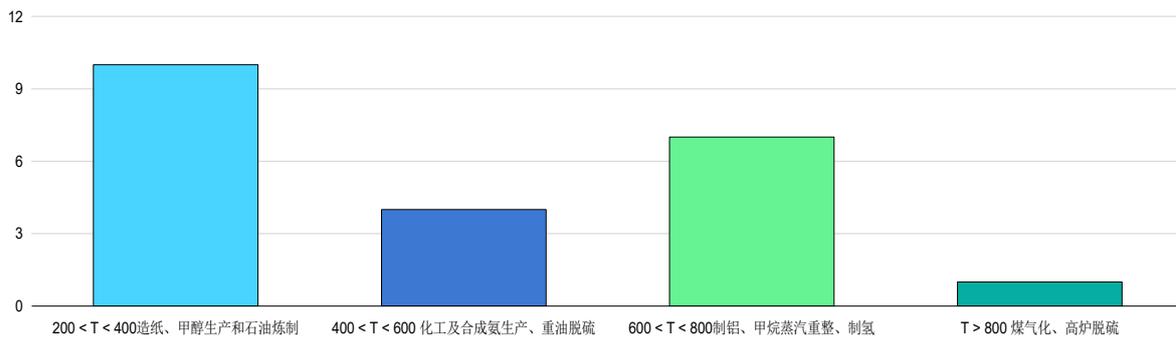
大大小小的核电厂都非常适合满足对低碳氢和氢基合成燃料日益增长的需求。高温反应堆可以与高温电解或热化学循环相结合来制氢。在工业中心附近设置小型模块化反应堆可以降低高昂的氢气运输和分配成本，因此可以提高基于小型模块化反应堆制氢的竞争力。

小型模块化反应堆还可用于为海水淡化厂提供动力，或旨在为海上商船运输提供低排放推进装置。

小型模块化反应堆的设计根据其潜在用途在规模和热量输出上有所不同

目前正在开发的小型模块化反应堆在规模、功率和热量输出、技术和燃料循环方面存在很大差异，主要取决于它们的预期使用方式。几乎一半的成熟设计方案中热输出温度低于 400°C，因此适于造纸、甲醇生产和石油炼制。一种设计方案中产生的热量超过 800°C，可用于煤气化和钢铁生产。

按温度范围和预期用途分列的全球领先小型模块化反应堆项目数量



注：T 代表温度，单位为°C。
资料来源：经合组织核能署（2022），版权所有。

目前几乎一半的项目使用第三代技术，通过调整设计来降低严重事故风险，从而提高安全性，并在发生严重事故时使用适当的缓解系统来降低对人口和环境的影响。根据多年的运行经验，这些项目主要采取轻水冷却设计。一些在建或处于许可程序后期阶段的概念预计将于 2030 年前上市。

液态金属冷却小型模块化反应堆、熔盐冷却小型模块化反应堆和气冷小型模块化反应堆设计（称为第四代小型模块化反应堆）的发展普遍不够先进。然而，这些反应堆有可能会达到更高温度，用于优化热电联产和非电力应用，并且适于回收使用过的核燃料，因此可能具有吸引力。第四代反应堆模型的工业化验证可能需要更长时间，导致了一系列反应堆的商业部署。除了在某些情况下仍然需要技术论证之外，其中一个最大挑战就是为反应堆建立可持续的燃料循环。然而，政治领导力和大量财政支持应加速技术进步，并在未来几年取得突破。

小型模块化反应堆部署面临的挑战

成本竞争力有待解决，小型模块化反应堆的成本需大幅降低

相对于其他类型的低排放可调度发电和产热技术，小型模块化反应堆的成本竞争力将对该技术的广泛应用至关重要。成本的变化具有高度不确定性，小型模块化反应堆成本估算范围很大，目前引用的大多数成本估算数值是项目开发人员的估计，还未经过实际调整，因此应谨慎使用这些数值。

根据技术成熟度和贴现率（6%或 9%）的不同，在一些发达经济体的项目中，估算数值往往在 45-110 美元/兆瓦时，而对于同类第 n 个机组，一些开发商则希望达到 50-

60 美元/兆瓦时。新设计的认证费用和工厂的建设费用也都有很大的不确定性。从历史上看，规模经济推动了反应堆规模的增加，目前传统的大型反应堆设计电力输出能力超过 1 吉瓦。对于小型模块化反应堆，预计将采用系列建造方法来降低成本。凭借设计简化、标准化和模块化，以及工厂制造等技术特点，预计有助于实现这一新方法。造船和飞机制造行业等其他行业已经证明了系列建造的好处，小型模块化反应堆开发人员正在利用从这些行业吸取的经验教训。通过对包括电力部门在内的某些行业模块化进行观察，结果表明，建设周期可减少 40%，成本可节约 20%。对于早期小型模块化反应堆机组，大规模生产可能导致一次性成本摊销，包括研发和设计认证等成本。

小型模块化反应堆的竞争力还应得益于有利于融资的其他几个特点，特别是与大型反应堆相比，其建设成本更低并且可扩展性更强，同时其总体项目管理性更高。因此，对工业能力发展方面的投资是小型模块化反应堆获得长期经济效益的关键因素。成功提高小型模块化反应堆的竞争力还意味着，目前正在开发的 70 种设计方案中，只有一部分会实现成熟商业化，从而确保每种设计有大量的机组，以满足大规模生产经济的需要。

衡量小型模块化反应堆潜在竞争力的最佳方法是与小型模块化反应堆具体应用中的替代技术方案相比较。例如，加拿大的小型模块化反应堆路线图得出了这样的结论，对于将柴油发电机作为替代方案的偏远地区，小型模块化反应堆可能是一个特别有吸引力的替代方案。大多数概念或项目都处于起步阶段，无法估算详细的资本成本，因此很难确定哪些设计方案对特定应用最具竞争力。此外，对于核能来说，经济只是一个发展因素。这意味着与安全特征或乏燃料处理有关的公众接受度等其他因素，对部署特定设计至关重要。

只有在示范机组成功建成和运行，并且制定了明确和可预测的许可程序后，小型模块化反应堆才会经济上可行。一些支持者预计，一旦部署了几个机组，就应考虑商业竞争力。

需要进行政策和监管支持，以刺激投资。

小型模块化反应堆的成功长期部署在很大程度上取决于政策制定者和监管机构对创新和商业化的强有力支持，以推动私营部门在研发和供应链发展方面的投资。这种投资需要超过对研发和示范项目的拨款。考虑到小型模块化反应堆独特的安全特性，调整和简化许可证和监管框架很重要：在大多数拥有核能的国家，已为大型反应堆制定了现行条例。加强监管程序可大大提高小型模块化反应堆未来的竞争力。在国际原子能机构的支持下，对许可方法进行国际协调在促进全球市场的形成方面特别重要，可充分利用对单个反应堆大规模生产形成的规模经济。然而，发放许可证仍需遵守国家和地方的监管要求，如环境影响评估或公共协商程序等。

政策制定者还需寻找一种方法来降低技术和项目开发人员的风险。与大规模核电项目一样，资本成本反映了风险分配和缓解决策，预计仍将是小型模块化反应堆竞争力的关键驱动因素。随着小型模块化反应堆从示范阶段进入商业部署阶段，将同时需要公

共融资和私人融资。在分类标准领域和对资金流动影响日益增大的环境、社会与治理中，获得私人融资将是取得成功的一个关键条件，但仍需要一个技术中立的强大政策框架。一些新兴市场和发展中经济体将需要跨国金融机构的参与。

监管机构还需要考虑核燃料供应的安全和安保要求，这与大型常规反应堆有很大不同。一些小型模块化反应堆设计和正在开发的其他先进反应堆依赖于高丰度低浓铀等新型燃料，这些燃料几乎没有供应商或尚未在市场上出售。需对现有条例加以调整，以涵盖这些类型燃料供应链的具体特点。监管机构和政策制定者还需考虑世界各地正在建造的大量小型反应堆对扩散风险的潜在影响。

小型模块化反应堆的机遇取决于其自身发展速度和更广泛的能源转型速度

小型模块化反应堆的部署前景及其对实现净零目标的贡献程度仍不确定。大多数小型模块化反应堆概念尚未得到论证，而新建核电厂通常需要很长的筹备期。示范机组和第一个商业小型模块化反应堆可能存在施工延误和成本超支的重大风险。事实上，已经投入使用的小型模块化反应堆通常需要很长的建造期：例如，俄罗斯的浮动小型模块化反应堆需要 12 年，中国的球床模块式高温气冷堆示范工厂需要 9 年。造成延误的原因是这两个小型模块化反应堆概念需要克服技术和工业挑战。然而，与西方国家不同的是，这些反应堆都建在核工业活跃的国家。

根据最近的经验，预计从 21 世纪 30 年代中期开始，小型模块化反应堆将在脱碳电力供应方面发挥作用。在未来十年内，只有少数小型模块化反应堆概念可能会接近商业成熟，这些小型模块化反应堆可分为以下两类：

- 其设计源于成熟的技术，并受益于拥有必要基础设施的现有核设施。这些特点将有助于减少与获得许可（如符合环境规则等）有关的风险和成本，比如位于加拿大达林顿的 BWRX-300 小型模块化反应堆。
- 具有更多创新设计，前提是得到了政府的大力支持。比如美国泰拉能源公司和 X 能源公司正在开发的两种先进设计，它们获得了美国能源部的大力资助。这些资金有助于支付技术开发和获得许可阶段所需的大量费用，这些费用占第一个机组前期费用总额的很大一部分。反过来，也将有助于吸引私人资金，并降低对最终用户造成的风险。

这些发展最终将如何实现净零排放目标，还取决于更广泛的能源转型速度。正如本报告第一章所指出，世界尚未步入到 2050 年实现净零排放的轨道。即使各国政府实际做出的气候承诺全部得到及时充分的执行，基于这些承诺的情景也无法实现这一目标。根据实际实施的政策，一种情景可能会打破全球气温上升 1.5°C 的稳定局面。在这些不同情景下，小型模块化反应堆的机遇会有很大差异，也将发挥不同的作用。

在 2050 年净零排放情景中，能源转型极其迅速，未来十年建成的小型模块化反应堆容量显然将远远低于 2050 年净零排放情景中加速关闭燃煤电厂所造成的容量损失。对于发达经济体来说，这种情况尤其普遍，其发电部门将在 2035 年达到碳中和（新兴市场和发展中经济体将在之后十年达到碳中和）。然而，这并不意味着发达经济体的政府应收回它们的支持。在 2050 年净零排放情景中，G7 国家的核投资需求在 21 世纪 40 年代达到最高。因此，在此十年之前，小型模块化反应堆设计有一个重大机遇可实现技术和商业上的成熟。与其他可调度的低排放源相比，小型模块化反应堆可能具有经济竞争力，因此可以实现这一目标，而先进反应堆模型也许能够达到充分的盈亏平衡点，同时受益于安全或产生废物方面内在改进相关的更具吸引力的新设计特征，因此也可以实现这一目标。

在类似 2050 年净零排放情景的迅速向净零排放迈进的过程中，有以下两个重要的小型模块化反应堆机遇之窗：

- 2040 年之前，小型模块化反应堆可为电力部门的脱碳做出贡献。然而，这将在很大程度上取决于当前做出的投资决策，使得能够在 21 世纪 30 年代开始大规模部署。预计将在现有发电厂进行大多数早期部署。
- 2040 年以后，如果在这十年做出投资决策，则 2040 年以后将为大规模部署小型模块化反应堆提供机遇，包括目前设计不太成熟的反应堆和与乏燃料回收战略有关的反应堆。可能会在 21 世纪 40 年代更广泛地部署这些反应堆，以提供低排放电力、热力和氢。

Chinese translation of *Nuclear Power and Secure Energy Transitions*

此执行摘要原文用英语发表。虽然国际能源署尽力确保中文译文忠实于英文原文，但仍难免略有差异。此中文译文仅供参考。

No reproduction, translation or other use of this publication, or any portion thereof, may be made without prior written permission. Applications should be sent to: rights@iea.org

This publication reflects the views of the IEA Secretariat but does not necessarily reflect those of individual IEA member countries. The IEA makes no representation or warranty, express or implied, in respect of the publication's contents (including its completeness or accuracy) and shall not be responsible for any use of, or reliance on, the publication. Unless otherwise indicated, all material presented in figures and tables is derived from IEA data and analysis.

This publication and any map included herein are without prejudice to the status of or sovereignty over any territory, to the delimitation of international frontiers and boundaries and to the name of any territory, city or area.

IEA. All rights reserved.

IEA Publications

International Energy Agency

Website: www.iea.org

Contact information: www.iea.org/about/contact

Typeset in France by IEA - June 2022

Cover design: IEA

Photo credits: © GettyImages

