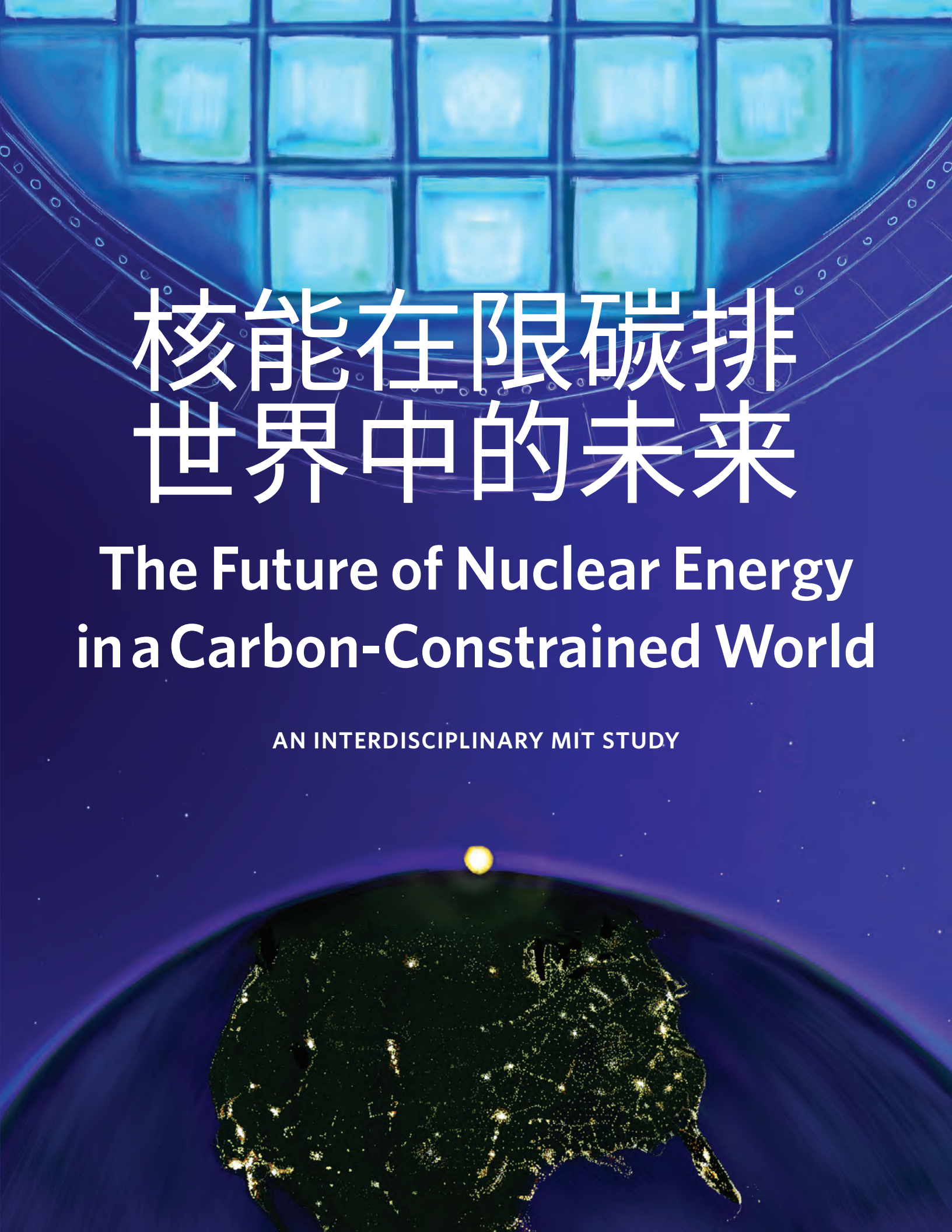
核能在限碳排世界中的未来

The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World

AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY



The Future of Nuclear Energy in a Carbon-Constrained World

AN INTERDISCIPLINARY MIT STUDY

Other Reports in the MIT *Future of* Series:

The Future of Nuclear Power (2003)

The Future of Geothermal Energy (2006)

The Future of Coal (2007)

Update of the Future of Nuclear Power (2009)

The Future of Natural Gas (2011)

The Future of the Nuclear Fuel Cycle (2011)

The Future of the Electric Grid (2011)

The Future of Solar Energy (2015)

MIT Energy Initiative

Copyright © 2018 Massachusetts Institute of Technology.
All rights reserved.
Cover art by Sara Ferry, Nuclear Science and Engineering, MIT.

Study Participants

STUDY CO-CHAIRS

Jacopo Buongiorno, Co-Chair
Associate Department Head and TEPCO Professor, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Michael Corradini, Co-Chair
Professor Emeritus, Engineering Physics, University of Wisconsin-Madison

John Parsons, Co-Chair
Senior Lecturer, Sloan School of Management, MIT

David Petti, Executive Director
Chief Scientist, Nuclear Science and Technology Directorate, Idaho National Laboratory; Visiting Research Scientist, MIT

STUDY GROUP

Rasheed Auguste
Undergraduate Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Patrick Champlin
Master's Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Karen Dawson
PhD Candidate, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Ze (Jenny) Dong
Undergraduate Research Opportunities Program Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Charles Forsberg
Principal Scientist, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Andrew Foss
Energy Options Network

Eric Ingersoll
Energy Options Network

Joseph Lassiter
Senator John Heinz Professor of Management Practice in Environmental Management, Harvard Business School, Retired

Richard Lester
Associate Provost and Japan Steel Industry Professor, Office of the Provost, MIT

Jessica Lovering
Breakthrough Institute

Lucas Rush
Master's Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Nestor Sepulveda
PhD Candidate, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Amy Umaretiya
Master's Student, Technology and Policy Program, MIT

Robert Varrin
Dominion Engineering

Patrick White
Master's Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Dennis Whyte
Department Head and Hitachi America Professor, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Ka-Yen Yau
Undergraduate Student, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Reviewers

Phillip Hildebrandt
Consultant

Sue Ion
Chairman, UK Nuclear Innovation Research Advisory Board

Scott Kemp
Associate Professor, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

Andrew Klein
Professor Emeritus, Nuclear Science and Engineering, Oregon State University

Mark Peters
Laboratory Director, Idaho National Laboratory

Andrew Sherry
Chief Science and Technology Officer, UK National Nuclear Laboratory

Neil Todreas
Professor Emeritus, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT

SUBJECT MATTER EXPERT REVIEWERS

George Apostolakis
Professor Emeritus, Department of Nuclear Science and Engineering, MIT
Former Commissioner, U.S. Nuclear Regulatory Commission

Robert Armstrong
Director, MIT Energy Initiative; Chevron Professor of Chemical Engineering, Department of Chemical Engineering, MIT

Rebecca Henderson
John and Natty McArthur University Professor, Harvard Business School

Robert Hill
National Technical Director, Advanced Reactors, Argonne National Laboratory

Dale Klein
Associate Vice Chancellor for Research for the UT System and Reese Endowed Professorship in Engineering, University of Texas
Former Chairman, U.S. Nuclear Regulatory Commission

Christopher Knittel
George P. Shultz Professor of Applied Economics, Sloan School of Management; Director, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT

Paul Joskow
Elizabeth & James Killian Professor of Economics and Management, Emeritus, Department of Economics, MIT

François Lévêque
Professor of Economics, MINES ParisTech

Steven Zinkle
Governor's Chair Professor, Department of Nuclear Engineering and Department of Materials Science and Engineering, University of Tennessee / Oak Ridge National Laboratory

Advisory Committee

Philip Sharp (Chair)
President, Resources for the Future
Former U.S. Congressman
Professor Emeritus, Harvard University

Jean-Pierre Benque
President Emeritus, EDF Development Inc. and EDF North America

Robert Budnitz
Project Scientist, Retired, Lawrence Berkeley National Laboratory

James Del Favero
Co-Founder, Ardea Partners LLC

John Deutch
Institute Professor, MIT
Director Emeritus, CIA

Marvin Fertel
Retired President and Chief Executive Officer, Nuclear Energy Institute

Susan Landahl
Senior Vice President, Exelon Corporation

William Magwood
Director, Nuclear Energy Agency
Former Commissioner, U.S. Nuclear Regulatory Commission
Director Emeritus, U.S. Department of Energy, Nuclear Energy Office

Kathryn McCarthy
Vice President for Research and Development, Canadian National Laboratories

Richard Meserve
President Emeritus, Carnegie Institution for Science
Former Chairman, U.S. Nuclear Regulatory Commission

Akira Omoto
Professor, Tokyo Institute of Technology
Advisor, Nuclear Risk Research Center
Former Director, Division of Nuclear Power, International Atomic Energy Agency

Zack Pate
Chief Executive Officer and Chairman Emeritus, Institute for Nuclear Power Operations and World Association of Nuclear Operators
Former U.S. Navy submarine commander

Bernard Salha
Senior Executive Vice President and President of Research and Development, EDF

Michael Shellenberger
Founder and President, Environmental Progress

Dirk Smit
Vice President Research Strategy, Chief Scientist Geophysics, Shell

译者序

2018 年 9 月，美国麻省理工学院（MIT）正式发布了跨学科研究报告《核能在限碳排世界在的未来》。恰逢我们在上半年翻译出版了该系列中的《核燃料循环的未来》一书，我和厦门大学核能研究所的同事也在新报告的研究过程参与了其调研讨论，并一直高度关注这个问题，因此在第一时间通读了这份三百多页的报告。我感到这份新报告不仅直面了核电发展的真相和问题，而且以 MIT 该系列研究报告一贯系统严谨、视野开阔独到、具有深刻洞见的方式和风格，指出了制约核电发展的根本问题及原因，提出了一系列相互关联支持，涵盖核电站成本、先进技术、商业模式与政策、安全监管与取证等方面的评价和解决方案。尤其让我感到兴奋的是报告中关于核能潜力的研究。当前全球范围内能源清洁低碳转型的热点和重心大多集中在可再生能源和储能的规模化发展，报告研究了深度减排时核能对于降低能源系统转型成本的可能贡献，发现成本得到控制或者降低的核能可以成为低碳能源系统的主力之一。报告选取不同国家和地区、具有不同能源资源禀赋的场景进行了系统比较分析，包含了美国、欧盟与中国的典型区域，得出了富有建设性和启发性的结论。该项研究不仅对于世界核能发展具有广泛的指导意义，而且对于选择和制定能源低碳转型的技术与系统组合、路径和策略也有很高的参考借鉴价值。

这份报告明确指出制约核电发展的关键在于成本，与我曾经思考研究得出的结论一致，但是我们的出发点和解决方案与路径有所差异，因此我希望通过回顾对比加深对这个问题的认识和理解，帮助我们找到真正行之有效的解决方案并尽快付诸实践。

在 2000-2002 年间，我作为技术专家应邀参与了美国能源部发起组织的第四代核能系统技术路线图编制项目组，与百位美国和国际专家多次参加专题工作会议，分组审议了来自全球近百个先进核能系统概念提议，最后形成共识，建议开发六种第四代核反应堆技术，并制定了相应的技术路线图和开发专项计划，发起成立了第四代国际核能系统论坛，开启了世界范围先进核能技术开发的新时代。

工作组部分成员经常在正式会议后一起交流，探讨哪些是真正制约核电发展的问题，以及关键有效的解决方案。在四代堆的几大主要发展目标中，安全性、可靠性、可持续性和防核扩散等指标都有比较科学可行的改进路径和解决方案，但是经济性的改善和提升则不容乐观。不仅其他目标的实现似乎都会增加成本，而且在商业化轻水堆、气冷堆，以及实验或示范钠冷快堆的建造运行中，已经普遍出现了工期拖延，成本上升，（大幅）超出预算的情形。我记得在一次长时间热烈的讨论后，我们得出结论认为经济性将决定民用核能的发展前景。

这个似乎不言自明的结论，之所以会需要国际专家们认真讨论后才得到部分认可，可能是因为核的特殊性使得人们对其认知和应对方式非常不同于其他能源种类。核电安全一直占据了公众和政府的关注和担心，部分环保组织等利用放射性核废料的长周期处置和存储问题

阻止和反对核能，国家安全部门则非常担忧和高度警惕核扩散与核安保的风险，所以各种因素都可能制约核能发展。但专家们认为只要核电经济性足够好，其他问题都可以解决，而当时美国核电在经过多年的发展改进后，尤其是通过金融和管理措施缓解或消除了前期建造成本大幅超算的财务困境后，平均发电成本已经降到了低于火电的水平。三代和三代加核电站的开发设计公司提出通过采用非能动安全技术简化系统设计，大幅减少系统部件和用料，降低建造成本。这个结论得到能源部与核能行业的认可，因此工业界成立了近期启动建造三代和三代加核电站的专项，验证新型监管许可规程的可行性和成本工期的可控性。行业进入预期高涨、信心满满的复兴期，乐观情绪开始广泛主导世界核电发展。中国核电一度进入了大力发展的高速扩张阶段，中期装机容量规划目标一再被修改提高。

在 2000 年制定四代堆路线图之后，各国纷纷建立开启了开发示范项目。我也参与并部分领导了液态重金属冷却反应堆技术研发、概念堆设计与国际合作。到 2005-2006 年在麻省理工学院开展学术访问与研究时期，随着对各种能源技术与经济性的加深理解，我开始思考和探究核电的成本问题，希望能够找到和理解问题的根源，提出可行的解决方案。当时，我考虑到小型堆可以有非常简单的安全设计和保障方案，而且可以通过规模小、总成本较低的多用途应用满足一些大电网之外和发展中国家的需求，逐步进入市场，并且可以采用生产效率高出很多的批量工厂制造来降低机组成本，因此开始积极探讨和推动小型堆的研发，并在之后启动的全球核能合作伙伴项目中参与制定研发规划和其中项目的实施。但是当时的行业主流机构、企业和研发人员大多不看好小型堆，坚持认为大堆具有无可比拟、不容质疑的规模经济优势。从动力工程和其他类似技术系统经验的角度来看，规模经济确实有坚实的理论和实践基础。

到 2008-2009 年间，随着我作为民用核能项目资深研究员与行业加深了沟通往来和了解，尤其是作为高级顾问参加到比尔盖茨创投的泰拉能源公司早期开发行波堆的过程中，我越发感到解决核能经济性问题的迫切性，也开始质疑实际了解到核电成本上升的趋势与行业机构和公司发布的成本下降展望之间的差异。利用收集到的上百座美国核电站实际建造成本和周期等数据，我对建造与运行成本、建造周期等数据与反应堆机组规模大小的关系进行了系统比较和分析。这些数据和结果，以及大多核电发达国家的发展经验，果然显示了明显的反规模经济效益，即反应堆功率越大，建设周期越长，单位成本越高。经过思考分析，我认为这些普遍持续的成本上升源自巨型系统和项目的内在复杂性（包括层级众多、数量巨大的子系统与部件，以及相互之间难以完全预测和控制的耦合与联动等），抵消了核心功能系统（反应堆与能量转化系统）的动力工程规模效益，而以现场施工为主的核电站建造方式加剧了与制造产品相比的成本上升问题。利用在工作转换期的度假时间，我把这些研究结果和分析写成一篇会议论文，“核反应堆需要转变范式——从单机规模经济转向制造规模经济”，发表在 2009 年在日本东京举行的国际核电站进展大会上。由于当时中国的核电建设刚开始进入规模化发展阶段，没有足够的数据可供研究，但建造成本上升超过预期的迹象已经开始

显现，我认为需要密切关注其发展趋势。

后来的发展，尤其是日本福岛核电站事故的发生以及政府、公众与行业的反应，打破了当时谨慎乐观的预期。实践表明，世界核电发展尚未没有摆脱原有技术、设计和模式的制约。因为有极小概率可能发生严重事故及其产生的放射性物质泄漏和污染风险，各种安全和应急技术和系统被多层次、多系列、多冗余地叠加到反应堆与电站中，造成单堆机组越来越大，单位成本和总成本越来越高，项目决策、监管审核、许可取证、建造交付的周期越来越长，从而减小了装备和部件的需求规模，造成供应链各环节成本也越来越高，形成了成本持续上升的恶性循环。世界核电发展整体停滞，发电占比持续下降。即使在发展规模最大、速度最快的中国，核电站的建造和投运也已经大幅放缓，涉及核能的国家能源战略调整为安全高效发展核电。

麻省理工学院的最新报告非常系统、清晰地研究分析了核电成本问题及其主要原因，提出了很多可行的解决方案，尤其是要加大工厂制造份额和采用先进建造技术等一系列具体措施。报告对于先进技术、商业模式与政策、安全监管与执照申请等也都有很系统全面地研究分析，以及相应的评估和建议，应该会有助于核能行业直面问题，应对挑战，创造机遇，充分发挥和实现清洁低碳核能的巨大潜力。

同时，我认为该报告也会帮助开启新的核能研究、开发和应用阶段，更加全面深入研究、发现和实施可行高效的方法和模式。核能行业长期处于比较封闭的状态中。因为其技术和应用的起源和背景，以及与之前所有能源不同的核物理与放射性的特殊性，核能一直具有极强的战争与毁灭、和平与繁荣的两面性，以自身独特的发展模式和定位前行，受到特殊严格的防核扩散与核安保要求约束，其和平利用以在大电网中提供基荷电力为主。在能源供应整体富裕，但在限碳排世界中有大量迫切的清洁低碳能源需求这种场景中，传统核电技术的局限性和新型核能系统在多种应用场景中的可能性和需求潜力都变得愈发突出。

在低碳能源系统模拟计算的案例中，报告以量化形式展示了核能降低系统总成本的潜力，特别是指出了在深度低碳系统中，以可再生能源与储能为主的形态将大幅提升总装机容量和成本，揭示了波动性、间歇性能源的隐性系统成本。在认可这个结论的同时，我认为可再生能源与储能会创造能源生产和消费的新模式和新路径，例如通过多能互补综合利用、能源互联网、新能源车、燃料电池、电解制氢、低碳建筑等一系列技术、应用、市场与模式创新，促进清洁低碳能源转型升级，而不是限于以可再生能源、储能、核电等直接替代现有电力和能源供应。报告分析了影响建造成本的劳动工资率和生产率，认为中国和韩国较低的人工费用和较强的现场施工能力会降低成本。我认为这样的比较只适用于核电站建造成本在国家和区域之间的差异，并没有考虑到在当地市场的比较中，这些因素对于所有其他电站也适用，仍然会造成核电与其它电力系统相比有较高的成本。在大多数发电技术都已经通过制造标准化、模块化、系列化的机组来降低成本，加速推广，扩大市场的情况下，核能系统也必须走向以本质安全反应堆设计和运行为基础的制造型范式，尤其是在新兴技术和应用领域。

因为现有核电站设计和运行中仍然存在超出设计基准的严重事故和产生广泛深远影响的可能性，虽然概率极低，并且从目前常规的理性风险分析角度，核电已经是在致死率等指标方面最为安全的电力技术，放射性污染造成的实际危害也没有如某些宣传那么严重，但是公众和非核专业人士普遍不认可接受这种评估。这种差异符合现代行为经济学的研究发现，即在低概率、大影响事件的情景中，人们普遍倾向以事故后果的大小来评估风险，而不是如专家使用的事故概率与后果大小的乘积来评估。这种倾向的普遍存在，结合几大核电严重事故产生的持续影响，导致在政府决策、监管许可、项目投资、行业自律、公众接受、电站建造与运行、应急响应与缓解等方面和各涉及方，都以尽可能谨慎保守、能加则加、能缓则缓、不允许和不接受任何偏差的态势来应对和解决在核电建设与发展中的各种问题。这个经济与安全的两难挑战，是制约民用核能发展的主要原因。而在经济性与安全性的选择中，坚持安全至上的正确原则，在技术和设计存在内部缺陷需要弥补时，就会不可避免地导致经济性的下降，以核电站成本居高不下、甚至持续上升的形式体现出来。大规模使用民用核能需要得到政府和社会的广泛接受和支持，不仅要提高市场竞争力，还要降低风险感知和外溢，因此新型核能系统需要在本质安全的设计基础上寻求和实现市场可接受的经济性。这需要我们建设和发展新的范式，并且把民用核能的功能目标和设计原则明确分离出来，按市场需求和准则重新定位。

我和报告的作者有深切的同感，即在看到核能巨大潜力的同时，希望我们能够看清现有核电技术与系统的问题和局限性，并且主动积极行动起来，解决或消除根本性问题，创新发展技术、系统、应用、政策、监管和市场，促进核能尽快成为引领和支撑清洁低碳能源转型的主力，在限碳排世界中做出应有的贡献。

李宁

厦门大学能源学院

2019 年 1 月于中国厦门

目录

前言和致谢

执行摘要

背景与概述

第一章 核能的机遇

第二章 核电站的成本

第三章 先进反应堆技术评价

第四章 核工业的商业模式与政策

第五章 核反应堆安全监管与电站运营执照申请

附录

前言和致谢

麻省理工学院所发布的《核能在限碳排世界中的未来》是麻省理工学院能源倡议（MITEI）“未来”系列刊物中的第八期，该系列旨在揭示一系列涉及能源和环境的复杂而重要的问题。其中的一个中心主题是理解在限碳排世界中为了满足快速增长的全球能源需求，技术在宏观上能够起到的作用，而核能显然在其中扮演着重要角色，同时它是麻省理工学院 2003 年《核能的未来》报告中第一个跨学科研究的主题。最近越来越多的研究着眼于二氧化碳（CO_2）封存、天然气、电网和太阳能的作用。在 2009 年对《核能的未来》报告进行再版后，由于本质安全核能技术的发展、对能源领域 CO_2 减排必要性的进一步重视，以及核能在成本和公众可接受性所面临的挑战，现在正是重新审视核能的恰当时机。

本研究旨在为核能的利益相关方提供观点中立、实事求是、分析深入的指南。政策制定者、公用事业部门、（新成立的）能源公司、监管机构、投资者和其他电力行业利益相关者可以利用本研究更好地了解目前美国和全世界范围内核能所面临的挑战和机遇。通过两年多的研究、对技术现状进行总结、定量模拟和分析，我们将最终成果凝炼于本报告中。

麻省理工学院《核能在限碳排世界中的未来》的研究得到了许多赞助商的支持，并得到了资深咨询委员会和审查小组的补充。我们衷心感谢我们的主要赞助商 The Alfred P. Sloan 基金会的支持以及壳牌、法国电力公司（EDF）、The David and Lucile Packard 基金会、通用原子能公司、人类世界研究所、麻省理工学院国际政策实验室、Zach Pate 先生、Neil Rasmussen 先生和 James Del Favero 博士的重要贡献。我们还要感谢爱达荷州国家实验室、Dominion Engineering Inc.、Blumont Engineering Solutions（Paul Meier 和他的 JuiceBox 在第一章所做的工作）、利兹大学的 Giorgio Locatelli 教授（他在第二章中的大型项目所做的工作）、the Breakthrough Institute 和 Lucid Strategy，感谢他们慷慨的实物捐赠。最后，我们还要感谢来自麻省理工学院的数据、系统和社会研究所的 Jessika Trancik 教授和 James McNerny 博士对核电站成本分析的宝贵意见。

感谢咨询委员会成员花费大量时间参加会议，并对我们的初步分析、研究成果和建议提出宝贵的看法。我们要特别感谢在委员会主席 Philip R. Sharp，在他干练的指导下，咨询委员会得以高效地开展会议。在 Andrew Klein 教授的领导下，审查小组对我们的分析、研究成果和建议提供了宝贵的见解。

研究小组还要感谢以下在研究期间通过访谈和研讨会提供宝贵意见的人士：

Kev Adjemian
Laurent Amice
Henry Aszklar
Scott Bailey
William Banholzer
Rita Baranwal
Jeff Bartelme
Elizabeth McAndrew-Benavides
Gary Bergstrom
Michael Bielman
Richard Bradford
Jonathan Brown
Harlan Bowers
Bob Boyd
Vlad Bulović
Marcia Burkey
Nicolle Butcher
Jean-Marc Capdevila
Charles Chase
Doug Chapin
Ismail Cheng
Armond Cohen
Christopher Colbert
Justin Coleman
Marco Cometto
Jim Costedio
David Darwin
Franck David
Michael Davidson
Paul DeLuca
Jacques de Toni
Dave Dilling
Sean Donnelly
Bradley Dunkin
Paul Erb
Ashley Finan
Michael Ford
Ben Frazier
Vince Gilbert
Mike Goff
Charles Gordon
Dustin Greenwood
Daniele Giuffrida
Abhinav Gupta
Puja Gupta
Kathryn Held
Ronald Henry
Bronwyn Hyland
Dan Ingersoll
Simon Irish
Ramzi Jammal
Rick Jefferys
Zabrina Johal
Lars Jorgensen
Jake Jurewicz
John Kelly
Jan-Horst Keppler
Efe Kurt
Albert Lafleur
Bob Langer
Philippe Larochelle
Christophe Levy
Ning Li
Frank Ling
Robert Littles
Giorgio Locatelli
Eric Loewen
William Luyties
Audray Lyke
Ed Lyman
Iain Macdonald
Michel Maschi
Regis Matzie
Jan Mazurek
Matthew McKinzie
Paul Meier
Tom Miller
Phil Mills
Alexander Mishkin
Mike Myers
Steve Nance
Mark Nelson
Robert Nielsen
Marcus Nichol
Mike O'Connell
Frank O'Sullivan
Rory O'Sullivan
Charlie Painter
Bojan Petrovic
Jonathan Pellish
Mark Peres
Pedro Pereyra
Andrew Pinneke
Bruce Phillips
Neil Rasmussen
Ray Rothrock
Tony Roulstone
Jayant Sabnis
Tim Saeger
Arthur Samberg
Frank Saunders
Chris Schuh
Jacob Selzer
Daniel Shamblin
Farshid Shahrokhi
Santhosh Shankar
David Shropshire
James Stouch
Garrett Sonnenberg
Finis Southworth
Andrew Sowder
Marc Tannenbaum
Mathia Trojer
Jack Tuohy
Franz-Josef Ulm
Eric Van Abel
Jan Van Der Lee
Chris Vandervort
Jason Wang
Kevan Weaver
Brian Whitley
Don Wolf
Oscar Zamorano
Yaoli Zhang

我们要感谢 Carolyn Carrington 对所有活动、会议和研讨会的行政支持，感谢 Marika Tatsutani 运用高超的技巧和充足的耐心对本报告进行编辑，感谢 MITEI 主任和审稿人 Robert C. Armstrong 教授支持这项研究，最后还要感谢 MITEI 执行董事 Martha Broad 提供额外的支持和审查。

MITEI 的工作人员为该项目提供了行政和财务管理方面的帮助。我们特别要感谢项目经理 Jennifer Schlick、Francesca McCaffrey 和 Ivy Pepin 提供编辑支持，Debi Kedian，Carolyn Sinnes 和 Kayla Small 提供活动支持以及 MITEI 传播总监 Emily Dahl。我们还要感谢 Allison Associates 提供布局和图形设计支持。

本报告代表研究人员的意见和观点，本报告的内容（包括任何错误）由研究人员负责。咨询委员会和审稿人不对其中包含的研究成果和建议负责，他们的个人意见和观点可能与本报告所述有所不同。

献给我们的朋友和同事 Mujid Kazimi

执行摘要

和平利用核能是 20 世纪最伟大的科技成就之一。医药、安全和能源都于核能中获益。然而，在数十年快速发展之后，核能投资在很多发达国家都已经停滞，核能在全球一次能源生产中占比仅达微薄的 5%。

在 21 世纪，世界面临新的挑战。在为数十亿人口扩大能源应用和经济机遇的同时，必须大幅降低温室气体的排放。电力被广泛认为是深度低碳化的早期候选行业。我们审视了其中的挑战。在大多数地区，如果要在 2050 年供应预期的能源负荷，同时降低碳排放，需要采用不同于现有系统的发电资产组合。虽然可以通过不同的组合以使用多种低碳或零碳技术，我们的分析展示了核电作为可调度低碳技术的潜力。如果没有核电的贡献，要达到深度减碳排目标的成本将大幅上升（见图 E1，左栏）。成本最低的组合中包含核电作为其重要组成部分，其比例随着核电成本下降而显著提高（图 E1，右栏）。

即使有这样的希望，核能在世界很多地区的扩张前景仍然明显黯淡。最根本的原因是成本。在近数十年中，其他发电技术变得更廉价，而新建核电站的成本则只在上升。这个令人担忧的趋势削弱了核能的潜在贡献，增加了深度低碳化的成本。我们在这项研究工作中探究需要做些什么来阻止和逆转这个趋势。

我们调研了全球近期的轻水堆建造项目，审视了可以应用于核电站建造的近期交叉技术进步。这些技术可以应用于多种开发中的先进核电站概念和设计。针对成本担忧，我们建议：

（1） 更注重应用已得到实践验证的项目和建造管理方法，提高建造和交付新核电站的成功概率。

近期在美国和欧洲的核电站建造经历显示了在预算内按期交付电站能力方面的反复失败。以下几项改进急需得到采纳：（a）在开工建造前完成更多的详细设计；（b）使用得到验证的供应链和技能熟练的团队；（c）在早期把制造方和建设方纳入设计团队，保障设计的系统、结构和部件可以在相关标准下有效制造和建设；（d）任命一个有管理几个独立子合同方经验的主合同管理方；（e）建立一个合同架构，保证所有合同方都在项目成功中获取利益；（f）启用灵活可变的监管环境，可以及时接纳小规模、不可预计的设计和建造变更。

（2） 从粗笨、高度依赖场址的现场施工型电厂，转向更系列化制造的标准电站。

大幅降低新建核电站的成本并缩短工期的机会是存在的。首先，部署多个标准化机组，特别是在同一场址，使得每台机组建设均可积累可观的经验。在现场建造效率较低的美国和欧洲，我们建议扩大使用工厂制造，更多利用制造业在生产复杂系统、结构和部件方面的高

生产率。采用一系列交叉技术，包括在工厂和船坞内的模块化建造，先进的混凝土方案（如复合钢-板、高强度钢筋、超高性能水泥等），地震隔离技术和先进的厂房布局（如埋置、离岸选址等），可能对新核电站的成本和进度有正面影响。对于不太复杂的系统、结构和部件，或者在现场施工效率高的场址（如在亚洲），常规方法可能是最低成本方案。

这里要强调的是以上建议广泛适用于所有反应堆概念和设计。降低成本的机遇适合改进型的三代轻水堆、小型模块堆（SMR）和四代堆[1]。如果没有标准化设计和建造方法的创新，我们不相信任何先进反应堆的固有技术特征可以使得成本下降到足以与其它发电技术相竞争的水平。

在高成本之外，公众对传统二代核电站的严重事故后果（如 2011 年日本福岛核电站）的担忧阻碍了核能的发展。这样的担忧导致某些国家完全放弃核电。针对安全担忧，我们建议：

（3） 转向采用具备固有和非能动安全特征的反应堆设计。

具有高化学和物理稳定性、高热容量、负反应性反馈和高裂变产物包容性的堆芯材料，以及只需少量或无需应急交流电和最少外部干预的工程化安全系统，有可能简化操作，更能容忍人因失误。这样的设计改进已经出现在中国、俄罗斯和美国建造的某些三代轻水堆中。非能动安全设计可以降低发生严重事故的概率，并且在发生事故后缓解厂外后果。这样的设计也可以让新厂执照申请变得更加容易，加快在发达和发展中国家的部署。我们认为在先进反应堆中基于轻水堆的小型模块堆（如 NuScale）和成熟的四代堆（如高温气冷堆和钠冷快堆）也具备这种设计特征，已经可以商业化部署。更进一步，我们对美国和国际监管环境的评估表明现有的监管系统有足够的灵活性来容纳对这些先进堆设计的执照申请。对现有监管框架的一些改动可以提升许可取证的效率和有效性。

最后，还需要政策制定者的关键行动以获得核能的益处：

（4） 低碳化政策应创造一个公平竞争环境，允许低碳发电技术择优竞争。

核能创新的投资者必须看到按全价值销售其产品获得利润的可能性，包括市场外部的减少二氧化碳排放的价值。排除核能角色的政策会阻止对核技术的投资。这会增加低碳化的成本，放慢缓解气候变化目标的进度。把二氧化碳排放成本纳入电价可以更加公平的体现气候友好型能源技术的价值。既有和新建核电机组将会成为平等竞争环境的获益者。

（5） **政府应建立反应堆场址，让公司部署用于测试和针对监管执照申请的原型堆。**

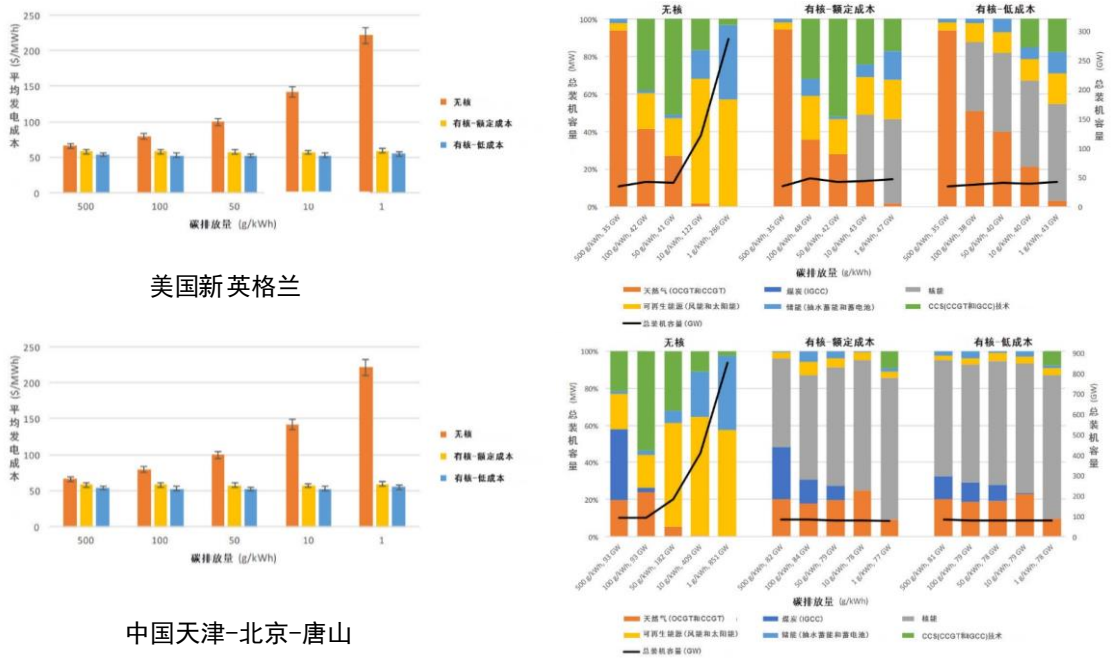
[1]反应堆设计通常被划分为四代。建于 1950 到 1960 年代的最早商业核反应堆划为第一代系统。第二代系统包括在 1970 到 1990 年代建造的商业反应堆。第三代反应堆是在二代系统上采纳了逐渐改进的商业设计。第四代核能系统用于表示非水冷、正在开发中的一系列先进反应堆设计。

这样的场址应该向选择多种反应堆概念并有兴趣测试原型堆的公司开放。政府应该提供合适的管理和支持，包括安全协议、基础设施、环境审批和燃料循环服务，并且直接参与到所有测试中来。

（6） **政府应该围绕先进反应堆设计的原型堆测试和商业化部署建立资助项目，采用四种杠杆：（a）摊分监管执照申请费用的经费；（b）摊分研发成本经费；（c）资助为达到特定技术里程节点的经费；（d）奖励成功示范新设计的生产信用经费。**

在开展本研究的过程中涌现了更多的新发现。在报告概论和主体中有对这些发现的详细论证。报告由 5 个重大主题领域组成（含相应章节标题）：核能的机遇，核电站的成本，先进反应堆的技术评价，核工业的商业模式和政策，核反应堆的安全监管和执照申请。

图 E.1：2050 年的（左）平均系统电价（$/MWh$_e$）和（右）核电装机容量（占峰荷百分比%），分别在美国的新英格兰地区和中国的天津-北京-唐山（T-B-T）地区，根据不同的碳约束（gCO_2/kWh$_e$），在三种不同的可获得技术情景中：（a）没有核电，（b）允许有正常隔夜建造成本的核电（新英格兰每千瓦$5,500，T-B-T 每千瓦$2,800），和（c）允许有隔夜建造成本改进的核电（新英格兰每千瓦$4,100，T-B-T 每千瓦$2,100）。



美国新英格兰

中国天津-北京-唐山

本研究使用名为 GenX 的 MIT 系统优化工具进行模拟。对于特定的电力市场，模拟所需输入参数包括所有发电厂（核电，具有电池存储的风电和太阳能，有/无碳捕集的化石能源）的每小时电力需求，每小时天气模式，经济成本（资金，运营和燃料），以及它们的增长率。GenX 模拟能鉴定出一套电气系统发电组合，使得每个市场平均系统电力成本得到最大限度

地降低。在严格限制碳排的无核能情形，我们所看到的成本上升主要来自于额外的扩建和能源存储成本，这在完全依赖可变可再生能源技术的情形中变得十分必要。当前世界电力部门的平均碳排放强度约等价于每千瓦时 500 克二氧化碳(g/kWh_e)。根据国际能源署 2017 年制定的稳定气候变化的方案，为了将全球平均变暖限制在 2ºC，电力部门的碳排放强度目标应该为 2050 年 10 到 $25g/kWh_e$，以及 2060 年不超过 $2g/kWh_e$。

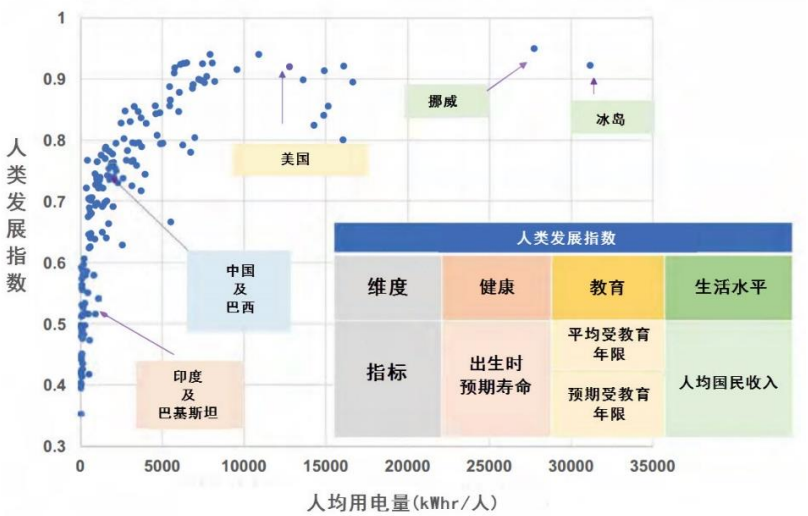
背景与概述

能源总貌

电力在改善生活水平、教育和健康方面发挥着至关重要的作用。图 1 说明了这种关系，它根据人类发展指数（经济和社会发展的一个著名指标）上的得分以及人均用电量来对各国进行定位。随着国家的发展，电力消耗呈上升趋势。根据目前的预测，到 2040 年，非经合组织（经济合作与发展组织，OECD）内发展中国家的电力消耗预计将增长 60%，而全球范围内的电力消耗预计同期增长 45%（美国能源署 2017）。

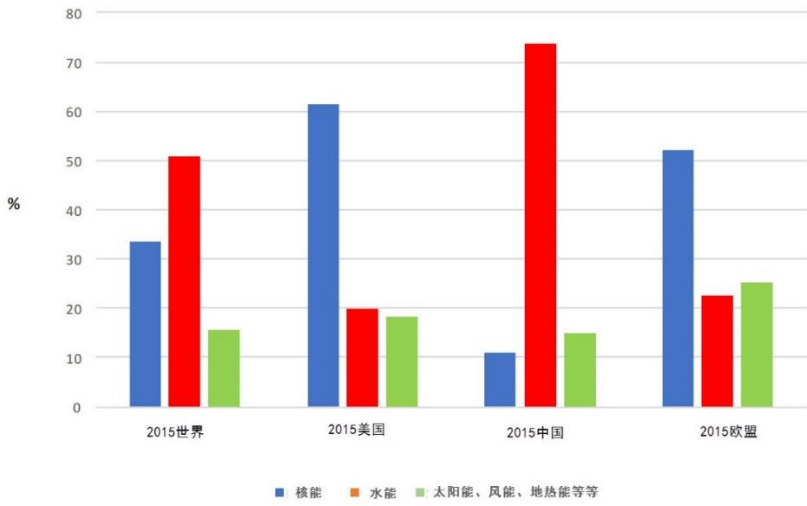
如何在扩大能源供应的同时，大幅减少导致全球变暖和气候变化的温室气体排放——这是 21 世纪人类面临的主要挑战之一。这项研究的重点是电力行业，该行业已被认定为深度脱碳的早期目标。在可预见的未来，电力仍然将主要来自化石燃料，水电，太阳能、风能、多种可再生能源以及核能（美国能源署 2017）。目前，核能供应了全世界大约 11%的电力，并构成美国、欧洲乃至全球范围内所有低碳发电的主要部分（图 2）。然而，由于以下几个原因，核能未来的发展存在很大的不确定性：首要原因是成本上升，其次是诸如乏燃料处置、核电站安全和核武器扩散等历史问题。

图 1：不同国家的人类发展指数与人均用电量的关系



（联合国开发计划署 2017）

图 2：世界各主要经济体无碳电力来源占比



（国际能源署 IEA 2017）

核能格局

自麻省理工学院发表第一份《核能的未来》研究报告（Deutch，et al.2003）以来，美国和全球核能的环境发生了巨大变化。在 21 世纪初大部分时间里，美国的核电站都是高利润的：其资本成本在过去几十年中基本上已经摊销，而且与拥有相对较高成本的化石能源和可再生能源替代品相比，它们的生产成本很低。当公用事业公司谋求如何使核资产价值最大化时，由于市场驱动，他们开始购买核电站、扩展容量并延长运营许可期限。2007 年之后，随着大量廉价页岩天然气在美国投入使用，以及经济大萧条抑制了电力需求和价格的增长，情况发生了迅速的变化。从那以后，美国的核电站的盈利能力逐渐下降，核电行业也经历了一波电站关闭的浪潮。例如，2013 年关闭的威斯康星州的 Kewaunee 核电站（Dotson 2014）和 2016 年关闭的内布拉斯加州 Fort Calhoun 核电站（Larson 2016），这两家电站都因为无法与电力价格更便宜的发电商竞争而关闭。欧洲和亚洲的天然气价格下跌也给这些地区的核电带来了更大的经济压力。

虽然美国核工业界仍然能非常熟练地运营现有的发电站，但其对复杂核电建设项目的处理却非常糟糕，例如 San Onofre (Mufson 2013)和 Crystal River (Penn 2013)核电站的部

件更换项目管理不善，导致在 2013 年两家电站过早关闭。对于其他项目，包括陷入困境的 Vogtle (Proctor 2017)和 V.C.Summer (Downey 2017)核电站扩建项目都经历了成本飙升和漫长的工期延误。就 Vogtle 和 V.C.Summer 核电站而言，其项目成本增加了一倍，施工时间增加了三年以上，导致反应堆供应商西屋公司 (Cardwell 和 Soble2017)宣布破产（备注：西屋公司在 2018 年完成重组，成功脱离美国破产法第 11 章）(Hals 和 DiNapoli 2018)。V.C.Summer 核电项目最终于 2017 年中止(Plumer 2017)。

法国反应堆供应商阿海珐(Areva)和 EDF 在芬兰奥尔基洛托(Olkiluoto) (Rosendahl and Forsell, 2017)、法国弗拉芒维尔(Flamanville) （路透社 2018）和英国欣克利角 C 核电站(Hinkley Point C)（英国广播公司 BBC 2017）的新建核电项目也遭遇了同样严重的成本上升和延期问题。显然，北美和欧洲核工业在本世纪初(Winters, Corletti, and Thompson 2001)(世界核协会 2008)所估计的以每千瓦不到 2,000 美元的隔夜成本部署新核电站的目标在目前看来是完全不现实的。韩国、中国和俄罗斯等国家持续稳定地建设新的核电站（2017 IAEA），并且最近中东地区也开始兴建核电站。这些项目中有许多已经基本按时完成，并且成本可能远低于西方的同类项目——尽管很难去独立验证这些国家所公布的成本数据。

在 2011 年，大地震和海啸的综合影响引发了日本福岛核电站的一次意外事故，并导致日本当局做出一个不幸的决定，强制疏散周围地区的近 20 万居民。这一事件再次引起公众对核设施安全的关注。虽然事故造成的放射性影响微乎其微（联合国原子辐射影响科学委员会 2017），但直到 2012 年，日本国内的核电站全都暂时关闭，目前只有少数核电站重新投入使用。福岛事故发生后，五个国家或地区（德国、瑞士、比利时、韩国和台湾）宣布将逐步淘汰核能（世界核协会 2017），但迄今为止只有德国采取实际行动以实施这一政策。

在这种消极的背景下，核能工业仍然出现了一些机会。气候变化和空气污染将影响到社会、经济和环境，而人们对此认识的提高将为维持甚至增加核能在全球能源结构中的份额提供有力的支持（Hansen,et al.2015）。而私人投资者对开发和部署先进反应堆技术更感兴趣（Brinton 2015),这主要归功于相关技术的成熟度在过去 15 年中得到了显著提升(ANL-INL-ORNL 2016)（第四代国际核能论坛 2014）。最后，美国国会两党支持美国在新型核能技术商业化方面重新发挥领导作用。(第 115 届美国国会 2017-2018)。

关于本研究

鉴于自麻省理工学院 2003 年《核能的未来》报告和 2009 年研究更新以来发生的重大变化，加上目前核工业面临的生存挑战，我们认为是时候进行一项新的跨学科研究来分析核能

在美国和国际上的前景。

根据本研究得出的结论，我们认为从现在到今后几十年，核能的主要价值在于其对电力产业脱碳的潜在贡献。此外，我们认为成本是实现这一价值的主要障碍。如果不降低成本，核能将难以发挥重要作用。

核能确实有许多优势：它能够减少与电力生产相关的其他类型发电方式的空气污染，此外，它有助于燃料多样化和提高电网稳定性，并且土地需求低，可以提供高薪工作机会。在某种情况下，这些优势十分重要。例如，在没有足够的土地或适合的气候大规模部署可再生能源的国家，或试图减少煤炭使用以改善空气质量的国家，或担心能源供应的安全性和可靠性的国家，对于这些国家而言，核能是比较具有吸引力的。然而，我们认为核能最主要、最根本的属性是其低碳性，该属性能保证核能在未来实现全球范围内的增长。因此，我们认为应该特别考虑保留现有的核电总体规模作为通向未来限碳排世界的桥梁（正如国纽约州（Larson 2016），伊利诺伊州（Anderson 2016）和新泽西州（Sethuraman 2018）最近通过的立法所承认的那样），并且要为将来运行核电系统保留必要的专业队伍。

我们在全球范围内从近期和正在进行的一系列具有代表性的核电建设项目中汲取了重要的经验教训，并得出能够应用于未来任何核项目的最佳做法。此外，我们分析了新建核电成本的驱动因素——特别是场地准备、土建工程、设备及其安装、工程和融资成本等相关因素。不仅如此，我们还广泛地研究了新型技术，从新的施工技术到先进的混凝土解决方案，从机器人技术到先进的制造技术，从不同角度找出新的降低核能成本的方法。

我们评估了先进反应堆技术所具有的优势和所面临的挑战，这些技术包括 SMRs 和非水冷反应堆（第四代核能系统）。这些系统结合了固有安全性和非能动安全系统，不仅可以简化操作，降低严重事故的可能性，还可以限制事故发生后的场外后果，因此更多场地有可能因此变得适合建设核电站。我们注意到一些第三代轻水反应堆（LWR）的设计——如 AP1000 和经济简化型沸水堆（ESBWR）——已经采用了这种方法。随着可再生能源在电网中的作用越来越大，未来投入运营的发电设备在操作上需要具备一定的灵活性。传统上，核电站是以基荷运行模式而设计的，但最近欧洲和美国的研究表明（Jenkins,et al.2018），核电站可以跟踪负荷发电，并且许多先进的概念反应堆也在设计这种功能。而未来的先进反应堆预计将采用更简单，更紧凑的设计来降低成本并占领新的市场，例如占领工艺热市场。本研究对以上设想进行了批判性的分析。

从历史上看，新型反应堆的上市时间问题以及开发成本过高，使得它们对私人投资者来说根本没有吸引力，并导致一些人主张政府直接参与这些技术的开发（能源部长顾问委员会 2016）。第四代原型堆系统目前正在由包括中国在内的几个国家的政府进行探索，中国已经部

署了高温气冷堆(HTGRs)(Zhang,et al.2016)，俄罗斯(Digges 2016)和印度(Patel 2017)两国都部署了钠冷快堆(SFRs)。我们研究了这些先进反应堆设计上的监管框架，以确定是否存在障碍影响其在美国的授权，并探索在监管框架下更有效率的实施这些设计的可能性。我们还评估了缩短某些不太成熟的第四代反应堆（例如熔盐堆，气冷快堆和铅冷快堆）商业化时间的处理方案，并讨论了美国政府和国家实验室在这个过程中可能发挥的作用。最后，我们对政府颁布的平等对待所有低碳能源技术的政策进行了评论，并提出了建议，我们认为这对鼓励私人投资新建核电至关重要。

本研究未涉及放射性废物的处置问题（或者更恰当地说是核废料）与核扩散风险，虽然这些问题普遍被认为是限制核能广泛使用的因素，但寻找核废物处置方案和管理扩散风险在政治层面上的困难远远超过技术挑战。我们回顾了最近关于核燃料循环的研究，重点是乏燃料的管理和处置(美国核未来蓝带委员会2011)(Kazimi,et al.2011)(Wigeland,et al.2014)，并发现他们的建议是有效的。简而言之，对于乏燃料的管理其实存在着强有力的技术解决方案，例如临时存储在干桶中以及永久处置在隧道或深钻井的地质处置库中，但从历史上看，更大的困难在于处置地的选址。但有证据表明，可以通过管理良好且基于共识的决策过程来制定并实施这些解决方案，芬兰（Fountain 2017）和瑞典（Plumer 2012）最终处理结果已经证明了这一点。在美国国内，政府应该参考这些案例，并迅速对提交的乏燃料管理的建议采取行动。

核材料扩散的问题更加复杂。采用某些核燃料循环设施，如国际燃料库和集中乏燃料储存库，其他人就不能从民用核燃料循环设施中获取核武器材料。与此同时，老牌核大国希望向新成员国提供核技术，一方面因为这是一个商业机会，另一方面也因为这是在世界关键地区获得长期地缘政治影响的一种手段。目前，俄罗斯在积极寻求向其他国家提供核能技术的契机，中国也试图向个别国家寻求核能出口。有人认为，如果美国希望抓住这样的机会并推进其在其他国家的地缘政治目标，同时维持全世界所倡导的核不扩散和安全规范的主张，那么它将有更大的兴趣继续保持国内核工业的强劲发展（Moniz 2017）(战略与国际研究中心2018)(Aumeier and Allen 2008)。

本研究分为五章，重点关注以下几个关键问题：

1、 核能的机遇

2、 核电站的成本

3、 先进反应堆技术评价

4、 核工业的商业模式与政策

5、 核反应堆安全法规与执照申请

本概述的其余部分对每一章节内容进行简要介绍，并总结了研究成果和建议。对于这些研究成果和建议，完整的分析与讨论可以在报告正文的相关章节中找到。

研究成果和建议概要

第一章：核能的机遇

我们评估了美国与其他国家的核能发电和其他能源产品的市场机会，并且详细探讨了世界不同地区如何在限碳排的要求下组合出最佳发电方式。

研究成果：

新核电站的成本很高，并且在假设“一切照旧”和适度的碳排放限制的前提下，大大限制了核电行业的发展。在那些碳排放不是主要限制因素的地区，化石燃料——无论是煤还是天然气——通常是成本较低的发电方式。在适度碳排放的限制下，可再生能源发电通常可以作为较低成本的替代方案。

随着世界各国计划进一步减少电力行业的碳排放，可再生能源发电的成本大幅增加。而对于国际政策中广泛提到的“深度脱碳”水平——例如，电力行业的 2050 年排放目标是每千瓦时发电 CO_2 远低于 50 克(gCO_2/kWh)——包括核能在内的多种技术组合有助于将不断上升的系统成本降至最低或限制在一定范围内，从而使实现严格的碳排目标变得更加现实（目前，全球电力部门的平均排放量约为 500 gCO_2/kWh）。降低核技术的成本有助于进一步降低实现脱碳目标的成本（例如 100 gCO_2/kWh 排放目标）。

第二章 核电站的成本

本章分析了成功的核电建设项目特性，以及影响项目成本的因素。然后，调研了一系列支撑技术（例如建筑方法的创新），并探究了它们大幅降低新型核电站成本的能力。

研究成果：

因为建造核电站的资本成本太高，如今在美国和西欧投资新建核电站很难获利。

研究成果：

成功核电站建设往往具有以下属性：

a) 在开始建设之前完成需要设计的部分，*

b) 开发经过验证的核蒸汽供应系统（NSSS）组件供应链和熟练的劳动力队伍，*

c）将制造商和施工方纳入设计团队，以确保组件制造和结构部件均在相应标准下完成，

d）委派一名具有管理多个独立分包商专业知识的合同经理，

e）建立承包结构，其中所有承包商（和分包商）都可在项目成功时获益，

f）采用合同管理程序，允许对需求或分包商业绩的意外变化进行快速调整而无需争议，

g）在灵活的监管环境中运营，可以及时应对设计和施工中微小、意外的变化。

*需要注意的是，原则（a）和（b）是 FOAK 项目特有的。

建议：

使用经过验证的项目和施工管理实践，以提高新核电站的施工和交付成功率。

研究成果：

若要降低成本，不需要关注 NSSS 设计或特定的反应堆技术，而应关注（a）电站在整体建设（或现场交付）过程中的改进措施，以及（b）如何加快施工过程以减少这一期间的利息增长。

研究成果：

在建造核电站或组件的过程中合理使用模块化技术，可作为先进反应堆设计中的一个削减成本的有效策略。除此以外，我们还得出以下结论：

（a）劳动工资高、劳动生产率低的国家更愿意在工厂或船坞中使用模块化建造的方式，以减少劳动力需求（主要是由于现场施工的劳动力价格过高）；

（b）若在模块化建造环节中，建造组件的工厂或船坞位于低劳动工资而高劳动生产率的国家，那么总体的成本节省将是巨大的。但是，对于不太复杂的结构、系统和组件，现场组装可能仍然是更便宜的方案。

研究成果：

需要对新型反应堆的建筑物和结构进行优化，同时需要考虑所需材料的数量、制造和安装所需的劳动量，以尽可能地减少核电站建设中使用的建材总成本。

研究成果：

新型反应堆可以采用专为制造和装配而设计的先进混凝土结构进行土建，并采用模块化技术。这种方法比传统的建筑方式更加便宜。

研究成果：

标准化（特别是针对多机组核电站）、地上或地下嵌入式反应堆（也可以在海上）和地震隔离技术可以降低核电站成本并提升安全性能。

第三章 先进反应堆技术评价

我们回顾了未来可能研究的先进反应堆的技术特征。我们的评估着眼于包括安全性、可操作性和可维护性在内的重要属性，以及不同反应堆技术由于其特定功能而具备的潜在应用范围。此外我们还对技术成熟度进行评估，并讨论开发和生产不同类型的先进反应堆系统的成本、时间、技术挑战和财务要求。

研究成果：

在先进反应堆中，核燃料、冷却剂和慢化剂组成反应堆堆芯，该堆芯具有化学、物理稳定性高，热容量大，负反应性反馈和高裂变产物包容性等特点。此外，系统内的专设安全设施无需应急电源和外部干预（或极少量外部干预）。这种形式的设计演变已经体现在先进轻水堆（LWRs）以及中国、欧洲和美国建造的新电站中。这些设计属性将使电站操作更加简单，对人为失误的耐受度更高，从而降低严重事故的发生概率并且在很大程度上减少事故发生后的场外后果。改进后的安全特性还可以使新建核电站的许可证发放更为容易，从而加速其在发达国家和发展中国家的部署。

研究成果：

最有可能降低资本成本的是在核电站设计方面的技术进步，而不是反应堆方面的技术进步。所有广泛讨论的反应堆理论，包括现有的轻水堆（LWR）技术和一些第四代反应堆设计，都存在潜在利用涉及核电站方面先进技术的可能性。任何拟建的核电站设计所面临的挑战是如何大幅削减新建核电站的成本，从而使其在并网电力市场中具备竞争力。

研究成果：

通常来说，早期成本估算明显倾向于过低估计成本，所以，一旦某一核技术的技术成熟度提高、反应堆设计趋于成熟，早期的成本估算就不能可靠地预测最终成本。尽管如此，我们对先进反应堆系统的评估表明，这些系统有可能利用固有安全性和非能动安全性来改进系统整体的安全和运行。这些系统有良好的发展前景，但其经济潜力尚未得到证实。对先进反应堆技术的不断探索和尝试将为未来的电力系统带来巨大的经济效益。

建议：

未来的研究、开发和示范（RD&D）资金应优先考虑优化的反应堆设计，以大幅降低包括建筑成本在内的资本成本。凭借核燃料循环指标进行宣传的快堆在商业部署上不具备优势。

研究成果：

每个先进的反应堆系统的技术成熟度处于不同水平，因此需要在商业化之前完成许多关键技术的研发。实现商业化所需的总时间取决于概念的技术成熟度以及所涉及的特定反应堆

技术的先前测试经验。成熟度较高的概念，例如由 NuScale 推出的先进 SMR 设计，SFR 和模块化 HTGR，到 2030 年就能实现商业化的技术准备。然而，对于不太成熟的概念，包括铅冷快堆、气冷快堆和熔盐堆，如果遵循传统的核能发展方式，预计不会在 2050 年之前实现商业化。

建议：

需要采用更具创新性的部署方法来推进不太成熟的先进反应堆设计。在这个新范式下，利用单个反应堆对概念和性能进行验证和示范：（a）依照原尺寸设计以降低增大功率带来的风险，（b）热工裕量保守设计，（c）根据美国核管会（NRC）制定的原型堆标准申请流程获得许可证，在审批时应更具灵活性并减少通常预期的举证责任；以及（d）在偏远站点的选址作为额外的预防措施，以消除对设计的一些安全限制并且能够进行整体测试。使用这种新模式，可以加速开发最不成熟的系统，并将其商业部署的预期时间提前到 21 世纪 30 年代中后期。

第四章 核工业的商业模式与政策

我们研究了美国和全球目前的核能市场，并探讨了目前核能领域面临的市场挑战。之后，我们讨论了加快部署先进反应堆系统所需的政策和可能的商业模式。

研究成果：

大部分情况下，现有的核能是低成本低碳电力的供应者。现有核电机组过早停产会破坏目前为了减少 CO_2 排放以及电力生产过程中其它类型的排放而做出的努力，这将使实现减排目标付出的成本增大。

研究成果：

目前核能发电收入不足的主要原因是其低碳属性没有得到充分补偿。改善这种不足将改变核能的市场地位，并保护现有的核能发电容量。

建议：

推进低碳发电的公共政策应该区别对待所有的技术，不应对核电技术有所歧视。

研究成果：

几乎没有任何证据表明美国现有核电站收入减少是由于电力批发市场对于核电的错误定价造成的，但是目前定价中未考虑核能的气候效益。

研究成果：

对于核电这种低碳能源的歧视并非源于电力市场的技术性问题，而是源于公众对于核的态度。这些公众态度在电力市场之外，对核电的公共政策产生歧视性影响，并最终影响了核

电的盈利。

建议：

要想达成全球碳排放的大幅减少，就需要对于电力市场中部署的技术进行大幅度重整。需要不断调整以使市场规则和所部署的新技术保持一致。目前正在进行一项研究，目的在于确保市场设计与部署先进核能系统保持一致，而核能产业与这项研究有着重要的利害关系。

建议：

实施政治上持久可行的解决方案来处理乏燃料将会极大促进新型核技术的投资。

研究成果：

私有企业非常适合驱动创新，并将使得新型反应堆从根本上实现低成本。为了激发这种潜能，私人企业必须自己选择技术并承担大部分的资本投入。私人企业在享受盈利机会的同时也要承担盈利的风险。

建议：

政府应该建立反应堆公共厂址，公司可以在那里建造原型反应堆，对其进行测试和运营以用于申请商用许可证。这些公共厂址应该对公司选择的各种反应堆概念持开放态度。政府应提供适当的监督和支持——包括安全协议、基础设施、环境审批和核燃料循环服务——并应直接参与所有测试。

建议：

政府应制定计划，为新的先进反应堆设计的原型测试和商业部署提供资金。这些计划应侧重于推动商业化进程的四个层面：

1、 通过资助的方式来分摊从新反应堆设计到示范堆建设的研发费用；

2、 通过资助的方式来分摊示范堆进行商业化之前获得运营许可的费用；

3、 用里程碑资金的方式来资助示范堆的建设和运行；

4、 通过生产信贷的资助方式来奖励新设计堆型的成果示范。

第五章 核反应堆安全法规与执照申请

研究成果：

尽管申请的原则和政策在细节上有所不同，全世界核能管理机构所接受的基础原则与 IAEA 的政策及美国 NRC 的管理规定相似，比如提供详细的证明材料。尽管国家之间可能存在重大的文化、社会和政治差异，对核反应堆进行安全分析的基础在各个国家已建立的核电项目中是非常一致的。

建议：

先进堆的管理需求需要国际间的协调和统一以确保国际商用堆的部署调度和标准化并确保国际间的核安全高标准。国家间安全管理的不同是因为已被接受的文化实践，使得发展一个全世界都接受的运营执照申请管理政策变得十分困难。但是考虑到核电站运行时对环境的影响和社会效应影响深远，因此某些核安全的基础标准应该由国际社会共同维护。在某些主题上的国际协定和联合执照评估可以促进国家间反应堆设计的互惠互利以及国际安全需求的标准化。

研究成果：

在美国，有大量的途径和策略去申请新反应堆（包括先进堆）的运营执照。这包括了使用现有的例如专题报告、标准设计审批、标准设计认证及联邦法规（CFR）第 50 或 52 章节。

建议：

尽管在现有的管理体系中利用特定技术或特定反应堆的运营执照申请流程具有足够的灵活性，NRC 应继续使用基于性能指标或风险告知的新反应堆设计标准。

建议：

在美国，NRC 应在几年之后测试先进堆的运营执照申请流程，从中找出运营执照申请中无法预料的障碍并训练其监管人员。

研究成果：

在美国，NRC 目前已经拥有用于先进堆分阶段运营执照申请的监管流程，因此并不需要新的、正式的监管流程。然而，分阶段执照申请流程可能会增加先进堆执照申请的时间、成本和不确定性。申请者必须使用个案逐项的方式决定哪一种运营执照申请方式最适合他们的项目，并和 NRC 一起设计出专门的技术许可申请计划，在执照申请过程中使用最合适的一套管理体系以便实现最理想的结果。

研究成果：

美国 NRC 的原型堆运营许可规则可以为先进堆设计的运营执照申请提供一个可供选择的途径。

建议：

美国 NRC 应该阐明其对原型堆的监管规则和运营执照申请途径，以避免不必要的管理负担同时加快原型堆执照的申请速度。尽管在申请执照的过程中，原型堆可能具备额外的安全专设设施，但是，如果（通过实验和数据）条件允许的话，管理者和执照申请者应该同意在未来的电站中移除该安全专设设施。原型堆的运营执照申请流程对于所有核电技术都应该是可行的。

研究成果：

不同行业规范和标准的设计边界不同，这可能导致结构、部件和系统的相对设计不足或设计过度。

建议：

为了确保安全，应重新评估核电站设计和建设的规定。先进堆设计的系统相互关系与之前的反应堆设计有所不同。应审查现有的一致性规定以便调和重叠的标准。这种调和可以减少管理负担并确保先进堆的安全运行。

研究成果：

充足的资金支持是先进堆运营许可申请审查工作能及时完成的必要保障。在美国，为申请这类许可证开发的资金目前非常有限，并且资金大多来自于运营中的核电站。

建议：

在 NRC 的 90%费用回收模式之外，为确保在需要的时候有足够的支持，美国政府应该向先进堆提供监管所需的资金。同时，核工业界必须与包括美国 NRC，美国能源部（DOE）和国会在内的主要机构进行沟通，讨论相应的监管职能，并研究相应需求以保证拨出足够的资金。

结论

综上所述，本研究表达了四个关键信息:

- 未来几十年内核能的核心机遇与其对电力行业脱碳目标的潜在贡献有关；
- 实现这一贡献的主要挑战是新建核电站的高昂成本；
- 核能行业必须积极而迅速地探索降低核能成本的方法；
- 在部署新型核能系统的早期阶段，需要政府精心设计能源与环境的政策，并提供适当的援助，以充分发挥核能的全部潜力。

参考文献

115th U.S. Congress. 2017–2018. "Nuclear Energy Innovation Capabilities Act / Advanced Nuclear Energy Technologies Act."

Anderson, J. "Illinois governor signs energy bill to keep nuclear plants open, boost renewables." American Public Power Association. December 7, 2016. https://www.publicpower.org/periodical/article/ illinois-governor-signs-energy-bill-keep-nuclear-plants- open-boost-renewables.

ANL-INL-ORNL. 2016. "Advanced Demonstration and Test Reactor Options, INL/EXT-16-37867, Rev. 1."

Aumeier, S., and T. Allen. 2008. "How to Reinvigorate U.S. Commercial Nuclear Energy." Issues in Science and Technology 34(2) (Winter 2018).

BBC News. "Hinkley Point: EDF adds £1.5bn to nuclear plant cost." July 3, 2017. https://www.bbc.com/news/ business-40479053.

Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future. 2011. "Report to the Secretary of Energy."

Brinton, S. 2015. The Advanced Nuclear Industry. Third Way. https://www.thirdway.org/report/ the-advanced-nuclear-industry.

Cardwell, D., and J. Soble. "Westinghouse Files for Bankruptcy, in Blow to Nuclear Power." The New York Times, March 29, 2017. https://www.nytimes.com/2017/03/29/business/ westinghouse-toshiba-nuclear-bankruptcy.html.

Center for Strategic and International Studies. 2018.

Assessing the 2018 Nuclear Posture Review.

https://www.csis.org/events/ assessign-2018-nuclear-posture-review.

Deutch, J., E. Moniz, S. Ansolabehere, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, and N. Todreas. 2003. The Future of Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Digges, C. "Russia's newest breeder reactor goes into commercial operation." Bellona Foundation. November 2, 2016. http://bellona.org/news/ nuclear-issues/nuclear-russia/2016-11-russias-newest- breeder-reactor-goes-into-commercial-operation.

Dotson, S. "Lessons Learned from Kewaunee's Closing." Power Engineering. https://www.power-eng.com/articles/npi/print/volume-7/issue-3/nucleus/ lessons-learned-from-kewaunee-s-closing.html.

Downey, J. "Guarantee may not be enough to save troubled V.C. Summer nuclear project." Charlotte Business Journal, July 27, 2017. https://www.bizjournals.com/charlotte/news/2017/07/27/ toshiba-guaranty-may-not-be-enough-to-save-the.html.

Fountain, H. “On Nuclear Waste, Finland Shows U.S. How It Can Be Done.” The New York Times, June 9, 2017.

Generation-IV International Forum. 2014. “Technology Roadmap Update for Generation-IV Nuclear Energy Systems.” OECD Nuclear Energy Agency.

Hals, T., and J. DiNapoli. “Westinghouse reaches deal to resolve bankruptcy.” Reuters. January 17, 2018. https://www.reuters.com/article/ us-toshiba-accounting-westinghouse-bank/ exclusive-westinghouse-reaches-deal-to-resolve- bankruptcy-sources-idUSKBN1F62WG.

Hansen, J., K. Emanuel, K. Caldeira, and T. Wigley. “Nuclear power paves the only viable path forward on climate change.” The Guardian, December 3, 2015. https://www.theguardian.com/environment/2015/ dec/03/nuclear-power-paves-the-only-viable-path- forward-on-climate-change.

International Atomic Energy Agency. 2017. The Database on Nuclear Power Reactors. https://www.iaea.org/pris.

International Energy Agency. 2017. https://www.iea.org.

Jenkins, J., et al. 2018. “The benefits of nuclear flexibility in power system operations with renewable energy.” Applied Energy (222): 872–884.

Kazimi, M., E. Moniz, C. Forsberg, S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, M. Golay, A. Kadak, J. Parsons, and M. Regalbuto. 2011. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Larson, A. “N.Y. Approves Nuclear Subsidies and Mandates 50% Renewables by 2030.” Power Magazine. August 1, 2016. http://www.powermag.com/n-y-approves-nuclear- subsidies-and-mandates-50-renewables-by-2030.

“Sweet Dreams Fort Calhoun Nuclear Plant.” Power Magazine, October 26, 2016. http://www.powermag.com/sweet-dreams-fort-calhoun-nuclear-plant.

Moniz, E. 2017. “The U.S. Nuclear Energy Enterprise: A Key National Security Enabler.” Energy Futures Initiative.

Mufson, S. “San Onofre nuclear power plant to shut down.” The Washington Post, June 7, 2013. https://www.washingtonpost.com/business/economy/ san-onofre-nuclear-power-plant-to-shut-down.

Patel, S. 2017. “India Gears up to Expand Fast Breeder Reactor Fleet.” Power Magazine. http://www.powermag.com/ india-gears-up-to-expand-fast-breeder-reactor-fleet.

Penn, I. 2013. “Duke Energy announces closing of Crystal River nuclear power plant.” Tampa Bay Times. http://www.tampabay.com/news/business/energy/ duke-energy-announces-closing-of-crystal-river- nuclear-power-plant/1273794.

Plumer, B. “What Sweden can teach us about nuclear waste.” The Washington Post, January 28, 2012.

2017. “U.S. Nuclear Comeback Stalls as Two Reactors Are Abandoned.” The New York Times. https://www.

NYTIMES.COM/2017/07/31/CLIMATE/NUCLEAR-POWER- PROJECT-CANCELED-IN-SOUTH-CAROLINA.HTML.

PROCTOR, D. 2017. "COST OVERRUNS AT VOGTLE EXPECTED TO SOAR." POWER MAGAZINE. HTTP://WWW.POWERMAG.COM/COST-OVERRUNS-AT-VOGTLE-EXPECTED-TO-SOAR.

REUTERS. 2018. "EDF SAYS FLAMANVILLE WELDINGS PROBLEMS WORSE THAN EXPECTED." HTTPS://WWW.REUTERS.COM/ARTICLE/ EDF-FLAMANVILLE/UPDATE-2-EDF-SAYS-FLAMANVILLE-WELDINGS- PROBLEMS-WORSE-THAN-EXPECTED-IDUSL8N1RN1E6.

ROSENDAHL, J., AND T. FORSELL. "AREVA'S FINLAND REACTOR TO START IN 2019 AFTER ANOTHER DELAY." REUTERS, OCTOBER 9, 2017. HTTPS://WWW.REUTERS.COM/ARTICLE/ US-FINLAND-NUCLEAR-OLKILUOTO/AREVAS-FINLAND-REACTOR-TO- START-IN-2019-AFTER-ANOTHER-DELAY-IDUSKBN1CE1ND.

SETHURAMAN, R. N. "NEW JERSEY SENATE, ASSEMBLY PASSES NUCLEAR SUBSIDY BILL." REUTERS, APRIL 12, 2018. HTTPS://WWW.REUTERS.COM/ARTICLE/ PSEG-NUCLEAR-NEW-JERSEY-SUBSIDIES/ UPDATE-1-NEW-JERSEY-SENATE-ASSEMBLY-PASSES-NUCLEAR- SUBSIDY-BILL-IDUSL1N1RP2EN.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. 2016. SECRETARY OF ENERGY ADVISORY BOARD REPORT OF THE TASK FORCE ON THE FUTURE OF NUCLEAR POWER.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. 2017. "INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK." HTTPS://WWW.EIA.GOV/OUTLOOKS/IEO/PDF/0484(2017).PDF.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME. 2017. "HUMAN DEVELOPMENT INDEX." HUMAN DEVELOPMENT REPORTS. HTTP://HDR.UNDP.ORG/EN/CONTENT/ HUMAN-DEVELOPMENT-INDEX-HDI.

UNITED NATIONS SCIENTIFIC COMMITTEE ON THE EFFECTS OF ATOMIC RADIATION. 2017. "DEVELOPMENTS SINCE THE 2013 UNSCEAR REPORT ON THE LEVELS AND EFFECTS OF RADIATION EXPOSURE DUE TO THE NUCLEAR ACCIDENT FOLLOWING THE GREAT EAST-JAPAN EARTHQUAKE AND TSUNAMI—A 2017 WHITE PAPER TO GUIDE THE SCIENTIFIC COMMITTEE'S FUTURE PROGRAMME OF WORK." NEW YORK.

WIGELAND, R., ET AL. 2014. "NUCLEAR FUEL CYCLE EVALUATION AND SCREENING—FINAL REPORT, INL/EXT-14-31465, FCRD-FCO-2014-000106."

WINTERS, J. W., M. M. CORLETTI, AND M. THOMPSON. 2001. "AP1000 CONSTRUCTION AND OPERATING COSTS." 9TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON NUCLEAR ENGINEERING (ICONE-9). NICE, FRANCE.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. 2008. "THE ECONOMICS OF NUCLEAR POWER." INFORMATION PAPERS, WORLD NUCLEAR ASSOCIATION.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION. 2017. NUCLEAR POWER IN BELGIUM. HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/ INFORMATION-LIBRARY/COUNTRY-PROFILES/COUNTRIES-A-F/ BELGIUM.ASPX.

2017. NUCLEAR POWER IN GERMANY. HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/ COUNTRY-PROFILES/COUNTRIES-

G-N/GERMANY.ASPX.

2017. NUCLEAR POWER IN SOUTH KOREA. HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/ COUNTRY-PROFILES/COUNTRIES-O-S/SOUTH-KOREA.ASPX.

2017. NUCLEAR POWER IN SWITZERLAND. HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/ COUNTRY-PROFILES/COUNTRIES-O-S/SWITZERLAND.ASPX.

2017. NUCLEAR POWER IN TAIWAN. HTTP://WWW.WORLD-NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/ COUNTRY-PROFILES/OTHERS/NUCLEAR-POWER-IN-TAIWAN.ASPX.

ZHANG, Z., ET AL. 2016. “THE SHANDONG SHIDAO BAY 200 MWE HIGH-TEMPERATURE GAS-COOLED REACTOR PEBBLE-BED MODULE (HTR-PM) DEMONSTRATION POWER PLANT: AN ENGINEERING AND TECHNOLOGICAL INNOVATION.” ENGINEERING 2 (1): 112–118.

第一章
核能的机遇

在国际上，对气候变化的关注持续增长。随着人口和经济的不断增长，只有全球共同努力使当前的能源生产系统脱碳，才能对气候变化产生正面影响。在此背景下，我们将探讨核能技术在限碳排的条件下，在满足美国与全球能源需求方面发挥更大、更重要作用的可能性。首先，我们将回顾核能的现状以及未来几十年的行业前景。其次，我们为美国和全世界的最佳发电系统容量在各种低碳情景下制定了截止到 2050 年的发展规划。我们也考虑了设备供应链是否会阻碍核能行业在此期间的增长，并评估了核能在电力供应之外的工业应用中发挥更大作用的潜力。

1.1 核能的现状和展望

电力生产是美国能源工业的一个主要组成部分：大约 40%的一次能源消耗用于发电，而且这一比例在世界范围内是相似的（图 1.1a 和 1.1b）（Lawrence Livermore National Laboratory 2014）。电是一种具有多种用途的能源形式，可用于日常生活的各个方面，包括住宅、商业、工业和交通。由于电力是一种灵活的能源载体（例如，公共交通运输产业和个人运输产业的电气化），电力能源产业预计也将增长（美国能源署 2017a）。

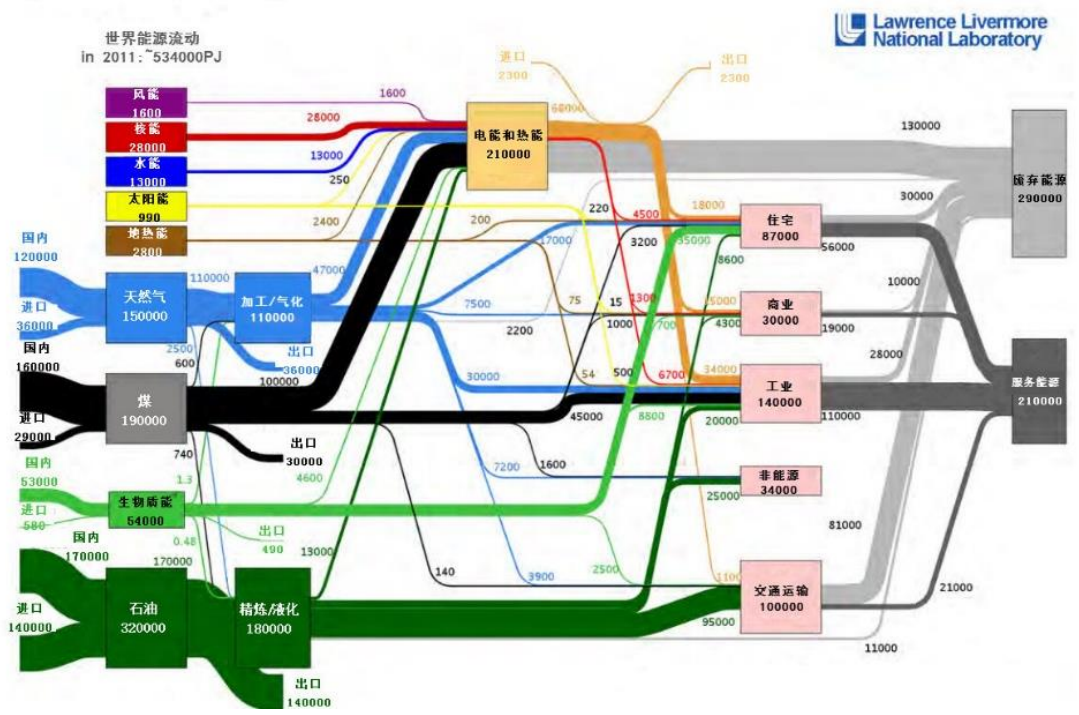
国际电力生产展望

电力行业是国际能源市场中增长较活跃的领域之一，并且电力是近几十年世界上增速最快的能源形式。根据美国能源部国际能源展望（IEO）估计，到本世纪中叶，全球净发电量将增加近 45%，从 2015 年的 23.4 万亿千瓦时增加到 2020 年的 25.3 万亿千瓦时以及 2040 年的 32.0 万亿千瓦时（美国能源部 2017b）。预计以中国和印度为首的非 OECD 发展中国家[1]将

[1] OECD 是一个由 35 个成员国组成的政府间经济组织。该组织成立于 1960 年，旨在促进经济发展和世界贸易 (OECD 2017)。

实现最强劲的增长，并且非 OECD 国家的发电增长率预计从 2015 年到 2040 年平均每年增长 1.9%。在基础设施成熟、人口增长相对缓慢甚至有所下降的 OECD 国家，其发电量增长率预计从 2015 年到 2040 年平均每年增加 1%（根据 IEO 参考案例）。在美国，电力需求预计同期每年增长 0.5%至 1%——低于 OECD 国家的平均水平。

图 1.1a：2011 年世界能源流动图

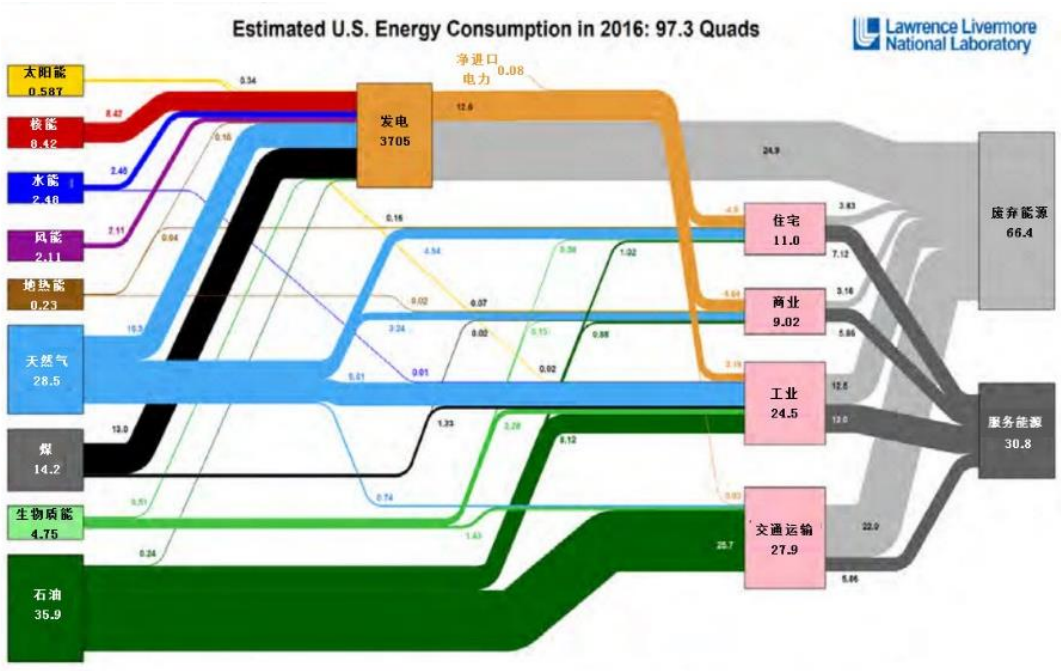


(Lawrence Livermore National Laboratory 2014)（1 PJ = 1×10^{15}J≈0.001 万亿 BTU）

资料来源：LLNL 2014. 数据基于 IEA 的《世界能源平衡扩展报告》(2013 年版)。所有数据均四舍五入至 2 位有效数字，不包括小于 0.05 PJ 的年流量。由于统计差异，总数可能不等于流量总和。进口和出口代表全球贸易总额。有关如何计算所有流量的更多详细信息，请访问 flowcharts.llnl.gov.LLNL-MI-410527。

图 1.1b：2016 年美国能源流量图

2016 年美国能源消耗量估计为 97.3 万亿 BTU



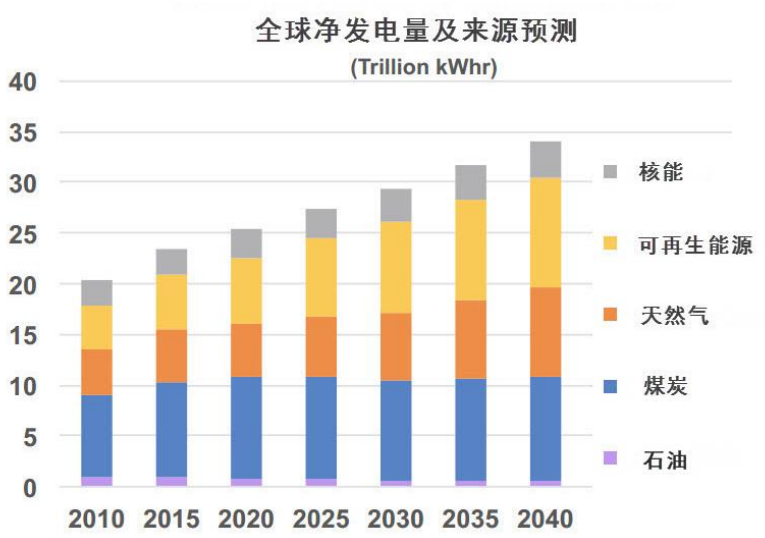
(Lawrence Livermore National Laboratory 2017) （Quad = 万亿 BTU = 1×1015BTU≈1,000 PJ）

资料来源：LLNL2017 年 3 月。数据基于 DOE/EIA MER（2016）。该图表于 2017 年进行了修订，以反映 2016 年年中能源署分析方法和报告的变化。电力生产效率的计算方法为总零售电力供应除以发电的一次能源投入。据 2017 年更新的数据表明，美国住宅、商业、交通和工业的能效分别为 65%、21%和 49%，这些数据反映在 DOE 对制造业的分析中。因数据统计和舍入的关系，总计可能不等于组成部分的总和。LLNL-MI-410527。

全球可再生能源（包括水电）和天然气发电的未来长期前景不断改善（图 1.2）。从 2015 年到 2040 年，全球可再生能源发电量预计将以每年 2.8%的速度增长。天然气是下一个增长最快的发电来源，预计全球平均年增长率为 2.1%。相比之下，核能预计将以每年 1.5%的速度增长。仅在中国，预计 2015-2040 年期间电力需求将以每年 1.7%的速度增长，而可再生能源发电量预计将以每年 3.5%的速度增长，天然气和核能发电（合计）每年以超过 6.5%的速度增长。

许多国家制定了环境政策和法规，旨在通过减少化石燃料的使用来减少电力行业排放温室气体，这些努力将继续相对降低煤炭作为发电主要燃料来源的重要性。到 2040 年，在全球范围内，天然气和可再生能源发电量估计将超过煤炭发电量。这些预测不包括根据《巴黎协定》为减少 CO_2(CO_2)排放而可能采取的行动的影响；也不包括美国清洁能源计划的影响，因为该政策已计划废除，并将面临法律挑战。

图 1.2:2010-2040 年不同发电来源的全球净发电量(万亿千瓦时)



（美国能源信息署 2017b）

注：可再生能源包括水力发电

核能的国际地位和前景

如今，世界从核能中生产出的电力相当于 20 世纪 60 年代初所有能源发电量的总和。民用核电站提供了全球电量需求的 11%，全球 32 个国家都建有反应堆。全球商用核反应堆的装机容量超过 3.92 亿瓦时（392 GW_e）。目前，在建的核反应堆有 55 个，相当于现有核电装机容量的 16%（IAEA 2018）。然而，在一些国家（如斯洛伐克、乌克兰），核电站建设计划已被推迟多年。美国也在 2017 年取消了南卡罗来纳州的 V.C.Summer 核电站新建两个反应堆的计划。

根据 IEO 参考案例的估计，全球核能发电预计将从 2012 年的 2.3 万亿千瓦时增加到 2020 年的 2.7 万亿千瓦时以及 2040 年的 3.7 万亿千瓦时。对能源安全和 CO_2 排放的担忧正在影响新建核电容量的发展。实际上，全球核电装机容量预计的净增长都发生在非 OECD 国家，其中最主要的是中国和印度计划在 2012-2040 年期间增加核电装机容量。其他对核能感兴趣的非 OECD 国家发展核电的计划规模较小但仍然值得注意，例如，阿拉伯联合酋长国（U.A.E，阿联酋）与 IAEA 已经进行密切协商，开始实施核电计划。在韩国电力联盟的领导下，四个由韩国设计的核反应堆（总装机容量为 5.6 GW_e）正在阿联酋的 Barakah 工厂进行建设，预计 2020 年投入使用，并且第一台机组已完工，预计将于 2018 年投入商业运营。

在欧洲 OECD 国家中，预计整体核电容量将下降 30%以上。在日本，预计核电容量也将下降（在 IEO 参考案例中，日本 2040 年的核电容量仍然远低于福岛事故之前的水平）。因此，从 2012 年到 2040 年（世界核协会 2017），OECD 国家所有核电站的总容量预计将减少 6 GW_e。该估算不包括美国最近宣布关闭的发电站（如前所述，这些电站关闭的原因是由于电站所有者在解除管制的市场中无法收回生产成本，无法筹集延长工厂寿命所需的额外投资）。

电力能源部门脱碳

为了在本世纪减轻气候变化的影响，需要在全球范围内对电力行业进行深度脱碳，其中“深度脱碳”意味着温室气体排放的大幅减少（一个数量级或更多），而实现深度脱碳需要通过技术途径来减少 CO_2 排放。许多研究指出，为达到或超过全球公认的 2050 年将全球平均温升限制在 2℃的减排目标（IEA 2017）（Chen，et al. 2016），不同技术路径实现的可能性各不相同，并且政治和文化因素将影响各个国家选择特定的脱碳路径。目前，各国通过提高能源效率和节约能源等措施降低能源需求从而减少碳排放，以上措施经济且有效。然而，这些措施并不足以明显减少全球温室气体的排放。由于电力行业的碳减排成本低于其他主要能源行业，所以目前对 2050 年实现深度脱碳的各种方案的研究主要关注点都集中在电力行业。相比之下，到本世纪中叶要想显著改变交通和工业行业并对其进行脱碳，预计将变得更加困难和昂贵。

在本分析中，我们广泛考虑了发电系统的脱碳目标。例如，在 2010 年，美国发电产生的 CO_2 排放量约为平均 500 gCO_2/kWh。为了实现《巴黎协定》规定的 2050 年气候稳定的目标，美国需要将发电产生的 CO_2 排放量减少 97%以上——换句话说，将其电力组合的碳排放强度从 500 gCO_2/kWh 降低到低于 15 gCO_2/kWh。这一目标基于以下分析，即估计电力和非电力部门减少排放量所需的规模，以便将大气中的温室气体浓度限制在 $450/10^6(ppm)CO_2$ 当量（Sachset al.2014）。

为提供这些排放目标的背景，表 1.1 列出了关于 2017 年部分国家发电的 CO_2 排放率的信息（这些国家的模拟分析见 1.2 节）。为了进行比较，我们参考了两项分析，估算了为实现到 2050 年将全球平均温升限制在 2℃的目标所需的 CO_2 减排量（换句话说，实现深度脱碳）。IEA 的一项分析估计，发电行业的排放量必须低于 11-24 gCO_2/kWh。在另一项研究中，麻省理工学院的研究人员估计，排放量需要降至接近 1 gCO_2/kWh 的水平。此外另一项研究发现，考虑到未来气候政策的不确定性，为了降低金融风险，能源行业的最佳策略是投资一系列发电技术，包括将非碳技术作为重要的组成部分（Morris，et al.2018）。因此，我们的分析考虑了从适度脱碳到深度脱碳的一系列排放限制，这种方法与过去的工作（Sepulveda 2016）一致

——Sepulveda 的工作研究了从 400 gCO_2/kWh 到 1 gCO_2/kWh 的整个区间内的 2050 年碳排目标。

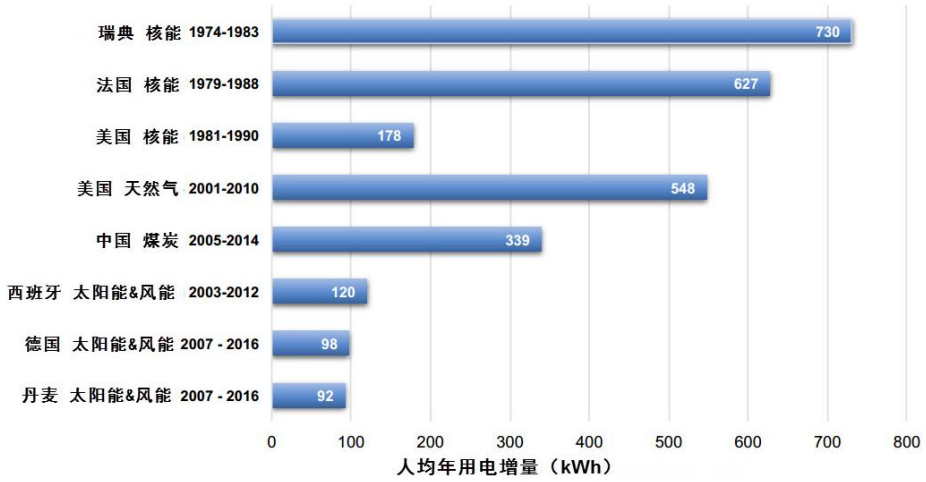
表 1.1:目前电力部门的 CO_2 排放量与 2050 年排放目标的比较

国家	2017年电力部门 CO_2 排放量	IEA对2050年时2℃目标的能源技术展望	麻省理工学院联合项目展望
美国	≈470gCO_2/kWh[b]	≈11gCO_2/kWh[e]	≈1gCO_2eq/kWh
中国	≈680gCO_2/kWh[c]	≈24gCO_2/kWh[e]	≈1gCO_2eq/kWh
英国	≈350gCO_2/kWh[d]	≈11gCO_2/kWh(for EU)[e]	≈1gCO_2eq/kWh
法国	≈90gCO_2/kWh[d]	≈11gCO_2/kWh(for EU)[e]	≈1gCO_2eq/kWh

[a]请注意，这些排放量在技术上是用 CO_2 当量计算的——也就是说，它们包括非 CO_2 温室气体的排放，如甲烷，根据其在大气中的相对变暖效应转换为 CO_2 当量质量。[b]（美国能源署 2017a）；[c]（Liu，Ma 和 Kang 2017）；[d]（Gogan，Partanen 和 Denk 2017）；[e]（IEA 2017）；[f]（Chen，et al.2016）

另一个考虑因素是，到 2050 年能否在大幅取代化石燃料所需的时间内完成可再生能源或核能等低碳能源技术的应用，所以快速部署对于实现当前国际上的气候减缓目标至关重要。在许多国家，太阳能和风能在过去十年中在发电市场中显著增长，并且根据目前 IEO 的估计，这一趋势将继续下去。我们的分析表明，从历史上看，随着核电的增加，低碳发电容量能够大规模快速增长（图 1.3）。

图 1.3：根据各国增加的电力容量的实际数据计算的电力增长（人均每年每千瓦时）



假设可调度能源（核能，天然气，煤炭）的容量系数为 90%，风能/太阳能容量系数如下：德国 19%/9%；西班牙 25%/33%；丹麦 26%/7%（根据 10 年间的最佳历史记录）。

Qvist 和 Brook（2015）最近的工作研究了全球范围内大规模发展核能以取代化石燃料发

电的潜力，他们的分析使用了来自法国和瑞典轻水堆（LWR）项目的经验数据，当时这些国家积极推行核电扩张并将其作为其国家能源政策的一部分。结果表明，如果许多国家的人均核电增加速度与法国和瑞典做到的一样，那么全球范围内的燃煤和燃气发电将被核电所取代。在 Qvist 和 Brook 的预测中，他们考虑了可能影响未来核电扩张的潜在制约因素和不确定因素，例如不同地区的相对经济产出、当前和过去的单位建设时间和成本、电力需求增长预测以及现有核电站的退役。他们的分析得出结论，全球化石燃料电力的份额可以在 25-35 年之内被取代。

1.2 2050 年核能在最佳发电系统中的作用

全球发电系统未来面临的挑战是在提供电力安全、可靠性和负载能力的同时避免对环境造成损害。碳减排的目标将是指导国家能源、国际能源投资决策以及气候政策的一个关键因素。虽然人们一致认为需要对电力行业进行脱碳以减轻气候变化，但各种低碳技术在未来电力系统中的相对贡献仍存在相当大的不确定性。在限碳排的环境中，各种能源技术的特征将决定最佳的技术组合。

虽然政府政策和商业模式将继续发展，但我们的目标是研究 2050 年时核能在脱碳电力市场中所起的作用。我们要解决两个问题：

1. 在不同的技术情景下，核能在脱碳电力市场的长期前景如何？
2. 核能发挥作用所需的核技术成本是多少?

仅使用能源技术成本或平准化发电成本（LCOE）——一种广泛使用的比较发电成本的指标——在系统层面上未能充分评估可调度的低碳电力的生产，此外，这些指标也在评估系统总成本时存在缺陷。只有对各种技术进行综合评价而不是孤立地评估某一项技术，才能理解给定技术对电力系统的总体价值。决策支持工具，包括电力系统优化模型，可以帮助我们探索这些协同效应；阐明关键机制、不确定性和风险；并指导电力系统规划者、决策者和电力企业。容量扩展（或容量规划）建模工具一直以来都被用来探索在不同的场景下，什么样的电力资源组合能够为整个系统带来最低成本的结果。

GenX 模拟方法

为了量化核电的作用，我们使用 GenX——一种电力系统决策支持工具（Jenkins and Sepulveda 2017）——来探索最佳电力组合，在一系列预先设定的场景下最大限度地降低总体系统的发电成本。每种场景都有如下约束：CO_2排放限制，一年内每小时能源需求；特定区

域中一年内每小时可用的太阳能和风能资源；以及不同系统在不同碳排放限制下的投资和运营成本。我们为每种场景考虑了两种可选技术路径。第一种技术路径中，核电技术被列为最低成本的系统组合中的一种投资选项，换句话说，核能只有在发电系统具有经济效益的情况下才能部署。在第二种技术路径中，核电技术被排除在投资选择之外，无法部署。这两种路径之间的总系统发电成本的差异代表了核能的价值，并被称为核能的“机会成本”。我们在系统分析中考虑了 100、50、10 和 1 gCO_2/kWh 的碳排放目标，以及 500 gCO_2/kWh 的“一切照旧”目标。

我们的分析包括对成本和技术的广泛假设，以研究核能在何种条件下可以发挥重要作用。不同的场景中，各个技术的输入参数与假定的“额定案例”情景不同，可用于评估我们的结果对这些假设变化的敏感性。

GenX 通过最小化特定方案的系统总年化发电成本作为目标函数，以优化发电容量组合，其结果考虑了资本成本、融资费用、固定运营成本以及包括燃油费在内的可变运营成本。每种情景的优化受到以下若干限制：（a）需要将每小时的电力调度与电力需求相匹配;（b）特定技术的限制，例如功率升降速度以及是否可以跟踪负荷运行;（c）CO_2 排放限值（以 gCO_2/kWh 表示）。

GenX 以小时为间隔考虑一整年的运营决策。从这个意义上讲，该模型是静态的，因为其目标不是确定何时应该进行投资以达到给定的最终状态，而是在预先规定的条件下，为未来的计划提供电力系统最低成本的技术组合方案。（本报告研究至 2050 年）。

我们用以下方式呈现我们的结果：（a）每兆瓦时的平均发电成本（$/MWh），该数据表示系统总成本除以系统全年的总需求；（b）满足负荷所需的发电能力。在我们的分析中，我们使用了可再生发电机组在不同地区按年度的时均需求和时均容量因子产生的特定数据，用以描述美国、欧洲和中国的不同系统。

为了方便跟踪不同场景下的模拟结果，传输网络被简化为单个节点（即没有传输瓶颈或损耗，有时被称为“铜板假设”），假设未来的先进输电网络没有传输限制。我们进一步假设区域内的电力传输不受阻碍，一个地区产生的电力仅用于满足本地区的电力需求。换句话说，我们的场景不允许进行区域外进口或电力输出。表 1.2 列出了使用 GenX 建模工具所需的输入和输出。电力传输成本并未考虑。详情见附录 A.

由于计算时间的限制，我们限制了每种优化方案的技术选项数量。大型轻水反应堆（1,000 MW_e）被用作先进反应堆技术的替代品，因为这些技术的估算资本、核燃料和运行成本被认为与当前的轻水堆（LWR）相当，以上内容将在第 2 章中讨论。表 1.3 显示了两种技术选择路径（在容量组合中，采取或不采取核能作为混合发电组合中的选项）。

表 1.2：GenX 模型的输入和输出

输入	输出
· 太阳能光伏每小时容量系数 · 风能每小时容量系数 · 每小时历史需求和需求增长 · 每种资源技术的固定（资本和O&M）和可变（O&M，循环等）成本 · 每种技术的操作参数 · 燃料参数，如排放率和成本	· 最佳装机发电容量组合 · 总系统成本 · 每小时如何运行各种资源技术 · 系统碳排放 · 每种技术的能量贡献和容量系数

表 1.3：两种技术选择路径

可以选择核能时	不选择核能时
无碳选择	
· 光伏（PV）太阳能 · 陆上风力 · 轻水核反应堆（LWR） · 使用碳捕集与封存技术的煤(CCS) · 使用碳捕集与封存技术的天然气	· 光伏（PV）太阳能 · 陆上风力 · 使用碳捕集与封存技术的煤(CCS) · 使用碳捕集与封存技术的天然气
有碳选择	
· 开式循环燃气轮机(OCGT) · 联合循环燃气轮机(CCGT) · 煤炭（IGCC）	· 开式循环燃气轮机(OCGT) · 联合循环燃气轮机(CCGT) · 煤炭（IGCC）
储存选择	
· 蓄电池 · 水电存储（固定）	· 蓄电池 · 水电存储（固定）

我们使用 GenX 模型模拟了 2050 年世界某些地区的最佳电力系统组合。这种全球观点是非常重要的，因为不同发电技术的成本因区域而异，可再生资源的、可获得性和预期电力需求模式也各不相同，所有这些因素都构成了成本最低的发电组合。因此，我们为中国、欧洲和美国的六个地区分别建立了电力系统模型：

- 中国天津，北京和唐山（T-B-T）
- 中国浙江
- 法国（欧洲）
- 英国（欧洲）
- 美国德克萨斯州
- 美国新英格兰地区

表 1.4 列举了用于每个电力系统输入的数据来源。

假设每个技术方案的运行参数（例如效率）在所有模拟的电力系统中保持不变，详见附录 A。美国 2050 年技术成本的估算值来自国家可再生能源实验室（2016），电池存储成本来自 Lazard（2015）。对于所有其他地区（即中国，法国和英国），技术成本（存储成本除外）是通过将美国数据与 IEA（2015）报告的成本进行比较而计算出比例因子，而后以美国成本按比例计算的。隔夜成本见表 1.5。成本假设详见附录 A。

表 1.4：GenX 场景的数据源

	中国天津	中国浙江	法国	英国	美国德克萨斯	美国新英格兰
太阳能每小时容量系数	Renewables Ninja[a]	Renewables Ninja[a]	Sepulveda 2016	Sheffield Solar[d]	Sepulveda 2016	Sepulveda 2016
风能每小时容量系数	Renewables Ninja[a]	Renewables Ninja[a]	Sepulveda 2016	EnAppSys[e]	Sepulveda 2016	Sepulveda 2016
历史上每小时的电力需求	CEIC[b] and SWITCH[f]	CEIC[b] and He et al.[c]	Sepulveda 2016	Gridwatch[f]	Sepulveda 2016	Sepulveda 2016

表 1.5：隔夜成本投入

	成本($/kW)	OCGT	CCGT	煤炭 IGCC	核能	风能	太阳能	蓄电池	煤炭 ICGT+CCS	天然气 CCGT+CCS
美国	低				4100	1369	551	429		
	中	805	948	3515	5500	1553	917	715	5876	1720
	高				6900	1714	1898	1430		2215
中国	低				2094	1117	404	429		
	中	421	496	1160	2796	1267	671	715	1940	900
	高					1398	1389	1430		1159
英国	低				6070	1887	484	429		
	中	865	953	3515	8142	2142	804	715	5875	1434
	高					2363	1665	1430		1847
法国	低				5067	1511	481	429		
	中	890	980	3515	6797	1715	801	715	5876	1475
	高				8496	1892	1657	1430		1899

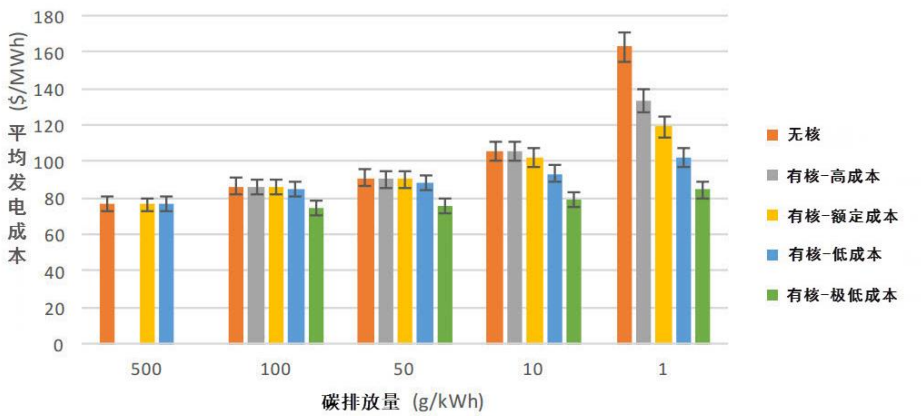
根据美国的额定成本（表格内成本“低”、“中”、“高”的“中”），假设不同技术的 LCOEs 如下：风——72 美元/兆瓦时；太阳能——99 美元/兆瓦时；核能——97 美元/兆瓦时；CCGT-CCS——90 美元/兆瓦时；OCGT——87 美元/兆瓦时；CCGT——64 美元/兆瓦时；IGCC——77 美元/兆瓦时；IGCT-CCS——125 美元/兆瓦时。请注意，这些 LCOEs 假定美国能源署的风能容量系数为 34%，太阳能为 25%。

GenX 模拟结果

图 1.4a 显示了我们对美国德克萨斯州的分析结果，显示了五种技术方案的总发电系统成本：

1. **不使用核能**的情形
2. **核能额定成本**的情形，其中核技术可以在目前预计的 n 台套（NOAK）隔夜成本 5,500 美元/千瓦时计算（国家可再生能源实验室，2016）。
3. **核能低成本的**情形，其中核技术的成本比目前预计的在 2050 年的成本低 25%。这一估计数的依据是可以通过创新技术降低核电隔夜成本（见第 2 章）。
4. **核能极低成本**的情形，其中核技术的成本仅有目前预计的 2050 年成本的 50%。这是许多先进反应堆技术的长期成本目标（美国 DOE 2016）。
5. **核能高成本**的情形，根据目前的首台套（FOAK）成本，核电成本比目前预计的 2050 年成本高出 25%。

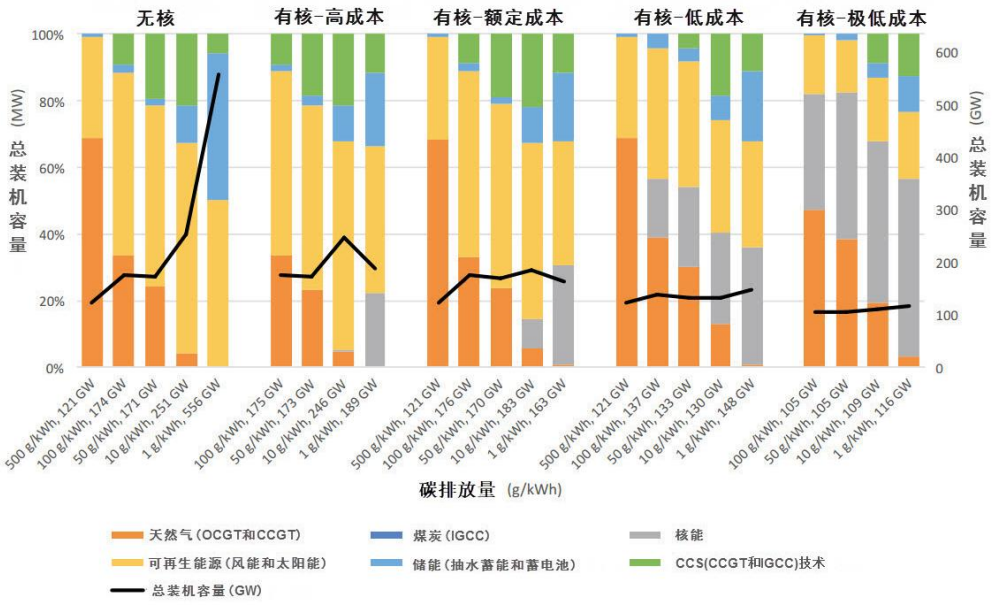
图 1.4a：美国德克萨斯州的发电成本



图中的误差条表示计算中的数值不确定性。

德克萨斯州可再生能源潜力大（多风和阳光充足的气候）、天然气成本低。这表明，在这个地区，核能可能不具有竞争力，也不会发挥重大作用。与此预测一致，到 2050 年，核能不是德克萨斯州最低成本发电组合的一部分，在“一切照旧”的情况下，碳排放不受约束，平均排放量保持在当前世界平均 500 gCO_2/kWh。然而，即使在德克萨斯州，在 CO_2 排放量限制在 50 gCO_2/kWh 以下的情况下，核电（隔夜成本为 5,500 美元/千瓦时）也是成本最低的发电组合的一部分，这是由于核能作为低碳发电的一个选项为该系统提供了价值。如果核发电的资本成本降低到第 2 章所论述的程度，核能就会变得更具竞争力，并开始在排放限制不那么严格的 100 gCO_2/kWh 的情况下在能源混合系统占有一定比例。这一结果表明，资本成本对核能成为最低成本电力系统发电组合的一部分具有重大影响。

图 1.4b：德克萨斯州的最佳容量组合



（左坐标轴显示总装机容量的百分比；右坐标轴显示总装机容量。）

图 1.4b 显示了在不同核能成本场景下的最佳（最低成本）发电组合的装机容量，以及从 100 到 1 gCO_2/kWh 排放限制之间的一组离散数据。我们的计算还包括了“一切照旧”场景（500 gCO_2/kWh），用以展示 2050 年在当前 CO_2 排放强度下的最佳电力系统组合。

图 1.4a 和 1.4b 分别显示了系统成本和系统容量，从图中可以看出实施限碳排减少了化石燃料发电。该图只显示了德克萨斯州所受到的影响，但结果可以推广到任何电力系统。在具体的限碳排水平上，它对化石燃料发电的影响，取决于可再生资源的可获得性和成本。化石燃料产能的减少直接影响可再生能源的价值，即使将可再生能源与储能技术相结合，由于在可再生能源产量快速变化期间缺乏备用容量，且需要在数小时内将可再生能源生产高峰转变到可再生能源的生产低谷，这增加了系统对储能和可再生发电备用容量的需求，并导致更高的系统成本。

图 1.4a 显示，如果不考虑使用像核能这样的低碳发电资源，系统的成本会显著增加，因为它需要使用效率较低的发电和储能方式来支持间歇性的可再生能源。该效果在低于 50 gCO_2/kWh 的碳排放目标（即，10 gCO_2/kWh 和 1 gCO_2/kWh）下最明显。图 1.4b 还显示，无论在接近零排放限制的情况下，还是在较温和的排放目标的情景中（100 gCO_2/kWh 和 50 gCO_2/kWh），降低核能资本成本都将有利于核电的部署。

对装机容量的模拟结果（图 1.4b）进一步解释了在碳约束的情况下，如果不考虑核能，系统成本会更高。由于没有核能的贡献，需要大规模的风能、太阳能和储能设备，以满足严格的 CO_2 限制。这在 10 gCO_2/kWh 情景下很明显，在 1 gCO_2/kWh 情景中更是如此，其中无核

情况下的总装机容量是核能正常成本下总装机容量的两到三倍，装机容量的增加显著加大了投资成本，从而增加了系统的总成本。

理解这些结果的另一种方法是通过观察与 CO_2 目标变化和系统成本变化之间的关系来推断“碳的边际成本”。在允许的 CO_2 排放量逐渐降低的情况下，成本较低的化石燃料发电技术（煤或天然气）被成本较高的低碳技术（可再生能源、核能或含碳捕获和储存的天然气）所取代，很容易推断电力系统的平均成本将上升。碳的边际成本是衡量碳排放目标效果的一种等价方法。表 1.6 显示了基于电力系统成本差异与 CO_2 目标差异的比率估算的碳边际成本。正如人们所猜想的那样，随着排放目标变得更加严格，碳的边际成本也会增加。在不太严格的排放目标（即 100-500 gCO_2/kWh）下，这种关系是非线性的，因此这些值为碳的边际成本下限。

表 1.6：德克萨斯州一系列 CO_2 排放目标的碳的边际成本（$/吨 CO_2）

CO_2 排放目标（gCO_2/kWh）	无核	核能高成本	核能额定成本	核能低成本	核能极低成本
500-100	25	25	25	20	20
100-50	92	84	81	76	28
50-10	363	374	292	128	88
10-1	6390	3087	1907	1000	557

除了建设可再生能源所需的大量投资之外，排除核能的低碳方案是以使用大量土地为代价的。举例来说，在**无核**方案中，对于 1 gCO_2/kWh 目标，太阳能和风能发电的土地需求总量略少于 400 万公顷（约为德克萨斯州陆地面积的 5.5%），这是所有方案中德克萨斯州可再生能源扩建规模最大的情形。在我们分析的任何其他地区，如果无核并且需要深度脱碳，其土地使用量将相应增大，因为这些地区都不适合可再生能源发电，因此可再生能源的利用率也较低。

在我们的分析中，我们没有将处理 CO_2 需要的土地视为一个限制因素。然而，我们确实为德克萨斯地区建立了一些相应的情景模型，这些模型中排除了天然气（联合循环燃气轮机）发电以及碳捕集与封存（CCS）。这些方案的结果表明，所有深度脱碳排放目标中核的相对份额都有所增加，这并不出乎意料，因为如果没有 CCS 的天然气发电技术，则需要相应增加核电和包含储能的可再生能源来满足负荷。

在可再生资源供应量较少（无论是美国还是国际上）并且可再生能源发电的成本不同的地区，基于美国国家可再生能源实验室对额定场景的估算以及我们对低成本情形下成本改进的可能性估计，我们将核技术方案局限在额定成本情形和核能低成本两种情景下。图 1.5a 至 1.5e 显示了在不同区域在不同碳限制条件下，选择核能将如何影响最优系统的发电成本。

图 1.5a：新英格兰地区的发电成本

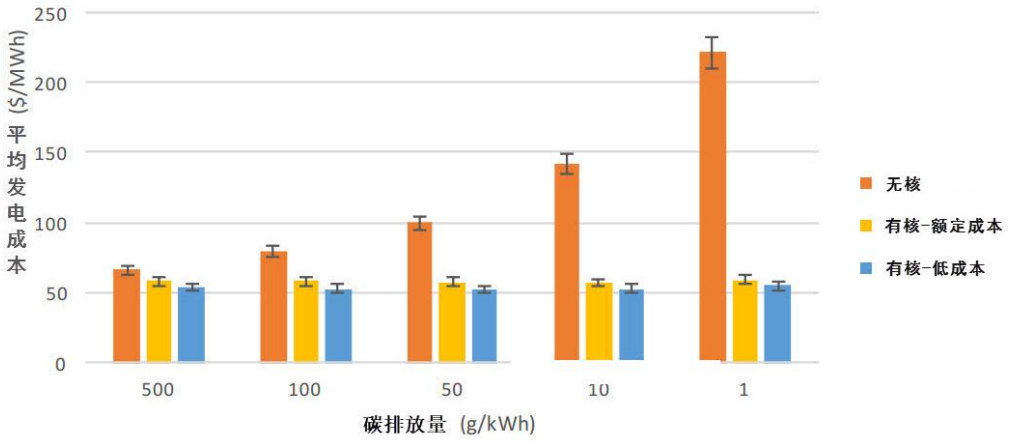


图 1.5b：T-B-T 发电成本

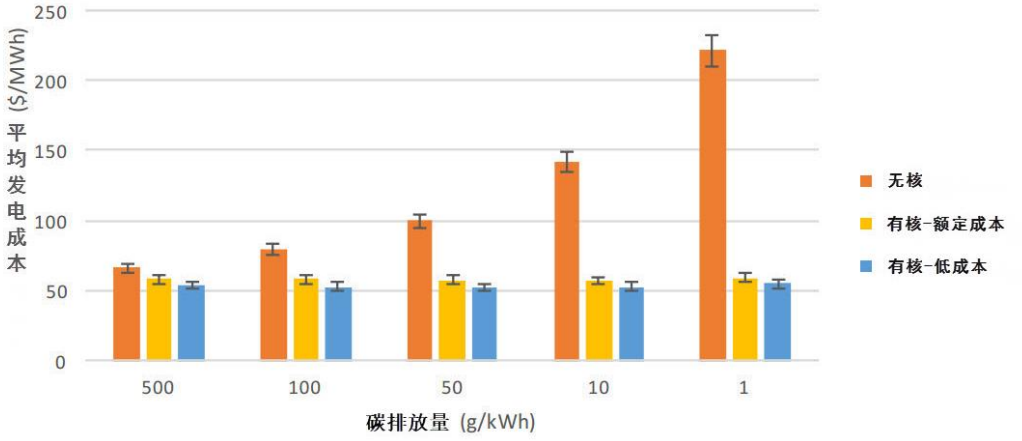


图 1.5c：浙江省发电成本

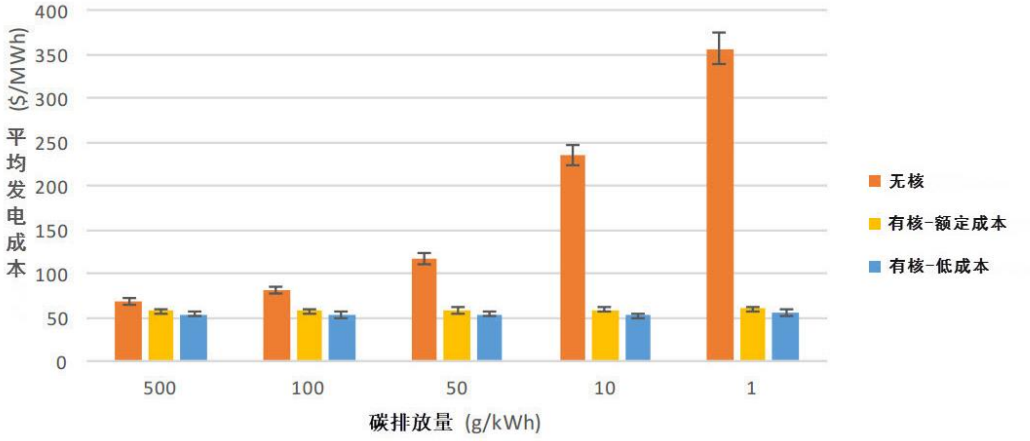


图 1.5d：英国发电成本

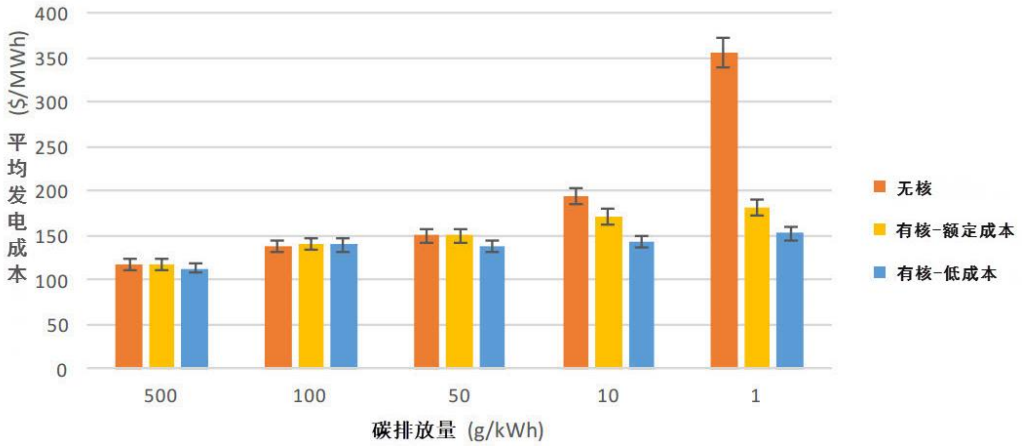


图 1.5e：法国发电成本

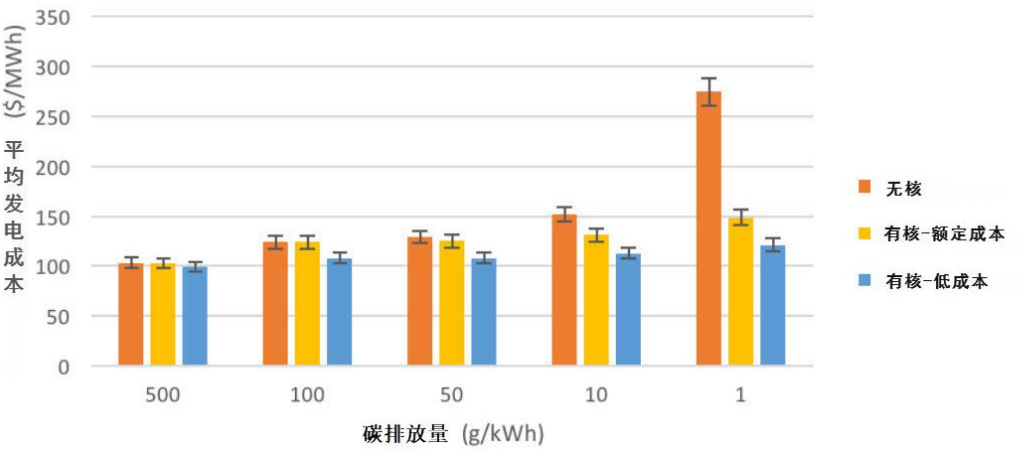


图 1.5a-1.5e：图中的误差条表示计算中的数值不确定性。

在存在限制碳排放的情形中，在核能额定成本条件下，新英格兰地区的结果（图 1.5a）与德克萨斯州的结果相似，仅当排放目标为 10 和 1 gCO_2/kWh 时部署核能才有意义。随着核能成本的降低（如在核能低成本情形中），核电甚至在不太严格的 50 和 100 gCO_2/kWh 目标中都能发挥作用。

与德克萨斯相比，新英格兰地区的核电成本降低时所获得的效益更高，因为该地区不太有利于使用可再生资源。因此，当德克萨斯与新英格兰地区的电力需求均较高时，新英格兰地区的可再生能源发电量比德克萨斯要少。为了在需求较高的时期产生足够的电力，新英格兰地区需要更大量的可再生能源产量和储能容量，而增加装机容量需要支出大量的资本，这就意味着增加系统成本。鉴于新英格兰地区可再生能源的资源条件不太乐观，施加更严格的 CO_2 排放限制会导致发电成本急剧上升。由于排放限制，当碳排放低于“一切照旧”下的目标

500 gCO_2/kWh 后，使用低碳电力每替代一千瓦时电力的成本将不断增加。在不太严格的排放目标中，在可再生能源高潜力期间（即晴天和大风天），有碳排放的发电将被可再生能源所取代。随着限碳排要求进一步提高，可再生能源潜力较高时期的发电已经是低碳的，最大的挑战在于可再生能源潜力较低时期该如何替代有碳排放的发电。这就需要大幅增加配套储能设施的可再生能源的容量，以弥补可再生能源发电潜力较低时期的电力需求，或者需要一种可调度（例如可按需提供）的低碳发电技术，例如核能。因此，当不选择核能时，在更严格的限碳排条件下，替代每一单位的碳排放将变得更加昂贵。图 1.6-1.10 显示了不使用核能对可再生能源建设的影响。

在本报告所研究的位于中国的两个地区： 在 T-B-T 和浙江（图 1.5b 和 c）中，将核技术作为额定条件下的一种选择，可以看到全部排放目标（即从 100 gCO_2/kWh 到 1 gCO_2/kWh）范围内系统的成本变化。例如，在满足额定条件时，在 10 gCO_2/kWh 排放目标下，没有核能发电的平均系统成本是包含核能发电的成本的三倍以上，这是因为核技术在中国相对便宜。因此，即使在 CO_2 排放限制很宽松的条件下，核能也可以作为发电组合的一部分。值得注意的是，即使在具有高可再生能源潜力的时期，人们也选择核电，因为它的成本较低。但是，还应该指出，这一结果在很大程度上取决于中国核电项目的成本是否低廉。用于衡量中国核电成本的数据取自 OECD 估计时使用的现有公开信息（如第 2 章所述）。如果中国核电技术的实际成本较高，不使用核能的机会成本将低于我们的模拟结果。

在英国（图 1.5d），选择核电对成本的影响与美国的情形类似，随着碳排放限制越来越严格，平均发电成本也大幅增加。核能在 10 gCO_2/kWh 和 1 gCO_2/kWh 的排放目标下具有显著的成本效益。根据之前 IEA 的分析（表 1.1），10 gCO_2/kWh 的排放目标与 2050 年美国和英国电力部门实现国际气候稳定目标所需的 CO_2 减排水平一致。

在法国（图 1.5e），以低成本方案计算，在排放目标为 100 gCO_2/kWh 的情况下，核能是最优组合的一部分，以额定成本方案计算，在排放目标为 10 gCO_2/kWh 的情况下，核能是最优组合的一部分。此外，与其他区域一样，在不采用核电的情况下，由于碳排放目标变得更加严格，系统成本将会急剧上升。

图 1.6 显示了新英格兰地区每种情况的最佳容量组合：无核情形，核能额定成本情形和核能低成本情形。如前所述，该地区风能和太阳能资源潜力较为有限，这意味着需要安装大量的可再生能源和储能设备以满足高需求时期的系统发电需求。此外，必须提供足够容量的储能设备以补偿天气变化带来的影响。

图 1.7 和图 1.8 分别显示了中国 T-B-T 和浙江地区的最佳容量组合：无核情形，核能额定成本情形和核能低成本情形。这些可再生能源和储能数据显示的容量趋势与美国的德克萨斯和新英格兰地区相似，但更加明显。

同样，图 1.9 和 1.10 显示了英国和法国每种情况的最佳容量组合：无核情形，核能额定成本情形和核能低成本情形。

图 1.6：新英格兰地区的最佳容量组合

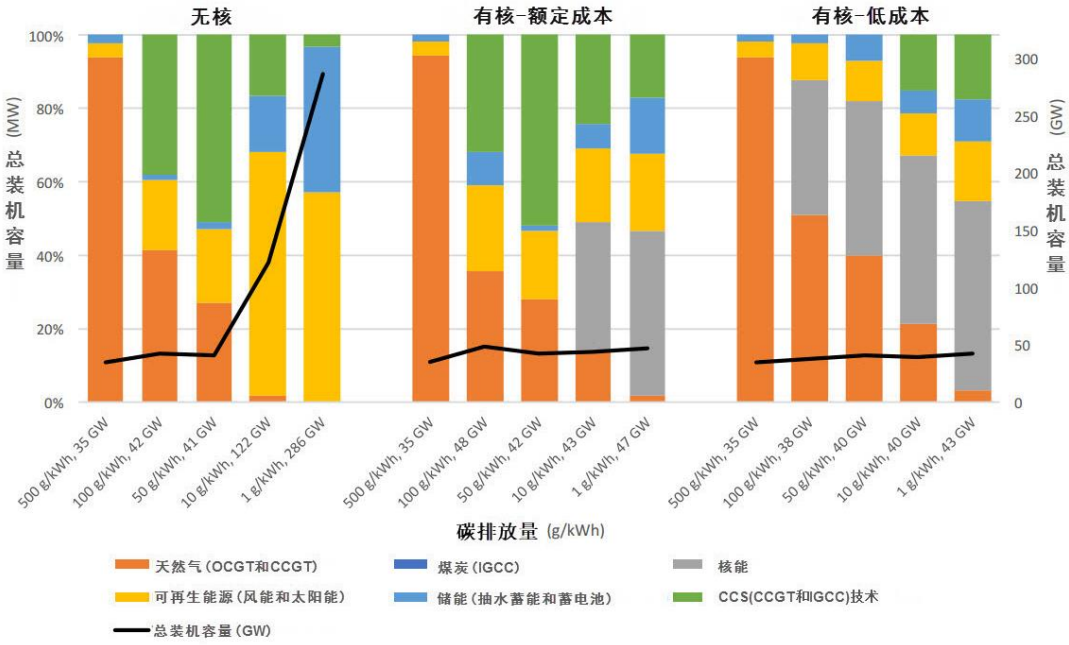


图 1.7：T-B-T 的最佳容量组合

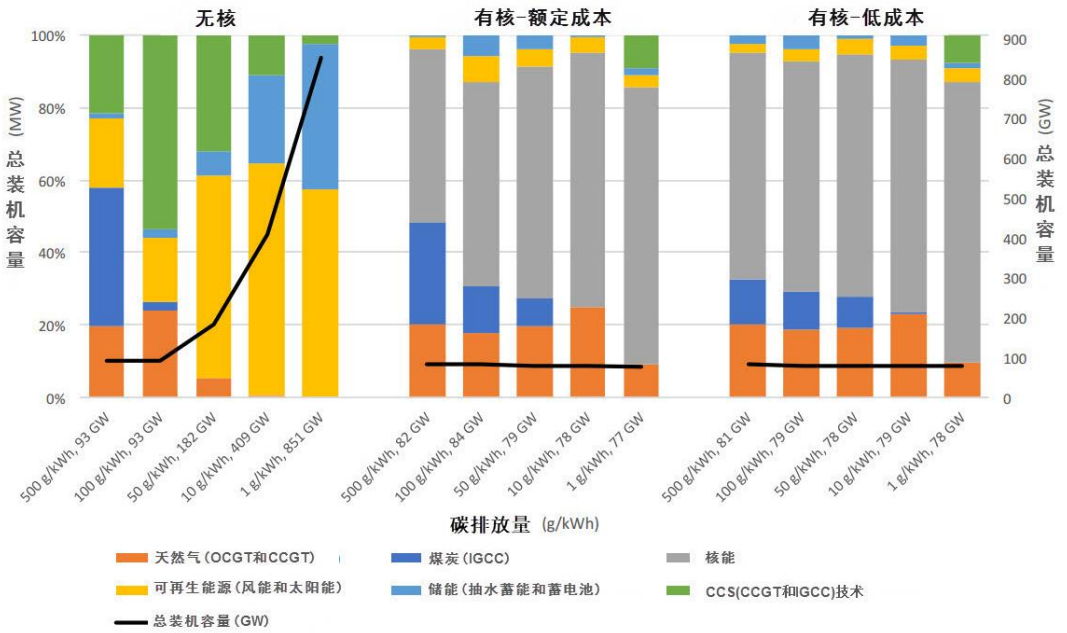


图 1.8:浙江的最佳容量组合

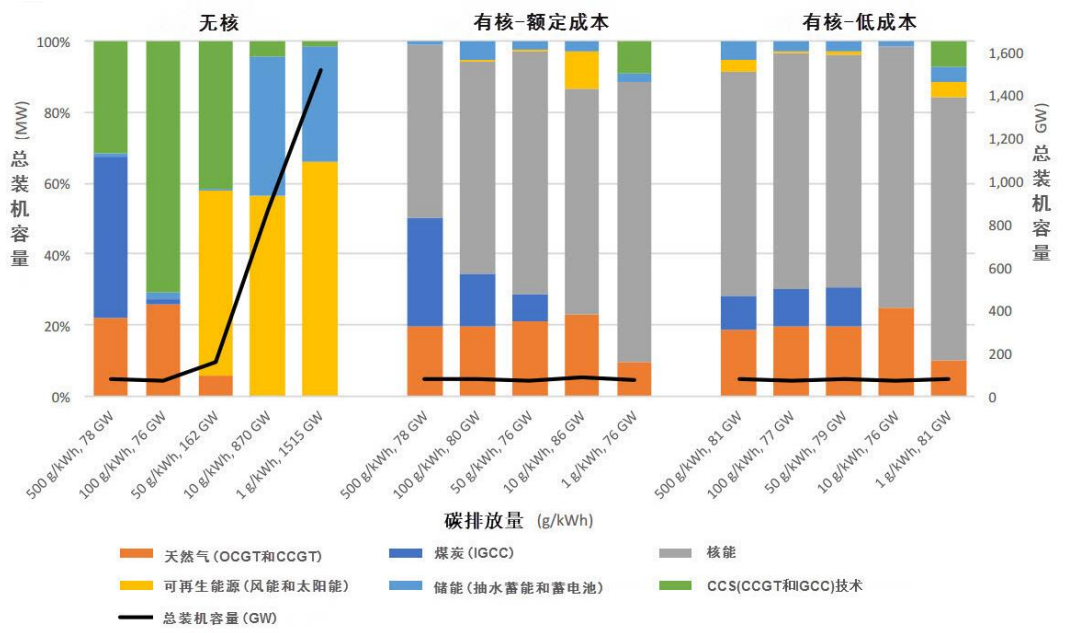


图 1.9:英国的最佳容量组合

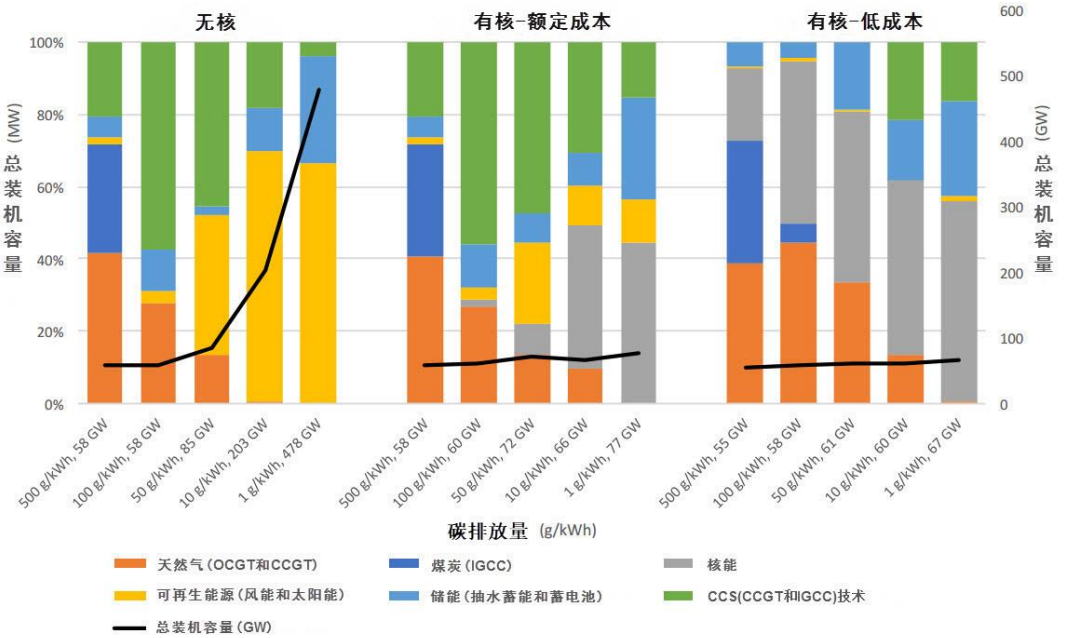
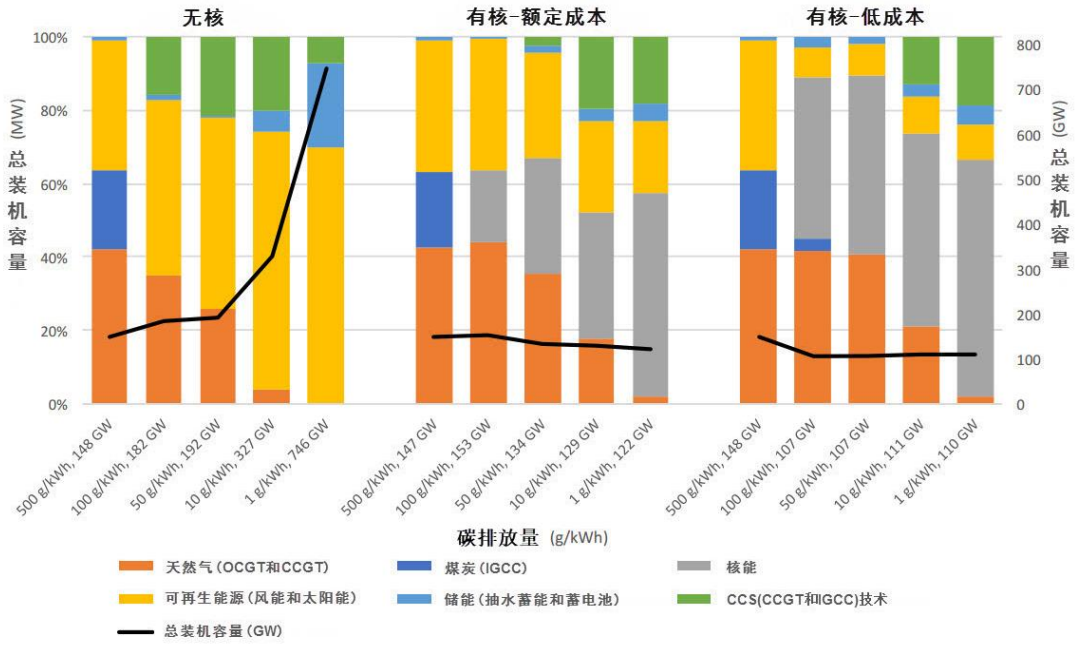


图 1.10:法国的最佳容量组合



将最佳容量组合（图 1.6-1.10）与系统电力成本（图 1.5a-e）进行比较，我们发现较高的系统成本总是伴随着大量的可再生能源装机容量（风能和太阳能）和储能容量。在不允许使用核能技术的较低碳排目标下，发电必须来自可再生能源，这是唯一的完全低碳选择。由于风能和太阳能发电具有间歇性，因此需要大量安装可再生能源电力设施和储能设备，以确保系统始终能够满足需求，而安装此额外容量所需的大量投资会增加系统总成本。这就为核电技术提供了机会，因为使用核能发电所需的装机容量远远低于可再生能源所需的装机容量。并且由于核电站是可调度的（它们可以在需要时运行并且不依赖于间歇性燃料资源），因此它们的平均运行容量系数远远高于未配备储能容量的太阳能和风力发电机的运行容量系数。

表 1.7 显示了在六个区域中每个区域的最佳容量组合中不包括核电技术时的成本。这种成本被称为放弃核能作为低碳选择[2]的“机会成本”。

我们以两种方式衡量机会成本：发电成本的绝对增加值和发电成本的百分比增加量。两种方法定义如下。

绝对机会成本

机会成本 = 没有核技术的平均发电成本 – 有核技术的平均发电成本

相对机会成本

[2]核能的机会成本被定义为不包括核技术的情形与包括核技术的情形之间的价格差异，所有其他变量保持不变。

$$\%\text{相对机会成本} = \frac{\text{没有核技术的平均发电成本} - \text{有核技术的平均发电成本}}{\text{有核技术的平均发电成本}}\%$$

表 1.7:在最佳装机容量组合中不包括核能的机会成本 [a]

地区	核能成本	碳排放				
		500 gCO_2/kWh	100 gCO_2/kWh	50 gCO_2/kWh	10 gCO_2/kWh	1 gCO_2/kWh
德克萨斯	中	\$0.2/MWh (0.3%)[a,b]	\$0.16/MWh (1.6%)[a,b]	\$0.73/MWh (0.8%)[a,b]	\$3.54/MWh (3.5%)[b]	\$43.89/MWh (36.9%)
	低	\$0/MWh (0%)[a,b]	\$1.8/MWh (1.6%)[a,b]	\$2.62/MWh (3%)[a,b]	\$12.02/MWh (12.9%)	\$60.53/MWh (59.1%)
新英格兰	中	\$0.02/MWh (0%)[a,b]	\$-3.09/MWh (1.6%)[a,b]	\$-1.54/MWh (-1.5%)[a,b]	\$17.93/MWh (16.3%)	\$91.73/MWh (75%)
	低	\$1.22/MWh (1.6%)[a,b]	\$6.89/MWh (7.8%)	\$5.67/MWh (6.1%)	\$31.64/MWh (32.8%)	\$110.37/MWh (106.4%)
T-B-T	中	\$8.38/MWh (14.5%)	\$21.46/MWh (37%)	\$42.48/MWh (73.9%)	\$84.87/MWh (148.7%)	\$162.41/MWh (273.9%)
	低	\$12.73/MWh (23.8%)	\$26.55/MWh (50.2%)	\$47.19/MWh (89.4%)	\$89.03/MWh (168.3%)	\$166.97/MWh (305%)
浙江	中	\$10.91/MWh (19.2%)	\$22.91/MWh (40%)	\$59.51/MWh (103.3%)	\$176.58/MWh (299.2%)	\$296.46/MWh (497.2%)
	低	\$14.39/MWh (26.9%)	\$27.49/MWh (52.1%)	\$64.15/MWh (121.1%)	\$182.97/MWh (347.6%)	\$300.66/MWh (542.5%)
英国	中	\$-0.65/MWh (-0.6%)[a,b]	\$-3.62/MWh (-2.6%)[a,b]	\$0.16/MWh (1.6%)[a,b]	\$23.79/MWh (14%)	\$175.34/MWh (97.6%)
	低	\$3.6/MWh (3.2%)[a,b]	\$-2.38/MWh (-1.7%)[a,b]	\$11.53/MWh (8.4%)	\$51.83/MWh (36.5%)	\$202.79/MWh (133.2%)
法国	中	\$0.43/MWh (0.4%)[a,b]	\$0.01/MWh (0%)[a,b]	\$0.16/MWh (1.6%)[a,b]	\$20.35/MWh (15.5%)	\$125.91/MWh (84.7%)
	低	\$4.1/MWh (4.1%)[a,b]	\$15.97/MWh (14.8%)	\$21.13/MWh (19.6%)	\$38.69/MWh (34.2%)	\$153.27/MWh (126.4%)

[a] 绝对机会成本以\$/MWh 显示，相对机会成本在括号中以%显示。

[b] 这些结果在误差范围内，因此无关紧要。

作为本分析的一部分，我们还研究了 GenX 的结果对每个区域使用的成本和技术参数变化的敏感性。在敏感性分析中使用的成本来自于国家可再生能源实验室（2016 年），分析包括以下情况：

- 低可再生能源/储能成本（额定成本的 60%）
- 高可再生能源/储能成本（额定成本的 200%）[3]
- 高 CCS 成本（额定成本的 130%）
- 低天然气成本（额定成本的 75%）
- 高天然气成本（额定成本的 125%）
- 99%高效 CCS 系统（使用的额定效率为 90%）
- 考虑需求侧的资源[4]

[3] 本案例假设国家可再生能源实验室年度技术基准报告（2016 年）发布的当前可再生能源和储存的成本在 2050 年保持不变——换句话说，这些技术的成本在未来 30 年内不会下降。

[4] “需求侧资源”一词是指电网运营商在发电量低时转移需求的能力，以及电力消费者在价格高时抑制需求的能力。在这种情况下，我们假设电网运营商每小时可以转移到 5%的需求，最多可以转移 6 个小时而不需要额外的成本，而消费者抑制需求的程度取决于他们对电力的重视程度。有关电力价值的假设输入的

•可再生能源的供电潜力，其中考虑到出现极端天气情况的年份[5]

德克萨斯州和 T-B-T 的敏感性研究结果如图 1.11a 和 1.11b 所示。我们使用了前文定义的机会成本，结果如表 1.7 所示。

图 1.11a：德克萨斯州敏感性研究成果

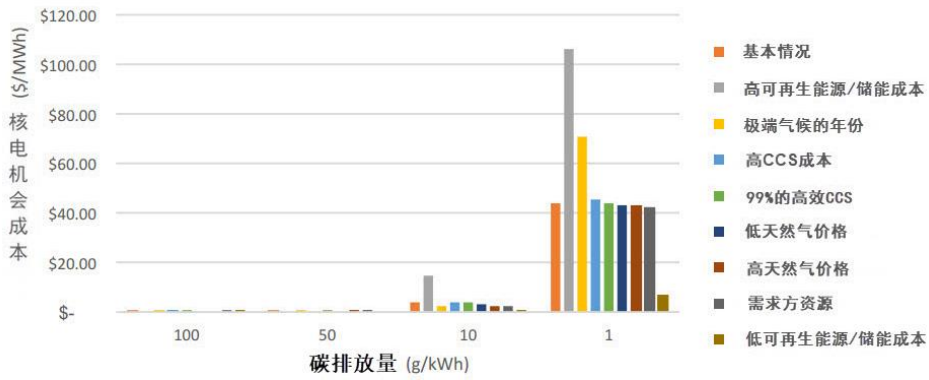
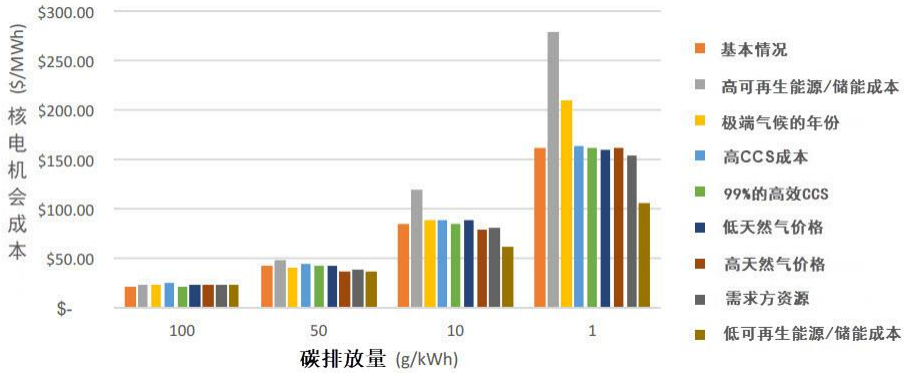


图 1.11b：T-B-T 敏感性研究成果



只有三个敏感性分析案例产生的结果明显偏离基准案例（核电技术采用额定成本和性能）。在“高可再生能源/储能成本”和“极端天气”敏感性分析案例中，不包括核技术的机会成本更高。事实上，更高的可再生/储能成本达到了核能机会成本的两倍多，相反，低可再生能源/储能成本显著降低了不采用核技术的机会成本，这是因为在可再生能源/储能成本较低的情况下，安装的可再生能源容量和相关的储能容量虽然建设数量仍然很大，但成本较低，并且在成本优化方面优于建造核电（额定成本）。这一结果再次强调了能源技术的资本成本决

更多细节可以在附录 A 中找到。

[5] 为了模拟出现极端天气的年份，我们任意将风能和太阳能的发电潜力降低到 7 月第一周的 10%。选择这一年的这个时间来说明长时间阴天和无风天的影响。

定了最低成本电力系统的发电组合。

在所有其他区域的敏感性分析结果中都可以看到非常相似的模式，如附录 B 所示。为了说明这一特征，我们考虑了中国 T-B-T 地区的敏感性分析结果（图 1.11b）。即使在 100 gCO_2/kWh 时，不采用核能的机会成本也会非常显著，而且在较低的 CO_2 排放目标下，核能机会成本会增加。在“高可再生能源/储能成本”和“极端天气”敏感性分析案例中，不采用核技术的机会成本较高，而在“低可再生能源/储能成本”情况下，机会成本较低。

附录 C 提供了两个案例分析，用于验证 GenX 的模拟结果。首先，我们开发了一个简化的发电系统 GenX 模型，并将计算结果与解析解进行了比较。此外，我们还进行了基准测试，将 GenX 的成本和排放结果与另一个电力系统容量扩展模型 JuiceBox 的结果进行对比。该基准测试选取了两个地区：德克萨斯州和 T-B-T。

另一种比较不同的建模方案方法是在不同的成本、技术和排放限制下检查不同发电方案供应的电量。图 1.12a 和 1.12b 分别显示了德克萨斯州和 T-B-T 每种技术在一年的时间[6]内的总发电量（TWh）。

在德克萨斯州，在无核或者核能高成本的情况下，采用天然气 CCS 技术和使用可再生能源以满足中等 CO_2 排放目标的需求。然而，在严格的限碳排条件下，如果排除核能，80％以上的需求都可以通过可再生能源得到满足。由于风力和太阳能间歇性发电的特征，这需要大幅扩大可再生能源和蓄能容量——事实上，新增容量需要大大超过预期负载。在额定或核能低成本的情况下，应选择核能发电来满足需求。如果核能成本较低，在中等排放目标下也应选择核能发电。这个结果可以通过检查一周内的负载和生产动态直观显示。附录 D 显示了德克萨斯州夏季一周每小时的电力负荷曲线。

当核能发电成为混合电力组合中的选项时，它将满足越来越大的需求。图 1.12 和附录 D 显示，随着限碳排愈发严格，由于 CCS 并非 100%无碳，因此 CCS 技术的发电量将会下降，CCS 技术仍会排放一些 CO_2，并且在不超过碳排放限制的情况下无法满足所有需求。只有核能和匹配了储能设备的可再生能源才能提供零碳发电，同时可以最大限度地减少产能扩张需求，从而降低成本。

在 T-B-T 案例中，如果不允许使用核能发电，在适度碳限制下，即使可再生能源发电潜力低，也将使用化石燃料发电或可再生能源作为最佳系统组合，以满足高电力需求时期。需要大幅扩大可再生能源的情形从图 1.7 所示的装机容量结果中可见一斑。而如果核能作为混合电力组合中的选项，那么它将在高需求时期被选择使用，因为这将使系统成本在排放目标范围内最小化。

[6]在图 1.12 中，当可再生电力供应过剩进入蓄电池并在稍后反馈到电网时，计算的总发电量基本上是“双倍计算”的。这解释了低碳目标下在不包括核的情形时所记录的发电量会增加。

图 1.12a：德克萨斯州可调度发电技术

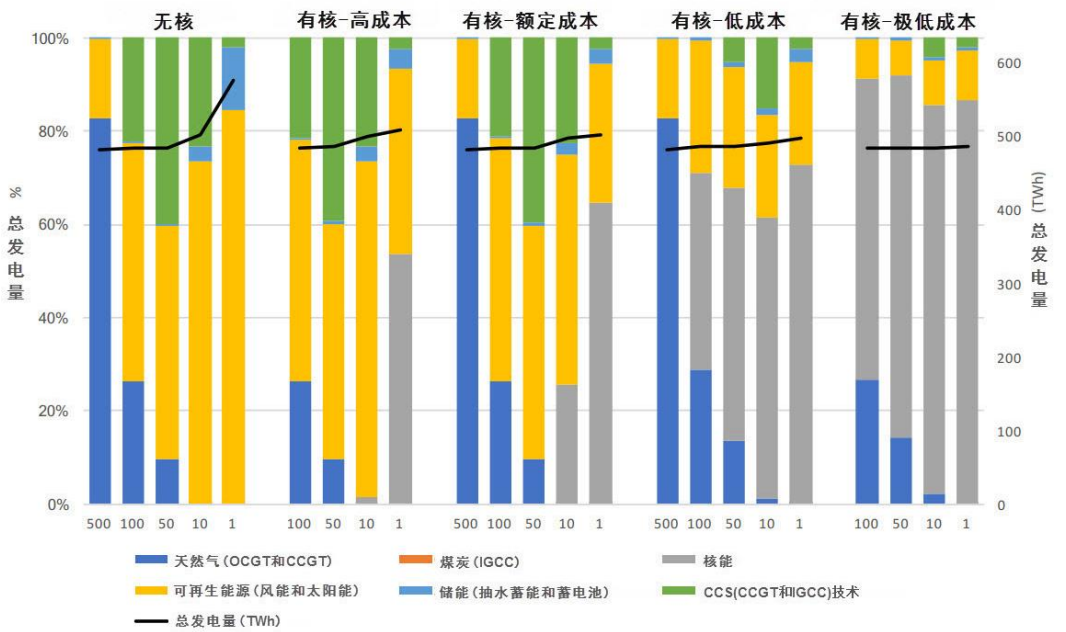
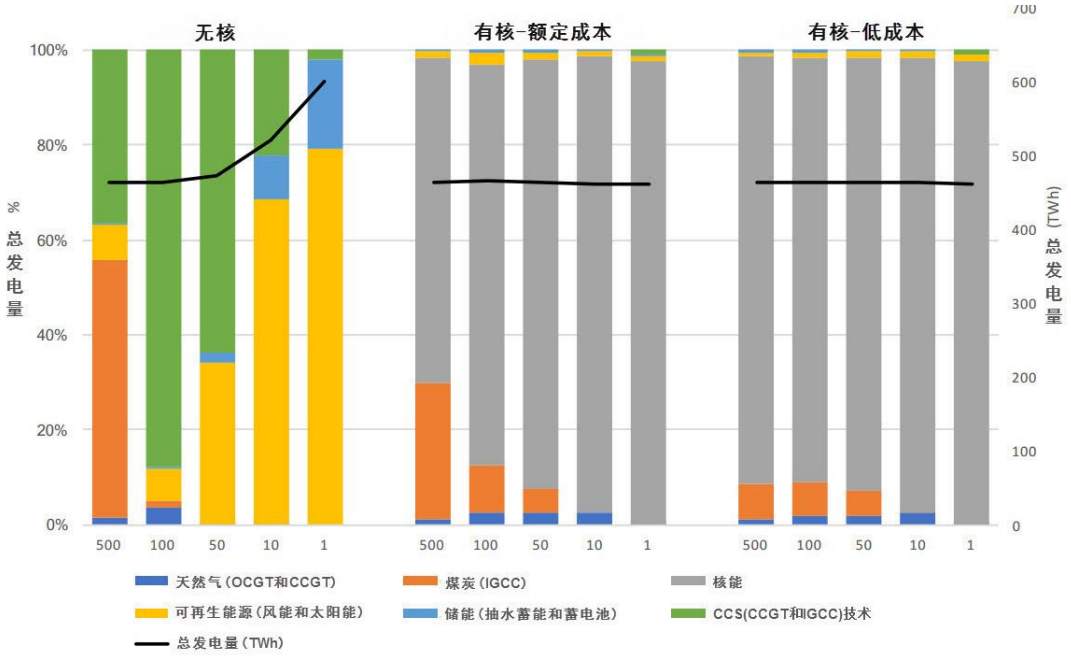


图 1.12b：T-B-T 可调度发电技术



总结

要实现 2050 年将全球平均温升限制在 2℃这一国际上被广泛接受的目标，需要对发电技

术组合进行“深度脱碳”。具体而言，通过专家分析得出的结论为，全球发电的 CO_2 平均排放率必须降至 10-25 gCO_2/kWh（当前世界平均值约为 500 gCO_2/kWh）。对于美国，我们关注两个代表不同天气条件的地区：德克萨斯州和新英格兰地区。在这两个地区，当允许的碳排放率降低到低于 50 gCO_2/kWh 时，核技术在平均电力成本和最佳发电组合方面展现了显著的系统优势，尤其在目标排放率等于或低于 10 gCO_2/kWh 的情况下，这些优势变得特别明显。在第 2 章讨论了从额定价值中降低核电资本成本的技术，考虑到这些支持技术的存在，核电的优势将会增加。相反，假设可再生能源和储能技术成本的改善远远超过了 2050 年的预期成本，那么核能的优势将显著下降。我们所考虑的其他所有敏感性因素对最佳发电组合和核电成本优势的影响都很小。这些结果还表明，在没有选用核能的情况下，要实现深度脱碳目标将需要大量扩大可再生能源和储能系统容量，从而导致成本大幅增加。这些结果与电力研究所（Bistline and James 2018）最近的研究成果非常一致，该研究考虑了先进核能技术在未来美国能源市场中的作用。在成本和核能利用方面，英国和法国也观察到了类似结果。

与美国和欧洲的模拟结果相比，将核能作为发电选择的中国东部省份（T-B-T 和浙江），即使在限制较小的排放目标，如 100 gCO_2/kWh——远高于中国实现 2050 年减缓气候变化目标所需的 25 gCO_2/kWh 排放率——核能也能产生显著的成本优势。这一结果很大程度上取决于现有能源技术的相对资本成本。与美国和欧洲的情况一样，与核电成本相比，中国的情况对可再生能源和储能成本的假设非常敏感，但基本不会受到其他任何所考虑到的敏感性因素影响。

我们的分析为核能的发展提供了一个全面的图景，其结果指向某些与政策相关的研究成果。

研究成果：

新建核电站的成本很高，这使得在假设“一切照旧”和适度的碳排放限制的情景下，核电的增长将受到严重的限制。在限碳排不是重要限制因素的地区，无论使用煤还是天然气等化石燃料，通常都是发电成本较低的方法。在适度的碳排放限制下，可再生能源发电通常提供了一个成本较低的替代方案。

随着世界各国想要进一步减少电力行业的碳排放，增加可再生能源发电的成本急剧增加。在达到国际政策审议中广泛讨论的“深度脱碳”水平时——例如，2050 年电力行业的排放目标是平均每千瓦时发电的碳排量远低于 50 克 CO_2（gCO_2/kWh）——在容量组合中选择核能将有助于最小化或者限制系统成本上升，这使得实现严格的排放目标更加切合实际（全球范围内，目前电力行业排放平均水平约为 500 gCO_2/kWh）。

核技术成本更低将有助于在适度的脱碳目标下降低成本(例如 100 gCO_2/kWh 排放目标)。

1.3 核设备供应链

健全的核供应链对核工业的成功至关重要。从最近在美国东南部的核电站建设项目中可以发现，当关键的建筑和施工管理能力不足时，可能会延误工期，这种延误反过来会导致成本超支并威胁到项目的可行性。第 2 章将更详细地讨论这些挑战。核供应链日益稳固并逐渐全球化（世界核协会，2014）。它必须能够满足目前对核工业增长的预测，为实现深度脱碳目标需要进一步发展核供应链。因此，我们调查了核供应链面临的挑战，以确定任何潜在的瓶颈。

本次调研中，我们将核供应链简化为三个组成部分（图 1.13）：制造、建设和运营。制造部分包括制造反应堆的所有的必要设备（例如压力容器、蒸汽发生器等）以及将制造的设备运输到反应堆现场。建设部分包括建造反应堆所需的劳动力（例如焊工、电工等），它还包括按预算及时完成项目所需的施工管理。由于供应链的这一组成部分可以通过劳动力成本、生产率、施工管理经验以及各种施工交易之间的相互作用来影响工厂的最终成本，因此考虑与工厂建设相关的供应链面临的挑战显得非常重要。随着越来越多地使用工厂制造，这有可能解决一些建筑供应链面临的挑战。最后，运营部分包括持续运行反应堆所需的人力和设备（例如有资质的操作人员、燃料浓缩等方面）。

图 1.13：核供应链组成部分

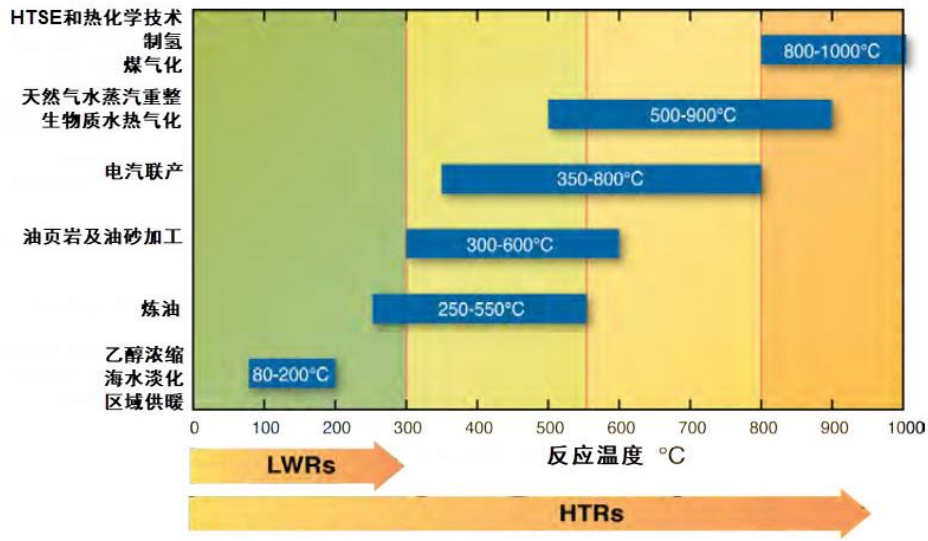
我们对核供应链的分析见附录 E，我们在这里只强调几个关键结论。2014 年世界核协会对现有核电零部件供应商（包括设备整体供应商）的调查发现，按照目前的发展速度，核设备供应链不存在生产能力限制。同样，考虑到对建筑工人和电厂运营商培训所需的时间，我们预计核电容量增长不会受到那部分供应链的限制。从某种程度上讲，更具挑战性的是建立一支经验丰富的施工管理人员队伍，这是所有重大建设项目都存在的问题。在全球 32 个地点建造了超过 55 座新型核反应堆，可以在其中许多地点安排初级建筑管理人员，也作为一种提供在职培训的方式。拥有真正核电建设经验的管理人员来领导这项工作可能为下一波核电建设提供有效途径，我们预计上述事项在 21 世纪 20 年代后期开始出现并持续到 30 年代末期。然而，人力资源开发需要核工业经过深思熟虑和协调一致的努力，而现在就可以开展

国际合作。

1.4 核能在电力以外的机会

目前的核反应堆在适当的温度（约 300℃）下以热的形式产生可用能量，然后通过蒸汽轮机动力循环将该热量转换成电能。在先进的核反应堆（所谓的第四代反应堆）中，主要能源产出还是热能，但热量可能达到更高的温度（500℃-800℃）。这些较高的工作温度为高温核反应堆（HTR）技术创造了机会，能够在工业应用中提供有用的工艺热（图 1.14）。

图 1.14：先进的 HTR 潜在的工业工艺热应用

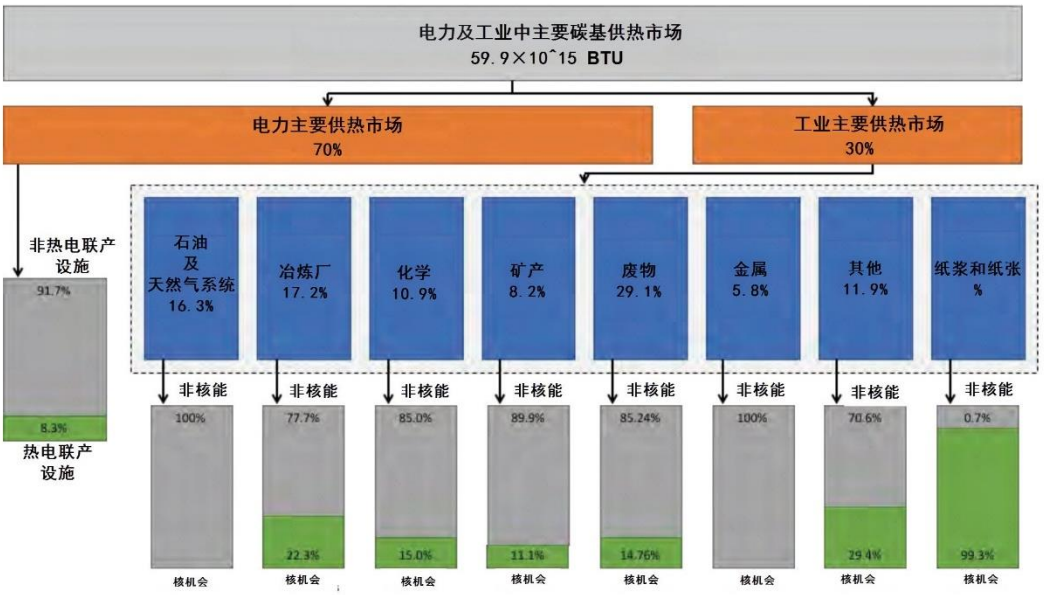


工业部门是美国经济中重要能源消耗方：在美国，生产的所有可用能源中有 25%用于工业，其中 80%的能源是以工艺热形式进行利用。然而，在工业应用中，所使用的能源形式（从石油到专门的产品）、能源需求的大小（从 1MW 到几百 MW 的热能）和所需的温度（可以从 200℃至 1,500℃）均不相同。为了确定核工艺热在当前美国工业部门中的潜在适用性，我们考虑了两个主要属性：工业园区的规模，其中尺寸以热输出功率来衡量（用下标“th”表示），以及所需的工艺温度。美国环保局（EPA）每年都会公布美国每个工业园区的排放信息，这些园区每年产生超过 25,000 吨的 CO_2 当量排放量（相当于 0.2 MW_{th} 的天然气设施）（美国环保局 2017 年）。该数据库用于确定那些足以支持核工艺热、具有与先进反应堆兼容的温度要求的地点。现场分析假设标准核反应堆功率为 300 MW_{th}。我们还考虑了尺寸为 150 MW_{th} 较小的反应堆作为敏感性分析的一部分。附录 F 中提供了详细的假设清单和完整的分析过程。

利用这些数据和有关美国市场的信息，我们使用了比例因子来估算全世界可能用于工业

应用的反应堆数量。（通过比较美国市场与世界市场的规模来计算比例因子，或者，如果市场比较不可用，我们使用 GDP 比较来计算比例因子。）该分析的结果列于表 1.7 和图 1.15 中。

图 1.15：核工艺热潜力



结果指出，核工艺热可能占美国 795 GW_{th} 工业热市场的约 17%（134 GW_{th}）。对于 150 MW_{th} 的较小反应堆，核能在工艺热市场中的潜在份额可增加到 19%。相比之下，在美国电力行业中目前核电装机容量约为 300 GW_{th}。

核技术用于工艺热应用中的潜力相对较低的主要原因是工业界目前做法是将化石燃料的热量与化石燃料一样作为原料使用。另一个问题是不需要化石燃料作为原料的替代工艺的技术成熟度较低。特别是炼油厂，作为非常大的能源消费者，它们通过使用自己的精炼过程产生的燃料气体来补充其外部能源——这些燃料气体都是精炼原油的废料。炼制石油产品时也需要氢。但目前还没有具备经济竞争力的工业方法能适用于炼油厂的核工艺热集成，主要的研究工作目前正在进行中。

如果对工业部门施加碳排放限制，则使用来自炼油厂内部生产的燃气将不再受到鼓励。限碳排还需要工业界重新设计许多现有工艺过程，以实现低碳能源更大规模的整合。净效应将呈现比表 1.8 所示的更大核能市场。

通过对当前和近期工业热市场的分析得到了表 1.8 所示的结果。而且，未来核能可能用于新的能源市场。最明显的例子就是交通能源市场，它可能由通过外部电网为电动汽车供电，通过电力和/或工艺热生产氢燃料电池，或者使用工艺热生产生物质合成燃料。我们根据目前美国运输燃料使用情况的信息，评估了这三个潜在机会的规模。

表 1.8：核工艺热潜力

行业	300 MWth 反应堆		150 MWth 反应堆	
	美国容量（已安装 MWth）（%）	全球容量（已安装MWth）（%）	美国容量（已安装 MWth）（%）	全球容量（已安装MWth）（%）
热电联产设施	82,800 (61.7%)	340,800 (59.8%)	86,250 (57.5%)	355,050 (55.7%)
炼油厂	15,600 (10.4%)	76,800 (12.1%)	17,250 (11.5%)	84,750 (13.3%)
化工厂	7,800 (5.2%)	36,600 (5.7%)	7,050 (4.7%)	34,200 (5.4%)
矿厂	2,100 (1.4%)	8,700 (1.4%)	2,100 (1.4%)	8,700 (1.4%)
纸浆和造纸厂	12,600 (8.4%)	51,900 (8.1%)	21,300 (14.2%)	87,750 (13.8%)
其他	13,200 (8.8%)	55,200 (8.7%)	16,050 (10.7%)	66,450 (10.4%)
总计	**134,100 (100%)**	**570,000 (100%)**	**150,000 (100%)**	**636,900 (100%)**

评估结果如表 1.9 所示。结果表明，对于我们考虑的所有三个交通能源市场机会，潜在的热负荷可能相当大，特别是相对于目前在美国的核电装机容量而言（300 GW_{th}）。因此，如果核能能够占据新交通能源市场的主要部分，这将极大地扩大其作用。

表 1.9：美国交通能源和反应堆要求的比较

类别	所需电力负荷	所需热负荷（对应 **300MW$_{th}$** 反应堆个数）
交通电气化	335 GW_e	956 GW_{th} [a] (3,186)
氢　　电解 [b]	574 GW_e	1,630 GW_{th} [a] (5,461)
热化学 [b]	-	803 GW_{th} (2,676)
生物质燃料生产	-	1,305 GW_{th} (4,348)

a 热效率为 35%。

b 这两个选项不是累积的

参考文献

Bistline, J., and R. James. 2018. Exploring the Role of Advanced Nuclear in Future Energy Markets: Economic Drivers, Barriers and Impacts in the U.S. ESPRI Technical Report.

CEIC Data. 2017. China Premium Database. Accessed 2017. https://www.ceicdata.com/en/products/ china-economic-database.

Chen, H., Q. Ejaz, X. Gao, J. Huang, J. Morris, E. Monier, S. Paltsev, et al. 2016. "Food Water Energy Climate Outlook." MIT Joint Program on Science and Policy.

EnAppSys. 2017. GB Power Market. Accessed 2017. https://www.enappsys.com/gb-power-market.

Energy Futures Initiative, Inc. 2017. "The U.S. Nuclear Energy Enterprise: A Key National Security Enabler."

Gogan, K., R. Partanen, and W. Denk. 2017. "European Climate Leadership Report 2017." Energy for Humanity.

Gridwatch. 2017. "G.B. National Grid Status." Accessed 2017. http://www.gridwatch.templar.co.uk.

He, G., A. Avrin, J. H. Nelson, J. Johnston, A. Mileva, J. Tian, and D. M. Kammen. 2016. "SWITCH-China: A Systems Approach to Decarbonizing China's Power System." Environmental Science and Technology 50: 5467 – 5473.

International Atomic Energy Agency. 2018. March. https://www.iaea.org/newscenter/news.

International Energy Agency. 2017. "Energy Technology Perspectives."

"Projected Costs of Generating Electricity."

Jenkins, J., and R. N. Sepulveda. 2017. "Enhanced Decision Support for a Changing Electricity Landscape." http://energy.mit.edu/publication/enhanced-decision- support-changing-electricity-landscape.

Kazimi, M., E. Moniz, C. Forsberg, S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, M. Golay, A. Kadak, J. Parsons, and M. Regalbuto. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT, 2011.

Lawrence Livermore National Laboratory. 2017. "Estimated US Energy Consumption in 2016." https://flowcharts.llnl.gov/content/assets/images/ energy/us/Energy_US_2016.png.

2014. "World Energy Flow in 2011." https://flowcharts.llnl.gov/content/assets/images/charts/Energy/ENERGY_2011_WORLD.png.

Lazard. 2015. "Lazard's Levelized Cost of Storage Analysis—Version 1.0."

Liu, N., Z. Ma, and J. Kang. 2017. "A regional analysis of carbon intensities of electricity generation in China." Energy Economics 67: 268 – 277.

McAndrew-Benevides, E., interview by K. Dawson. 2016. Personal interview (October 26).

Morris, J., V. Srikrishnan, M.D. Webster, and J.M. Reilly. 2018. "Hedging strategies: Electricity investment decisions under policy uncertainty." The Energy Journal.

National Renewable Energy Laboratory. 2016.

Annual Technology Baseline and Standard Scenarios.

Accessed 2017. https://www.nrel.gov/analysis/ data-tech-baseline.html.

Organisation for Economic Co-operation and Development. 2017. "List of OECD Member countries." Accessed 2017. http://www.oecd.org/about/ membersandpartners/list-oecd-member-countries.htm.

Pfenninger, S., and I. Staffell. 2016. "Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data." Energy 114: 1251 – 1265.

2017. Renewables.ninja. https://www.renewables.ninja.

Qvist, S. A., and B. W. Brook. 2015. "Potential for Worldwide Displacement of Fossil-Fuel Electricity by Nuclear Energy in Three Decades Based on Extrapolation of Regional Deployment Data." PLOS One.

Sachs, J., E. Guerin, C. Mas, G. Schmidt-Traub, L. Tubiana, H. Waisman, M. Colombier, et al. 2014. Pathways to Deep Decarbonization. Sustainable Development Solutions Network (SDSN) and Institute for Sustainable Development and International Relations (IDDRI).

Sepulveda, R. N. 2016. "Decarbonization of Power Systems: Analyzing Different Technological Pathways." Thesis: Massachusetts Institute of Technology.

Staffell, I., and S. Pfenninger. 2016. "Using Bias-Corrected Reanalysis to Simulate Current and Future Wind Power Output." Energy 114: 1224 – 1239.

The University of Sheffield. 2017. PV_Live. Accessed 2017.
https://www.solar.sheffield.ac.uk/pvlive.

U.S. Department of Energy. 2016. Secretary of Energy Advisory Board Report of the Task Force on the Future of Nuclear Power.

U.S. Energy Information Administration. 2017a. "Annual Energy Outlook 2017."

2017b. "International Energy Outlook 2017."

2016. "Carbon intensity of energy use is lowest in U.S. industrial and electric power sectors." https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=31012.

U.S. Environmental Protection Agency. 2017. "Greenhouse Gas (GHG) Emissions." Washington.

Williams, J., B. Haley, F. Kahrl, J. Moore, A. Jones, M. Torn, and H. McJeon. 2014. Pathways to Deep Decarbonization in the United States. The US Report of the Deep Decarbonization Pathways Project of the Sustainable Development Solutions Network and the Institute for Sustainable Development and International Relations.

World Nuclear Association. 2017. "Uranium Enrichment." Accessed October 26, 2017. http://www.world-

NUCLEAR.ORG/INFORMATION-LIBRARY/NUCLEAR-FUEL-CYCLE/CONVERSION-ENRICHMENT-AND- FABRICATION/URANIUM-ENRICHMENT.ASPX

2014. THE WORLD NUCLEAR SUPPLY CHAIN OUTLOOK 2030. LONDON: WORLD NUCLEAR ASSOCIATION.

第二章
核电站的成本

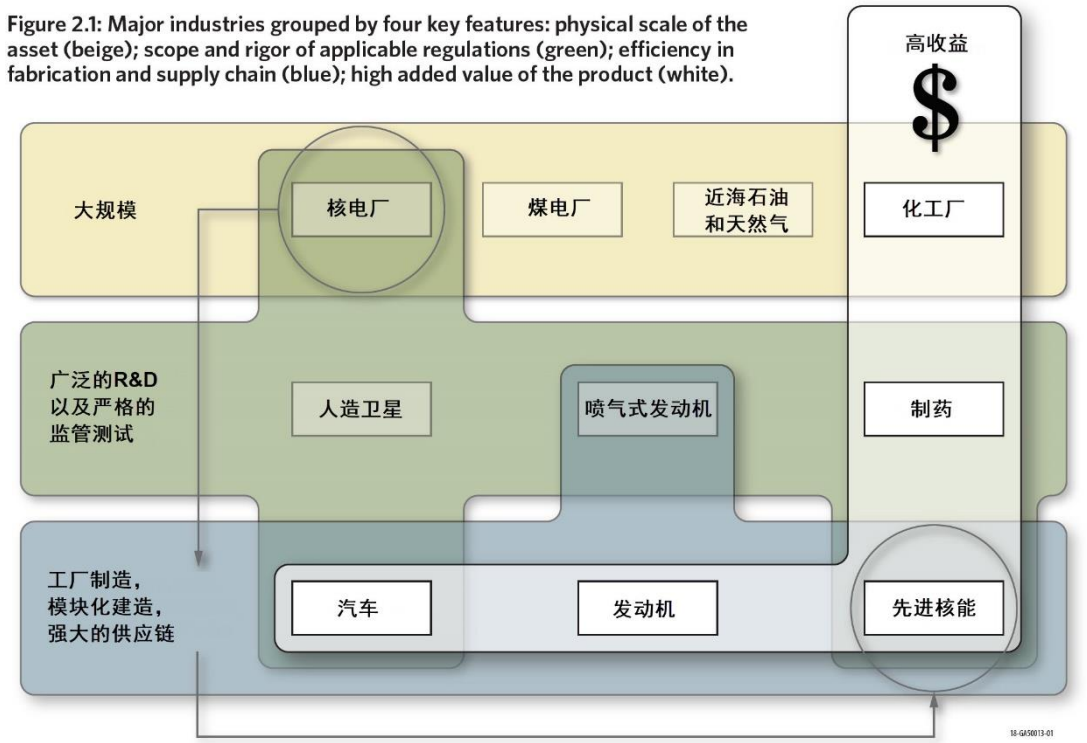
在全球关注减少温室气体排放的背景下，积极发展核能是构建低碳型能源结构、应对气候变化的合理和有效选择。目前，核技术已经占据了世界无碳能源的最大份额，核工业的早期历史也证明了其快速扩大生产的可行性。然而，在世界许多地区，核电产业面临不容乐观的发展形势。核能作为一种清洁、安全、可持续发展的能源，为何无法持续蓬勃发展呢？其最大的掣肘在于成本。

本文第一章的研究成果表明，碳减排的巨大压力推动了核能的发展，而核电成本的降低，可以促进核能的持续发展。由于成本因素直接影响着核电产业的发展机遇，本章对核电系统的成本进行了分析与探讨。首先，我们对一系列重要行业的创新周期进行了调研，新兴行业与传统行业均有涉及。了解其他行业的部署和商业范式有助于明确核能领域与其他行业之间的相似性和差异性，从而可以从成本和发展的角度确定核技术正面临着怎样的挑战。随后，我们又调研了一些近期的核电站建设项目存在的高成本现象和及其根本原因，以及可能优化核能系统成本的新技术。

2.1 其他行业的发展、示范及部署案例

为了进一步挖掘核电产业降低成本的潜力，我们首先调研了各种技术和行业对新产品的开发和部署案例，包括化工厂、煤电厂、海上石油和天然气生产、喷气发动机、制药、汽车、卫星和机器人等领域。通过附录 G 中总结的一系列访谈，我们试图评估这些行业的特征，或其所使用的产品研发策略特征，是否可以被应用在核能领域从而降低高成本并缩短部署新型核技术的时间。大多数调研对象都来自价值数十亿美元的行业，其商业模式差异较大，但都与核能产业有一定的联系。图 2.1 展示了我们所调研的各个行业，并根据相应的特征对其进行了分组。

图 2.1：以四个特征对行业进行分组：资产的实际规模（米色）；适用法规的范围及严谨性（绿色）；制造和供应链的效率（蓝色）；产品高附加值（白色）。



目前，仍有许多因素制约着核电的成本效益与商业化进程。上图的左上角至右下角，是新型核能系统依次面临的挑战。利用工厂预制、模块化结构和强大的供应链，可以缩短核技术的创新周期并提高该行业的经济回报。引入碳排放价格将使所有非碳能源更具竞争力，并为核电站创造附加值。

就以上特征、预估成本和建造工期而言（在附录 G 中讨论），核能与大多数其他技术密集型产业相比并没有明显优势。核电产业受限于很多因素，包括特大型项目规模、高级别认证试验、难以规模化生产以及产品（如电力）的低附加值属性。相较于其他产业，核电产业主要有以下特点与成本瓶颈。

大规模

与核电站规模相仿的其他行业设施（如化工厂、炼油厂、燃煤电厂和海上石油平台等）同样高度工程化，在施工阶段需要大量的规划和项目管理。这些依赖于基建的大型工业（如化工、海上石油和天然气平台）的开发周期与核电的开发周期相类似，涉及从研发到小规模原型到大规模试验工厂和最终商业产品的整个发展过程。但相比之下，这些行业的开发周期

还不算太长。而诸如机器人、汽车和煤炭等其他行业的产品开发周期则更短，市场竞争激烈。为了更好地设计产品（以及相关系统和子系统组件），他们在项目开始时便整合了所有关键功能，从而可以在项目从概念到产品所需的 18-36 个月的时间周期内保障其严格的成本目标。

我们调研的许多行业都是资本密集型行业。以喷气发动机行业为例，其研发投入大，但并不是通过销售收回成本，而是当其被使用在飞机上后，通过收取服务费来收回成本。核电也同样如此，反应堆销售很少有利可图，但其服役期间的核燃料循环服务等却能带来收益。

大量的研发及严格的测试

与核能行业一样，喷气发动机制造业和制药业为使其产品获得许可，需要通过大量的研发和严格的测试，以此来降低产品在使用中的风险。在美国，新药需要通过大量的药物试验，花费巨大，且只有通过美国食品药品监管总局所规定的详细标准的测试后，方可批准生产。再以喷气发动机为例，必须执行何种测试均有详细的规定，比如在极端条件下测试发动机原型。许可一个核反应堆同样需要对反应堆有一个非常全面的了解——不同之处在于，除了现场测试之外，通常很难对核系统进行测试，这使得核工业的产品开发变得更加昂贵。在喷气发动机和汽车制造行业中，随着计算模型的发展，公司在工程方面拥有足够的信心来进行全方位的性能测试。在其他行业中，有些依靠行业自我监管，有些行业仅需要通过测试来证明其最终产品的某些特定属性符合规定。与之相反的是，核能在产品开发和部署的所有阶段均受到监管，包括设计、建造和运行阶段。监管包括对关键组件的制造进行审查、现场测试关键系统，以及在运行期间实施监控。这些都增加了核能的成本。

难以规模化生产

我们调研的许多行业在制造/装配过程中会使用工厂预制和模块化生产的方式来降低成本并更加合理地安排时间，然而通常而言，核工业无法这样做。例如，喷气发动机和飞机制造商在飞机组装的过程中会利用流水线生产的方式。该行业的准入壁垒很高，因此市场上只有少数生产商。而在诸如汽车制造业的其他行业中，零件标准化至关重要，工厂预制件也经过了高度优化从而使得其可以在世界各地的不同工厂及不同设备下进行大规模生产。为了实现盈利并收回在开发和生产新型号汽车过程中投入的价值约为 30—50 亿美元的投资，汽车公司必须要实现数千万的产品销售额。而汽车行业依赖于零件、电子产品及其他组件的强大供应链，这使得工厂的标准化大规模生产行之有效。

低附加值

在我们调研的行业中，有许多可以生产高附加值的产品。例如，一个新药在从研发到发布的每一个步骤中，制药企业都可以获得巨大的利润。这个过程可以产生利益的很大一部分原因是新药往往享有自然垄断：市场上并没有与之对应的替代品或没有其他获取该药品的来源。相比之下，核能生产商在商品（电力）的竞争市场中，很难获得其产品属性的全部价值。同样地，核能领域试图以开发高附加值产品来改变其发展态势，但仍受限于当前电力市场。

出于以上原因，与其他技术密集型产业相比，核能领域目前所拥有的在其产品开发周期内进行创新的能力是有限的。在这方面，核工业的若干特点值得强调：(a)目前的核电站往往规模巨大，需要大量投资才能实现部署；（b）这些电站并不是在工厂中制造的，而是在现场建造和组装，使得业界很难投资高生产率和低成本的交付模式并从中获益；（c）新型核设施需要经过漫长的研发和严格的测试后方可获得许可证；（d）与其他能源技术相比，核能具有独特的质量要求及安全性要求，需要配备昂贵的系统、结构及组件来保障安全，且这些设备必须足以应对极端的外部事件和自然现象（例如地震、飞机坠毁、洪水、飓风）。这也意味着，核工业的运营会受到严格的监管；（e）该行业的产品（电力）是一种具有许多替代品和低附加值的商品。以上特性共同导致若要将一个新型反应堆技术推向市场，需要很长的交付周期（20—30 年）以及很高的成本（100—150 亿美元）。这些特征也使得核工业习惯于规避风险，在某种程度上阻碍了创新，对其他行业既有经验的借鉴也更加谨慎。在本章以下部分及后述章节中，我们将探讨如何解决核能行业当前所面临的创新与增长困境。

2.2 反应堆技术成本

本节将讨论核电面临的关键成本挑战。我们首先调研了世界各地的轻水堆（LWR）成本，因为这些成本为核电系统的建设和运营成本提供了基准。接下来，我们仔细研究了这一基准成本的主要组成部分。

核电站成本基础

无论发电厂使用核技术还是任何其他技术，发电（或生产任何其他能源产品）成本有三个基本组成部分：资本成本、运营成本和燃料成本。资本成本由以下两个部分组成：（a）“隔夜成本”，指的是建造电厂的成本，包括设备、建筑材料和劳动力，且与实际建造电厂所需的时间无关（因此称为“隔夜”）；(b)为建设工厂所筹措的资金的利息成本（贷款-债务或股权），

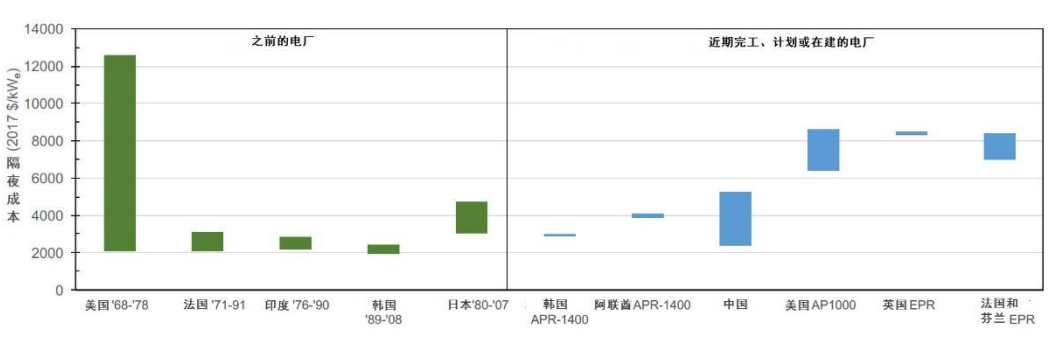
利息成本会受到建设电厂所需时间和所用资金的综合利率的影响。这一财务成本也同样被称作“施工期间的利息”（IDC）或“施工期间的累积资金”（AFDC）。在建造电厂的过程中，运营和维护（O&M）成本则取决于所需人力成本以及用于运行设备的消耗品的成本。最后一个主要成本是用于生产电力的燃料成本。由于不论电厂是否运行，都会产生资本成本和运营成本，因此它们被视作固定成本，但是在运营成本中又包含了一个可变的组成部分，它会受到劳动力变动、培训需求以及所用建材的影响。相反，燃料成本是完全可变的，因为它只有在电厂运行的时候才会产生。

核技术通常是资本密集型的。在不同的工厂中，资本成本可占新核电站成本的 80％以上，剩余成本则通常分为 O&M 成本（15%）和燃料成本（5%）。在不同的利率、实际施工时间（影响支付的利息总额）以及工程承包服务的性质的影响下，不同成本所占的百分比在不同的工厂也会有所不同。需要注意的是，核电站的成本结构与天然气厂的成本结构截然不同，在天然气厂中，80%的成本是燃料成本。附录 K 提供了一些简单的例子来解释这些成本。

轻水堆（LWR）建设的历史经验

图 2.2 显示了 2017 年全球轻水堆（LWR）电站每千瓦发电量（kW_e）所产生的隔夜建设成本。该图表包括最近已建造完成或拟建或正在建设的电厂及旧电厂（Lovering，Yip 和 Nordhaus 2016）。中国的核电建设成本来自 Ganda（2015 年）和世界核协会（2018 年）的估算，韩国的成本来自 Chung（2018）的估算。EPR 和 AP1000 反应堆以及阿联酋项目的成本数据来自新闻报道，这些在附录 H 中有更详细的阐述。

图 2.2：世界范围内的 LWR 建设成本



核电站的成本基准在不同的国家可能并不相同。例如，由于直接或间接的政府补贴，某一电厂的议价可能不代表实际成本。其中，某些成本数据是针对 FOAK 机组，而部分成本数据则明显是针对更加标准化的 NOAK 机组。还有一些是针对单一机组电站或多机组电站，也有仅

针对尚未建成的电站成本估计。不同国家的金融市场也不尽相同。需要注意的是，中国和韩国的数据缺乏透明度和细节，其预估成本难以进一步验证。例如，韩国在阿联酋的建设项目所产生的成本存在一定的不确定性，因为它可能没有包含所有者的所有成本（见附录 H）。尽管如此，我们依旧将其列出，因为不论是在韩国国内还是在阿拉伯，其之前的反应堆建设一直都遵守了一定的建设规则。

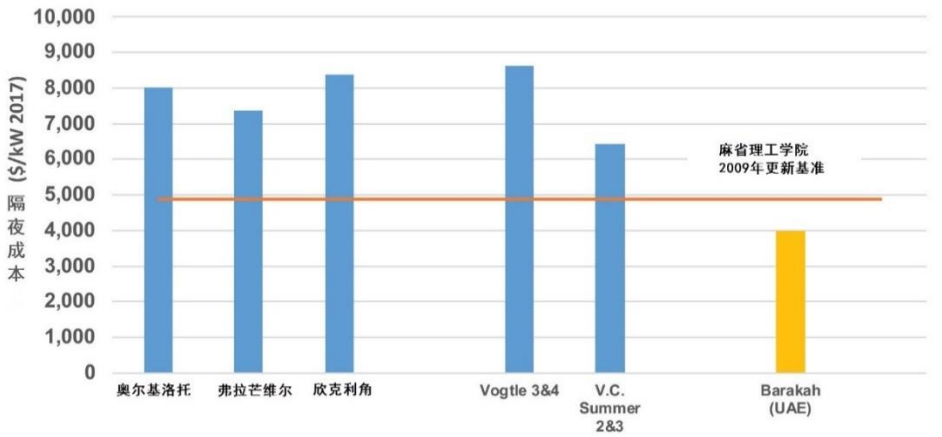
图 2.2 显示的各个项目的成本有着很大差异。目前，建设核电站所需成本最低的国家是韩国和中国，包括由韩国工程公司建造的阿联酋核电站项目。目前，西方核电站反应堆（如 EPR 和 AP1000）的设计成本明显高于其他的反应堆类型。部分原因是，过去的三十年中，欧洲和美国由于核电建设断档而衍生了许多新问题。在现存的核电站中，成本最低的是韩国、印度和法国，其次是日本和美国。由于电力需求大幅波动、施工延误问题和三哩岛核泄漏事故之后监管不断加强等因素，较老的美国轻水堆（LWR）核电站的预估成本范围较大，这也是 70 年代末和 80 年代美国核电领域存在的典型问题。

新建核电站高昂的资本成本，以及漫长的工期延误，是美国和西欧新核电站建设前景黯淡的主要因素。MIT 2003 年报告《核电的未来》及其 2009 年的更新版都强调了这些因素的影响，现如今，这些问题进一步恶化。在早期，美国核电站建设一直受到重大施工延误和成本超支的困扰，而最新的 Gen III+反应堆设计旨在降低建设成本，并改善其在经济和安全性能方面的表现。在评估这些新设计时，2003 年 MIT 研究报告的作者写道：“……核工业在资本成本、O&M 成本、以及建设时间方面的合理减少可以缩短[竞争]差距。我们认为核电的成本改进是合理的，但这一点尚未得到证实”（Deutch，Moniz 2003）。2009 年的更新中提出：“施工能否在没有较大成本超支的情况下按计划进行？美国前几家运用了新型设计而建造的核电站将在这一问题上接受各方的检验，这一检验将是至关重要的”（Deutch，Forsberg，et al.2009）。

而在实际建设过程中，美国和西欧运用了 Gen III+设计的几个核电站均没有通过该检验。所有的项目都经历了长时间的延误和大量的成本超支。图 2.3 显示了美国和西欧前五个新型核电站建设的最新估算的隔夜成本，并与 MIT 2009 年更新报告中提出的成本目标基准相比较。图中左边的三栏显示了欧洲前三个运用了 EPR 技术的核电站的成本，EPR 是一种由 Framatome（当时是 Areva 的子公司）、Siemens 和 EDF 合资创建的压水堆设计（Framatome 后来被卖给了 EDF 和 Areva，并改名为 Orano）。接下来的两栏显示了美国的两个运用了 AP1000 技术的核电站的成本。AP1000 是由西屋公司（曾归于东芝旗下，后破产，被 Brookfield 资产管理公司收购）所创建的。在这两个项目中，V.C.Summer 核电项目由于成本超支而被迫中断。最后一栏是正在阿联酋的 Barakah 建造的韩国项目；在撰写本文时，该项目的第一台反应堆机组即将建设完成，但最近由于运营准备方面的原因，宣布项目将会推迟一年。正如前

文所述，阿联酋的项目在成本方面存在不确定性，这也是为什么我们用不同的颜色将其在图中标出。

图 2.3：在基准线下的 Gen III+项目建设的隔夜成本



与其他能源比较

在这一部分中，我们使用 NEA（2015）提供的信息，比较了 OECD 国家，中国和南非的天然气、煤炭和先进轻水堆的 LCOE，并采用一致假设来计算 LCOE：具体而言，所有三种能源系统的折现率为 7%，容量系数为 85%，每吨 CO_2 的碳价为 30 美元。假设天然气成本在美国为每百万英热单位（MMBtu）5.50 美元，在欧洲为 11.10 美元/MMBtu，在亚洲液化天然气（LNG）为 14.40 美元/MMBtu。然而，自核能机构的报告发布以来，天然气价格大幅下降。在撰写本文时，欧洲的天然气成本为 5 美元/MMBtu；在亚洲为 7 美元/MMBtu。表 2.1 比较了美国、韩国、中国、日本和法国的归一化 LCOE。每个国家轻水堆（LWR）的归一化绝对成本值都为 1.0。因此，如果某能源的归一化值小于 1.0，则该能源与核能相比更具竞争力，若该值大于 1.0，则说明核能更具竞争力。需要注意的是，归一化值不能跨国家比较。这里，我们基于目前的实际情况给出了天然气的平准化值，原始分析中所采用的值比现价要高。

表格 2.1：不同天然气成本下不同国家天然气、煤炭及核能的归一化 LCOE

	天然气		煤炭		核能
	LCOE	LCOE（包括碳成本[a]）	LCOE	LCOE（包括碳成本）	LWR
美国	0.67	0.85	0.88	1.21	1.0
韩国	1.54-2.69	1.78-2.93	1.40	1.99	1.0

日本	0.92-1.46	1.05-1.58	0.94	1.23	1.0
中国	0.74-1.72	0.97-1.95	1.03	1.63	1.0
法国	0.58-1.05	0.71-1.18	-	-	1.0

[a]假设碳成本为每吨 CO_2 30 美元

正如第一章所论述的以及如下表中所显示的，如果没有碳排放限制，那么核能的经济性不及其他能源，也无法在美国取代廉价的天然气。最近的一项研究发现，当天然气价格在每 MMBtu 约 3.50 美元到 4.75 美元之间时，核能隔夜成本必须在每千瓦 2000 美元到 4,000 美元之间才能与天然气竞争（美国 DOE 2016）。

在亚洲，当施加碳排放限制时，轻水堆通常可以与煤和天然气竞争，但若天然气成本较低，其竞争力便会大幅下降，特别是在中国和日本。在欧洲，由于没有碳排放限制，选择天然气比核电更便宜。在碳排放限制的作用下，核和天然气的 LCOE 相近。

研究成果：

如今，建造核电站的资本成本过高，在美国和西欧投资新核电站很难获取利润。

2.3 核项目成本高昂的根本原因

图 2.2 和图 2.3 中的大部分成本可以由许多众所周知的原因解释，但其中没有一个是核技术所固有的。在任何一个国家，FOAK 电厂都比相同设计的后续电厂贵 30%。如果负责建造的公司/行业在一代反应堆的服役周期内没有建造任何新电站，那么这种“学习成本”可能更高，若出现这种情况，必须重建或重新学习所需的所有专业知识和运营知识。此外，工期延误、返工、供应链问题以及一些会导致延长施工进度的其他因素甚至可能在考虑利息成本之前就进一步增加成本。FOAK 项目，单个机组项目或每个站点机组数目较少的项目，还必须承担许可一个新反应堆的全部成本以及任何场地开发和基础设施/动员成本。美国的 AP1000，以及芬兰、法国和英国的 EPR 都符合这种模式。相比之下，最具成本效益的电厂使用标准化设计(Lovering,Yip, and Nordhaus 2016)，在每个站点建造多个（最多六个）机组，每个机组采用相同的供应商和工作人员，且保持持续建设。这避免了重新动员或启动组件生产的额外成本，最大限度地吸收其流程改进的经验，这是韩国以及早期时法国的做法。该方法的一个近期实例是阿联酋的 Barakah 项目，该项目在建造 1 号和 4 号机组的时候降低了 40%的劳动力成本。在中国、韩国和日本，核电站发展初期所需成本十分巨大，但随着时间的推移，成本削减、进度管理以及经验的累积，这一成本正逐步降低。图 2.2 和图 2.3 分别展示了两种不同的项目：在第一种项目中，所有能够显著提高成本的因素都是动态的，且基本不存在驱动成本降低的因素；第二种项目类型与之相反，不存在增加成本的因素，降低成本的因素

则发挥着作用。

在大型复杂建设项目中执行相关的其他特性也有助于解释图 2.2 和 2.3 中所示的成本差异。首先，中国和韩国较低的人工费率使得在现场保留大量施工人员具有成本效益，初级工人可以通过学徒的方式跟着高级工人并获得相关培训，为未来项目打下基础。（下一节将讨论各国劳动工资率的差异。）其次，也许更重要的是，与中国、韩国和阿联酋的项目相比，最近在美国和欧洲的项目在建设管理实践方面一再失败。对于前者来说，国家强有力的政府支持对其新兴核电产业的成功起着至关重要的作用。

在与美国（即 Vogtle）和海外（即欧洲和阿联酋的 Barakah）的建设项目经理的访谈中，他们指出了几个关乎项目成败的原则。

研究成果：

成功的核电站建设往往具有以下原则：

a) 在开始建设之前完成需要设计的部分，*

b) 经过验证的 NSSS 组件供应链和熟练劳动力队伍，*

c) 将制造商和施工方纳入设计团队，以确保组件制造和结构件均在相关标准下完成，

d) 委派一名具有管理多个独立分包商专业知识的合同经理，

e) 建立承包结构，其中所有承包商（和分包商）都可在项目成功时获益，

f) 采用合同管理程序，允许对需求或分包商业绩的意外变化进行快速调整而无需争议，

g) 在灵活的监管环境中运营，可以及时应对设计和施工中微小、意外的变化。

*需要注意的是，原则（a）和（b）是 FOAK 项目所特有的。

这一发现与核电运行研究院（the Institute of Nuclear Power Operations，INPO）2009 年提出的建议相呼应，当时该组织预计核能投资将复苏，并试图寻找成功的核电站建设项目特征。值得注意的是，已停建的 V.C.Summer AP1000 核电项目并不符合上述原则，这与 Bechtel（2016）在对该项目的独立评估中所指出的一致（Bechtel 评估是在项目取消前 18 个月进行的，但其结果直到 2017 年底才对外公布）。

在建设一个新项目时，若不遵从这些原则，将会导致生产力下降以及需要返工/或需要重新设计项目的各个方面，这些均有可能导致工期延误，并对高效的项目执行产生干扰。这些延误或改变反过来会影响整个项目，即使问题得到了解决，往往也会由于数量庞大的建筑贷款所产生的额外的应付利息而导致成本的显著增加。

建议：

使用经过验证的项目和施工管理实践，以提高新核电站的执行和交付成功率。

2.4 核能资本成本的分解

抛开项目执行问题，重要的是要了解新核电站的隔夜资本成本的决定因素。表 2.2 按主要组成部分列举了通用 AP1000（Black & Veatch 2012）、历史上的美国 LWR、韩国 APR1400（Kim 2016）和法国 EPR(de Toni 2017)的成本。根据美国能源经济数据库 (1986)的详细历史成本数据， 对于历史上的美国轻水反应堆，该表包含了最高造价（Ganda，Hansen，et al. 2016）和中等造价（Lucid Strategies 2018）下的人工成本和材料成本两组数据，且以当前美元价格为标准进行计算。

表格 2.2：不同 LWR 的成本分解

	成本分解（%）				
	AP1000	美国 LWR 历史平均案例	美国 LWR 历史最佳案例	韩国 APR1400	EPR
核岛设备	12.6	9.9	16.5	21.9	18.0
涡轮发电机	4.9	7.0	11.9	5.6	6.3
厂址、冷却和安装	47.5	46.3	49.3	45.5	49.7
工程、采购和建造	15.9	17.6	7.7	20.0	15.3
业主费用	19.1	19.2	14.6	7.0	10.7

表 2.2 中的成本按照 Black &Veatch（2012）使用的细分方法被分为为五大类：

核岛设备包括核岛的物理设备（例如反应堆压力容器、管道、蒸汽发生器）；

涡轮发电机是核电站二次侧设备；

“厂址、冷却和安装”类别包括土建工程的准备工作，包括挖掘和基建、最终热阱（冷却塔或河水冷却）、其他设备和反应堆组件的安装；

工程总承包（EPC）成本与设计、采购及施工等环节的间接设计、质量保证（QA）、工程监管成本等有关；

业主费用包括酬劳和许可证、税金、业主的工程费用与备件和调试费用。

施工期间的利息——即在工厂运营之前进行贷款的成本——不包括在内。有以下两个原因：（a）它不是隔夜成本的一部分；（b）在美国和韩国，施工时间和相关融资成本有着巨大差异，不利于进行比较。

通过对表格 2.2 中的成本要素的分析，可以得出以下几点：首先，反应堆和电力转换系统设备仅占总成本的 17%~28%。成本的其余部分来自现场准备、组件安装以及相关的内部和外部工程，以及业主的成本。更详细的历史数据显示，对于轻水堆（LWR）成本的中位值，直

接人工和内、外部工程大约占总成本的 60%（或非设备成本的 75%）。如果将建造期间的利息费用纳入成本，那么与核反应堆和常规岛相关的成本占总成本的比例甚至更小，因为建设时间跨度较长导致了大量的利息支出。

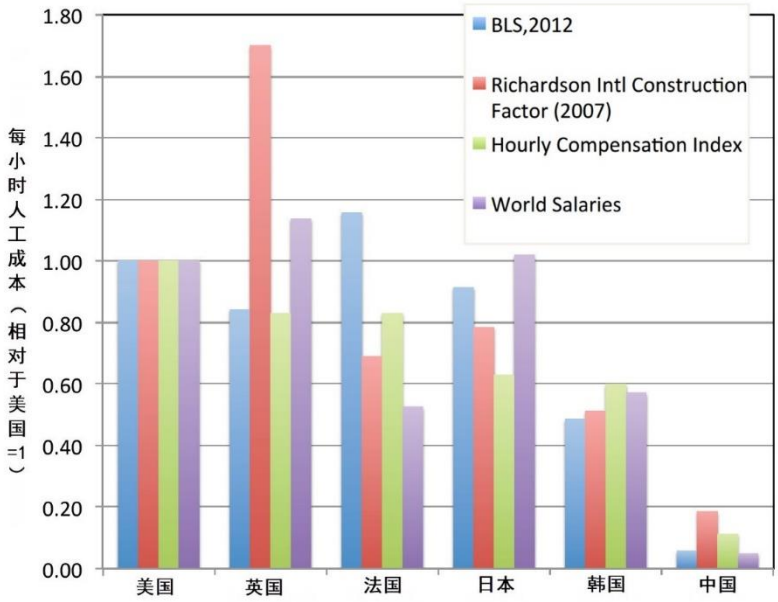
研究成果：

若想降低成本，不需要关注 NSSS 设计或特定的反应堆技术，而应关注（a）电厂在整体建设（或现场交付）过程中的改进措施，以及（b）如何加快施工过程以减少这一期间的利息成本。

劳动工资率及劳动生产率

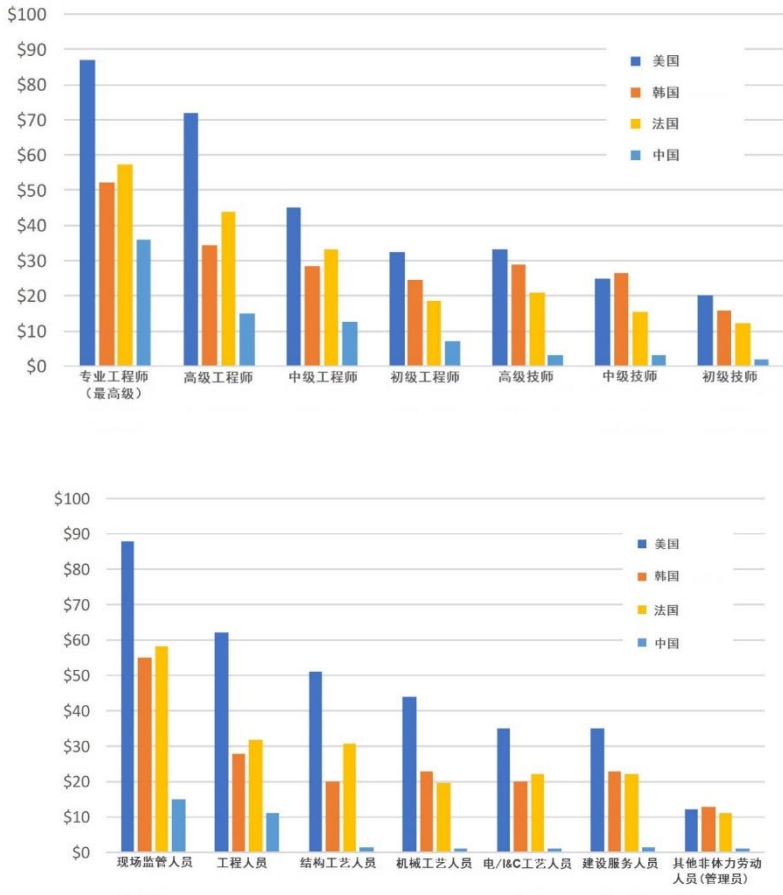
劳动力成本占核电站资本成本的很大一部分。由于不同国家支付给工人的工资差异很大，因此不同国家或世界不同地区的隔夜成本也有所不同 (Bureau of Labor Standards 2012) (Richardson 2016) (World Salaries 2008) (The Conference Board 2016)，如图 2.4 所示。不同数据来源下的实际工资率不同，很可能是他们使用了不同的方法计算平均工资，数据显示欧洲的劳动力成本约为美国劳动力成本的 50%~160%，且大多数数据来源显示在美国平均成本的 50%~80%之间。相比之下，在韩国，劳动力成本约占美国平均水平的 55%，而在中国则更低，仅占美国数据的 5%至 18%。

图 2.4：世界不同地区核电站建设的建设工资率



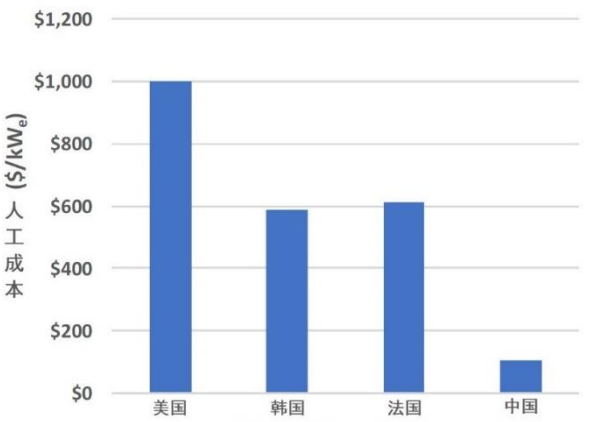
我们对世界各地的核电建筑工地的专业人员进行了劳动工资率方面的评估（附录 I 提供了该方法的详细信息），包括现场监督员、具有不同经验和技能水平的工程师、技术人员和管理人员。他们的时薪如图 2.5a 和 2.5b 所示。

图 2.5a 和 b：核电站建设过程中不同专业人员的时薪



美国 LWRs 的最高及中等造价成本参考了不同国家在一般管理费用下的平均每小时工资率，并根据美国 DOE 的会计科目规范及建造每个反应堆组件所需的小时数来计算，详见美国能源经济数据库（1986）。总人工成本如图 2.6 所示。韩国和中国劳动力成本分别约为 400 美元/千瓦，比美国劳动力成本低了约 900 美元/千瓦，这与从图 2.4 预估的劳动力成本数据基本一致。韩国的劳动力成本约为美国的 50%~60%，法国约为美国的 60%~80%，而中国的劳动力成本则不足美国的 20%。这些分析表明，尽管劳动工资率是一个重要因素，但并不是影响世界各地核电项目隔夜建设成本差异的根本原因。

图 2.6：不同国家建造最高及中等造价的美国 LWR 的劳动力成本估算



除了工资的差异，也需要考虑不同国家劳动生产率的差异。图 2.7 显示一项了麦肯锡全球研究所（2017）的研究，研究显示，随着时间的推移，美国许多行业的劳动生产率发生了变化。从图中可以看出，美国建造业的劳动生产率与其他行业相比是呈现下降趋势的，而在同样的时间跨度内，得益于自动化生产的普及，制造业的劳动生产率提高了八倍。在全球范围内都可以发现建造业的劳动生产率在下降，特别是在更发达的国家，比如日本、德国、法国和意大利（The Economist 2017a）。而与美国或大部分欧洲国家相比，中国和韩国的劳动生产率却有所增长（McKinsey Global Institute 2017）。

图 2.7：过去 50 年美国各行业劳动生产率的变化

如前所述，不论是由于监管、质量或业主的原因，若在施工期间改变核电站的设计，都

会扩大工资率和劳动生产率的差异所产生的影响。因此，在劳动工资率高且劳动生产率低的国家或地区，为了减少用人数、缩短工期和降低成本，就非常有必要引入新型施工技术（例如模块化方法，将在下一节讨论）。另外，可以通过自动化、数据收集和分析等方法等工具来进一步提高建造业的劳动生产率(Rhumbix 2017)。

2.5 如何降低成本、增加收益

若观察轻水堆（LWR），低功率密度的高温气冷堆（HTGR）以及高功率密度、低压设计的钠冷快堆（SFR）的详细成本分析（附录 K），则可以发现核反应堆及常规岛的成本所占的比例并不高。相反，土建工程、电力设备的安装和现场的一些间接费用支出起了较大的成本决定作用，也只有专注于改进上述因素，才能更好地管控成本。我们通过优化反应堆建造方式、标准化反应堆设计、削减建材支出等方式，并引入了一些可适用于核电产业的其他领域先进技术，以研究降低成本和/或增加收入的潜力。通过技术审查来挖掘其为核电产业降低投资、燃料和/或运营成本，或增加核电站收益等方面的可行性。并尽可能确定这些技术改进所带来的益处。表 2.3 总结了我们所能考虑到的一些技术以及它们的经济效益，更多细节参见 Chanplin（2018）。表中包含的信息较为详尽，接下来我们将对其中影响力较高的技术进行讨论。

先进建造技术：模块化制造及工厂式或船坞式制造

从历史上看来，核电项目的成本超支与施工期间电厂设计的变化有关。无论这些变化是由监管、质量管理还是由业主引起，它们都直接或间接地增加了用户需求并延误了整体施工进度。（Ganda 2016）

在很多情况下，施工过程中的重新设计或运营许可审查所导致的变化，很有可能导致现场工作人员停工，进而降低劳动生产率。对比最高及中等造价 LWR 的建造经验，可以发现，不同项目的间接成本差距可能十分巨大。虽然我们无法从历史数据中得出直接和间接成本之间的联系，但却可以发现一个关键性的问题：

有没有办法通过改变系统现场交付的方式来降低直接成本和间接成本？

表格 2.3 主要技术总结及其优势

技术	优势
事故容错燃料	根据反应堆设计，这些燃料可以减轻严重事故的后果，降低安全类设备的评级并降低相关的运行和维护成本。

先进制造	适用于复杂结构零件。快速原型制造，降低成本，减少浪费。
先进的混凝土技术	自动化浇注技术 功能化混凝土 **钢板复合材料**：消除模具并减少螺纹钢的使用；安装时间缩短 50%；混凝土和钢材使用量减少 25% **超高性能混凝土**：与钢板复合材料有相似的影响 **高强钢筋**：减少了 40%的钢筋需求量
先进建造技术	**模块化制造及工厂式或船坞式制造**：资本成本减少 10-20%；缩短工期；优化电力转换系统布局
先进的选址标准	**标准化和多机组**：在降低成本方面发挥关键作用，可加快施工人员的学习速度，从而实现倍率经济。 **地震隔离技术**：提高了核电站的标准化；减少了 5%的资本成本。 **嵌入式**：防范设计基准威胁；缩小安全壳的的尺寸并减少成本；减小地震载荷。 **海上平台**：实现船坞式建造和整个核电站的高效交付。
先进能量转换技术	空气或氦气布雷顿循环：更高效以减少隔夜成本 超临界二氧化碳（SCO_2）布雷顿循环：更高效以减少隔夜成本
涂层与纳米结构表面技术	**冷凝器上的疏水性涂层**：增加 1~2%的效率 蒸汽发生器上的亲水性涂层：增加 0~1%的效率 CRUD 驱避剂：每个反应堆每年节省 100~300 万美元
仪表与控制技术	提高了运行效率，减少了关键设备参数（堆芯功率、热裕度、燃料消耗和辐射损伤）的不确定性。
机器人技术	在操作、维护和紧急响应时可能遇到的特殊环境（辐射、密闭空间、温度、高湿度）中用机器人替换人类。
储能技术	在不影响反应堆功率的情况下调节输出至电网的电力。

（粗体字表示该技术具有最佳成本削减潜力）

这个问题的答案可能取决于核电站建设能够模块化生产的程度。模块化制造和/或构造技术可用于所有尺寸和规模的工程系统。例如，汽车和喷气发动机都是在工厂中以模块化方式制造的，但它们的尺寸却大不相同。

近年来，某些大型工业和部分核工业已采用模块化制造及工厂式或船坞式制造（被视为先进制造或先进施工技术）来减少现场劳动力的数量。组件在现有的工厂或船坞中被组装成更大的模块，随后运输至施工现场，这样可以减少现场安装的时间。模块的数量及其大小主要由运输工具决定，比如驳船、卡车、火车、飞艇。基于化学化工领域的经验，这些运输工具均可使用。因此，工厂/船坞式制造提供了一种与众不同的方法，且该方法可应用于核电领域。它将核工程组件转化为适合大规模生产和运输的产品，因而免去了许多现场建造、组装

的工作。这种新的交付模式的目标就是减少现场劳动力需求，以及相关的内部及外部工程成本，同时减少完工所需时间。

模块化已经被许多重工业有效利用，比如化工厂建造、海上石油及天然气平台以及 LNG 工厂（Fluor 2017），（Epic Process Systems 2017），（Brookfield and Cooke 2011）。模块大小可从驳船/船装模块、设备用滑动式模块、适合卡车的模块、中型模块（100 吨左右）到大型模块（600 吨左右）不等。模块化的建筑，不论是在陆地上还是在海上（即海洋工业（The Economist 2017 b)），均已被认为可以加快建造速度并提高整体劳动生产率。随着项目的日益复杂以及规模日益扩大，人们更愿意将资本投入机器而非劳动力，因为前者更有助于提高生产力。随着工作速度和工作质量的提高，包括疏浚和建造海上石油平台等的成本将得到大幅下降。模块化同样也被用于电缆行业（Eby 2010），该行业应用经过预制和预测试的电气元件和模块化布线系统。除此以外，模块化制造技术也被越来越多地运用于化学品制造业（European Commission 2014）。研究表明，该技术能有效减少 20%的资本成本，40%的建设时间，以及 25%~50%的劳动力需求（De La Torre 1994）。

一些研究人员已经研究了模块化生产对小型反应堆经济性的影响（Locatelli，et al. 2016）（Boarin, et al. 2014）（Maronati, et al. 2018）。相对于大型轻水堆（LWR），小型反应堆缺乏规模经济，但研究表明，这种劣势可以通过倍率经济来平衡。因为反应堆组件是一些基于大量订单的重复性制造的产品，模块化小型反应堆可以实现车间、工厂或船坞式制造，实现集约化、标准化、专业化。此外，模块化将项目的总资本投资（以及相应的风险）进行了细分，从而缩短了工期，降低了利息成本。人们所期待的是，上述这些优势的组合，可以抵消缺乏规模经济所造成的劣势。但这一点尚未在核工业中得到证实。

2004 年，有关将模块化建设应用于核工业的一些早期想法又再一次被提出（Schlaseman 2004）。当时，许多新兴的建造技术曾被反应堆供应商评估并应用于大型 LWR。例如，在日本，模块化被成功地运用在了大量轻水堆（LWR）的子系统及组件的建造上，并被广泛地运用于日本的先进沸水堆（ABWRs）中。中国、印度和韩国也有应用该技术以缩短建设时长，但模块化程度相较日本而言更低（Presley and Weber 2009）（NEA 2015）。在日本，由于优先应用了新型反应堆建造经验，先进沸水堆（ABWR）的建造时长缩短了近 20%，而非土建劳动工时缩短了近 40%（Tuohy and Yonemura 2008），成为世界各地轻水堆（LWR）建设中用时最少的核电站。在印度部署的新型加压重水反应堆设计中，预装整个加热管/堆芯组件可为整个施工进度节省 10-12 个月（Vhora 2018）。

目前，更多美国的经验表示，相比于模块化建设在其他行业、其他国家核电行业中发挥的巨大作用，其在美国的核电项目中仅能削减约 10%~15%的成本。例如，模块化曾被应用在 AP1000 项目的一些子系统及结构上（Deng 2011）。组件及一些支撑材料被运送到施工现场，

继而在专用的场地被组装成更大的模块，随后将其装配于最终的位置。许多地方也采用了自密实混凝土。当时，比起减少劳动力需求，人们更希望该方法可以削减建造时长（和相应成本）（O’ Connell 2017）。但是，在西屋公司的 AP1000 项目中，模块化的应用既有优势，也有劣势，且大部分负面经验都是由于 FOAK 问题导致的。西屋公司认为，基于先前的经验教训，AP1000 的施工进度可以减少到 Vogtle 核电站建设时长的 30%。此外，西屋公司强调了合理运用模块化的重要性。在某些情况下，传统的构件式结构更加便宜，特别是当它们并不是特别复杂、可以在现场高效制造和安装时。美国小型模块堆（SMR）供应商 NuScale 也在他们的反应堆系统、辅助设备间和其他非核系统上采用了模块化建造技术。借助 Fluor 在化学方面的模块化经验，NuScale 预计可节省 10%的隔夜成本，显著缩短建造时长以及相关融资成本。且由于风险较高的组件都是在工厂完成组装的，对项目成功交付的信心和确定性也得到了进一步增强（Perez 2017）。

相比之下，Newport News Shipbuilding 和 Electric Boat 在建造核潜艇（Mills 2017）方面的经验更有力地证明了模块化在提高建造效率方面的潜力。经验表明，比如像焊接这样的任务，如果在模块化制造车间仅需要一小时的人力时间，在施工现场的开放场地需要三小时的人力时间，而在最终位置则需要八小时的人力时间（在此例中，最终位置是干船坞）。这在 Newport News Shipbuilding 和 Electric Boat 中被广泛称为“1-3-8 法则”。与现场相比，在车间中完成任务的劳动力和成本存在显著差异的原因是，车间的工序、流程、可用资源、工具、工作人员熟练度和友好的环境综合提供了最有效率的工作环境。模块化设计和建造就是通过这种方式以节省时间和成本——它将部分工作转移到了熟练劳动力中心，而不是要求熟练劳动力在施工现场更艰难的条件下进行工作。这一方式也有利于提高产品质量，保障工人安全，减少推销商的数量并降低了现场的施工难度，相应地减少了现场劳动力成本。与汽车装配厂一样，生产核系统组件的工厂也应设计成最大程度的自动化生产模式，从而尽可能地降低劳动力成本。

为了最大限度地发挥其优势，模块化必须在概念设计阶段就加以考虑，特别是对于包括建筑物、房间、结构混凝土、导管/电缆托盘和管道运行等较普通部分的核电站的设计。但是，模块化也存在缺陷，这种方法的工程限制包括公差叠加效应，连接模块的工作量增加，以及在运输到现场期间确保模块结构完整性的要要。事实上，运输过程中的重力荷载要大于地震载荷。模块化建造也将转移一些成本，通过将一部分构件式结构的现场劳动力成本转移到工厂。如果现有的设施不可用，那么融资和建设电厂本身也会带来新的供应链风险——事实上，行业投资者可能在手握多个订单后才愿意承担投资核电站的风险，以期获得模块化带来的经济效益。在许多情况下，模块化方法需要在设计、采购及制造方面进行大规模的前期投资——此处的前期不是指投产的前几年，而是指电厂开始建设之前。这便增加了整体的财务风险

和融资成本。除此以外，将大型模块运输到现场也会产生一部分新的成本。基于场地因素考虑，比如施工现场的地理位置以及当地道路和桥梁的承压能力，模块的大小可能会被限制。据称，出于这些原因，Framatome（以前的 Areva）对模块化持谨慎态度，并且更倾向于采用构件式方法（IAEA 2009）。这一决定很可能是受到公司 EPR 项目的影响，EPR 设计庞大而复杂，而且可能比其他反应堆系统更不兼容模块化。

另一项于 2003 年完成的早期研究，研究了许多 Gen-IV 系统（Mynatt 2003）的潜在模块化能力，并得出了这些系统均可进行模块化的结论。它对 MIT 的球床反应堆设计进行了详细调研，并发现模块化可以将该设计的建造成本降低 20%至 50%。该研究认为，模块化可以实现的成本削减程度受到最终装配环节模块的适配程度影响。这也是前文所提到的工程挑战之一。探索其他先进反应堆概念的公司，例如高温气冷堆（HTRG）（GA 2011），氟盐冷却高温堆（Hong, et al. 2017），钠冷快堆（SFR）（Kwant and Boardman 1992）和熔盐堆（MSR）（Thorcon Team 2017）已经开始在其部分设计中考虑模块化技术。（第 3 章更详细地讨论了先进的反应堆技术。）

先进制造/模块化装配和建造可以降低先进反应堆成本。举例来说，理论上，一个先进核反应堆若减少 20%的成本和建设时长，将能节省大约 1000 美元/千瓦的隔夜成本。另外，还可以节省约 1/3 的利息成本，约为 600 美元/千瓦，故总计可节省 1600 美元/千瓦，这大约占到了预估总资本成本的 30%，并相应减少了约 30 美元/MWh 的 LCOE。

除了模块化以外，电力转化系统的优化布局也可以通过减少组件数量和运用更现代化的升级和规划来降低成本，这在先进 600MW 轻水堆（AM600）（见 Field 2017）的设计中有所体现。

研究成果：

若在核电站建造和组件制造的过程中合理使用模块化，其可成为先进反应堆设计中的一个有效削减成本的策略。除此以外，我们还得出以下结论：

a)劳动工资率高、劳动生产率低的国家更愿意在工厂或船坞中使用模块化建造的方式，以减少劳动力需求（主要是由于施工现场的劳动力价格过高）；

b)若在模块化建造的环节中，建造组件的工厂或船坞位于低劳动工资率而高劳动生产率的国家，那么节省的总成本将非常可观。但是，对于不太复杂的结构、系统和组件，现场组装可能仍然是较为经济的选择。

建材的使用

由二十世纪 70 年代最高及中等造价轻水堆（LWR）建造的数据（图 2.8）中可以发现，建材（混凝土、钢材、管道和电缆）决定着核反应堆的安装成本，因为它们都是劳动密集型产品。西屋公司就 AP1000 的说明再次证实了这一点。例如，详细的研究表明，混凝土模板的制造主导着混凝土成本，预应力钢主导着钢的整体成本，非核级碳钢管主导着管道成本。混凝土占 20 世纪 70 年代的压水堆（PWR）总成本的 25%，而螺纹钢占这些核电站总钢材投入的 35%。核级混凝土约占核电站使用的混凝土总量的一半，但其成本至少是非核级混凝土的两倍（Peterson,Zhao, and Petroski 2005），因此减少这种材料的使用将会降低成本。核级结构也需要多花费大约 30%的时间来建造，并且比传统结构多消耗大约三倍的钢材（Champlin 2018）。

图 2.8：轻水堆建材使用情况分析

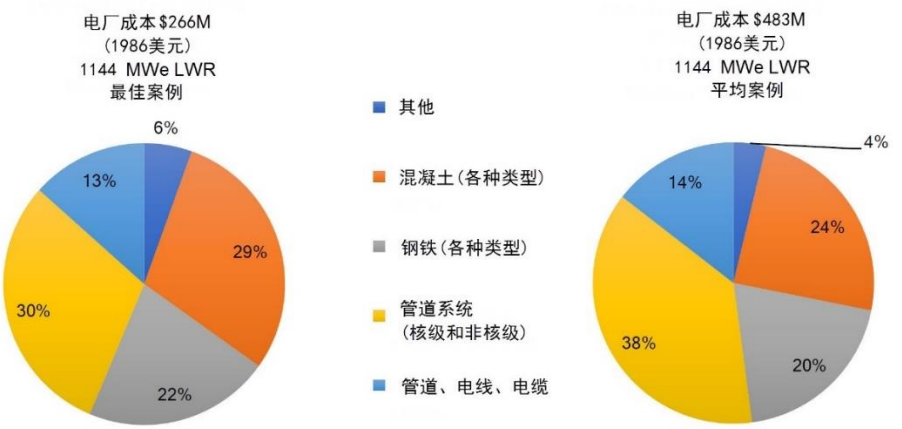


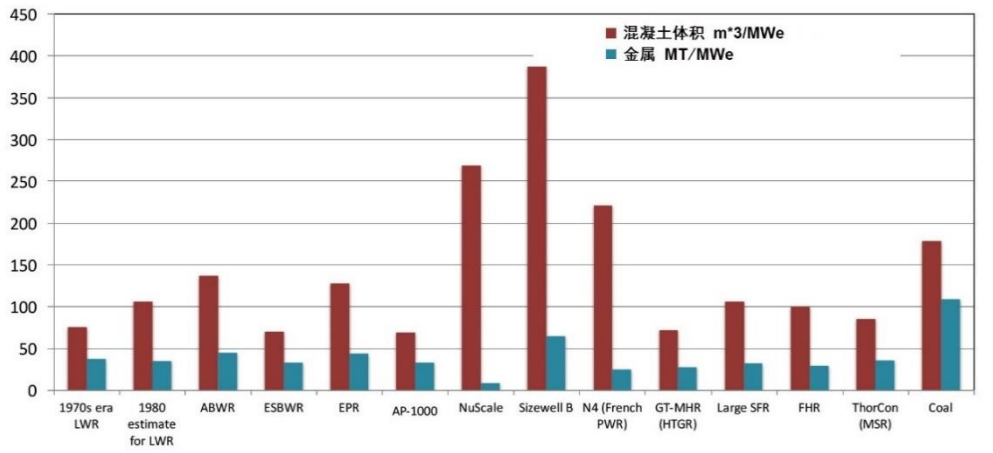
图 2.9 以每兆瓦为基础绘制了各种轻水堆（LWR）核电站、先进反应堆电站和煤电厂的建设过程中使用的混凝土和钢的数量。数据来源非常广泛（Peterson, Zhao, and Petroski 2005）（Roulstone 2017）（Thorcon Team 2017）。

更重要的是，在我们与西屋公司的讨论中显示，这些建材的指标可能是有误导性的。需要在逐个结构的基础上进行仔细的工程设计，以确定最佳的制造和安装方法。虽然一些结构可能使用较少的混凝土，但由于它们的整体复杂性，总体价格可能更加昂贵。这可能会在制造和安装过程中产生一些其他问题，并受到混凝土性质以及结构中的钢筋和剪切带数量的影响。例如，先进沸水堆（ABWR）中的混凝土明显多于 AP1000，但根据西屋公司的说法，先进沸水堆（ABWR）的建造更为容易。

研究成果：

新型反应堆及其结构需要进行优化，同时要考虑到材料的数量、制造和安装所需的劳动量，以尽可能地减少核电站建设中所使用建材的总成本

图 2.9：不同核电站和煤电厂所需建材的比较



先进混凝土技术

自动化浇筑、功能型混凝土、预制混凝土、钢板复合材料、超高性能混凝土、高强度钢筋、土工聚合物混凝土等各种先进的混凝土产品及相关施工技术将有望降低新型核电站的投资成本，对其介绍如下。

- 自动化浇筑：混凝土由机器，而非手工浇注，可以减少模具用量和人力成本（主导现在的轻水堆（LWR）成本），有利于标准化生产。
- 功能型混凝土：使用廉价的混凝土添加剂，例如粉煤灰，以改善混凝土的特定性能。例如，减小诸如核电站位于侵蚀性环境中所需混凝土墙壁的厚度。
- 预制混凝土：在场外预先浇注，再运输至现场。有利于批量生产、加快安装速度以及在安装之前进行质量检查。但预制混凝土会带来更高的运输成本。
- 钢板复合材料（SPC）：是一种混凝土夹在两块钢板之间的三明治结构，钢板通过细杆相连接。SPC 形式可以包含任何必要的贯穿件和管道。这种钢-混凝土结构可以减少所需钢筋的数量，并且由于钢板结构可以自支撑，钢筋混凝土截面可以模块化，并在场外预制，最后在现场安装和焊接——这可以缩短一半的安装时间。
- 超高性能混凝土（UHPC）：是一种通过分散的钢纤维或硅粉和粉煤灰的混合物以实现超高强度的混凝土（Li, et al. 2017），用以取代普通钢筋混凝土。商用 UHPC 的最

大来源是 Ductal®；类似的产品包括 Cor-Tuf（Williams 2009）和 CEMTEC（Rossi 2005）。因为它比普通混凝土成本更高，所以 UHPC 只用于钢筋密集区域或作为衬砌。

- 高强钢筋：用于钢筋混凝土中，以减少所需钢筋的数量、缩短施工时间、降低成本，同时减少高密度钢筋中普遍存在的混凝土空洞（例如在 EPR 设计中出现过此类问题）（National Earthquake Hazards Reduction Program Consultants Joint Venture 2014）。
- 土工聚合物混凝土：与 UHPC 类似，内部含有分散的纤维。但其价格与普通钢筋混凝土差不多。

在理想情况下，这些先进混凝土技术并不是独立使用的。举一个简化流程的示例，在工厂预制一个 UHPC 或 SPC 外壳，再将其运输至现场。到达时，这些外壳已经受过预重压并完成组装，且经自动化浇筑填充了功能型混凝土。类似地，模块化楼板设计和安装可以与滑动模块施工一起运用在墙体上。当建筑的垂直外墙采用滑动模板施工，模块化楼板可以通过起重机从建筑的顶部置入进行安装。模块化楼板由只包含钢筋而不包含混凝土的钢板模块组成；在滑移过程中，这些模块被放置在嵌入混凝土墙壁的支撑件上。模块化楼板直接从装配车间运输至现场，通过起重机安装，焊接到嵌入墙壁的支撑件上，最后注入混凝土。

英国的一个项目（Locke 2016）表明，在新型核反应堆建筑中，70%的土建类施工可以被重新设计，以模块化的方式在工厂中进行。此外，使用专为制造和装配而设计的混凝土结构，并采用先进的混凝土制造技术，可以将建造反应堆组件的时间缩短 80%。这些设计大多数即将投入商用，有些仍需要核监管机构的批准。获得批准的关键是将创新型混凝土解决方案纳入核系统（例如美国混凝土协会）的相关使用标准和规范中来。

研究成果：

新型反应堆的土建类施工可以采用专为制造和装配而设计的先进混凝土结构，并以模块化的方式进行，该方案比传统的构件式设计更为经济。

先进的选址标准：标准化、多机组

正如 KEPCO 工程建设公司（位于韩国和阿联酋）所展示的那样，核电项目成功的关键在于加强核电标准化，提升适用性，形成一套可多地重复使用的设计方案，如此一来，施工团队的经验便可供后续项目借鉴。更好的方法是在同一地点建立多个机组，该方法也已在日本的沸水反应堆（BWR）中得到了证实。利用标准化快速复制是降低成本的关键。

Berthélemy 和 Escobar-Rangel（2013）也得出了类似的结论。他们发现法国核工业的标

准化使得成本显著降低，可推广的经验在其中发挥了重要的作用。相反地，这些研究者发现，反应堆模型的差异性会导致工期延误，主要是因为这给供应链带来了新的挑战，监管者的工作量也随之增加。建筑工程公司与公共事业单位的纵向整合也可以削减成本。更有意思的是，Berthélemy 和 Escobar-Rangel 还发现，与轻水堆（LWR）一样，渐进式创新增加了核反应堆的施工难度。这一结果与其他能源行业的模式形成鲜明对比，在这些行业中，技术进步通常有助于降低成本。Berthélemy 和 Escobar-Rangel 通过指出核电部门安全监管的重要性来解释这一趋势，当安全性能提高时，成本也就相应增加。特别值得注意的是，在三哩岛二号机组核泄漏事故发生之后，美国试图引入大量新的安全法规以标准化核电站建设，但该过程依然困难重重。尽管如此，这些作者依然认为那些激进的技术变革可以降低成本，例如第四代核反应堆技术（见第三章）。

先进的选址标准：嵌入式与地震隔离技术

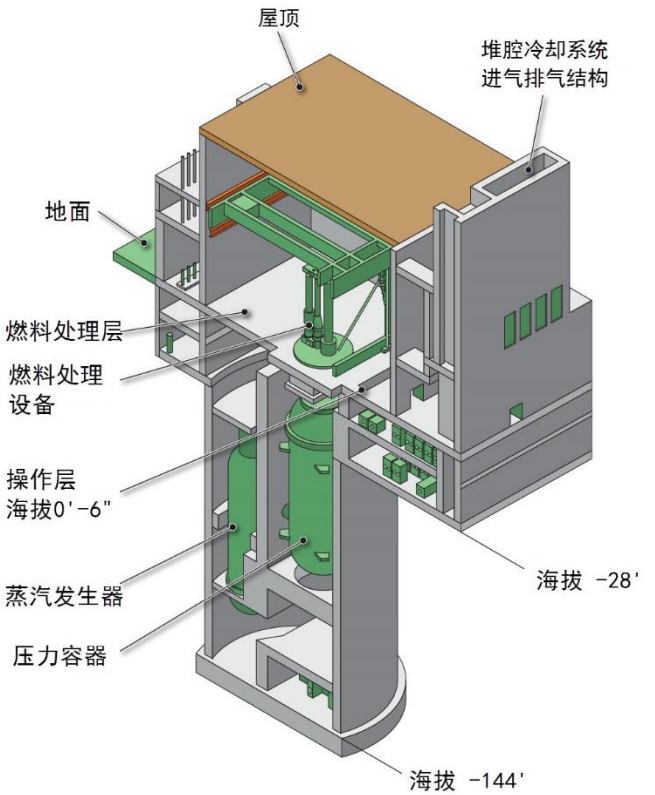
不同于天然气、煤炭和化工厂，监管机构要求核电站能够抵御一系列自然或人为的外部因素（比如地震、龙卷风、洪水、飞机失事、火灾）和恶意行为，这是核电站的设计基础。因此，核电站的建筑和结构及其安全系统都通过强化设计来提高核电站的安全性（该设计使核电系统具备了高级别的防御能力）。由于安全要求可能是主要的成本驱动因素，因此发展满足安全要求的新技术将有助于降低核电站成本。

目前大部分先进反应堆技术都采用了地下嵌入形式，因为它们比传统轻水堆（LWR）体积更小，且嵌入的方法可以更经济地解决某些自然事件和设计基准事故（如图 2.10）。最近的高温气冷堆（HTGR）嵌入研究（GA 2008）权衡了嵌入式的利弊，并得出结论，认为其可行性和经济性潜力在一定程度上取决于核电站选址和地下水位。嵌入的深度会受到核电站组件（比如反应堆压力容器和蒸汽发生器）大小的影响，并且在某些情况下由自然循环的需求决定——也就是说，很多场景对最低工作水头有要求。高效钻井技术可适用于各种类型的土壤。采矿业使用立轴机来建造通风井。目前有两家公司提供这种技术：其中 Herrenknecht 深井钻机每个工作行程可达 5 米，最大直径达 16 米，最大钻深可达 80 米（Kiewit 2018）（Herrenknect AG 2018）。

对于使用 TRISO 包覆颗粒燃料的模块化高温气冷堆（HTGR），安全壳的功能由燃料来承担，将燃料作为主要的放射性核素防护屏障，因此无需采用传统的安全壳结构（详见第三章）。在这种反应堆中，将其埋置于地下可以免去对坚固的地上安全壳结构的要求。在 20 世纪 90 年代，一团队预估了使用常规安全壳比传统高压安全壳所节约的成本，并将其视为可有效降低高温气冷堆（HTGR）技术成本的策略之一（Gas Cooled Reactor Associates 1990）。该团

队发现，对于一座装有四个 450 MW_{th}反应堆的核电站，可以节省 9300 万美元（以 1990 年美元价格为标准）；相当于节省了 134 美元/kW_e的隔夜成本（以 1990 年美元价格为标准）或 250 美元/kW_e（以现在美元价格为标准）。该预估成本不包含为了消除设计基准事故威胁所采取的强化措施费用，例如大型飞机撞击事故（1990 年未考虑飞机撞击），也未考虑隔震成本（将在后文讨论）。

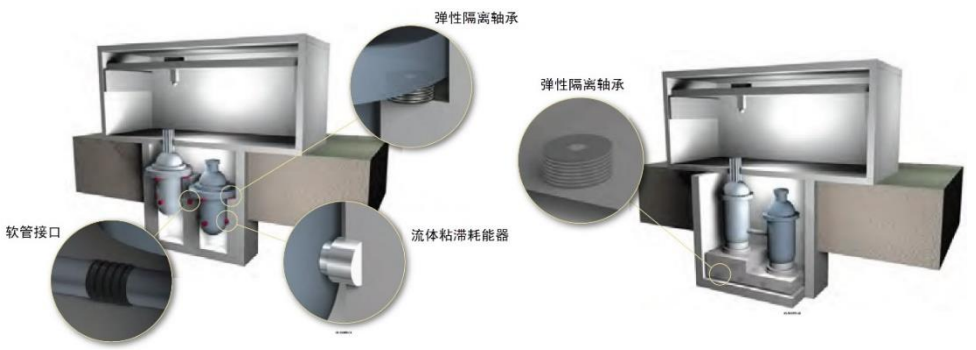
图 2.10：嵌入式反应堆的剖面示意图



为提高抗震能力所带来的成本在核电站的现场防护成本中占了很大比例。事实上，自美国三哩岛事故（Champlin 2018）以来，此类成本增加了两倍。地震隔离技术可以减少不同现场的不同特性对设计产生的影响。通过在主厂房下面建造第二个底座，将隔离器安装在传统底座下面，作为厂房的减震器。虽然隔离系统可以有效抑制地震引起的横波，但减弱纵波的能力仍有待提高。地震隔离技术将会减少建造在活跃地震带上的核电站所需的设计改造，并减少了相应的固化措施（比如缓冲器、混凝土结构厚度）的需求。原理图如 2.11 所示。地震隔离技术扩大了核电站的潜在选址范围，更重要的是，它有助于实现标准化、减少对场地的依赖。这可以在降低场地适应设计成本方面发挥重要作用。该技术已基本成型，并已在其他

行业和海外核设施进行了实践。已使用（或即将使用）地震隔离技术的三个主要核系统包括南非的 Koberg PWR，法国南部的 ITER 及法国南部的新 Jules Horowitz 辐射测试反应堆。美国监管机构最近已起草了核电站抗震设计规范(Kammerer,Whittaker 和 Constantinou 2013)，但尚未批准在核电站中使用该技术作为提高地震安全性能的方法。根据最近的一项研究（Bolisetti, et al. 2016），当最大地面加速度超过 0.2 个重力加速度，地震隔离器可以实现整体净成本的降低——特别是在美国的核电站站点中。在其他非反应堆核设施中，地震隔离技术可以降低约 5%的隔夜成本，这还不包括标准化所带来的好处。许多近期研究将重点放在了使用声子晶体来抑制地震波，从而既可以减弱横波，又可以减弱纵波。这些近期研究（Yan, Cheng, et al. 2015）(Xiang, et al. 2012)（Yan, Laskar, et al. 2016）极具前景，但还未纳入相关监管标准。

图 2.11：地震隔离技术的示例



先进选址标准：海上平台

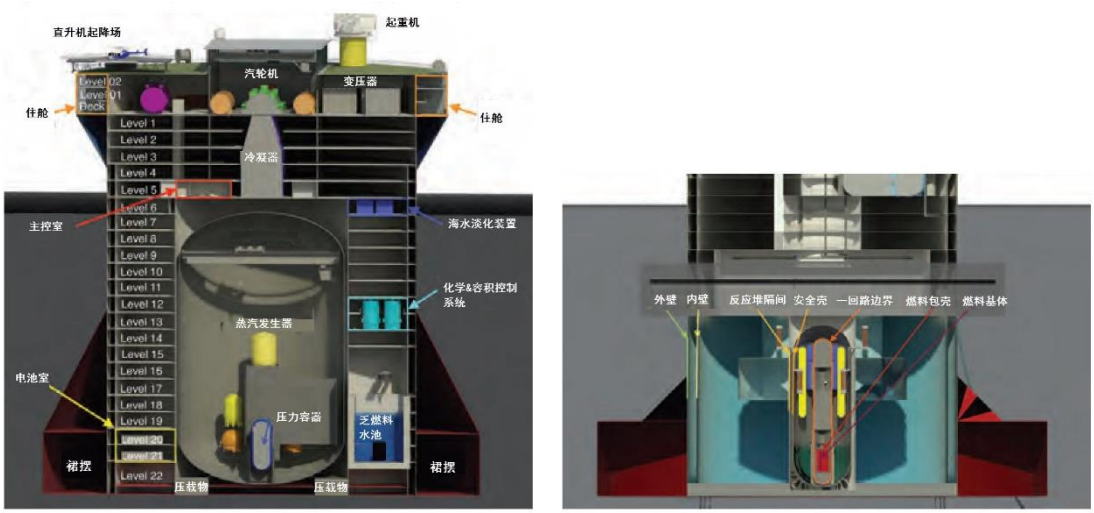
海上核电站设计，即将核反应堆建造在海上钻井平台上，为沿海地区的嵌入式反应堆提供了可选方案，且只需要进行安装附件和/或系泊系统的现场准备工作（图 2.12）。同时，该设计可能不需要混凝土安全壳，因为 NSSS 可以被置于水平面以下并位于多个厚钢壳后面。针对海上平台有两种常规设计方案：浮动平台（Buongiorno, et al. 2016）(Ford, Abdulla, and Granger Morgan 2017)(D.W. Richardson 2014)(Ganesan 2016) 和固定平台（Ashworth 1974）(Lee, et al. 2013)。浮动平台消除了地震的影响，但有平台下沉问题，且平台的运动可能对反应堆造成影响，特别是对于依赖自然循环的安全系统。固定平台不会产生以上问题，但仅适用于较浅的地点。这两种设计均要考虑外部风险（比如风暴、龙卷风、洋流的撞击）以及设备漏水问题。海上反应堆可以通过选择无人居住且不会占用其他土地用途的地点来减少选址方面的困难。它们还允许在核电站寿命结束时通过移除平台使其快速退役。采用

海上运输方式，即在工厂或船坞中建造反应堆组件，并逐个运送至现场，从有序的、低生产率的建造过程到一个并行的、高生产率的制造过程——对核电站交付成本及工期具有潜在的巨大影响。与 NOAK 陆基压水堆相比，海上平台可以在以下方面实现大幅成本削减：消除场地准备成本（大约占核电站总成本的 10%）、直接劳动力（该类型核电站首个建造的预期成本比传统核电站低 20%，后续建造的核电站减少的更多）、建材（不再需要混凝土、模具与钢筋等材料及相应的检修成本）、施工监管（由于船坞式建造的工作实践，减少了 50%）和外部工程（几乎被完全消除，因为在制造前就已经完成了工程）。然而，海上核电站的运营成本预计会更高，因为海上劳动力成本较高，水下电缆的电力传输成本也较高。最后，一种“船坞制造”核电站的设想也可以运用于沿海地区——核电站在船坞中建造，完成建造后被牵引至一个人工湿船坞，随后将其排空，核电站在此运行至生命周期结束，再向船坞注水，将核电站拖走，结束使用。

研究成果：

标准化（特别是针对多机组核电站）、地下嵌入式反应堆（也可以在海上）和地震隔离技术可以降低核电站成本并提升安全性能。

图 2.12：浮动式海上核电站的示例



涂层与纳米结构表面

亲水性或疏水性表面处理可以应用于多种动力循环组件，以影响冷却剂与它们的相互作用。疏水性冷凝管上的传热效率可以因此得到改善，且这种改善是由于消除了会抑制凝结的

液体膜，或由于绝缘蒸汽（或 Leidenfrost）层的减少而在亲水蒸汽发生器和沸水堆（BWR）堆芯中增强了沸腾。这两种方式均是通过使热交换器在较低温差下运行以获得相同的性能并提高了热交换效率，这也会反过来转化为涡轮机上较大的压差（从而产生更大功率）。此外，某些涂层可以减少有害沉积物的积累，比如 CRUD，还可以防止反应堆堆芯的腐蚀；因此，这种涂层还具有“CRUD-phobic”的特征。

传热涂层可以在额外支出成本很少的情况下提升传热效率。例如，疏水性涂层每平方米的成本不到 1 美元，可以加装在冷凝器上，且相应技术已经成熟（Varanasi 2017）。分析显示（Champlin 2018），若在压水堆（PWR）冷凝器上加装疏水性涂层，核电站效率可以额外提高 1.3%，蒸汽排放质量约下降 1%，空气泄漏量的增加可忽略不计。但这些涂层的耐久性尚未得到证实。例如，在长期使用后，涂层可能会剥落形成碎屑。在实际使用中，涂层不应该比其他组件更换更频繁，否则将需要维修。实现这种耐久性在过去一直是一个问题，但 DropWise 和 NEI Corp’s Nanomyte (NEI Corporation 2016) 声称已经在技术层面解决了疏水性涂层的这一问题。

亲水性涂层和 CRUD-phobic 涂层对成本的影响大致相同，可以提高 0.6%的效率，并且每年可节省 100 万至 300 万美元的燃料成本。但是耐久性依然是关键问题，因为尚未发现这些涂层能够在运行条件下长时间工作。希望到 2030 年这些类型的涂层可以在核电站中使用。

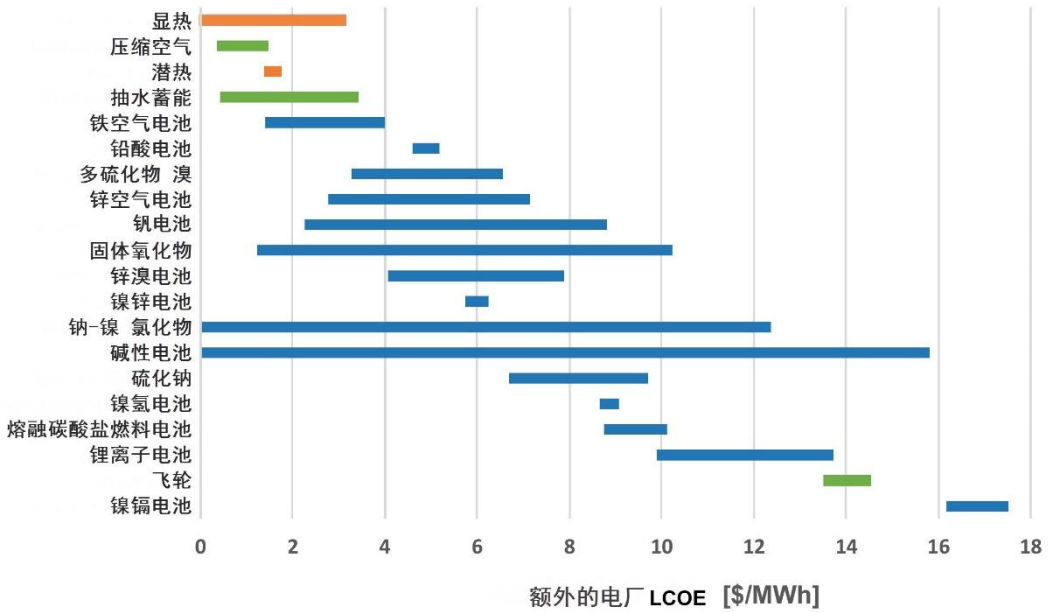
储能

引入储能技术是增加基荷核电站收入的一种可能机制，因为它允许电厂运营商在电价低时储存能源，然后在需求高时卖出能源（储能也可能对其他类型的发电技术有用，特别是间歇性可再生能源，但可能规模不同）。从本质上讲，这有可能在传统的基荷发电之外，为核能开辟新的调峰发电市场。我们对储能技术进行了广泛的研究（Champlin 2018），包括电存储（电容器和电磁装置）、机械存储（抽水蓄能，压缩空气和飞轮）、电池（包括一系列静态或流动类型）和热储存（显热和潜热）。图 2.13 显示了适用于核反应堆的储能方式的预估成本。从图上可以得出，热存储和机械存储比电存储便宜（Forsberg, C. 2017）。其他细节见附录 J。

由于储存来自核反应堆的热量本质上比储存电力成本低，且具有更高的能量转换效率，因此我们也研究了几种储热技术，包括蒸汽蓄能器、显热流体系统、低温空气系统、填充床式储热系统、热岩储存和地质储存系统。这些储热技术使得反应堆能够以满功率运行，在电价低的时候，大部分蒸汽由涡轮机转移到了储热系统，而涡轮机中的剩余蒸汽则用以满足最低发电要求。在这种情况下，由于涡轮机始终处于运行状态，因此可以根据需要快速恢复到

100%的输出功率。集成这些储能技术的方式各有不同。在某些情况下，使用类似于核反应堆所使用的功率转换设备，可以将能量直接从储热系统中转换成电能。在具有超大型涡轮机（新建或改造现有反应堆）的核系统中，能量可以直接返回涡轮机入口用来发电。由于储存的热量可能被耗尽，为了保证发电量可以满足峰值用电需求，可以将使用天然气、石油、生物质甚至氢气作为燃料的锅炉作为备用，以在储存耗尽时提供蒸汽。这可能是通过提供额外容量以保障电力生产，并以容量电价的形式获取额外收入的一种经济选择（Forsberg and Varrin 2018）。与任何一种混合能源系统一样，投资储能技术与产生的收入之间存在着一定的经济权衡。

图 2.13：核电站中不同储能系统的附加成本（美元/MWh_e）



不同的颜色代表不同的储能形式，绿色代表机械储存，黄色代表热储存，蓝色代表电储存。

我们提到的前三种技术（蒸汽蓄能器、显热流体系统和低温空气系统）已经以 1-100 MWh 的规模进行了示范。蒸汽储能器早在 20 世纪 20 年代就用于变电生产，沿用至今。显热流体系统使用油作为传热流体，并与光伏系统一起使用。低温空气系统可以与任何热源搭配使用，目前已有一个试验工厂在英国运行。其余技术均可作为长期储存选择。他们中的大多数可以应对少则一日、多达一周的电力需求变化。地质储存系统是这些技术中最不成熟的，它可以提供季节性储存，并可用于提供战略储热，但这些系统只能建于特定地质条件下。

大多潜在的能量存储系统的整体经济性尚未得到充分研究。此外，每种存储技术都具有不同的特性，例如充电速率、能量转换效率、放电率、存储成本（$/MWh）和相关能量转换成

本（$/MW$_e$）。因此，选择何种技术作为首选方案将取决于电力市场。在一个具有大型集中式太阳能发电设备，且需保证每日储能的电网中，首选的储热系统很可能不同于风力装机容量过剩、每日电价波动频繁的电力系统。一些储能技术（例如，热岩石储能和地质储能）可能获得电力容量市场准入资格，满足电力需求。其他技术参与容量市场的能力将取决于这些市场是如何定义的。相比之下，有些储能技术由于附加成本过高而无法参与容量市场。如今，天然气发电是用于调峰的首选方案——主要是因为天然气成本较低。然而，考虑到碳排放约束，热能储存系统可以提供一个具有成本效益的、无碳排放的替代方案。

我们对成本削减机会和相应技术的评估表明,美国核反应堆的隔夜成本可降低 25%至 30%（其中模块化建设 15%-20%；嵌入式设计 5%；地震隔离技术 5%），若从名义基准价值来看，即从 5000 美元/kW$_e$（2009 update to MIT’s original Future of Nuclear study）降至 3500~3750 美元/kW$_e$。在 5500 美元/kW$_e$的名义隔夜成本的基础上进行 25%的削减，这是我们在第一章所提到的“核能低成本”模型的讨论情境。如前所述，由于中国和韩国有着低于美国的劳动工资率和较高的劳动生产力，隔夜成本会比美国低很多。本章讨论的技术创新适用于所有核反应堆概念，包括升级后的轻水堆（LWR）、小型模块堆（SMR）和 Gen-IV 反应堆。

参考文献

Ashworth, J. A. 1974. “Atlantic generating station.” Nuclear Technology 22 (2): 170 – 183.

Bechtel Corporation. 2016. “VC Summer Nuclear Generating Station Units 2 & 3 Project Assessment Report.”

Berthélemy, M., and L. Escobar-Rangel. 2013. Nuclear reactors’ construction costs: The role of lead-time, standardization and technological progress. i3 Working Paper Series, 14-ME-01, Interdisciplinary Institute on Innovation.

Black & Veatch. 2012. Cost and Performance Data for Power Technologies. National Renewable Energy Laboratory.

Boarin, S., M. Mancini, M. Ricotti, and G. Locatelli. 2014. “Economics and financing of small modular reactors (SMRs).” In Handbook of Small Modular Nuclear Reactors. Woodhead Publishing Series in Energy No. 64.

Bolisetti, C., C. Yu, J. Coleman, B. Kosbab, and A. Whittaker. 2016. “Characterizing the Benefits of Seismic Isolation for Nuclear Structures: A Framework for Risk-Based Decision.” INL/EXT-16-40122, Idaho National Laboratory, Idaho Falls.

Brookfield, R., and J. Cooke. 2011. “Modularization of LNG liquefaction plants – the transition to a mainstream project strategy.” Chemical Technology.

Buongiorno, J., J. Jurewicz, M. Golay, and N. Todreas. 2016. “The Offshore Floating Nuclear Plant (OFNP) Concept.” Nuclear Technology 194: 1 – 14.

Champlin, P. 2018. Techno-Economic Evaluation of CrossCutting Technologies for Cost Reduction in Nuclear Power Plants. MS Thesis, MIT.

Chung, K., interview by M. Corradini. 2018. Personal interview (January).

De La Torre, M. 1994. A review and analysis of modular construction. PhD Thesis, LeHigh University.

de Toni, J., interview by J. Buongiorno. 2017. Personal interview (September).

Deng, X. 2011. “Modularization Construction Experiences of World First AP 1000 Unit.” International Atomic Energy Agency Workshop. December 12.

Deutch, J., C. Forsberg, A. Kadak, M. Kazimi, E. Moniz, and J. Parsons. 2009. Update of the 2003 Future of Nuclear Report. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Deutch, J., E. Moniz, S. Ansolabehere, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, and N. Todreas. 2003. The Future of Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Eby, M. 2010. “It’s a Modular World.” EC&M, October 21. http://ecmweb.com/content/it-s-modular-world.

European Commission. 2014. Horizon 2020. Accessed 2017. https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/ en/news/modular-flexible-sustainable-future-chemicalmanufacturing.

Field, R. 2017. “AM600: A New Look at the Nuclear Steam Cycle.” Nuclear Engineering Technology 49: 621–631.

Fluor. 2017. “Fluor Modular Construction.” Accessed 2017. http://www.fluor.com/services/ construction/modular-construction.

Ford, M., A. Abdulla, and M. Granger Morgan. 2017. “Evaluating the Cost, Safety, and Proliferation Risks of Small Floating Nuclear Reactors.” Risk Analysis.

Forsberg, C. 2017. “Light Water Reactor Heat Storage for Peak Power and Increased Revenue: Focused Workshop on Near-Term Options.” Cambridge, Massachusetts.

Forsberg, C., and R. Varrin. 2018. “Light Water Reactors with Heat Storage and Auxiliary-Combustion Steam Generation to Maximize Electricity and Capacity Payment Revenue.” Philadelphia: American Nuclear Society.

Ganda, F. 2015. “Economics of Promising Options. Prepared for the U.S. Department of Energy Fuel Cycle Options Campaign.” FCRD-FCO-2015-000013, Argonne National Laboratory.

Ganda, F., J. Hansen, T. Kim, T. Taiwo, and R. Wigeland. 2016. “Reactor Capital Costs Breakdown and Statistical Analysis of Historical U.S. Construction Costs.” International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2016).

Ganesan, P. 2016. Floating nuclear power reactor with a self-cooling containment structure and an emergency heat exchange system. Patent US 9396823 B2. July 19.

Gas Cooled Reactor Associates. 1990. “MHTGR Cost Reduction Study.” DOE-HTGR-8851 Rev. 0.

General Atomics. 2011. “Modularity and Manufacturing Assessment Steam Cycle-Modular Helium Reactor (SC-MHR) Demonstration Plant for the NGNP Project.”

General Atomics. General Atomics. 2008. “Reactor Containment, Embedment Depth, and Building Functions Study.” 911128.

Herrenknect AG. 2018. “Herrenknect World Wide.” Accessed 2018. https://www.herrenknecht.com/en/company/herrenknecht-world-wide.html.

Hong, S., J. Root, H. Nyguyen, and D. Kazama. 2017. Structural Design and Modular Construction Approach for the Mk1 PB-FHR. Senior Design Project for NE 170, Department of Nuclear Engineering, University of California, Berkeley, UC Berkeley.

Institute for Nuclear Power Operations. 2009. “New Nuclear Plant Construction Key Lessons Learned Based on International Benchmarking and Construction Experience.” International Atomic Energy Agency. 2009. Advanced Construction Methods for New Nuclear Power. Plants. https://www.iaea.org/About/Policy/GC/GC53/GC53InfDocuments/English/gc53inf-3-att4_en.pdf.

Kammerer, A. M., A. S. Whittaker, and M. C. Constantinou. 2013. “Technical Considerations for Seismic

Isolation of Nuclear Facilities." NUREG (draft).

Karoutas, Z. 2017. "3D Printing of Components and Coating Applications at Westinghouse." MIT Workshop on New Cross-Cutting Technologies for Nuclear Power Plants. Cambridge, Massachusetts, January.

Kiewit. 2018. http://www.kiewit.com.

Kim, M. H., interview by M. Corradini. 2016. Personal interview (November).

Kirksey, Mark. 2017. "Keys to Modular Chemical Plants." EPIC Process Systems Blog. January 29. https://www.epicmodularprocess.com/blog/ keys-to-modular-chemical-plants.

Kwant, W., and C. Boardman. 1992. "PRISM-liquid metal cooled reactor design and performance." Nuclear Engineering and Design 136: 111.

Lee, K., K. H. Lee, J. I. Lee, Y. H. Jeong, and Y. S. Lee. 2013. "A new design concept for offshore nuclear power plants with enhanced safety features." Nuclear Engineering and Design 254: 129 - 141.

Li, M., I. Lim, J. Sawab, and Y. Mo. 2017. "Self-Consolidating Ultra-High-Performance Concrete for Small Modular Reactor Construction." Transactions of SMIRT-23. Manchester, UK: International Association for Structural Mechanics in Reactor Technology.

Locatelli, G., M. Pecoraro, G. Meroni, and M. Mancini. 2016. "Appraisal of small modular nuclear reactors with 'real options' valuation." Proceedings of the Institution of Civil Engineers. http://dx.doi.org/10.1680/jener.16.00004.

Locke, A. 2016. "Optimisation of Large Concrete DfMA Structures for the Nuclear Industry."

Lovering, J., A. Yip, and T. Nordhaus. 2016. "Historical construction costs of global nuclear power reactors." Energy Policy 91: 371 - 382.

Lucid Strategies. 2018. "The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report."

Maronati, G., B. Petrovic, J. Van Wyk, M. Kelley, and C. White III. 2018. "EVAL: A methodological approach to identify NPP total capital investment cost drivers and sensitivities." Progress in Nuclear Energy 104: 190 - 202.

McKinsey Global Institute. 2017. "Reinventing Construction: A Route to High Productivity."

Mills, P. 2017. "Shipyard Experience with Advanced Construction Approaches for Naval Nuclear Ships." MIT Workshop on New Cross-Cutting Technologies for Nuclear Power Plants. Cambridge, Massachusetts, January.

Mynatt, F. 2003. "Design and Layout Concepts for Compact, Factory-Produced, Transportable, Generation IV Reactor Systems." Final Report, Nuclear Energy Research Initiative (NERI) Program Grant Number DE-FG07-00SF22168.

National Earthquake Hazards Reduction Program Consultants Joint Venture. 2014. Use of High-Strength Reinforcement in Earthquake-Resistant Concrete Structures. NIST GCR 14-917-30, National Institute of Standards

and Technology.

NEI Corporation. 2016. “Advanced Protective Coatings: Superhydrophobic.” http://www.neicorporation.com/products/coatings/superhydrophobic-coating.

Nuclear Energy Agency. 2015. “Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management.”

Nuclear Energy Agency. 2015. “Project Costs of Generating Electricity.”

O’Connell, J. M. 2017. “Modular Construction Considerations.” MIT Workshop on New Cross-Cutting Technologies for Nuclear Power Plants. Cambridge, Massachusetts, January.

Omoto, A. 2002. “Improved Construction and Project Management.” International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 1). Hollywood, Florida: American Nuclear Society.

Perez, M. 2017. “Nuscale Power.” MIT Nuclear Power Plant Cost Workshop. Cambridge, Massachusetts, May.

Peterson, P., H. Zhao, and R. Petroski. 2005. Metal and Concrete Inputs for Several Nuclear Power Plants. Report UCBTH-05-001, Department of Nuclear Engineering, University of California, Berkeley, UC Berkeley. Presley, L., and B. Weber. 2009. “Modularizing Containment Vessels in New Nuclear Power Plants.” Power Magazine, November.

Rhumbix. 2017. http://www.rhumbix.com. Richardson. 2016.

Richardson International Construction Manual. Accessed 2016. http://www.costdataonline.com. Richardson, D. W. 2014. Semi-submersible Nuclear Power Plant and Multipurpose Platform. US Patent US 20140140466 A1. May 22.

Rossi, P. 2005. “Bending and Compressive Behaviors of a New Cement Composite.” Cement and Concrete Research 35 (1): 27 – 33. Roulstone, T., interview by D Petti. 2017. Personal interview (May).

Schlaseman, C. 2004. “Application of Advanced Construction Technologies to New Nuclear Power Plants.” MPR-2016. The Conference Board. 2016. “

The Conference Board International Labor Comparisons.” Accessed 2016. https://www.conference-board.org/ilcprogram/ index.cfm?id=38269. The Economist. 2017a. “Efficiency eludes the construction industry.” The Economist, August 17. https://www.economist.com/business/2017/08/17/ efficiency-eludes-the-construction-industry.

2017b. “Marine contractors have made huge leaps in productivity.” The Economist, August 17. https://www.economist.com/business/2017/08/17/marinecontractors-have-made-huge-leaps-in-productivity.

Thorcon Team. 2017. “ThorCon, the Do-able Molten Salt Reactor: NOAK Costing.” January 3.

Tuohy, J., and H. Yonemura. 2008. “Challenges of Engineering and Constructing the Next Generation of Nuclear Plants.” Cambridge, Massachusetts, February.

United Engineers and Constructors. 1986. Phase VIM Update (1986) Report for the Energy Economic Data Base Program. DOE/NE-0079, U.S. Department of Energy.

U.S. Bureau of Labor Statistics. 2013. “International Labor Comparisons.” Accessed 2018.

https://www.bls.gov/spotlight/2013/ilc/pdf/international-labor-comparisons.pdf.

U.S. Department of Energy. 2016. “Task Force on the Future Nuclear Power.”

Varanasi, K. 2017. “Nano-Engineered Materials (Coatings) in the Power Industry.” MIT Workshop on New Cross-Cutting Technologies for Nuclear Power Plants. Cambridge, Massachusetts, January.

Varma, A. H. 2017. “Composite Concrete Construction: Modularity, Innovation, Resilience and Sustainability Through Design.” MIT Workshop on New Cross-Cutting Technologies for Nuclear Power Plants. Cambridge, Massachusetts, January.

Vhora, S., interview by J. Buongiorno. 2018. Personal interview (January).

Williams, E. 2009. Laboratory Characterization of Cor-Tuf Concrete with and without Steel Fibers. Technical Report No. ERDC/GSL TR-02-22, Washington, DC: U.S. Army Corps of Engineers, Engineer Research and Development Center.

World Nuclear Association. 2018. “Nuclear Power in China.” http://www.world-nuclear.org/ information-library/country-profiles/countries-a-f/ china-nuclear-power.aspx. July.

World Salaries. 2008. “Construction Sector Salaries - International Comparison.” Accessed 2016. http://www.worldsalaries.org/construction.shtml. Xiang, H. J., Z. F. Shi, S. J. Wang, and Y. L. Mo. 2012. “Periodic materials-based vibration attenuation in layered foundations: experimental validation.” Smart Material Structures 12.

Yan, Y., A. Laskar, Z. Cheng, F. Menq, Y. Tang, Y. L. Mo, and Z. Shi. 2016. “Seismic isolation of two dimensional periodic foundations.” Journal of Applied Physics 116.

Yan, Y., Z. Cheng, F. Meng, Y. L. Mo, Y. Tang, and Z. Shi. 2015. “Three dimensional periodic foundations for base seismic isolation.” Smart Material Structures 24.

第三章

先进反应堆技术评价

本章回顾了目前已提出或正在开发的先进反应堆技术的范围，这些技术可作为本世纪新一轮核能投资的一部分。这些系统包括小型模块化轻水反应堆和使用非水冷却的第四代反应堆。这些先进系统除了发电之外，还具备多种用途，并且基本都具有令人满意的安全特性。我们还估算了这些技术的成本。都处于不同的技术成熟度水平，因此在准备进行商业部署之前需要克服许多关键的技术开发挑战。基于当前技术成熟度、所涉及的具体技术的先前经验以及与更广泛的核系统商业化相关历史经验，我们讨论不同反应堆概念实现商业化所需的总体时间表。最后，我们利用我们的研究结果为最不成熟的先进核能系统提出一种新的部署策略。

3.1 反应堆技术

先进的反应堆技术可以通过它们使用的冷却剂和中子能谱来表征，如表 3.1 所示。冷却剂将反应堆中产生的热量传递给发电机或其他利用热量的系统。许多关键的反应堆特征（例如，工作温度、压力、材料）通过专门设计以确保与冷却剂具有相容性。中子能谱是指反应堆中的中子动能。裂变中子速度很快，可以通过与慢化剂的碰撞而减速。快堆没有慢化剂来降低中子能量，因此裂变反应只发生在高中子能量下。热堆使用慢化剂来减速中子，大多数裂变反应在低能量下发生。大多数现用于发电的反应堆是轻水堆（LWR），用水作冷却剂并且使用热中子能谱。核聚变技术在补充内容 3.1 中进行了总结，但我们并没有详细介绍这项技术。

表 3.1：通过冷却剂和中子能谱表征先进的核反应堆系统

冷却剂	热中子能谱	快中子能谱
水	小型模块化反应堆（SMR）	
氦气	高温气冷堆（HTGR）和超高温反应堆（VHTR）	气冷快堆（GFR）

液态金属	——	钠冷快堆（SFR） 铅冷快堆（LFR）
熔盐	氟化物冷却高温反应堆（FHR），熔盐反应堆 - 氟化物（MSR-氟化物）	熔盐反应堆 - 氯化物（MSR-氯化物）

本章首先简要介绍不同类型的先进反应堆，其功率输出范围可从微型（小于 10 兆瓦的发电容量）到小型模块化设计（根据设计每个反应堆模块高达 300 MW_e），一直到更大的单位（多达 1200 MW_e）。有关每种技术的信息可以在文献(Generation IV International Forum 2002) (Pioro 2016), (International Atomic Energy Agency 2013)中找到，包括这些技术的科学原理(Abram and Ion 2008) (Locatelli, Mancini, and Todeschini 2013) (Futterer, et al. 2014)和工程挑战(Allen, Sridharan, et al. 2008) (Allen, Busby, et al. 2010)。（请注意，就本章而言，“模块化”设计表明多个反应堆模块可以放在同一地点以获得客户所需的总发电量。在重点关注成本的第二章中，模块化的理论作为一种降低成本和简化建造的方法，与工厂预制核电站部件的条件有关。这种模块化应适用于各种规模的核电系统。）

小型模块化轻水反应堆（SMR）

“小型模块化轻水反应堆”是用于描述小型轻水堆（LWR）的术语，其具有高度的非能动安全性。如前所述，SMR 设计包括单个模块的发电容量小于 300 MW_e的设备。 NuScale Power（2018）提供的 SMR 设计是该技术领域中最成熟理论。它由多个（最多 12 个）50 MW_e反应堆组成，这些反应堆使用共同的水池作为其最终热阱。NuScale 的设计及其它类似的概念设计参考了当前运行经验最为丰富的轻水堆（LWR）机组，使其具有更小、更简单的配置。这使设计人员能够消除能动安全系统并利用非能动安全特性。在这些类型的设计中，仅需极少的电力来驱动安全系统并在发生事故时提供长期的堆芯冷却。

模块化高温气冷堆（模块化 HTGR）

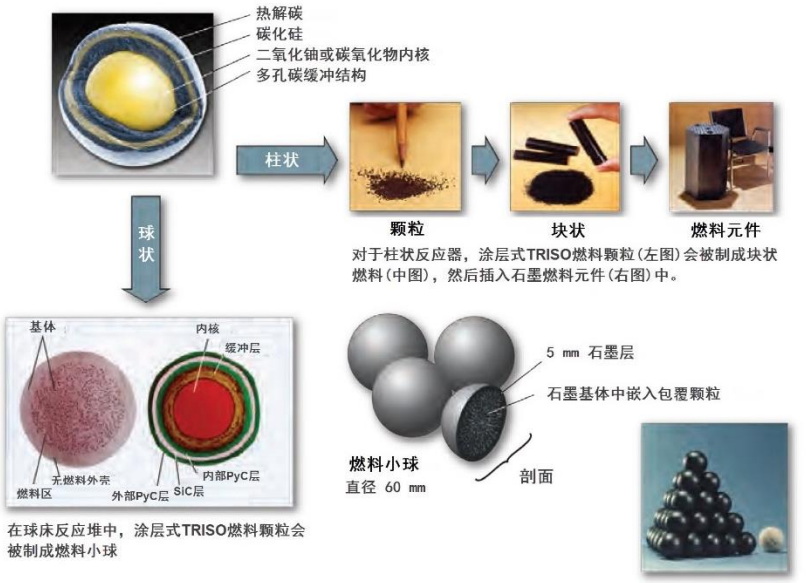
该术语描述了石墨慢化氦气冷却热反应堆（Kadak 2016）。反应堆的低功率密度（即反应堆堆芯的单位体积功率）与高热容的石墨慢化剂和坚固的 TRISO 包覆颗粒燃料（图 3.1a）相结合，提供了高度的固有安全性。TRISO 包覆颗粒形如细小罂粟种子大小，包含着陶瓷铀（氧化物、碳化物或混合物）的核心，包裹在致密的碳和碳化硅层中。这些颗粒用于包容放射性的裂变产物，由于颗粒非常坚固，因此能够将释放到环境中的放射性最小化。目前存在两种设计变体：（a）柱状石墨慢化剂块，包含着充满 TRISO 颗粒的石墨圆柱体和（b）由台球母球般大小的石墨球组成的球床，同样也包含 TRISO 燃料颗粒。石墨球通过可以在线换料的堆芯

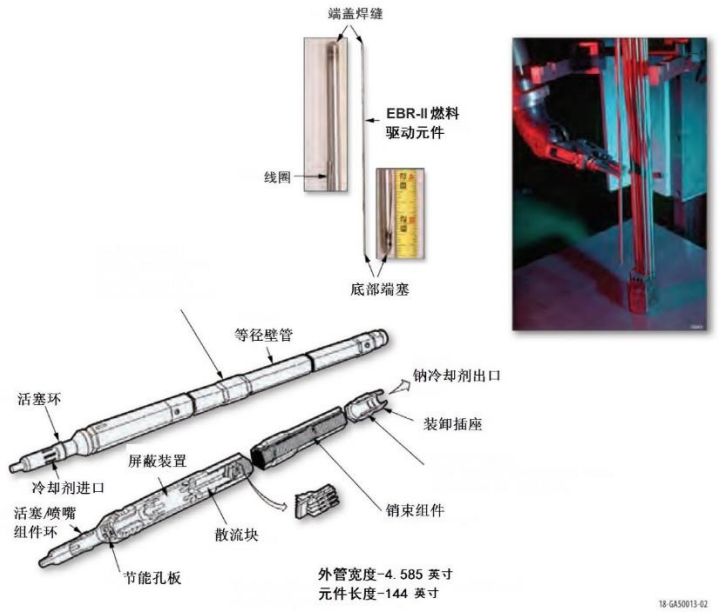
缓慢循环。对于大多数此类设计，反应堆冷却剂出口温度通常在 700℃到 850℃之间。这种设计的另一种变体以更高的出口温度（900° C-950° C）为特色，被称为“超高温反应堆”（VHTR）。要实现 VHTR 的理论设想需要额外的技术开发，而人们之所以对这种设计很感兴趣，是因为较高的出口温度对于工艺热应用可能很重要，这一内容将在本章的后续部分中讨论。目前正在研究 HTGR 技术的公司包括 Framatome，X-energy，U-Battery 和 STARCORE。

气冷快堆（GFR）

GFR 是由高压氦气冷却的高功率密度快堆。概念设计设想了一个含有陶瓷燃料（而不是金属）和结构的堆芯以适应高温。碳化铀（UC）燃料因为满足快堆的高裂变材料密度要求（裂变材料密度是指每单位体积燃料的铀原子浓度）而经常被采纳用于该设计。大多数此类设计的出口温度约为 850° C。GFR 概念过去已被法国研究机构（Dumaz 等人，2007 年），以及最近被 GA 公司所考虑（Choi 和 Schleicher 2017），但该反应堆至今从未建成。

图 3.1：先进反应堆燃料





（a）TRISO 包覆颗粒燃料用于高温气冷反应堆（上图）；（b）金属燃料用于许多钠冷快堆设计（下图）。这两种燃料系统都具有比 LWR 燃料棒更高的燃耗，为燃料、包壳和冷却剂之间提供了更大的兼容性，从而实现优越的事故耐受性。（燃耗，也称为燃料利用，是从初级核燃料源中获得多少能量的一种度量。）

钠冷快堆（SFR）

顾名思义，这是种由液态钠做冷却剂的快中子反应堆。由于不存在慢化剂，加上钠冷却剂极好的散热能力，它可以在非常高的功率密度下运行。目前正在研究的大多数设计都是具有固有和非能动安全特性的小型 SFR，这些功能在较大的 SFR 中可能不可行。在美国，首选的燃料是用钢做包壳的铀锆金属合金，而在国际项目中（俄罗斯、法国、日本）则使用氧化物燃料。如图 3.1b 所示，金属合金燃料具有低热容，并且燃料芯块会在非正常高温条件下膨胀，以提供负的核反应性反馈以限制功率增加。许多 SFR 系统，如美国 GE 公司的创新型小型模块动力堆（PRISM, Power Reactor Innovative Small Module）设计(Triplett and Loewen 2012)，回收循环利用燃料，使含有铀和钚的燃料在燃料循环中运行，得以保持堆芯的高度紧凑。不必回收循环利用钚并且可以实现极长寿命的燃料循环（即，燃料可以在需要更换之前使用数十年）的大型堆芯正在开发中（例如，美国 Terrapower 公司（Ahlfeld 2011））；然而，这些设计需要在燃料和材料技术方面取得进步，以满足性能要求目标。由于结构材料的限制，SFR 的出口温度通常在 500° C 到 600° C 之间。使用不同结构材料或不同功率转换技术以进一步提高整体性能的先进 SFR 系统正在研发中。这些概念设想具有降低成本的潜力，

但需要额外的技术开发工作。

铅冷快堆（LFR）

LFR 是另一种快堆概念，它使用液态铅代替钠作为冷却剂。技术来源为俄罗斯的潜艇技术和运行经验。该系统通常使用两种不同的燃料形式。一种设计推荐使用二氧化铀（UO_2）燃料，该燃料已用于先前的钠冷快堆。另一种设计推荐使用氮化铀（UN）燃料，因为它提供了比氧化物燃料更高的裂变材料密度，但这种燃料技术尚未成熟，因此需要深入开发。根据俄罗斯潜艇的经验，一些理论推荐采取在 300° C 至 500° C 之间的低出口温度，而另一些理论则建议采用在 500° C-600° C 的较高出口温度——与钠冷系统类似。甚至更高的出口温度也是某些设计的指标，但在 700° C-750° C 的出口温度下运行之前，需要进一步的技术开发来解决铅冷却剂对堆芯中金属结构的腐蚀等相关问题。在美国，西屋公司一直在探索这种先进的反应堆概念（Ferroni 2017）。

氟冷高温反应堆（FHR）

FHR 是一种使用氟化物盐（如 FLiBe，氟化锂和氟化铍的混合物）而非氦气作为冷却剂（Forsberg 2014）的高温反应堆。由于采用 TRISO 颗粒燃料技术，该反应堆的设计运行功率密度是 HTGR 的 4 至 10 倍。与氦气相比，使用具有优异的传热特性的熔融氟化物盐使得燃料温度降低。柱状和球床的设计都已被纳入研究范围，目前球床设计更为先进。在所提出的这种类型的设计中，熔盐冷却剂的出口温度约为 700℃，然而，如后面所讨论的，在 650℃以上的长期运行条件下存在着的材料方面的严峻挑战。Kairos，一个新兴创业公司，正在开发球床型的 FHR。

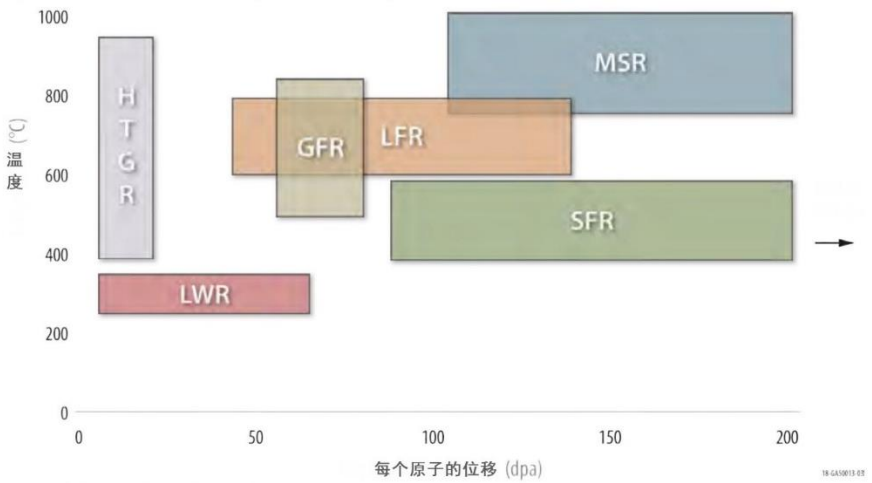
熔盐反应堆（MSR）

MSR 类型的反应堆使用熔盐同时作为冷却剂和燃料，因为燃料溶解在盐中。这种设计有热堆和快堆两种变体。热堆使用氟化物盐（即含有氟元素的盐）与石墨或其他材料作为慢化剂，将裂变中子慢化到热中子能量范围。快堆使用氯化物盐（即含有氯元素的盐）。功率密度一般与热堆的 LWRs 及快堆的 SFR 一样高。来自反应堆堆芯的建议出口温度在 700℃-850℃的范围内，然而如稍后所讨论的，在 650℃以上的长期运行中存在着材料方面的严峻挑战。有人建议使用高达 1,000° C 的高温，但只有在解决了熔盐冷却剂对材料的腐蚀以及关于辐照

损伤和材料强度的担忧后才能实现。氟化物盐和氯化物盐具有高熔点，因此这些系统的反应堆入口冷却剂温度必须高于 500℃，以防止熔盐在正常运行期间凝固。各种各样需要大量技术开发的概念设计已经被提出（World Nuclear Association 2017）。目前正在从事这项技术的公司包括美国的 Southern Company/Terrapower，加拿大的 Terrestrial Energy，英国的 Moltex 以及计划在印度尼西亚部署反应堆的美国公司 ThorCon。

核反应堆系统可以使用关键参数进行比较，例如运行温度和对重要堆芯结构（例如限制运行条件的燃料包壳）的中子损伤。中子损伤程度的一个关键度量是中子引起的原子在材料晶格中从其初始位置的位移，这是根据每个原子的位移（dpa）来测量的。损伤程度是被测材料、损伤概率、中子能谱、中子通量和辐照时间的函数。高程度的位移损伤（高 dpa）是考验材料在中子环境中发挥其功能的能力。位移损伤的程度可以决定部件的寿命，一旦损伤超过某一程度，该部件可能不得不被替换。也许我们需要一种新的抗辐照材料以适应超过 200 dpa 的损伤程度。

图 3.2：先进反应堆概念的温度和位移损伤窗口



Adapted from Zinkle and Was (2013).

图 3.2 显示了 LWRs（Gen II－III， SMRs）和不同的 Gen-IV 概念的中子损伤/温度运行区间。图 3.2 所示损伤程度的跨度超过反应堆堆芯中燃料包壳和结构材料的预期值；而对于屏蔽承重部件，损坏程度将低得多。LWR（包括 SMR）在低出口温度（约 300℃）和低损伤程度（即低于 5-60dpa）下运行。（需要注意的是，随着寿命的延长，现有的一些在轻水堆中的损伤程度达到了 80 dpa。）VHTR/HTGRs 和 FHRs 也可在低损伤程度（即低于 5-30 dpa）但是高温条件（600° C-950° C）下运行。快中子系统（如 SFR，LFR，GFR 和快中子谱 MSR）中的部件受到更高的损伤程度(50-200 dpa)，并根据概念设计在一定温度范围(400° C-1,000° C)下工作。该图中还包括 Terrapower 公司的行波堆（TWR），这是 SFR 的一种，其长寿命的堆芯

可导致高达 600 dpa 的中子损伤程度。

技术特性

表 3.2 所展示的先进反应堆系统的不同技术特征（例如，更高的出口温度，不同的中子能谱，不同的安全特性）对运行和经济性有一定潜在的积极影响。如下文描述，它们还影响着反应堆的潜在应用。

除了基于 LWR 的 SMRs 外，其他所有系统的出口温度都高于传统的 LWRs。因此，它们的整体热效率更高（通常在 40％至 50％之间）。假设容量因子相当，与传统 LWRs 33％-35％的热效率相比，这些系统将会降低电力成本。此外，对于每单位发电量的废热排放还减少了高达 50%的相关用水量，这在较为干旱的地区显得尤为重要。如果采用干冷却的方式（以降低总热效率为代价），可以完全避免水的使用。

除 SMRs 外，所有用于先进反应堆概念的燃料都要求铀的富集度在 5％以上，通常在 10％至 20％之间。我们必须在富集所导致的附加成本及在这些系统中明显升高的燃料燃耗中权衡：典型的燃耗比传统的 LWR 燃料的燃耗高两到三倍。新的燃料形式还将在部署的早期阶段导致更高的燃料制造成本。

补充内容 3.1 核聚变怎么样?

核聚变是一种利用原子之间的聚变反应而非裂变反应的核技术，在传统核反应堆中，原子核分裂以产生有用的能量。如果核聚变可以实现，它将提供一种在安全和环境方面具有许多积极属性的低碳能源。然而，净产能核聚变等离子体在科学上具有不确定性，以及生产它们所需设备的大体积和复杂性，使核聚变成为能源永远是在未来的几十年内。ITER 项目（“国际热核聚变实验堆”）可能是这种情况的最好例证，这是一个雄心勃勃的国际聚变研究和工程示范项目，约有 35 个国家参与其中。ITER 项目目前正在法国南部建造一座大型的托卡马克装置，目的是在 2035 年能够实现真正的可控核聚变技术。建造该反应堆预计耗时 20 年，耗资约 200 亿美元。这种发展途径虽然在科学上是合理的，但事实证明它比原先预期的耗时更长、花费更多，聚变能商业化的希望也推迟到了 2050 年以后。显然，核聚变能是一项需要创新的技术，特别是需要将其作为实用能源提供到工程项目之中。

材料学的最新进展为聚变能提供了另一种发展途径。例如，高温超导体（HTS）可能改变托卡马克关键部位的设计。使用 HTS 的电磁铁产生的磁场场强是先前超导体技术的两倍，从而使聚变功率密度增加了一个数量级，聚变装置的体积因之相应减小。此外，HTS 磁体具有

更宽的运行范围，具有可以增加模块化聚变装置的设计特征，实现更高效的散热，从而克服传统结构配置的限制。

这些科技进步为提高聚变能系统成本的竞争力开辟了一条潜在途径。然而，要想实现核聚变，仍然需要在某些领域做出重大的技术突破（例如，氚的加工处理与增殖，包层第一壁和偏滤器）。虽然现在要准确评估未来的技术创新将如何影响聚变能的开发、示范和最终商业化的总体轨迹还为时尚早，但显然大孔径高温超导磁体的发展将发挥重要作用，而这一发展目前仍在进行中。

表 3.2：先进反应堆的技术特征

技术	堆芯出口温度	热效率	燃料燃耗 [a]	用水量 [b]
NuScale SMR	310°C	32%	5–6 atom%，使用长度较短的 LWR 燃料棒	与 LWRs 相似
Rolls Royce SMR	327°C	≈33%	5.5–6 atom%，使用长度较短的 LWR 燃料棒	与 LWRs 相似
模块化 HTGR	750°C-950°C，取决于设计和任务	43.5%–50%，取决于出口温度	10–20 atom%，使用富集度 10%至 20%的 TRISO 燃料	由于热效率较高，比 LWR 小约 36%-50%
GFR（EM2 概念）	850°	43%-50%取决于电源转换系统的设计	8%-14%，使用在 SiC 包壳中的碳化铀燃料	由于热效率较高，比 LWR 小约 35%-50%
SFR 如 PRISM 或 Terrapower	500°C–600°C	≈35%-40%（中间回路降低了整体效率）	7%-10%，使用金属燃料并循环使用；>40%，一次通过式	如果热效率稍高，则比 LWR 小约 8%
LFR	300°C–750°C，取决于设计和任务	≈34%-45%，具体取决于设计	7%-10%，氧化物燃料（对于长寿命堆芯提出的燃耗更高）	由于热效率较高，比 LWR 低 40%
FHR	700°C	≈42%	与 HTGR 类似，使用 TRISO 燃料	由于热效率较高，比 LWR 小约 32%
MSR	700°C–750°C	≈40%–42%	由于燃料溶解在冷却剂中，因此提出了高裂变燃耗。燃耗受反应	由于热效率较高，比 LWR 小约 32%

			性考量和裂变产物在线去除的效果的限制。	

注释 a：Atom%表示燃料中经历裂变的易裂变原子和可增殖原子的百分比。

注释 b：定义为与效率为 33%的 LWR 产生每单位电力所需用水量的比值，使用公式（1-η）/η 计算，其中 η 是核电站的热效率。

安全特性

核系统的安全性可以被认为是一系列必须可靠完成的安全功能，以便在反应堆正常运行时控制反应堆，并在反应堆关闭时移除衰变热，从而防止在发生事故时放射性物质释放到环境中。为了防止放射性物质由于疏忽而释放到环境中，需要尽量减少或控制能源所需材料。涉及到以下关键安全功能：

- 控制核反应性（反应堆的启动、运行和关闭），
- 确保热量输送至最终热阱，
- 控制冷却剂的存量（防止失流事故），
- 最大限度地减少化学能释放（例如，空气和/或蒸汽或其他化学反应流体的进入），
- 启动装置和专设安全系统运行装置的可靠性。

为了在事故中降低风险，先进的反应堆设计必须具备具有物理隔离、独立性、多样性和冗余性的安全装置和安全系统，以及纵深防御以涵盖由于对反应堆系统行为的不完全理解而可能造成的潜在意外风险。

历史上，在 LWR 中，安全功能通过备用安全系统和替代冷却水源的多样冗余组合来实现，以此减少安全功能失效的可能性，缓解不良后果。监管机构制定了具体的反应堆设计标准，以确保放射性源项在一系列设计基准事故中得到有效控制。这种设计方法对当前 LWRs 高度安全及可靠地运行起到了重要的作用。在三哩岛和福岛核事故发生后，全世界的核电站还安装了额外的安全装置以防止超设计基准事故的影响，进一步降低此类事故发生的可能性并减少放射性物质的释放。

现有的一些 LWR 使用需要电力驱动的专设安全系统（所谓的能动系统[7]）来实现关键的安全功能，以启动阀门、水泵和喷淋系统并实现安全壳隔离。一些先进的 LWR 设计遵循了这种

[7] 能动，非能动和固有安全特性在此定义如下:
能动安全特性需要电气或机械动力来启动安全功能。
非能动安全特性仅需要自然力（重力或气体压力）来启动安全功能。
固有安全特性源于作为安全装置的材料的基本属性。

方法，包括欧洲的 EPR 和韩国的 APR1400。与此同时，其他先进的 LWR 设计已经发展到减少对能动系统的依赖，并通过使用自然重力或气压（所谓的非能动系统）来完成一系列所需的安全功能。这种方法的例子包括西屋公司的 AP1000，ESBWR 以及先进的中国和俄罗斯反应堆设计。最后，NuScale 的 SMR 是 LWR 系统的一个重要实例，其设计极具创新性。它几乎消除了对实现安全功能的能动系统要求，而是依赖于非能动系统及其几何和材料方面的自然安全性组合。

非 LWR 先进反应堆系统的设计采用了类似于 LWR 小型模块化设计（如 NuScale）的方法，在系统设计中实现并集成安全功能，与现有 LWR 相比，更加强调固有安全和非能动特性，如表 3.3 所述。

这些先进的反应堆设计采用与 LWRs 不同的燃料和不同的冷却剂。燃料、冷却剂和慢化剂的选择（仅适用于热堆系统）通过系统组件的基本材料特性和化学特性影响系统的固有安全性的。先进的反应堆系统有几个固有的安全属性：

- 对于钠、铅和熔盐冷却系统，运行温度距离沸点有较大的裕量，以及具有高导热率（就钠和铅来说）和高热容量的冷却剂。
- HTGR 系统设计的高负多普勒效应系数。
- SFR 和 LFR 系统的负功率反应性系数（采用适当的设计）。
- HTGRs 和 FHRs 中的坚固燃料（TRISO）和高热容石墨。
- 在钠、盐、石墨中牢固保留和在铅熔融物中较小程度保留的裂变产物。
- 如氦气、熔融铅和熔盐等冷却剂的低化学反应性。

SFRs 和 HTGRs 的固有安全特性已通过示范电站的实际测试得到证实。这些先进电站的设计还提出了用于散热和反应堆停堆的非能动系统。这些固有和非能动安全特性完成了三件事，在后福岛时代，其重要性无论如何强调都不为过：

- 避免在偏离正常运行的事件中对交流电源的需要，并在假定的全厂断电期间拥有较长的应对时间；
- 简化整个电站设计，减少辅助部件或系统，使之能够对事故作出更加自动化、简化和尽可能有效的反应；
- 由于反应源项[8]较少，因此有可能将应急计划区的面积缩减到厂址边界。

表 3.3：非 LWR 先进反应堆的非能动安全特性

[8] 源项是从反应堆中释放放射性物质（例如裂变产物）。

值得注意的是，对于不太成熟的先进反应堆概念（LFR，GFR，MSR，FHR），安全目标和固有特性是相似的，但这些安全属性仍需要通过适当规模的相关实验数据进行验证，以支持相关的许可活动。

冷却剂	非能动安全特性
氦气	模块化 HTGR：因为较低的功率密度、石墨的高热容量和堆芯与反应堆压力容器的非能动热量排出而具有固有和非能动安全性。已经在现行较小规模的 HTGR 上证明，在没有紧急停堆和其他瞬变的情况下，存在预期瞬变过程中负反应性反馈导致的非能动停堆。
	GFR：声称是非能动安全但需要示范。历史上，由于堆芯中的高功率密度、低热容量和氦冷却剂的低导热性，GFRs 难以通过非能动的方式去除衰变热。
液态金属	小型 SFRs：低压池的设计消除了冷却剂的损失。通过与增强中子泄漏的反应性反馈的结合，该设计实现了负功率反应性反馈，这有助于在没有操纵员干预的情况下在所有预计的无保护（无紧急停堆）瞬态下控制系统。在 EBR-II 进行的测试中证明了这些概念的非能动安全性。存在各种非能动的余热排出系统，可以长期与最终热阱连接。
	大型 SFRs：对于较大的系统，设计整体负反应性反馈更具挑战性，因为这类反应堆具有较低的中子泄漏和正反应性空泡系数。与小型 SFR 相比，因为反应堆压力容器的余热负荷和较低的表面积体积比，非能动热量排出也更加困难。
	LFR：铅扮演了一个大型热阱的角色，特别是在无保护的事件中。类似于 SFR 的方法，反应性反馈可防止严重事故。但是，由于俄罗斯 LFR 是为潜艇服务而建造的，因此需要对代表商业设计的非能动安全系统进行测试。
熔盐	FHR：将 HTGR 的非能动安全功能和熔盐的高热容量和自然循环能力相结合，以获得出色的安全性。尚未对非能动安全进行整体测试，但这是很有必要的。
	MSR：为了提供非能动安全性，带有非能动燃料塞的疏水箱被合并入此设计中，如果在非正常条件下出现高温情况，非能动燃料塞则会融化。所以疏水箱必须经过设计以避免发生临界事故并排出余热。尚未进行过整体测试以确认安全性。在设计中需要考虑含有稀有气体和挥发性裂变产物的废气系统的热含量。反应堆管道中高放射性熔盐的滞留可能会严重限制操纵员进入，即使在熔盐排出后也是如此。快中子谱 MSR 具有较大的负温度系数和负空泡系数，因为一旦形成空泡或温度升高，液体燃料就从堆芯中排出。如果裂变材料从主系统泄漏并靠近中子慢化剂（如混凝土），则临界事件可能在这种事故工况下发生。

注释 a

热中子裂变反应堆使用中子慢化剂来减速（“热化”）核裂变产生的中子。在热中子能量下，易裂变核如铀-235 或钚-239 的裂变概率要大得多。此外，铀-238 对于热中子的俘获概率比铀-235 和钚-239 低得多，所以有更多的中子引起易裂变核的裂变并传播链式反应而非被铀-238 俘获。燃料温度的升高也会通过多普勒展宽的现象提高铀-238 的中子吸收，从而提供快速的负反馈以帮助控制反应堆。此外，如果使用水作为慢化剂和冷却剂，则冷却剂的沸腾将降低慢化剂密度并提供负反馈（称为负空泡系数）。快堆使用无慢化的快中子来维持反应，因此需要富集度更高的易裂变材料。然而，快中子对许多核素具有更好的裂变俘获比，每次快速裂变释放出更多的中子用于将铀-238 转化为钚-239，故而潜在地“繁殖”出远多于反应堆消耗的裂变燃料。快堆控制不能仅仅取决于多普勒展宽，而且快堆不具有源于慢化剂的负空泡系数。反而是燃料本身的热膨胀可以提供快速的负反馈。

尽管有以上安全特性优势，仍然存在一些关于先进反应堆的安全问题需要通过设计来缓解：

- 钠与水、空气和混凝土的化学反应性（在 SFRs 中）。
- 氦气泄露导致空气和/或水进入堆芯从而氧化石墨（在 HTGRs 中）。
- 熔融盐与潮湿空气反应生成腐蚀性酸性物质（在 MSRs 和 FHRs 中）。
- 一些冷却剂具有正空泡系数(取决于系统设计和冷却剂性质)(在 SFRs 和 LFRs 中)。
- 含有稀有气体和其他挥发性裂变产物的废气系统含有较高热量（在 MSRs 中）。

如第 5 章所述，美国 NRC 正在制定一些先进系统的安全设计标准。在撰写本文时，重点针对三种最成熟的技术：基于 LWR 的 SMRs，HTGRs 和 SFRs。在这一方面，重要的是要注意目前没有明确的安全标准来为使用熔融物燃料的 MSR 进行批准许可流程监管。这项新技术给这常规的 MSR 概念带来了独特挑战。在历史监管范例中，需要非常明确地知晓燃料和相关裂变产物的行为（数量，物理和化学形式，空间和时间的位置，运行期间的完整性和预计事故），因为它：

- 影响反应堆系统的运行(运行和设计限制)和偏离正常运行工况的安全特性(例如，反应性控制)；
- 代表纵深防御的重要部分；
- 影响核电工人的辐射防护水平。

因此，建立这样的标准将有助于许多 MSR 系统，并被认为是未来高优先级的技术需求。

除了这些反应堆安全特性之外，重要的是要认识到现今还不能确定许多先进反应堆系统的运行安全性。由于新的人机界面、新的培训要求以及缺乏操作这些系统的经验，为这些新技术培养一批熟练的操作员骨干队伍需要付出巨大的努力。

表 3.4：先进反应堆系统的可操作性和可维护性

冷却剂	运行、维护和工人安全
氦气	模块化 HTGR：早期的 HTGRs 已被证明是可操作的，并且有些反应堆由于维护问题而具有低容量因子。因为氦冷却剂不能被活化且腐蚀产物最少，所以其对工人的辐射剂量非常低。
	GFR：因为概念技术准备不足而未知，但发电厂使用氦作为冷却剂和已经被证明可靠的燃料应该能够实现清洁运行。
液体金属	SFR：早期的 SFR 已被证明是可操作的，但在许多情况下具有低容量因子。由于冷却剂不透明，因此倒料和其他维护活动更加困难。此外，当发生较小程度的钠泄漏时，设计必须考虑到可能发生的火灾。工程解决方案已经充分解决了全球 SFR 的这些问题。
	LFR：铅是一种有毒的冷却剂，因此在处理泄漏时需要对工人进行保护。铅也具有高熔点（330°C），因此防凝固将是设计的必要部分。必须制定维护策略以

	适应高熔点。冷却剂活化（产生放射性毒物 Po-210）也是维护活动中必须考虑的问题。
熔盐	氟化物盐：以 FLiBe 作为冷却剂存在三个具有挑战性的运行问题：（1）高熔点（>460℃），（2）铍（Be）组分的致癌性，和（3）盐中的锂（Li）产生氚。在这些设计中不仅需要防凝固，还需要制定策略用于系统在维护和操作期间保护工人。盐中的铍会在系统中的冷点（阀杆，导流壳）上形成树枝状凝聚物（BeF2）。这些枝晶很容易脱落，可以在空气中被输运。因为这是一种高温系统，在含锂盐中，氚会渗透到热结构中，这使得对氚的控制显得尤为重要。根据设计细节和使用氚控制技术，工人可能需要呼吸机和/或氚防护服来进行维护和操作。（已使用的其他盐，如钠锆氟化物，就不存在这些问题。）
	MSR：除了 FHR 的工人安全问题之外，溶解燃料的循环也会给工人带来严重的放射性问题。流动盐附近的辐射剂量率是致命的，必须严格屏蔽。燃料循环将缓发中子输运到中间换热器（IHX），导致严重的活化。目前尚不清楚在这种环境下如何进行维护和检查活动。机器人电子产品可能也不能幸免。

运行和维护的复杂性

在制定集成系统的运行和维护（O&M）要求时，冷却剂的性质及其放射性和化学毒性水平是非常重要的因素。O&M 活动的示例包括：（a）换料操作；（b）针对机械和电气设备、仪表和控制系统（I&C）以及化学系统的预防性和纠正性维护；（c）从轻微泄漏事件中清理/恢复；（d）按要求检查关键部件/系统，以满足监管要求和标准；（e）冷却剂取样和电站设备周围的常规放射性监测。电站组件的维护、检查和去污的容易程度（或相反，复杂程度）会对工人安全产生影响。整个系统设计的物理布局和尺寸大小（或紧凑性）也会影响维护的便利性。此外，所有这些因素都会影响核电站系统的整体可靠性和反应堆的可利用性。表 3.4 总结了这些系统的可操作性和可维护性。

以下这一简短的技术评论总结了几个有关先进反应堆运行和维护要求的关键性观察结果：

- 对于使用质量极高的燃料和石墨（例如，HTGRs 中的 TRISO 燃料）的系统，系统运行时的辐射比 LWRs 要小。
- 某些冷却剂（钠、盐、铅）会产生活化产物，在维护运行期间必须加以处理：
  - 钠冷却剂和含钠盐产生的钠-24，
  - 含锂盐产生的氚，
  - 铅产生的钋-210（如果使用铋来降低铅冷却剂的熔点，则更是如此）。
- 某些冷却剂（例如铅，含铍盐）具有化学毒性，在调试和 O&M 活动期间需要特别注意对工人的保护。

- 由于在 MSRs 的熔盐冷却剂中含有溶解的易裂变材料和裂变产物，因此 MSRs 的辐射水平显著高于其他的先进反应堆系统（在某些情况下它们是致命的）。这将对在运行或停堆时进行的检查和组件维护（换热器、泵、反应堆压力容器）带来严峻挑战。
- 可在高温下凝固的冷却剂（例如，熔盐、熔融铅）将需要在高温下才能添加，并依靠高度可靠的专设系统来防止凝固，以便确保冷却剂的流动性，同时也保护系统中可能无法适应凝固-融化循环的容器和其他部件。
- 高温冷却剂（熔盐）和非透明冷却剂（液态钠和液态铅）使得换料（如果需要的话）和运行期间的检查变得困难；但是，工程上已有相应的解决方案。
- 必须提供针对所有系统（例如钠）的泄漏保护措施或使泄露最小化。

研究成果：

在先进反应堆中，燃料、冷却剂和慢化剂组成了一组具有高化学、物理稳定性，高热容量，负反应性反馈和高裂变产物保留率的堆芯材料。此外，这些系统包括不需要应急交流电源和最少外部干预的专设安全系统。这种类型的设计演变已经体现在先进 LWRs 以及中国、欧洲和美国建造的新电站中。这些设计属性将使电站的操作更加简单，对人因失误的容错率提高，从而降低严重事故的发生概率并且在很大程度上减少事故发生后的场外后果。改进了的安全特性还可以使新核电站的运营执照申请更为容易，从而加速其在发达国家和发展中国家的部署。

3.2 先进反应堆成本估算的评估

由于缺乏设计细节，建造系统的历史基础不同以及用于估算成本的假设经常发生变化，因此要确定先进反应堆的成本非常困难。我们完全依靠公开的信息来源而非行业信息来源来估算隔夜资本成本，以便我们能够以内部一致的方式比较不同先进反应堆的成本预测。本文分析结果见表 3.5；更多细节见附录 K。

项目成本的估算是基于美国传统的 NOAK 电站。假设第 N 台（NOAK）电站与由相同供应商和承包商供应与建造的 FOAK 电站完全相同，仅改变了现场特定范围以满足 NOAK 电站现场的需求。只有在建造许多这样的反应堆的情况下（大型反应堆电站约为 8 个，小型电站情形下更多）才能降低到 NOAK 的成本（Economic Modeling Working Group 2007）。相比之下，当前 FOAK 在 NuScale（一种小型 LWR）上的隔夜成本预计约为每千瓦（kWe）5,100 美元。基于最新的可用估计预测，我们之所以认为 HTGR（Gandrik 2012）和 SFR（Ganda 2015）系统的预计成本估算可信度最高是因为该系统已经建成并且有先前 25 至 30 年的概念设计基础。FHR

（小型堆（Andreades 2015）和大型堆（Holcomb 2011））和 MSR（Engle 1980）系统的成本估算高度不准确则是因为它们是基于早期概念而进行设计的。

表 3.5 中的直接成本包括反应堆和汽轮机厂房的设备成本和人工安装成本，准备场地及其建筑结构的土建工程成本，以及电气和其他设备成本以及相关的人工安装成本。

表 3.5：NOAK 先进反应堆预计资本成本的对比，根据设计成熟度和不确定性将不可预见费用考虑在内（取两位有效数字）

成本($/kWe)	HTGR	SFR	FHR(大型)	FHR(小型)	MSR
机组规模	4 × 600 MWth	4 × 840 MWth	3,400 MWth	12 × 242 MWth	2275 MWth
设计阶段	概念上接近初步阶段	概念上接近初步阶段	早期概念阶段	早期概念阶段	早期概念阶段
直接成本	2400	2500	2100	2300	2500
间接成本	1400	1600	1400	1300	1700
不可预见费用	800	800	1100	1100	1200
总隔夜费用	4600	4900	4600	4700	5400
建设期间的利息	600	700	600	700	700
投资总额	5200	5600	5200	5400	6100

间接成本包括几个类别的成本：

- 建筑服务-包括但不限于施工管理、采购、进度安排、成本控制、现场安全和质量检查的成本。
- 公司办公和工程服务-包括但不限于估算、调度、项目加速、项目综合管理、设计津贴和项目成本的费用。
- 现场办公和工程服务-包括但不限于现场办公室、现场工程、现场起草、现场采购以及现场行政和一般支出的费用。
- 业主成本-包括但不限于项目费、税费和保险费，备件和其他资本费用，员工培训和启动成本，以及行政和一般支出费用；但不包括建设期间的利息。
- 设计成本-包括与现场相关的施工前工程、设计和布局工作的费用。

鉴于建造先进反应堆系统的经验有限，间接成本（对装配、公司和现场工程以及建筑服务的监督）表示为直接成本的百分比。在评估不同反应堆的间接成本时使用的百分比乘数不同：HTGR 为 57%，而 SFR 为 64%。小型 FHR 的间接成本是基于 HTGR 的间接成本计算得到的。而根据 Ganda，Hansen 等人（2016）的研究，大型 FHR 成本将逐步提升至当前成本。基于 20 世纪 80 年代早期的前期概念设计，使用同一时期的 LWR 直接成本估算得到的 MSR 的直接成本已经逐步提升到当前成本。为了公平地进行比较，我们统一了针对大型 FHR 的间接成本百分比系数。如前所述，合计间接成本占总成本的很大一部分。而历史上 LWR 机组的实际

间接成本占直接成本的百分比跨度范围很大。在某些情况下，该比率低至 20%，但 LWR 机组最高实际比率约为 40%，而机组的平均值为 50%。美国能源部（DOE）（1980）（1988）制定的成本估算方法表明，在三哩岛事故前建造的反应堆间接成本与直接成本的比率为 51%，在三哩岛事故后这一比率提升到 77%。IAEA（1978 年）提出的建议值为 52%。因此，根据相关方面的公开文献，这里使用的数值是合理的。

基于设计的成熟度、相关的技术开发和供应链，为这些估算提供了可变的不可预见费用。因此，接近原型设计水平的成熟理论（HTGR 和 SFR）产生的不可预见费用是 20%，而在开发早期，前期概念设计的不可预见费用为 30%，这是其较低水平的技术细节体现。如后面所讨论的，特别是对于缺乏某些重要设计细节的欠成熟理论，这样的百分比率仍被认为是过低的。尽管如此，本文引用这些不可预见费用的主要目的是进行比较。最后，假设所有系统的建设时间为 60 个月，用于计算建设期间的融资成本和 LCOE 的利率为 8%（基于 50%的债务和 50%的股权融资以及核电站的 30 年经济寿命）。

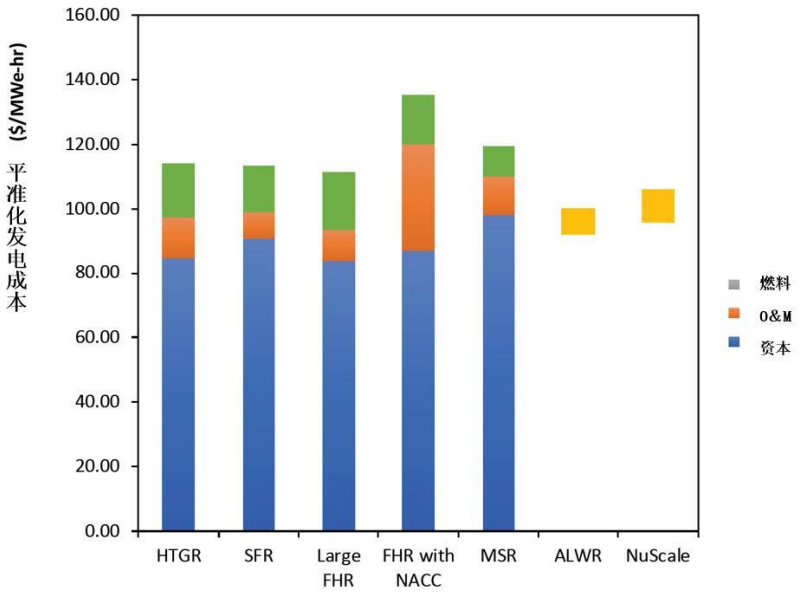
由于以上假设和某些理论的设计细节水平较低，我们考虑的所有先进反应堆的预计隔夜成本几乎都在$4,600/kW。至$5,400/kW。之间。但由于这些数值具有不确定性，与此同时，预测不同理论成本的方法以及将成本标准化到近十年的方法都略有不同，故而不同先进反应堆概念之间的成本估算差异不被认为是实质性的或有意义的。这些估计值与专家对第四代核能系统所做出的成本预期一致（Anadón 等人，2012 年），并且略低于第四代核能国际论坛（van Heek，Roelofs 和 Ehlert 2012）估算的成本。更重要的是，建造这些系统所需的实际成本将取决于未来应用于新建筑的施工管理实践：如第 2 章所述，反应堆设计是次要的。就 LWR 机组而言，在劳动力效率较低、劳动生产率水平各不相同的国际市场上其成本可能更低；如果采用第 2 章中讨论的新施工方法并成功降低安装成本和缩短项目工期，成本也可以得到降低。

图 3.3 比较了每个先进反应堆理论和先进轻水堆的预计 LCOEs，假设所有堆型的容量因子均为 90%。HTGRs（TRISO 燃料）和 SFRs（金属燃料）的燃料成本显著高于当前的 LWRs，一部分原因是这些燃料需要更高的浓缩度，同时也因为它们涉及不同的燃料制造方法。目前这些先进反应堆都未得到大规模部署，因此存在未来降低制造成本的可能。至于 FHR 燃料成本，最初为使用 TRISO 燃料的小型和大型核反应堆系统进行的预测成本均被低估了，而后根据来自供应商的报价对 HTGR 成本估算进行了修正。虽然我们无法对 MSR 燃料的详细成本进行估算，但可以基于系统所需的铀浓缩水平而使用名义价值。

对于采用天然气-空气布雷顿联合循环（NACC）的小型 FHR，假设有一半的时间使用天然气运行，根据以上假设堆其成本进行预测。反应堆单独运行时能输出 100 兆瓦（MW_{th}）热功率，其热效率为 53%，反应堆与天然气耦合之后，热功率能够提高到 242 MW_{th}，热效率也提高至 70%。当然，在估算成本时包括了与 NACC 相关的天然气的成本：假设每兆瓦时电力输出

（MWh_e）的成本为 3.40 美元，约仅占运行和维护成本的 10%。运行和维护成本的提高与每个机组需要大量的员工有关。

图 3.3：不同先进反应堆概念的预计 LCOE



除小型 FHR 外，运行成本大多是相似的。小型 FHR 是一个由 12 个模块组成的核电站，其成本通过 HTGR 的缩放来估算。假如 O&M 过程相同，那么所有系统的 LCOE 约在\$110 /MWh_e 至 \$115 /MWh_e之间。这一数字略高于美国能源信息署（2016）提供的先进轻水堆 \$92/MWh_e - \$100/MWh_e的成本估算值；同样这也高于 NuScale（Surina 2016）估算的 \$96/MWh_e - \$106/MWh_e 的成本范围。降低利率、缩短建设时间可以减少此处的 LCOE 值。

根据第 1 章中的论述分析，特别是当每千瓦时电力输出 CO_2排放量（gCO_2/KWh_e）在 50 克的限制值及以下时，先进反应堆系统的预计成本与核能在相当严格的碳约束下在美国电力市场中竞争所需的成本水平相当。

虽然目前正在研发的所有先进反应堆概念都可以用于发电，但关键问题是哪种反应堆概念最适合用于低成本发电。在大多数情况下，答案归结为哪种反应堆概念需要最低的资本成本。所有核系统在成本方面都面临着同样的根本挑战。

正如第 2 章中论述的关于降低行业成本的条件，如果继续大规模的在建筑行业生产效率低而薪酬水平高的国家于建筑用地上建造反应堆，那么任何先进反应堆概念和现今造价高昂的 LWR 设计之间的成本差异都会很小。但是，第 2 章中回顾的许多新的资本成本削减机制可能适用于全部反应堆概念。所有这些设想都可以在较小的反应堆上实现，并且可以通过使用工厂预制的反应堆组件来减少必须在现场完成的设备安装部分。所有设计都可以采用隔震技

术，所有设计也都有可能利用非能动安全原理和因其特定设计所呈现出的固有独特安全特征。然而，如果没有这些削减成本的创新措施，我们看不到任何一个先进反应堆概念具备显著降低核电成本的内在潜力。

研究成果：

在核电站设计方面而非反应堆方面的技术进步是降低资本成本的最大保证。所有广泛讨论的反应堆概念，包括现有的 LWR 技术和一些第四代设计，都可能具备利用这些技术进步中诸多方面的潜在可能。任何拟建的核电站设计所面临的挑战是如何实现新建核电站成本的大幅度削减，从而使其在电力市场中具备竞争力。

不确定性和偶然事件

必须要强调的是，因为缺乏支持预测隔夜成本和 LCOE 的设计细节，特别是对于处于早期设计阶段的一些设计概念，当前成本估算的不确定性很大。可以通过在设计早期阶段进行成本估算时，标注其准确度范围来缓解预测的不确定性。表 3.6 列出了国际成本工程促进协会（1997 年）和电力研究所（1993 年）建议的准确度范围。在早期设计阶段有 20%至 30%的可能性落在 3 级和 4 级成本估算建议的范围内，但是对于低成熟度设计（第 5 级）的成本估算，所建议的准确度接近 50%至 100%。

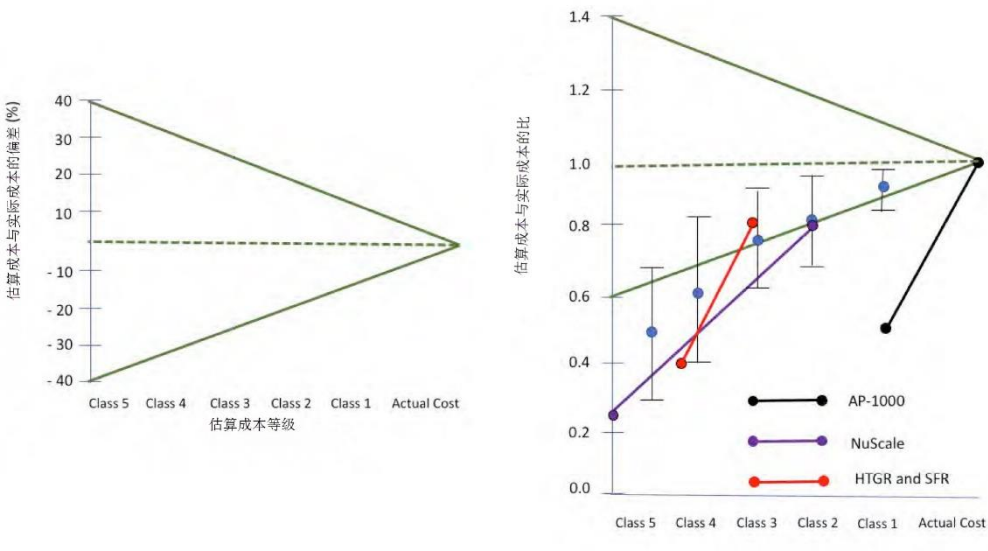
表 3.6：基于设计成熟度水平而建议的准确度范围

预测阶段	项目定义可交付成果的成熟度	最终使用	方法	预期的准确度范围
阶段 5	0%-2%	概念筛选	容量因子，参数模型，判断或类比	低：-20%至-50% 高：+30%至+100%
阶段 4	1%-15%	研究或可行性	设备因子或参数模型	低：-15%至-30% 高：+20%至+50%
阶段 3	10%-40%	预算授权或控制	装配水平线项目的半详细单位成本	低：-10%至-20% 高：+10%至+30%
阶段 2	30%-75%	控制或投标	强制详细输出的详细单位成本	低：-5%至-15% 高：+5%至+20%
阶段 1	65%-100%	检查估算或投标	详细输出的详细单位成本	低：-3%至-10% 高：+3%至+15%

兰德公司（Merrow，Chapel and Worthing，1979）（Merrow，Phillips and Myers 1981）的重要调研报告研究了 35 年前大型工程项目（化学，公共工程和核武器）的成本增长。结果

是很有价值的，它提醒人们注意在对大型复杂项目的成本估算过程中的不确定性。图 3.4（左图）提供了随着技术的进步，传统成本估计和相关不确定性的概念性说明。随着设计细节愈加详尽和相关研发成果的愈加丰富，不确定性程度将会下降。右图显示了叠加在左图所示的传统模型上大型项目的实际经验数据。这些数据作为最终总项目成本的一部分被绘制在图中。数据点代表平均值，不确定性线条代表被研究项目的标准差。随着不确定性的下降，总体成本显著增加，这表明大型项目早期的成本估算存在隐性的过小偏差。早期低估成本的趋势可以归因于以下几个因素：(a)新技术与过去技术相比有多大程度的不同(并且未经证实)，(b)项目在细节和综合方面的定义不充分，无法进行合理的成本估算，以及（c）项目的复杂性。其他研究大型项目的专家声称，除了这些技术原因，乐观偏差（对未来事件的判断比实际经验所确定结果更为积极的认知倾向）和战略性误传（故意地、战略性地高估利益，低估成本，以增加己方特定项目获得批准和资金的可能性）是早期成本估算不能很好地预测大型项目最终成本的其他原因。附录 L 以一般大型项目和核电站为例，展示了此类项目的更多细节。

图 3.4：大型复杂项目的成本估算表明，随着设计的成熟和细节的详尽，成本不确定性降低，但（更重要的是）实际成本显著增加



如图 3.4 的右图所示，反应堆预计成本的大幅增加证明了先进反应堆系统成本模式与其他先进技术类似。AP1000 技术宣称的隔夜费用已经从约$ 4,500/kWe 的费用增加到了$ 8,600/kWe。在早些时候,NuScale 前期概念的成本估算为$ 1,200/kWe(Modro,等人.2003)，但现在预计约为$ 5,000/kWe（Perez 2017）。较成熟的先进反应堆技术（钠冷堆或气冷堆）的预计成本也同样增加了。十多年前，有报告称模块化 HGTR 系统（芝加哥大学，2004 年）的成本为$ 1350/kWe，而表 3.5 中显示的预计成本估算值约为此值的三倍。PRISM 型 SFR 反

应堆的隔夜成本（Shropshire 2009）的早期估计值约为$ 1,300/kWe，但在表 3.5 中预计值接近$ 5,000/kWe。这些增长幅度太大以至于不能仅仅归因于劳动力和商品投入的成本上升。相反，这其实强调了在设计概念的早期阶段准确预测新技术的实际成本存在巨大的困难。

研究成果：

通常来说，早期成本估算明显倾向于低估成本，所以，一旦某项核技术的技术成熟度提高、反应堆设计趋于成熟，其早期的成本估算就不能可靠地预测最终成本。尽管如此，我们对先进反应堆系统的评估表明，这些系统有可能利用固有安全性和非能动安全性来改进系统整体的安全性和运行特征。这些系统有良好的发展前景，但其经济潜力尚未得到证实。致力于探索和测试先进反应堆技术，这将为未来的电力系统带来巨大的经济效益。

3.3 先进核能系统的潜在应用

基于先进核技术的技术特点，对它们的探索不仅是将其作为廉价电力的潜在来源，也是为了利用其为其他生产任务提供服务的潜力，例如为化学品、合成燃料和氢的生产提供工艺热，或者用于海水淡化。此外，如表 3.7 所示，一些先进的核技术有应用于微电网和锕系元素嬗变的潜力。在表 3.7 所示的各种应用中，生产廉价的并网基荷电力是重中之重，因此也被认为是大多数先进核能系统的主要任务。固有安全性和非能动安全性的组合以及更高热效率为能够通过模块化和工厂生产的，更简单、更廉价的先进反应堆设计的实现创造了可能性。降低先进反应堆设计的资本成本非常具有挑战性但又十分必要。

表 3.7：先进反应堆的各种不同应用

应用	使应用可行的反应堆技术方面	可能合适的反应堆概念
产生输送到电网的电力	固有和非能动安全特性以及更高热效率的结合可以实现更简单的设计，这一设计可以利用模块化和工厂生产来降低成本（如第 2 章所述）。	此处所有讨论的系统
用于生产氢、合成燃料和其他化学品的工艺热	大多数应用要求温度高于 600°C。对于盐和铅作冷却剂（氦冷却剂不存在这种问题）的系统，需要检查从化工厂到核电站的反应性反馈。开发在高温下应用的热交换器以满足工艺热的需求是关键的技术挑战。	模块化 HTGR。原则上，LFR，FHR，MSR 和 GFR 由于其出口温度高也是可行的，但因为必须克服材料方面的严峻挑战而具有更大的不确定性。

一回路中功率可调而不是作为基荷	该循环需要在高温下才具有经济吸引力。技术开发的关键之处是将循环与反应堆结合起来。	FHR，LFR（高出口温度类型），MSR，模块化 HTGR 和 GFR。
海水淡化	与反应堆的废热和/或电一起操作	所有发电或具有适当的低温热量提取回路的系统
微电网的热力与电力供应	设计结实的功率非常小的反应堆（<10 MWe）能够与斯特林发动机、超临界 CO_2 循环或直接转换装置等超紧凑型动力转换系统相结合。必须能够进行半自动操作并且易于运输。可以为矿区、偏远社区、海上平台、工业园区、军事基地或远征军提供服务。	各种微型反应堆设计（通常不是基于 LWR）
锕系元素嬗变（燃料循环任务）	快堆系统比热堆系统更受青睐。快堆系统内中子相互作用的概率小，这意味着需要装载大量的燃料并进行多次回收才能满足嬗变的目标。在热堆系统中有可能摧毁铀和钚，但是通过俘获反应（例如锔、铜）产生的高原子序数的锕系元素非常难以治理。长寿命的堆芯和合格的燃料仍然是技术发展首要问题。	SFR，MSR（快堆），LFR。

廉价的并网电力

第 1 章所讨论的增长预测表明，未来几十年内，亚洲的电力需求增长速度将大于西方。在电力需求增长较快地区，正于亚洲高效建造的大型 LWR 由于其快速增加发电量的能力可能将继续占据主导地位。相比之下，许多先进反应堆系统规模较小，可以部署在电力需求增长较为缓慢的地区，或者替代逐步退役的燃煤火电。

现有使用轻水作冷却剂以及热中子能谱的核反应堆技术已经被许多正在建造 SMRs 的公司重新设计。一个值得注意的例子是 NuScale 公司的设计，该设计在获得潜在部署的进程中相对顺利地进行。为了取代由多台机组组成的大型反应堆系统，NuScale 设计了一套由 6-12 个小型独立反应堆模块组成的系统，模块化反应堆组合在一个反应堆厂房中并共用一个冷却剂水池。虽然每个反应堆模块的电功率都很小（50 MW_e），但是在一个核电站中组合 12 个模块可以组成一个 600 MW_e的大型发电站，这样就可以与现役的大型 LWR 和其他发电技术直接竞争电网的电力供应。使用小型的反应堆模块可以增加对工厂生产的依赖，这是我们所希望的降低建筑成本方式的关键。NuScale 的设计利用非能动安全性消除或简化了许多系统。根

据该公司的计划，现场建造反应堆厂房和组装模块远远比建造大型轻水堆来得容易，能够使现场施工进度减少到三年。这种设计的支持者认为，LWR 技术的长期经验证明，采用这一设计能够在部署和规模上创造捷径的设想是合理的。

主要的经济问题是，SMR 是否能够以足够低的单位资本成本（即，每 kW 的装机容量）建造，并因此以较低的总单位成本（即，每 MWh）产生基荷电力。NuScale 宣称的资本成本低于 $ 5,100/kWe，这与某些 Gen-III+系统公布的成本相比也仅是略有改善，在当前情况下仍然无法与天然气发电相竞争。2016 年，在 Atkins 为英国政府开展的一项研究中估计，诸如 NuScale 或 Rolls-Royce 一体化压水堆（IPWRs）等 SMR 设计的 FOAK 电力成本比传统的大型 LWR 的 NOAK 成本高出约 30%。Atkins 的研究（2016 年）提高了公司自身的资本成本估算以纠正前面讨论过的“乐观偏差”，同时他也注意到成本随着工厂制造的批量生产而急剧下降的可能性，并且试图估算这种成本下降所涉及的巨大的不确定性。

除了降低资本成本外，许多小型反应堆设计的支持者还宣扬它们的其他优势。一些人强调的优势是核电站的总体规模更小。他们指出，这打开了与 1 千兆瓦（GW）或更大容量的大型 LWRs 不相适应的部分市场。他们还指出，购买者将会更好地筹措资金，一点一点地采购装机容量。

在评价有关小型反应堆的附属效益主张时，应谨慎行事。核工业面临的挑战是降低单位资本成本（即每千瓦的成本），以便在产生最低单位成本电力方面更具竞争力。如果小型核电站的规模恰好也是能够实现最低单位资本成本的规模，那么小型核电站的附属效益是额外的奖励。反之，小型核电站规模的额外优势不太可能从根本上弥补在降低单位资本成本问题上的失利。

问题是，就规模而言，往往需要在技术上在最优化设计与某些客户的需求之间进行权衡。正如许多其他行业一样，对于核工业来说这也是一个古老的问题。规模最佳的反应堆只适合市场的某些部分而非全部。因此，许多反应堆供应商首先确定其技术上最佳的反应堆规模，然后生产较小的版本以服务于与最有效设计不相适应的市场部分。在 LWR 设计中，这种方法的例子包括俄罗斯的 VBER-300，Holtec 的 SMR-160 和中国的 ACP1000。这一行业的问题并不在于它忽略了需要较小反应堆的宝贵市场。问题在于，即使是最佳规模的反应堆，每单位功率的基础造价也太昂贵了。除非小型设计首先能够完成从根本上降低每单位资本成本的任务，否则致力于服务需要较小反应堆规模的细分市场是毫无用处的。如果核技术无法在其最佳发电规模上具有竞争力，无论是大型还是小型，都很难保证通过将核电站规模缩小到最佳规模[9]以下以取得成功。另一方面，如果较小的设计是最优的，并且可以从根本上降低单位资本成

[9] 英国国家核实验室主导的小型模块化反应堆（SMR）2014 年 12 月的可行性研究分析了两种情景。在

本，那么进入更大市场的附属效益将是一个很好的额外收益。

工艺热与高温应用

虽然传统的 LWR 在相对较低的出口温度下运行，但许多不同类型的先进反应堆设计在较高的出口温度下运行。较高的出口温度可以提高发电的热效率，这是一个具有实际价值的特征。如前所述，它还可以增加电力输出，减少燃料消耗和生产每单位能量的用水量。

先进反应堆除了其发电的价值之外，高出口温度为出售热量本身创造了可能性，这对其他目标来说是有价值的。一般而言，工艺热的利用有助于反应堆系统具有更高的出口温度、更高的安全性、更少的反应堆源项以及反应堆和工艺热应用设备之间最小的冷却剂反应性反馈，以上所有都是核电站选址靠近工业设施的要求。

即使 LWRs 产生温度相对较低的热量，也存在许多非电用途。例如，许多的现行核电站提供区域供热系统，而有的核电站将工艺热提供给工业使用（IAEA 2002）。来自苏联 BN-350 快堆的部分热量则被用于海水淡化。然而，许多工业过程需要温度更高的热量，因此具有更高出口温度的先进反应堆可以扩大潜在的客户群。第 2 章和附录 F 论述了这个潜在市场的当前规模。虽然热力市场没有电力市场那么大，但它也许能够支持数百个中小型反应堆。通过这种方式，核能系统可以减少美国和世界各地工业部门的大量碳排。如果社会向更重视向氢或合成燃料的方向进行转型，工艺热的市场也许能够更大。

真正的高温气冷堆(HTGRs)实验始于 20 世纪 60 年代[10]。建于 1964 年的英国龙堆(Dragon)是被用于测试燃料和材料而非用于发电的。在美国宾夕法尼亚州的 Peach Bottom 1 反应堆是 HTGR 实验堆。它在 1967 年与电网连接并运行到 1974 年。德国的 AVR 也是 HTGR 实验堆，它在 1967 年与电网连接并一直运行到 1988 年。在美国科罗拉多州的 Fort St. Vrain 曾建造了商业规模的 HTGR，并在 1979 年至 1989 年间进行了商业运行。它表明在这些设计中可以实现非常高的热效率，但也存在着与氦循环风机有关的运行问题。德国的 THTR（其中“TH”代表钍燃料）是另外一个商业规模的高温气冷堆，于 1987 年开始商业运行，但它在第二年就被永久关闭。1999 年，日本的高温工程试验研究堆开始运行。最近以来，中国一直在运行被

情景 A 中，SMRs 的单位成本更高，但它们可以服务于对大型 LWRs 而言太小的市场区域。在情景 B 中，SMRs 被假设具有与大型 LWRs 一样的成本，并为了争夺整个市场与之展开直接激烈的竞争。有趣的是，英国的研究没有探讨 SMRs 比大型 LWRs 更便宜的这一可能。

[10] 大多数现行的核电站采用气体冷却剂。最早的一批建于 20 世纪 50 年代的英国和法国，当时这些设计还生产了所需的武器材料。后来，采用 CO_2 作为冷却剂的先进气冷设计成为英国核电机组的主力军，其中许至今多仍在运行。

称为 HTR-10 的测试型 HTGR。目前的计划设想了具有完整商业规模、六模块构成的版本，被称为 HTR-PM 600。双模块版本作为石岛湾核电站的一期工程目前正在建设中。它是由中国国家核电技术公司（SNPTC）负责建造的。石岛湾核电站两个反应堆模块中的第一个预计将于 2018 年投入使用。

多年来，高温气冷堆的产品侧重点在发电和工艺热之间摇摆。早期的实验性高温气冷堆用于发电，尽管如果这个概念在当时被证明是可行的，工艺热市场也会被作为候选用途。近来，随着气候变化问题的日益突出，关注点已经转移到工艺热。高温气冷堆被视为提供工艺热的少数低碳选择之一。在美国，2005 年的能源政策法案推出了下一代核电站（NGNP）计划，以开发用于工业用途的超高温反应堆（VHTR）。NGNP 产业联盟的任务是寻求和促进 HTGR 技术的工业用途，这一技术为工业应用提供高温度工艺热，并承诺提供新的氢能来源以及将化学品和燃料生产转变为减少温室气体排放新原料的方法（NGNP Alliance 2018）。然而，鉴于廉价天然气的存在，NGNP 计划在美国被暂时搁置。最近，人们又重新将 HTGRs 主要用作电力来源。中国 HTR-PM 采用的德国设计就是一个例子，X-Energy 的球床设计也是如此。中国项目旨在为使用六个反应堆装置的 600 MWe 装机容量的大型核电站铺平道路。中国核工业集团公司（CNNC）正在寻求机会将新设计出口到沙特阿拉伯、迪拜和南非等国家。当然，设计参数可以针对电力市场、热力市场或热电联产进行优化。

灵活的运行

由于可再生能源在一些市场有着高占有率，加上天然气发电厂提供了灵活的备用容量，传统的基荷发电站已被取代。在这样的市场中，LWRs 可能被迫进入负载跟踪模式（现在法国和美国的某些地区就是这种情况），并且将会因为不能一直以满功率运行而产生相关的经济损失。为了最大限度地减少或消除这种经济损失，任何在高温下运行的先进核系统都希望能够提供电力和提供热量（或其他能源产品）的可变混合，以确保反应堆在 100%稳定输出的同时，适应可再生能源电力的间歇性，在可再生能源不能提供电力时（例如，在阴天或无风天）提供电力。要格外注意的是，根据定义，建造生产多种能源产品的反应堆将比建造生产单一产品的反应堆花费更多，因为前者的设计中必须包括两条产品线。但是，如果第二种产品的价值高于电力这一低价值商品，那么就有可能抵消额外的投资成本。这些权衡需要详细的经济分析来评估。

又或者，有人提出天然气燃烧的前置循环用于提供可变功率，同样反应堆能够在 100％的稳定热输出下运行。如前所述，前置循环的例子就是使用核能空气-布雷顿联合循环的 FHR（Forsberg 2014）。除了传统的基荷发电之外，这类系统还为先进反应堆提供了潜在的新任

务/市场。虽然与联合循环天然气厂相比，这类系统由于较高的整体热效率可以获得更大的收益，但是尚未详细评估成本因素。此外，在严格的碳排放限制下，单纯使用天然气的设计将不被允许。

第三种方法是使用储热，然后根据需要调节反应堆的电输出和储热器的存量（例如，使用熔盐循环）（Sullivan 2017）。HTGR 应用的另一个创新想法是通过运行核电站使堆芯中的高热容石墨用于吸收负载波动，并使电功率能够通过控制氦气流量而变化（Yan 2017）。其他一些可以与任何反应堆系统一起使用的储热示例将在第 2 章中讨论。其中许多想法仍处于概念阶段，需要进一步的经济分析来确定其潜在的市场可行性。

用于离网电力和热力用途的微型反应堆

功率非常小的反应堆（即小于 10 MW。），也称为微型反应堆，可为一系列微电网应用提供电力和/或热量，包括服务矿厂、偏远社区、海上平台、工业园区、军事基地或需要安全能源供应的远征军（安大略省能源部 2016）。为了最大限度地发挥其效用并最大限度地降低成本，微型反应堆必须针对几个关键特性进行设计，包括易于运输到将要使用的场所，自主操作以及与斯特林发动机、超临界 CO_2 循环或直接转换装置等超紧凑型动力转换系统相连的能力。微型反应堆的实例包括 Kilopower，eVinci，OKLO 和 Holos Gen。

将反应堆缩小到非常小的尺寸具有一定的技术缺陷。例如，仅是因为表面积与体积之比随着反应堆变小而增大，在促成链式反应之前裂变产生的中子有更高的泄露可能。可以在系统中增添将中子反射回堆芯的附加设备，但这不仅使反应堆体积变大还增加了费用和材料。存在技术缺陷的同时，小的尺寸也提供了潜在的优势。例如，表面积与体积之比增加使得在不依靠能动安全系统的情况下更容易排出热量。嵌入微型反应堆和提供地震隔离也可能变得更加容易。

不经济的小尺寸带来的潜在补偿是，离网市场的产品可以以比并网系统的产品更高的价格出售。例如，离网电源的主要竞争技术是具有高单位电力成本的柴油发电机，因此，即使在单位电力成本不能降低到足以与其他并网发电技术竞争的情况下，新的微型反应堆设计也可能是有利可图的。

许多企业家和投资者正在探索微型反应堆，并将其视为新型反应堆技术迈向切实可行的商业化道路的第一步。这个观点是说，离网应用是这类技术首次实现的尚在发展初期、更有前途的市场。反应堆的小尺寸不仅减少了所需的初始投资[11]，而且还使能够随着生产规模逐步

[11] 然而，任何新型反应堆技术在设计、工程和许可方面需要的大量前期投资（大约 10 亿美元）在很大

改进的工厂生产技术得以使用。如果可以在离网市场上取得最初的成功，那么随着时间的推移，迭代创新的过程将会开放部分并网电力市场给微型反应堆技术。这种迭代可能需要两种不同的途径。一方面，微型反应堆按比例扩大到更大的反应堆尺寸，以便从规模经济中受益。另一方面，反应堆仍然保持小尺寸且适于工厂生产，然后随着单位生产成本因经验积累而下降，在一个核电站安装许多反应堆并且以这种方式与并网电力市场竞争将会使生产成本变得更经济。

这两个途径都为新技术如何克服融资挑战这一重要问题提供了现实答案。它们依赖于逐步式投资过程，这一过程由商业考量和对过程中获取信息的重复迭代所推动。许多开发人员发现，相比于旨在实现从初始研究到数十亿美元基础设施建设快速飞跃的大型项目，这种方法更加合理且更有吸引力。

太阳能光伏（PV）组件是以这一方式成功商业化的最好案例之一。在这一案例中，初始商业应用也是以离网应用为中心。随着产量的扩大，光伏制造商逐步改进其生产方法。他们反复地从一种生产方法转变为另一种新的、成本更低的生产方法，这一生产方法又逐渐改进直到被下一代生产方法所取代。光伏组件的成本随着累计产量的增长而不断下降（Harmon 2000）。

然而，由于认识到这两种技术之间存在着重要差异，我们必须控制微型反应堆可以重复太阳能光伏组件的道路这一乐观设想。太阳能光伏组件将一种形式的能量转换为另一种形式的能量并且产生很少的副产物。而核电站大规模地生产能源并且产生许多必须经过处理的副产品，如热量、裂变产物和乏燃料的其他成分。许多核电站系统的建造是为了在一系列预计的事故情景下处理这些副产品。而且，在放射性环境中的维护活动比在其他类型的能源设备中更为复杂。

正如我们在第 2 章讨论成本时所强调的那样，核岛和常规岛并不是核电站资本成本的主要方面。相反，大型核电站包括对许多组件进行安装在内的现场施工才是主要的成本原因。因此，通过重复建造反应堆而获得效率并不能解决整个核电站的成本问题。问题在于更大的设施。在我们强调工厂生产和模块化生产有希望降低核成本时，它们就一直在促进整个核电站而非仅是反应堆的经济效益。如何应用这种观点，对于有兴趣放大微型反应堆技术的公司而言将是一项挑战。这对设计和执行来说都是需要研究与创新的重要领域。

从公共政策的角度来看，重要的是要考虑微型反应堆如何实现减少碳排放的目标。离网电力市场规模极小，对全球碳排放量的贡献微乎其微，因此，开发微反应堆以服务于这个市场只会对减少全球温室气体排放做出微小的贡献。在离网系统中应用该技术也许最终能带动

程度上与新技术建造的反应堆的大小无关。如果设计利用现有技术，投资可以更低。

其在并网市场中的应用，但是这将发生在很长时间之后。

总之，专为高价值、离网用途而设计的微型反应堆提供了一种可最大限度地减少早期部署所需的投资规模的创新途径。最初瞄准规模小但价值高的市场可以减轻早期的压力，从而在降低单位成本方面取得快速成功。相反地，它可以提供一条通过经验和迭代再设计实现成本随时间降低的途径。然而，仍存在大量初始的前期设计成本和测试成本，这些成本不会随着反应堆设计规模的增大而线性缩小，而且必须在规模较小、价值较高的市场上摊销。

海水淡化

在全球淡水资源有限的干旱地区，例如中东（Lienhard 等人，2016），淡水是一种日益重要的商品，海水淡化可以通过反渗透法来实现，这只需要电力或者各种在低温条件下、基于热力学的过程就能够实现。然而，海水淡化的市场规模相当小：假设每天使用反渗透法产生 1 亿立方米的淡水，每产生 1 立方米淡水需要 3.5 kWh 的能量，而发电厂的容量因子为 90%，那么大约 16 GW 的发电能力就能够满足当前全球关于海水淡化的能源需求。那么通过发电和/或配备有适当的低温热提取回路的核反应堆可以轻易地满足这种需求。

以改进燃料循环为目标的第四代反应堆

在各类宣传燃料循环优势的第四代反应堆设计中，最重要的是快堆设计。快堆系统比热堆系统更适合于锕系元素的嬗变，因为快中子能谱具有比热中子能谱更好的裂变俘获比。虽然易裂变同位素可以在热堆中发生裂变，但是在热中子谱中，中子被可转换同位素俘获的概率足够大，导致可转换同位素嬗变为更高原子序数的锕系元素（即锔和锅的同位素），这些锕系元素在后处理和最终处置过程中产生的衰变热、放射性毒性方面比铀元素和钚元素甚至更难应对。

许多国家已经建造了不少测试快堆、实验快堆或原型快堆，一些反应堆已经能够供应并网电力。这其中包括英国分别于 1962 年和 1975 年并网的敦雷双流堆(DFR)和原型快堆(PFR)；美国于 1966 年并网的 Fermi-1；法国于 1973 年并网的凤凰堆；前苏联于 1973 年并网的 BN-350；德国于 1978 年并网的 KNK-II；日本于 1995 年并网的文殊堆；美国二号实验增殖反应堆（EBR-II）从 1964 年起提供电力供给直至 1994 年停运。印度的原型快中子增殖反应堆（PFBR）目前正在建设中。商业快堆的建造有法国的超凤凰堆，它于 1986 年并网并于 1998 年永久停运，而俄罗斯的 BN-600 和 BN-800 分别于 1980 年和 2015 年并网（两者仍在运行中）

[12]。

这些反应堆的运行经历各不相同，考虑到核电站的原型性质以及它们所代表的设计和任务的多样性，这就显得不足为奇。许多反应堆遇到过运行难题，包括一些需要长时间停堆的麻烦事故，这使得容量因子降到非常低的水平。[13]例如，英国 PFR 在服役寿命期的容量因子为 27%。在美国，Fermi-1 在其七年短暂的运行寿命中仅供电一年，而 EBR-II 据说在其三十年的实验和使用中运行平稳，并且在服役期的最后十年仍达到了 80%的容量因子[14]。尽管法国的凤凰堆在其 35 年的生产中容量因子仅为 41%，但它仍被认为是成功的。相反，超凤凰堆却是商业上的失败案例。它在 13 年的运行寿命中仅发电 6 年，在永久停堆前累计的容量因子为 8%。[15]日本的文殊快堆是另一个商业失败案例。在它开始运行后不久，就因为钠泄漏和火灾被迫停堆进行维修。在日本政府最终决定永久关停前的几年中，一系列的问题使得文殊堆基本处于停摆状态。俄罗斯的快中子反应堆运行情况最为良好。BN-350 运行了 25 年但 IAEA 仅拥有其最后 7 年的数据，在这 7 年里，容量因子在 19%至 72%之间波动，平均值为 45%。俄罗斯随后的原型快堆 BN-600 在其迄今为止的 35 年运行中有着更好的记录，其服役寿命期内的容量因子为 75%。俄罗斯新型 BN-800 在运行的前几个月就达到了 85%的容量因子。

在核工业早期，根据当时对铀储量的估计，许多分析人士预测活跃的热堆电力市场将会迅速耗尽全球可用的铀储量。因此，历史上寻求快堆的主要动机是开发能够产生额外的易裂变材料的增殖反应堆以增加有限的天然铀资源。在许多国家，这被视为确保能源安全与可持续性的问题。然而，快中子增殖反应堆被研发的最初原因早已不复存在了。事实证明，铀资源远比 20 世纪中后期想象的要丰富得多，而且预测的高行业增长率从未实现过。因此，铀原料的成本从未像人们所担心的那样攀升，以致于快中子增殖反应堆的额外资本成本仍旧远远超过任何可能的燃料节约成本 (Bunn, et al. 2003) (De Roo and Parsons 2011) (Kazimi, et al. 2011) (Cochrane 2010)。由于以上原因及一些其他原因，在许多国家不再为部署新

[12] 除 EBR-II 外，这里提到的反应堆均为 IAEA PRIS 数据库中包含的反应堆。

[13] 除非另有说明，所有容量因子数据均来自 IAEA PRIS 数据库 (2017 年核反应堆数据库)。

[14] IAEA 数据库中并未包含 EBR-II 的数据。 80%的数字取自 Till and Chang (2011)。另见 Koch (2008)。

[15] 超凤凰堆被停堆的大部分时间是由于监管审查和公共政策讨论，因此，由于它经历了勉强定义的工程问题，累积容量因子可能无法代表反应堆的性能。 然而，即使从计算中排除了这些时期，超凤凰堆在 70 个月内仅有 34 个月可用于发电，并且在这几个月中仅在 41.5%的时间内可用，这使得总可用性为 20%。 一项分析针对最后 16 个月的运行期调整了通常计算的某些因素，报告了这一时期的可用性因子为 51.3%，“对于有效满功率时间不到一年的原型快堆，这是一个值得骄傲的结果，并且它甚至还没有时间来实现所有必要的‘调试’”。(Guidez 和 Prêle2017)。

的快中子增殖反应堆提供政府资金。[16]

最近，快堆研究的重点已经从最大限度地利用所产生的可用再循环燃料的“增殖堆”转移到最大限度地减少乏燃料储存中的有害废料元素的所谓“焚烧堆”，后一任务也被称为锕系元素管理。使用快堆再循环利用乏燃料确实从根本上减少了乏燃料最终处置所需的空间和热负荷。因此，鉴于人们普遍认为这将成为未来的主流做法，许多国家将其国家废料管理计划中的再循环制度化。为了实现其长期的废料管理战略，法国暂时计划在欧盟（可能包括日本）的支持下建造一个新的原型快堆 ASTRID。在美国，人们产生了在未来转向燃料再循环利用[17]的兴趣，尽管该领域的研究仍在继续，但近年来对这一目标的热情已经有所减退。。在快堆运行方面已经取得最大成功的俄罗斯，计划建造商业化的 BN-1200。俄罗斯打算将能够提供包括核废料管理在内的完整燃料循环服务作为其商业出口组合的关键要素。一些追求第四代快堆设计的公司也宣称减少核废料处置量是该技术的优势之一，美国能源部（DOE）和第四代（核电技术）国际论坛也提出了这一观点。

当真正的目标应该是能够降低核能资本成本的设计时，将很难坚持把研究资金投入专注于燃料增殖以节约燃料资源或燃烧锕系元素的创新设计中来。对于不同的反应堆技术，燃料成本通常仅为总 LCOE 的 5%。同样，核废料管理的现实或预计经济成本只是核能 LCOE 的一小部分，因此减少核废料的量以降低核能 LCOE 的潜力非常有限。事实上，全面的分析表明，快中子增殖堆或焚烧堆的额外资本成本远远超过减少最终送去处理的核废料而带来的所有成本效益（Bunn，et al.2003）。[18] [19]燃料经济性或燃料再循环问题分散了对减少反应堆资本成本的密切关注，而反应堆资本成本占核能发电总 LCOE 的 70%以上。

虽然减少核废料不能大幅度降低核电的 LCOE，但是在一些国家，快堆设计的这一特点可能在核能公众接受度方面发挥着重要作用。公众对放射性废物的担忧是核能面临的一个关键问题，因此可以建立一个具有不同废物处理流程的系统。但是，必须承认，核能公众接受度问题远远超出了核废料问题的技术特征（包括需要处理的核废料总量和它所带来的危害程度）。因此，虽然在吸引公众舆论方面可能会有些许的帮助，但核能公众接受度的问题仍然存在。

关于快堆设计的一些研究侧重于对降低资本成本的改进，而其他研究则着眼于对长寿命

[16] 虽然快堆实际部署的资金已经枯竭，但一些国家仍在坚持针对新燃料设计、新材料等问题的积极研究项目，这些问题与未来此类反应堆的部署有关。

[17] 例如，参见 U.S. Department of Energy (2003)。

[18]相关地，支持者认为快堆是管理传统核废料储存的一种方式，即作为产生电力这一副产品的焚烧炉。这一论点也许具有一些价值，但它隐含地承认，快堆在其他情况下发电不具有成本竞争力。

[19] 此外，大多数关于快堆减废效益的宣传都直接地表明了体积和成本之间的比例关系。

的纯铀堆芯的研究，从而避免再循环获得易裂变材料。一些新的快堆设计强调较小的尺寸和模块化，这可能有助于降低单位资本成本。但是实际上能否真的实现降低成本还尚未在实践中得到证实。当然，如果有一种新设计可以大大降低快堆的资本成本，那么就能直接降低 LCOE。所有减少的核废料管理成本都将是一项辅助收益。

建议：

未来的研究、开发和示范（RD&D）资金应优先考虑优化的反应堆设计，以大幅降低包括建造成本在内的资本成本。凭借燃料循环指标进行宣传的快堆创新设计不太可能推进商业化部署。

防止核扩散

在对燃料循环和限制可用于核武器的核材料或专业知识扩散的努力中，反应堆不是主要的关注对象。相反，主要关注的问题与铀浓缩和/或后处理设施有关。换句话说，前端和后端燃料循环设施可能成为武器级核材料的来源。对小型反应堆项目来说，拥有浓缩和/或后处理的能力不是一种经济的选择。如果新加入的国家要利用设备富集低浓度铀或进行后处理，就必须参加 IAEA 目前的材料控制核查活动。然而，燃料增殖仍将是许多先进反应堆概念关注的问题。先进反应堆中，许多可以利用钍或钚运行或者用于示范替代燃料循环。燃料增殖的问题需要寄希望于：建议使用燃料循环的观点，球床系统，以及使用延时罐使镤元素衰变为易裂变核素铀-233 的钍基 MSRs。在所有上述情况中，我们关心的是在无保障的形式下易裂变材料的分离，这种形式可能会被利用以达到邪恶目的。特别是需要考虑到实时换料（球床系统的情况下）和液基燃料系统（MSRs 的情况下）。这些过程导致的新型物理反应堆构造需要考虑防止易裂变材料被偷盗、转移或滥用的内在（物理和技术设计特征）和外在（制度安排）措施。此外，由于与传统固体燃料反应堆系统存在不同，在设计阶段需要格外关注开发溶解燃料系统的材料核算方法。无论涉及的商业实体和正在研究中的反应堆技术水平如何，随着这些系统设计的发展，必须制定保障措施和安全措施以满足 IAEA 标准。西屋公司的 AP1000，欧洲 EPR 以及最近的韩国 APR1400 就属于这种情况，而且，如果未来部署的先进反应堆系统与全球能源系统深度脱碳目标相配，那这无疑是必要的。Bari（2015）发现了一种系统性解决这些问题的国际方法。

3.4 技术准备、部署、示范和商业化

若干相互关联的因素影响了先进反应堆系统商业化运营的能力，包括（a）所使用的技术和子系统的准备情况；（b）使技术成熟到能够设计、运行和许可工程示范系统运营的开发活动要求；（c）达到商业规模后，以确认其性能、安全性、可靠性和可操作性符合要求的可行性。本节回顾了不同先进反应堆系统的成熟度，评估了它们的技术准备情况以及可能的商业化时间表。表 3.8 总结了每类反应堆在部署、示范和商业化方面的关键技术问题。

世界上许多组织已经研究了先进反应堆技术的准备情况。虽然每个组织都应用自己特殊的标准进行评估(Generation IV International Forum 2014) (Gougar, et al. 2015) (Sowder 2015)，但是大体上技术可以根据准备情况进行如下所示的分组：

- **最低成熟度**

LFRs（氮化物燃料），GFRs，MSR（快堆）和 MSR（使用除 FLiBe 以外的盐的热堆）

- **低到中等成熟度**

先进 SFRs，FHRs，MSRs（使用 FLiBe 的热堆），LFRs（氧化物燃料），VHTRs（900℃出口温度）

- **中到高成熟度**

小型传统 SFRs 和模块化 HTGRs（750° C 出口温度）

这些评级基于三个主要标准：（a）解决技术、设计和/或许可问题，特别是燃料、包壳、冷却剂和/或慢化剂以及其组合所需的下一步技术发展程度，对于以上材料在中子通量和/或原型温度及机械应力下的行为的测试数据很少或几乎没有；（b）先前在集成系统（或类似系统）方面的成功运行经验；（c）系统或其关键部件/子系统的安全示范水平。一般而言，表 3.8 中技术成熟度较低的项目所遇到的技术开发问题与反应堆的关键特征（燃料、冷却剂、结构）的可行性和性能有关，而较高成熟度项目的技术开发问题与运营许可认证和扩展新用途有关。

表 3.8：先进反应堆的运行经验、技术开发问题和技术准备情况

冷却剂	技术和先前的运行经验	技术成熟度	突出的技术开发问题
氦气	小型 HTGR；全世界共有 6 处。	出口温度为 750°C 的设计达到中至高技术成熟度；出口温度为 900°C 的设计达到低至中技术成熟度。	对于具有 750°C 出口温度的设计，到 2022 年完成燃料和石墨合格确认。对于 900°C 出口温度的设计，需要开展额外的工作来研发中间换热器和可在该高温下运行的其他系统组件。

	GFR；无。	最低。从未在世界任何地方建造过气冷快堆。	需要合格的燃料。内部结构必须能够承受所提出的长寿命堆芯的高水平辐照损伤。安全系统需要示范。
液态金属	小型 SFR，如 PRISM 或 ARC；全世界共有几十处。	传统的小型 SFR 技术成熟度很高。对于长寿命、更高燃料的增殖焚烧堆芯或使用尚未得到认证的先进合金钢的 SFRs 来说，达到中等技术成熟度。	进行金属燃料的源项实验以减少安全分析中的保守性。如果反应堆使用嬗变燃料，则着重于燃料鉴定工作。开发商业化燃料供应商。对于更先进的 SFR，需要示范寿命更长、燃耗更高的增殖焚烧堆芯，需要认证之后才能使用先进结构合金的概念。
	LFR；俄罗斯潜艇（别处没有）	最低	在更高温度（出口处≈700°C-750°C）和更高的流速下，铅对涂覆层的腐蚀和侵蚀。测试电厂/关键系统的非能动安全行为。嬗变燃料需要较多的资格认证努力（如果反应堆以这种方式运行）。一些有利于氮化物燃料使用的概念-在 LFR 中对该燃料系统进行认证将需要付出巨大努力并且延长了达到商业准备的时间。
熔盐	FHR；无。	低至中等	在中子场存在的情况下，证明在非铀基盐中的 REDOX 腐蚀/控制。对于长期运行工况，需要经过验证的材料解决方案（强度、耐腐蚀性、辐照稳定性）。示范减少氚的解决方案。 测试电厂/设计的非能动安全方面。
	MSR 热堆；两个热实验系统（MSRE 和 ARE）。在这些实验中不涉及电转换	基于 FLiBe 的热堆系统低至中等。热堆和快堆中的其他熔盐系统技术成熟度低。反应堆外去除裂变产物、锕系元素和易裂变/增殖材料的大多数系统都是低成熟度的。这样的系统需要在高燃耗下维持反应性。许多这些提议的反应堆系统尚未在世界任何地方建造。	根据设计，除非在某些设计中能够经常更换主要部件，否则长期腐蚀是一个问题。如果盐不是 FLiBe，在中子场和盐中进行 REDOX 控制示范将是必须的。对于含锂盐，氚的缓解方案必须被示范证明。在较长时间的运行下，在 IHX 中析出的惰性裂变产物的行为以及由于裂变产物碲的腐蚀和脆化（导致开裂）行为也是不确定的。在美国橡树岭国家实验室开发的高镍合金（哈氏合金 X）不符合美国机械工程师协会（ASME）的使用条件。该合金还具有较差的辐照稳定性和高于 700℃时强度不够的问题。想要实现长期运行需要一种经过验证的材料

			解决方案。（由于这个原因，一些设计师建议每 4 至 6 年更换一次结构材料，但与此同时相关的成本增加和可用性降低。）尚不清楚 ASME 第 XI 节的检查要求将如何实施。该系统中的仪器还需要进一步的开发。由于裂变产物和钢系元素从系统中移除，易裂变材料原则上可以转移，因此在这个系统中仍然存在核扩散和材料核算问题。
	MSR 快堆；从未建立过快堆系统。	最低。与 MSR 热堆类似的问题	必须示范证明氯盐、腐蚀控制策略。必须示范证明材料解决方案。与 MSR 热堆系统检查方面的类似问题。某些系统中的高功率密度需要高流速，这可能导致侵蚀/腐蚀问题。此外，高流速可导致堆芯中的缓发中子分数非常低，这使得反应性控制成为问题。

历史经验

从历史上看，核能系统（LWRs，SFRs 和 HTGRs）在商业化之前已经经历了许多发展阶段，如图 3.5 所示（Petti 等，2017）：

- 研究和开发阶段，证明与燃料、冷却剂和反应堆系统组件和配置相关的关键特性的科学可行性。
- 工程示范阶段，缩小规模的工程示范为从未建造过的设计提供概念验证。此阶段的目标是证明集成系统的可行性。从历史上看，这些工程示范一般为非常小型的反应堆（小于 50 MW_e）。
- 性能测试阶段，确认系统的有效放大，并获得用以验证系统整体行为（在某些情况下包括燃料循环）的运行经验，从而获得性能验证。
- 商业示范阶段，如果系统按照设计运行良好将为后续商业产品所复制。

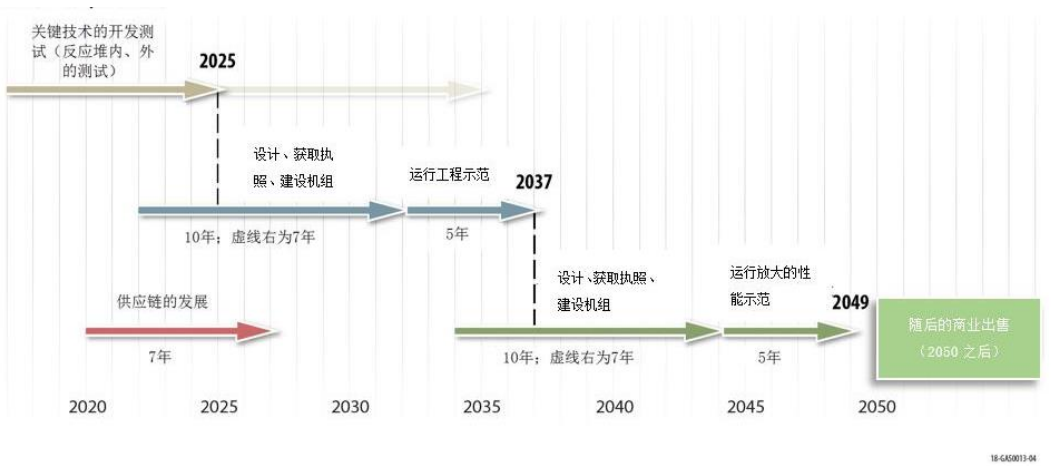
在描述这些阶段时，我们故意避免使用“示范”、“原型”或“同类别首个”这类术语，因为根据使用到它们的上下文，这些术语可能有些含糊不清。在几乎所有情况下，历史上新的反应堆系统都连接到电网以便在开发过程中实现电力生产。类似的开发步骤适用于化工和海上石油工业。

我们需要采取类似的步骤，特别是对于不太成熟的技术（即 LFR，FHR，MSR 和 GFR），以完成所需的技术示范活动，获得运行经验，论证系统规模有效扩大，降低商业化风险，并建

立成熟的供应链。这些项目都是给这些技术建立可行的商业应用的重要先决条件。基于一体化快堆项目（Till and Chang 2011）发展出了 GE 的 PRISM；基于 NGNP 项目（以及美国 DOE 早期资助的 HTGR 项目）发展出了成熟的 HTGR（爱达荷国家实验室，2011 年）；以及 NuScale 小型模块化 LWR（McGough 2017）的成熟轨迹，再加上 20 世纪 70 年代后期美国 MSR 技术（Engle 1980）所需的 R&D，我们发现成熟核技术所需的成本和时间是巨大的：每个反应堆概念的成本在 1 到 20 亿美元之间，相当于几百万工时的设计/工程工作，以及 15-20 年的时间来根据监管机构要求的技术水平设计连贯有效的验证示范系统。在我们的评估中，SFRs 和 HTGRs 的首个商业化应用可能会在 2030 年出现，而后续的商业化机组可能出现在 2030 年到 2050 年之间。对于不太成熟的技术，早期开发的机组预期在 2030-2040 年期间投产。

图 3.5：新核电技术商业化的历史范例

图 3.6：基于历史经验的技术欠成熟的概念性先进反应堆的开发时间表



对于这些不太成熟的技术也需要建立试验平台。特别是通过开展 R&D 解决表 3.8 所列举的某些问题是目前所遇到的一个关键瓶颈，必须在开发过程的早期就克服这一瓶颈，从而使低成熟度技术能够进入技术成熟度的下一阶段。适当比例的堆外回路可以帮助鉴定反应堆本身之外的组件（例如，蒸汽发生器、中间换热器、泵、阀）。

堆内试验和测试回路可用于鉴定必须暴露于反应堆堆芯实际环境中的组件（例如，结构材料、燃料，控制棒导向管、慢化剂棒），从而评估与材料肿胀、组件性能（例如，退化、腐蚀、稳定性）以及寿命相关的问题。快堆的燃料和材料的开发和鉴定，如铅冷快堆和氯盐快堆，需要在具有极大快中子通量的试验堆中进行辐照，即，每平方厘米每秒至少 10^{15} 个中子（$n/(cm^2\text{-}sec)$）。美国目前没有这种测试能力。然而，俄罗斯拥有快中子试验堆，很快中国、印度，可能还有法国，也将拥有快中子试验堆。如果可以与这些国家中的任意一个达成合作协议，美国可能没有令人信服的理由来开发一个国内的复制品。此外，值得注意的是，大多数第四代核电系统的开发和商业化不需要快中子试验堆，因为它们的燃料和材料要么已经合格（例如，在传统的钠冷堆设计中），要么就是预期的快中子通量较低（在所有热中子堆设计的情况下）。

对于之前从未建造过的系统，可能需要进行缩小规模的工程示范，以便在扩展到商业规模的性能测试之前了解系统的集成行为。在美国，DOE 的国家实验室是与私营企业合作测试这些性能的合理场所。其他已建立核能计划的国家也有类似的实验室。

虽然这种传统的核反应堆开发方法已经在美国和世界各地用于轻水堆、钠冷堆和气冷堆的开发，但它非常的耗时。图 3.6 显示了基于历史经验的典型开发时间表。虽然早在 20 世纪 60 年代一些原始 LWRs 能够在 13 到 15 年内完成这一路线，但今天这个过程可能需要更长的时间，这归因于遵守法规所需的知识水平越来越高，引入了核电最初被开发时还不存在的规范和标准(如, Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) Class 1E, ASME Section 3)，以及投资者考虑到每一步所需的金融资源规模而要求更大的业绩保证。

特别重要的是需要使先进反应堆系统的成熟供应链。这些反应堆使用不同的燃料、冷却剂和慢化剂，因此只有一些项目于现有的 LWR 的供应链是相关的。例如，几乎所有先进系统中使用的燃料都要求铀浓缩度超过美国当前 5%的许可限制。目前，高浓铀（HEU）的稀释混合在美国被用于当前的研究需要（BWXT 和 Y-12 为各种能源部燃料计划提供这些服务）。在这个世界的任何一个地方都没有大型商业规模的燃料循环设施能够交付这种名为“高含量低浓缩铀”（HALEU）（Schnoebelen 和 Kick 2017）的原料。虽然用于浓缩铀的离心机技术肯定具备生产 20%富集度的铀-235 的能力，但实际交付 HALEU 时有两个方面的因素导致了交付时间非常漫长：第一，许可此类设施的过程（由于与临界和材料保护相关的问题）；第二，大多数化学形式的 HALEU 的商业规模运输包装也必须得到设计和许可。第二个方面可能需要一个

长达十年的项目来完成。通过将浓缩、化学转化和生产设备都设计在同一地点可以避免在公路上运输中间铀产品的必要，从而避免或尽可能的减小运输方面的问题。供应链所面临的另一个挑战关系到用于钠、铅和盐系统的泵以及用于气冷堆的循环泵。这些独特的组件需要一定的工业生产能力才能得以开发和示范。

根据对大量关于不同先进反应堆系统的技术成熟度、基础技术的成熟度和在现有许可规则下完成设计验证所必需的信息量（包括运行经验、测试、数据和分析）的研究，预期的商业部署（图 3.5 中蓝框中所示的首次商业部署和后续商业机组）如以下时间表所示：

反应堆技术	首次商业部署	后续商业机组
NuScale 和其他 LWR SMRs	现在至 2030 年	2030 至 2050 年间
SFRs 和 HTGRs	2030	2030 至 2050 年间
FHRs, MSRs, LFRs, VHTRs, 和先进 SFRs	2050 年之后	2050 年之后

这些时间跨度很长的时间表，实际上需要政府投资先进核能技术（考虑到风险和涉及的时间跨度过长，没有其他实体可能感兴趣），认识到这点之后，接下来我们探究减少整体开发和部署时间的条件。

创新的核能加速部署范例

传统的核能技术商业化开发和部署范例耗时很长且成本很高。如今，HTGRs 和 SFRs 都可以根据全球已有的经验基础直接进行商业销售。（涉及这两种技术的核电站已经在中国和俄罗斯建成或运行。）然而，对于不太成熟的技术（例如，FHR，MSR，LFR，GFR），我们已经概括出一种全然不同的方法或策略，通过在一个单独的全尺寸机组中结合概念验证和性能验证，可以显著加速整个部署过程。这种新方法包括三个要素：

- 像早期 LWRs 所做的那样，为反应堆开发一个稳健的设计从而限制运行和安全方面的不确定性，同时在热机械方面留有额外的裕量以确保不会超过 ASME 对应力的允许值。
- 根据 NRC 的“原型堆规定”向反应堆颁发运营许可证。原型堆在 NRC 标准中具有特殊意义。如果使用“与 1997 年以前获得许可的轻水反应堆设计显著不同，或简化的、固有的、非能动的或其他创新手段来完成其安全功能”(U.S. Nuclear Regulatory Commission 2018a)的设计来建造核反应堆，申请人必须借助额外的测试来证明核电站的安全性。NRC 标准提供了两种证明安全的途径：
  - 采取安全分析、适当的测试流程并结合运行经验；或者
  - 在正常和非正常工况下运行原型堆。

如果使用原型堆来证明安全性“..... NRC 可能会对原型堆电站的选址、安全特性或运行条件增加额外的要求，以在测试期间保护公众和电站工作人员免于可能发生的事故后果”（NRC 2018b）。原型堆（目前的形式）直到 2007 年才被纳入 NRC 标准（NRC 2007）。但是没有申请者根据这项新规定申请到原型堆的许可证，并且在原型堆的批准流程中几乎不存在相应的 NRC 标准。根据利益相关者对先进反应堆运营许可方面的反馈，NRC 工作人员目前正在起草白皮书和更详细的原型堆指南（NRC 2017）。

- 将反应堆放置在人口密度低、场地边界大的地方，以此作为额外的安全区域和一种有效消除设计中许多安全约束的方式。这使得设施能够在无需额外的安全系统的情况下进行一系列完整的测试以证明其安全性能。通过这种方式能够显著降低公共安全顾虑从而减轻一些安全标准的举证并/或减免一部分安全监管。例如，就像 HTGR 和 SFR 技术之前所做的那样，用于设计核电站的规范不必完全验证和确认，在工厂建成之前不需要示范非能动安全特性，在示范核电站运行期间进行固有安全演示。选址恰当的例子包括美国的爱达荷国家实验室、萨凡纳河国家实验室和太平洋西北国家实验室，法国的卡达拉舍核电站和加拿大的加拿大国家实验室。这些地点给相关电力设施和核基础设施带来了额外收益。

该战略改变了过去与核技术开发和部署相关的传统项目风险状况。从历史上看，整体项目风险以最具成本效益的方式降低，这通常意味着建立尽可能小的反应堆机组从而从早期技术风险中脱身（与工程示范相关的概念证明）。进而，该反应堆机组的规模（以及财务）按比例扩大以解决与性能验证相关的技术风险。通过结合概念验证和性能验证演示步骤来改变整体项目风险状况，即使在涉及更大财务风险的早期阶段，也可以加快开发和部署所需时间。事实上，西屋公司已经针对铅冷快堆提出了这一策略。

历史上，早期反应堆设计进行工程示范是为了进行概念验证，这是因为新的核概念所涉及的燃料、冷却剂和慢化剂的新组合方式存在太多的不确定性。集成系统测试是系统中子学和热工水力学方面的验证过程的必要组成部分，同时它也提供了有价值的信息继而降低在早期阶段与系统集成相关的技术风险。然而，考虑到大多数新反应堆设计的简单性和当今的计算能力（Gaston 等，2015），可以通过使用计算机，这一缩短开发周期的工具来建立概念验证（并且可以消除大部分技术风险）。开发计算机系统以模拟反应堆的耦合响应（燃料、冷却剂、结构、核电站辅助设施、安全响应）将是一项重大挑战，但这显然比建造额外的示范设施成本更低。这种方法目前被用于喷气发动机设计和汽车开发，例如，计算流体动力学被用于替代在比例模型上进行的风洞试验，然后在原尺寸下测试整体性能。

最后，设计一个原尺寸下的示范机组可以最大限度地降低验证/确认与概念验证相关的

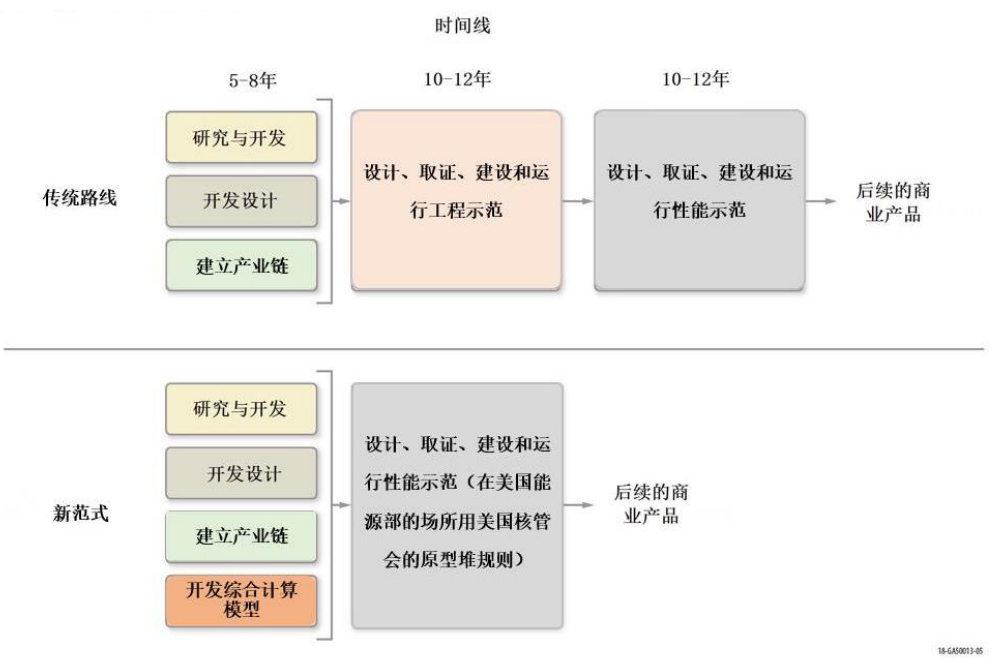
计算模拟所带来的尺寸放大风险，并且能够有意识地进行以性能示范为目标的工作（包括谨慎的功率提升，非正常工况下的测试，以及长期运行以验证集成系统的可靠性）。

原则上，该策略可适用于任何规模的反应堆。然而，由于示范机组巨大的前期成本，这一策略对于装机容量非常大的反应堆（大约 1 GW。）将不具有吸引力。另一个极端方面，因为微型反应堆（小于 10-25 MW。）的最终反应堆设计小到不需要明确的放大步骤，所以它本能地将这两个步骤结合在一起，这也是性能示范的主要目标。对于处于这两个极端案例之间的反应堆，也就是对于许多低成熟度小型模块化先进反应堆的尺寸范围，这种策略看起来很具吸引力。

该总体战略确实会影响与供应链开发和组件集成的相关风险。所以必须在非核试验平台上展开更多的工作以确保达到或接近原尺寸的组件（在供应商的设备或专用测试回路中）是否合格，并且必须将组件集成风险延缓至能够建立和运行原尺寸性能示范堆为止。

图 3.7 比较了传统范例和我们提出的新型反应堆技术开发和部署的新范例。与传统方法相比，新模式更加激进，并且带来更大的财务风险。但是，如果成功的话，它可以将整个开发和部署的时间加速至少十年，大约可以在 21 世纪 30 年代中后期实现商业化。如果新范例不成功，可能会出现重大的资本投资损失。显然，即使采用加速战略，也需要在建造工程/性能示范机组之前进行详细的工程和设计工作（大约数百万工时量级）。侧重于商业模式和政策背景的第 4 章讨论了商业化的财务方面的内容。

图 3.7：传统范例和新提议的开发和部署范例下核反应堆的时间轴比较



研究成果：

各个先进反应堆系统的技术成熟度处于不同水平，因此需要在商业化之前完成许多关键技术的开发活动。实现商业化所需的总时间取决于概念的技术成熟度以及所涉及的特定反应堆技术的先前经验。成熟度较高的反应堆概念，例如正在由 NuScale 推出的先进小型模块化反应堆（SMR）设计，钠冷快堆和模块化高温气冷堆，在 2030 年之前实现商业化的技术准备已经做好。然而，对于不太成熟的反应堆概念，包括铅冷快堆、气冷快堆和熔盐堆，如果遵循传统的核能发展方式，预计不会在 2050 年之前实现商业化。

建议：

需要采用更具创新性的部署方法来推进不太成熟的先进反应堆设计。在这个新范例下，利用单个反应堆示范概念验证和性能验证：（a）依照原尺寸设计以降低尺寸放大风险，（b）设计具有保守的热工裕量，（c）根据美国核管会（NRC）制定的原型堆标准获得运营许可，在审批时更具灵活性并减少通常预期的验证负担；以及（d）选址在美国 DOE 偏远的场地上作为额外的预防措施，以消除对设计的一些安全限制并且能够进行整体测试。使用这种新模式，可以加速开发最不成熟的系统，并将其商业部署的预期时间提前到 21 世纪 30 年代中后期。

参考文献

Abram, T., and S. Ion. 2008. "Generation-IV nuclear power: A review of the state of the science." Energy Policy 36 (12): 4323–4330.

Ahlfeld, C. 2011. "Conceptual Design of a 500 MWe Traveling Wave Demonstration Reactor Plant." International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP 2011). Nice, France.

Allen, T., J. Busby, M. Meyer, and D. Petti. 2010. "Material Challenges for Nuclear Systems." Materials Today 13 (12): 14–23.

Allen, T., K. Sridharan, L. Tan, W. Windes, J. Cole, D. Crawford, and G. Was. 2008. "Materials Challenges for Generation IV Nuclear Energy Systems." Nuclear Technology 162 (3): 342–357.

Anadón, L., V. Bosetti, M. Bunn, M. Catenacci, and A. Lee. 2012. "Expert Judgments about RD&D and the Future of Nuclear Energy." Environmental Science and Technology 46: 11497–11504.

Andreades, C. 2015. Nuclear Air Brayton Combined Cycle Power Conversion Design, Physical Performance Estimation and Economic Assessment. Thesis, UC Berkeley.

Association for the Advancement of Cost Engineering International. 1997. "Cost Estimate Classification System -- As Applied in Engineering, Procurement, and Construction for the Process Industries." AACE International Recommended Practice No. 18R-97.

Atkins. 2016. SMR Techno-Economic Assessment Project 1: Comprehensive Analysis and Assessment, Techno-Economic Assessment Final Report, Volume 1. U.K. Department of Energy and Climate Change.

Bari, R. 2015. "Proliferation resistance and physical protection (PR&PP) in small modular reactors (SMRs)." In Handbook of Small Modular Nuclear Reactors, 219–236.

Bunn, M., S. Fetter, J. Holdren, and B. Van Der Zwaan. 2003. The Economics of Reprocessing vs. Direct Disposal of Spent Nuclear Fuel. Harvard University Managing the Atom Project.

Choi, H., and R. Schleicher. 2017. "The Energy Multiplies Module: Status of Conceptual Design." Nuclear Technology 200 (2): 106–124.

Cochrane, T. 2010. "The USSR-Russia Fast-Neutron Reactor Program." In Fast Breeder Reactor Programs: History and Status, A research report of the International Panel on Fissile Materials, 67–68.

De Roo, G., and J. Parsons. 2011. "A methodology for calculating the levelized cost of electricity in nuclear power systems with fuel recycling." Energy Economics 33 (5): 826–839.

Dumaz, P., P. Allegre, C. Bassi, T. Cadiou, A. Conti, J. Garnier, J. Malo, and A. Tosello. 2007. "Gas Fast Reactor – Status of CEA Preliminary Design." Nuclear Engineering and Design 237: 1618–1627.

Economic Modeling Working Group. 2007. Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems.

Revision 4.2, GIF/EMWG/2007/004, Generation IV International Forum.

Electric Power Research Institute. 1993. "Technology Assessment Guide." TR-102276-V1R7, Palo Alto.

Engle, J. 1980. "Conceptual Design Characteristics of a Denatured Molten-Salt Reactor with Oncethrough Fueling." ORNL/TM-7207, Oak Ridge National Laboratory.

Ferroni, P. 2017. "Westinghouse Lead Fast Reactor Development Program." Proceedings of IAEA Conference on Fast Reactors and Fuel Cycles. International Atomic Energy Agency.

Forsberg, C. 2014. "Fluoride Salt-Cooled HighTemperature Reactor (FHR) for Power and Process Heat." DOE Final Project Report, NEUP Project 11-3272, Massachusetts Institute of Technology.

Futterer, M., L. Fu, C. Sink, S. de Groot, M. Pouchon, Y. W. Kim, F. Carré, and Y. Tachibana. 2014. "Status of the very high temperature reactor system." Progress in Nuclear Energy 77: 266–281.

Ganda, F. 2015. Economics of Promising Options. Prepared for the US Department of Energy Fuel Cycle Options Campaign. FCRD-FCO-2015-000013, Argonne National Laboratory, Argonne National Laboratory.

Ganda, F., J. Hansen, T. Kim, T. Taiwo, and R. Wigeland. 2016. "Reactor Capital Costs Breakdown and Statistical Analysis of Historical U.S. Construction Costs." International Congress on Advances in Nuclear Power Plants, ICAPP 2016.

Gandrik, A. M. 2012. Assessment of High Temperature Gas-Cooled Reactor (HTGR) Capital and Operating Costs. TEV-1196, Idaho National Laboratory, Idaho National Laboratory.

Gaston, D., C. Permann, J. Peterson, A. Slaughter, D. Andrs, Y. Wang, M. Short, et al. 2015. "Physicsbased multiscale coupling for full core nuclear reactor simulation." Annals of Nuclear Energy 84: 45–54.

Generation IV International Forum. 2002. A Technology Roadmap for Generation IV Nuclear Energy Systems. GIF-002-00, Generation IV International Forum.

Generation IV International Forum. 2014. Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems. Generation IV International Forum.

Gougar, H., R. Bari, T. Kim, T. Sowinski, and A. Worrall. 2015. "Assessment of the Technical Maturity of Generation IV Concepts for Test or Demonstration Reactor Applications." INL/EXT-15-36427, Revision 2.

Guidez, J., and G. Prêle. 2017. Superphenix: Technical and Scientific Achievements. Atlantis Press.

Harmon, C. 2000. "Experience Curves of Photovoltaic Technology." Interim Report IR-00-014, IIASA.

Holcomb, D. 2011. Advanced High Temperature Reactor Systems and Economic Analysis. ORNL/TM-2011/364, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory.

Idaho National Laboratory. 2011. NGNP Project 2011 Status and Path Forward. INL/EXT-11-23907, Idaho National Laboratory.

International Atomic Energy Agency. 2017. "The Database on Nuclear Power Reactors." Accessed 2017.

https://www.iaea.org/pris.

2013. “Advanced Reactor Information System.”

https://aris.iaea.org.

2002. Market Potential For Non-Electric Applications Of Nuclear Energy. Technical Report Series no. 410, IAEA.

1978. “Capital Investment Costs of Nuclear Power Plants.” IAEA Bulletins 20 (1): 11–23.

Kadak, A. 2016. “The Status of U.S. High-Temperature Gas Reactors.” Engineering 2 (1): 119.

Kazimi, M., E. Moniz, C. Forsberg, S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, M. Golay, A. Kadak, J. Parsons, and M. Regalbuto. 2011. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Koch, L. 2008. “Experimental Breeder Reactor-II: an Integrated Experimental Fast Reactor Nuclear Power Station.”

Lienhard, J. H., G. P. Thiel, D. Warsinger, and L. D. Banchik. 2016. Low Carbon Desalination: Status and Research, Development and Demonstration Needs. Preliminary Report, MIT.

Locatelli, G., M. Mancini, and N. Todeschini. 2013. “Generation IV nuclear reactors: Current status and future prospects.” Energy Policy 61: 1503–1520.

McGough, M. 2017. “NuScale Update What’s Nu?” SMR Summit. March.

Merrow, E., K. Phillips, and C. Myers. 1981. Understanding Cost Growth and Performance Shortfalls in Pioneer Process Plants. R-2569-DOE, RAND Corporation.

Merrow, E., S. Chapel, and C. Worthing. 1979. A Review of Cost Estimation in New Technologies: Implications of Energy Process Plants. R-2481-DOE, RAND Corporation.

Modro, S. M., J. Fisher, K. Weaver, J. Reyes, J. Groome, P. Babka, and T. Carlson. 2003. Multi-Application Small Light Water Reactor Final Report. INEEL/EXT-04-01626, Idaho National Laboratory.

NGNP Alliance. 2018. “Next Generation Nuclear Plant (NGNP) Alliance.” http://www.ngnpalliance.org/index.php/about.

NuScale. 2018. Nuscale Power Technology. www.nuscalepower.com/our-technology/ technology-overview.

Ontario Ministry of Energy. 2016. “SMR Deployment Feasibility Study Feasibility of the Potential Deployment of Small Modular Reactors (SMRs) in Ontario.”

Perez, M. 2017. “NuScale Power.” MIT Advanced Reactor Cost Workshop. Cambridge, Massachusetts, May 10–17.

Petti, D., R. Hill, J. Gehin, H. Gougar, G. Strydom, T. O’Connor, F. Heidet, et al. 2017. “A Summary of the Department of Energy’s Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study.”

Nuclear Technology 199 (2): 111–128.

Pioro, I. 2016. Handbook of Generation IV Nuclear Reactors. Elsevier.

Schnoebelen, and Kick, interview by J. Buongiorno. 2017. Personal interview (July).

Shropshire, D. 2009. Advanced Fuel Cycle Economic Tools, Algorithms, and Methodologies (Appendix G). Idaho National Laboratory.

Sowder, A. 2015. Program on Technology Innovation: Technology Assessment of a Molten Salt Reactor Design, The Liquid-Fluoride Thorium Reactor (LFTR). Technical Report 3002005460, Electric Power Research Institute.

Sullivan, R. 2017. "The Stable Salt Reactor Economics." MIT Advanced Reactor Cost Workshop. Cambridge, Massachusetts, May 10–17.

Surina, J. 2016. "NuScale Power Plant Economics." Presentation.

Till, C., and Y. Chang. 2011. "Plentiful Energy: The Story of the Integral Fast Reactor: The complex history of a simple reactor technology, with emphasis on its scientific basis for non-specialists." Createspace Publishing. December.

http://www.createspace.com/3698013.

Triplett, B., and E. Loewen. 2012. "PRISM—A Competitive Small Modular Sodium-cooled Reactor." Nuclear Technology 178: 186.

U.S. Department of Energy. 2003. "The U.S. Generation IV Implementation Strategy."

1988. "Nuclear Energy Cost Data Base." DOE/ NE-0095.

1980. "Power Plant Capital Investment Cost Estimates: Current Trends and Sensitivity to Economic Parameters." DOE/NE-009.

U.S. Energy Information Administration. 2016. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015. U.S. Department of Energy.

U.S. Nuclear Regulatory Commission. 2018a. 10 CFR 50.43(e). —. 2018a. 10 CFR 50.43(e)(2).

2017. "Nuclear Power Reactor Testing Needs and Prototype Plants for Advanced Reactor Designs, preliminary draft." ML17025A353.

2007. "Licenses, Certifications, and Approvals for Nuclear Power Plants." Federal Register, 72(166):49494.

University of Chicago. 2004. The Economic Future of Nuclear Power: A Study Conducted at The University of Chicago.

van Heek, A., R. Roelofs, and A. Ehlert. 2012. "Cost Estimation with G4-Econs for Generation IV Reactor Designs." Generation International Forum Symposium Proceedings. Nuclear Energy Agency, 2012 Annual Report, NEA No. 7141.

World Nuclear Association. 2017. "Molten Salt Reactors." Accessed 2017. www.world-

NUCLEAR.ORG/INFORMATIONLIBRARY/CURRENT-AND-FUTURE-GENERATION/ MOLTEN-SALT-REACTORS.ASPX.

YAN, X. 2017. "SYNERGY BETWEEN THE HTGR AND RENEWABLE ENERGY FOR CO2 REDUCTION." 2ND US-JAPAN WORKSHOP ON THE FUTURE OF NUCLEAR ENERGY. TOKYO, JAPAN, JANUARY 20.

ZINKLE, S., AND G. WAS. 2013. "MATERIAL CHALLENGES IN NUCLEAR ENERGY." ACTA MATERIALIA 61: 735 – 758.

第四章

核工业的商业模式与政策

本章讨论了行业与政府为使核技术能继续助力全球低碳供电而必须采取的行动，尽管“去碳化”对于应对气候变化带来的风险来说十分必要，但鉴于全球能源需求和改造现有能源系统基础设施所需的巨额成本，开发包括核技术在内的各种低碳技术仍是当前应对这一巨大挑战的重要策略。

4.1 引言

我们在前几章介绍了核能发展的主要障碍是其成本。同理，大多数已商业化的 LWR 及第三章所讨论的各种先进反应堆技术都存在此问题。由政府支持的研发推进了我们在第二章中论述的一些相关综合交叉技术的发展，如何将这些方案整合到产品设计和生产流程当中以降低成本则是核电行业的责任。同时，有效的政府政策利于促进公司之间的良性竞争。电力市场及相关规章制度（如运营许可的颁发、销售、运转）都对核能经济产生重要的影响。

以下是我们认为应当需采取行动的三个主要领域，其一是改革电力市场，给投资者以信心，让其认识到，投资竞争力强、成本效益高的核电站能够获得等价于核电站所提供全部低碳电力价值的回报；其二是选址和开发配套服务，以加速部署某些先进反应堆；其三则包括支持先进反应堆的研究、开发和示范。

4.2 电力市场改革与低碳电力回报

如第一章和第二章所述，在目前碳限制很不严格甚至没有碳限制的前提下，在大多数情况下投资核电是不经济的。降低核电站的基建成本对维持核能未来在整个发电组合中的重要地位至关重要。此外，核投资的收益率还取决于其所创收入。现有核电站的收入是否与他们供应给电网的电力价值相匹配呢？答案显然是否定的。

危机中的核电站

电力市场中，当前核电的电力价值与收益不匹配的情况导致了戏剧性的后果，即几家运营中的核电站在运营许可过期之前就提前停产或宣布将要停产。这些核电站的提前退役引人注目，这意味着相关反应堆的基建成本已无法收回。要知道，建造一个新核电站也许无利可图，但让一个运营良好的核电站持续运转应该是有一定盈利空间的。在这种情况下他们仍然选择停产，说明了凭靠批发售电所获得利润已抵不上工厂持续运营和维护成本，甚至可能低于保证设施安全工作的所需的开销。虽然情况各有不同，但许多已经停产或者濒临停产边缘的核电机组都面临着由电力批发市场价格过低引发的收益率低下这一核心问题。诸多因素包括天然气价格屡创新低等导致了电力低价批发。[20]

对于消费者和广大经济行业来说，天然气低价的趋势无疑是个好消息，因为这意味着更廉价的电力。随着天然气发电越来越迅速地取代燃煤发电，廉价的天然气使用毋庸置疑地首次降低了美国电力行业碳排放量。但是，现有核电机组的停产会让这个成果大打折扣。因为天然气的使用仍然会造成碳排放（虽然要比煤炭少），核电站的关闭就意味着需使用更多的天然气，也意味着产生更多碳排放。在某些情况下，一些核电机组的停产甚至导致碳排放量较明显的增加。[21]此外，关闭核电机组意味着将非碳电力来源从现有电力资源组合中去除，这不利于美国和其他地区深度达成“去碳化”这一终极目标。

从对于实现“去碳化”这一目标最经济组合的分析当中我们可以看到，很有必要保持现有的核反应堆机组继续运行。例如，Haratyk 的一项研究估计，在美国，总装机容量为 2 万兆瓦（GW）的核电站的运行赤字低于每兆瓦时（MWh）12 美元，只要补偿这些金额，就足以确保这些机组正常运行（Haratyk 2017）。每兆瓦时 12 美元即可保障低碳电力，是非常合算的，远远低于发展风力发电的所需的补贴。

研究成果：

[20] (Haratyk 2017) (Jenkins 2018) (美国能源局 2017) 然而，除了简单的收益率低下之外，还有一些其他造成电厂停产的因素。例如，公众的反对是导致 Entergy 同意关闭位于纽约市北部印第安角核电站的主因。此外，在某些情形下，虽然发核电站已经建成并长期运营，但它仍需要新的基建投资，才能在运营许可证过期后继续运营。例如 Exelon 的 Oyster Creek 就需要购买新的冷却设备。

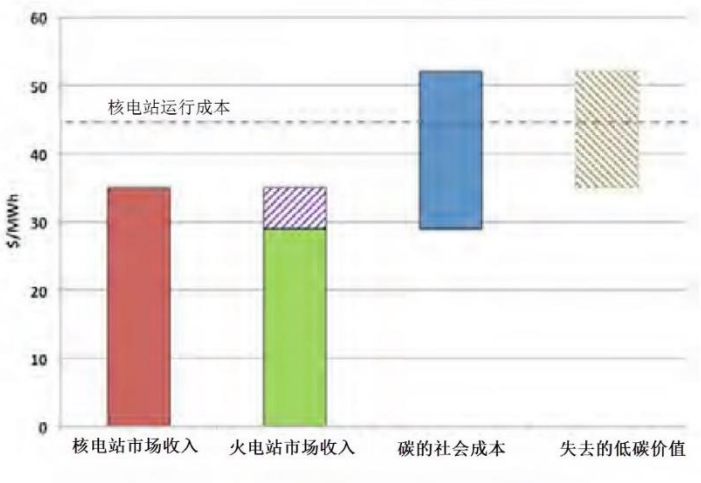
[21] 在新英格兰，碳排放量在佛蒙特州 Yankee 核电站关闭之前逐渐下降，却在核电站关闭后首次上升。同样的情形也发生在加利福尼亚关闭了 San Onofre 核电站之后，很大一部分的发电任务由天然气发电承担，这无疑增加了碳排放量 (David 2016)。关闭 Diablo Canyon 核电的协议确认它的一部分发电量将由天然气发电来代替，从而再次造成碳排放增加。

大部分情况下，现有核电作为低碳电力还是合算的。现有核电机组的过早停产会削弱目前 CO_2 减排以及其他电力行业的限碳排所得成果，最终导致减排成本升高。

现有的核电站是一种成本效益较高的低碳电力来源，这对于正在努力实现“去碳化”这一雄心壮志的一些美国政要而言，无疑是个福音。从纽约，到伊利诺伊州和新泽西，几个州已经开始给各自州内的一些核电站追加信贷，保证其持续运营。

其他国家的政策制定者也重新认识到他们现有的核电站的价值。2009 年，迫于应对气候变化的紧迫性，瑞典政府调整了政策方向，并选择将核电保留在其发电组合结构中（Regeringskansliet 2009）。同样，法国政府选择延期执行其减少核电份额的承诺。相比之下，德国则决定优先关闭所有核电站，这让德国更难实现 2020 年温室气体减排目标。

图 4.1 典型案例剖析：核能的低碳特质未获报酬是如何影响核电站的经济性



虽然许多现有的核电站用于低碳发电很具经济性，但囿于目前针对低碳能源的政策体系，它们却是潜在投资者们最不经济的选择。许多国家没有对碳排放施以统一的罚金，而是采用了促进某些发电技术和打压其他技术这样此消彼长的权宜之策。例如，美国的数个州都对燃煤发电严重打压，但对天然气发电的碳排放却只略施小惩，同样，对风能太阳能制定了诸如上网电价补助或可再生能源配额制等政策，但一样作为气候友好型能源的核能却备受政策冷落。

图 4.1 代表了许多核电站的情况。请注意图中的数值是基于美国纽约州的公开报告估计的，带有一定假设性。

左侧红色条形柱表示核电站能获得 35 美元/兆瓦时的收入，这要低于其 43 美元/兆瓦时的运营成本，因此该核电站无利可图。第二个条形柱代表一个同等规模化石燃料发电厂的收入，其收入假设同样为 35 美元/兆瓦时。但是，实际上，该化石燃料发电厂必须支付 6 美元

/兆瓦时的碳排放费用，因此该厂的净收入是 29 美元/兆瓦时。与此同时，如第三个条形柱所示，碳的总社会成本（以排放计）则为 23 美元/兆瓦时。这样，我们可以看到，在第四个条形柱中显示，碳的总社会成本与实际征收的碳排放费用之间的差额可达 17 美元/兆瓦时。由于其低碳特质，如果核电站得到该数目的补贴，其收入将为 52 美元/兆瓦，从而可实现盈利。[22]

以上由纽约州数据反应的问题同样适用于许多其他地区。由于欧盟政策仅将可再生能源作为理想的低碳资源，欧盟排放交易系统（ETS）的碳排放收费被压至低于原本应有的水平，使其核电竞争力产生了与上述相似的情况。

研究成果：

如今核电站收入不足的主要原因是它们的低碳属性没有得到应得报酬。改善这种不足将改变核能的市场地位，并保护现有的核能发电容量。

大部分现有的核电站以合理的成本效益来提供低碳电力，具有至关重要的社会效益。为鼓励合理投资，避免过早关闭或延长这些核电站的使用寿命，电力市场应该支付与其核电电力价值相对等的价格，包括低碳化这一社会价值。

建议：

公共政策对所有推进低碳发电的技术应一视同仁，不应歧视核能。

原则上，可以通过征收统一碳排放税或通过普适性的碳排放权交易制度来实现对各种发电技术的平等对待。此外，最佳的选择包括扩大可再生能源发电配额制度，或进行对低碳电力的拍卖，整合包括核能发电在内的各种低碳技术。决策者应该朝着这个方向继续努力。在现实中，气候和能源相关政策是强制法令、法规和税收等多项内容的叠加。在这种情况下，需要广泛认知决定已有政策的所有因素，并对其进行合理判断，从而做到对所有能源技术的一视同仁。然而，许多国家的现行制度离这一理想目标显然差之甚远，抑制了对原本具有高收益率的核电行业的投资。

电力市场竞争

除其低碳属性外，一些核电站的所有者和其他的行业倡导者还抱怨核电的其他优良属性

[22] 关于现有的可比较的化石燃料发电机组的碳排放费用，碳的社会成本，以及损失的碳价值的数据是基于纽约州公共服务委员会（2016 年）提供的材料得到的。

同样没有得到充分回报，例如它对电网稳定性的贡献，它能提供基荷电力，以及其具有可靠性和弹性（核能研究所 2015）。他们主张改变市场的规则，让这些属性得到应有认可。一些批评者将这样的批判扩展为对于整个竞争激烈的电力批发市场的广泛声讨。2017 年，美国 DOE 提议要彻底改变许多核电站和燃煤电站的获利模式：根据该提案，这些电站的收入将不会由市场确定，而是取决于其服务成本。[23]

尽管电力市场需要监督和提高，但这并不是近期许多美国现有核电站关闭的首要因素。确实，最近美国 DOE 提案中对批发市场的含蓄批评，似乎意在避开核电作为基荷电力供应商正面临强大的新竞争对手这一简单事实。在美国，核电宣称独有的大部分的系统优势现在都可以被其他技术以更低的成本取代。典型的，天然气价格的下降就使得天然气联合循环（NGCC）能够以低成本在美国乃至全球提供基荷负载。NGCC 电站拥有至少大部分的核电站的优势，包括电网供电稳定性。当然，NGCC 电站很依赖于天然气的输送，而不同地区和国家获取天然气的难易程度不尽相同，因此有些特定地区 NGCC 电站确实难以提供与核电站同等可靠的装机容量和弹性。但在美国大部分地区，天然气供应都十分便捷，所以 NGCC 能以更低的成本提供与核电相同的服务。此外，NGCC 电站的可靠性还取决于市场结构以及供气合同条款。因此，某些受到天然气供给合同条款限制的 NGCC 电站也无法提供同样可靠的装机容量。但这些市场结构和签约条款是可以更改的，而且以燃料供应为命脉的核心美国电力市场，许多条款和结构已经得到了更改。随着天然气价格的不断下降，核电站所有的优良属性都不再具有竞争力，其最后筹码只剩下一个：没有碳排放。

另外，许多核电拥护者不断强调的一系列核电优势，例如电网稳定性，在现在并不具有很大的价值，具有同样这些优点其他低成本服务已然供过于求。例如，对于电网稳定性的贡献就来自于许多方面，大多数驱动蒸汽轮机的热发电机就为系统提供了极大惯性优势，对频率的稳定大有裨益。有些发电机则牺牲一部分容量来调控发电过程。现阶段，调节稳定性所需的汽轮机的数量相对现有汽轮机总量几乎可以忽略不计，因此当前核电的供电稳定性这一属性的市场价值几乎为零。当然，市场对于稳定性调控的收费并不为零，但在电力批发市场的整体售价中微不足道。2016 年，美国东北部和大西洋中部地区的大型电网运营商 PJM 向电网提供的多种辅助服务的每小时平均收入不到其每小时电力平均批发价格的 2％（Monitoring Analytics 2016）。当然，如果将来市场由稳定性和频率调节较弱的可再生能源发电占据主导，这些情况都可能改变，辅助服务可能会更有价值。但是，一个猜测的未来与核工业今天的收入问题并没多大关系。值得一提的是，可再生能源技术确实在蓬勃发展，系统规范也在不断升级，新的风能和太阳能储电装置快速响应以确保电网稳定性的能力也逐

[23] 该提案最终被联邦能源监管委员会拒绝，该委员会决定进一步调查不同电力市场中的弹性问题（U.S. DOE 2017a）。

渐增强。

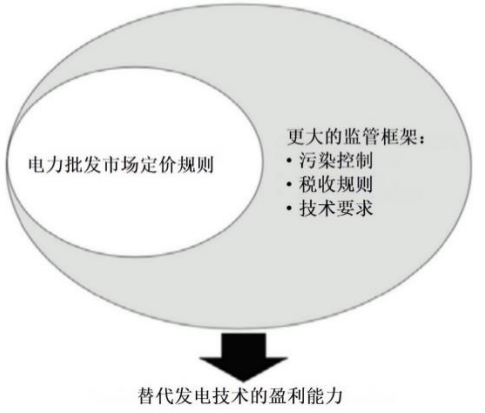
研究成果：

美国现有核电行业收入不足不是由于核电的其他多种属性未获市场认可造成的，而是由于核能发电的低碳气候效益在电力市场未获得其应有的报偿。

在那些核电价值被明显低估的领域，出问题的并不是市场规则本身，而是广大公共政策对于可再生能源与核能的区别对待。这些政策导致了当前市场运作结果，因此将核电的危机归咎于市场本身的做法是有失偏颇的。由图 4.2 中的图表可知，一个核电站，或者说任何一个电站的是否盈利不仅取决于市场批发电价，更受在市场以外的一系列政策影响。

美国给风电的联邦生产税抵免政策就是一则实例。通过市场外的支付来补偿风力发电在竞争激烈电力市场中受到的打压，可以保障风力发电机持续运行，也影响其市场价格。该情况在低负载但风力却十分充裕时段尤其明显。此时风电市场价格实则亏损，但风力发电机却依然愿意继续运行，这是因为只要把电力输送到电网，其生产税就可豁免（U.S. DOE 2017b）。当然，像风力发电机这样亏损运行的极端例子比较罕见，更普遍的例子是市场外的补贴降低了电力的平均市场定价，导致在同一个地方、输送着同样电力的风电和核电却获得不同的单位电力收益。核电只能从市场获利，而风电从市场以及市场外同时获利。在这种局势下，投资很有可能优先流向可再生能源，加速核电行业的没落。

图 4.2：不同发电技术的盈利能力不仅守于电力市场定价影响，更取决于相关规章制度。



在美国以及其他地方，在电力市场规则之外的公共政策正在为低碳能源创造更多机遇。但是，这些鼓励性政策却严重有失公平，仅仅覆盖一部分低碳能源技术。这些政策与市场规则协同运作。颇有意思的是，市场规则本身是公平的，相形之下，公共政策却常常打破某些

公平市场规则以获得特定利益（FERC 2017）。

但凡公共政策偏爱某一项低碳技术，则其对提高核电的竞争力就于事无补。德国政府明确下令关闭其境内所有核电站，该决定与市场规则毫无关系。在其他国家，例如美国，情况稍好，政策和公众态度对核能没那么强烈的抵触情绪，但是政策对可再生能源的倾斜和对核电的忽视仍然是造成核电产业入不敷出的罪魁祸首。美国纽约州就提供了另外一个关于公众看法与政治考虑是如何影响政策干扰市场的例子。为了努力保留一对现有的核电站，纽约州提议为它们提供与可再生能源相同的低碳激励措施。但印第安角的核电站无法享受此次优待，因为该核电站非常靠近纽约市，倘若继续运行会产生巨大的政治利益冲突。明显，远离城市和靠近城市的核电站所遭受的不同待遇与市场运作毫无关系，它本质上取决于公众意愿并藉由政治决策体现。

研究成果：

对于核电作为低碳能源的歧视并非源自电力市场，而是来自于公众对于核的态度。这些不利的公众态度反映在对核电的歧视性公共政策里，最终影响了核电的盈利。

尽管如此，定期审视当局这几十年来对于电力市场的管理依然十分重要。一个良好的市场应当是由市场上的各种技术特质共同决定的。鉴于近几十年越来越多的可再生能源已进入市场，市场规则和实践运作也都在逐渐适应并规范这些新技术。世界范围内电力行业深度脱碳取得的进展会带来电网上各类供电技术的重要改变，比如可再生能源将扮演更大的角色、储能技术将更为重要、按需供电等。要应对这些改变，就需要对市场进行进一步的调整。

特别地，当运营成本很低或为零的低碳技术（如可再生能源和核能）逐渐取代高运营成本的化石燃料发电，能源市场的收益将会进一步降低，而容量市场重要性将越被凸显。在这样的情况下，对于容量市场的持续改进将尤为重要（See1 2018）。

建议：

为实现全球深度碳减排，需对于电力行业中的技术结构进行大幅度重整，并需要同步调整市场规则以整合新兴技术。为保障核能产业发展，应当持续开展相关调研，以确保市场改革与先进核能技术发展齐头并进。

针对具有成本效益的核能技术的政策支持

实施统一的碳排放政策，调节核能发电收益率，除保障现有的核电站运行外，其影响更

为深远。同样的，亦有必要采取措施，适当激励核能技术的创新，并吸引投资，以在合适的地区兴建新核电站。在运作新的真正低成本的核电站时，必须让投资者看到，基于其产品的全部价值，有可观的利润可图，当然，这些价值应当包括提供低碳发电所带来的社会效应。遗憾的是，现行政策并未认可核能对于缓解气候变化的贡献，这直接降低了核电利润并抑制了在核电创新方面的投资。

除了统一的碳排放政策外，还当采取其他举措向潜在的私人投资者展示核能的前景。例如，在美国，联邦政府在长达数十年时间内都未能达成核废料处理的一致政策，对先进反应堆吸引投资严重不利。1987 年尽管美国国会表面上通过了《核废料政策法》修正案，确定了废料管理政策，但是实施起来却是一团糟。关于在内华达尤卡山深层地质处永久处置核废料的许可程序更是半途而废。现任特朗普政府表明了将再次重启该许可程序的意图，但这个决定注定要面临许多反对的声音。政府也没做出任何相应举措，以说服尤卡山计划的反对者。建立坚定、一致、持久的废料处理政策，即使领导和国会换届，这些政策仍广受拥护，将有助于吸引新型反应堆研发方面的投资。当然，在当前时代，极难建立这种持久的政策，但它对未来的投资流动至关重要。一个比较可行的途径（Kazimi, et al. 2011）（美国核未来蓝丝带委员会 2011），是寻找一个有一定赞成基础的选址，也许可以从新墨西哥州或者德克萨斯州等一些潜在的有可能愿意提供废料处理库的当地社区着手（Bryant 2017）。

有些国家已经在废料处理问题上有了长足的进步。特别是芬兰，他们的 Onkalo 核废燃料处理库已经成功定址，并且开始建设（Fountain 2017）。瑞典建设核废燃料处理库的进程也在不断推进（Plumer 2012）。

建议：

建立并执行一致、持久的核废料管理法规政策，这将极大促进对新核技术的重大投资。

4.3 实现核创新

当前时代为核能产业提供了了巨大机遇。低碳电力的需求巨大并将不断增长。正如第三章中详细描述的那样，除了我们熟悉的 LWR，整个产业正在发展各种先进反应堆。虽然其中的很多概念由来已久，有的甚至早已被试验和示范过，但伴随着许多相关技术的进步，诸如新型材料的发展、分析手段的提升，让过去望尘莫及的事情今天已不再是天方夜谭。真正的挑战是如何将这些概念转化成能够生产廉价、联网、低碳电力的核电站。

不断变化的全球市场

核电站的世界市场的供给双方都在迅速演变，非 OECD 国家的经济发展带来了全球电力需求重心和对新核电站的投资意愿的迅速转移。当前，正在兴建核电站最多的国家是中国、印度、俄罗斯、韩国和阿联酋。美国和法国正在运行的反应堆数量仍分列第一第二两个席位，但中国很快就会取代法国第二的位置。在美国能源信息署（EIA）的“2017 年国际能源展望”参考情景中，预计到 2050 年，OECD 国家的净核电发电量将持平或略有下降。对比之下，非 OECD 国家的净核发电量在同样的时间内将增长近三倍。根据美国 EIA 的预测，在这种趋势下，非 OECD 国家的核能发电在 2038 年时就会与 OECD 国家核能发电量相持平，并在之后超过 OECD。对于主打出口能源技术和产品的公司来说，保持对日益多样化的国际市场的关注是十分重要的。特别指出，有的国家致力于电力行业去碳化的时候，而有些国家则将获取更多能源作为首要任务。前者会将核电与其他低碳技术进行比较，后者则会将它与化石燃料技术进行比较。为了占据全球更大的市场份额，大幅降低核工业成本势在必行。

例如，国有的韩国电力公司（KEPCO）在第二代最佳功率反应堆（OPR）建设计划的成功基础上，开发了 Gen III+先进动力堆 APR 1400。APR1400 的第一个版本于 2016 年作为其国内的 Shin-Kori 核电站三号机组完成。2009 年，KEPCO 竞标成功，向阿联酋提供具有同样设计的四个反应堆，选址在 Barakah，现代集团作为负责工程，采购和施工的（EPC）总承包商。第一个反应堆马上就可以运行，据报道，该反应堆价格每千瓦容量（kWe）价格是 3,457 美元。很难确定这个数字当中包括了哪些费用[24]，但鉴于 KEPCO 的设计成就和现代在阿联酋的建筑经验以及他们赢得 Barakah 招标的能力，这个数字仍然是很重要的一个参考指标。

俄罗斯国有公司 Rosatom 继续推出其 VVER 产品系列，其产品为 Gen III+ VVER1200，也称为 AES-2006（Goldberg and Rosner 2011）。该堆型的首个反应堆作为新沃罗涅日二号核电站的一号机组，在 2017 年商业化运行。第二座反应堆则在同一地点建设当中。列宁格勒二号核电站还有另两台机组在建。此外，加里宁格勒或波罗的海核电站的一号机组已经开始施工。俄罗斯将对 AES-2006 的设计视为一个有出口价值的产品。在俄罗斯境外的头两台机组分别于 2013 和 2014 年在白俄罗斯的 Ostrovet 地区建设。另一台机组的建设于 2017 年动工，位于孟加拉国的 Rooppur 核电站。俄罗斯还与土耳其达成协议，在 Akkuyu 核电站建造四台

[24] KEPCO 在 2016 年 12 月的投资报告显示总成本为 186 亿美元，将其除以 4 期核电站的总容量，也就是 5380 GW，我们得到了 3457 美元/千瓦的数字。报告中没有任何关于这个数字的含义或者报价惯例的具体信息。例如，它可能不包含所有者的成本，这可能会使这个数字增加 20%，从而让这个数字看起来更有竞争力。新闻媒体报道该交易的价格从 200 亿美元、250 亿美元、300 亿美元甚至 400 亿美元不等。后一个数字来自 2015 年 6 月 20 日的韩国先驱报。有关 KEPCO 出价的详细分析，请参阅 Berthélemy (2011)。

机组，尽管该项目的所有权归属目前尚未确定。Rosatom 与匈牙利就 Paks 核电站的两台机组达成协议，与芬兰就 Hanhikivi 核电站的一台机组达成协议，并与埃及就 El Dabaa 核电站的四台机组达成协议。但是，这些协议里，哪些项目将能实现，实现速度多快，仍然是未知数。

Akkuyu 协议以俄罗斯使用自建运营模式推进其出口而闻名。这种模式免去了购买者很大一部分的风险。不止于此，除了为 Akkuyu 供应燃料外，据说 Rosatom 正在回收乏燃料用于后处理。目前这些乏燃料的最终处置尚不可知。

在所有投资核能的国家中，中国在建的新反应堆是最多的，其中许多是从各个不同的公司和国家进口的。当然，中国也在开展自己的设计。值得全球市场注意的是中广核集团（CGN）和中国核工业集团公司（CNNC）合资开发的第三代华龙一号（HPR1000）反应堆。使用此设计的第一批国内机组正在福清 5 号和 6 号以及防城港 3 号和 4 号厂址进行建设，并且他们计划建设更多项目。巴基斯坦卡拉奇核电站（Kanupp）正在建造两座 HPR1000 反应堆。CGN-CNNC 已经签署了在阿根廷建造的协议，并正在英国布拉德韦尔地区进行建设考察。

先进反应堆概念也在全球范围内推广，美国在这一领域拥有丰富的实验和示范经验。一些美国公司在此经验基础上进行设计，美国政府资助了一项小型的研发项目，以支持反应堆的持续发展。许多国家都有运行快堆的经验，俄罗斯，法国和美国最为领先。中国目前正在建设一个示范高温气冷堆（HTGR），也在尝试其他反应堆概念。勇于探索新设计的公司遍布诸国。

供需双方的变迁无疑重塑了全球核能资源市场的结构。早期，美国充当着世界核能产业的领头羊，其既是技术提供者，又在核电站运营当中占了绝大份额。在该背景下，美国成为许可标准、安全标准及防扩散标准的主导者。而当下，随着参与者增加，其他国家也必将发出自己的声音，参与在全球范围内核电行业规则的制定。各国也在该全球背景下推出鼓励核技术创新的相关国内政策。

由商业利益驱动的创新

在过去，政府常常主导反应堆设计的发展，包括早期用于海军推进的压水堆（PWR）技术的发展，这项技术最后发展成为商业化用于发电的 LWR。为了实现核燃料的安全，政府推进了增殖反应堆的设计，最终成为了高温反应堆。也许个别国家仍然认定政府主导的项目具有特殊优势，但我们相信，由政府主导模式转变为商业利益驱动模式，可以最好地应对开发和部署新一代核技术来帮助实现全球碳减排的挑战。

公众关注点在于是否能以廉价获得低碳电力。事实上，平价低碳电力可以通过多种类型

反应堆来实现。除了某些特殊情况之外，公众并不关心反应堆采取哪一种设计。他们想要的是这些不同设计能相互竞争。究竟哪个概念更适合用于开发成本低廉的发电技术，诸如我们在第二章当中陈述的那些技术，回答这个问题需要持续的研发、建立示范项目、并建造反应堆。以上工作的目的是要从一系列可能的设计当中选出最优方案，然后在部署的过程中仔细经营、管理测试并开发方法。这正是私企所擅长的竞争升级的创新过程，政府应当努力扶持。利用商业利益来筛选技术类型并通过开发和部署来推动关键技术选择，就可以获得巨大价值。

正如在第三章所述以及下一部分即将论述的内容那样，将新设计推向市场需要非常庞大的资金支持和很长的时间，这将需要政府的支持，而政府的支持又需要公众的问责。然而，在政府并不指定特定的技术选择的情况下，只需要对总体的项目目标进行公共问责即可。政府在过去、将来都是基础研究的重要资助者。实际上，现在正被纳入考虑的大多数先进反应堆都是在各种政府资助计划中实现的，我们已经确定的许多交叉技术方案都有望降低成本。下一部分又回到公共资金在推进基础科学方面的作用。但不同反应堆概念的进一步发展和多种相关技术类型的整合是两码事，因此我们还概述了实现产业驱动创新的具体措施。

研究成果：

私有企业的参与非常有利于促进新型超低成本反应堆类型的创新。为此，私有企业必须自己选择相关技术，并承担大部分的资本投入。私人企业在享受赢利机会的同时也要承担亏损的风险。

我们提倡的由“政府主导”转变到“商业主导”技术发展在其他领域已经实现。最近一个值得注意的例子是美国的商业轨道运输服务（COTS）计划，该计划由美国国家航空航天局（NASA）于 2005 年建立（Lovering，King and Nordhaus 2017）。COTS 旨在鼓励私营部门营运美国航天业。NASA 不再单纯通过高价合同来购买飞行器，而是鼓励公司自己发展属于他们的设备，这样一来 NASA 就可以根据自身需要来向公司购买产品和服务（NASA 2014）。NASA 提出一系列目标任务，由私人公司决定如何最好地设计和构建设备以完成指标。为了帮助公司启动并发展这种能力，NASA 需尽早做出财务承诺，但公司也必须增加自己的资金储备以证明其商业能力。

NASA征求了提案，截至2006年8月，它已与两家公司签署了协议：SpaceX和Rocketplane-Kistler（RpK）。这些协议确定了一系列关键中间步骤；根据协议，这些公司将从NASA获得固定付款，以逐步实现每个中间步骤。但是，最终，因公司没能筹集到事先承诺的用于继续项目推进的外部金融投资，NASA 与 RpK 的协议被中止。NASA 接着开启了第二轮的招募，并与 Orbital Sciences Corp 签订了合约。虽然执行责任仍由公司承担，但他们之间是合作关系。

例如，这些公司偶尔借助 NASA 的一些学科专家来解决棘手的技术问题，NASA 还提供了商业化飞行器的发射地点。到 2012 年和 2013 年，SpaceX 和 Orbital 都完成了与 NASA 达成的协议的示范项目当中的规定任务指标。两家公司现在都是 NASA 的供应商，依靠竞标后赢得的合同来向国际空间站提供再补给服务。

美国 DOE 也有这种与私人企业合作的经验，近期，美国 DOE 确立了他们“加速核能创新路径”（GAIN）的项目，通过该计划，商业化核公司可以获得许可，借用联邦实验室设施和工作人员进行燃料、材料和其他有助于推进反应堆设计的等问题的技术研究。

气候问题严峻，发展“去碳化”迫在眉睫。这促使政府将努力加速开拓第三章中讨论的技术发展路径。该途径可帮助选定合法、安全的场所用于建造和测试原型反应堆，缩短了反应堆的示范时间。由政府持有、运营和监督的反应堆建设场所仍然能提供最佳配置，以确保公共安全和政府持续参与测试。此类场所应当予以公开，作为合适的商业反应堆原型标准。除了参与安全测试之外，政府对燃料循环的重要兴趣也驱使政府参与新燃料的生产以及废物的安全管理和处置。加拿大核实验室（CNL）最近提出了一项新方案，允许私营企业和他们共用设施，让他们能“在 2026 年前展示 SMR 的商业可行性”（Canadian Nuclear Laboratories 2017a）。CNL 打算建立一个示范或标准反应堆，并于最近发布了一份“意向征集书”，听取行业和利益相关方对如何实施该方案的看法。他们收到了来自多名技术开发人员的 80 份意见书和 19 份意向书（Canadian Nuclear Laboratories 2017b）。CNL 表示他们将尽可能的接纳具有不同原型的反应堆和不同反应堆类型的研发。CNL 已经参与了位于 Chalk River 的一个大型投资项目，他们针对其 SMR 计划进行的初步研究，应有助于 CNL 确定完成此任务最需要的新设施(Atomic Energy of Canada Limited and Canadian Nuclear Laboratories 2017)。

建议：

政府应该建立反应堆公园，公司可以在那里建造原型反应堆，进行测试和运营，以获得许可证。这些公园应该仅可能包容公司选择的各种反应堆概念。政府应在安全协议、基础设施、环境审批、燃料循环服务等方面提供适当的监督和支持，并应直接参与所有测试。

此类新方案应面向社会广泛征求参与者，允许各种反应堆类型和设计。在确保在遵守安全协议以及政府能够提供所需支持的前提下，由赞助公司决定选择何种反应堆设计。公司将负责反应堆的建设，也必须证明其经济实力。政府将与该公司合作，一同采购测试所需的核原料，运行反应堆，且政府需代为处理核废料和其他有害物质。此方案将通过电网协议规定的正常商业渠道将电力销售到电网上。在反应堆完成测试并获得许可证后，公司还应提供原型反应堆的处置方案（费用由公司自行承担）——某些情况下，可以在厂址安全要求允许的

条件下商运一定时间之后再提供最终处置方案。

除原型反应堆的建造和运营以外，建立拥有完善基础设施的反应堆公园也许需要政府注入大笔资金。当然，可建立反应堆公园的使用收费机制，但仍然需要政府提供直接的资金支持。这也是可行的，毕竟政府对各类创新都极具兴趣，积极参与技术创新也是其发展和维护自身能力的方式。

4.4 公共对先进核技术研发的支持

在这个部分，我们讨论政府如何支持先进核技术的研究、发展和示范（RD&D）。我们在本节重点关注那些还未被实践的先进反应堆概念，不讨论已经建立完成的 LWR 技术的 RD&D。

技术开发项目的成本和时间

从反应堆的概念到反应堆的商业化部署的全过程涉及到许多昂贵的步骤，包括进一步的研发、事无巨细的工程设计工作、燃料的研发和废料处置、反应堆原型的构建和测试以及获得许可等。完成这个过程的费用因反应堆类型而异，近年来的一些研究估计了某些特定设计的成本。在这些研究里，有的受美国政府对于高温气冷堆的兴趣的影响，彼时高温气冷堆技术的发展则在 NGNP 计划（Idaho National Laboratory 2007）(U.S. Government Accountability Office 2014) (U.S. Department of Energy 2010) (NGNP Industry Alliance 2015)中达到高潮。所有这些研究预计需要 40 亿美元左右的累计成本来建设第一座完整规模的核电站。这个数字并不包括前期可能高达 10 亿美元的研发与设计费用，而且商业化过程还可能产生额外的费用，例如设计后期需获得燃料和其他设备供应链有关的许可证，还有第一批用于测试的原型反应堆的拆除等。这些费用很容易到达十亿美元左右，也让项目总费用达到 60 亿美元以上。美国 DOE 的几个国家实验室详细研究了不成熟的核电设计带来的额外费用(Argonne National Laboratory, Idaho National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory 2017) (Petti, et al. 2017)。近期在美国 DOE 的一项特别工作组报告中保守估计了一项普通项目实施的总体成本。此项目计划将两个反应堆建设到示范阶段，并将其中一个建成首个商业化项目。其所需金额预计达到 115 亿美元，包括了示范前期费用、两个示范堆的成本以及建设首个该类型商业堆的成本（U.S. DOE 2016）。从前期投资到开始盈利的时间线非常漫长。

为了说明一个大型技术研发项目所涉及的潜在时间和成本，我们根据上文提及的研究设想了一对例子。其中一个是高度成熟的技术，根据第三章所述，在一些额外的设计和运营许

可获取工作以及供应链的投资到位之后，就可以直接进行商业化示范。第二个是成熟度较低的技术，按照第三章提出的加速发展模式，在商业化之前，需要进行额外的初步研发和设计，还需一个示范反应堆。

表 4.1 两个先进反应堆研发项目所需成本的说明性例子中的各项输入值

			高成熟度技术	低成熟度技术
早期开发	年数		3	8
	费用（百万美元）	R&D	50	300
		设计发展	100	200
		供应链	100	200
实验示范	年数	前期建设		2
		建设		7
		运行测试		5
	堆型指标	容量（MWe）		250
		单位成本（美元/kW）		9200
	费用（百万美元）	设计完成		300
		获得许可		200
		建设		2300
		运行测试		400
商业化示范	年数	前期建设	2	2
		建设	5	5
		运行测试	2	2
	堆型指标	容量（MWe）	250	250
		单位成本（美元/kW）	6900	7100
	费用（百万美元）	设计完成	100	100
		获得许可	200	100
		建设	1725	1775
		运行测试	200	200
开发总成本			2475	6075

表 4.1 中的值均为实际或价值不变的美元。在图 4.3 中，这些值是票面的，因此有 2%的通货膨胀率。

表 4.1 详细列出了我们对两个项目研发时间和成本的假设。完成第一个示范反应堆及其初始运行和测试之后，每个项目的累计成本如图 4.3 和 4.4 中的橙色线所示。每幅图的 x 轴显示了开发过程的各个阶段。图 4.3 表明高成熟度技术需要三年的早期开发，以及最终的设计工作和获取运营许可，这可以在第二年和第三年同时进行。然后，建造商业示范反应堆需要七年，其运行测试需要二年，这样，一共耗时 12 年完成项目研发。图 4.4 显示低成熟度技

术需要八年的早期开发。同样，它还需要最终的设计工作和运营许可申请，这可以在第七年和第八年时实现。随后，性能演示反应堆建造了七年，另需要五年的操作测试。到此阶段，才准备好进行商业演示阶段。

这两张图清楚地揭示了在一个核电站开始正式盈利前所需的投资金额以及时间投入。从图中也可以看出政府资金的影响，之后将对此进行更详细的讨论。

图 4.3 技术高度成熟的项目研发累计总成本和净投资成本个案分析

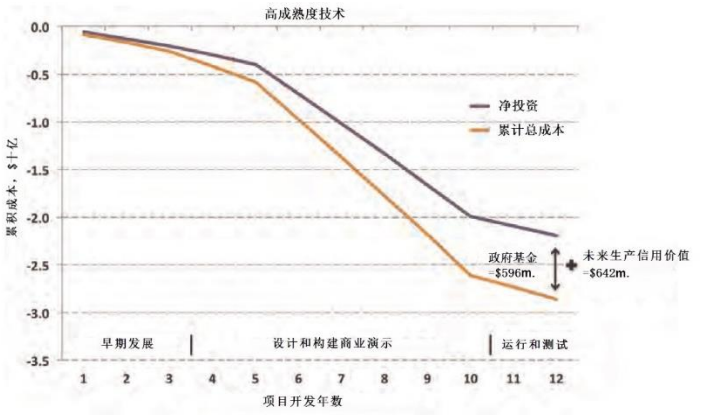


图 4.4 技术低度成熟的项目研发累计总成本和净投资成本个案分析

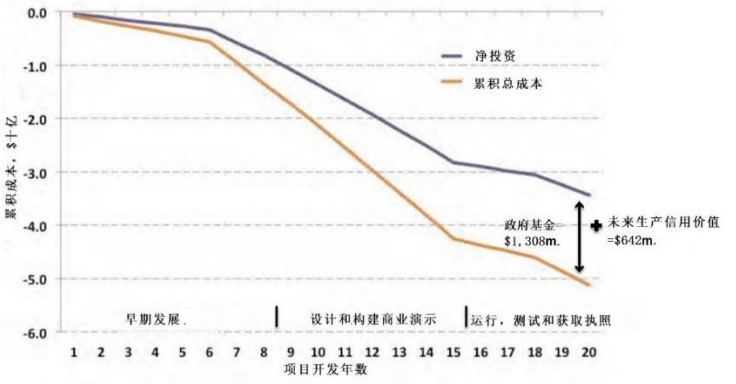


表 4.2 两个先进反应堆研发项目收入来源的各项投资

			高成熟度技术	低成熟度技术
NOAK 部署（第二个及之后的商业化）	堆型指标	容量（MWe）	250	250
		单位成本（美元/kW）	4600	4600
		费用（实际百万美元）	1150	1150

	建造率	年@4/一年 此后@8/一年	4	4
	设计费用	美元/kW	920	920
		%隔夜成本	20%	20%

表 4.2 总结了相关研发项目可能的回本途径。它详细介绍了 NOAK 工厂的预计成本和构建率。项目在建设阶段通过出售该堆型和提供各种相关技术服务可获得一部分回报，我们将之表示为给每个核电站支付的设计费。

图 4.5 和 4.6 显示了每个项目收回投资所需的时间，即投资回收期。收回投资的速度取决于对于每种设计的要求，以及它可以多快地扩大生产。橙色线显示在某一阶段扣除收入后的净投入现金总额。请注意，该净投入总额接近负 50 亿美元，远远低于项目研发结束投入的 25 亿美元。这是因为这个数字还包括投资基础建设所需的回报。（曲线在 12 至 13 年左右的上升是因为向示范电站支付的费用。随着后续电站的建成，曲线也会下降。）

图 4.5：收回技术高度成熟项目研发投资所需的时间

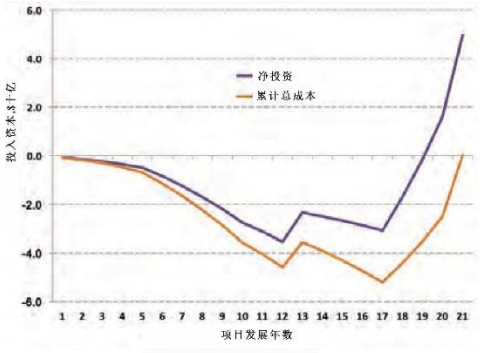
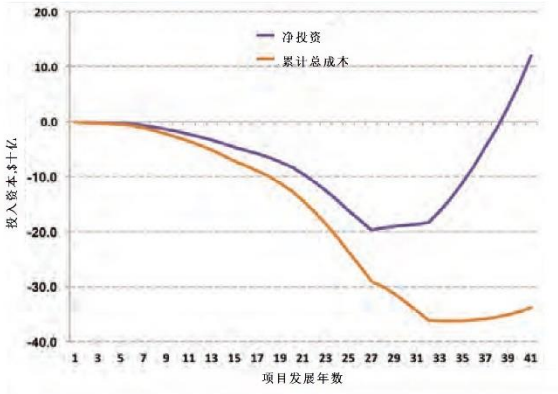


图 4.6：收回技术低度成熟的项目研发投资所需的时间



在项目研发结束的时候，投资款就可以从后续建立的电站中盈利。为了更清楚分析开发一个项目的收益过程，这两个图的数据都不包括后续建厂所需花销及从这些核电站所获收入。

相反，计算中体现了后续每建设一台机组研发人员因其设计版权所获收入。假设项目研发一旦完工就开始建造后续四台机组，这需要五年时间。这首批四个商业规模的反应堆一旦在 18 年后并网发电，接下来四年可以再另外建设四座反应堆，直到第 22 年将有 8 个反应堆。由图可知，橙色的线在第 21 年变为正数，也就意味着用于项目研发的投资得到了回收。

成熟度较低的技术需要更深层次的投资，在第二十年时，示范项目刚刚结束，还没建立首个商业化示范堆，只有在商业化示范堆建成之后，才可以开始大规模的建设核电站。橙色的线显示了在某一阶段除去收入的净投资。值得注意的是，总额接近负 400 亿美元，远低于项目研发结束时投入的 60 亿美元。如图所示，总投资成本直到 41 年后的某个时间才能收回。

从这两个图中还可以看出政府的支持是如何影响这两种具备不同技术成熟度的项目研发的投资回报的。

政府对科技发展的支持

政府在资助新技术的研究、开发和示范当中都扮演着至关重要的角色，不仅对于核能是如此，对于许多其他能源技术也是如此，比如太阳能发电、电池等等。在过去，政府的支持让许多技术的商业化从不可能变为可能。公众迫切呼唤低碳发电技术，我们并不需担心投资匮乏。但是，我们现在没有把握，究竟电力行业去碳化这一挑战何时才能实现，以及如何完成。在现实情况中，不确定因素和偶然事件影响十分巨大，所以将筹码都放在某种特定技术上是十分草率的。面对巨大的不确定性，多种低碳能源技术组合的价值显得十分突出。为了开发这些不同技术，就需要对多种有可能成功的技术都进行投资。总之，我们需要为达到目的而进行多次尝试

政府对于新型先进反应堆概念示范工程的支持对于吸引和实现前文所述的大规模私人投资是必不可少的。反应堆的研发方和政府在某种程度上是不可避免的合作伙伴。无论所开发的反应堆多么有前景或有多么高的潜在收益率，它必须要和政府在一些问题上合作之后才能进入市场。鉴于前期所需的投资规模过于庞大，且投资者在预期回报之前的投资周期过于漫长，政府对研发过程的支持对私人投资者来说尤为重要。并且，不管是核能还是其他能源，除了启动时期以外，我们不赞成政府在任何其他时期对正在商业化的任何低碳发电技术进行投资。

政府支持方式对于最大限度地发挥公共资金的影响以及扩大公共资金成功盈利的可能同样至关重要。我们已强调过的，企业在各种反应堆概念的竞争中应当起到决定性作用，企业也应该引导各种设计的具体实施，这就需要公司自己投资到这些具有风险的项目中，在享受利润的同时承担风险。不管是什么样的堆型，公众感兴趣的都是它是否能够成功生产产品，

因此，我们向美国政府申请对先进核技术的资助计划即是据此而定，并借用了美国现有的几个资金渠道和项目经验。这样的制度体系适用于任何想发展应用先进反应堆的国家。

首先，由先进反应堆设计阶段进入准备示范的阶段需要定向的研发资金。美国 DOE 在他们自己的实验室、大学及与企业的合作中，均给予了重要的研发资金支持。对先进反应堆设计的资金补充也很有帮助，并且可以使用诸如 GAIN 计划之类的模式来筹集相关资金。

其次，加速新反应堆设计获得运营许可的过程也需要资金支持。下一章将谈及美国 NRC 为获得自己颁发许可证的能力和资质所需要的资金。这里重点强调的是需要资金来帮助分摊反应堆开发商为第一批先进反应堆设计申请运营许可产生的成本。DOE 在其 NP2010 计划中采用了合作方式，以帮助开发商在 2002 年能源政策法案下加快获得新反应堆的运营许可（U.S. DOE 2012）。

除了为研发和运营许可申请提供资助外，第三方和第四方投资反应堆的基础建设也是非常值得提倡的，因为基础建设的对私人投资者是一笔非常大的预算。这些投资可认为是对原型反应堆的建设以及第一个反应堆产能的分期付款。

分期付款是 NASA 启动的 COTS 计划的一个特色。根据该计划，为实现项目中级指标，NASA 与各公司谈判的协议分出了一系列中间指标。NASA 在每个阶段向公司预先指派的资金都要在完成了每个中间指标之后才能启动。每阶段的投资从 400 万美元到 3100 万美元不等，一共向项目提供 7.8 亿美元的资金。对于已经成功参与 COTS 的两个公司来说，NASA 提供的这些资金接近实现示范任务能力所需的一半开发费用（NASA 2014）。此外，一些公司也看好他们的研发产品的市场价值，因此向他们进行投资，这就是另一半费用由来。

但是，分期投资必须旨在激励公司按指标运作，而非前期成本分摊。公司必须进行前期投资，成功实现某一阶段指标，并承诺为下一阶段继续努力，方可获得该期投资；同样，当公司表现良好，政府给与他们预先承诺的金额。分期投资应当提前确定数额，不能因为需要成本超额而随意变更。

把整个研发过程分解为数个阶段可以检查阶段性成果，这样在必要的时候可修改或调整原研发计划。这样公司可以根据阶段性示范的成果来了解资金的循环周期，包括中途收到的投资。这还有助于帮助我们叫停失败项目，及时止损。预先协商各关键阶段有助于确定各方责任，包括政府在处理燃料和废物方面的必要作用。根据 NASA 的 COTS 计划，最早获资助的两个项目，其中一个将会总共获得 2.07 亿美元用于完成所有过程。然而，在早期，该公司未能证明它已经获得了进行下一阶段所需的财政融资，结果，NASA 在仅支付了 3200 万美元，终止对其资助。后来 NASA 推出了一项新的招标活动，新进入的公司最终达成了所有阶段性目标(National Aeronautics and Space Administration 2014)。

生产信贷就像生产税收抵免一样，发电厂需提供某个特定的电力额度（$/MWh），而且会

在一段时间内因其发电量而获得奖励。通常，对可以获得信贷的生产数量设置上限。信贷只在生产完成时支付，例如，当电力被出售到电网上的时候。反应堆所有者同时收到电力市场支付和生产信贷的补助。

生产信贷作为提供政府支持的工具，具有重要优势。首先，它奖励绩效，让私营企业承担着重要的技术和建设风险。如果反应堆不能完工，那么私企不可能得到生产信贷补助。如果反应堆的完工延迟或成本高于原先估计的，则不调整生产信贷的规模，反应堆建造者就获得较小的利润或遭受损失。这为私人投资者在向最具成本效益的方向进行创新提供了强大的动力。

其次，生产信用很容易适用一个更大的系统上，且不会与该系统的重要规则和原则发生冲突。特别的是，核电站更愿意接受强制要求政府机构或部门承诺从特定反应堆购买电力的的购电协议（PPAs）。正常的购电协议是可以就商品价格与政府谈判的，有一些规则和原则可以规范如何制定正常的购电协议或评估其条款。特殊的购电协议将政府补助与商业交易混合在一起，使得原本的那些规则和原则不太适用。不同于这些特殊的购电协议，生产信贷将商业交易和提供补贴的问题分开。一方面，PPA 的合同一如既往地进行，不受干扰，并遵守通常管理采购过程的所有规则和原则。另一方面，生产信用额是在正常电力销售商业行为上的简单附加。换句话说，信贷完全可以分割，既可以通过特殊 PPA 提供的任何金额支持，也可以通过向普通 PPA 添加额外生产补助。

生产信贷补助的规模可以很灵活。它应该能反映加速先进核能技术创新的社会价值，以使其行之有效。

建议：

政府应制定计划，为新型先进反应堆设计的原型测试和商业化提供赞助。这些计划应侧重于推动商业化进程的四个方面：

资助研发，推进新反应堆从设计到示范堆建设的整个过程；

资助新型示范堆及其商业化设计的运营许可申请过程；

分期付款，资助示范堆的建设和运作；

设立生产信贷，奖励成功的新型设计示范。

表 4.3：政府对两个备选先进反应堆研发项目的不同类型的资助

		高成熟度技术	低成熟度技术
政府资助项目	研发费用分摊率	50%	50%

	许可获取费用分摊率	50%	50%
	分期付款分摊率	21%	31%
	生产信贷	27	27

我们继续使用前述的两个假想案例来说明政府资助计划如何与新反应堆研发所需的投资一致，以及这种支持如何影响投资回报时间。表 4.3 显示了前面讨论的四种政府资助方式的具体假设值。在此基础上，表 4.4 列出了高成熟度技术的成本，政府资金和净投资者成本。A 列是技术研发过程的具体阶段。政府不同投资方式体现在 C 至 F 栏中，而 G 栏是政府资金总额。[25]成本这一项对应着研发成本和获取许可证的成本的分摊。当然，分期资助会出现滞后：公司首先花钱完成上一里程，然后收到政府付款。实际的协议将包含许多中间里程，所以表里的款项代表总额度。小计显示开始赚取生产信贷之前完成研发阶段的支出和政府付款。在研发阶段结束时，政府资金已占支出的 23%，投资者的净成本为 77%。列 F 下显示的金额代表生产信贷支付的现值，该支付将随着生产时间逐渐进行。该栏显示了商业示范反应堆对应产量的生产信贷，该计算的前提是反应堆在测试完成并获得设计许可证后继续运行。该栏还显示了由将来建设的项目可得到的收入，该收入由发电站在其年总产容量 90%运行 10 年的所得总产能为 1.25 GW，电力单价 27 美元/兆瓦，并考虑 10%的折现率所计算而得。这些生产信贷相当于开发成本的 26%。因此，在这个例子中，政府资金总额占总开发成本的 50%，其中 23%来自政府对研发、运营许可申请和分期付款的资金投入，另外 26%来自发电时赚取的生产信贷。政府资金的作用如图 4.3 所示，其中第二条紫线代表投资者净成本的总现值。由于政府支付，投资者将在第 19 年收回投资。这个图也说明了企业是如何通过核电站开始产电而获得生产信贷的。

表 4.4：政府对高成熟度技术示范项目的不同资助方式

			政府资金					
	事件[A]	成本[B]	研发[C]	获得许可[D]	里程碑资金[E]	生产信贷[F]	联邦总投资[G]	净投资者成本[H]
早期开发	研发	50	25				25	25
	设计和工程	100			21		21	79
	供应链	100			21		21	79

[25] 表中未明确显示建立反应堆公园并提供燃料和乏燃料管理服务的政府费用。政府将承担建立反应堆公园并为其配备基础设施以及建立通用燃料和废料处理能力的前期成本。公司可以收取某些服务的费用，这将支付部分政府的费用。公司将签订一些特定的燃料和废料处理服务合同。这两种成本都包含在表中。

实验示范	设计和工程	100			21		21	79
	获得许可	200		100			100	100
	建设	1725			365		365	1360
	运行和调试	200			42		42	158
最终开发小计		2475	25	100	471		596	1879
			1%	4%	19%		24%	76%
商业化运作	示范堆型					456	456	-456
	后四个模型					186	186	-186
总计		2475	25	100	471	642	1238	1238
			1%	4%	19%	26%	50%	50%

所有数字的单位均为百万美元

表 4.4：低成熟度技术示例的政府资助方法的说明性示例

			政府资金					
	事件[A]	成本[B]	研发[C]	获得许可[D]	里程碑资金[E]	生产信贷[F]	联邦总投资[G]	净投资者成本[H]
早期	研发	300	150				150	150
	设计和工程	200			62		62	138
	供应链	200			62		62	138
实验示范	设计和工程	300			93		93	207
	获得许可	200		100			100	100
	建设	2300			716		716	1584
	运行和调试	400			125		125	275
最终开发小计		3900	150	100	1058		1308	2592
			4%	3%	27%		34%	66%
商业化运作	示范堆型					456	456	-456
	后四个模型					186	186	-186
总计		3900	150	100	1058	642	1950	1950
			4%	3%	27%	16%	50%	50%

所有数字单位均为百万美元

表 4.5 显示了政府对低成熟度技术项目的资助对比结果。政府资助的影响反应在图 4.4 中，累计净投资者成本的总和较小。如图 4.3 所示，第二条紫线显示投资者净成本的总现值。由于政府注入资金，投资者在 39 年收回了他们的投资。与高成熟度技术一样，生产信贷在后期支付，通过建设发电产生产电力而获得。跟多种政府报告一样，我们的这里也假定技术研发计划通过这一系列步骤直到最后获得成功。如果有多个反应堆可供选择，需要在早期就进行筛选，则最优用于原型堆的建设，并分阶段考核，判定成功与否。在方案中我们已详细说明，一个或多个已经过原型测试、取得许可准备商业化的新反应堆需要相同的步骤和成本。

我们提议的方案的一个关键特征是，让私人投资者决定选择何种技术，我们还要求这些投资者——而不是政府——承担相关的风险，这意味着它们同时具有盈利潜力和亏损风险。首先，政府无需直接负责所有费用。公司将自身承担工程设计工作的成本，特别是反应堆的建造成本。根据分阶段资助计划，政府可在反应堆原型堆的建设、测试、运行以及申请许可证过程中对公司进行里程碑资助。这些资助可以看作一种奖励，旨在补贴公司的设计和建造成本。但这些投资并不一定能够到账，还取决于项目在各个节点完成情况。[26]此外，分期付款的额度是预先确定的，所以在实现每个阶段目标时公司自身还承担着超出预算的全部风险。

这个建议（指分期资助计划）的第二个关键特征是它考虑任何创新过程都存在着偶然事件，并不存在不被中断地通过设计、原型堆建设到商业部署，实现研发过程的单行道。一场冒险从来不是一蹴而就的。这个过程开始时就存在着不确定性，并且必须要一路结合最新动态。目前 Gen-IV 反应堆设计创新的一个显著特点是成立了一系列不同的创业公司，它们生产不同的设计，并都获得了早期资金。这些创业公司与一些行业巨头共存，倡导各自的第四代设计。没必要让政府非得选出一个优胜者，相反，政府应该努力倡导促进良性竞争。如果多个设计都能够成功地找到愿意提供所需启动资金的投资者，那么政府就应该鼓励尝试多个设计。在这一过程，每项设计都会经历成功与失败，一些设计可能只会半途而废，一些则需要重新改良，在这种情况下，有的设计的前期费用将会超出预算不少，有的设计可能会像预期的那样继续推进。对任何特定设计最终投资的金额将高度取决于有多少公司认为启动这样一个项目是值得的。这也将取决于这一过程中这些公司所学到的经验教训以及有多少公司愿意继续坚持。

然而，政府的作用应该更加稳定。其中一个作用是提供一个可行的平台，可以在其中建设原型反应堆。建设这样一个平台所需基础设施和支持设施的成本相对固定，因此政府提供对这一平台的前期投资也会相对固定。政府用于测试和新原型反应堆的设施应向各种各样的

[26] 回想一下，在 NASA 的 COTS 计划的第一轮中，他们和 SpaceX 和 Rocketplane Kistor 达成了两项协议。然而，Rocketplane Kistler 未能筹集到必要的私人资本，NASA 终止了他们的协议。这节省出的 1 亿 7500 万美元被用于资助其他公司

设计类型开放。但是即使乐观估计，短期内也只可能有两到三个反应堆会投入使用，因此，不太可能需要马上调整容量限制。只要第一个设计获得了成功，那么就会吸引其他新的设计也来使用平台具有的原型反应堆设施。政府的另一个角色是提供资金支持和鼓励原型堆建设。这种支持应该是相对固定和有限的。并且，前期成功帮助一两个项目获得运营许可后，后续项目需要的辅助也会相对少一些。

参考文献

Argonne National Laboratory, Idaho National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory. 2017. "Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study." January.

Atomic Energy of Canada Limited and Canadian Nuclear Laboratories. 2017. "Generation Energy." July.

Berthélemy, M., and F. Leveque. Korea nuclear exports: Why did the Koreans win the UAE tender? Will Korea achieve its goal of exporting 80 nuclear reactors by 2030? CERNA Working Paper 2011-04, Paris: MINES ParisTech, 2011.

Blue Ribbon Commission on America's Nuclear Future. 2011. "Report to the Secretary of Energy."

Bryant, Susan Montoya. 2017. "New Mexico, Texas Seek Licenses to Store Spent Nuclear Fuel." Associated Press. April 5.

Canadian Nuclear Laboratories. 2017a. "2016 – 2026 10-Year Integrated Plan Summary." April.

Canadian Nuclear Laboratories. 2017b. "Perspectives on Canada's SMR Opportunity." October.

Davis, L., and C. Hausman. 2016. "Market impacts of a nuclear power plant closure." American Economic Journal: Applied Economics 8(2): 92 – 122.

FERC Technical Conference. 2017.

"Docket No. AD17-11-000."

Fountain, H. 2017. "On Nuclear Waste, Finland shows U.S. how it can be done." New York Times, June 9.

Goldberg, S., and R. Rosner. 2011. Nuclear reactors: Generation to generation. American Academy of Arts and Sciences, Cambridge, Massachusetts: AAAS, 2011.

Haratyk, G. 2017. "Early nuclear retirements in deregulated US markets: Causes, implications and policy options." Energy Policy 110: 150 – 166.

Idaho National Laboratory. 2007. "Next Generation Nuclear Plant: Pre-Conceptual Design Report." November.

Jenkins, J. 2018. "What's Killing Nuclear Power in U.S. Electricity Markets?" MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper, 18-01.

Kazimi, M., E. Moniz, C. Forsberg, S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, M. Golay, A. Kadak, J. Parsons, and M. Regalbuto. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT, 2011.

Lovering, J., L. King, and T. Nordhaus. 2017. "How to make nuclear innovative: Lessons from other advanced industries."

Monitoring Analytics, LLC. 2016. "State of the Market Report for PJM, Volume 1, Table 1-8." 16.

National Aeronautics and Space Administration. 2014. "Commercial Orbital Transportation Services: A New Era

in Spaceflight." February.

NGNP Industry Alliance. 2015. "HTGR: A Business Plan for Commercialization." June.

Nuclear Energy Insider. 2017. "Canada signs flurry of SMR contracts as innovation support widens." November.

Nuclear Energy Institute. 2015. "Policy Brief: Electricity Markets Undervalue Nuclear Power Plants."

Petti, D., R. Hill, J. Gehin, H. Gougar, G. Strydom, T. O'Connor, F. Heidet, et al. 2017. "A Summary of the Department of Energy's Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study." Nuclear Technology 199 (2): 111–128.

Plumer, B. "What Sweden can teach us about nuclear waste." Washington Post, January 28, 2012.

Regeringskansliet. 2009. "A sustainable energy and climate policy for the environment, competitiveness and long-term stability."

Seel, J, et al. 2018. Impacts of High Variable Renewable Energy Futures on Wholesale Electricity Prices, and on Electric-Sector Decision Making. LBNL Technical Report.

State of New York Public Service Commission. 2016. "Order Adopting A Clean Energy Standard."

U.S. Department of Energy. 2017a. "Notice of Proposed Rulemaking, Grid Resiliency Pricing Rule, 18 CFR Part 35, Docket No. RM17-3-000."

2017b. "Staff Report." 112–116.

2016. "Report of the Task Force on the Future of Nuclear Power." September 22.

2012. "Nuclear Power 2010 Program Combined Construction and Operating License & Design Certification Demonstration Projects Lessons Learned Report." August 12, 2012.

2010. "Next Generation Nuclear Plant: A Report to Congress."

U.S. Government Accountability Office. 2014. "Advanced Reactor Research: DOE Supports Multiple Technologies, but Actions Needed to Ensure a Prototype Is Built." June.

第五章
核反应堆安全监管与电站运营执照申请

本章首先论述用于核电站运行许可的监管框架。随后我们将简要介绍美国核监管法规的历史，以阐释核安全法规及执照申请原则的演变过程。进而我们会介绍各个国家核反应堆监管及执照申请的情况。最后，我们将着眼于美国的核反应堆监管体系，讨论改进先进堆执照申请及监管的最佳措施。

5.1 核反应堆安全

核反应堆系统的安全取决于一套完整的安全功能，该安全功能在正常操作条件下能够精确控制核反应堆的运行，即便在由于内部或外部原因造成的非正常运行条件下，这套安全功能也能保证核反应堆的安全。当核反应堆紧急停堆时，这套安全功能能够移除堆芯余热以确保堆芯的长期冷却。成功运行各项安全功能可以防止放射性物质外泄或将其污染程度降低到可接受的水平。所有反应堆都具备的安全功能包括：

- 控制反应堆启动、运行及停堆期间的反应性；
- 控制热量传导至最终热阱；
- 控制冷却剂存量（体积、温度及流量等）；
- 控制其他化学反应及放射性物质。

核反应堆的设计中必须包含能够成功实现以上安全功能的特征及系统。包括为实现这些安全功能所需的支持系统（电力、冷却和压缩空气等支持系统）进行设计、运行及维护。核反应堆的设计必须提供适当的物理隔离、独立性、多样性及冗余性，以降低发生共因失效或单点失效导致安全功能失效的可能性。最后，安全设计必须遵循“纵深防御”和“工程裕量”原则，以降低由于对反应堆理解认识不够而给安全功能带来隐患的风险。以上所有设计原则旨在确保成功实现所有安全功能，最终确保整个反应堆系统的安全。

核反应堆安全监管与执照申请的作用是使政府能够审查并独立核实某个核反应堆系统设计能否在合理保证的情况下提供所需的安全功能，以确保公众的健康和人身安全以及环境安全。

世界上 85%的商用反应堆都是使用低富集度铀燃料和用水冷却的轻水反应堆(LWR)(IAEA 2017)。当前的轻水堆，采用主动和非能动被动备用系统（例如，反应堆停机、冷却和电气系统）以及操作员操作的组合来实现关键安全功能。这些系统降低了安全功能失效的可能性并缓解了安全系统失效时的后果。特定的设计准则可以确保一些会造成放射性物质外泄的系统状态被控制在一系列假定的设计基准事故之下（美国核管理委员会（NRC） 2007c)。对于先进反应堆系统，这些安全功能被集成在系统设计中，比现有轻水堆更加注重固有安全及非能动设计特征[27]（NRC 2008)。第三章具体介绍了先进核反应堆设计的技术细节及安全特征。

现有商用核电站的安全监管及执照申请框架是政策演变的产物，这种演变由社会和政治力量，和不断丰富的核电设计与运营知识，以及从重大行业事件及相关经验教训所推动。尽管不同的国家基于其历史经验及经济和政治体系有不同的监管方法，但是核监管的基本原则在世界范围内大同小异。

5.2 监管框架特征

用来审核核电站安全和申请新核电站运营执照的监管框架通常可以用三个特征来描述：

- 技术——监管框架能否监管所有通用核反应堆技术要求及其他满足特定需求的设计技术要求？
- 风险——该监管架构如何确定在执照申请时，所必须考虑到的该反应堆可能发生的事故风险（可能性及后果）？
- 基于规定或性能的要求——通过实施符合规定的实际和运行特征还是通过以及评估整体核电站性能来确定核电站是否安全？

虽然不同的监管框架可能具有相同的最终目标——即对公共健康和安全的充分保护——特定监管框架的选择将对技术的监管方式以及核电行业如何思考和解决安全问题产生影响。

技术

监管框架可以为特定核反应堆技术而专门编写(特定技术监管)，也可以更广泛地应用于

[27] IAEA 对于主动、非能动和固有安全特征的定义如下: 主动安全特征为"依赖于外部电源或机械动力、信号或外力以实现安全功能"。非能动安全特征为"仅需要自然力 (重力或气体压力)、材料特性或内部储存的能量以实现安全功能"。固有安全特征为"依赖于基本特性 (不能被内部或外部条件所改变的材料或设计选择) 以完成完全功能。固有安全特征没有失效机制。"

所有核反应堆技术（中立技术监管）。

对于针对特定反应堆技术，已针对特定技术的监管需求进行了改进。由于特定技术监管提供了对针对特定技术的监管需求以评估执照申请，降低了申请执照过程中的不确定性，也可以确保监管框架实施和执行的一致性。(Walker and Mazuzan 1992)。此外，特定技术监管需求可以减少重复申请技术应用许可的工作，并有助于确保监管框架能够被一致实施和执行。

特定技术监管的一个显著劣势是它可能阻碍创新并拖延对新型核电概念（如高温气冷堆（HTGR)),或与现有技术极其不同的核电概念(如一体化压水堆(iPWR)(Petti,et al. 2017))的审查。没有监管先例的新核电技术可能会在特定技术监管框架中遇到巨大的申请执照的挑战。相反地，中立技术监管的主要优势就是可以更容易地接受新型核反应堆概念。(Finan 2016)。

在中立技术监管框架中，技术监管需求可以应用于所有反应堆技术应用。然而，这些需求往往存有缺乏确保监管人员及申请人的一致性和统一解释的问题（NRC 2007b)。尽管中立技术监管的适用性对于新技术有很大价值，但是它可能会减缓执照申请的进程。一个中立技术执照申请框架可以为发展和应用所需的特定技术标准提供参考。(NRC 2007d)。混合技术监管框架可以支持任何反应堆技术的执照申请，同时也可以汲取经验教训， 并且可以为可供参考的已纳入既定监管先例的执照申请提供快速许可。

风险

监管框架也可以基于如何认定特定可能发生的事故序列的风险来描述。为了方便描述，总体风险以“风险三要素”来定义：(1）会出现什么问题（定义事故序列)，(2）出现问题的可能性有多大（事故序列概率)，(3）事故序列发生会导致什么后果。以“风险三要素”为特征，下列三种方法被广泛地用于评估核电站的安全风险（Vietti-Cook 1999)：

- 确定论方法——通过定义事故序列和事故序列后果来制定监管需求。在制定确定论需求时，不明确考虑事故序列发生的可能性。
- 基于事故风险评估方法——使用最佳估算方法计算事故序列发生的概率和后果来制定监管需求。不考虑失效或运行条件的保守假设，但会考虑事故发生的概率。
- 风险告知评估方法——从主要事故序列发生的概率中引出的确定论需求来制定监管需求。基于风险选择安全分析所需的事件序列，但也可以开展包括不确定性分析和针对保守事故序列开展的有限安全分析。

这三种不同的风险评估方法与美国核电法规的发展历史紧密相关，且各有优势劣。虽然确定论评估方法可能侧重于于概率几乎为零但后果极为严重的事故，而基于风险或基于风险

告知的评估方法可能关注于事故后果轻微但发生概率较大的初始事件，因为此类事件的总风险较高（Vietti-Cook 1999）（参考 补充内容 5.1）。

基于风险告知方法的评估框架十分有用，因为其从概率风险评估（PRA）中获得的观点能够指导决策制定，安全分析，并帮助制定特定的安全标准。此类风险评估框架纳入风险信息以获得设计潜在安全性同时有利于改进设计， 同时也考虑了当前“最先进的”PRA 固有的不确定性，以及在社会安全目标要求中运用纵深防御等确定论安全分析原则（NRC 2007b）。对于运行经验有限的先进反应堆设计，PRA 的运用可以更好地得知不同事故序列的相对风险以及关键安全功能的设计特性。作为初步安全评估草案的一部分，PRA 被广泛和成功地应用于拟议的模块化高温气冷堆(HTGR)概念设计的监管审查中(Williams,King and Wilson 1989)。

补充内容 5.1：核安全监管历史研究方法中的后果、概率与风险

确定性监管评估方法的一个主要特点是利用极限条件进行分析，确定在单一限制或最坏情况下系统的运行情况。例如，为了制定针对冷却水丧失事故（LOCA）的确定论安全需求，美国监管机构定义的极限或最坏情况为“破口（尺寸）为反应堆冷却剂系统最大管道的双端断裂”(NRC 2007c)。该评估方法基本原理是设计可以承受该类型最严重事故的系统，换句话说，如果能够承受大破口 LOCA，那么该系统应当也能承受所有的小破口事故（SBLOCA）。

这种确定性方法存在两个问题：首先，极限事件发生的概率很低。其次，在制定对策时针对后果和风险的混淆。管道系统的工程分析表明，考虑到管道的延展性（这使得管道在破裂前先发生泄漏的可能性更大），以及造成主冷却剂系统管道双端断裂时的应力负荷非常大，因此，主冷却剂管道双端断裂的概率非常低（Holman 1984）。尽管大破口 LOCA 的事故后果非常严重，但它发生的概率却非常低。

在核电站的监管决策中使用大破口 LOCA 作为极限事件，导致了专门为这类事件而设立的安全设施和系统。这种方法的缺陷在于对于后果较小的事故不可能总能发展为极限事故。例如，三哩岛（TMI）事故表明，用于缓解大破口 LOCA 事故的安全专设功能无法在所有核电站运行条件下缓解小破口 LOCA 事故。这就导致了三哩岛核电站一系列的系统运行失效并最终导致放射性物质外泄。尽管在某些情况下，小破口 LOCA 事故的后果不如未缓解的大破口 LOCA 事故的后果严重，但是小破口 LOCA 事故发生的概率更高，这意味着此类事故产生的总风险更大。仅仅依靠确定论方法分析，即不考虑事件发生的可能性（以及事故恶化风险），而只考虑单一极限事件的后果，可能会导致设计者忽略或低估事故后果小、发生概率高的事故产生的影响。

对于具有有限或者无运行经验的新反应堆设计，确定论方法和风险分析方法的组合将为安全监管提供风险告知方法以平衡事故后果、概率、风险和不确定性，从而更好地保护公众健康和安全保障。

基于规定或性能的要求

可以基于规定，也可以基于性能来制定技术要求。基于规定的要求明确指出了电站运营许可申请者必须利用设计特征、分析技术或是操作实践以满足安全目标。例子为要求应急柴油发电机需要在特定的时间间隔内维护、测试和检查以确保其可靠性（Kadamabi 2002）。另一方面，基于性能的要求提供了设计必须满足的总体安全目标或标准，但是允许电站运营许可申请者选择特定的设计方案、分析技术或是操作规程以满足安全目标。设计基准事故中需要柴油发电机或其他备用电源显示出 95%的运行可靠性就是一项基于性能的要求（Kadamabi 2002）。

总之，基于规定的要求着眼于安全目标如何实现，而基于性能的要求则指出哪些安全目标必须实现。基于规定的要求的最大优点是它减少了监管的不确定性，给申请者的电站运营许可申请提供了清晰的标准；在评估时监管者仅需更少的工程判断。基于规定的要求的最大劣势是它着眼于实现安全目标的方法，而不是最终目标本身。该缺点有两层含义。首先，它不鼓励安全处置方案的创新性，因为验证创新方法会对实现目标产生了额外的障碍（Finan 2016）。其次，聚焦于方法而不是结果，可能会减少对于通过规定来确保实现最终安全目标这一观点的重视程度。

基于性能的要求规定了必须满足哪些安全目标，并强调核电站运营许可申请者必须证明他们的设计如何实现安全目标。这种方法的主要优点是它可以允许设计和运行具有灵活性，在指定安全目标非常广泛的情况下，它也可以应用于任何核电技术（例如：在事故条件下的场外剂量限制）。基于性能的要求主要缺点是需要工程判断来评估不确定性、评判需求是否达到要求——这种判断可以由以下人员进行解释，包括：核电运营许可申请者、审查职员或其他审查机构，例如，美国 NRC 下属的反应堆安全防卫咨询委员会（ACRS）、原子能安全许可委员会（ASLB）或审核参与者及法庭的审查者（Coglianese, Nash, and Olmstead 2003）。要求的灵活性可能导致监管的不确定性，如果核电站运行许可申请者需要开展重要的分析、测试和重新设计以证明反应堆的设计能够满足安全目标，那么要求的灵活性也可能导致项目延期。

基于性能的要求框架只有在需要时才会引入特定的技术要求，这给了核电站运营许可申请者最大限度的灵活性去在反应堆设计上寻求创新，同时对公众健康及人身安全提供了充分

保护。有限制地使用特定技术要求有助于提高监管的透明度，也从现有核电站的运营经验中汲取教训并应用于之后的设计中，以提高核电站的整体安全性以保障公众健康及人身安全。。

5.3 美国核监管体系的发展

自 1946 年建立原子能委员会（AEC），1954 年通过《原子能法》并启动商用核电工业发展以来，美国核电监管体系一直在不断发展。导致这样发展的原因除了源自于核电站设计和运行方面的知识不断变化之外，也来自于公众对核电看法的改变。

美国第一批商用核电站和原型机的监管机构是原子能委员会（AEC），它担负着发展、促进和监管刚刚起步的美国核电工业的重任（Hogerton 1963）（Mazuzan and Walker 1985）。在 20 世纪 50 年代及 60 年代初期，联邦政府对于核能的支持导致了各式各样的核电技术的设计和建造，包括示范用途和商业用途（Hogerton 1963）。这些公共/私人的商业反应堆包括（IAEA 2017）：

- 轻水堆（Shippingport Reactor 1957）
- 钠冷快中子增殖堆（Enrico Fermi Reactor Unit 1 1963）
- 钠冷石墨慢化堆（Hallam Nuclear Facility 1963）
- 有机冷却慢化反应堆（Piqua Nuclear Reactor 1963）
- 重水堆（Carolina Virginia Tube Reactor 1963）
- 高温气冷堆（Peach Bottom Reactor Unit 1 1966）

鉴于这些反应堆技术仍然处于发展阶段，AEC 对每个反应堆采用了个案逐项监管的方式，根据有限的实验数据、工程判断和来自反应堆安全防卫咨询委员会（ACRS）专家的建议建立了执照申请和商业运营的技术基础（Mazuzan and Walker 1985）。

反应堆安全应满足以下四个策略（Mazuzan and Walker 1985）：

- 偏远选址——将厂址选择在人烟稀少的地方以防止发生放射性物质外泄事故时民众暴露在放射性环境之下。
- 建造安全壳——其必须包括相应结构和系统以限制放射性物质的外泄。
- 反应堆低功率密度——利用设计使得事故发生时放射性源项物质较少。
- 工程裕量——增加工程设计裕量以防止不确定性。

尽管个案逐项的评估方式确保了新型核电技术的建造和执照申请过程，但是原子能委员会下属的国会监督委员会、原子能联合委员会以及核工业界仍在试图寻求具有一定形式的核电站设计标准。制定这些标准旨在通过使核电站执照申请者进行的安全分析与 ACE 监管人员的预期保持一致以减少监管的不确定性和缩短执照审查的时间（Walker and Mazuzan 1992）。

1971 年，AEC 的技术人员首次制定了总体设计标准。该标准概述了商用核电站所需的一般设计特征，以及在核电站执照申请时申请者所需提供的技术信息类型。AEC 的监管人员基于业界和公众的反馈修订设计标准的初稿，这个标准从一般的、技术中立的标准转变成被业界选定为首个商用化运行的轻水堆技术所作的特定要求。特定技术反应堆需求的形式化是为了使电站设计更为有效，以及为轻水堆技术引入更高的监管确定性。1974 年，《能源重组法》将 AEC 的核技术开发和监管两项职能分开。核技术发展职能被分派至新成立的美国能源研究与发展管理局（后和联邦能源管理局合并为能源部（DOE）），而核监管职能分派至新成立的美国核管理委员会（NRC）。

核电站核监管以及核安全的当前原则基于对核技术的不断掌握，由核工业界的主要事故中总结出的经验教训（这些事故表明现有的核电站设计存在哪些设计亮点与设计缺陷），以及对核电站安全的公众关注度而逐步发展完善。尽管在 20 世纪 60 年代初期，人们安全地建设和运行了各种类型的“先进”反应堆，但为提高监管确定性而进行的监管优化，导致了以轻水堆为重点的执照申请指南和申请流程的出现。应用于反应堆的基本安全理念的改变，使得反应堆的尺寸增大，同时核电站选址政策使得监管要求的数量、类型和强度也发生了改变。表格 5.1 总结了现行核安全原则，同时通过一些核电事故以说明这些原则的重要性。

表格 5.1 安全监管原则

安全原则	定义	事件案例
反应堆选址	核电站的位置可以显著影响该电站带来的风险。反应堆选址远离人口或农业中心可以帮助减少公众暴露于辐射环境下和发生事故后果。	1961 SL 核反应堆事故
纵深防御	使用多个独立和冗余的屏障来预防和减轻事故，因此不会完全依赖单层屏障（无论该屏障多么坚固），来防止放射性物质的释放。	1966 Fermi Unit1 燃料熔化事故
冗余和独立安全	当需要执行安全功能以防止和减轻事故时，使用多样的、独立的且完全冗余的组件或系统。	1975 Brown Ferry Unit 1 线路火灾
人因	在设计安全系统时，必须考虑操作者动作成败的概率。操作员不会总是做出及时或正确地决定，并且必须在系统和组件的设计中考虑这些错误的可能性。	1979 Three Mile Island Unit 1 事故
反应堆固有安全性	根据反应堆设计的物理原理，核电站的控制和运行应该在本质上是稳定的。这种固有的稳定性建立在不同反应堆的热工水力或中子性能等反馈机制之上。	1986 Chernobyl 核事故
主动与被动（非能动）安全	主动安全系统需要外部动作（例如，操作员操作、电动机和阀门）来实现它们的安全功能。被动（非能动）安全系统在没有外部作用的情	2011 Fukushima 核事故

	况下实现其安全功能，并且仅依赖于自然力（例如，重力、压差）。被动和主动系统的安全含义因应用和设计而不同。	
考虑不确定性的保守计算	核能系统的设计需要使用大量的不确定性参数和数据。与核设施安全有关的计算必须适当地考虑这些不确定性或使用“最坏情况”的数据作为边界条件来为核电站建立安全运行的数据库。	2011 North Anna 电站地震事故超出厂区设计基础承受范围

*每个案例都是多重原则共同作用的结果，此处列出是用于说明某一具体失效或原则的影响。

尽管本节论述的关注点为美国核监管的发展历史，但是核安全监管的演变和影响这一演变过程这些的经验教训与大多数国家是相似的。所以，尽管其他国家发展起来的，确保核电安全的方法有些许不同，但其基本原则是相同的（International Nuclear Safety Advisory Group 1999）。监管框架的差异主要归因于各个国家对安全文化的理解，政治制度以及经济制度不同而导致。

5.4 世界核监管体系

世界上绝大多数国家的核监管体系核电已经发展了几十年以支持某一反应堆技术获得最有效的运营许可。在大多数情况中，这使得监管系统对于监管大型轻水堆得到了优化。在加拿大和英国，主要的本土核电技术并不是轻水堆，而是是重水冷却和 CO_2 冷却技术，每个国家的核电监管对于其主导的某一核电技术的设计和运行都是最优化的。随着时间迁移，不同的监管机构也在随着国家政府的优先事项优先权和公众/立法机关意见的改变而不断发展。国际上主要核事故（三哩岛、切尔诺贝利和福岛）对监管体系的影响也具有重大意义。

这些这种国际重大核电事故也使人们注意到核安全不单单是某个国家的问题，核电核事故的后果，在生理和心理上都影响着全世界人民。1994 年由 IAEA 组织的《核安全公约（CNS）》致力于通过建立核安全的共同国际基础来解决这些问题。这一公约有以下目标：

1. 通过加强国家调控和国际合作，包括技术合作，在全世界实现和维持高水平的高核电安全。
2. 在核设施中建立并维持有效的防护措施以防御潜在的放射性危害，以防止来自这些核设施的潜在电离辐射危害个人、社会和环境。
3. 预防事故造成的放射性后果，并在发生事故后减轻此类后果。

为达到以上高水平目标以及为贯彻 IAEA 对于核电站安全的基础原则（International Nuclear Safety Advisory Group 1999）所付出的努力，使得不同国家的法规架构得到相当程度的发展，同时也提升了国际核监管和核安全的国际责任安全水平。

尽管他们的最终目标是相同的，但文化和政治的差异使得各国实施核监管体系的方式各不相同。这些差异既包括了监管理念差异，也包括实践操作差异。监管理念差异在于，采取特定技术监管还是中立技术监管，采用确定论分析方法还是基于风险的分析方法，以及因不同的核安全文化导致的，提出基于规定的监管要求还是基于性能的监管要求。实践操作差异在于，例如在反应堆运营执照的更新频率的问题上，加拿大为 5 年、法国为 10 年、美国为 20 年，这样的实践操作差异来源于政治环境的不同。这些管理理念和实践操作的差异将在未来几十年内对新反应堆运营执照的申请产生深远影响，这可能会造成某些核电技术在某些国家得到发展，但是在其它国家却不被重视。

虽然长期以来各国皆能自主决定核电站运营执照申请许可，但接受国际最佳运营执照申请原则以及各国监管机构之间更好的协调与合作，可以清除在全球范围内部署新核电站方面不必要的障碍。核反应堆的设计、建造建设和部署一直在不同的国家内不断进行。虽然这是全球性的事业，但是各个核电站设计理念往往存在差异。供货商所销售的核反应堆设计采用国际标准化设计，此举可以降低成本，缩短开发周期开发并减轻运营执照申请许可的负担。然而，标准化的国际核电站运营范例要求不同核监管机构之间保持监管的一致性并采取合作，以减少或消除重复审查工作，并允许制定统一安全的标准，这些标准应当比目前在《核安全公约（CNS)》中商定的更为具体。

英国的核监管体系

在英国，商用核电站的运营执照申请和监管机构为核监管管办公室（ONR)。ONR 是一个完全自主的政府机构，负责监督核安全的同时也负责民用核材料的使用和运输（U.K. Department of Business, Energy, and Industrial Strategy 2017)。ONR 创办于 2014 年，整合了先前监管核装置、核防护和核安全的独立政府办公室。它成立的目的是为了保障新核电站申请运营执照时的效率，并监管不断扩大的核工业。。

英国对核设施的监管几乎是以性能为基础的，ONR 设立了很高的监管要求，也给予了核电站运营执照申请者很大的灵活性来让他们决定如何达到该标准。ONR 认为，以性能基础的监管方式，将促进核设施许可证持有者在安全方面的革新和新型技术的发展，“在加强问责制的同时，也鼓励采取较好的实践措施并对核设施进行持续改进。”。

英国核设施法规是基于厂址的。ONR 首先批准核电站运营申请者所提出的一个特定厂址方案，随后给予申请者相关的特定许可（许可证）以进行不同阶段的设施建设、调试和运营。最初的厂址审查程序将确定核电站运营申请者提案中的全部设施及其选址能否能够维护公众安全；其目的不是审查特定的反应堆设计。

在核设施建设和调试期间，按照商定的时间表提交特定反应堆设计和安全分析的监管文件。通过通用设计评估（GDA）流程以帮助加快标准化反应堆设计的审查过程，并在设计和核电站运营执照申请流程中，提供早期监管介入及反馈。GDA 是没有约束力的，但是“将对 ONR 分析核电运营执照申请者的安全案例做出重大帮助。”

加拿大的核监管体系

在加拿大，商用核电站的运营执照申请和监管机构为加拿大核安全委员会（CNSC）。CNSC 是一个完全自主的政府机构，负责监督核安全的同时也负责民用核材料的使用和运输（CNSC 2016）。它创立于 2000 年，取代了自 1946 年以来一直担任加拿大所有核能活动监管机构的原子能管理局。这项改变是为了确保核安全监管机构不受核能开发活动的影响，保障 CNSC 在审查、批准和执行时，拥有更大的合法权力。

加拿大核设施的监管通常是的非规定性的；目前的监管指导主要是技术中立的，CNSC 目前正在致力于使监管体系在适当的情况下制定以性能为基础和由风险告知为评估方法的新监管机制。CNSC 旨在建立“通用、客观、以性能为基础的监管要求”，使得核电站运营执照申请者开发自己的方法以满足这一要求。然而，更多具体的要求可能会在需要的时才会提出。CNSC 还更加重视风险告知监管体系；核电站运营执照申请者在准备设施设计时可以使用风险分级的安全分析方法，也可以在定义重点区域和监管审查评估范围时由 CNSC 监管人员使用。

在加拿大，对核电站的监管是分阶段的。核设施的生命周期被分为五个阶段：选址准备、建造、运行、退役和废弃。每一阶段都需要独立的监管审查和许可。尽管每一阶段的审查都是独立且不同的，但是如果核电站运营执照申请者提供了充足的信息，前三阶段可以由 CNSC 同时评估。

特定反应堆设计（安全案例）的监管审查和安全分析在整个监管过程的前三个阶段进行，且伴随着设计细节和技术审查水平不断提高。制定在核电站运营执照许可申请前的，供应商设计审查（VDR）制度是为了“在高层次上核实核电站的设计能够达到加拿大核监管的要求和期望，并且满足加拿大的规范和标准”（CNSC 2012）。VDR 旨在帮助供应商了解在核电站运营执照申请许可过程中的基本障碍和处理 CNSC 确定的所有严重设计问题的解决途径。对于申请人而言，该流程完全是可选的，而且 VDR 得出的结论在之后的核电站设计许可审核中，对 CNSC 不具备约束力且不会产生影响。

中国的核监管体系

在中国，商用核电站的运营执照申请和监管机构为环保部下设的国家核安全局（NNSA）。国家核安全局是一个完全自主的政府机构，负责监督核安全的同时也负责民用核材料的使用和运输。国家原子能机构是国家核安全局的补充，负责促进和实施核能在中国的和平利用，并为核电站项目提供了技术标准和建议。

尽管自 2009 年以来需要概率论方法和风险告知方法以支持和验证确定论安全分析的结论，中国的核设施监管仍主要基于确定论方法。概率论评估法也在运行条件下使用，例如基于风险告知方法的电站设备维护操作。尽管监管要求大多数是基于规定的（例如，具体的验收标准、保守假设等），但中国国家核安全局（NNSA）仍成功地为各种类型的反应堆设计颁发了运营许可执照（如轻水堆、高温气冷堆和重水堆等）。表明国家核安全局（NNSA）通过利用技术中立要求或针对各案逐项审核，对核设施的运营执照申请提供了有效的内部流程。

在中国，核电站建设和运行的不同阶段或主要里程碑需要监管部门批准。需要监管部门审查的不同阶段或进度安排包括：初始选址、建设、首次装料、首次临界、操作员培训及开始退役。

在监管过程的每个阶段中，反应堆运营许可申请者需要完成不同的安全分析和验证实验，随后监管部门会确定具体的验证实验是否能够安全完成。最终确定是否通过审查取决于若干因素，包括是否遵守现有监管体系、核质量是否得到充足保障等。

国家核安全局（NNSA）成立于 1984 年，主要以其他拥有核电部门的国家的法律法规及监管框架为蓝本。因此，中国的监管体系在一定程度上和美国的监管体系非常相似，都强调纵深防御、确定论分析和保守假设。然而，尽管存在这些相似之处，国有能源企业的存在与公众和司法部门对于核电站运营执照申请和应用核技术上缺乏质疑能力，这些都会改变国家核安全局审查和监管核电站的方式。

研究成果：

尽管申请的原则和政策在应用细节上有所不同，世界各地的监管机构所接受的基本原则与 IAEA 的政策及美国 NRC 的法规相似，例如，需要核电站运营申请者提供大量的证明材料。虽然国家之间可能存在重大的文化、社会和政治差异，但是，在已出台核电发展计划的国家中，评估核反应堆安全的基本依据相当一致。

建议：

先进堆的监管要求需要国际间的协调和统一，以确保商用堆的国际化运营和标准化，保

证全球范围内的核安全高标准。由于公认的文化习俗不同，各国在安全法规的差异使得难以制定受各国普遍接受的监管许可制度。但是，由于核电站的运营产生了深远的环境和社会/政治影响，某些核安全的基础标准应该被国际社会共同维护。关于特定主题（例如：全厂断电后恢复供电）的国际协定和联合核电运行执照评估可以促进国家间进行相互反应堆设计评估以及国际安全要求标准化的讨论。

5.5 美国核电站运营执照申请途径分析

核反应堆的运营执照申请要求对可能影响安全性的所有设备开展分析和审批。其中包括核设施选址、反应堆设计以及辅助系统的设计。运营执照申请过程还需要验证和审批设施建设情况和操作程序。可能需要额外的审查和批准以核实在首次启堆后，持续运行过程中的安全性以及是否能够安全地停堆和退役。在每个拥有商业核电项目的国家中，监管机构都会审查核设施的方方面面。但是，各国在开展运营许可审查的方式以及他们在这些审查期间寻求公众参与和投入程度方面存在差异。

核反应堆运营执照申请途径通常可以被分为两大类：（1）分级过程（分阶段运营许可申请法），在核设施设计、施工和运营的每一阶段都需要审批；（2）一步过程（一步运营许可申请法），为核电站建设和运营的所有阶段提供唯一的监管审批过程（见图 5.1）。我们将在下文开始分析，在美国申请新商用核电站运营许可时，两种途径的优缺点。

两步运营许可申请法

在美国，联邦法规第 10 章第 50 部分（10 CFR 50）为核电站的管理和运营执照申请提供了监管基础。它需要核电站通过两步法获得“施工许可/运营执照”（CP/OL）（NRC 2007a）（Mazuzan and Walker 1985）（历史上，这一过程基于 1934 年“联邦通讯法”规定的无线电台许可申请程序）。

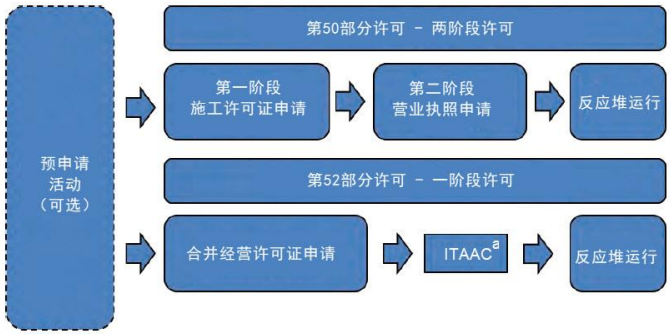
首先，核电运营执照申请者提交一份初步的安全分析报告，提供拟申请的反应堆选址、设计和运营的初步细节。施工许可申请不需要提供完整的反应堆设计和选址信息，但是在建造结束时，必须提供“合理保证”以确保核电站能够安全运营。施工许可可以允许申请者在未能获得该反应堆运营许可的前提下开工。

运营执照的申请需要在反应堆和核电站其他实施接近完工时提交。该申请包括反应堆选址、设计和运营的最终安全分析报告、设备的物理安全计划、核材料安全保护的详细细节以及有关核电站安全特征的其他技术细节。由美国 NRC 和反应堆防护咨询委员会（ACRS）的工

作人员组成的为 NRC 提供独立技术分析的法定专家团体，根据联邦法规第 10 章第 50 部分的核电站运营执照申请过程，审查 CP/OL 申请。核电站在发布 CP/OL 之前还会进行公开听证会，以便使公众对拟议的申请提出意见或表示反对。

在 2012 年前，CP/OL 模式已用于美国所有商用核电站建造和运营执照的申请过程中。

图 5.1 美国新商用核电站执照申请的两种途径



a. 检验、测试、分析和可接受度标准

一步运营许可申请法

在美国，联邦法规第 10 章第 52 部分（10 CFR 52）为新核电站提供了“复合运营执照（COL）”模式运营执照申请的监管基础（NRC 2007e）。根据美国联邦法规第 10 章第 52 部分（10 CFR 52），反应堆可以通过一步申请以获得施工和运营许可，并可选择单独批准反应堆设计。

复合运行执照（COL）的申请者提交单一运营执照申请表（COLA），其中包括完整的选址、设计和运营信息，以上信息与美国联邦法规第 10 章第 50 部分（10 CFR 50）运营执照申请所需的内容一致。该申请还包括针对特定设施和厂址的“检验、测试、分析和验收标准（ITAAC）”（NRC 2007e）。ITAAC 为在 COL 申请中批准的反应堆的设计能够得到正确建设提供了“合理保证”。在电厂建设初期仅进行一组听证会，而非根据美国联邦法规第 10 章第 50 部分（10 CFR 50）规定所要进行两组审查以及听证会。如果核电站获得了 COL 并且顺利完成了所有必需的 ITAAC 流程，则可以认为其运营就得到了保障，无需进行额外的听证会。完整的 COLA 仍在审核中，以确保技术的准确性和完整性。

核电站运营许可申请者在获得反应堆设施或其主要部分的设计认证（DC）或标准设计许可（SDA）后，通常会寻求获得复合运营执照（COL）。在申请设计认证（DC）和标准设计许可（SDA）时，核电站运营申请者寻求反应堆设施或主要部分通用设计能够通过批准——与核电站的建造地点无关。根据批准的范围，设计认证（DC）和标准设计许可（SDA）的申请包括运

行执照（OL）或复合运行执照（COL）申请过程中相同等级的设计技术信息，但是它会考虑一般选址范围内的设备运行情况，而不是特定选址的设备运行情况。核监管委员会（NRC）的工作人员审查设计认证（DC）或标准设计许可（SDA）申请，在颁发安全认证前与申请者合作，共同解决技术问题。

在某一具体电厂选址获得早期选址许可（ESP）后，核电站运营许可申请者也会寻求复合运营执照（COL）。在早期选址许可（ESP）中，批准反应堆选址的申请独立于反应堆设计。在评估具体厂址时，会根据反应堆体积、反应堆数量、冷却装置布局和放射性物质外泄边界条件等通用的反应堆设计参数而考虑和评估地质和水文特性。在早期选址许可（ESP）中，包含与建设许可（CP）和复合运营执照（COL）申请中相同的具体选址信息，但是它考虑一般反应堆设计的选址适用性，而不是核电站的的设备配置。NRC 的工作人员在早期选址许可（ESP）颁发前审核申请并与申请者一起解决技术问题。

设计认证（DC）、标准设计许可（SDA）和早期选址许可（ESP）的优点在于它们为设计人员或许可申请者提供了不同级别的监管保证，使他们的设计可以被监管机构所接受，并且获得批准用于建设和运营。设计认证（DC）被认为是最终的监管认定，除非发现大量新证据，否则无需进行额外审查。标准设计许可（SDA）是一项准最终监管认定，其指引监管人员在没有发现新证据的情况下避免额外审查（NRC 2007e）。设计认证（DC）和标准设计许可（SDA）同样在反应堆设计标准化的过程中十分有用：设计认证（DC）或标准设计许可（SDA）可能会被后续的具体选址许可执照所引用，因此避免了冗余审查的必要，减少了审查风险和不确定性。在美国，联邦法规第 10 章第 52 部分已被用于申请十一座反应堆的运营许可，其中两座反应堆（西屋公司佐治亚州沃格特勒核电厂 AP1000 反应堆）目前正在建设中。

执照申请和监管支持流程

复合运营执照（COL）的方法在美国创立于 1989 年，旨在通过减少必需的听证和批准次数以改进新反应堆的执照申请流程，同时保证已拥有复合运营执照（COL）的反应堆能够正常运营（假设能够满足所有 ITAAC）（NRC 1989）。在 1989 年之前，反应堆可能在已获得建造许可并且已经建造完成后，由于与发放运营执照相关的监管部门以及在公共法律方面的质疑，设备运营因而会延期数年（Walker and Wellock 2010）。由于复合运营执照（COL）流程要求申请者在施工开始的几年前提供完整的设计和选址信息（在施工之前提高了时间和投资的需求），但它提高了核电站在获得大量投资后开始运营的可能性。复合运营执照（COL）方法利于具备以下特征的反应堆：高设计成熟度（由于所需的技术信息是设计认证（DC）或标准设计许可（SDA）批准的一部分）、高运营成熟度（标准化限制了设计者基于第一座反应堆的运

行经验中吸收经验教训，进而对后续反应堆进行改进的能力）或是设计者及业主希望建造在多个地点建设反应堆（由于申请者需要承担在获得设计认证（DC）或标准设计许可（SDA）过程中所需的监管成本）。

新反应堆的运营执照申请过程不仅仅局限于对特定反应堆设施或反应堆设计的许可申请进行正式审查。申请者还可能收到基于特定执照申请策略以及和项目需求相关的各种项目监管反馈。常见的监管反馈过程包括：

- 进行预申请会议或讨论，以使监管人员熟悉申请者所申请执照的申请策略和设计。
- 对于一般反应堆设计特征的非正式监管审查和反馈，或对特定设计和分析方法的正式审查和批准。
- 在提交建设许可（CP）或复合运营执照（COL）申请前正式进行对拟建反应堆选址的审查和批准。

表格 5.2 总结了大量可应用于新反应堆执照申请的监管支持流程。这些额外的反馈流程很有价值，因为它们允许申请者在提交正式申请前解决技术问题，避免了冗长的正式执照申请的修订过程。预申请会议和对之后设计的非正式审查有助于确保监管人员充分熟悉拟议的设计，以执行有效的许可审查。NRC 支持这些监管反馈流程的监管人员费用由申请者按小时支付（NRC 2017a）。不过，为了促进更高效的审查，通常建议进行相关合作方的互动，并且现在正得到更广泛地应用。

表格 5.2 补充的 NRC 执照申请过程

流程	目标	例证
早期厂址许可（ESP）（a,b）	NRC 对核电站建造和运行厂址的可接受性进行正式审查和认证。ESP 关注整个厂址特征（地震、气象、水文和地质）、周围人口和地区，并评估该厂址是否可用于具有通用指定设计的反应堆。	ESP 已被颁发给 Clinton，Grand Gulf，North Anna，Vogtle，Salem 附近的 PSEG 以及 Hope Greek 核电站。
制造许可证（ML）（a,b）	NRC 对反应堆设计中厂址的安全性和可接受性以及申请人制造、运输和安装反应堆的能力进行正式审查和认证。ML 是对反应堆设计的完全批准，因此要求 OL 或 COL 的最终安全分析报告中包含的反应堆设计相关的所有技术信息要与 ML 一致。ML 批准了申请人以足够的质量保证、安装反应堆所需的现场参数以及所制造的反应堆和核电站其余部分之间所需的边界条件来制造和运输所提议的反应堆的能力。	1982 年，Offshore Power Systems 获得了 ML，该公司是旨在建造海上浮动核电站的反应堆。

标准设计审批 (SDA)	NRC 正式评估反应堆或其主要部分的安全性和可接受性。主要部分在历史上是按照完整的系统集（例如，核岛、主蒸汽供应系统、常规岛、核电站辅助设施）定义的。SDA 批准部分反应堆的设计和操作，因此要求 OL 或 COL 最终安全分析报告中的技术信息要与 SDA 中所要求的一致。		SDAS 用于整个反应堆系统，包括 ESBWR、ABWR、AP600、AP1000 和 CE System 80+。
标准设计证书（SDC）	NRC 正式审查和认证一个完整的反应堆系统的安全性和可接受性。SDC 批准反应堆设计中的部分设计和操作，因此要求 OL 或 COL 最终安全分析报告中技术信息与 SDC 一致。		SDCS 已试用于 ESBWR，ABWR，AP600，AP1000，CE System 80 +。
有限工作授权	在收到 CP 或 COL 之前，NRC 正式审查和批准开始有限现场准备和部分安全建筑的施工。授权要求要有对所有待完成的任务以及对这些任务的安全和环境评价的说明。申请人执行的任务仍然是有风险的，因为该任务仍在审核当中，并且项目的技术细节可能会发生变化。		有限工作授权用于一些项目的现场表征和现场准备。
申请前期会议	包括非正式的 NRC 沟通，交流会议，文件提交/审查，以及在正式提交许可申请之前发生的其他互动。申请前期会议可以提供监管要求的早期识别、开放政策、技术和许可问题的解决途径的开发，以及增加人员对特定设计问题的熟悉，以帮助提高许可过程的稳定性和可预测性，并减少审查正式许可申请所需的时间。申请前期会议可以在任何时候开始，会议内容会根据申请人的不同而显著变化。		所有反应堆设计申请者都利用这些会议向监管者解释反应堆系统，并获得监管者关于提交材料的初步反馈和非正式反馈。
附加文件回顾	白皮书	非正式的 NRC 审查报告，该文件涉及并记录申请人对项目所面临的具体技术或监管问题的立场。白皮书旨在提高 NRC 人员对技术或监管问题的理解；正式的人员审阅的白皮书并不发布。	白皮书被用来阐明 NGNP 气冷堆系统概念中的安全方法。
	技术报告	NRC 对在许可证申请中提供关于技术安全主题的支持或补充信息报告的非正式审查。技术报告可以包含支持在许可证申请中所作陈述或结论的详细技术信息或测试数据，或者它们可以提供对应用程序特定方法的更详细的讨论。NRC 人员可提出正式问题，但不会就技术报告的	这是许多反应堆设计申请者用来解释其安全分析的细节的常用方法；例如，LOCA 安全分析。

		内容发表安全评估；相反，NRC 人员对报告的评估将包括在许可证申请的评估中。	
	专题报告	核监管委员会对涉及核安全技术主题的正式审查和批准，这些主题将适用于多个申请或被许可方。专题报告允许对更广泛的技术问题进行独立于特定应用审查的单一审查；这旨在提高监管效率和一致性。NRC 人员可以发出正式问题，并将公布对专题报告内容的最终安全评估，作为先例可在随后的申请中引用。	专题报告作为新型反应堆保护系统和电气系统设计设计认证的一部分进行发布。

a,补充流程的申请者可以独立于 CP/OL 或 COL 提交申请，也可以在其他申请之前提交申请。

b, 批准信息被视为最终信息，如果引用了有效申请并且发现了可能使原始调查结果无效的重大信息变更或新信息，则无需重新审核。

建议用于新反应堆的执照申请策略

对于先进核反应堆的兴趣使得不同的工业和政府团体研究并提出新的核反应堆运营许可执照申请策略。这些策略解决了现有执照申请流程应用于先进堆（包括轻水堆和非轻水堆设计）的适用性以及满足了更好的与先进堆服役时间表保持一致的流程需求。

核工业界提出的策略各不相同，包括改良现有申请流程，和建立针对先进堆全新的运营执照申请框架。核创新联盟使用分阶段许可批准方法，提出了比现有监管方式更细致、更频繁的监管审批过程（Finan 2016）。这种方法旨在为核电公司和投资者提供更大的许可流程透明度，同时允许监管机构和申请者之间进行更直接的互动反馈。核基础设施委员会白皮书还强调了分阶段执照申请过程的必要性以及非轻水堆特定设计标准的实施（Merrifield 2016）。这种方法会在下一节中进行讨论。

在美国南方电力公司的引领下，一个工业组织提出了新的监管框架。该运营执照申请现代化方案力求指出在现有监管体系下亟待解决的监管差异，以支持在现有监管体系下对非轻水堆设计的执照申请。这项工作致力于形成基于风险告知评估方法、以性能导向作为监管要求并且拥有技术包容性的监管框架。运营执照申请现代化项目旨向为获得 NRC 批准向其递交关于三个不同方面的白皮书：在基于风险告知准则的运营执照申请过程中基础事件的选择、对于运营执照申请过程中选择的基础事件，采用 PRA 技术进行分析的适当性评估过程以及用于风险告知评估方法、以性能为基础的监管要求的 PRA 技术适当性评估过程（Nuclear Energy

Institute 2017)。

NRC 认识到公众以及核工业界对于先进堆运营执照申请的兴趣，积极制定政策进行早期引导（NRC 2012）（NRC 2017b,c,d)。NRC 的指导主要着眼于先进堆的通用设计标准和监管需求，而不是整体运营执照申请政策。

作为下一代核电站（NGNP）计划的一部分，美国能源部（DOE）和 NRC 在 2008 年联合发布了运营执照申请策略文件。这个策略文件确定了先进堆设计潜在的执照申请策略，同时概述了在 NRC 运营执照申请框架中可用于加速运营执照申请的潜在变化（U.S. DOE & U.S. NRC 2008)。尽管 NGNP 项目没有在这一领域取得进展，但 DOE 继续致力于推出先进堆的运营执照申请框架。2016 年 DOE 先进反应堆选项研究（Petti, et al.2017）描述了基于技术成熟度和反应堆运营执照申请途径（即商用发电堆、商用原型堆、试验堆和研究堆)。所有的途径都依赖于现有的、可用的监管工具，并尽量减少新的 NRC 决议。

通过正式的规则制定办法，开发一个新的监管工具——例如新的“第 53 部分”先进核反应堆执照申请流程——将会耗费数年时间，并可能得不到加快执照申请流程的结果（参考补充内容 5.2)。NRC 应当继续和运营执照申请者合作，制定用于描述特定许可流程项目的特定执照申请计划，以及申请者可以预期新反应堆运营许可颁发的时间表。运营执照申请计划的早期讨论和就许可申请计划达成共识，将会是一个利用 NRC 监管人员和申请者资源并利用现有监管方式来完成执照申请的最有效途径。为先进堆的运营执照申请创立一个新的监管机构将会需要国会和行政机构作出重大努力，例如修订《原子能法》或通过新立法和规则制定办法。鉴于目前的政治优先事项，实现这些行为所必需的政治资本和着力点似乎不太可能实现。

新反应堆设计的最佳运营执照申请策略，特别是对于先进堆设计，将会依据反应堆技术、设计成熟度及所应用的商业模式而存在很大差异。监管机构、核工业组织和非政府组织提出的各种提案提出了可用于给新设计和新设施申请运营执照的不同途径。这些途径和策略都表明，运营许可可以通过现有的监管流程来完成，例如通过专题报告、标准设计审批、标准设计认证以及联邦法规第 10 章第 50 或 52 部分关于运营执照申请的内容来完成运营执照申请（参考图 5.1)。

研究成果:

在美国，有大量的途径和策略去申请新反应堆（包括先进堆）运营。这包括使用现有的监管流程，例如专题报告、标准设计审批、标准设计认证以及联邦法规第 10 章第 50 或 52 部分关于运营执照申请的内容。

建议:

虽然现有的监管体系拥有足够的灵活性以允许特定技术应用或特定反应堆的执照申请，但美国核监管委员会（NRC）应继续转向使用基于性能的监管要求和基于风险告知方法的新反应堆设计标准。

NRC 应致力于认可并实施应用风险告知方法并基于性能的设计标准，以在现有的监管框架内许可新反应堆运营。使用现代风险分析技术可以加快监管审查进度，并重点关注监管人员和申请者的资源分配情况。在审查采用创新安全方法的新反应堆设计时，现有法规并不能很好地描述，这时使用以性能为基础的标准将很有价值。结合以性能为基础的监管要求和应用风险告知方法的设计标准，将会给设计者和监管者在新核电站申请执照时提供最大的灵活性。此外，未来的设计标准将会以技术中立的方式制定，以确保其适用于所有的先进堆设计。特定技术需求的使用可能会适当减小特定案例监管的不确定性。申请者个体或申请者团体（利用相似的反应堆设计）可以随后作为预申请交互的一部分与 NRC 合作制定特定技术需求。

尽管 NRC 的监管人员已就先进反应堆技术运营执照申请流程中的的某些部分制定了政策立场及早期指导，但在先进堆实际运营执照申请过程中和设备调试方面仍然存在不确定性。申请者和 NRC 监管人员在 21 世纪初期遇到的在改进轻水堆运营执照申请流程上的困难，引发了对于先进堆设计能否更快速高效地得到申请执照的进一步担忧。申请人员缺少关键细节和频繁更改设计的运营执照申请过程反映出核工业界缺少第 52 部分规定的执照申请经验以及难以满足 NRC 监管人员的期望。只有当第 52 部分中的运营执照申请流程应用于改进的轻水堆设计的运营执照申请时，诸如应对运营执照申请中的技术内容或对复杂技术问题的解决流程等问题，初始监管指导上的局限性才会变得清晰（NRC 2013）。

建议：

在美国，NRC 应在未来几年测试先进堆的运营执照申请流程，以确定运营执照申请流程中无法预料的障碍并培训相应监管人员。

虽然内部准备审查和其他预申请活动可以帮助申请者和 NRC 监管人员准备先进堆设计的运营执照申请，但先进堆的实际设计经验也是非常必要的。从首个非轻水先进堆获得运营执照申请过程中所获得的经验教训可能对之后所有的申请者都是有用的，并且对于优化监管流程以确保运营执照申请流程的有效性和高效性，具有无法估量的价值。部分政府资助的，引领先进反应堆运营申请许可体系建立的工作（类似于已被废除的 NGNP）（U.S. DOE & NRC 2008）可用于改进监管流程，为私人资助的先进反应堆设计获得运营许可做好准备。该政策问题在第四章已被讨论。

补充内容 5.2 创造新的监管工具

由于立法机关的授权、美国核管会（NRC）的引导、NRC 工作人员的行动以及公众的参与，在美国创造新的监管工具将会耗费很长的时间。图 5.3 概述了 NRC 制定规定所需的主要步骤，其中没有包含立法问题和拟定规则时的预先通告。《美国联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）的规则制定流程，为制定新的先进堆运营执照申请监管流程所需的步骤和时间提供了参考。

在《美国联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）提出之前，NRC 通过十多年的努力基于现有法规制定了核电站标准化规则，并向国会多次提议申请修改运营执照申请的流程（但这些提议都未能通过）（NRC 1987）（NRC 1988）（NRC 1989）（United States Court of Appeals 1992）。正式的规则制定流程——包括声明发行规则意图、发布拟议规则以及发布最终规则——历时大约 18 个月（从 1987 年 9 月到 1989 年 4 月）（NRC 1989）。

在法院决定 NRC 是否有颁布新规则的法定权利后，法律质疑持续了数年（United States Court of Appeals 1992）。1992 年《能源政策法》的通过修订了原子能法的部分内容，并为运营执照申请流程第 52 部分提供了明确的法定权力（Energy Policy Act 1992）。

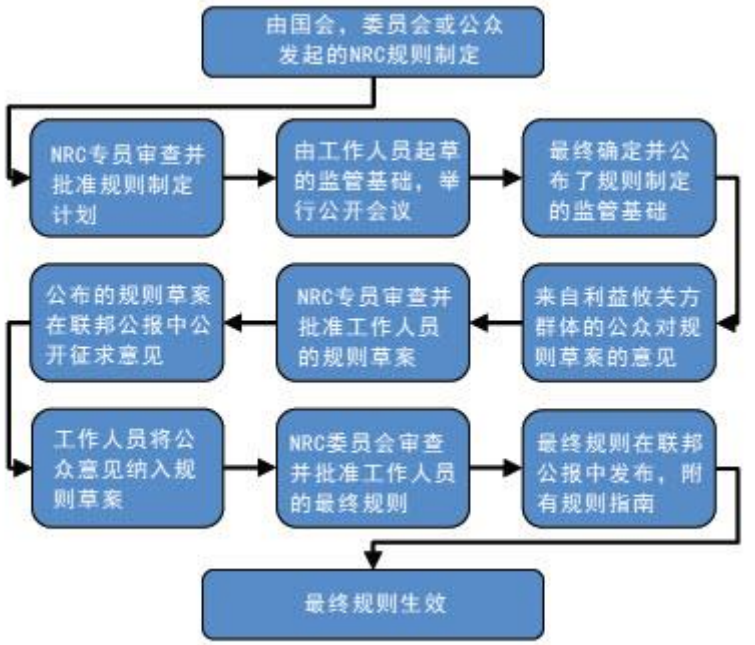
在 1998 年 12 月，委员会通过了 NRC 工作人员的一项提案，该提案建议通过立法修订并阐明第 52 部分（NRC 2003）。在之后的四年半中，NRC 工作人员与公众以及核工业界的利益相关者讨论并修订了法规草案。NRC 于 2003 年 7 月发布了更新的《美国联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）作为拟议法规以征询公众意见，但在公众意见导致 NRC 工作人员决定进一步修订时，停止了法规的制定。NRC 工作人员进行了大量的修订，并于 2006 年 3 月，为征集公众意见发布了新的提议规则。2007 年 8 月，在纳入最终意见后，重新修订的美国《联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）作为最终规则发布。根据新发布的第 52 部分批准的第一个复合运营执照，直到 2012 年 2 月才被发放。

尽管在《美国联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）正式规定中，每个主要修订版的制定时间被限制在 12 到 18 个月，但是委员会和 NRC 工作人员需要大量的提前时间去准备规则制定并采集公众意见。《美国联邦法规》第 10 章第 52 部分（10 CFR Part 52）的发布，体现了美国反应堆运营执照申请的重要范式转变，即使是在最终法规公布之后，仍然需要大量时间修订法案以制定具备实际可操作性的规则。更一般地讲，新法规通常需要大量额外时间来通过立法修正案授权，并在适用时应对法律质疑。

为先进堆运营执照申请创立新监管工具所付出的时间可能需要持续十多年，特别是当该工具与现有监管规定大相径庭时。诸如阐明现有 NRC 先进堆法规的较小变化可能会较快速完成。最后，委员会对内部政策的修订或 NRC 工作人员对运营执照申请问题的指导修订可以在

无需正式立法的情况下阐明先进反应堆运营申请执照的许可条款。尽管针对非轻水堆设计的新正式法规可能在未来减少运营执照申请时间，但是在美国拥有更多先进堆运营经验基础之前，启动规则制定过程能否获得实质性的进度效益目前尚不可知。

图 5.3 典型 NRC 规则制定流程



（U.S. Nuclear Regulatory Commission 2017f）

分阶段运营执照申请方法

固定运营执照申请周期或成本的概念与现有的分阶段运营执照申请方法密切相关，该方法将监管决策过程分为若干较小的、不连续的步骤（Finan 2016）。当完成根据法规中第 50 或第 52 部分规定的运营执照申请流程后，申请者将收到两个或一个正式的监管决定（CP/OL 或是 COL）。分阶段方法的基本理论是提供与运营执照申请过程相关的更为频密、限制性更强的里程碑，每一个里程碑给反应堆设计提供了更多认证审批。申请者可以更快速，更低成本地获得较小部分（例如，紧急堆芯冷却系统）设计的初步认证，而不是在申请建设许可或是设计证明许可过程中花费数年时间。

先进堆的分阶段运营执照申请方法拥有几个明显优势，尤其是对于追求高度创新设计或商业模式的公司，例如分阶段风投基金公司。一小部分设计的正式监管评估，允许申请者优先处理临界系统或高监管风险系统的审查。对这些系统上早期监管反馈可以帮助申请者更准

确的分析设计的商业可行性，并告知他们是否能够继续申请反应堆运营执照，如果他们正在考虑使用某个无法实现或难以获得应用批准的设计，这可能会为他们节省大量金钱和精力（数百万美元和多年努力）。当申请者进行运营执照申请流程时，分阶段运营执照审查还提供了更高的透明度。部分设计的正式批准让申请者更加了解监管过程的进展，当他们为完成运营执照申请征求投资者额外投资时，该进展可以作为加强他们商业案例的“可引用”指标。

尽管分阶段方法提供了灵活性，但是分阶段方法的广泛应用可能会对先进堆的运营执照申请带来额外的时间和成本。一项重大的挑战在于在分阶段审查过程中监管决策的最终选择。核电站系统是高度相互联系的：一个系统的设计充分性很大程度上取决于边界条件或其他系统的输入。对电站较小部分的安全评估可能在很大程度上取决于于其他相关系统的设计和性能。在这种情况下，在所有相关系统一起评估之前，可能无法做出最终的监管策略选择。分阶段方法可以提供正式的反馈，但是在所有相关系统都经过审批且评估了潜在的整体效应之前，被评估的系统都不能被视为“已过审”。最终审批的额外不确定性可能会在申请运营执照流程中引入进度和成本的风险（拖慢进度并增加成本）。此外，使用分阶段方法可能会拖慢申请流程，因为审核阶段将会按顺序进行，而不是以并行方式进行。总之，分阶段运营执照申请可能会提高申请流程的灵活性，但也可能增加先进堆运营执照申请流程所需的成本、时间和不确定性。

因为 NRC 已经拥有一套监管工具以实施分阶段运营执照申请方法，所以不需要全新正式的监管流程。不同的监管流程可以根据分析方法、设计特征、系统考量以及监管评估所需的最终核安全等级而使用。

NRC 工作人员对于申请报告（例如在表 5.2 中所提及的专题报告）的评估可以为申请者提供有关设计方法和特征的反馈，但是这种评估不能被认为是正式运营执照申请文件。标准设计许可（SDA）可用于获取核电站主体部分的正式运营执照申请批准，而无需提交完整的核电站设计以供审批

研究成果：

在美国，NRC 目前拥有可以用于实施先进堆进行分阶段运营执照申请的监管流程，因此并不需要新的正式监管流程。然而，使用分阶段运营执照申请过程可能会增加与先进堆运营执照申请相关的时间、成本和不确定性。申请者必须逐项确定何种运营执照申请方式最适合他们项目，同时与 NRC 合作制定特定于设计的运营执照申请计划，该计划应用最合适的监管体系以满足运营执照申请流程的预期结果。

原型、测试和实验堆的运营执照申请流程

如果没有足够的商业运转经验以验证安全系统设计与性能，新反应堆设计的运营执照申请将会遇到很大质疑。在缺乏运行经验的情况下，安全系统可以通过分离和整体测试或是通过使用原型堆的调试以证实其有效性。虽然有些测试可以在实验室中不使用核燃料进行（例如流量或传热测试），其他测试（如燃料反馈效应测试）则需要使用到全尺寸或小比例的反应堆（NRC 2017e）。为了验证没有实际运行经验，应用创新设计的关键安全设备的有效性，可能需要使用原型堆、测试堆或实验堆对其安全性加以验证。在本节中，我们将讨论原型堆运营执照申请的定义、要求及途径。之前的章节已经详细介绍了原型堆对于技术发展（第三章）和商业方面（第四章）的影响。

术语“原型”、“测试”和“实验”有时可以互换使用以描述使用新设计建设的第一个反应堆。术语“首台套（FOAK）”和“示范”也可用于描述这类反应堆。然而，这些术语中的每一个都定义了特定类型的反应堆或反应堆运营执照。在监管的角度来看，它们的正式定义如下：

- “原型堆”使用新设计特征以及额外的安全专设设施以应对新设计的不确定性的非商业或商业反应堆。
- “测试堆”是较大的非商业反应堆（即商业运行仅能回收不到 50%的运行成本）。任何热功率超过 10 兆瓦，或应用新设计特征同时热功率超过 1 兆瓦的非商业堆都属于测试堆。
- “实验堆”是小型的非商业堆（即商业运行仅能回收不到 50%的运行成本）。实验堆的热功率必需低于 10 兆瓦，若实验堆采用了新设计特征，那么其热功率必需低于 1 兆瓦。
- “FOAK 反应堆”没有正式的监管定义，但术语“FOAK”通常指某种堆型设计首台被建成的商业运行机组。
- “示范堆”目前没有正式或官方的监管定义。

已有的非轻水堆设计依据反应堆的规模、是否具备商业或非商业运行条件以及堆型设计的创新性被分类于以上堆型类别中。

实验和测试堆可以根据《美国联邦法规》第 10 章第 50 部分（10 CFR Part 50）或第 52 部分（10 CFR Part 52）申请运营执照。该过程与商业堆申请流程相同，但是《原子能法》第 104 章 c 部分指示 NRC“仅施加最低限度的监管”以保护公众安全同时“允许进行广泛和多样化的研究和开发”（Atomic Energy Act of 1954）。NRC 在已发布的 NUREG-1537 文件中对实验堆和测试堆的运营执照申请过程进行指导，一些商用堆运营执照申请的最佳举措（预

申请交互、运营执照申请计划等）也适用于实验堆和测试堆的高效运营执照申请中（U.S. NRC 1996）。可以区分这些反应堆的创新设计包括用于燃料测试的循环回路以及超过一定规模的堆芯内部实验设施（NRC 2007a）。

原型反应堆的现代运营执照申请仅存在有限的监管指导同时并没有历史先例。。2007 年《美国联邦法规》第 10 章第 50 部分增加 43 节 e 部分（10 CFR Part 50.43(e)），对 NRC 的监管进行补充，旨在打开原型反应堆试验的大门，成为证明采用新设计特征设备安全性的可接受方法（NRC 2007f）。原型堆既可以根据《美国联邦法规》第 10 章第 50 部分（10 CFR Part 50）申请运营执照，也可以根据第 52 部分申请运营执照，但由于采用创新设计的反应堆在设计和运行过程中的工程不确定性，NRC 针对原型堆“可能会在选址、安全特征或运行条件方面增加额外的监管需求”（NRC 2007a）。由于对原型堆的规定在 2007 年加入 NRC 的监管中，没有申请者尝试申请这样的反应堆运营许可，但是，目前人们对应用原型反应堆运营许可流程，以获得先进反应堆运营许可的兴趣再次出现，而且事实上，这也是我们在第三章为不太成熟的第四代反应堆推荐的获得运营许可的方法。2017 年，NRC 发布了一系列工作员工白皮书，其中的第一篇，提供了关于原型堆运营许可的初步工作人员职位安排和申请流程指导（NRC 2017e）。。

原型堆运营执照申请

NRC 应开始为先进堆设计的原型制定运营执照申请策略。20 世纪 50 年代和 60 年代，美国核监管机构批准了一大批核技术的设计、建设和运营规范。如前所述，四个主要安全原则——工程裕量、低功率密度、安全壳和偏远选址——是这些早期规定的主要特征（Walker and Mazuzan 1992）。

应用这四个安全原则可以不受特定反应堆技术（轻水堆或非轻水堆）的影响，以保护公众健康和安全，并通过限制放射性源项的泄露以及事故后果以降低与事故相关的风险。这些安全防护举措还可以减少运营执照申请时所需证明材料的负担，同时加快原型堆运营执照申请的审核。

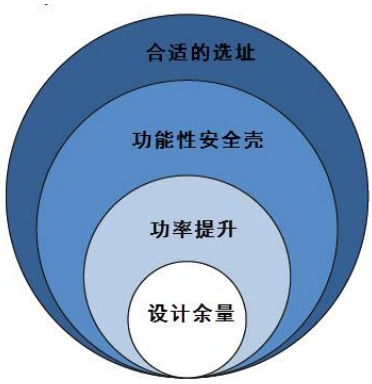
具有创新型反应堆设计的申请者不需要完整地，“先验地”证明反应堆的安全性。相反地，他们可以使用原型堆积累所需的工程数据和运行经验，并基于原型设计进行用于下一个反应堆运营执照申请所需的整体测试。这一变化可以显著减少申请原型堆运营执照的所需时间。

原型堆运营执照申请策略应该拥有以下特征（图 5.2）：

- 保守的设计裕量——设计具有额外工程裕量的组件和系统（高出法规和标准所需），以帮助补偿与运行或其它物理现象相关的不确定性。

- 功率提升——对初始反应堆功率和/或放射性核素存量进行限制，以控制测试期间的放射性源项。在测试成功的情况下，功率提升程序可以用于达到最终的额定功率。
- 功能性安全壳——使用能够限制放射性物质外泄、减轻场外事故后果的结构、系统和组件，同时满足“纵深防御”原则。
- 合适的选址——足够大的厂址边界和/或远离人口中心的选址可以在运行和测试期间，最大限度地减少将公众暴露于辐射环境中的可能性

图 5.2 原型堆安全特征概念图



在此过程中，申请者可以使用具有创新特征的反应堆技术来设计和建设一个原型堆。利用上述特征，新过程可以加速新核电技术在早期阶段的研究和发展。在额外的原型堆安全专设设施可以被移除之前，监管机构需要就运行条件以及必要的安全分析与申请者达成共识。这将有助于确保在之后的类似核电设计中不需要为弥补原型堆的不确定性而增设安全设施。

另一个考虑因素是核电公司出于战略或经济原因，可能会选址在目标市场区域外以建造并测试原型堆——例如在加拿大测试的在美国运营的反应堆（见第四章）。如果 NRC 以外的监管机构负责审查某一将在美国运营的反应堆设计，并对其原型测试以及运营执照申请进行监管，那么原型测试的结果必须满足 NRC 的要求。在这种情况下，申请者必须在原型建造前与 NRC 合作以确保测试结果满足所有适用的监管需求。具体而言，测试项目的数据必须满足 NRC 关于核质量保证的要求（NRC 2017e）。

研究成果：

美国 NRC 的原型堆监管规定可以为先进堆设计的运营执照申请提供可供选择的途径。

建议：

美国 NRC 应阐明其原型堆监管规定和运营执照申请途径以便在没有过多监管负担的情况

下，加快原型堆运营执照申请速度。虽然在申请原型堆运营执照的过程中可能需要额外的安全专设设施，但监管机构和运营执照申请者应就在之后的核电站中移除这些安全专设设施的条件（根据实验测试和数据）达成一致。原型堆运营执照申请途径应适用于所有的反应堆技术。

规范和标准

NRC 部分依赖于通过对商业核活动的运营执照审核和监管达成与工业界的共识规范和标准。通过认可或批准主要来源于工业团体（例如电力研究所（EPRI））、标准和专业组织（例如美国机械工程师学会（ASME）、美国混凝土学会（ACI）及美国核能学会（ANS））所创建的设计、规范和标准，将这些规范和标准纳入相关法规。这些独立团体和组织控制着所有共识规范和标准的起草、更新和修订。在美国，法律要求联邦政府在适当情况下使用共识规范和标准，以减少纳税人资助机构的重复工作，并促进统一标准的采纳（National Technology Transfer and Advancement Act of 1995 (1996)）。对共识规范和标准的依赖，也使得 NRC 和独立课题专家团体紧密合作，以为商业核活动确定合适的设计要求及方法。

尽管到目前为止，NRC 对于共识规范和标准的应用使得核电站能够得到安全设计和运行，但是仍有必要被重新评估这些规范和标准的累积影响。过去，为特定类型结构、系统和组件（SSCs）制定的共识规范是由不同组织独立发展而来的：例如，ASME 规范第三部分为锅炉和压力容器提供了有关压力维持组件和支持系统的设计和制造规定。结果表明，不同规范（例如，ACI 的民用建筑设计规范和 ASME 的建筑构件的机械设计规范）的相互关系通常在可能的事故序列内不能得到准确验证。接口条件通常采取保守假设，但是这些假设由规范委员会自行决定采纳。应该因各种工业规范交互使用导致的整体系统效或事故序列结果进行审查，因为事故序列很少设计单一类型或类别的结构、系统和组件（SSC）。例如，对于某一具有高设计裕量的组件，如果支撑它的低裕量结构已经坍塌失效，那么它就不能执行与其相关的安全功能。

在不同规范和标准下对设计裕量不一致的要求，可能导致组件的相对设计不足或设计过度。各个规范委员会基于设计理念，尤其是其实践经验，确定可接受的安全等级。虽然该过程的规范反映了各个行业对安全的定义，但核电站的总体安全取决于这些规范的相互作用。审查和调整在不同共识规范和标准之间的安全和设计裕量定义存在以下重大收益：

- 协调设计裕量可以在某些类型的 SSCs 中减少冗余裕量，由于其他组件在事故序列中将首先失效，因此对于这些结构的额外冗余裕量不会带来实际安全效益。较低的设计裕量可以使某些组件减少制造成本或在运行期间提供更大的灵活性。协调各工

业规范的相互关系也可以导致一些组件的设计裕量增加，以确保其不会成比例地对给定事故序列相关的风险或后果产生影响。

- 审查共识规范中的设计裕量可以帮助处理安全需求缓慢持续增加的现象，通常被形容为安全需求的“棘轮现象”。在规范和标准中明确量化设计裕量的来源和基本原理可用于量化组件的当前安全性，并确定可以解决的设计规范缺失或重复。消除不必要的设计要求或裕量可以对建造成本和运营产生重大影响。
- 对独立共识规范和标准量以及 NRC 规定中包含设计裕量的说明进行协调，可以促使更多关于确保系统安全性和理解在事故序列发生期间系统行为的研究。由于核电站不是由若干孤立系统组成，因此系统之间的相互作用至关重要。因此，详细论证设计裕量对系统性能的影响对于确保核电站运行时的整体安全性十分重要，尤其是在非正常或紧急情况下。

例如，针对应对发生地震的行业规范研究表明，在现有的规范下存在着大量冗余裕量。所以，共识规范有可能会更新以移除或阐明所需的设计裕量（Budnitz and Mieler 2016）。这种审查过程可以扩展到设计和建造核电站时使用的主要共识规范和标准中来。关于不同共识规范之间的相互关系的深层次研究以及针对设计裕量的跨规范标准制定机遇可能需要工业团体和 NRC 共同协力完成。

研究发现：

不同规范和标准所要求的设计裕量的不一致可能导致结构、系统和组件的相对设计不足或过度设计。

建议：

为了保证安全，应重新评估在核电站设计和建造过成中使用的共识规范。在先进堆设计中，系统的相互作用特性可能和先前运行的反应堆存在本质上的差异。应审查现有的共识规范，以便适当协调重叠的标准。这种协调既可以减少监管负担，又有助于确保先进堆设计的安全运行。

5.6 先进堆执照申请所面临的成本与时间挑战

先进堆执照申请工作所面临的一个最常被提及的阻碍就是申请手续过程中伴随的花费与时间成本（Finan 2016）(Merrifield 2016)。过去在美国，不论是在 CFR 第 10 章第 50 部分还是在 CFR 第 10 章第 52 部分，申请反应堆执照常常花费了比一开始预期更长的时间并产

生了高于预期的监管成本（NRC 2015）。从历史上看，申请执照的成本（即由 NRC 向执照申请者收取的费用），一份完整的认证审查费用已经达到了约 1 亿美元，以及一份用于特定厂址的复合经营许可费用约 2500 万美元的程度（NRC 2015）。通常，申请者在完成执照申请的设计工作以及回复美国 NRC 监管人员的问题中会产生额外的费用。第四章中讨论了先进堆执照申请成本所带来的商业影响。

美国 NRC 近期开展了一个为期 42 个月的过程来审查两个具体的反应堆设计，它们分别是：韩国 APR1400 大型三代+压水堆，以及 NuScale——一个具有若干新特征的整体式压水堆，这些新特征的使用在轻水堆运营许可申请上存在政策问题。基于从前的经验（详见补充内容 5.3），这个为期 42 个月的审查是否能如期完成还存在着许多的不确定性因素。在美国，有关先进堆执照申请需要考虑以下几个问题：

- 运营申请文件的质量，设计的完整性，通过了分析或测试的设计批准，以及申请人和监管机构间的沟通互动。
- 申请过程的持续时间，成本以及不确定性。
- 审查人员是否能对在审查过程中产生的技术性问题提出有效的问题解决方案。
- 申请运营许可之前对于政策问题是否有最终的解决手段。
- 在审查人员执行运营许可审查的过程中是否有来自美国 NRC 和高级监管部门对其工作进行监督。
- 核质量的保障工作和相应要求都能得到贯彻。
- 辐照对人体健康影响模型的修订中潜藏的设计影响和操作影响。

如果发生了任何上述几个方面的相关问题，那么日程表将极有可能被延后并会产生相关的额外费用。此外，如果申请人决定将他们的第一批商用堆作为原型来申请许可，则对原型反应堆设计相关的许可规则进行详细说明将变得尤为重要。

对先进堆的审查准备

审查人员必须在经过培训后能够对运营申请进行完整的审查。在美国，NRC 曾强调“在适当的时间具备所需技能的适当数量人员”这一理念的重要性（Fitch and Weber 2015），它正在希望通过 Aim 计划重新关注其在先进堆许可审查工作中拥有的资源。考虑到初创公司和新成立的反应堆设计公司快速发展的特点，它们带动了反应堆设计技术多样性的蓬勃发展（例如高温气冷堆，钠冷快堆，铅基快堆等），此外美国 NRC 资金有限，这将无疑给审查工作带来相当大的挑战。如果说只要有充足的审查人员，以上的两个挑战都可以被克服，那么招募这么多员工来为每种潜在的堆型运营申请进行准备，不论从成本上看还是效率上看都是不

切实际的。（详见补充内容 5.4）

用于反应堆开发的新商业模式（例如风投资助的初创公司）通常具有很短的时间进度安排（1 至 5 年）并因此需要更快速的决策来保证其商业的可行性。审查机构可能没有办法广泛地满足突发的审查要求，因此与申请者相关的预期审核范围和时间表的前期沟通对于审查机构进行工作规划而言尤为重要。需要强调的是，只有当这个沟通足够准确时它才具有一定价值。申请者对审查范围和时间期限的估计必须符合实际，申请者和审查人员的交流互动不得被用来当作营销的工具，例如，使用理想化的，不切实际的时间表来表明堆型的商业可行性。

正如前面所提到的，当下由不同公司共同推动下的反应堆技术大规模发展，为审查准备工作带来了巨大的挑战。付出高额的代价来发展培养全面的审查人员以应对某种可能永远无法建造出来的反应堆运营许可申请显然是不合理的，因此审查机构必须根据行业中潜在并较为可靠的审查需求，有选择地招募、培训并培养审查人员。核电公司在考虑其自身运营许可申请计划后与审查机构进行早期的、顺利且准确的交流沟通（一般提前数年）是十分有价值的。这将使得审查人员得到良好的培训来应对该先进堆的许可申请。对于技术准备的准确表述十分重要，这样审查人员可以进行必要的研究工作来完成对实际运营许可申请进行有力审查。

为先进堆运营许可申请准备充足的资金与人员

为保证及时完成先进堆运营许可申请的审查工作，充足的资金支持是“在适当的时间有着具备所需技能的适当数量人员”的关键前提。在美国，NRC 和大多数的联邦机构不同，其被要求需要通过现有运营许可者缴纳年费一回收其总预算 90%的资金。然而这些费用是波动的并且独立于 NRC 直接收取的服务费用（42 U.S.C§2214(2005)），这就使得美国 NRC 难以招募和培训员工来加入到先进堆运营许可申请的审查工作中（甚至对于基于互信的预申请互动沟通）。此外，反应堆的负责人将不得不为这些准备性的活动买单，若是到最后运营许可申请没有被成功颁发，这些准备工作将变得毫无用处并且这些支出也不会给他们带来任何的好处。如果能从费用组成中除去先进堆运营许可申请的基础组成部分（员工培训，规范开发等）并允许直接由联邦来资助这些活动的话，美国 NRC 将能更加灵活地来准备对先进堆运营许可证申请的审查工作（若机构允许的话）。这种方法与向其它同样有着快速发展技术的联邦机构提供直接支持以及公共资金的方法是一致的，类似于医药业（如美国食品和药物监管局）和航空业（如联邦航空监管局）（Finan 2016）。

研究成果：

充足的资金支持是先进堆运营许可申请审查工作能及时完成的必要保障。在美国，这类用于运营许可开发的资金目前是有限的并且资金多来自于运营中的核设施。

建议：

美国政府应当向先进堆监管机构提供在 NRC 90%费用回收模式之外的资金来确保在需要时有足够的资源。同时，核工业界必须与包括美国 NRC，美国 DOE 和国会在内的主要美国国家机构进行沟通，讨论相应的监管职能和研究需求来确保能够拨出足够的资金。

补充内容 5.3：先进堆的成本增加和进度拖延

在美国，联邦法规第 10 章第 52 部分（10 CFR 第 52 部分）规定的设计认证审查程序导致已经获得运营许可的反应堆设计以及某些情况下在其他国家建造的反应堆设计施工进度严重拖延。这种延期（部分或由申请者和监管机构共同造成）可能导致公司选择不在美国完成运营许可流程。

例如，经过近三年的预申请活动，EPR 在 2007 年获得设计认证。在向 NRC 提交运营许可申请时，EPR 已经在芬兰 Olkiluoto 厂址和法国 Flamanville 厂址上得到批准并正在建设。该项目最初有 38 个月的审查时间表，定于 2011 年发布最终安全评估报告。到 2013 年，时间表已经延长到 80 个月，由于审查期间遇到的质疑（技术和监管层面上），最终安全评估报告定于 2015 年发布。NRC 的审查继续进行（没有公开更新的时间表），直到 2015 年 2 月 25 日 Areva 正式要求 EPR 审查流程在没有收到设计认证的情况下停止。总的来说，Areva 为不完整的审查支付了超过 8200 万美元，同时并未在美国完成 EPR 的运营许可流程。

经过近两年的预申请活动，三菱 APWR 于 2007 年 12 月申请设计认证。在提交申请时，APWR 已经在日本敦贺的两个厂址进行了运营许可安全评估。该项目最初有 45 个月的审查时间表，最终安全评估报告定于 2011 年发布。到 2013 年 2 月，由于审查期间遇到的质疑（技术和监管层面上），时间表已经加倍至 93 个月，最终安全评估报告定于 2015 年发布。2013 年 11 月 5 日，三菱正式要求 APWR 审查流程在没有获得设计认证的情况下停止。总的来说，三菱为不完整的审查支付了超过 8600 万美元，同时并未在美国完成 APWR 的运营许可流程。

先进堆的设计也可能因为设计与技术相关的不确定性而延迟。认识到这一顾虑，申请者和监管机构已经开始采取预先行动，以减轻这种延误的风险。这些行动包括启动申请者和监管机构进行早期互动，确保提供充足的设计和技术资源，以及更清晰地进度安排、相关问题和技术期望。在通过这些方法可以取得显著成功的示范中，对韩国 APR1400 项目进行审查，并期望按照原认证计划从而没有任何拖延地获得其设计认证。

补充内容 5.4：为有效监管先进堆，NRC 是否需要重组？

提高 NRC 的效率和效力，对其 NRC 的重组计划提出了若干建议。一项建议涉及取消指定委员会的 NRC 结构，并转移到单一的监管总长职务，类似于其他监管机构的结构，如美国环境保护署（EPA）。这并不是一项新建议，早在 1979 年，Kemeny 委员会就在三哩岛核事故后提出的（美国总统委员会 1979 年）。作为本研究的一部分，这一想法在与多位专家的讨论中再次提出，其论点为，目前的五人合议委员会涉及到长时间的审议，而这些审议或许不能有效地响应在先进核反应堆设计中为确保安全的监管和技术要求。然而，我们认为，从现有的委员会结构转变为单一监管总长是不利的，尽管在短期内它似乎可以提高监管效率，但从长远及效率的角度来看，可能会适得其反。在总统任命的一个单一监管总长重组 NRC 可能会使 NRC 承担更大的政治压力，并将其从保护公众健康与安全的核心任务上分散注意力。现任的五名委员由总统任命，但该组织通过安排固定的五年任期来尽量减少政治影响，在此期间，委员不能被总统命令撤职。这种组织是根据最初的《原子能法》提出的，并且经过几十年的修订，它被证明是切实可行的，在委员选举和做出决策阶段起到了去政治化作用。

另一项建议是通过重组 NRC 的人员构成，以便提供更高效和有力的组织结构，用于审查先进堆设计和发展进行运营许可审查所需的技术基础。NRC 目前拥有三个法定办公室：负责放射性材料的核材料安全和保障办公室（NMSS）；负责商业与非商业堆的运营许可和监管的核反应堆监管办公室（NRR）；负责执行新研究以支持监管活动的核监管研究室（RES）。新反应堆办公室（NRO）成立于 2000 年后，计划主管先进轻水反应堆（LWR）的设计，但它将与 NRR 合并。NRR 和 RES 合作为当前代的 LWRs 开发适当的技术基础和监管规定。这种协作方法已经相当成功，这一从一般设计准则的开发（NRC 2007c）、风险告知的监管进展以及 RES 通过向 NRR 提供技术援助而进行所有辅助性长期研究方法的有效性已得到证明。

可以为将来与先进堆有关的监管举措制定类似的组织安排。例如，可以建立新的 NRR 部门来支持先进堆概念，而 RES 可以建立并行部门以支持旨在为安全准则和指南开发所需技术基础的长期研究。由于 NRO 现在正被重新纳入 NRR，该部门的任务可以特别集中在先进堆设计的监管上。在 RES 中的相应组也需要支持与先进堆相关的长期研究。最后，NRC 需要组织有经验的高级管理人员和工作人员以及 NRR 和 RES 的新员工，以在未来十年集中于先进堆设计并为这些设计制定恰当的监管指导。

对员工技术问题的有效评审与有效解决

评审运营许可申请是一个正式和反复的过程。首先，监管人员评审运营申请，并提交需要阐明的问题或关注点，作为“要求补充信息”（RAI）。然后，申请者基于 RAI 准备相应的回复或提交经修订的运营许可申请。监管人员评审回复或更新运营申请，并重复评审过程，直到监管人员认为适当的监管要求已得到满足。尽管过程的正式性保证了公共透明度，但如果

RAI 或申请者的回复不清晰或不完整，过程本身可能需要多次重复。这些重复会显著地增加和延长与评审相关的成本和时间。监管机构和申请者都需要解决，如何将评审周期数和解决与运营许可申请相关的技术问题，所需总时间的最小化问题。

尽管监管人员间的质疑态度对于保护公众健康与安全是至关重要的，但监管人员及管理层需要更清晰直接地传达技术点和问题，以便更快地解决监管问题。有证据表明，NRC 的监管人员有时会专注于技术问题的精确解决，而不考虑这些问题具有的更大安全意义。在其他情况下，监管人员可能不愿意就监管问题做出正式决定，而是通过申请额外的 RAI 来获取更多的信息。NRC 的管理层可能会犹豫是否要影响监管突然能源快速做出决策，因为担心这会被误解为不遵循安全考量的导向。如果 NRC 的监管人员使用工程判断而不是历史先例或者外部法规范和标准来就监管问题做出决策，安全担忧可能会加剧。

有效解决监管人员的技术问题是控制运营许可评审的持续时间和成本的关键。Areva（如前几章所述，Areva 的反应堆业务被更名为 Famatome，并于 2018 年出售）的 EPR 项目和三菱先进压水堆（APWR）项目的许可程序由于 Areva 和三菱对 NRC 工作人员对提出的技术性问题解决缓慢而显著延迟。NRC 监管人员在 EPR 的许可申请过程中提交了 629 份正式的 RAI，在 APWR 的许可申请过程中提交了 1111 份 RAI（NRC 2015）。这些案例表明，当申请者试图充分应对监管人员的要求并跟踪可能或可能不会实际影响公共健康和安全的问题时，严重的延误和费用超支是如何出现的。

虽然解决技术问题是**确保先进堆安全设计和运行**的关键，但它可以更迅速地完成。NRC 的监管人员和管理层已经认识到需要将 RAI 机制集中于关键的安全问题，并且在最近的设计审查认证中开始安排与申请者更为频繁的面对面会议（例如，针对 APR1400 和 NuScale 的运营许可评审工作）。这样的申请者-监管人员会议已成为一种重要方式，以阐明设计细节，并尽量减少不必要的 RAI（NRC 2013）。NRC 的工作人员和申请者都承认这种方法提高了评审过程的有效性。

美国的核质量保证

核质量保证（NQA）是核安全的基石，但应审查当前 NQA 方案和监管要求的执行情况，以确保额外的时间和成本是合理的，并且是充分保护公众健康和安全的前提。

核质量保证旨在确保核电站安全运行所需的结构、系统和部件（SSC）将在“服役期间令人满意地运作”。NRC 在 10 CFR Part 50 附录 B 中的要求与美国机械工程师学会（ASME）核设施应用核质量保证要求（NQA-1）的一致性实施指南，为核安全相关的结构、系统和部件的“设计、采购、制造、装卸、运输、储存、清洗、架设、安装、检验、测试、运行、维护、检修、换料和改造”的公司特定质量保证程序提供了依据（NRC 2007h）。NQA 的要求和程序旨在提供“合理的保证”核电站组件可以满足电站安全分析中假定的性能标准。这些要求和程序包括与采购有关的附加文件、附加的物理检查或测试，或者设计或制造活动的附加验证。

与更高质量监督相关的工程和管理的增加，加上更高质量运行的附加制造成本，是导致

了“核级”比“商业级”结构、系统和部件成本增加的主要原理。对于某些部件，由于附加的环境规范和条件（例如高温或高辐射环境下运行），核级部件的成本可能显著高于同类的商业级部件。这些附加规范可能会导致对标准商业级部件的设计或制造的本质性修改。

10CFR 第 50 部分附录 B 和 NQA-1 中有关质量保证的要求和指导中提到，允许实施灵活和根据用户定义的需求，创建确保与安全相关部件的质量、责任和可追溯性的系统流程。这些书面要求似乎没有带来过重的负担，而有实例表明，更深层次的文化问题才是导致与核质量保证相关的许多挑战和成本的原因。

主观书面质量保证要求的不一致，过分保守或死板地执行都可能会导致成本显著增加或是核电站结构、系统和部件生产时间的延长。而可靠性与质量并没有相应地增加。没有公开数据对在核质量保证下设计或生产的组件和在商业质量保证下生产的组件的质量和可靠性进行比较。目前尚不清楚核质量保证程序是否对核电站结构、系统和部件的质量产生了可以量化的影响。在接受采访的质量保证工程师中，对于核质量保证下生产的组件，是否有比名义上相同、高等级的商业组件（无法在特定环境下使用）更有利于核电站安全存在着分歧。

核工业界、标准委员会和监管机构需要确保核质量保证程序的实施确实提高了核电站的安全性，而不仅仅是为了满足程序质量要求本身。需要更好地理解，在核质量保证程序和在标准质量保证程序下设计和生成的核电站结构、系统和部件的可靠性、故障率和质量方面的差异。这对于就核电站结构、系统和部件进行适当分类，以及对安全相关的核质量保证程序的实施，做出更有根据的决定至关重要。

核质量保证相关的成本可以通过减少与核质量保证程序相关的核电站结构、系统和部件数量来降低。固有安全性反应堆设计特征和其它设计选择可减少与安全相关的组件数量。使用概率论风险评估方法来评估核电站结构、系统和部件的安全性和风险重要性（例如在 10CFR 50.69 中讨论的核电站结构、系统和部件风险指引分类）也可用于适当地对低风险结构、系统和部件的质量要求进行分类。通过商业级验证程序将商业级结构、系统和部件鉴定为核级可以降低某些类型的结构、系统和部件（例如，管道、导管）的核质量保证相关成本，但并不太可能降低与核质量保证的总成本。商业级检证程序要求的高质量验证标准仍然会具有与核质量保证设计和制造工艺相同的成本挑战。

行业许可挑战

先进堆许可的成功与否取决于监管机构和申请者。随着这类反应堆的设计者继续与监管机构进行预申请沟通和互动，他们必须确保提供足够的信息和人员支持，使得获得运营许可过程更加有效并高效。

对设计和许可先进反应堆技术感兴趣的公司必须在四个关键领域改善历史性的行业表现：与监管机构的互动、质量申请、进行适当的测试与分析、和及时解决监管问题。首先，申请者必须对预期的许可活动的 NRC 质询提供真实答复。这将有助于 NRC 在合适的时间内雇

用和培训合适的监管人员。将运营许可申请作为市场活动来证明商业可行性限制了 NRC 适当准备先进堆评审的能力。其次，为满足时间安排，申请者必须提交完整的、高质量的运营许可申请。高质量的申请对有效的评审和批准至关重要。第三点，如果先进堆设计的运行经验有限，那么申请者必须进行充分的基于实验测试和分析方法的相关验证，以确保设计的安全性得到监管。最后，申请者必须分配足够的技术资源，以便及时对 NRC 的 RAI 做出回应。若是未能按商定的时间表提交对 RAI 的回应，则会挑战 NRC 监管人员资源的计划可用性，并对总评审时间进度产生较大的影响。如果在这四个方面不能做出改进，可能会导致先进堆的运营许可评审过程成本更高并且耗时更长。

政策问题的预申请解决

在提交运营许可申请之前，最终对政策问题的解决减少了在就可能影响反应堆设计的政策问题做出决定时进行广泛讨论和延误的可能性。例如 Areva 的 EPR 设计中的数字保护系统问题（Matthews 2013），它突出了申请者与监管人员之间早期互动的重要性，以及及时就对先进堆设计至关重要的政策问题做出决定的必要性。NRC 目前正在考虑的一些政策问题为事故应急计划、物理安全要求和小型模块堆的允许工作人员配备。

修订对辐射健康影响模型的安全性和操作性影响

目前对工人暴露于辐射和在应急计划区的操作限制是基于这样的假设，即暴露于任何水平的电离辐射对人体健康造成的危害，其招致的风险成比例于接收剂量——该假设也称为“线性无阈”（LNT）假设。正如监管标准中所反映的，LNT 假设对核反应堆设计、运行、维护和事故应急计划等各个方面都具有重要意义。鉴于细胞生物学的研究进展，各种专业协会都提出了对低剂量电离辐射对人类健康影响进行额外的针对性研究必要（参见补充内容 5.5）。

补充内容 5.5:低剂量电离辐射讨论的重新思考

现行的核设施安全条例是基于暴露于电离辐射的健康效应模型，它假定健康效应与辐射剂量之间存在线性关系。该模型还假设对于辐射暴露不存在“安全”阈值。也就是说，低于该阈值的辐射水平没有健康影响。因此，该模型被称为线性无阈（LNT）模型。辐射暴露和高辐射剂量下的健康影响之间存在良好的线性关系，主要是基于 1945 年日本广岛和长崎原子弹爆炸幸存者的寿命研究。然而，外推 LNT 与低辐照剂量（即低于 100 毫西弗（mSv）或 10

伦琴（rem）当量个人剂量水平）的关系受到高度争议（100 mSv 大约是美国辐射暴露平均寿命下剂量的 20%，包括所有天然和人造辐射源）。

在低于 100 毫西弗的低剂量下，由于存在其他因素（例如，环境、基因等）呈现出具有类似程度的已知健康风险，并且不易与流行病学数据相分离，辐射暴露与健康效应的相关性具有争议。因此，从以前的流行病学数据中以统计的确定性来证明辐射-剂量对健康-辐照效应的关系是不切实际的。对人类细胞的研究提供了对具体的辐照损伤与修复机制的理解。许多研究表明由于辐射暴露引起的 DNA 损伤与细胞 DNA 修复机制间存在非线性关系，但这种效应似乎对高剂量率存在依赖性。此外，由于人类细胞之间复杂的相互关系，将这些结果应用于整体健康影响是困难的。

LNT 模型易于理解，在实践中易用于辐射防护，并且可以被认为辐射健康效应的边界假设。由于这些原因，它仍然是几乎所有监管和咨询组织，其中包括国际原子能机构（IAEA），国际辐射防护委员会（ICRP）和国家辐射防护和测量委员会（NCRP）推荐的辐射防护模型。然而，仍不清楚 LNT 模型在通常情况下与本底辐射和辐射防护的商业应用中的年剂量（约 1-10 mSv/年）的精确度。在低剂量辐射下使用 LNT 模型对健康的影响评估，对商用核电站的运营许可和运行产生两个主要影响：它导致了 ALARA（在合理范围内尽可能低）原则应用于员工辐射防护，并对核电站厂址的厂外应急计划要求产生了影响。

在实践中，ALARA 原则意味着通过不断努力以保持辐射暴露概率尽可能低，通常远低于核电站员工法定要求的辐射剂量限值。从 LNT 模型的假设来看，辐射剂量的增量增加具有递增的不利健康效应。ALARA 被实现为一个迭代优化过程，寻求平衡辐射剂量风险和进一步减少辐射剂量暴露的成本。此结果对核电站日常运行和维护活动的物理范围和持续时间施加了重大限制。公用事业公司不断努力将工人暴露在辐射中的风险降到最低，以便使工人受到的平均辐射剂量和总辐射剂量尽可能地底。虽然自 20 世纪 70 年代以来，ALARA 方法的应用使得轻水堆核电站工人平均辐照剂量（从 1973 年的 9.7 mSv/年降低到 2015 年低于 1 mSv/年）逐渐有效减少，有关此方法所需的累计成本已显著增加。问题是与其他风险相比，与当前辐射防护水平的相关成本是否合理，以及由此导致的工人剂量减少是否具有任何可衡量的健康收益。

核电站场外应急计划要求所依据的原则是，在核设施发生事故或放射性物质外泄后，使公众受到伤害最小化。目前对此类事件的反应是，疏散公众远离核电站周围被污染的区域或电厂和政府官员认为可能会造成污染的区域。尽管疏散是减少公众剂量的有效策略，但它具有显著的公共伤害风险。紧急疏散造成大量伤亡和过早死亡，因为紧急疏散涉及快速转移大量人员，包括转移和安置许多病人和老人，以及强制要求居民长期被重新安置。福岛核电事故的疏散经验表明，目前的应急计划和疏散要求不可能正确平衡大规模疏散的风险与低剂量

辐射暴露的健康风险。提高对低剂量辐射健康效应的科学认识可以更好地为核电站应急规划要求提供决策依据。

与当前辐射防护标准及其应用相关的高昂经济和社会成本会阻碍核电技术作为一种能源的应用，因为核电技术本身在提供更清洁的空气、更低的碳排放方面具有有形的社会成本，为经济发展提供更多能源。

在寻求更有效、更科学、更稳健的辐射防护标准方面，有若干想法亟待检验并对其进一步研究。具体而言，我们建议努力研究以下方面的可行性：

- 建立一个不受辐射暴露影响的年剂量。该剂量，可能与本底辐射相似，不一定是低于该值就不会产生健康影响的阈值,；相反的，它是一个剂量，低于该剂量，就不能在存在其他健康风险的情况下识别辐射对健康造成影响。这一概念符合卫生物理学学会和其他国际组织的政策声明。（健康物理学会 2016 年）（Pradhan 2013）
- 在“增加的可测量的放射性风险”（即辐射暴露引起的健康风险增量）而不是有效剂量方面，提出对电厂工人及公众群体在辐射暴露下的监管限制。这一变化将使放射性风险与日常生活和其他工业活动中产生的风险进行更透明的比较。这些法规限制将允许统一评估工人辐射防护和电厂应急计划要求。
- 通过先进的基因组学技术引入个体剂量限制，并评估影响辐射对个体损害可能性的个体参数（例如遗传学、个体敏感性、器官大小、代谢、生物动力学等）。从长远来看，建模和模拟以及基因组学和医学科学的进步可以使特定工人层面的辐射防护要求个性化。这将允许确定与监管限制相对应的个体定制剂量和剂量率约束。

参考文献

42 U.S.C. § 2214 (2005). "NRC User Fees and Annual Charges."

Akstulewicz, F. M. 2017. Review Schedule for the NuScale Power, LLC, Standard Design Certification of a Small Modular Reactor. ML17103A380, Office of New Reactors, U.S. Nuclear Regulatory Commission.

Atomic Energy Act of 1954. 42 U.S.C. § 2011 (1954).

Budnitz, R., and M. Mieler. 2016. Toward a more risk-informed and performance-based framework for the regulation of the seismic safety of nuclear power plants. NUREG/CR-7214, Office of Nuclear Regulatory Research, U.S. Nuclear Regulatory Commission. Canadian Nuclear Safety Commission.

Canadian National Report for the Convention on Nuclear Safety, seventh edition. Canadian Nuclear Safety Commission, 2016.

Canadian Nuclear Safety Commission. Pre-licensing Review of a Vendor's Reactor Design. Guidance document GD-385, Canadian Nuclear Safety Commission, 2012.

Coglianese, C., J. Nash, and T. Olmstead. 2003. "Performance-based regulation: Prospects and limitations in health, safety, and environmental protection." Administrative Law Review, 705 - 729.

Energy Policy Act of 1992. 42 U.S.C. § 13201 (1992).

Finan, A. E. 2016. "Enabling Nuclear Innovation: Strategies for Advanced Reactor Licensing." DOE—NRC Advanced Non-LWR Workshop. June 7.

Fitch, K., and M. Weber. 2015. Achieving Exemplary Nuclear Regulation in the 21st century: Report on Project Aim 2020. ML15023A579, U.S. Nuclear Regulatory Commission.

Health Physics Society. 2016. Accessed 2017. "Radiation Risk in Perspective." http://hps.org/documents/risk_ps010-3.pdf.

Hogerton, J. F. 1963. The Atomic Energy Deskbook. New York: Reinhold Pub. Corp. International Atomic Energy Agency. 1994. "Convention on Nuclear Safety." June 17 (adopted).

International Atomic Energy Agency. 2017. Nuclear Power Reactors in the World. Reference Data Series No. 2, Vienna: International Atomic Energy Agency.

International Atomic Energy Agency. 1991. Safety Related Terms for Advanced Nuclear Plants (Report of a Technical Committee Meeting, Vaesteras, Sweden, 30 May - 2 June 1988). IAEA-TECDOC-626, Vienna: International Atomic Energy Agency.

International Nuclear Safety Advisory Group. 1999. Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants. 75-INSAG-3 Rev. 1, International Atomic Energy Agency.

Kadamabi, N. P. 2002. Guidance for Performance-Based Regulation. NUREG/BR-0303, U.S. Nuclear Regulatory

Commission.

Matthews, D. B., Letter to Pedro Salas (AREVA NP, Inc.). 2013. "NRC Staff Conclusions on Aspects of the U.S. EPR Digital Instrumentation and Control Systems Design." U.S. Nuclear Regulatory Commission, July 2.

Mazuzan, G. T., and J. S. Walker. 1985. Controlling the Atom: The Beginnings of Nuclear Regulation, 1946-1962. Berkeley: University of California Press.

Merrifield, J. S. 2016. "The Framework for Advanced Reactor Licensing Modernization." White paper, U.S. Nuclear Infrastructure Council Advanced Reactors Task Force.

National Technology Transfer and Advancement Act of 1995. 1996. Public Law 104-113. 110, U.S. Statutes at Large 775-784, March 7 (enacted).

Nuclear Energy Institute. 2017. "Licensing Technical Requirements Modernization Project." ML17013A140.

The People's Republic of China. 2016. The People's Republic of China Seventh National Report Under the Convention on Nuclear Safety (2013-2015).

Petti, D., R. Hill, J. Gehin, H. Gougar, G. Strydom, T. O'Connor, F. Heidet, et al. 2017. "A Summary of the Department of Energy's Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study." Nuclear Technology 199, no. 2 (August): 111-128.

Pradhan, A. S. 2013. "On the risk to low doses (<100 mSv) of ionizing radiation during medical imaging procedures—IOMP policy statement." Journal of Medical Physics 38(2) (April-June).

Strydom, G., D. A. Petti, and H. D. Gougar. 2017. "Advanced Demonstration and Test Reactor Options Study." Technical report, Idaho National Laboratory, Idaho Falls.

U.K. Department of Business, Energy and Industrial Strategy. 2017. Compliance with the Convention on Nuclear Safety Obligations: 7th national report.

U.S. Department of Energy and U.S. Nuclear Regulatory Commission. 2008. Next Generation Nuclear Plant Licensing Strategy: A Report to Congress.

U.S. Nuclear Regulatory Commission. 2017a. "Revision of Fee Schedules; Fee Recovery for Fiscal Year 2017." Federal Register, 82(125):30682.

2017b. "NRC Non-Light Water Reactor Mid-Term and Long-Term Implementation Action Plans." ML17164A173.

2017c. "NRC Non-Light Water Reactor Near-Term Implementation Action Plans." ML17165A069.

2017d. "NRC Vision and Strategy: Safely Achieving Effective and Efficient Non-Light Water Reactor Mission Readiness." December.

2017e. "Nuclear Power Reactor Testing Needs and Prototype Plants for Advanced Reactor Designs, preliminary draft." ML17025A353.

2017f. “NRC: The Rulemaking Process.” Accessed 2018. https://www.nrc.gov/about-nrc/regulatory/rulemaking/rulemaking-process.html.

2015. “Responses to Requests for Information Senators James Inhofe and Shelley Moore Capito.” ML15086A177, March 24.

2013. “New Reactor Licensing Process Lesson Learned Review: 10 CFR Part 52.” ML13059A239.

2012. “Report to Congress: Advanced Reactor Licensing.”

2008. “Policy Statement on the Regulation of Advanced Reactors.” Federal Register, 73(199):60612.

2007a. “Domestic Licensing of Production and Utilization Facilities.” 10 CFR Part 50.

2007b. “Feasibility Study for a Risk-Informed and Performance-Based Regulatory Structure for Future Plant Licensing.” NUREG-1860.

2007c. “General Design Criteria for Nuclear Power Plants.” 10 CFR Part 50, Appendix A.

2007d. “Guidance for Developing Principal Design Criteria for Advanced (Non-Light Water) Reactors.” RG 1.232. —. 2007e. “Licenses, Certifications, and Approvals for Nuclear Power Plants.” 10 CFR Part 52.

2007f. “Licenses, Certifications, and Approvals for Nuclear Power Plants.” Federal Register, 72(166):49494.

2007g. “Licenses, Certifications, and Approvals for Nuclear Power Plants; final rule.” Federal Register, 72(166):49352.

2007h. “Quality Assurance Criteria for Nuclear Power Plants and Fuel Reprocessing Plants.” 10 CFR Part 50, Appendix B.

2003. “Early Site Permits, Standard Design Certifications, and Combined Licenses for Nuclear Power Plants; proposed rule.” Federal Register 68(128):40026.

1996. “Guidelines for Preparing and Reviewing Applications for the Licensing of Non-Power Reactors.” NUREG-1537.

1989. “Early Site Permits, Standard Design Certifications, and Combined Licenses for Nuclear Power Plants.” Federal Register, 54(73):15372.

1988. “Early Site Permits; Standard Design Certifications; and Combined Licenses for Nuclear Power Reactors; proposed rule.” Federal Register, 53(168):32060.

1987. “Nuclear Power Plant Standardization Policy Statement.” Federal Register, 52(34884).

1986. “Regulation of Advanced Nuclear Power Plants; Statement of Policy.” Federal Register, 51(130):24643.

United States Court of Appeals, District of Columbia Circuit. 1992. “Nuclear Information Resource Service v. Nuclear Regulatory Commission.” Docket Number 89-1381.

United States President’s Commission. “The Need for Change: The Legacy of Three Mile Island.”

U.S. Government Printing Office, United States President's Commission, Washington, D.C., 1979.

Vietti-Cook, A. 1999. "White paper on risk-informed and performance-based regulation." SECY-98-144, U.S. Nuclear Regulatory Commission.

Walker, J. S., and G. T. Mazuzan. 1992. Containing the Atom: Nuclear Regulation in a Changing Environment, 1963–1971. University of California Press and U.S. Nuclear Regulatory Commission, Berkeley: University of California Press. Walker, J. S., and T. R. Wellock. 2010. "A Short History of Nuclear Regulation, 1946–2009." U.S. Nuclear Regulatory Commission.

Williams, P. M., T. King, and J. N. Wilson. 1989. Draft Preapplication Safety Evaluation Report for the Modular High-Temperature Gas-Cooled Reactor. NUREG-1338

附录 A

GenX 输入参数

第一章中 GenX 程序所用到的所有输入参数见本附录。

表 A1：美国投资费用

技术	隔夜成本（$/MW）	施工期（years）	使用期限（yr）	利率	预测成本（$/MW）	投资费用（$/MWe-年）
OCGT	$1,040,000	2	20	8%	$1,122,192	$114,334
CCGT	$1,140,00	2	20	8%	$1,235,708	$125,899
煤	$3,510,000	4	40	8%	$4,116,254	$345,345
核能（高成本）	$6,880,000	7	40	8%	$9,110,864	$764,383
核能（额定成本）	$5,500,000	7	40	8%	$7,288,691	$611,506
核能（低成本）	$4,100,000	7	40	8%	$5,433,388	$455,850
核能（超低成本）	$2,750,000	7	40	8%	$3,644,345	$305,753
太阳能（高成本）	$1,900,000	1	20	8%	$1,972,723	$200,989
太阳能（额定成本）	$917,000	1	20	8%	$952,782	$97,073
太阳能（低成本）	$551,000	1	20	8%	$573,062	$58,386
风能（高成本）	$1,710,000	1	20	8%	$1,781,823	$181,539
风能（额定成本）	$1,550,000	1	20	8%	$1,614,758	$164,518
风能（低成本）	$1,370,000	1	20	8%	$1,422,690	$144,950
蓄电池（额定成本）	$1,430,000	1	10	8%	$1,486,496	$221,574

蓄电池（低成本）	$715,000	1	10	8%	$743,248	$110,787
蓄电池（超低成本）	$429,000	1	10	8%	$445,969	$66,472
Coal IGCC+CCS	$5,880,000	6	30	8%	$7,468,797	$663,698
Coal IGCC+CCS（高成本）	$2,215,000	3	25	8%	$2,491,724	$233,506
Coal IGCC+CCS（低成本）	$1,720,000	3	25	8%	$1,934,883	$181,323
抽水蓄能	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]

表 A2：中国投资费用

技术	隔夜成本（$/MW）	施工期（yr）	寿命（yr）	利率	预测成本（$/MW）	投资费用（$/MWe-年）
OCGT	$543,000	2	20	8%	$587,012	$59,807
CCGT	$598,000	2	20	8%	$646,392	$65,857
煤	$1,160,000	4	40	8%	$1,358,804	$114,000
核能（额定成本）	$2,800,000	7	40	8%	$3,705,368	$310,873
核能（低成本）	$2,080,000	7	40	8%	$2,762,183	$231,742
太阳能（高成本）	$1,400,000	1	20	8%	$1,444,300	$147,151
太阳能（额定成本）	$671,000	1	20	8%	$697,565	$71,071
太阳能（低成本）	$404,000	1	20	8%	$419,599	$42,746
风能（高成本）	$1,400,000	1	20	8%	$1,453,702	$148,109
风能（额定成本）	$1,270,000	1	20	8%	$1,317,401	$134,222
风能（低成本）	$1,120,000	1	20	8%	$1,160,703	$118,257
蓄电池（额定成本）	$1,430,000	1	10	8%	$1,486,496	$221,574
蓄电池（低成本）	$715,000	1	10	8%	$743,248	$110,787
蓄电池（超低成本）	$429,000	1	10	8%	$445,949	$66,472
Coal IGCC+CCS	$1,940,000	6	30	8%	$2,465,502	$219,091
Coal IGCC+CCS（高成本）	$1,160,000	3	25	8%	$1,303,406	$122,145
Coal IGCC+CCS（低成本）	$900,000	3	25	8%	$1,012,126	$94,849
抽水蓄能	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]	n/a[1]

表 A.3 英国的投资费用

技术	隔夜成本 [$/MW]	建设周期 [年]	寿命 [年]	利润率	预测成本 [$/MW]	投资成本 [$/MW-年]
OCGT	$865,000	2	20	8%	$935,651	$95,328
CCGT	$953,000	2	20	8%	$1,030,298	$104,971
煤炭	$3,510,000	4	40	8%	$4,116,254	$345,345
核能（额定成本）	$8,140,000	7	40	8%	$10,790,818	$905,328
核能（低成本）	$6,070,000	7	40	8%	$8,044,064	$674,881
太阳能（高成本）	$1,660,000	1	20	8%	$1,730,286	$176,289
太阳能（额定成本）	$804,000	1	20	8%	$835,690	$85,144
太阳能（低成本）	$483,000	1	20	8%	$502,636	$51,211
风能（高成本）	$2,360,000	1	20	8%	$2,456,820	$250,311
风能（额定成本）	$2,140,000	1	20	8%	$2,226,466	$226,842
风能（低成本）	$1,890,000	1	20	8%	$1,961,639	$199,860
电池（额定成本）	$1,430,000	1	10	8%	$1,486,496	$221,574
电池（低成本）	$715,000	1	10	8%	$743,248	$110,787
电池（极低成本）	$429,000	1	10	8%	$445,949	$66,472
Coal IGCC+CCS	$5,875,883	6	30	8%	$7,468,797	$663,698
Gas CCGT+CCS (高成本)	$1,846,802	3	25	8%	$2,077,527	$194,690
Gas CCGT+CCS (低成本)	$1,434,086	3	25	8%	$1,613,249	$151,181
抽水蓄能	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]

表 A.4 法国的投资费用

技术	隔夜成本 [$/MW]	建设周期 [年]	寿命 [年]	利润率	预测成本 [$/MW]	投资成本 [$/MW-年]
OCGT	$890,000	2	20	8%	$962,159	$98,029
CCGT	$980,000	2	20	8%	$1,059,487	$107,945
煤炭	$3,510,000	4	40	8%	$4,116,254	$345,345
核能（额定成本）	$6,800,000	7	40	8%	$9,007,755	$755,732
核能（低成本）	$5,070,000	7	40	8%	$6,714,872	$563,364
太阳能（高成本）	$1,660,000	1	20	8%	$1,722,902	$175,536
太阳能（额定成本）	$800,000	1	20	8%	$832,124	$84,780
太阳能（低成本）	$481,000	1	20	8%	$500,491	$50,992
风能（高成本）	$1,890,000	1	20	8%	$1,966,651	$200,370
风能（额定成本）	$1,710,000	1	20	8%	$1,782,256	$181,584
风能（低成本）	$1,510,000	1	20	8%	$1,570,266	$159,985
电池（额定成本）	$1,430,000	1	10	8%	$1,486,496	$221,574
电池（低成本）	$715,000	1	10	8%	$743,248	$110,787
电池（极低成本）	$429,000	1	10	8%	$445,949	$66,472
Coal IGCC+CCS	$5,880,000	6	30	8%	$7,468,797	$663,698
Gas CCGT+CCS (高成本)	$1,900,000	3	25	8%	$2,136,386	$200,206
Gas CCGT+CCS (低成本)	$1,470,000	3	25	8%	$1,658,955	$155,465
抽水蓄能	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]	n/a [1]

表 A.5 美国的运营成本

类别	单位尺寸功率 (MWe)	固定 O&A 成本（$/MWe-年）	变化 O&A 成本（$/MWe-年）	热耗率（MMBtu/MWhe）	燃料	最小功率 (%)	可提升的最大功率 (%)	燃料成本 ($/MMBtu)	CO2 排放量（tons/MMBtu）
OCGT	200	$7,300	$10.69	9.75	天然气	24%	100%	$7.52	0.053
CCGT	500	$15,800	$3.37	6.43	天然气	38%	70%	$7.52	0.053
IGCC	600	$52,000	$7.34	8.8	煤	70%	30%	$3.14	0.097
核能	1000	$95,000	$6.89	10.49	铀	50%	25%	$1.02	0.000
风能	1	$51,000	$0.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
太阳能	1	$17,000	$0.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
蓄电池	1	$5,000	$0.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
IGCC(CCS)	600	$74,000	$8.58	8.31	煤(CCS)	70%	10%	$3.14	0.01
CCGT(CCS)	500	$32,300	$6.89	7.49	天然气 (CCS)	30%	70%	$7.52	0.005
抽水蓄能	（最大=500)	$4,600	$4.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a

表 A.6：中国运营成本

类别	单位尺寸功率 (MWe)	固定 O&A 成本（$/MWe-年）	变化 O&A 成本（$/MWe-年）	热耗率（MMBtu/MWhe）	燃料	最小功率 (%)	可提升的最大功率 (%)	燃料成本 ($/MMBtu)	CO2 排放量（tons/MBtu）
OCGT	200	$5,102	$7.47	9.75	天然气	24%	100%	$12.92	0.053
CCGT	500	$11,043	$2.36	6.43	天然气	38%	70%	$12.92	0.053
IGCC	600	$19,032	$2.69	8.80	煤	70%	30%	$3.78	0.097
核能	1000	$59,677	$4.33	10.49	铀	50%	25%	$0.84	0.000
风能	1	$40,884	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
太阳能	1	$60,091	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
蓄电池	1	$5,000	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
IGCC (CCS)	600	$73,965	$8.58	8.31	煤 (CCS)	70%	10%	$3.78	0.010
CCGT (CCS)	500	$32,278	$6.89	7.49	天然气 (CCS)	30%	70%	$12.92	0.006
抽水蓄能	(最大=500)	$4,600	$4.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a

表 A.7：英国运营成本

类别	单位尺寸功率 (MWe)	固定 O&A 成本（$/MWe-年）	变化 O&A 成本（$/MWe-年）	热耗率（MMBtu/MWhe）	燃料	最小功率 (%)	可提升的最大功率 (%)	燃料成本 ($/MMBtu)	CO2 排放量（tons/MMBtu）
OCGT	200	$10,408	$15.24	9.75	天然气	24%	100%	$15.39	0.053
CCGT	500	$22,528	$4.80	6.43	天然气	38%	70%	$15.39	0.053
IGCC	600	$52,000	$7.34	8.80	煤	70%	30%	$3.14	0.097
核能	1000	$180,759	$13.11	10.49	铀	50%	25%	$1.02	0.000
风能	1	$54,194	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
太阳能	1	$91,952	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
蓄电池	1	$5,000	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
IGCC (CCS)	600	$73,965	$8.58	8.31	煤 (CCS)	70%	10%	$3.14	0.010
CCGT (CCS)	500	$32,278	$6.89	7.49	天然气 (CCS)	30%	70%	$70.41	0.040
抽水蓄能	(max total =500)	$4,600	$4.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a

表 A.8：法国运营成本

类别	单位尺寸功率 (MWe)	固定 O&A 成本（$/MWe-年）	变化 O&A 成本（$/MWe-年）	热耗率（MMBtu/MWhe）	燃料	最小功率 (%)	可提升的最大功率 (%)	燃料成本 ($/MMBtu)	CO_2 排放量（tons/MMBtu）
OCGT	200	$9,812	$14.37	9.75	天然气	24%	100%	$15.39	0.053
CCGT	500	$21,237	$4.53	6.43	天然气	38%	70%	$15.39	0.053
IGCC	600	$52,000	$7.34	8.80	煤	70%	30%	$3.14	0.097
核能	1000	$115,123	$8.35	10.49	铀	50%	25%	$1.02	0.000
风能	1	$93,177	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
太阳能	1	$54,194	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
蓄电池	1	$5,000	$-	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a
IGCC (CCS)	600	$73,965	$8.58	8.31	煤 (CCS)	70%	10%	$3.14	0.010
CCGT (CCS)	500	$43,385	$9.26	7.49	天然气 (CCS)	30%	70%	$70.41	0.040
抽水蓄能	(最大=500)	$43,385	$4.00	n/a	n/a	0%	100%	n/a	n/a

附录 B

GenX 敏感性分析

为了探究我们的 GenX 建模结果（见第一章）对不同成本和技术假设的敏感性，我们通过替换参数进行了敏感性分析。

这些敏感性分析的成本假设取自美国国家可再生能源实验室（NREL）在 2016 年的分析，包括：

- 低可再生能源/存储成本（NREL 预估额定成本的 60%）
- 高可再生能源/存储成本（NREL 预估额定成本的 200%）
- 高 CCS 成本（NREL 预估额定成本的 130%）
- 低天然气成本（NREL 预估额定成本的 75%）
- 高天然气成本（额定成本的 125%）
- 效率为 99%的 CCS 系统（额定效率为 90%）
- 考虑需求侧资源[28]
- 极端天气年份（7 月第一周风能和太阳能容量为 10%）[29]

每个区域的敏感性分析结果如图 B.1 到 B.6 所示。我们使用相同的机会成本定义，如表 1.7 所示。

机会成本=（无核技术的发电平均成本）—（有核技术的发电平均成本）

[28] “需求侧资源”是指电网运营商在系统面临发电能力不足的危险危机时转移需求的能力，以及电力消费者在价格过高时抑制需求的能力。我们的场景假设电网运营商每小时最多可以转换 5%的需求，最大时间为六小时。消费者抑制需求的量取决于他们对电力消费的估价，也称为电力需求的价格弹性（Sepulveda 2016）。

[29] 我们假设极端天气年来模拟低可再生能源潜力的情景。具体来说，我们将风力发电和太阳能发电在七月的整个第一周减少到其原始值的 10%。任意选择减少的时机以检验长期阴天和无风天的影响。

图 B.1：德克萨斯州敏感性分析

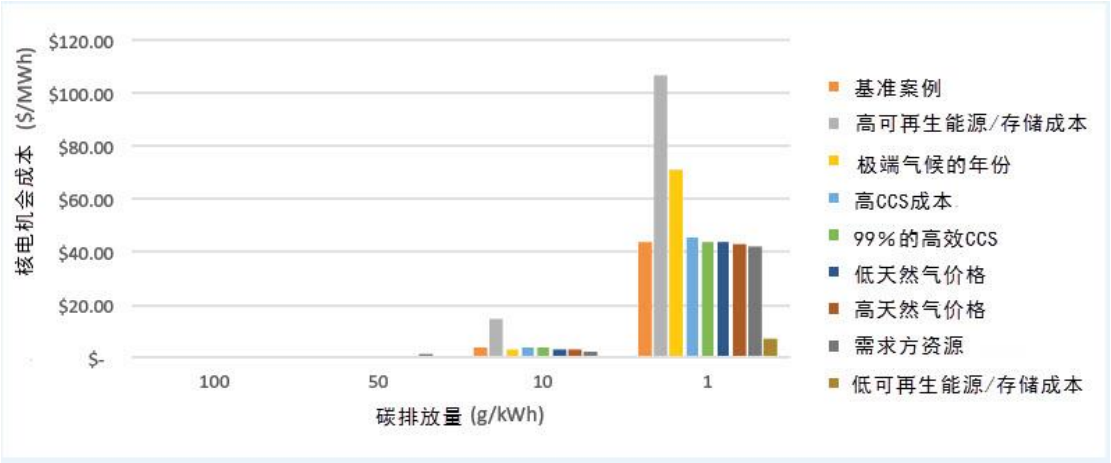


图 B.2：新英格兰地区敏感性分析

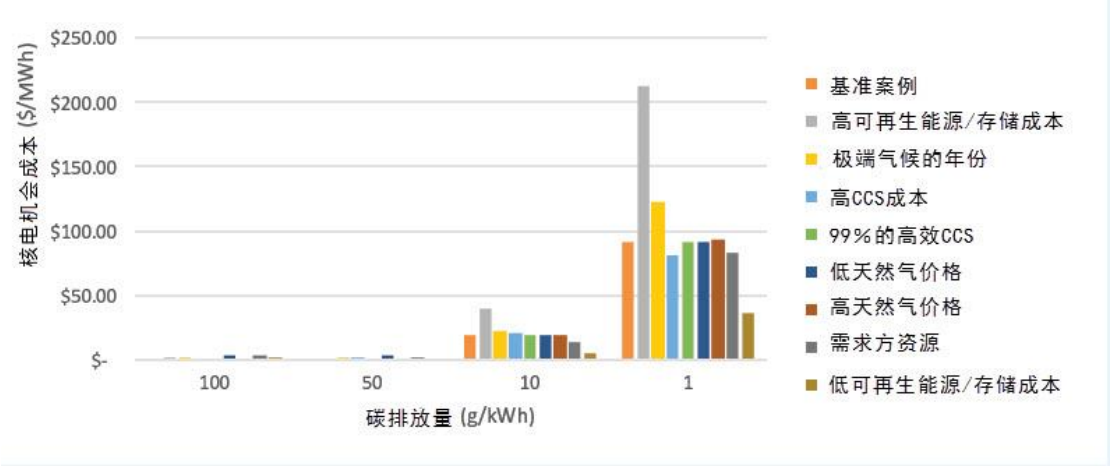


图 B.3：T-B-T 敏感性分析

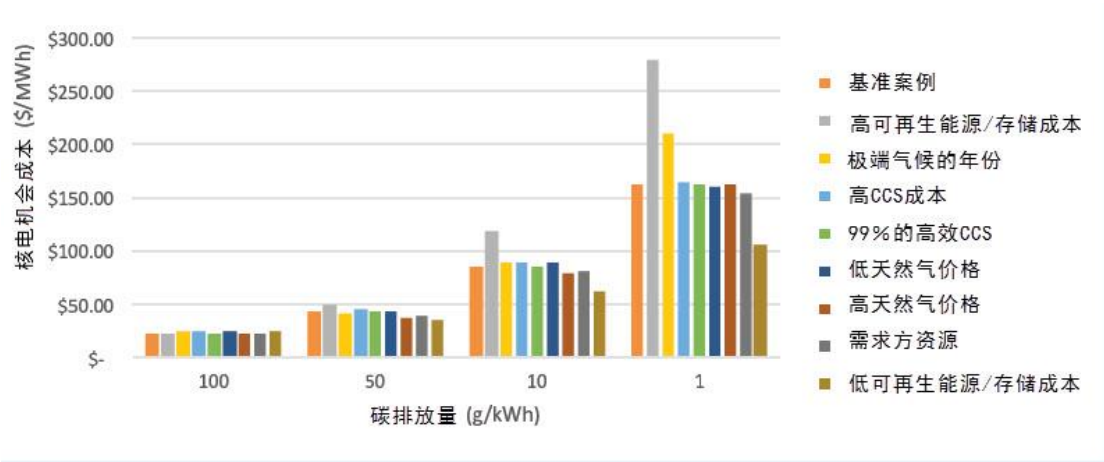


图 B.4：浙江敏感性分析

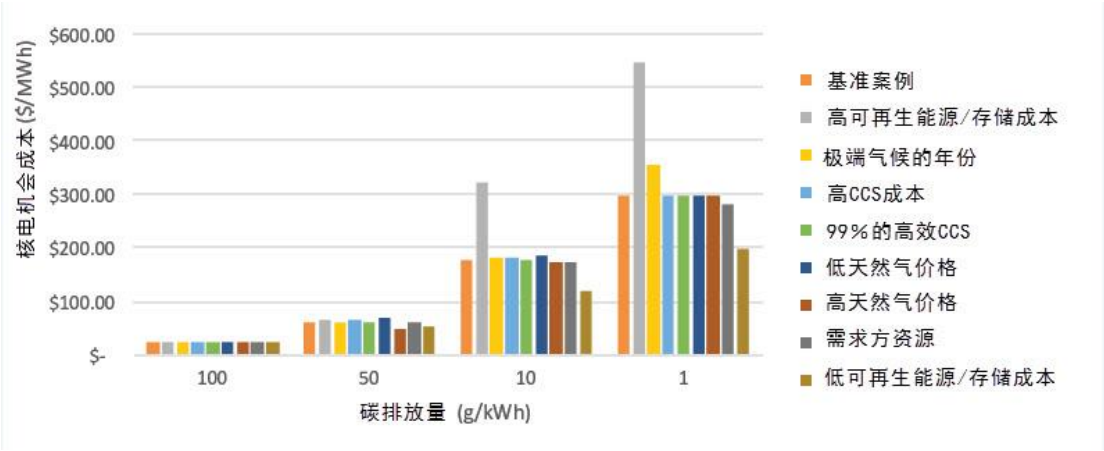


图 B.5：英国敏感性分析

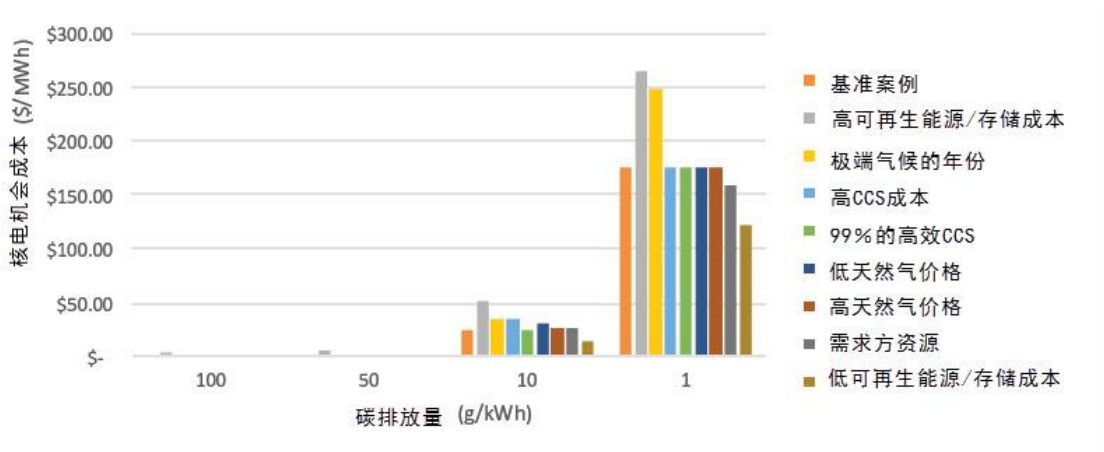
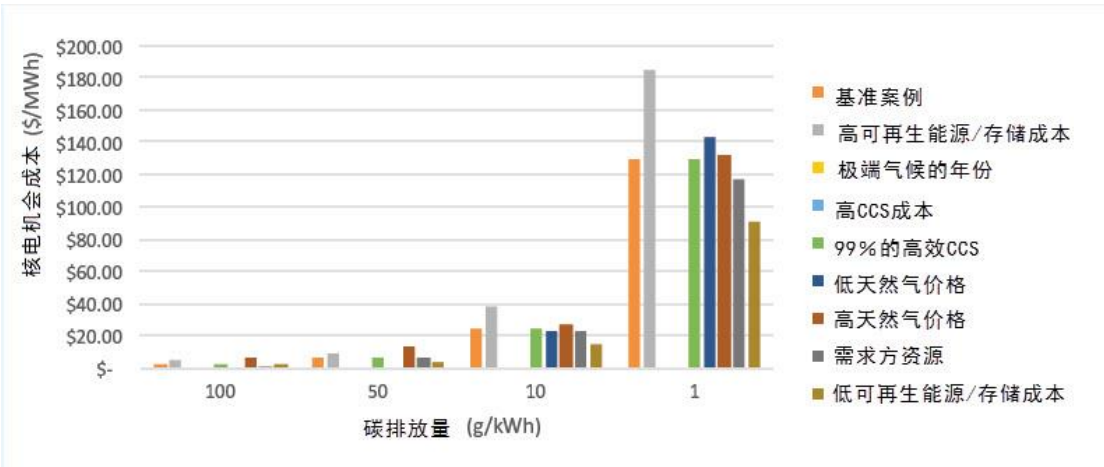


图 B.6：法国敏感性分析



参考文献

National Renewable Energy Laboratory. 2016.

Annual Technology Baseline and Standard Scenarios. Accessed 2017. https://www.nrel.gov/analysis/data-tech-baseline.html.

Sepulveda, R. N. 2016. “Decarbonization of Power

Systems: Analyzing Different Technological Pathways.”

Thesis: Massachusetts Institite of Technology.

附录 C

GenX 结果验证及通过 JuiceBox 方法进行较准

为了验证 GenX 模型，我们分析了一个简单的核能和天然气发电的测试方案。将这个简单场景的 GenX 结果与使用模型生成的解析解进行比较，该模型计算每个可能的组合，并给出成本最低的选择。分析模型结果与 GenX 结果之间有很强的一致性。

在我们的简单场景中，天然气和核能是满足美国德克萨斯州电网运营商 ERCOT（德克萨斯州电力可靠性委员会）所服务地区电力需求的唯一可用的发电选择。我们的简单场景进一步假设核电站必须以 100%的容量运行，而天然气发电机有快速调节功能（即，它们可以快速调节到系统所需的任何功率输出水平）。每个技术假定的成本参数如表 C.1 所示。

表 C.1:简单基准测试场景的成本参数

	核能	天然气
投资成本（美元/兆瓦时）	611,500	125,900
固定的运营维修费用（美元/兆瓦时）	95000	15,800
可变的运营维修费用（美元/兆瓦时）	6.89	3.37
燃料费用（美元/兆瓦时）	10.70	48.35

为了确定最低的总系统成本，在该情景下对天然气装机容量和核电装机容量的每种组合，从 0 千兆瓦（GW）到 100 千兆瓦进行分析。值得注意的是，ECOCOT 系统的峰值需求是 94.2 GW。系统结果还受另外两个标准的约束：(a)必须满足任一时刻的电力需求，(b)严格限制碳排放（我们分别在每度电 1 g、10 g、50 g、100 g 及 500 g CO_2排放限制下进行了测定(gCO_2/kWh)）。结果如图 C.1 至 C.5 所示。

图 C.1：500 gCO_2/kWh 碳限制的总成本

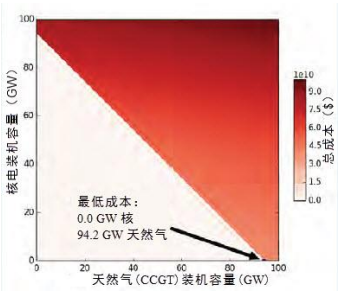


图 C.2：100 gCO_2/kWh 碳限制的总成本

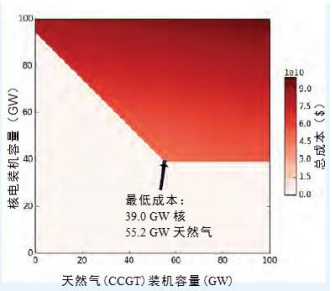


图 C.3：50 gCO_2/kWh 碳限制的总成本

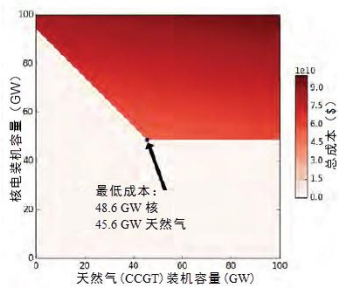


图 C.4：10 gCO_2/kWh 碳限制的总成本

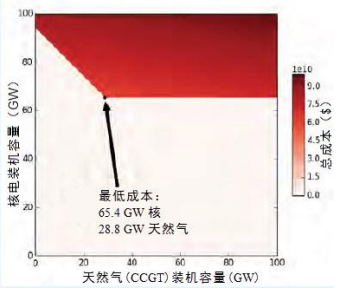
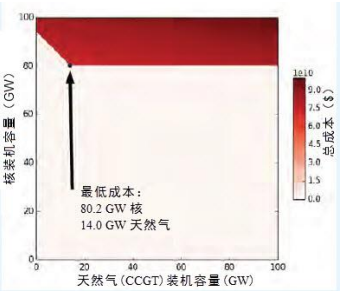


图 C.5：1 gCO_2/kWh 碳限制的总成本



对于分析模型和 GENX，核和天然气的最佳装机容量如图 C.6 所示。计算结果表明，这两种计算方法的结果一致性很好。

我们还比较了每种情景下的平均电力成本（图 C.7）。

在图 C.7 中，50 gCO_2/kWh 限碳排情况下的平均电力成本高于 1 gCO_2/kWh 形况。

出现该结果的原因是，输入条件假设核发电机满负荷运行。因此，该模型对低需求时段的过剩电量进行了计算。过剩电量纳入的对平均电力成本的计算。在图 C.8 显示了总的系统成本，1 gCO_2/kWh 排放极限下成本最高，与预期一致。

图 C.6:GenX 和分析模型的最佳装机容量比较

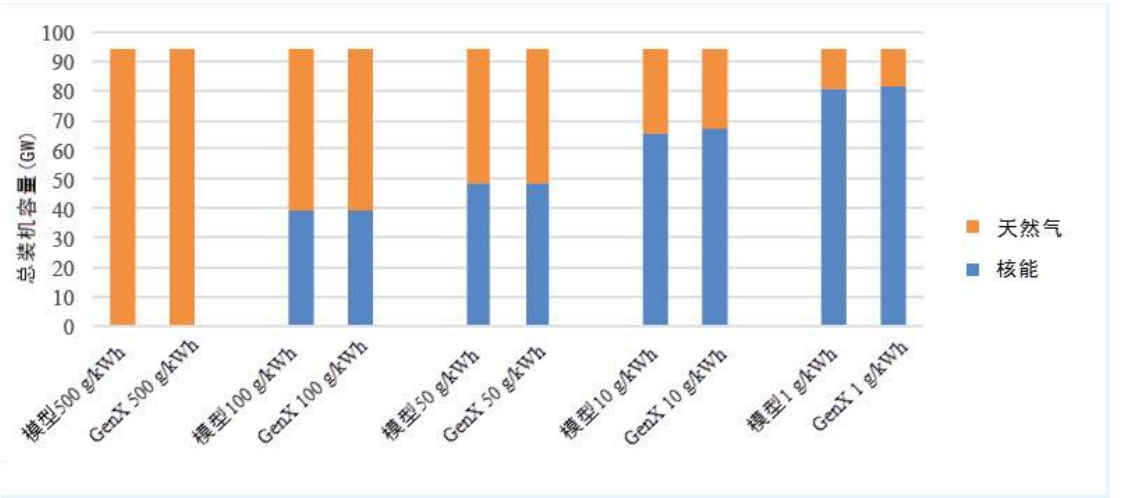


图 C.7:最优化的平均电力成本

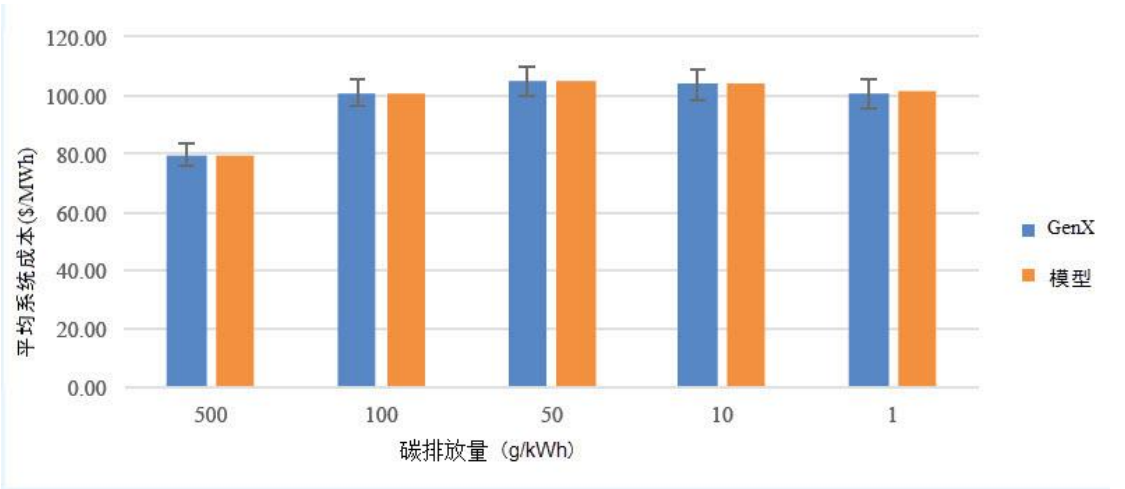


图 C.8:最优化的电力总成本

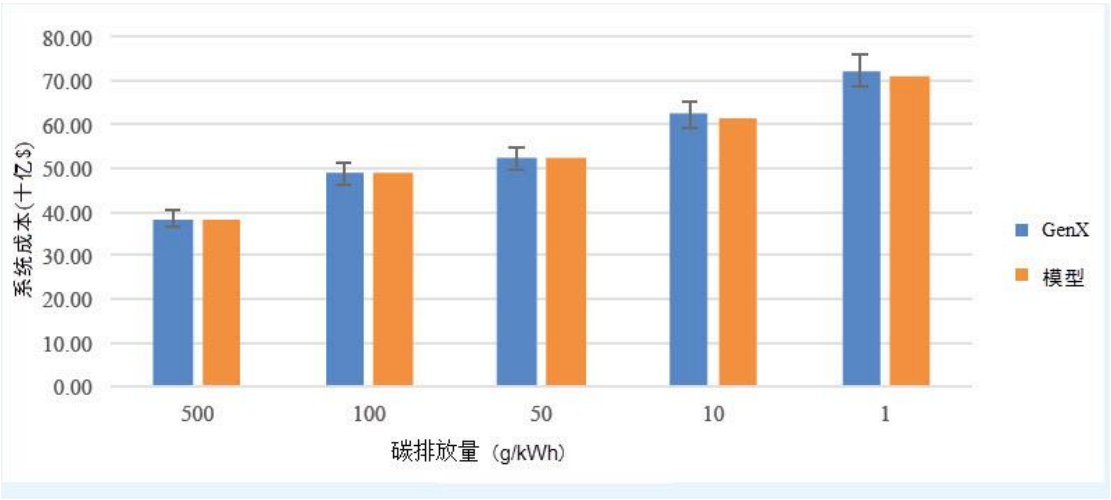
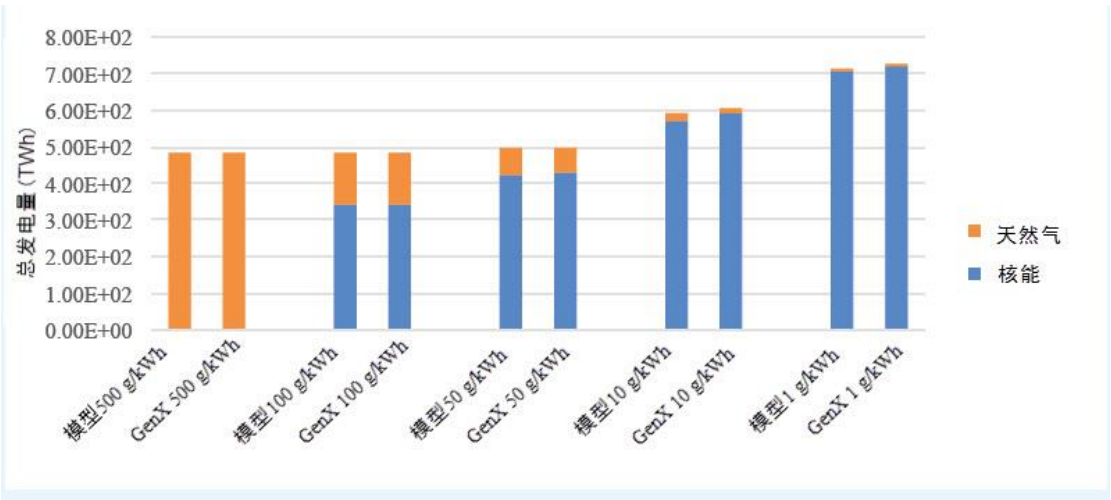


图 C.9：不同碳排放约束下核能和天然气的最优总发电量



最后，图 C.9 比较了核与天然气在不同限碳排条件下的发电量。使用分析模型和 GenX 所得到的结果依然具有很强的一致性。

GenX 基准测试

我们采用另一个电力市场决策模型 JuiceBox（Meier 2017），设定四种 GenX 区域建模情景进行了模拟，以此来作为基准设置。表 C.2 对此进行了总结。

表 C.2:使用 JuiceBox 建模的基准测试情景

案例	地区	是否用核电？	GenX 碳排放限制

T10Y	中国天津	是	10 g/kWh
T50Y	中国天津	是	50 g/kWh
E10Y	美国德克萨斯州	是	10 g/kWh
E50Y	美国德克萨斯州	是	50 g/kWh

建模方法比较

JuiceBox 和 GenX 使用不同的方法来模拟电厂运行。方法的根本差异恰好有助于基准测试。最近一份关于电力供应预测模型的联邦摘要区分了两种方法：电力调度模型和容量扩展或规划模型（EPA 2017a）。基于各自的特征，GenX 可以被认为是电力调度模型，而 JuiceBox 则可视作容量扩展或规划模型。

- 电力调度模型经常被公用事业和电网运营商用于短期规划。该模型根据每小时的需求响应及电力负荷来对电力资源进行优化调度，与发电机的瞬态性能直接相关，例如启动和斜坡限制。
- 容量扩展或规划模型简化了短期操作约束的处理，使它们更便于长期研究。这类模型的典型案例包括国家能源建模系统（NEMS）的电力市场模块（美国 DOE 2017）和综合规划模型（IPM），其已被美国环境保护署（EPA）用于研究环境监管对美国电力部门的影响（EPA 2017B）。

JuiceBox 采用了一种工业标准方法，称为负荷持续曲线（LDC）建模，以评估发电厂的长期性能。LDC 建模可分为以下独立步骤：(a)将年电力需求划分为离散的时间段，(b)通过将需求从最高到最低排序来建立负荷持续时间曲线，(c)通过数学描述确定 LDC 负荷曲线形状（例如，JuiceBox 采用多项式样条法），(d)按等微增率分配负荷，以最低的发电成本或燃料费用保证对用户可靠地供电。

为了对使用 JuiceBox 的 GenX 模拟进行基准测试，我们创建了 LDC 负荷曲线，以模拟表 C.1 中四种情景下的 GenX 每小时电力需求。针对每一种情景，通过 GenX 模拟构造发电机组模型，并对其特征进行描述，以期更真实地反映发电机组在技术和燃料类型、热耗率、固定和可变的 O&M 成本和资本成本方面的特性。LDC 调度模型被用来评估发电机组性能。在 GenX 情景下，假定太阳能、风能和储能单元的年输出（MWh）相同。采用电力系统经济调度来评估核、煤和天然气电厂满足剩余负荷的能力。与受排放目标约束的 GenX 模拟相反，JuiceBox 模拟不受碳排放约束。为了模拟排放限制的影响，JuiceBox 模拟假定每吨 CO_2 为 40 美元，确保优先调度带有碳捕集与封存（CCS）的发电厂。

JuiceBox 与 GenX 对年发电量、CO_2 排放量和系统成本的模拟结果将在本附录的下一节讨论。JuiceBox 采用服务成本定价法来估算系统成本。每个发电机组的生产成本根据资本成本、

可变和固定 O&M 成本以及燃料成本来估算。假定燃料价格与在 GenX 模拟中所使用的价格相同。JuiceBox 模拟中所采用的资本成本数据来源于 EPA 的综合规划模型（EPA 2013）文件，其中包括特定技术的资本费率，同时考虑了贴现率、账面价值、税收和保险成本以及折旧方案。美国和中国的案例均采用美国的资本费用进行计算。JuiceBox 排放量估计值是燃料消耗和特定机组排放因子的函数，可根据排放限制进行调整。燃料消耗则根据发电调度算法和特定机组的季节性热耗率进行计算。表 C.3 总结了 JuiceBox 的输入参数。

表 C.3：在 JuiceBox 模拟中使用的发电厂参数

发电机组类型	案例	燃料 ($/MMBtu)	热耗率 (Btu/kWh)	FOM (S/kW-yr)	VOM (S/MWh)	资本成本	资本费率	CO_2(LB/MMBtu)	容量系数
TX Gas Peaking	E10Y 或 E50Y	7.52	9,750	7.3	10.69	1,038	10.63%	117.0	—
TX Gas 联合循环	E10Y 或 E50Y	7.52	6,430	15.8	3.37	1,143	10.26%	117.0	—
TX LWR	E10Y 或 E50Y	1.02	10,488	95.0	6.89	5,500	9.44%	0.0	—
TX IGCC + CCS	E10Y 或 E50Y	3.14	8,307	74.0	8.58	5,876	9.68%	21.0	—
TX 燃气联合循环+ CCS	E10Y 或 E50Y	7.52	7,490	32.3	6.89	1,720	9.68%	10.6	—
CHN Gas Peaking	T10Y 或 T50Y	12.92	9,750	5.1	7.47	543	10.63%	117.0	—
CHN 燃气联合循环	T10Y 或 T50Y	12.92	6,430	11.0	2.36	598	10.26%	117.0	—
CHN LWR	T10Y 或 T50Y	0.84	10,488	59.7	4.33	2,796	9.44%	0.0	—
CHN IGCC + CCS	T10Y 或 T50Y	3.78	8,307	74.0	8.58	1,940	9.68%	21.0	—
CHN 燃气联合循环+CCS	T10Y 或 T50Y	12.92	7,490	32.3	6.89	900	9.68%	10.6	—
T50Y – 太阳能光伏	T50Y	—	—	60.1	0	671	10.85%	0	22.2%

T50Y – 风能	T50Y	—	—	40.9	0	1,267	10.85%	0	17.4%
T50Y – 电池储能	T50Y	—	—	5.0	0	1,430	10.85%	0	5.3%
T10Y – 太阳能光伏	T10Y	—	—	60.1	0	671	10.85%	0	18.2%
T10Y – 风能	T10Y	—	—	40.9	0	1,267	10.85%	0	17.4%
T10Y – 电池储能	T10Y	—	—	5.0	0	671	10.85%	0	3.3%
E50Y – 太阳能光伏	E50Y	—	—	17.0	0	917	10.85%	0	23.3%
E50Y – 风能	E50Y	—	—	51.0	0	1,553	10.85%	0	35.7%
E50Y – 电池储能	E50Y	—	—	5.0	0	715	10.85%	0	7.1%
E10Y – 太阳能光伏	E10Y	—	—	17.0	0	917	10.85%	0	22.9%
E10Y – 风能	E10Y	—	—	51.0	0	1,553	10.85%	0	35.6%
E10Y – 电池储能	E10Y	—	—	5.0	0	715	10.85%	0	6.7%

模型结果总结和比较

表 C.4 和图 C.10 总结了表 C.3 中列出的每一种情景下的 GenX 和 JuiceBox 结果。

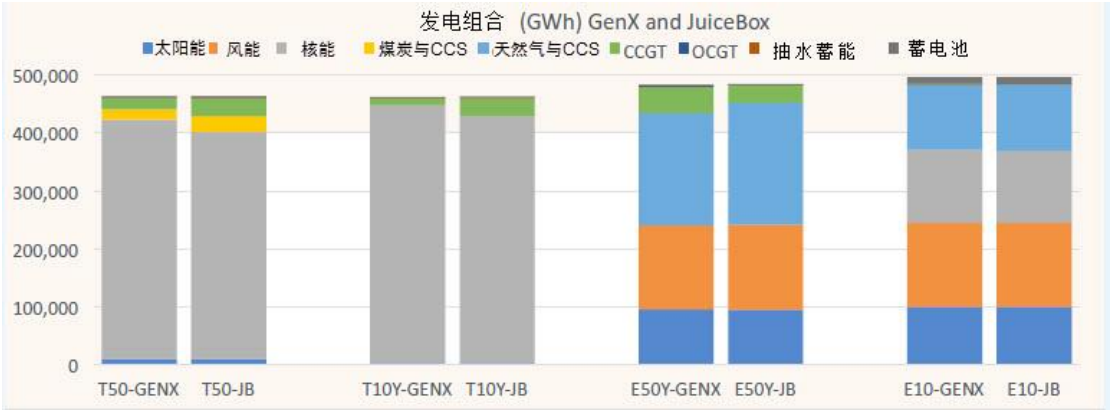
图 C.10 比较了发电厂三种燃料类型（混合发电）的 GenX 和 JuiceBox 结果。对于每一种情景，JuiceBox 的模拟结果与 GenX 几乎相同，符合预期。因为 JuiceBox 负荷曲线是从 GenX 的每小时需求数据中得出的。在 JuiceBox 模拟中，太阳能和风能资源（绿条）以及储能系统（黄条）的比例有所限制，其输出几乎相同。核能（紫色）、煤炭（黑色）和天然气（蓝色)对剩余负荷的贡献为比较 GenX 和 JuiceBox 对机组调度的模拟提供了可视化基准。该图显示，两个模型对于三种燃料类型相对贡献的预测在每个情景下都非常接近。

GenX 和 JuiceBox 结果之间的差异反映了它们所采用的建模方法的差异。在 T50 情景下，核燃料的贡献率略低于 JuiceBox 模拟（T50-JB)。而这一差异可归因于 JuiceBox 模型对其的降级。在长期规划模型中，所有发电机组都被降级，以反映计划停电和强迫停电的可能性。在 T-50JB 情景下，核电机组由于降级，最大可能贡献率降低，而天然气和煤炭则略微增大了发电份额。同样地，T10 情景也存在降级效应。在 E50 情景下，相较于联合循环燃气发电（CCGT)，JuiceBox 则更依赖于集成了 CCS 的天然气发电。该结果说明，JuiceBox 负荷曲线与 GenX 假设的每小时电力需求略有差异。同时也能说明，GenX 模型考虑了实际的运行约束。具体而言，由于斜坡或启动约束，在 GenX 模拟中，E50Y 情景下具有 CCS 的天然气发电所占的比例可能会降低。

表 C.4：建模结果总结和比较

情景	**T50Y**		**T10Y**		**E50Y**		**E10Y**	
	GenX	JuiceBox	GenX	JuiceBox	GenX	JuiceBox	GenX	JuiceBox
费用（¢/kWh）	5.84	6.24	6.23	6.12	9.19	8.75	10.26	10.43
碳排（吨 CO_2/GWh）	49.4	31.6	9.23	26.1	51.1	30.0	11.0	9.2
相对于天然气联合循环的 CO_2 减排量（%）	85.3	91.6	97.2	93.1	84.8	92.0	96.7	97.6

图 C.10:不同的发电组合



预估碳排放量为发电技术组合形式的函数，相较于天然气，煤炭发电对碳排放量的影响更大。两种模型都使用发电需求、燃料效率（即热耗率）和特定燃料的排放率来预估排放量。如前所述，GenX 和 JuiceBox 模型在各情景下的预估结果大致相同。这两种模型的碳排量计算差异主要来自模型本身对发电方式的选择及其对不同燃料碳排放率（影响极小）的预设。就平均排放量而言，两种模型的计算结果相当一致，即从 50 gCO_2/kWh 降低至 10 gCO_2/kWh。在系统层面上，尽管这两个模型预估的平均排放率存在差异（在某种程度上是由于模型本身对不同发电技术，尤其是天然气发电所预设的碳排放率不同），但各情景下平均排放量结果的一致性更能说明问题。对此，表 C.4 所示为相对于天然气联合循环发电，每个情景下 JuiceBox 和 GenX 两种模型的平均碳减排量，可以看出，这两种模型的预估结果基本一致，在 T50、T10 与 E50 情景下差距分别为 7%、4%与 8%，而在 E10 情景下，差距几乎可以忽略不计（0%）。

在所有建模情景下，不同燃料类型的预估发电成本也相对一致，在 T10 和 E10 情景下，仅相差 2%，在 E50 情景下，相差 15%。鉴于 JuiceBox 模型采用了 GenX 的成本假设，不同燃料发电组合的计算成本有差异也是可以接受的。

图 C.11-C.14 所示为表 C.2 中各情景下不同燃料发电的预估成本（2050 年），可以看出，对于某种特定的燃料，GenX 和 JuiceBox 所预估的发电成本基本一致。

图 C.11: T10Y 情景下各燃料的发电成本

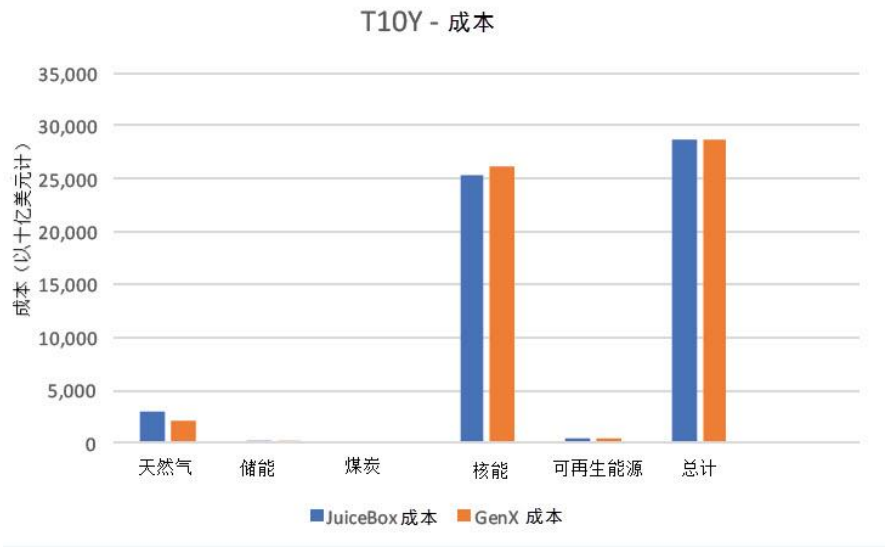


图 C.12: T50Y 情景下各燃料的发电成本

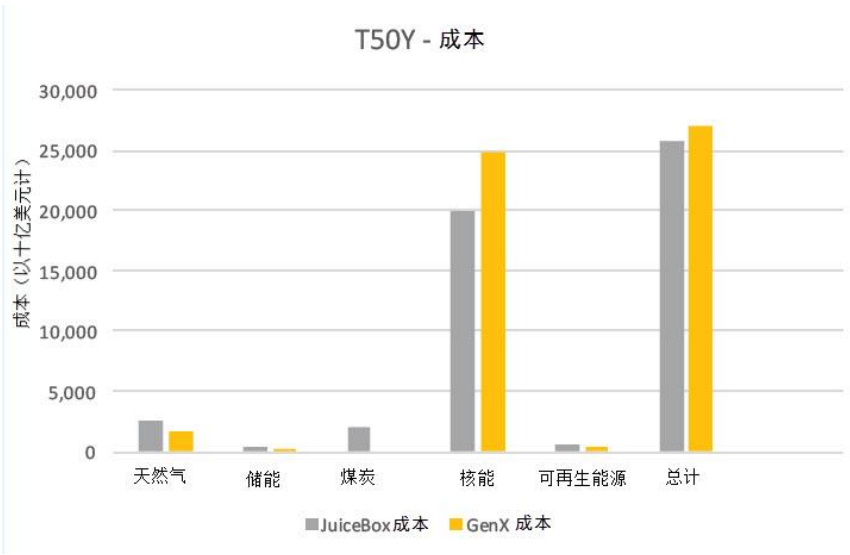


图 C.13: E10Y 情景下各燃料的发电成本

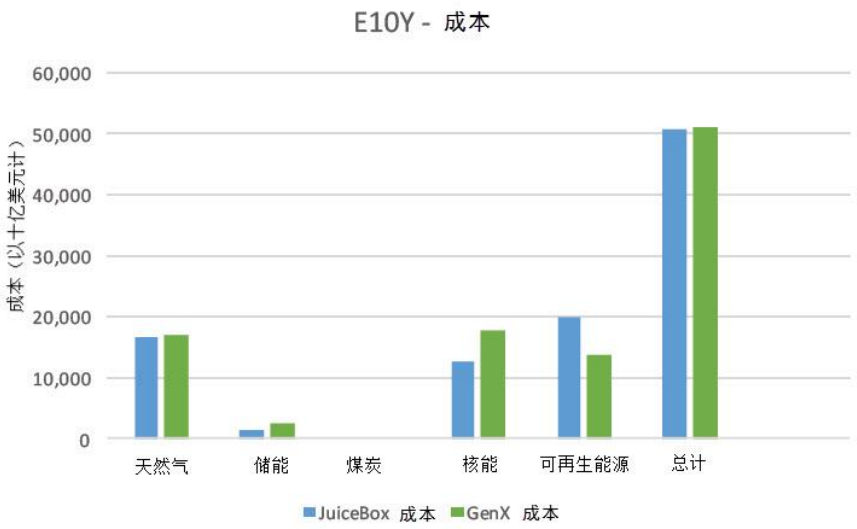
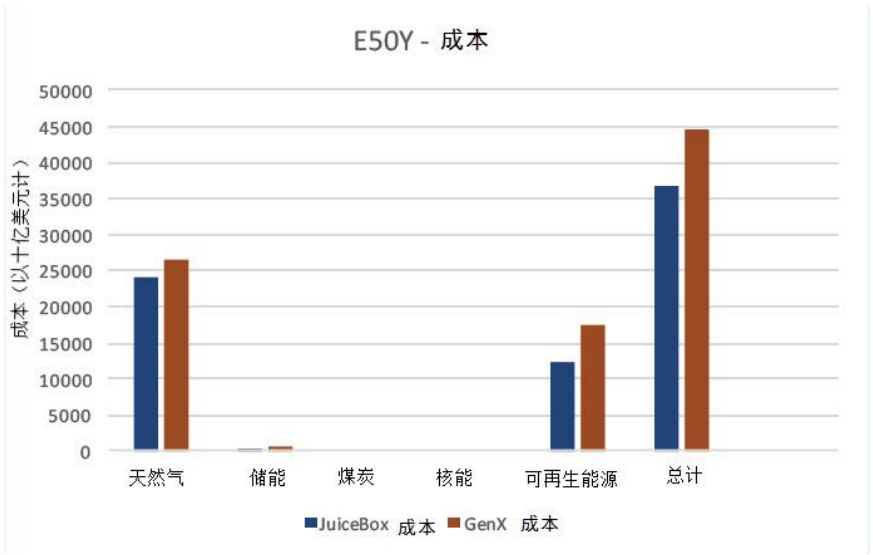


图 C.14: E50Y 情景下各燃料的发电成本



参考文献

Meier, P. 2017. “Power Sector Modeling Documentation Version 2.6.” JuiceBox Clean Energy Strategy & Decision Support. http://pbmv.co.uk/property/ three-bedroom-end-terrace-beatrice-street-liverpool.

U.S. Environmental Protection Agency. 2017a. “Quantifying the Multiple Benefits of Energy Efficiency and Renewable Energy: A Guide for State and Local Governments.” July 3. Accessed February 5, 2018. https://www.epa.gov/statelocalenergy/assessingmultiple-benefits-clean-energy-resource-states.

2017b. “Clean Air Markets - Power Sector Modeling.” January 10. Accessed February 5, 2018. https://www.epa.gov/airmarkets/ clean-air-markets-power-sector-modeling.

2013. Documentation for EPA Base Case v.5.13 Using the Integrated Planning Model. EPA450R13002, Table 8-13.

U.S. Department of Energy. 2017. “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2017.”

附录 D

德克萨斯州（ERCOT）GenX 分析（为期一周）

本附录更详细地描述了德克萨斯 ERCOT 所服务的地区针对三种发电技术方案（“无核”、“有核-额定成本”和“有核-低成本”）和四种 CO_2 排放限值（100，50，10 和 1 gCO_2/kWh），为期一周（6 月 1 日至 6 月 7 日）的 GenX 模拟结果。每个图代表特定发电技术的每小时发电量。其中，发电量为负表示储能。通常，储能系统会在下一个时段放电。

图 D.1-D.4 为 6 月 1 日至 6 月 7 日 ERCOT 所服务的地区在不同 CO_2 排放限制下选择“无核”方案的发电概况。

图 D.1：ERCOT 所服务的地区排放限制为 100 gCO_2/kWh 的“无核”技术案例：结果表明对可再生能源有很强的依赖性。当可再生能源发电潜力较低时，天然气发电为第二选择。储能容量最小。

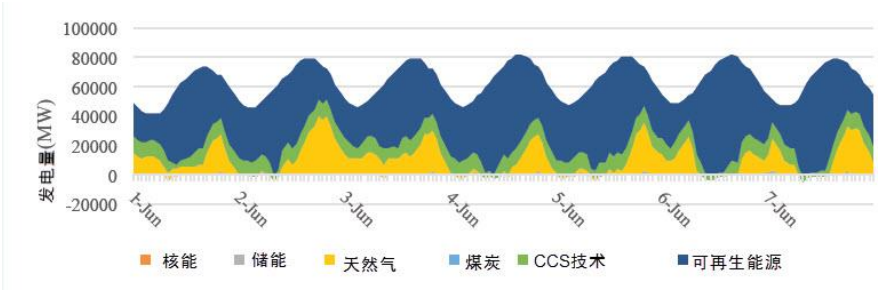


图 D.2：ERCOT 所服务的地区排放限制为 50 gCO_2/kWh 的“无核”技术案例：结果表明对可再生能源有很强的依赖性。在可再生能源发电潜力较低时，采用耦合 CCS 技术的天然气联合循环（CCGT）发电替代天然气发电。

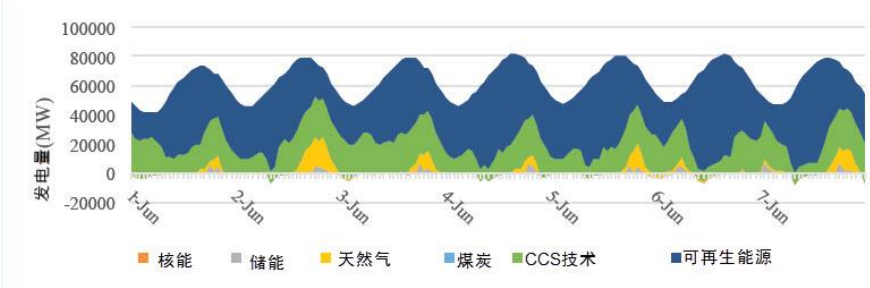


图 D.3：ERCOT 所服务的地区排放限制为 10 gCO_2/kWh 的“无核”技术案例：结果表明对可再生能源有很强的依赖性。不使用天然气联合循环（CCGT）发电。当可再生发电潜力较低时，使用耦合 CCS 和储能的天然气发电。

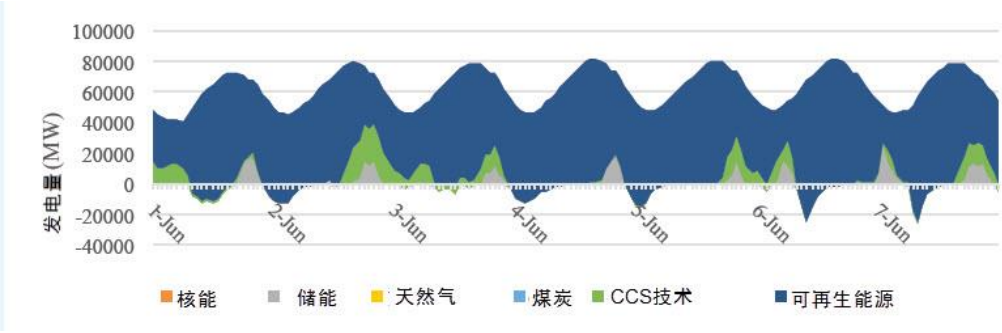


图 4：ERCOT 所服务的地区排放限制为 1 gCO_2/kWh 的“无核”技术案例：结果表明主要依赖可再生能源发电。当可再生能源发电潜力较低时，大量使用储能系统（注意 Y 轴尺度的变化）。

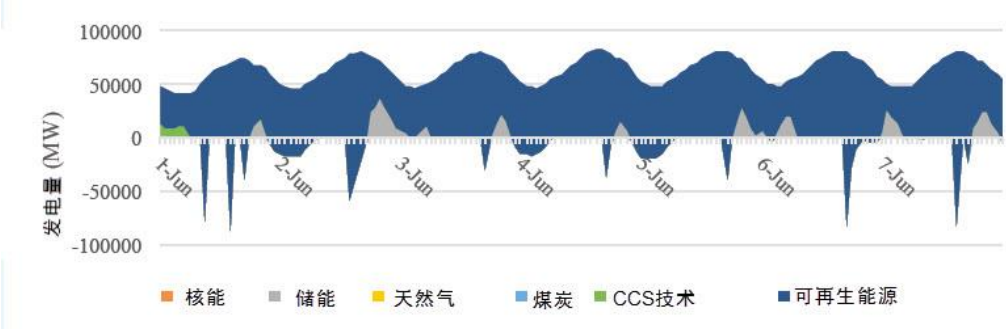


图 D.5-D.8 为 6 月 1 日至 6 月 7 日 ERCOT 所服务的地区选择“有核-额定成本”方案（隔夜成本为$ 5500/kWe）的 GenX 模拟结果。

图 D.5：ERCOT 所服务的地区排放限制为 100 gCO_2/kWh 的“有核-额定成本”技术案例：结果表明对可再生能源发电有很强的依赖性。天然气 CCGT 用于在可再生能源发电潜力低、对储电的依赖最小的情况下发电。

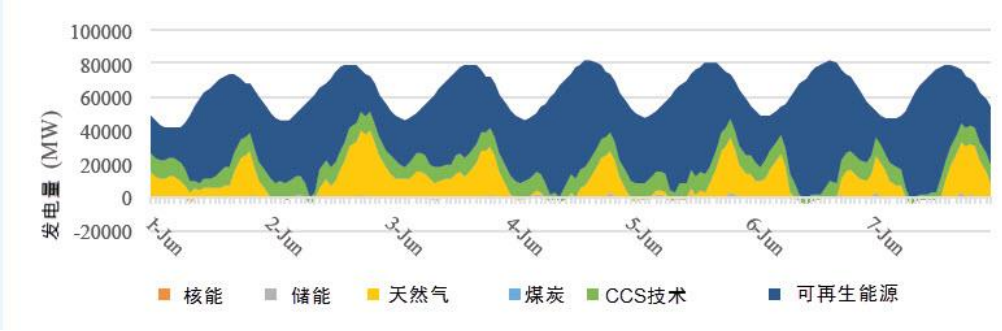


图 D.6：ERCOT 所服务的地区排放限制为 50 gCO_2/kWh 的“有核-额定成本”技术案例：结果表明对可再生能源发电有很强的依赖性。当可再生能源发电潜力较低时，耦合 CCS 的天然气 CCGT 替代天然气发电。

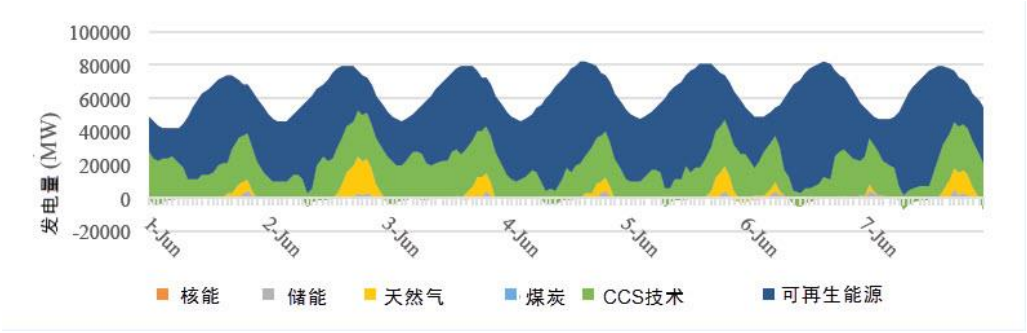


图 D.7：ERCOT 所服务的地区排放限制为 10 gCO_2/kWh 的“有核-额定成本”技术案例：结果表明对可再生能源发电有很强的依赖性。当可再生能源潜力较低时，CCS 技术和核能均用于发电，同时使用储能系统。

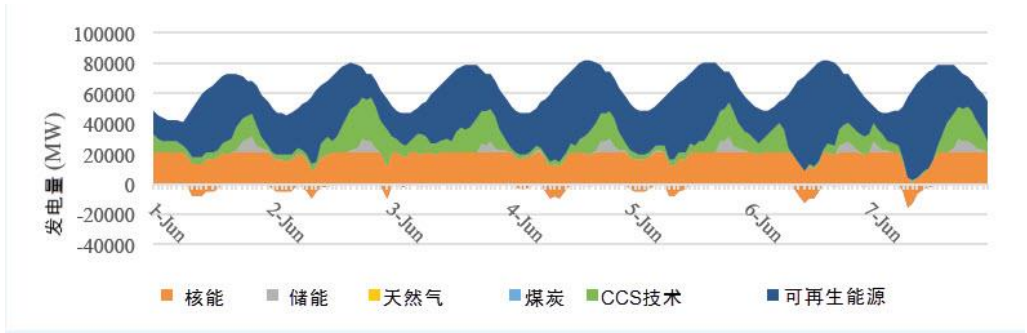


图 D.8：ERCOT 所服务的地区排放限制为 1 gCO_2/kWh 的“有核-额定成本”技术案例：结果表明对核能和可再生能源发电有很强的依赖性。

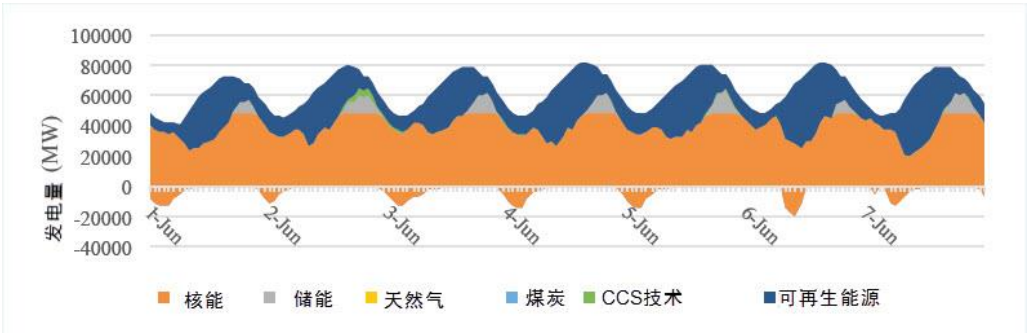


图 D.9-D.12 为 6 月 1 日至 6 月 7 日 ERCOT 所服务的地区选择“有核-低成本”方案（隔夜成本为$ 4100/kWe）的 GenX 模拟结果。

图 D.9：ERCOT 所服务的地区排放限制为 100 gCO_2/kWh 的“有核-低成本”技术方案：核能用于基荷发电，而天然气和可再生能源用于调峰发电。

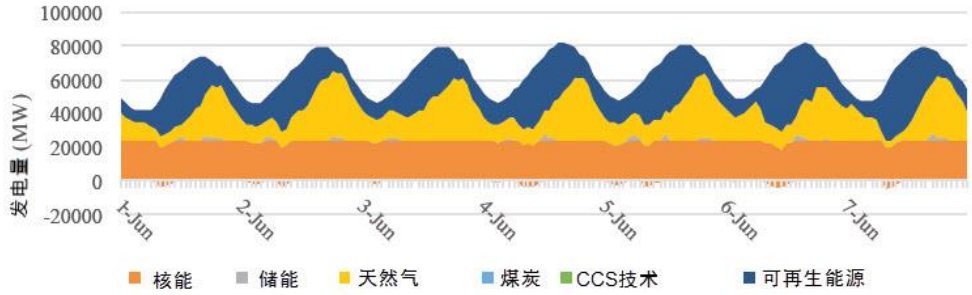


图 D.10：ERCOT 所服务的地区排放限制为 50 gCO_2/kWh 的“有核-低成本”技术方案：核能用于基荷发电，而天然气和可再生能源用于调峰发电。

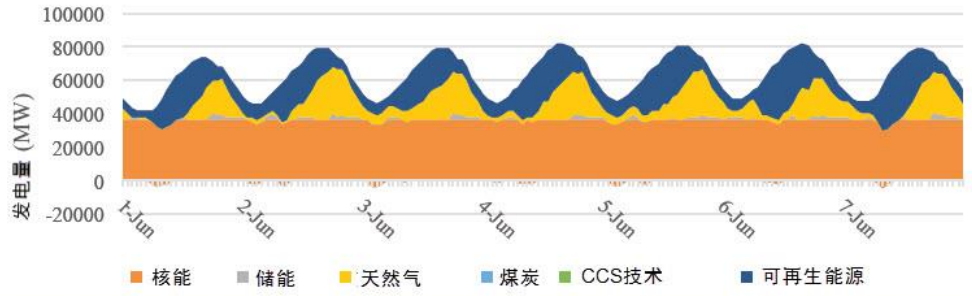
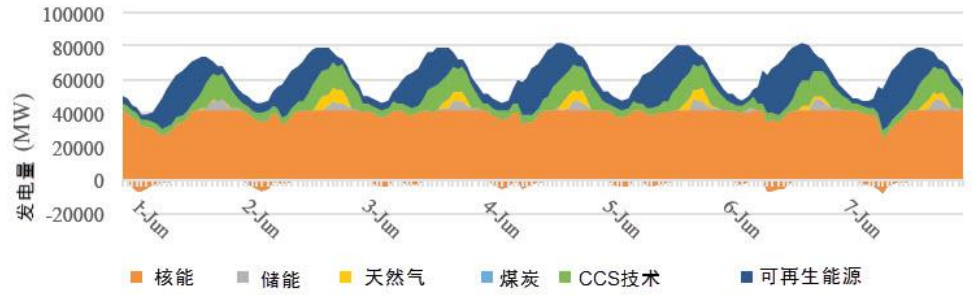
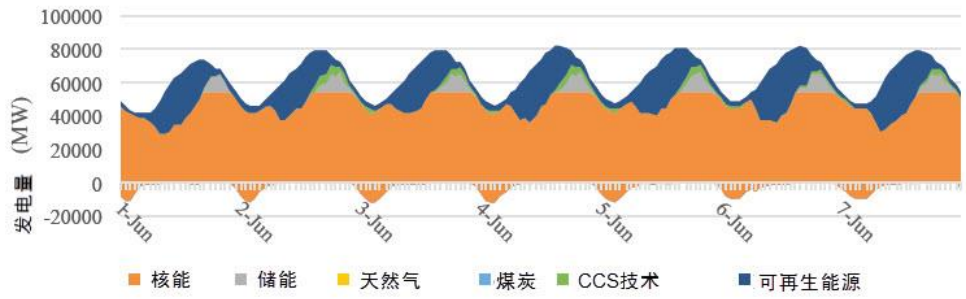


图 D.11：ERCOT 所服务的地区排放限制为 10 gCO_2/kWh 的“有核-低成本”技术方案：核能用于基荷发电，而可再生能源与耦合 CCS 的天然气 CCGT 用于调峰发电。在这种更严格的排放限制下，耦合 CCS 的天然气 CCGT 替代传统的天然气发电进行调峰发电。



D.12：ERCOT 所服务的地区排放限制为 1 gCO_2/kWh 的“有核-低成本”技术方案：核能用于基荷发电，而储能与可再生能源用于调峰发电。



附录 E
核供应链

核供应链可分为三个主要组成部分（见图 E.1）：制造、建设和运营。制造包括为反应堆制造所有必要的设备（例如，反应堆压力容器、蒸汽发生器等），以及将制造的设备运输到反应堆现场。建设包括建造反应器所必需的劳动力（例如焊工、电工等）。它还包括按时按预算完成建设所需要的建设管理。运营包括运行反应堆必须的劳动力和组件（例如，经认证的操作人员、燃料浓缩等）。

制造供应链

现代 LWR 有大约 2000 公里长的电缆，210 公里长的管道，5000 个阀门，200 个泵和 4000 吨锻件（世界核协会 2014）。主要设备包括反应堆压力容器、蒸汽发生器、冷却剂主泵、涡轮发电机、冷凝器等。有 10 家主要的核反应堆联合供应商：Framatome（以前是 AREVA）、Candu 能源、CNNC、中国国家核电技术公司、GE 和日立、韩国电力公司、三菱重工、印度核电公司、RosAtom 和东芝/西屋。其他重要的核技术供应商包括 Babcock and Wilcox、中广核集团、斗山公司、OMZ/Skoda 以及 Larsen & Toubro。

此外，还有大约 240 家核级结构、系统、组件和服务的其他供应商。2009 年，据报道，有 147 家公司持有美国机械工程师协会（ASME）颁发的“N-Stamp”核部件证书。关于核设备供应商的更多信息可以在世界核协会的供应链报告（世界核协会 2014）中找到。本报告的第五章深入研究了有关核级设备与商业级设备的主题。

大约十几年前，人们担心大型锻造能力、专用合金和稀土材料的供应链中可能会存在瓶颈。然而，现有供应商取消了计划中新建的工厂，并在供应链上进行了新的投资，缓解了这种担忧。此外，向中国转让制造技术，提高了全球制造核设备（特别是锻件）的总体供给能力。在核工业迅速发展的情况下，只要注意零部件和系统制造供应链的投资，供应瓶颈就不应成为问题（世界核协会 2014）。

图 E.1：核供应链

建设供应链

核电站项目通常由工程、采购和建筑（EPC）公司承包。这些合同的结构不同于“多包”合同，其中业主直接控制工厂的建设，并将每个承包商的承包范围分别用于“单包合同”，其中 EPC 承包商负责整个施工（世界核能协会 2014）。

有许多拥有核电站建设经验的 EPC 公司。表 E.1 列出了四个主要反应堆设计的 EPC 公司（世界核能协会 2014）。

虽然由于 EPC 公司的短缺，没有与建筑供应链相关的后勤瓶颈，但该行业在建筑监管方面存在公认的弱点。培训出一批有经验的建筑监管干部很具挑战性。这是所有重大技术和基础设施建设项目中的一个问题。由于全世界 32 个地区正在建设 55 个以上的核反应堆，因此可以集中力量在许多地点安置初级建筑经理，从而提供在职培训。让具有实际核建设经验的监管人员领导这项工作，可能是从本世纪二十年代末开始并持续到三十年代末的下一波核建设工作的有效途径。人力资源的发展和壮大需要核工业界进行统筹和协调。这样的国际合作需要从现在开始。我们还要指出，增加使用工厂制造可以帮助减少建筑供应链的挑战——这样做可以集中所需的技术人员。

表 E.1: EPC 公司

反应堆设计者	EPC 公司
EPR（法玛通公司）	• Électricité de France • Bechtel Corporation • Jacobs Engineering Group • China Nuclear Power Engineering Corporation

	• Shanghai Electric Group Corporation Ltd. • Construtora Andrada Gutierrez SA • Construtora Quieroz Galvao
APR1400（韩国电力公司）	• Korea Hydro & Nuclear Power Corporation • Samsung C & T Corporation • Hyundai E & C • Daelim Industrial Corporation Ltd. • Daewoo E & C • Doosan Babcock Ltd. • SK E & C corporation Ltd. • GS E & C Corporation
AP1000 (西屋公司)	• Chicago Bridge & Iron Corporation • Nuvia Ltd. • China Nuclear Power Engineering Corporation
ABWR1350（东芝公司和日立 GE）	• Shaw Power Group Inc. • Toshiba E & C Corporation Ltd. • Toshiba Plant Systems & Services Corporation

运营供应链

在目前对核电站人员的需求方面，没有明确的供应链障碍。目前，操作每个反应堆机组

需要大约 600 名员工。在双机组厂址，这个数量可以更少。这是因为相同的人员可以承担共同的任务。此外，人员配备的需求可以根据反应堆的大小发生变化。图 E.2 报告了两个核电站员工（不包括安全人员）的数量与反应堆大小的函数关系。2008 年，美国的平均数字是每兆瓦发电量(MWe)0.58 名员工，单堆到多堆的范围是 0.45-0.74 名雇员/MWe。(Peltier 2010)。

图 E.2:工厂雇员数量（不包括安全人员）与反应堆规模的函数

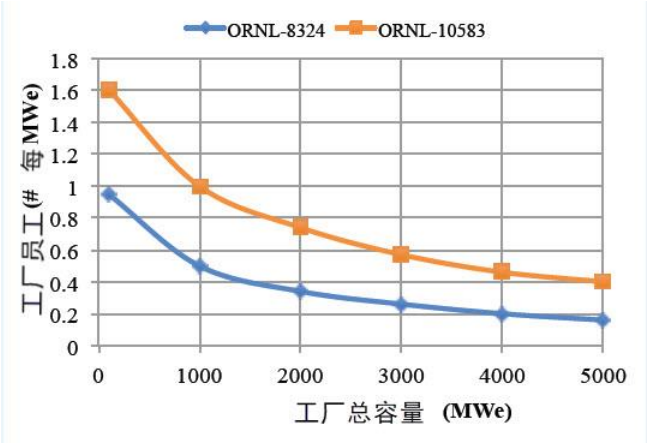
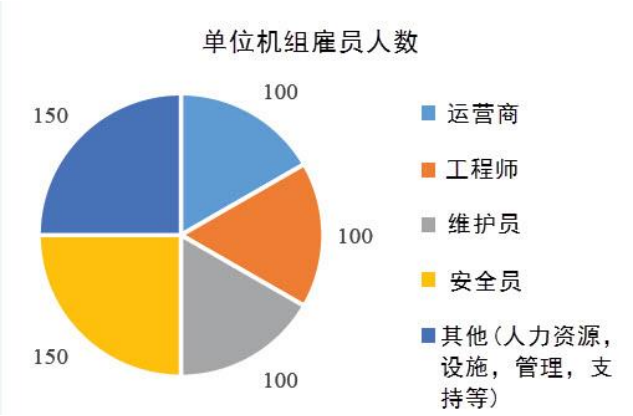


图 E.3:核电站机组员工构成分解图



E.3 显示了员工在五个类别中的总体分类：操作员、工程师、维护、安全以及其他（人力资源、设施、监管、支持等）。

在美国，培训核电站操作员需要大约两年的时间。从反应堆操作员的位置来看，成为一个控制室操作员需要大约一到五年的时间。从控制室操作员的位置来看，成为反应堆操作员培训师需要大约一到五年的时间（McAndrew Benevides 2016）。总的来说，要成为一个高级反应堆操作员需要四到十二年的时间。这些训练时间列于表 E.2 中。典型的时间进度表明，

从宣布新的工厂建设项目到工厂开始运转，将有足够的时间雇用和培训各级必要的操作人员。这一结论是基于先前的美国经验和当前的国际经验。总的来说，运营供应链没有瓶颈。

表 E.2:操作员培训时间（美国）

岗位	年数	累积年数
生产操作员	2	2
控制室操作员	1-5	3-7
高级反应堆操作员	1-5	4-12

核反应堆需要培训的其他员工是安全人员和工程师。安全人员的培训时间安排短于一年（McAndrewBenevides 2016），因此工厂运营在这一方面似乎不存在任何供应链问题。

工程师名义上需要四年的教育。然而，有经验的工程师以及电厂操作员总是有缺口的。图 4 显示了核工程专业本科、硕士和博士（Energy Futures Initiative，Inc.2017）毕业生数量的历史和当前数据。毕业人数虽然略有上升趋势，但上世纪 90 年代末和 2000 年代初的毕业生人数较少，导致核工程师的短缺，而这些核工程师现在将处于 30 多岁末和 40 出头，拥有 15-20 年的工业经验。因此，可替代退休的高级工程师的劳动力可能还太年轻，缺乏工作经验。

图 E.5 显示了铀的价格随时间的变化。该数字显示，自 2007 达到峰值以来，价格已经下跌。由于价格下跌，开发新铀储量的投资也有所下降。结果，2013 至 2015 年间，铀资源总量仅增加了 0.1%。在此期间，世界铀产量也下降了 4.1%(从 2013 年的 58,411 吨下降到 2015 年的 55,975 吨)(NEA 2016)。

虽然在过去的二十年中，在已确定的铀资源和铀生产方面几乎没有增长，但是铀供应链并没有对核能工业的未来发展构成障碍。这是因为有足够的资源来处理需求的增长。2011，麻省理工学院《核燃料循环的未来》(Kasimi 等， 2011)的研究发现，目前存在的以及承诺的、计划的和预期的铀生产场所将足以满足 IAEA 的“高核增长”设想——假设核能发电量从 377 千兆瓦（GWe）的发电量，对应每年 56,600 吨铀的开采能力；到年发电量 683 GWe，对应每年 104,740 吨铀。令人担忧的是，目前核燃料的市场状况可能会阻碍对铀生产的一些计划和预期投资。然而，如果对铀的需求量增加，这将重新刺激对生产设施的投资，避免供应短缺(NEA 2016)。

目前全球铀浓缩能力约为 5,860 万个分离功单位(SWU)，而当前全球需求约为 4,730 万 SWU。全球 2020 年度的浓缩能力预计约为 6,670 万 SWU。因此，核工业并不会面临浓缩铀供应链中的短期瓶颈(WNA 2017)。

图 E.4:美国核工程专业毕业生人数

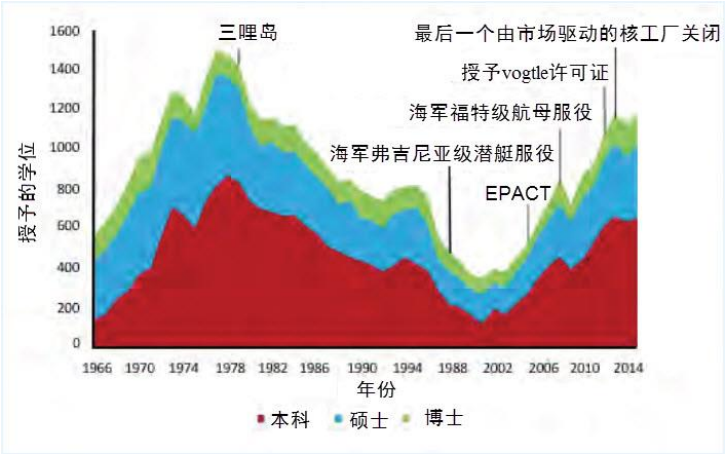
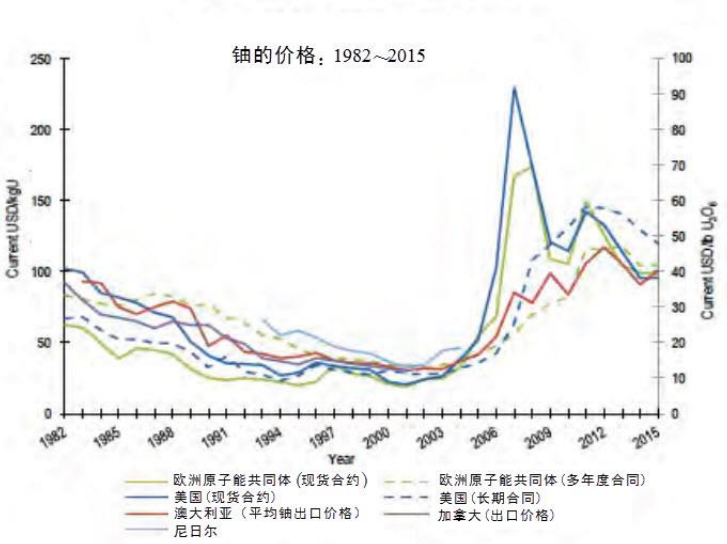


图 E.5:铀的历史和当前价格



参考文献

Energy Futures Initiative, Inc. 2017. “The U.S. Nuclear Energy Enterprise: A Key National Security Enabler.”

Kazimi, M., E. Moniz, C. Forsberg, S. Ansolabehere, J. Deutch, M. Driscoll, M. Golay, A. Kadak, J. Parsons, and M. Regalbuto. 2011. The Future of the Nuclear Fuel Cycle. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

McAndrew-Benevides, E., interview by K. Dawson. 2016. Personal interview (October 26).

Myers, M. L., et al. 1987. “ORNL/TM-10583.”

Myers, M. L., et al. 1982. “ORNL/TM-8324.”

Nuclear Energy Agency. 2016. Uranium 2016: Resources, Production and Demand. OECD.

Peltier, R. 2010. “Benchmarking Nuclear Plant Staffing.” Power Magazine, April 1. https://www.powermag.com/benchmarking-nuclear-plant-staffing/.

World Nuclear Association. 2017. “Uranium Enrichment.”

Accessed2017. http://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversionenrichment-and-fabrication/uranium-enrichment.aspx.

World Nuclear Association. 2014. The World Nuclear Supply Chain Outlook 2030. London: World Nuclear Association.

附录 F

第四代核反应堆的工艺热市场

在美国，利用核电站进行商业发电已有几十年的历史。在传统的核电站中，反应堆堆芯产生热量，这些热量转化为蒸汽，蒸汽通过汽轮机发电。然而，反应堆堆芯的原始产品是热，如果这部分热得到有效利用，就可以建立一个产品流，其价值与其电力生产的能力无关。本报告的第一节和第三节讨论了美国和世界其他地区的各类第四代反应堆应用工艺热的潜在市场。本附录对该潜在市场的实际规模进行了更详细的讨论，考虑到工业场所核工艺热应用的主要障碍是所需工艺温度的功能和各个独立工业场所的大小。

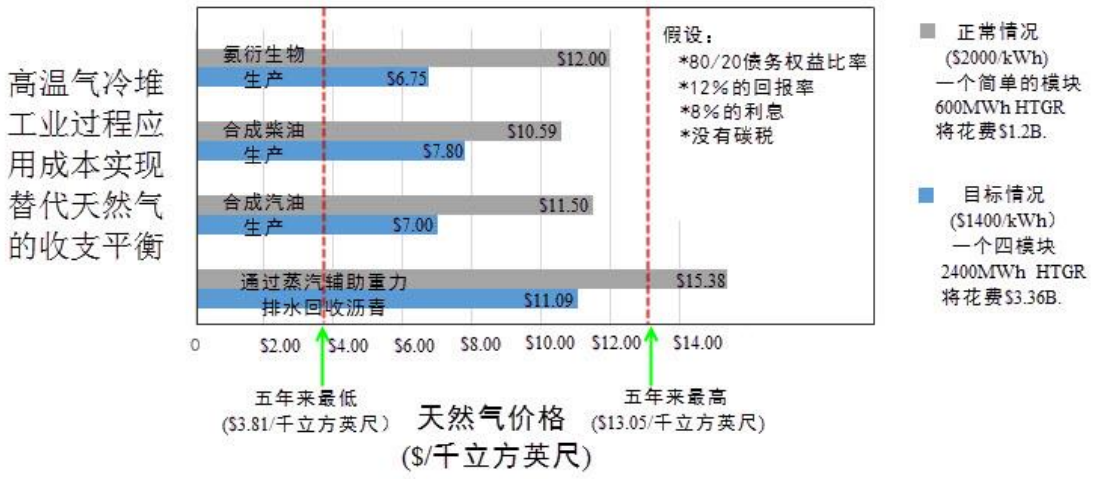
之前的工作

在之前的研究中，最初将第四代反应堆工艺热应用的潜在用途的分析重点放在美国 DOE 的下一代核电站（NGNP）项目。有三项研究成果已经验证了核工艺热的利用，详细说明如下：

报告摘要：高温气冷反应堆在工业生产过程的应用

2010 年一篇 Idaho 国家实验室研究人员发表的标题为《高温气冷反应堆在工业生产过程的应用》的报告为我们提供了高温气冷堆在工艺热应用中的技术和经济评价（Nelson, et al. 2010）。该报告没有进行详细的市场分析，而是对高温气冷堆（HTGR）技术在特定领域的应用作出了评价，包括发电、制氢、甲醇-合成汽油生产、合成柴油生产、氨生产、油砂生产、以煤为原料的天然气生产。分析结果表明，从成本上看利用 HTGR 工艺热可以替代天然气实现收支平衡，如图 F.1 所示。

图 F.1：高温气冷堆四种工业生产过程应用成本计算实现替代天然气收支平衡



报告摘要：高温气冷堆市场预测和初步经济性分析

一篇标题为《高温气冷堆预测市场和初步经济性分析》的报告在 2011 年完成，它是 NGNP 项目的一部分（Idaho 国家实验室 2011）。作者评估了美国的联合发电设备，同时验证了 HTGR 技术在生产合成燃料方面的潜力，该报告结果总结见表 F.1。

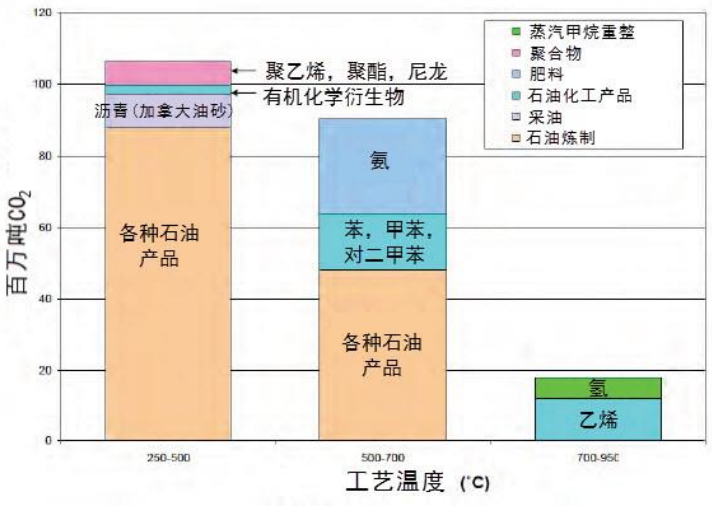
表 F.1：2011 年报告《高温气冷堆预测市场和初步经济性分析》研究结果

项目	电量要求（MWt）	600 MWt 模块数量	CO_2 减排量 百万吨）	天然气用量减少（万亿立方英尺）
热电联产	75000	125	110	2.2
产氢	36000	60	15	0.44
油砂	18000	30	23	0.41
煤/生物质作燃料和原料	249000	415	80 到 410	N/A
发电	110400	184	-150 替代联合循环燃气轮机或-300 替代煤厂	3.4（如果替代 150 联合循环燃气轮机单位）
总计	488400	814	375 到 858	

报告摘要：高温气冷堆工艺热应用调查

这份报告是由MPR的合作伙伴针对NGNP项目作出的(Konefal and Rackiewicz 2008)，报告调查了高温气冷堆技术在工艺热方面的潜在应用。作者分析了12个产业，并且将核工艺热在这12个产业中应用的优先级进行了分类，其中包括：炼油、采油、煤和天然气衍生物、石油化工、工业气体、化肥、金属、聚合物产品、水泥、药品、纸和玻璃。在美国，供应以上各个产业工艺热所需的反应堆数量见图F.2。

图F.2：供给不同工业工艺热所需的85%容量的500MW$_{th}$高温气冷堆模块的数量



(Konefal and Rackiewicz 2008)

现有的文献在这方面存在局限性。以前的报告没有逐个评估工艺热的全部市场，而是进行了针对市场范围的评估，并且只集中于美国所有工业场所中的一部分。相比之下，我们的分析试图对美国所有工业应用进行编目和分析，以评估核工艺热应用的潜在适用性。这一层次的细节很为重要，因为单个工业应用的大小可能不足以用到一座核电站，即使核电站提供的工艺热具有很高的质量。

假设

分析的总体假设概括在表F.2中。

表 F.2：工艺热市场分析的总体假设

假设	理由	含义
两个可用于工艺热应用的反应堆尺寸：150MW$_{th}$ 或 300MW$_{th}$	基于征求专家的意见建议工艺热应用的最佳反应堆尺寸	分析不包括太小的工业场所不能容纳反应堆尺寸。 考虑两个潜在反应堆尺寸的灵活性，增加计算的鲁棒性。
每个工业场所至少需要两个反应堆	根据工业有关对工艺热供给的高可靠性要求的讨论，天然气被提议作为替代备用燃料，但天然气供应可能无法得到保证	每个工业场所都会有过剩的容量。
将热负荷与潜在发电能力耦合以利用过剩的热量	参阅以下“热电联产”一节	-
每个潜在的应用需要至少 50℃的温差	为了在出口热量和工艺温度之间提供足够高的热驱动力，需要该温差值	在这个分析中不考虑高温应用。

每个第三代和第四代反应堆都有不同的可用温度限制，范围从 60℃到 900℃（在非常高温运行下的反应堆）。下面的“热有效性”部分概述了每种类型的第四代反应堆的有效热量。

热电联产

虽然大多数的工业场所所需的能源是以工艺热的形式，但这些工业设施需要电力。因此许多工业场所会联产电力。热电联产提高了总的能源效率，并且相对于分别生产热量和电力能够减少燃料消耗。

作为 EIA-923 调查（美国能源信息管理局 2017）的一部分，美国能源信息管理局（EIA）收集和传播关于所有电力生产设施的信息。为此分析，我们从中提取了关于热电联产设施的信息（表 F.3），包括北美工业分类系统（NAICS）中标识为“工业联产”、“NAICS-22 联产”和“商业联产”的工业场所。

热电联产设施产电和产热的能力为提供使用过剩的核能热量来服务工业场所电力负荷的机会。例如，如果一个工业场所需要 950 兆瓦的热能（MW$_{th}$），那么安装四个 300MW$_{th}$ 的反应堆将意味着 250MW$_{th}$ 可用于电力联产。

表 F.3：2015 年美国热电联产燃料消耗情况分析

	数值	百分比（%）
总燃料消耗（TWh）	1395	100.00
电燃料消耗（MMBtu）	659	47.23
热燃料消耗（MMBtu）	736	52.77

（美国能源信息管理局 2017）

温差要求

一般来说，热交换器有两种形式：直接接触式和间接接触式。直接接触热交换器是两种工质混合以促进传热的系统。相比之下，间接接触热交换器中，两种工质间有一道屏障，例如管式热交换器。间接热交换器符合以下公式：

$$Q = UA\Delta T_{tm}$$

其中，Q 为热交换器负荷，U 为总传热系数，A 为热交换器表面积，ΔT_{tm}为热交换器的对数平均温差。这个等式表明，保持负荷和总传热系数为常数，热交换器的对数平均温差减少意味着热交换器的表面积必须增加。因此，为了确保使用核工艺热时热交换器的驱动力充足，不需要更大的热交换器，我们假设热交换器的传热温差最低在 50℃左右。

技术成熟度

我们研究了第四代反应堆为已商业化的工业生产过程提供工艺热的适用性。我们的广泛分析集中在利用核工艺热生产合成燃料上，这是一个潜在的巨大产业。 “合成气”是一种燃料气体混合物，可用作燃料，也可用作化学药品如甲醇、二甲醚和氢的前体。合成气主要由氢、一氧化碳和有限的 CO_2组成。目前生产合成气的主要方式为天然气与水蒸汽的催化重整。水与甲烷在通常为 800℃-900℃高温下，在金属催化剂的催化下进行反应，使用的金属催化剂通常为镍（Reimert, et al.2011）：

$$CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$$

水-气变换反应还可以用于产生额外的氢气，在上述反应发生的同时，将一氧化碳与过量水进行反应就可实现。（Haussinger, Lohmuller,and Watson 2011）

$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2$$

利用核能产生的热量生产合成气的潜力是非常有限，因为该工艺需要温度要比所有第四代反应堆设计的最高温度还要高。虽然超高温反应堆（VTHR）可以产生足够高的工艺温度，

但这种生产途径的工程可行性处于低技术储备状态。目前正在进行重大的研究工作，以在较低的温度下生产合成气。

热量的获取

根据所使用的反应堆技术，核工艺热可以在不同的温度下获得。表 F.4 给出了不同反应堆的出口温度和假定的最高工艺热温度。作为一个工程极限，我们假定在保证为热传递提供足够大的热驱动力前提下，所需工艺热温度和反应堆出口温度的最小温差为 50℃。

如表 F.4 所示，最大反应堆出口温度来自 VHTR，使用氦气可以达到 900℃的高温。因此，我们的分析只考虑那些需要在低于 850℃温度下加热的工业过程。

表 F.4：不同反应堆的出口温度和最高工艺热温度

反应堆类型	反应堆出口温度（℃）	最高工艺热温度（℃）
第三代堆	300	250
熔盐反应堆	600	550
超高温反应堆	900	850
高温气冷堆	700	650
钠冷快堆	500	450
氟高温堆	600	550

美国核工艺热的潜在市场

本节根据美国当前的核工艺热需求来研究核工艺热的潜在应用。

美国总体能源市场

2014 年，美国消耗了 98.3 千万亿英制热量单位（Btu）的一次能源（图 F.3 和表 F.5）。如果由 1117 MW_e/3400 MW_t（Schulz 2006）的 AP1000 反应堆来满足这一总能源需求的话，将需要大约 1040 个 AP1000 反应堆（表 F.5）。当然，目前并非所有的一次能源需求都由核反应堆来满足，特别是在运输系统（除非电动汽车得到广泛部署）。我们还研究了三代+和第四代反应堆进入工业工艺热应用的额外市场能力。

图 F.3：2014 年美国一次能源消耗的来源和行业情况

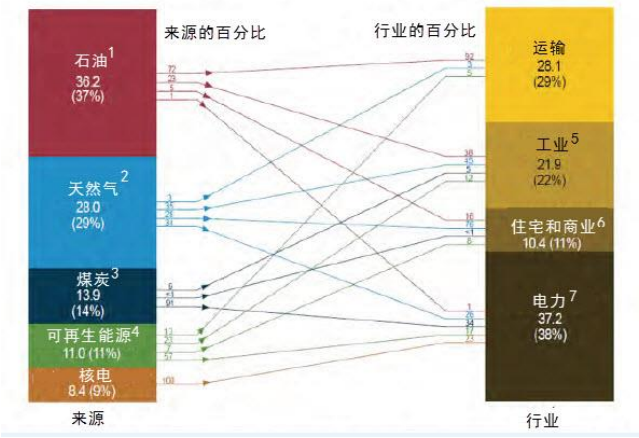


表 F.5：2014 年美国一次能源消耗和 AP1000 核反应堆当量数量

行业	一次能源消耗（千万亿英制热量单位 Btus）	一次能源消耗（TWhr）	热负荷的当量 AP1000 反应堆数	百分比（%）
运输	27.0	7910	286	27.5
工业	21.4	6270	227	21.8
住宅和商业	11.3	3310	120	11.5
电力	38.5	11280	408	39.2
总计	98.3	28810	1040	100.0

特定地点温室气体排放

美国环境保护署（EPA）从美国所有工业场所收集了超过最低 CO_2 排放当量（CO_2-e）25000 公吨（MT）的温室气体（GHG）排放数据。温室气体排放被分解为来自各种来源的 CO_2 当量排放吨数，其中包括但不限于直接 CO_2 排放、甲烷排放、氯氟烃（CFC）和氢氟烃（HFC 和 HCFC）排放。数据库也分为 9 大类和 41 个特定类别（表 F.6）。

表 F.6：环境保护署温室气体数据库的行业概述

行业类型	描述	2015 年温室气体排放量（百万公吨 CO_2-e）	数据收集设施的总数
电厂	发电设施包括燃煤发电站和天然气涡轮机	1696	1480

石油和天然气系统	包括上游油气和天然气生产设施与天然气加工、压缩和管道设施	232	2413
炼油厂	将原油加工成汽油、煤油和其他石油制品的炼油厂	176	144
化学制品	化学设施包括石化和其他化工产品，如氨和氢	174	462
矿物质	包括水泥、玻璃、石灰和苏打灰生产设施	115	379
废料	包括填埋废弃物、固体废物燃烧和废水处理设施	112	1540
金属	包括商品金属生产设施，如炼钢厂和炼铝厂	90	297
纸浆和纸	生产木浆和纸的设施	38	232
其他	包括一系列不同的设施，例如食品加工、乙醇生产、电子产品生产	140	1433
总计	由于多个行业包含在多个组中，所以各部分的总和大于实际的总和	3046	8033

EPA 数据库用于识别可能在工艺热应用中使用核技术的大型工业场所。分析采用的的广泛假设归纳见表 F.7。为了计算温室气体的减排效益，分析还考虑了被替代的化石燃料的不同碳强度（表 F.8）。

表 F.7：与温室气体排放分析有关的假设

假设	理由	含义
核工艺热的使用仅影响热生产的直接 CO_2 排放；它不减少工艺相关的排放	如果温室气体是由直接参与该过程的化学反应产生的，则使用核技术供应工艺热将不会影响这些排放	无分析结果
工业设施的容量因子为 90%（Sinnott, Richardson, and Coulson 2013）	由于维修和计划外的停机，所以没有工业设施持续全年运行	每个工业设施的等效功率将高于一年的平均功率。

只考虑非生物排放	在全燃料循环基础上，生物燃料被认为没有净 CO_2 排放，因为这些排放是在燃料原料的再生过程中捕获的	高碳排放点，但来自生物燃料（如糖厂）的排放不做考虑
如果该过程产生用作燃料的废料流，那么核热不会取代该燃料源	如果废弃物可以用作燃料源，那么这是对废弃物最有效的利用	拥有大量废物流的工厂不需要额外的热量

表 F.8：燃料源的 CO_2 含量

燃料	**CO2 含量（MT/GW_{th}）**
煤（无烟煤）	353.9
煤（沥青）	318.4
煤（褐煤）	333.4
煤炭(次烟煤)	331.7
柴油和取暖油	249.7
汽油	243.3
丙烷	215.2
天然气	181.1

（美国能源信息管理局 2016）

方法

通过基于 web 的应用程序接口（API）系统实现与数据库的直接交互，用于下载 Excel 操作所需要的相关数据。最初，数据库用来比较每个工业场所的直接 CO_2 排放量，后来缩减为仅考虑那些年 CO_2 排放量超过 21 万吨的设施。这个临界点的逻辑是，最清洁的天然气燃烧设施，运行在 90%的容量情况下，会产生大约 147 兆瓦的功率，刚好低于 150 兆瓦最小反应堆尺寸所产生的功率。这种做法将清单中设施数目减少到了 1398 个独立工业场所。然后，根据它们的主导目的将这 1398 个独立工业场所分成了不同的行业和产业，并单独分析以确定它们的总燃料消耗有多少可以被核工艺热取代。分析中考虑的因素包括所需的工艺温度和核工艺热所能提供的热负荷大小。

核反应堆

由于分析的具体目的是评估核技术的工艺热应用，所以我们不考虑主要业务为发电的设施（尽管核反应堆显然是可以用来发电的，并且可以取代其他燃料类型的发电厂）。

然而，我们确实考虑生产热（通常是以蒸汽的形式）和电的热电联产设施。在 EPA 数据库中 CO_2 排放量超过 21 万吨限制的 776 所发电厂中，有 115 所是热电联产厂。我们对这部分的发电厂进行分析以确定它们中有多少可以被核设施替代，结果见表 F.9。美国最大的蒸汽生产设施之一是米德兰热电联产厂（MCV），它向陶氏（Dow）和道康宁（Dow Corning）公司供应蒸汽。MCV 可以生产高达 580℃的蒸汽，所以我们将该温度作为分析所需的温度限值。（Miland Cogeneration Venture 2017）

表 F.9：热电联产的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	工厂数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
热电联产厂	150 MW	580℃	100	575	77655 MW	86250 MW
热电联产厂	300 MW	580℃	70	276	70983 MW	82800 MW

石油和天然气系统

EPA 数据库中包含 131 个被划分在石油和天然气系统下的工业场所。这些场所都涉及石油和天然气的生产或加工，例如陆上生产设施和天然气加工设施。由于这些厂址的性质，我们确定它们中没有一个适合用于核工艺热应用。

炼油厂

本节讨论独立炼油厂和炼油与石化工厂（与炼油作业无关的化工厂在下一节进行介绍）的核工艺热应用。EPA 数据库列出了 108 个符合我们排放标准的炼油厂，其中有 5 个工厂还涉及石化工业。

表 F.10 描述了炼油厂典型主要单元及其各自的热需求。除了烷基化单元外，所有其他单元都在高于 350℃温度下运作，流体催化转化器的运作温度高达 700℃。因此，所有这些单元设施都可能适合使用第四代核反应堆的工艺热。

炼油厂通常也会使用甲烷水蒸汽重整技术生产氢气。如前所述，氢气的生产由于特殊的

热需求，所以该分析中不包括这种产氢方法。炼油厂在进行液体催化裂化时的最高工艺温度是 700℃，因此我们假定核工艺热的温度必须达到至少 750℃，才能用于该类设施。

表 F.10：炼油厂主要装置单元的热需求情况

工艺单元	描述	热需求	能量使用量（1000 千万亿英制热量单位 Btus/每桶）
常压蒸馏	常压蒸馏装置是进行原油蒸馏的主要装置。它能分离石脑油、煤油、柴油和油渣。	在进入塔前，原油被加热到约 350℃。塔底的温度也是约为 350℃。	109.1
真空蒸馏	利用真空蒸馏装置将油残渣分离出来而不发生热裂解。	需要重沸器的温度约为 350℃。	89.1
延迟焦化器	在延迟焦化器中，最重的碳氢化合物上升到它们热裂解点以上，从而形成较短的碳氢化合物和石油焦。	延迟焦化器的进料必须加热到约 480℃。	140.5
减粘裂化	减粘裂化装置是一种将重烃热裂解成轻烃的装置。	原料必须加热到约 450℃。	88.5
加氢处理	加氢处理装置用于从精炼石油产品中去除硫。	加氢处理装置发生的反应发生在 300℃到 400℃间（这些反应都是放热反应,因此不一定可捕获）。	80.8
加氢裂化	在氢存在下使重烃裂解以产生饱和烃。	温度可以达到 425℃（这是放热反应,因此不一定可捕获）。	158.9
流化催化裂化	裂化较重的烃以产生较短的链式烃。	运行在非常高的温度，约为 700℃（需要燃烧焦炭，因此不可恢复）。	182.8
催化重整器	用固定床催化反应器将低辛烷值燃料转化为高辛烷值燃料的过程。	需要加热到约为 550℃。	263.9

烷基化	将低值轻烃转化为高值高辛烷烃类。	工作温度约 30℃。	244.6

（美国能源信息管理 2016b）（碳氢化合物出版公司 2012）

独立炼油厂

在 EPA 数据库中 108 个足够大的炼油厂中，有 103 个与石化工厂无关，这些工厂设施的目的是将原油加工成汽油、煤油和其他烃类产品。炼油是一个高度复杂和综合的过程，由于目标产品（如航空燃料与柴油）和原料供给（如轻质原理与重质原油）的差异，每个炼油厂都是独特的。然而，必须指出的是，我们分析的 47 家炼油厂也会在现场生产氢气，而生产氢气产生的排放不包括在该分析中。由于每个炼油厂都有不同的热量需求，我们调查了 103 家炼油厂以确定它们可以使用多少核工艺热来替代化石燃料消耗（表 F.11）。我们的研究结果表明，炼油厂利用核工艺热的可能性相对较小，这主要是因为炼油厂内部消耗了自己的废气流，主要是燃料气。燃料气是原油提炼过程中的一种废料，通过在现场焚烧提供工艺热。例如，伊利诺伊州的 CITGO Lemont 炼油厂，每天可炼制 16.7 万桶石油，仅有产生 5.36% 的可由核工艺热替代的燃料来源排放。

表 F.11：独立炼油厂的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	工厂数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
独立炼油厂	150 MW	750℃	20	80	9972 MW	12000 MW
独立炼油厂	300 MW	750℃	10	33	7920 MW	9900 MW

炼油石化厂

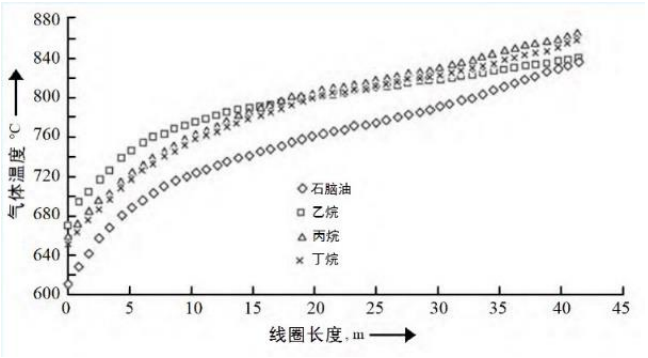
美国有五家炼油厂是与化工厂共址，这五家分别是 ExxonMobil Baytown、 ExxonMobil Baton Rouge、ExxonMobil Beaumont、 Shell Deer Park 和 Norco Manufacturing。这五家工厂都在现场生产烯烃，生产过程中需要大量热量分解烷烃链。工厂生产的两种主要烯烃是乙烯和丙烯，分别主要用于聚乙烯和聚丙烯的生产。

烯烃是由蒸汽裂解产生的：在高温蒸汽中分解乙烷和丙烷。由于反应动力学原因，整个过程的进行十分困难，因为在反应器中很容易形成焦炭。

蒸汽裂解需要非常高的工艺温度（图 F.4）：乙烷和丙烷都必须在 880℃的温度范围

(Zimmermann and Walzl 2012)内。由于我们分析了应用的传热限制,因此确定核技术无法胜任此事，在足够支持烯烃生产的温度下核能无法提供合适的工艺热。因此,核能只能为精炼过程种提供工艺热（表 F.12）。

图 F.4：辐射线圈的工艺气体温度



（Zimmermann and Walzl 2012）

表 F.12：炼油石化厂的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	工厂数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
炼油石化厂	150 MW	750℃	5	35	4962 MW	5250 MW
炼油石化厂	300 MW	750℃	5	19	4962 MW	5700 MW

化学制品

EPA 数据库包括总计 124 个足够规模的化学设施（根据其 CO_2 排放量），以证实对潜在核工艺热的应用调查。为了分析工艺热需求，将这些工厂设施分成六个子类：肥料、制氢、石化产品、尼龙 66、磷酸制备和空气分离。

肥料

在我们的分析中考虑了美国二十一个肥料生产设施。世界上使用最广泛的肥料是氨基化合物,它们通过添加氮来肥化土壤。氨也是一种重要的商品,因为它被广泛用作原料化学品。氨是由 Haber-Bosch 工艺生产的，它包括在大约 550° C 的铁催化剂下，氢和氮进行的反应：

$$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$$

由于需要高压和化学势能，再加上氢气生产和氮气分离，该工艺的总能量需求非常高。氨生产设施通常与尿素和硝酸生产设施共址，因为氨是这两种产品的前体。尿素使用 Bosch-Meiser 工艺生产，硝酸使用 Ostward 工艺生产。这两种工艺都是放热反应，并且在高于 250℃温度下不会发生反应。

氨生产涉及两个主要的反应：蒸汽甲烷重整制氢、氮氢合成氨（表 F.13）。表 F.13 表明，第一反应是氢的生产，该反应是能量密集和吸热过程，而第二级反应是放热的。正如已经指出的，我们的分析表明，基于目前的技术储备，氢气的生产无法使用核工艺热。由于氨生产的主要热需求与氢气生产有关，核工艺热也不适合于氨生产。

表 F.13：氨生产反应

反应	反应焓
$CH_4 + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2$	$\Delta H = 252.8 kJ/mol$
$N_2 + 3H_2 \rightarrow 2NH_3$	$\Delta H = -91.8 kJ/mol$

制氢

美国有 34 个规模足够大可考虑使用核工业热的产氢设施。然而，正如之前指出的，目前的制氢方法需要的温度高于核系统能提供的工艺温度。因此，在当前技术条件下，核工艺热将无法用于这些设施。

石化产品

石化产品是类似塑料和润滑剂等现代产品的构成部分。我们确定了分析中考虑的 48 个不同的足够规模的石化产品设施。这 48 个设施被分为七个子类：烯烃、炭黑、甲醇、丙烯腈、苯乙烯、乙二醇和乙烯基。一些设施可以生产多种产品：例如，一些综合性化工厂生产 50 多种产品；在这些情况下，工厂设施被分配到最适合其主要产品的子类。

烯烃

烯烃是一种链状烃，至少含有一个碳碳双键。常见的例子包括乙烯，丙烯，丁二烯。烯烃通常用于生产聚乙烯和聚丙烯等长链聚合物产品。分析中包含美国 24 个主要用于生产烯烃的设施。不过，正如已经指出的，“裂化” 工艺所需的高温意味着核工艺热通常不适用于烯烃生产(尽管裂化可能在使用 VHTR 或焦耳加热法以达到 900℃下进行)。

炭黑

炭黑是一种由碳组成的煤烟物质，它通常用作橡胶制品（如轮胎）的添加剂，以及塑料和油漆中的黑色颜料。美国有九个主要生产炭黑的工厂，生产温度范围从 1200℃到 1900℃，因此不适合采用核工艺热。

甲醇

分析包括四个以甲醇为主要生产产品的设施。甲醇主要是通过在 200℃与 300℃之间的铜/氧化锌（Cu-ZnO）催化剂上传递合成气生成的。因此，热限制需求主要是用于合成气的生产，如前节所示，该需求与核工艺热不符合。核工艺热不适用于甲醇生产设施。

丙烯腈

分析包括美国三个主要生产丙烯腈（C_3H_3N）的化工厂。丙烯腈的主要用途是作为生产聚丙烯腈（一种普通的塑料）的基本构成单元。生产丙烯腈的主要反应包括丙烯在催化剂催化下的氨氧化，催化剂通常是钼酸盐催化剂。该反应发生在 400℃ - 510℃，可能产生废物 CO_2。

$$2C_3H_6 + 2NH_3 + 3O_2 \rightarrow 2C_3H_3N + 6H_2O$$

该过程所需的工艺温度符合核工艺热的使用条件，因此，我们分析了美国的三家丙烯腈工厂，以确定其核热需求。分析并没有包括反应产生 CO_2 的部分。结果表明，只有其中一个工厂有可能使用核工艺热，且只适用一个 150 MW 功率的反应堆（表 F.14）。

表 F.14：丙烯腈厂的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
化学品—丙烯腈	150MW	510℃	1	2	184 MW	300 MW

苯乙烯

苯乙烯（C8H8）是用于生产聚苯乙烯的一种重要的化学品。分析包括美国三个主要生产苯乙烯的工业设施。该生产工艺涉及乙苯脱氢，类似于制造链式烯烃的工艺，但温度较低。该工艺反应在 620℃左右氧化铁催化剂催化下的过量蒸汽中发生。

$$C_8H_{10} \rightarrow C_8H_8 + H_2$$

苯乙烯生产的工艺温度可能符合核工艺热的使用条件（F.15），但是没有能够容纳 300 MW 反应堆的工厂。

表 F.15：苯乙烯厂的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
化学品—苯乙烯	150MW	620℃	3	6	696 MW	900 MW

乙二醇

乙二醇（$C_2H_6O_2$）是一种用于防冻和构成聚酯纤维的有用的化学品。分析包括五个主要生产乙二醇的工业设施。乙二醇生产涉及到采用硫酸作为催化剂，在 200℃下将环氧乙烷与水进行反应。

$$C_2H_4O + H_2O \rightarrow C_2H_6O$$

为供立即使用，前体环氧乙烷也会在现场生产。环氧乙烷是用银催化剂在 220℃和 275℃之间氧化乙烯制成的。

$$C_2H_4 + \frac{1}{2}O_2 \rightarrow C_2H_4O$$

核工艺热可用于乙二醇生产（表 F.16）。应注意的是，乙二醇是在大型石化厂通过消耗

大量的燃料气体生产的。

表 F.16：乙二醇厂的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
化学品—乙二醇	150 MW	275℃	5	17	2090 MW	2550 MW
化学品—乙二醇	300 MW	275℃	5	10	2090 MW	3000 MW

氯乙烯

分析包括四家氯乙烯生产设施。氯乙烯是在聚氯乙烯（PVC）生产中最常用的化学组分单体。氯乙烯最常见的生产途径包括三个步骤：直接乙烯氯化、乙烯氧氯化和最终 1,2-二氯乙烷裂解生产氯乙烯。

最高温度（500℃-550℃之间）是在最终裂解阶段需要。该温度范围与潜在的核工艺热应用相符合（表 F.17）。

表 F.17：氯乙烯厂的核工艺潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
化学品—氯乙烯	150 MW	550℃	4	16	2119 MW	2400 MW
化学品—氯乙烯	300 MW	550℃	2	6	1725 MW	1800 MW

尼龙 66

分析包括两个生产尼龙 66 及其前体的设施。除了氢重整，核工艺热可以用来取代这两个工厂中所有的其他燃料消耗，因为尼龙 66 所需的最大工艺温度大约是 300℃。在这些设施上使用核工艺热所达到的 CO_2 减排效果见表 F.18（除氢重整器除外）。

在特定条件下，这两个设施都足够大，因此都可成为应用核工艺热的潜在候选者（表 F.19）。

表 F.18：在尼龙 66 生产设施上使用核工艺热的 CO_2 年减排潜力

生产工厂	**CO_2 总排放（吨）**	氢重整排放（吨）	核替代工艺热排放（吨）	**MW 当量**
Ascend Performance Materail	1061220	186991	874229	613
英威达公司（**Invista S.a.r.l.**）	907103	70	907033	635

表 F.19：尼龙核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
化学品—尼龙	150 MW	550°C	2	6	1248 MW	1800 MW
化学品—尼龙	300 MW	300°C	2	10	1248 MW	1500 MW

磷酸制备

分析包括美国两所磷酸生产设施。然而，这些设施中的大多数温室气体排放都与工艺有关，并非来自供应工艺热量的化石燃料。当我们只考虑与工艺热相关的碳排放时，这两个设施都不足以使用 $150MW_{th}$ 的核反应堆。

空气分离

分析包括美国的两个空气分离设施。这些设施通过冷却空气到低温水平，然后蒸馏出它的两个主要组分，来产生氧气和氮气。大部分相关的 CO_2 排放来自联合循环天然气厂，它提供的电力为两个工厂设施所需的主要能源。因此，这些设施不适用于核工艺热应用。

矿业

分析包括美国 149 个从事矿物生产的设施。根据其 CO_2 排放量，这些设施的规模足以使用于核工艺热应用。这些设施可进一步分为五类产品：水泥生产、石灰生产、玻璃生产、纯

碱生产、钛白生产。

水泥生产

水泥是建筑的关键材料，已经使用了数千年。最常见的现代水泥被称为硅酸盐水泥。硅酸盐水泥是通过磨制并组合各种材料，然后在水泥窑中加热而生产的。当窑炉加热到 1500℃开始旋转生成熟料。在熟料冷却后，将其碾磨，然后与石灰石和石膏混合生成最终的产品水泥。所用材料的混合物可包括：石灰石、贝壳、粉笔、泥灰、页岩、粘土、板岩、高炉炉渣、硅砂和铁矿石。由于运行窑所需温度较高，因此核工艺热不适用于水泥生产。

石灰生产

石灰，或称氧化钙，是一种在建筑中广泛使用的材料。它也可以用作化学原料。石灰通常是由碳酸钙（即石灰石）分解成氧化钙和 CO_2 产生的：

$$CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$$

这种煅烧过程要求温度高于 1000℃。因此，在石灰生产设施中不能使用核工艺热。

玻璃生产

玻璃是由混合，然后熔化和退火各种氧化物所形成的非晶态。玻璃生产中常用的氧化物包括二氧化硅、氧化钠、氧化钙、氧化镁和二氧化铝。所需的加工温度很高：超过 1500℃。因此，核工艺热不能用于玻璃生产。

纯碱生产

苏打灰（纯碱），也称为碳酸钠，通常用于玻璃生产（因此称为“苏打玻璃”）和其他工业生产。虽然有许多方法生产纯碱，但美国有大量的天然碱，一种碳酸氢钠和碳酸钠的复盐，可以加工成纯碱。天然碱在大约 300℃的温度下煅烧，碳酸氢钠分解成碳酸钠，并失掉任何多余的水：

$$2NaH(CO_3)_2 \cdot 2H_2O \rightarrow 3NaCO_3 + 3H_2O + CO_2$$

分析包括美国 4 个生产纯碱的设施（表 F. 20）。我们考虑的这 4 个设施都有足够的热量需求，有可能适用于核工艺热应用（注意，这将仅取代由燃烧源的 CO_2 排放，而不是工艺 CO_2 排放）（表 F. 21）。

表 F.20：美国苏打灰生产设施

设施	燃烧源的年 CO2 排放（吨）	苏打灰工艺的年 CO2 排放（吨）	CO2 燃烧源的电当量（MW）
Tronox Westvaco	1590456.72	306023.10	697
Tata Chemicals Partners	1130499.91	279818.40	531
Solvay Chemicals	829434.56	319673.00	352
Ciner Wyoming	317395.76	423996.78	222

表 F.21：苏打灰核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
矿物—苏打灰	150 MW	300℃	4	14	1802 MW	2100 MW
矿物—苏打灰	300 MW	300℃	3	7	1580 MW	2100 MW

钛白粉生产

分析包括美国的五个二氧化钛生产设施。二氧化钛（Titanium Dioxide，也称 Tinania）有一系列的用途，范围从钛金属生产到用作白色颜料。现有的美国生产设施利用氯化物工艺生产高纯度二氧化钛产品。控制反应如下：

$$TiO_2 + 2Cl_2 + C \rightarrow TiCl_4 + CO_2$$

$$TiCl_4 + O2 \rightarrow 2Cl_2 + TiO_2$$

第一次反应发生在 800℃和 1200℃之间，第二次反应发生在 900℃和 1400℃之间。由于与工艺有关的 CO_2 排放量大，且工艺温度很高，这些设施不适合用于核工艺热应用。

废物

美国有 24 个废物处理设施，根据其温室气体排放量，它们的规模足够大，因此在分析中加以考虑。这些设施包括垃圾填埋场和固体废物焚烧厂。由于这些排放源来自不可避免的

废物流，因此核工艺热不适用于这类设施。

金属

美国有 64 个独立的设施从事金属生产，基于其 CO_2 排放量，这些设施规模足够大，可以考虑核工艺热的应用。这些金属生产设施可分为六个不同类别：钢铁生产、铝生产、铁合金生产、镁生产、氧化铝生产和制造。

钢铁生产

钢铁是由铁矿石生产的，通常是赤铁矿（Fe_2O_3）和磁铁矿（Fe_3O_4）。高炉炼铁是生产生铁的主要技术。焦炭、助熔剂和烧结铁矿石被装入高炉顶部，而热风通过底部的风口注入。热风与焦炭和其他注入的燃料反应产生一氧化碳，这将铁矿石还原为生铁。然而，逸出的气体不完全氧化，可以用作另一种的燃料，即高炉煤气。

炼铁前，焦煤必须转化为焦炭，这通过在没有氧气的焦炉中加热焦煤来实现。焦化过程将煤中的挥发性气体排出，增加焦炭中的碳浓度。这些挥发性气体，被称为焦炉气体，通过燃烧为焦炉和其他钢铁厂提供热量。

钢铁生产提供了从工艺本身以高炉煤气和焦炉煤气的形式回收热量和燃料的机会。除了直接从过程中生产的燃料外，该过程需要少量的燃料。我们以伯恩斯港（Burns Harbor）的 ArcelorMittal 钢铁厂为例进行研究，因为该工厂是 2015 年美国 CO_2 排放量最高的钢铁厂。

2015 年，伯恩斯港的 ArcelorMittal 钢铁厂产生 9460478 吨的 CO_2。其中，6290873.9 吨来自固定燃烧源，3169604.1 公吨来自生产工艺本身——即来自点火装置、推焦操作和基础氧气处理炉。表 F.22 显示了 ArcelorMittal 钢铁厂 2015 年固定燃烧源的 CO_2 排放量。

表 F.22: 2015 年在伯恩斯港 ArcelorMittal 钢铁厂使用的燃料类型及其 CO_2 排放量

燃料类型	CO2（吨）	百分比（%）
高炉煤气	4692206	74.6
焦炉煤气	704416	11.2
天然气	894252	14.2
总计	6290874	100.00

表 F.22 显示，伯恩斯港钢铁厂的 CO_2 排放的 14%来自于与非工艺相关的燃料来源，即天然气。然而，该设施需要比由核工艺热提供的更高的工艺温度。例如，烧结厂是将铁矿粉烧

结成更大材料的关键步骤，该工艺要求温度高达 1200℃。因此，核工艺热不能取代目前钢铁生产设备中天然气产生的工艺热。

直接还原铁

一种新兴技术使用合成气直接还原铁矿石。然而，这种方法生产的铁矿石目前仅占全球铁矿石产量的 6%（大约）。由于目前核工艺热不适合商业化合成气生产，因此不考虑对这种设备进行进一步分析。

铝冶炼

铝冶炼是将氧化铝还原为铝金属。该过程是通过电化学电池在所谓的“Hall-Heroult 过程”中完成。氧化铝在 1000℃温度下与熔融冰晶石（Na3AlF6）结合，然后电流通过混合物，铝被还原为金属，而氧与碳阳极发生反应。

$$Al_2O_3 + \tfrac{2}{3}C \rightarrow 2Al + 3/2CO_2$$

因为该过程需要电化学电池，它需要大量的电力。铝设备的两个主要碳排放源是发电和碳阳极的消耗。因此，铝冶炼不是核工艺热应用的候选。

铁合金生产

我们考虑了美国 4 个生产铁合金的设施，包括硅金属生产设施和铁硅合金生产设施。这 4 个设施所需的温度都远远高于使用核工艺热所能提供的温度。

镁生产

在美国，只有一个规模足够大的镁生产设施可供我们考虑：U.S. Magnesium。生产过程涉及在电解池中还原氯化镁。因为它依赖于电化学，也就是说，电是用来生产镁，因此该过程不适合于核工艺热。

$$MgCl \rightarrow Mg + Cl_2$$

氧化铝生产

氧化铝是一种铝的氧化物，可用作耐火材料、研磨剂和金属铝的生产。氧化铝主要由铝土矿，一种铝基矿石，使用所谓的拜耳（Bayer）法生产。在该过程中,铝土矿的组分铝在大约 180℃下溶解在氢氧化钠中，然后冷却和重结晶以生产氢氧化铝：

$$Al_2O_3 + 2NaOH \rightarrow 2NaAlO_2 + H_2O$$
$$H_2O + NaAlO_2 \rightarrow Al(OH)_3 + NaOH$$

然后，氢氧化铝在约 1100℃的高温下煅烧，生成纯化的氧化铝产品：

$$Al(OH)_3 \rightarrow Al_2O_3 + 3H_2O$$

由于在煅烧过程中需要高温，所以核工艺热不适用于氧化铝的生产。

制造

基于温室气体排放量，美国有 3 个制造厂，这些工厂规模足够大，在分析中加以考虑。这些是铸造厂，熔化钢铁然后铸造产品。由于熔融钢需要高温，所以核工艺热不适合这些设施。

纸浆和纸张

根据 CO_2 排放量，美国有 59 个纸浆和纸生产厂，这些厂规模足够大，在分析中被纳入考虑。这里需要指出，我们只考虑来自化石来源的排放，而不考虑来自生物质的燃烧的排放。例如，在 2015 年，WestRock 公司弗吉尼亚 Covington 工厂的通用固定燃料燃烧装置主要由天然气产生 1036795 吨的 CO_2，以及由木材和木材残留物燃烧产生 604235.5 吨的生物质 CO_2。我们的分析仅考虑非生物热源作为核工艺热应用的潜在候选。

纸浆生产涉及到许多不同的工艺，从机械分离到化学过程。一旦纸浆被生产出来，它就在造纸机中被压缩，多余的水分通过压缩和加热去除。然而，所有这些工艺的共同点是，它们需要的工艺温度较低，温度要求最高的蒸汽干燥环节也只需要 300℃。在我们考虑的 59 个工厂中，有 51 个规模足够大，可以使用 150 兆瓦核反应堆的工艺热（见表 F.23）。

表 F.23：纸浆和纸的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
纸浆和纸	150 MW	300°C	51	142	16890 MW	21300 MW
纸浆和纸	300 MW	300°C	22	42	10742 MW	14700 MW

其他

EPA 数据库中的额外的 38 个设施归属于“其他”类别。我们分析了其中的 28 个设施，将它们分为 6 类：食品加工、醋酸纤维素、特种塑料和化学品、大学、盐水和金矿。

食品加工

我们的分析包括美国的 18 个食品加工设施，其生产一系列产品，从维生素 E、生物乙醇和糖，到玉米淀粉和果糖糖浆。鉴于这些产品种类繁多，我们对这些设备的最高工作温度作了假设。具体来说，我们假设使用复杂有机物和食品基材料的工艺的最高工作温度约为 300℃（例如，假定蔗糖在 186℃分解，当温度更高时我们就可以认为是产品中的有机成分开始分解）。这个假设最终的结果见表 F.24。

表 F.24：食品加工的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
其他—食品	150 MW	300°C	14	78	10345 MW	11700 MW
其他—食品	300 MW	300°C	10	38	9549 MW	11400 MW

醋酸纤维素

弗吉尼亚州（Virginia）Narrows 市的醋酸纤维素生产厂，是美国唯一一个规模大到可以考虑使用核工艺热的工厂。醋酸纤维素是纤维素的醋酸酯，它有广泛的用途：从膜基材到合成纤维。醋酸纤维素由醋酸与醋酸酐在催化剂（通常是硫酸）存在下与纤维素材料的反应生成。该反应有较长的停留时间，在此期间醋酸纤维素从溶液中析出，然后被过滤并纺丝。涉及的工艺温度不能过高，约为 200℃。因此，该设施可使用核工艺热（表 F.25）。

表 F.25：其他-醋酸纤维素核工艺热应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
其他—醋酸纤维素	150 MW	200℃	1	3	350 MW	450 MW
其他—醋酸纤维素	300 MW	200℃	1	2	350 MW	600 MW

特种塑料及化学品

我们的分析包括 5 个生产特殊化学品和塑料的工厂（表 F.26）。这些设施的最高工艺热要求是 550℃，该温度主要用于催化剂的生产。表 F.27 总结了这 5 个工厂的分析结果，包括了它们所需的工艺热负荷。

表 F.26：特种塑料和化学品生产设施所需温度

设施	产品	需求温度	理由
SABIC Innovative Plastics Mt.Vernon（沙伯基础创新塑料，弗农山）	热塑性塑料	300℃	高于此温度，热塑性塑料开始降解
Ticona Polymers Incorporated（蒂科纳聚合物公司）	乙酰和液晶聚合物以及热塑性塑料	300℃	高于此温度，聚合物和塑料开始降解
Oxea Corp Bay City Plant (OXEA 公司海湾城市工厂)	中级醇，醛类和酯类	250℃	烯烃氢甲酰化制醛的工艺温度
美国 Kraton 聚合物	合成聚合物和橡胶	300℃	高于此温度，聚合物开始降解
BASF 公司	催化剂	550℃	沸石催化剂的生产需要在此温度下将高岭土转化为偏高岭土

表 F.27：特种热塑性塑料的核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
其他—特种化学品	150 MW	550℃	4	9	994 MW	1350 MW

其他—特种化学品	300 MW	550°C	1	2	349 MW	600 MW

大学

分析中有七所大学被归入“其他”类别。它们都是可以直接在现场生产自用的热量和冷却水的大型场所，并且它们所生产的热量不会用于工业用途。我们假设这些大学的内部热负荷所需的温度为 200℃。由于规模较小，这些场所都不足以容纳一个 300 兆瓦的反应堆。核工艺热的总潜在应用如表 F.28 所示。

表 F.28：大学核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
其他—大学	150 MW	200°C	6	12	1308 MW	1800 MW

盐水

Searles Valley Minerals 是位于加州的一个工业工厂，利用 Searles 湖的盐水生产硼砂、硼酸、碳酸钠和其他产品。该设施 95%的直接 CO_2 排放来自两个煤粉锅炉，剩下的 5%归因于天然气的消耗。2015 年，这三种能量来源产生的热量约为 4853.91 千兆瓦时（GWh），有效热负荷为 616 MW。这些热的大部分用于从盐水中蒸发水分，从而生产无水产品。假定需要低工艺温度，核工艺热是潜在适用的。根据我们的假设，Searles Valley Minerals 将有可能运营 3 座 300 兆瓦的反应堆（见表 F.29）。

表 F.29：盐水核工艺热潜在应用

类型	反应堆规模	所需温度	厂址数量	反应堆数量	所需热负荷	供应热负荷
其他—盐水	150 MW	300°C	1	5	616 MW	750 MW
其他—盐水	300 MW	300°C	1	2	616 MW	900 MW

金矿

有一所金矿被归于“其他”类别。这个设施是垂直整合的，因为它既开采黄金又加工黄金。由于熔炼黄金需要高温，它的熔点为 1064℃，核工艺热不适用于该设施。

美国工业工艺热的总体市场

我们对美国核工艺热应用的总体潜在应用的估计总结在表 F.30 和 F.31 中，分别假设反应堆大小为 150 MW_{th}和 300 MW_{th}。在我们的分析中的总热负荷为 131231 MW，即每年 1035 太瓦时（TWh），这仅占美国工业部总一次热能的 16.5%。这一市场潜力相对较小的主要原因有两个：首先是一些主要的热能工业消费者，主要是炼油厂，使用炼制过程中产生的燃料气体来满足他们自己的大部分能源需求。

第二个原因是在目前的限制条件下，无法商业化生产氢气。如果氢能在核工艺热的温度下以商业规模生产，市场的潜在规模将迅速扩大。目前美国第二代反应堆的装机容量约为 300GW_{th}，这意味着我们对热负荷应用总体潜力的估计约为现有反应堆容量的五分之二。

表 F30：核工艺热潜在应用-150MW_{th}反应堆规模

类型	温度需求	工厂数目	反应堆数目	热负荷需求	供应热负荷
热电联产厂	580°C	100	575	77,655 MW	86,250 MW
独立炼油厂	750°C	20	80	9,972 MW	12,000 MW
炼油厂—石化厂	750°C	4	35	4,962 MW	5,250 MW
化学品—丙烯腈	510°C	1	2	184 MW	300 MW
化学品—苯乙烯	620°C	3	6	696 MW	900 MW
化学品—乙二醇	275°C	5	17	2,090 MW	2,550 MW
化学品—氯乙烯	550°C	4	16	2,119 MW	2,400 MW
化学品—尼龙	300°C	2	6	1,248 MW	1,800 MW
矿物质—苏打灰	300°C	4	14	1,802 MW	2,100 MW
纸浆和纸	300°C	51	142	16,890 MW	21,300 MW
其他—食品	300°C	14	78	10,345 MW	11,700 MW
其他—醋酸纤维素	275°C	1	3	350 MW	450 MW
其他—特种化学品	550°C	4	9	994 MW	1,350 MW
其他—大学	200°C	6	12	1,308 MW	1,800 MW
其他—盐水	300°C	1	5	616 MW	750 MW

表 F.31：核工艺热潜在应用-300MW_{th}反应堆规模

类型	温度需求	工厂数目	反应堆数目	热负荷需求	供应热负荷
热电联产厂	580°C	70	276	70,983 MW	82,800 MW
独立炼油厂	750°C	10	33	7,920 MW	9,900 MW
炼油厂—石化厂	750°C	4	19	4,962 MW	5,700 MW
化学品—乙二醇	275°C	5	10	2,090 MW	3,000 MW
化学品—氯乙烯	550°C	2	6	1,725 MW	1,800 MW
化学品—尼龙	300°C	2	10	1,248 MW	1,500 MW
矿物质—苏打灰	300°C	3	7	1,580 MW	2,100 MW
纸浆和纸	300°C	22	42	10,742 MW	14,700 MW
其他—食品	300°C	10	38	9,549 MW	11,400 MW
其他—醋酸纤维素	200°C	1	2	350 MW	600 MW
其他—特种化学品	550°C	1	2	349 MW	600 MW
其他—盐水	300°C	1	2	616 MW	900 MW

美国以外的核工艺热市场

用于说明表 F.30 和 F.31 中所示结果的详细信息不适用于世界其他地区的工业设施。为了粗略估计全球工业工艺热市场的规模，我们使用两个因素对美国数据进行了缩放：美国炼油产能相对于全球炼油产能的比例，以及用于衡量总体经济产出的美国国内生产总值（GDP）相对全球 GDP 的比例。我们在应用这些尺度因子时的主要假设是核电容量的全球分布与美国相同。然而，总的来说，美国的大容量工厂的比例更高。这意味着，我们可能高估了全球工业设施在核工艺热应用方面的潜力。

尺度因子

本节描述了基于炼油厂产能和 GDP 数值将美国的分析结果延伸应用到世界其他地区的尺度因子方法。

炼油能力

2015年,美国炼油厂平均日生产量为620.7万桶,占当年全球总产量的20.4%(BP 2016)。20.4%这个数值用于衡量美国炼油厂和石化厂的数据，以估计这类设备的全球工艺热市场规模。

国内生产总值比较

虽然石油和化肥生产设施有明确规定的产率和产能，但其他类型的可能利用核工艺热的工业设施却无法获得这个信息。对于这类行业，我们假设相对于美国的潜在工艺热应用比率反映了世界 GDP 与美国 GDP 的比率。2015 年，美国 GDP 为 180366.5 亿美元（以美元计），而全球 GDP 为 741887 亿美元（World Bank 2017）。这意味着在 2015 年，美国占世界经济产出的 24.3%。因此我们使用 24.3%的比例来计算美国核工艺热在非炼油厂工业的潜在应用对世界其他地区的相关应用占比。

世界范围的核工艺热容量

利用上述定义的尺度因子，我们估计了核工艺热在全球范围内的潜在应用，假设为 57 万 MW_{th} 的负荷，使用 300 MW_{th} 的反应堆（表 F.32）。这大约是美国国内潜在市场估计量的 5 倍。

表 F.32：假设使用 30 万千瓦反应堆估算世界范围内的核工艺热潜在应用

类型	尺度因子	反应堆数量	供应热负荷
热电联产厂	0.243	1136	340800 MW
独立炼油厂	0.204	162	48600 MW
炼油厂—石化厂	0.204	94	28200 MW
化学品—丙烯腈	0.204	50	15000 MW
化学品—乙二醇	0.204	30	9000 MW
化学品—尼龙	0.243	42	12600 MW
矿物质—苏打灰	0.243	29	8700 MW
纸浆和纸	0.243	173	51900 MW
其他—食品	0.243	157	47100 MW
其他—醋酸纤维素	0.243	9	2700 MW
其他—特种化学品	0.243	9	2700 MW

其他—盐水	0.243	9	2700 MW

燃料市场

虽然工业在美国的一次能源使用总量中占有相当大的份额，但其能源使用量却低于运输业（2014 年为 214 亿 Btu，而运输业为 270 亿 Btu）（图 F.3）。利用核能供应运输行业的能源需求，可以显著扩大核能在总体能源结构中的作用和相应 CO_2 的减排量。

目前运输行业几乎 100%依赖液态石油燃料，因此我们针对三个假设运输业的主要燃料供给发生了重大范式转变的情况来进行潜在应用分析。这三种情况分别假设电气化、氢燃料和生物燃料完全替代目前与运输有关的化石能源消耗。我们不考虑其他潜在的合成燃料选项，例如气体-液体燃料和 CO_2-液体燃料。我们的方法比较了这些非石油燃料与现有传统运输燃料的效率（如电、氢、生物燃料），以估计每种情况下的总运输能源需求：

$$\text{利用新型燃料所需能量} = \frac{\textit{新型燃料的效率}}{\textit{传统燃料的效率}} \times \text{传统燃料燃烧所需的能量}$$

用于此分析的其他假设详见表 F.33。

表 F.33：运输燃料市场假设

假设	理由	含义
目前运输车队的平均效率为 20%（能源效率和可再生能源办公室 2015）。	这是内燃机的平均效率。	不考虑运输车队的多样性（例如，卡车和汽车）。然后，应该给出一个足够的一阶近似。
热电转换效率为 35%。	这是平均热电转换比率。	对于更高温度的热工艺，35%被认为是比较低的效率。

电气化

要使运输业电气化则需要用电动机和电池取代内燃机和燃油箱。一些汽车制造商最近发布了所有的电动车型（如宝马 i3、日产 Leaf 和通用 Bolt）。电动汽车比内燃机汽车效率高得多，平均效率为 60%（能源效率和可再生能源办公室 2015）。如果电动汽车想要在美国普及应用，则每年需要 2640 TWh 的电力。

氢燃料使用

如果氢气要成为零碳运输的首选途径，就需要新的制氢方法，因为目前主要依赖于蒸汽甲烷重整的方法，这会产生 CO_2 排放。我们考虑了种可供选择的制氢方法：水的电化学分解和水的热化学分解。

氢燃料电池的平均效率为 50%，远远高于传统内燃机。这意味着，如果用氢动力汽车取代现有的美国汽车，则每年需要 3164 TWh 的氢气。由于氢气能量值较低，大约 121.5MJ/kg。这意味着，使用氢气为美国运输业提供动力，每年需要 9.375×10^{10} 千克的氢（DOE2006）。

水的电化学分解（电解）

在电解过程中，电流通过水将水分解成氢气和氧气：

$$2H_2O \rightarrow 2H_2 + O_2$$

一般工业规模的电解将电能转化为氢气的效率约为 70%。然而，正在进行重大的研究工作，开发新的技术来提高这个效率。使用目前的电解技术，大约需要 574 GW 的发电量以生产足够的氢气供美国的车辆运行。这一水平的发电量对应于 1630 GW 或 5461 个 300 MW 核反应堆的热负荷。

水的热化学分解

与电解（电流用于分解水）不同，热化学分解使用化学循环过程来分离氢和氧。目前最发达的工艺是硫碘工艺，其热交换效率约为 50%。这个工艺有一个额外的好处，就是不用输入电力就能将热量直接转化为氢气，从而提高效率。因此，这种制氢途径需要的反应堆比电解少得多。然而，已经提出的热化学循环都存在必须克服的技术问题。尤其是硫碘法，它的过程涉及在大约在 830℃的温度下使用硫酸，这意味着我们必须克服相关材料的问题。

表 F.34：电气化反应堆的需求

类型	300 MW 反应堆数目	热负荷需求	电力负荷需求
电气化	3186	956 GW	335 GW

表 F.35：氢电解反应堆的需求

类型	300 MW 反应堆数目	热负荷需求	电力负荷需求
氢-电解	5461	1630 GW	574 GW

表 F.36：氢-热化学反应堆的需求

类型	300 MW 反应堆数目	热负荷需求	电力负荷需求
氢-热化学反应	2676	803 GW	

生物燃料使用

有两种主要类型的生物燃料：生物乙醇和生物柴油，它们涉及不同的生产方法。生物乙醇是通过从生物质原料（通常是甘蔗或玉米）中发酵糖来生产的，而生物柴油则是通过将脂类与酒精反应生成脂肪酸酯来生产的。众所周知，制造生物燃料需要消耗大量的能量，因为这一过程需要从细胞中提取必要的成分，其中包括细胞壁的分解。传统生物燃料的“能源投资回报”（EROEI）目前仅为 1.3，这意味着每 1 焦耳（J）用于制造生物燃料的生物质能里只有 0.769 焦耳（J）可用。

假使生物燃料用于内燃机，则美国完全过渡到依赖这种运输燃料来源意味着每年需要 7910 TWh 的生物燃料能源。使用 EROEI 为 1.3，并假设所有投入的能源都以核反应堆热量的形式提供，我们估计需要 1305 GW 的核能来生产出足够的生物燃料满足美国汽车运行的需求。

不同运输方式的比较

我们对零碳运输的不同途径的分析清楚地表明：水的热化学分解的总能量需求最低。这主要由于氢燃料电池汽车的高效率以及热转化为氢的高效率。然而，应该指出的是，我们的分析并没有考虑一些潜在的重要技术问题，例如，水的热化学分解的材料问题和生物燃料的土地使用问题。当然，可能还有其他潜在的技术或社会问题会阻碍或倾向于其中的某一种技术。

表 F.38 中的一项重要发现是：利用核能供应不同的零碳运输燃料相关的热负荷的数量级大约是工业领域潜在工艺热应用的 10 倍（大约是 1000 GW 对 100 GW）。这表明，交通运输业为未来扩大核能作用提供了更大潜在市场。

表 F.37：生物燃料反应堆的需求

类型	300MW 反应堆数目	热负荷需求	电力负荷需求
生物燃料	4348	1305 GW	

表 F.38：不同运输能源选项对核反应堆需求的比较

类型	反应堆数目	热负荷需求	电力负荷需求
电气化	3186	956 GW	335 GW
氢-电解	5461	1630 GW	574 GW
氢-热化学反应	2676	803 GW	-
生物燃料	4348	1305 GW	-

结论

我们对美国适合于核工艺热应用的工业设施的分析表明，仅 16.5%的国内工业热市场可以使用核能供应。这主要是因为许多工业场所使用燃料气体副产品和废物流作为能量来源，并且因为目前氢的商业生产需要的温度比核反应堆所能提供温度更高。然而对工业的碳排放施加限制，将阻碍在工业场所使用内部生产的燃料气作为能源。还需要工艺热工业重新设计许多现有工艺，以便能与无碳能源进行更大的整合，从而为核能创造一个更大的应用市场。

核能的另一个潜在未来市场是为运输业提供电力或合成燃料。这种潜力是巨大的，而且可能比工艺热市场的潜力大一个数量级。

参考文献

BP. 2016. “BP Statistical Review of World Energy June 2016.” London: BP.

Haussinger, P., R. Lohmuller, and A. Watson. 2011. “Hydrogen, 2. Production.” In Ullmann’s Encyclopediaof Industrial Chemistry.

Hydrocarbon Publishing Company. 2012. “Refinery Energy Management - Latest Technologies and Strategies to Enhance Operational Economics.” http://www.hydrocarbonpublishing.com/ReportP/report12.pdf.

Idaho National Laboratory. 2011. High Temperature Gas-Cooled Reactor Projected Markets and Preliminary Economics. Idaho Falls: Idaho National Laboratory.

Konefal, J. and D. Rackiewicz. 2008. Survey of HTGR Process Energy Applications. Washington D.C.: MPR Associates Inc.

Midland Cogeneration Venture. 2017. “Combined Cycle Technology.” July 7. http://www.midcogen.com/combined-cycle-tech.php.

MPC. 2017. “Texas City Refinery: Texas City, Texas.” http://www.marathonpetroleum.com/Operations/Refining_and_Marketing/Refining/Texas_City_Refinery.

Nelson, L., A. Gribik, V. Maio, M. McKellar, M. Patterson, and R. Wood. 2010. Integration of High Temperature Gas-Cooled Reactors into Industrial Process Applications. Idaho Falls: Idaho National Laboratory.

Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. 2015. "All-Electric Vehicles." Fueleconomy.gov, U.S. Department of Energy. https://fueleconomy.gov/feg/evtech.shtml.

Reimert, R., F. Marschner, H.J. Renner, W. Boll, E. Supp, M. Brejc, W. Liebner, and G. Schaub. 2011. “Gas Production, 2. Processes.” In Ullmann’s Encyclopedia of Industrial Chemistry, 423-479. John Wiley and Sons, Inc.

Schulz, T.L. 2006. “Westinghouse AP1000 advanced passive plant.” Nuclear Engineering and Design 1547-1557.

Sinnott, R., J. Richardson, and J. Coulson. 2013. Chemical Engineering: An Introduction to Chemical Engineering Design. Elsevier.

U.S. Department of Energy. 2006. “Hydrogen Fuel Cells.” October. https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/doe_fuelcell_factsheet.pdf.

U.S. Energy Information Administration. 2017. “Form EIA-923 Detailed Data.” April 26. https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/.

U.S. Energy Information Administration. 2016a. “How much carbon dioxide is produced when different fuels are

BURNED?" JUNE 14. HTTPS://WWW.EIA.GOV/TOOLS/FAQS/ FAQ.PHP?ID=73&T=11.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. 2016B. "REFINERY CAPACITY REPORT." WASHINGTON D.C.

WORLD BANK. 2017. GROSS DOMESTIC PRODUCT 2017. APRIL 28. HTTP://DATABANK.WORLDBANK.ORG/DATA/DOWNLOAD/GDP.PDF.

ZIMMERMANN, H., AND R. WALZL. 2012. "ETHYLENE." IN ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 465-526. WEINHEIM: WILEY.

附录 G

关于其他产业的开发、展示和部署案例的调查结果

为深入了解新一代核能技术商业化的有关问题，我们调研了其他产业在引入一系列与之前不同的新技术和产品时遵循的开发、展示和部署案例。具体地说，我们与在美国从事相似的技术密集型产业的专家进行了一系列调查，这些产业包括化工厂、煤炭厂、海上石油和天然气、喷气发动机、制药、汽车、卫星和机器人。我们希望能通过对比核能技术与其他产业的部署模式，得出一些不同之处和相似之处，并探究核工业是否可以采取某些策略来减少和降低新产品部署的过长时间和高额成本。（并不是所有的受访者都回答了所有的问题，但问题列表足够宽泛，可以引申到与我们研究相关的信息。）在访谈的基础上，我们对各种技术进行了分类，并确定了不同产业的成本和部署时间范围。在本附录的最后部分，我们总结并概括了这些产业的重要特征。

技术分类：

我们根据以下的标准和特点，对所调查的行业进行了分类：

- **大规模产业（LS）**——技术产品外观巨大，需要现场组装的一些产业；换言之，在规模上与核电站相近。
- **研发和监管测试产业(ERD)**——这些产业花费大量的时间构建、测试模型或进行演示；并进行广泛测试；与监管机构有着密切合作。
- **高回报产业（HR）**——产品的边际成本远低于市场价格和产品销售量大的产业。这些产业往往是商业产业和创新自由度最高的产业。
- **工厂制造、建造模块化和供应链可靠的产业（FF）**——能够降低现场生产需求来优化成本的产业；换言之，这些产业已经实现了发展高效性，这对核技术的发展与前景是至关重要的。

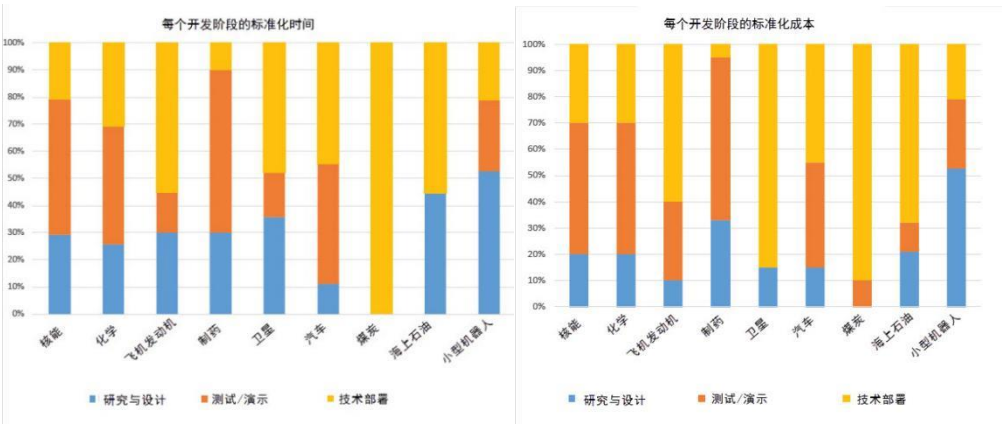
技术部署的时间及成本范围

根据对产业专家的采访，不同产业部署新技术所需的时间和成本范围[12]如表 G.1、图 G.1 所示。图 G.1 展示了对调查产业的三个主要阶段（研究和设计、测试/演示和部署））的成本和时间趋势进行深入分析的结果。

表 G.1：不同产业部署新技术的时间及成本范围

产业	时间（年）	成本（$B）
核能	18-30	10-16
化工业	10-15	3-10
飞机引擎	10-15	3-5
制药业	9-15	1.6-2
卫星	9-10	1-3
汽车	3-5	1-1.5
煤	3-5	1-1.25
海上石油	3-4	0.01-1
小机器人	2-3	0.03-0.04

图 G.1:不同产业在新技术开发的每个阶段所花费的时间比例（左）和预算比例（右）。



开发时间最长的产业（核、化学、飞机引擎、制药）在技术部署阶段花费的时间都相对较少，反而将大部分时间集中在测试/演示阶段。与之相关地，这些产业同时也是与监管部门互动合作最多的（不包括化学产业）。核工业与美国 NRC 密切合作，飞机引擎制造商与联

[1] 访谈专家预测的成本和时间范围。

[2] 高成本与高度生产多样化产品的相关工业，如卫星、化学品和海洋石油。

邦航空管理局（FAA）合作，制药工业与食品药品监督管理局（FDA）密切互动。化学产业是一个特例，虽然化学公司必须与美国国家环境保护局（EPA）合作，但他们大部分是自我监管的。尽管如此，化学产业的测试过程也很复杂、步骤繁多，通常用一系列小规模但功能齐全的生产示范设施进行测试。建造这些小规模设施的需求是与化工业在发展一个新产品的过程中花费大部分资金的在产品部署的测试/演示阶段相呼应的。

成本密集型产业产生的大部分新产品部署费用并不都与对应的开发阶段相关。化工企业建设示范设施（测试/演示）的费用较大;汽车工业将大部分产品开发预算用于开发新生产线（技术部署）；研发新药的大部分成本花费在严格而昂贵的临床试验上，这些临床试验需要验证新药的性能（测试/演示）；部署一个新的海上石油钻机的主要成本在于钻井建造（技术部署）。

行业调查结果综述

化工设施（LS）

化工设施因其所生产产品的性质而有很大差别。因此，开发其中一项设施的费用也有很大差别，从 30 亿美元到 100 亿美元不等。大型化工项目通常使用现有技术进行建设；新设计通常是对现有技术进行衍生或复制，以降低成本和事故发生的可能性。

部署阶段

•研究可能需要长达 2 到 10 年的时间。

•展示包括建造小规模的设施。分为测试规模的设施（5 百万-5 千万美元的资本投资；建造 2 年，运行 2-4 年）和市场开发设施（更大的场地展示成本和规模；建造 2-4 年）。重大失误往往只发生在较小规模的项目中。

•部署包括建造一个商业规模的设施（建造 6 年）。

监管及安全保障

这个行业在很大程度上是自我监管的，但是美国国家环境保护局、地方条例和其他机关会监管设施的环境影响（例如排放）。安装和运行这些设施是需要运营许可证的。

航空引擎业（LS,ERD）

新式航空发动机是基于未来 10-15 年航空公司的需求设计的；只有航空业发展前景光明时，才有开发新发动机的需求。通常情况下，飞机的设计是不完整的，需要与不停迭代发展的发动机框架相匹配。这种部署案例的创新非常有限，因为飞机框架对发动机有物理形状和尺寸约束。

飞机发动机以低于建造发动机的价格出售给机身制造商。发动机制造商只有通过维修和维护发动机才能产生利润。这种独特的商业模式最近出现了转变。

部署阶段

•研究与开发（R&D）阶段包括提出一个新想法，说服高管和飞机制造商认可这个想法的价值，以及试飞演示模型（模型为概念引擎）。作为一个原型，这个演示模型的不足之处在于它只展示了引擎的独特之处和新部件（需要 2-4 年，1.5 - 2.5 亿美元）。

•单独的组件和子系统也要提前几年进行测试。在建造演示模型之前，引擎制造商通过运行模拟程序（运行基本原理的计算机模型）来测试各种理念。

•测试与演示：飞行测试（1-2 年）

•技术部署：公司将发动机并入机身（1-2 年），并开发最终产品，包括详细的工程和认证（5-6 年）。

预算

•创意开发成本：约 1 亿-2 亿美元

•建造演示模型：约 5000 万美元

•细节工程及认证：约 10 亿美元

监管及安全保障

联邦航空管理局（FAA）颁发航空发动机认证。FAA 要求生产商制造进行约 15 个引擎进行测试。生产商需要演示发动机能够：（a）在一定条件下长时间运行；（b）在破坏性故障下可以安全运行。

制药业（ERD,HR）

开发一种新药并将其推向市场的平均时间为 14 年（Schuhmacher, Gassman，和 Hinder 2016）。在市场内部有大量的竞争，但同时公司之间也有合作。在制药业中风险资本模型是最普遍的模型之一。小型公司往往会有更多的创新，而大型公司会根据已有专利生产新产品。小公司从这种动态中获益，因为他们需要大公司的资源、专业知识、市场和品牌来部署他们的创新产品。

部署阶段

•研究与开发（R&D）：探索与研发（需要 4 年半）是指在实验室中研究新药的时间。这些早期的工作通常由大学或公共研究机构进行。开发新药的预开发阶段往往发生在研究者致力于了解特定疾病时。预开发阶段后通常是药物研发阶段，这个阶段科学家们探索对抗疾病的方法从而研发新药。科学家们在寻找到一种有效的方法之前可能会有数以千计的方案。

•测试/演示：新药物要经过密集的、多阶段的系列测试，从临床前研究（1 年）开始，在此阶段，药物要经过实验室测试（体外测试）和动物测试（体内测试）以确定其安全性。临床前试验之后是临床研究，在此期间，药物在人类受试者身上进行测试。典型的临床试验包括三个阶段，它们的规模、复杂性和时间（分别为 1.5 年、2.5 年和 2.5 年）将逐步增加。

•技术部署（18 个月）:在这一阶段，制造商向食品药品监督管理局（FDA）提交申请，申请药物销售许可。FDA 的审查过程大约需要 6-10 个月。

预算

•药物发现和临床前研究：33%

•临床开发：63%

•提交给 FDA：5% （Schuhmacher, Gassman, 2016）

监管及安全保障

整个药物开发过程都受到 FDA 的严格监督和审查。公司必须向 FDA 提交详细的申请才能从临床前试验推进到临床试验。审查会花费大概 30 天时间。由于该行业的测试/演示过

程极其严格且成本高昂，因此在 5000 种候选药物种，只有一个可以进入许可阶段。

在批准了一项新的药物申请（NDA）后，FDA 还会在该药物可供公众使用后对其安全性进行监控，并对生产该药物的设施进行检查。在任何时候，药物开发商都可以向 FDA 寻求帮助或技术援助。FDA 还可以咨询公司，以确定进行试验的最佳方法。

卫星（FF）[3]

由于项目类型和复杂性的巨大差异，部署卫星项目的成本变化很大。一般成本从 1000 万美元到 10 亿美元不等。新卫星的部署从想法到发射都需要大约 10 年的时间，且差异很大。

部署阶段：

•R&D：美国国家航空航天局（NASA）创造了“设计规划”一词来描述项目需求的两个阶段，包括成本预估、进度安排以及系统设计。在第一阶段，A 阶段（“想法和技术开发”），确定新技术，并制定其开发计划，使用预先已开发的技术，以减轻风险并减少测试计划。在 B 阶段（“初步设计和技术完成”），针对各种程序要求制定了更详细的计划。在两阶段项目制定期结束时进行初步设计审查，审查中，项目必须证明其能够在成本和进度安排限制内满足所有系统要求。

•测试/演示：进行主要的检查，即关键决策点 C（KDP-C），以评估初步设计并确定项目是否准备进入下一阶段。这个审查是由独立专家完成的，他们对项目的技术和规划方法、项目风险和进度进行评估。在此审查之后，项目继续推进到阶段 C，在此期间完成设计，制造测试单元，测试组件。第二次设计检查在 C 阶段的后半段进行。

•技术部署：在 D 阶段，系统集成，以及其他支持基础装置的安装完成。系统组装、集成、测试和发布活动也是 D 阶段的一部分。E 和 F 阶段包括运行、维护和项目结清。

预算：

成本是变化的，通常在 10 亿到 30 亿美元之间，取决于项目的适用范围和对卫星的要求。研究和设计大约需要总时间的三分之一，25%的时间用于测试，其余的时间用于实际演

[3] 与研究卫星有关的数据和信息。

示。

监管及安全保障

大多数卫星开发过程都是内部管理的，没有太多外部强加的监管要求（只有涉及到射频（RF）频谱分配，射频干扰，以及使用放射性同位素电源的核安全时，才需要应对监管要求）。项目开发过程中有各种各样的控制点，如 NPR 7120.5 中的规定，以及 NASA 太空飞行计划和项目管理要求（2012），关键节点评审，以及项目可取消、未确认、重组等关键决策点。

与核工业类似，卫星也要根据工艺、电子元器件、材料和技术过程的要求来决定硬件和软件的飞行质量，这些严格的要求增加了完成项目所需的时间和成本，但对于确保卫星的成功是必要的。

汽车（HR,FF）

汽车行业是大规模生产的领先者。用来促进大规模生产的方法之一是保证车辆的部件最大标准化生产。客户看不到的组件被简化并在工厂内部统一生产，只对外部可见的特性进行修改。这种方法便于大批量生产并降低开发成本。

部署阶段

•研究与开发（R&D）：研究与开发研究阶段指汽车到达经销商处之前 10 年或以上所进行的任何事情。在此阶段中，汽车的概念设计正在开发中。高级工程是指在完成前 3-5 年的时间内为实现这一概念而进行的工作。在这一阶段中，不同的车辆零部件被研制出来。

•测试/演示：投放生产前的前两年，即整车组装和制造的阶段。这也是制造商在汽车层面进行测试和鉴定的时期。

预算

•研发：5%-10%

•测试/演示：30%

•制造：60%

监管及安全保障

在投入生产前的阶段，开始进行安全、排放、碰撞测试及安全性测试。组件的自检在此之前进行。虽然有些标准是在联邦级别确定的，但不同地区有不同的要求。在美国，有一些特定的官方测试地点会将测试标准化，以证明符合行业法规。由于这些要求的地域性，制造商常常不得不针对不同的地区修改他们的汽车设计。因此，供应链通常也是在当地形成的。大多数测试是在整车完成装配后才开始展开。此外，所有生产设施必须符合职业安全与健康管理局（OSHA）的规定。

燃煤电厂（LS）

预算

燃煤电厂行业受益于成熟的技术和标准的设计（该行业几乎不需要开发新技术）。因此，大部分部署费用发生在采购和建设阶段，为期约三年，在大多数情况下需要大约 10 亿美元的投资。煤电厂的设计还包括模块化的部分。工程设备如涡轮机和发电机之类的工程设备是采购项，而大型设备的部件通常在供应商工厂内预先制造。在某些情况下，完全标准化是不可能的，因为要针对特定用途特定调整。

监管及安全保障

该行业主要与监管空气质量和水质的美国国家环境保护局（EPA）和地方监管委员会合作。除了联邦法规，每个州都有自己的环境法规。

海上石油平台（LS,HR）

在海上石油工业中，海平面上平台使用的技术几乎没有创新，所有努力都是为了利用现有的技术来降低成本。此外，钻井平台的设计也会受到以前在类似环境下完成的钻井平台的影响，而该行业可以参考成熟的造船行业的研究和建设经验。在这一行业中，海外项目一般能够宣布按时完工，尽管在此情况下往往只是部分完工（这种趋势可能是由要求钻井平台马上开始生产的高压力造成的）。在这些情况下，完成项目通常需要昂贵的离岸工作。急于宣

布项目即将完成是有问题的，因为一旦钻井平台离开船厂，继续施工就会变得更加困难和昂贵。

部署阶段

•研究与开发（R&D）：这个阶段包括设计理念选择、FEED（前端工程设计）和详细设计。在设计理念选择过程中，会选择最适用于生产石油的一般方法（6-8 个月）。设计要求从开端到结束的完整考量，即从石油储备到市场出售。接着在 FEED 中，主要目标是缩小选项范围并更好地定义项目。一个 FEED 文件可能包括 500-1000 张图纸和报告，这些图纸和报告涉及设施的所有主要部件和系统。一个典型的 FEED 可能持续 8-18 个月。最后在详细设计阶段，公司完成施工前的所有工作（例如编写操作手册，编写调试和测试程序，完成最终设计）。详细的工程阶段发生在施工开始前的 6-9 个月。

•技术部署：海上钻井平台的建设通常涉及到工程、采购和施工（EPC）合同的使用，业主的工程和运营团队进行监督（24-36 个月）。过程很大程度上是模块化的，许多活动是并行进行的，以促进此类大型项目的快速施工。大型平台船体建造在干船坞或码头边上。其他部分模块建在一个单独场地，在建造完成后与船体进行组装。

预算

•从开端到结束，工程设计仅占总预算的 15%。

•项目管理费用约占总成本的 20%。

•剩余费用与设施建设有关。

监管及安全保障

监管组织不仅关注环境安全，而且关注人员/设施安全。美国海洋能源管理局（BOEM）监管着海洋石油工业，该机构负责监督资源管理和收取开采税费，并负责监管政府授予钻探权的过程。该行业还受到安全与环境执法局（BSEE）[4]的监管。世界各地都有不同的规定。

[4] 2010 年美国墨西哥湾原油泄漏事件后，美国矿产资源管理服务局（MMS）更名为美国海洋能源管理、监督和执行执法局（BOEMRE），并被分成三部分：美国自然资源办公室、美国海洋能源管理局（BOEM）和美国安全和环境执法局（BSEE）。

因此，公司必须根据钻井平台的建造和位置考虑不同的限制条件。测试阶段将在供应商/工厂中进行，以确保组件的质量和功能。船体装配完成后进行进一步的测试，以验证已完成单元的功能以及材料和焊接测试。

小型消费级机器人（HR,FF）

由于消费级机器人的技术规模较小，因此这个行业能够采用完全不同的方法部署新产品。从一开始，产品开发就可以以一种更加集成和动态的方式完成，因为所涉及到的复杂程度更易于管理，运行和建造可以在部署过程中更早地合并，这种集成系统方法具备一定优点，因为它有助于缩短部署周期，并允许及早发现存在于系统之间的不一致性。

部署阶段

•研究与开发（R&D）（12-24 个月）：这个阶段包括通过构建许多原型来进行市场研究和测试。一些完整的、具备一定功能的机器人可能会被制造出来，但只是为了测试特定的想法。

•测试/演示（12 个月）：在这个阶段，会不断地用更好的材料建造各种模型。最终完成原型的验证和集成测试。生产过程慢慢转移至工厂。

•技术部署及产量递增过程（3 个月）：产品产量在 3-5 周内递增并开始销售。

预算

•分配给每个阶段的预算大致与所花费的时间成正比。

监管及安全保障

•产品通常由个别政府机构（在每个销售国家是唯一的）和（在美国的）各州监管，以确保安全性、可靠性和性能表现。制造商通常在生产前 3-6 个月就开始提交材料以获得监管部门的批准。

调查结果综述

我们对其他行业专家的采访帮助我们确定了一些关键属性，这些属性有助于加快新核

能技术的开发、示范和部署，并提高这些技术的商业吸引力。以下为调查结果综述。

提高产品的内在和外在价值

当一个项目有更高的价值时，就会获得更大动力以尽快完成项目，也会让投资者有更高的提供资金意向。CO_2减排政策可能有利于核能发电的发展，而增加能源应用的潜力也可能提高核设施的发电量。

减少产品的大小和复杂度

降低复杂度关系到减少完成项目所需的工作量以及减少可能发生的偶发事件/故障点。在许多先进反应堆设计中，非能动安全设施有益于实现更小更简单的设计。

模块化技术

在高效、可控和可预测的环境（工厂）中大力运用模块化技术——用以降低成本和潜在的风险。工厂制造、建造模块化和供应链可靠的产业（FF）所用的技术指出了先进核系统有效模块化所需的规模。

标准化设计（非同类技术）

值得注意的是，我们调查的燃煤发电行业是成本和时间效率最高的行业之一，尽管它不符合其他行业部署效率发展的趋势。因为这个行业已经能够测试和部署一个完整的设计，所以不再有太大的动机去创新或重新设想技术。因此，通常不需要分配资源以用于研发和测试/演示。煤炭工业是利用 NOAK 优势的一个明显例子。

规范有效的项目管理结构

许多低成本工业坚持使用强大的项目管理技术和开发基准，并把它们视为削减成本的主要原因。由于新技术的部署通常涉及到大型和复杂的项目，因此良好的管理结构有助于提高效率、组织结构和清晰度。

小型示范设施建设

虽然化工行业的成本、时间安排、和物理规模与核设施相近，化工行业仍能建设允许快速检测和监管的小型示范设施（通常这些小设施甚至能够通过销售其产品产生少量的收入）。

监管改革

我们采访的所有专家都不认为他们行业所受的监管过于繁重——事实上，有些人甚至认为他们行业缺乏监管体系。这与业界普遍对核能设施监管的看法相反。行业与监管机构之间的紧密合作以及与特定技术相关且不妨碍创新/开发的法规，对于尽量减少用于测试/演示阶段的资源至关重要。

部署模型设施中存在一个潜在的缺陷，该模型旨在设计能够应对所有潜在可能性的系统。风险在于该模型偏离了行业的主要目标：生产功能性产品。因此，在新的反应堆设计中找到最佳的平衡点是核工业界的当务之急，设计方案不能在安全性和拓展性上妥协，这样可以成功减少设备的大小、成本和复杂性。

参考文献

National Aeronautics and Space Administration. 2012. “NASA Space Flight Program and Project Management Requirements.” Accessed 2017. https://nodis3.gsfc.nasa.gov/displayDir.cfm?t=NPR&c=7120&s=5E.

Schuhmacher, Gassman, and Hinder. 2016. “Changing R&D models in research-based pharmaceutical companies.” Journal of Translational Medicine April 27, 14(1):105.

附录 H

计算最近新建核电站的成本

本附录提供了关于最近新建核电站高成本背后的额外背景和细节。

在讨论具体项目之前，首先要注意考虑成本。“隔夜价”是一个标准的工业指标，用来衡量建设发电厂替代品的资本成本。这指的是立即建造核电站所需的成本——也就是初始投资费用，而不包括工程建设期间发生的相关财务费用。另一个衡量标准是“投资成本”，它包括项目完成前的通胀和融资成本的影响。最后，LCOE 是一种单位成本度量标准，它对项目生命周期内的成本和发电量先进行平准化，并增加了运行和维护成本，包括燃料成本。我们主要关注隔夜价，以美元计价，并以报价年份为准，因为我们发现这个指标足以理解和解决成本问题。当我们讨论 LCOE 时，它只是关系到这个数字最初是如何从原始材料中计算出的。虽然工期延误会以通胀和融资费用的形式，在隔夜价的基础上增加成本，但我们只是通过简单地聚焦到工期延误来解决这一问题。

许多公共资料较为草率地报告了成本数据，没有明确区分隔夜价或投资成本，甚至没有保证项目的一致性。例如，一些资料只报告卖方和买方/业主之间的合同成本，然而适当的经济评估应包括业主直接产生的与建筑有关的额外成本。事实上，根据一些报告，建造相似核电站的成本可能相差两倍或更多(Du and Parsons 2009)(Deutch, Moniz, et al. 2003)。因此，我们避免使用一些缺乏定义的标题数据，而将重点放在已知的清晰详细数据上。

我们从 2009 年的对 MIT 2003 年《核能的未来》的更新数据开始讨论。2009 年的更新数据估计，美国 Gen-III+ 核电站“看似合理，但尚未得到证实”的隔夜价，在 2007 年是每千瓦 4000 美元，而在 2017 年约为 4900 美元。2009 年的研究主要强调评估的性质，报告中写道：

“美国核工业面临的挑战在于如何将资本成本和建设进程看似合理的削减变为现实。设计是否会真正标准化，或者特定厂址地点的改变是否会挫败为降低多格核电站生产成本付出的努力？运营许可流序会不会在不造成延迟的情况下正常运作，还是会延长首次并网的时间，增加大量融资成本？施工是否会如期进行，并且不会出现成本超支的情况？

前几家美国核电站的建设情况将是对所有相关方面的关键考验[5]。”

最初建设美国 Gen-III+核电站和西欧个别核电站使用的第三代设计均以重大失败告终。这些项目经历了长时间的工期拖延和巨大的成本超支。我们下面将讨论这几起建造案例，提供成本信息、施工工期信息和一些历史细节。表 H.1 总结了关键数据。这些数据从第 2 章的图 2.3 中得来。

在回顾报告中的成本时，我们将所有数据转换成以 2017 年美元报价的隔夜价格。我们的论述是由主要的反应堆供应商和设计者完成的。

EPR 是最早在西方兴建的的第三代核电站之一（最初称为欧洲压水堆，现在简称 EPR），由法国国有企业阿海珐和德国西门子[6]通信公司共同开发。

表 H.1:近期 Gen III+核电站的隔夜价及相关基准

	据报道				**等值隔夜价**					**2017 年总成本（$）**	
	时间	总成本（$）	平均成本（$/MWh）		时间	月数	隔夜价占比	平均隔夜价（$/MWh）		通货膨胀因子	平均成本（$/MWh）
麻省理工学院更新基准					2007			4000		1.219	4900
EPR											
芬兰 Olkiluoto	2012	11.12	6822		2003	174	55%	3769		2.122	8000
法国 Flamanville	2007	12.60	7636		2007	126	79%	6042		1.219	7400
台山核电站											
英国 Hinkley C	2012	26.01	8128		2012	72	93%	93%		1.104	8400
AP1000											
美国 Vogtle 3&4	2007	19.19	8591		2012	104	91%	7800		1.104	8600

[5] 在使用“看似合理，但尚未得到证实”（“plausible, but not yet proven”）的表述时，2009 年的更新报告着重指出了最初在麻省理工学院核能未来研究(Deutch, Forsberg, et al. 2009)中的评估。

[6] 西门子最终将所持股份出售给了阿海珐。最近，阿海珐进行了重组，核电站业务被法国国有企业法国电力公司（Electricite de France, EDF）收购，并更名为 Framatome。

美国 V.C. Summer 2&3	2007	11.77	5265		2007	94	100%	5265		1.219	6400
APR1400											
韩国 Shin Kori 3											
阿联酋 Barakah（UAE）	2010	18.60	3457		2010	54		3457		1.149	4000

•2003 年，决定在芬兰的奥尔基洛托建造 EPR 反应堆，计划从 2005 年开始，于 2009 年完工，为期 4.5 年。尽管该项目于 2005 年开始施工，但却经历了一系列似乎没完没了的延误。据报道，最终完工日期为 2019 年，比原计划晚了整整 10 年[7]。2003 年，报道的交易成本是 32 亿欧元（38 亿美元）。截至 2012 年 12 月，报告成本已经更新为 85 亿欧元（111.2 亿美元），是原估计成本的 2.6 倍。为了便于比较，我们将这一数字换算成隔夜价，去掉了施工进度和假定通货膨胀率的影响。然后我们将隔夜价换算成 2017 年的成本，以便与麻省理工学院的基准[8]进行比较。最新公布的成本预测约等于以 2017 年美元计的 8000 美元/千瓦，远高于麻省理工学院的基准。让我们回顾一下，预计的隔夜价格大幅上升，并没有计入长达 10 年的建设延误所造成的融资成本的增长。此外，最新的公共成本估计来自 2012 年，而最近的数据肯定要大得多。

•2004 年，法国宣布了第二个项目 Flamanville，由 EDF 建设。该项目于 2007 年开工，原定于 2012 年完工。然而，该项目也经历了长时间的延误，目前计划最早于 2018 年完工，比原计划晚 6 年。最初的报告成本是 33 亿欧元（42 亿美元）。截至 2018 年 1 月，报告成本已经更新为 105 亿欧元（126 亿美元），约是原本估算的三倍。两次转换后，以 2017 年美元计算的隔夜价格成本为 7400 美元/千瓦，也远高于麻省理工学院 2009 年的更新基准[9]。

[7] 这里报告的所有建筑开工和竣工日期都保存在 IAEA 的 PRIS 数据库中，这里的竣工日期是指它们的“商业运营日期”。核电站开发的实际支出可以在重大建设支出之前数年开始，有时甚至包括一些辅助建筑或设施的建设。项目开始标准是反应堆建筑的第一次混凝土浇筑，标志着密集投资计划的启动。

[8] 报道的数据来自于阿海珐集团发布的新闻报道。最初的数据取自路透社（Reuters）2017 年 8 月 17 日的报道，后一个数据取自芬兰报纸《Helsingen Sanomat》（Helsingen Sanomat）2012 年 12 月 13 日的报道。成本信息来自法国审计机构 Cours des comptes 2012 年 1 月的报告中的核能部门的成本。根据麻省理工学院 2009 年对 2007 年的更新数据，我们假设通货膨胀是 2%。

[9] 报道的数据来自于法国电力公司发布的新闻报道。这两个数字取自 Dow Jones 公司 2007 年 4 月 11 日和 2018 年 1 月 8 日的报告。隔夜成本转换与 Olkiluoto 工厂使用相同的方法和附加假设，并对工厂数据进行适当调整。

•2007 年，决定在中国台山建造两个项目。于 2009 年开工，第一台机组原计划在 2013 年底完工，第二台机组计划在 2014 年底完工[10]。这个项目也经历了总计至少四年的项目延期，现在第一个项目将在 2018 年完成，第二个在 2019 年完工。虽然能够获取关于原始交易成本的新闻报道，但没有关于会计核算的相关信息，因此我们无法确实地将可用的数据转换成可比的隔夜价格数据。

•2016 年，经过长时间协商，英国的 Hinkley Point C 项目得到了承包商 EDF 和英国政府的批准。EDF 将承担这两个单元的三分之二，中广核集团（CGN）承担三分之一。在此之前已经做了大量的准备工作，但是正式开始建造计划是 2019 年，2025 年完成两台机组中的第一台机组，15 个月后的 2027 年完成第二台机组。2013 年，EDF 在与英国政府签署了一项电力购买协议后，据报道，项目的隔夜价格成本变成了以 2012 年货币计算的 160 亿欧元（260 亿美元），即 8100 美元/千瓦。以 2017 年美元计算，转换后的隔夜价格为 8400 美元/千瓦，再次远高于麻省理工学院 2009 年的更新基准。根据公司提供的合同，该合同为前 35 年的通货膨胀指数提供了相当于£92.50/兆瓦时（150 美元/千瓦时）的购买价格。如此高的价格与以 2012 年美元计算的 7000 美元/千瓦的隔夜价是一致的，这取决于对产能因素、燃料和其他运营和维护成本以及贴现率的假设。

东芝的子公司西屋电气用 AP600 反应堆创造了最早的第三代设计之一，但该设计从未建成。该公司随后推出了 Gen-III+设计，即 AP1000。AP1000 于 2005 年被美国 NRC 批准，并作为美国多个新反应堆项目和很多其他项目的设计。虽然大多数项目都没有进展，但在中国和美国有两个项目已经完成。

•最先开始的两个项目是在中国建造。分别是三门核电站和海阳核电站。三门项目的两台机组都在 2009 年开工，最初预计在 2014 年完工。海阳项目的两台机组于 2009 年和 2010 年开工，最初预计于 2014 年和 2015 年完工。这两个项目的工期一直被延迟，截止到 2018 年初，目前只有三门 1 号机组投入使用。项目延迟了三年多。并且没有可信的成本数据。

•美国的南方电力公司的子公司乔治亚电力公司（Georgia Power）提议将两台 AP1000 作为 Vogtle 核电站的 3 号和 4 号机组。Georgia Power 将持有这两家公司 45.7%的股份，其余股份将由另外三家公有电力公司持有。这项提议于 2008 年被乔治亚州公共服务委员会批准。按照最初的设想，该项目将于 2011 年开工，一号机组将于 2016 年竣工，二号机组将于 2017 年竣工。在其他各种程序完成后，工程实际上在 2013 年才开始。截止到 2018 年，

[10] 这家电厂是法国电力公司(EDF)和中国广东核电集团(China Guangdong Nuclear Power Corporation)联合经营的，现在是中国广核集团(China General Nuclear Power Group, CGN)的合资企业。

建设进度比计划晚了三年多，第一个项目预计在 2021 年末完工，第二个项目预计在 2022 年完工[11]。该项目所最初申报的费用换算成以 2007 年美元计算的隔夜价约为 4,300 美元/千瓦。最近更新的成本预测显示，以 2012 年美元计算，更新后的成本为 8,591 美元/千瓦。将这些成本放在可比基础上，就会得到一个修正后的隔夜价，以 2017 美元计价，为 8,600 美元/千瓦[12]。值得注意的是，这种隔夜价几乎翻倍的情况，并不包括因延长建设计划而增加的融资成本。

•在 2017 年初，西屋电气的母公司东芝面临着一系列问题，包括各种核设施的累积亏损，以及其他业务的财务问题。年中时，该公司决定结束亏损，退出核电建设业务，并通过出售西屋电气子公司的工程和设计部分来获取尽可能多的利润。西屋电气因此破产，并与承包商展开了谈判。面对这种情况，美国南方电力公司（Southern Company）决定接管该项目的总承包商责任，并就财务条款与东芝展开谈判。乔治亚公共服务委员会批准了继续执行该项目的决定。西屋电气随后被私人股份公司加拿大布鲁克菲尔德资产管理公司（Brookfield Asset Management）收购。

•另一个美国的 AP1000 项目是斯卡纳公司（SCANA）的子公司南卡罗来纳州电气公司（South Carolina Electric & Gas Company，SCE&G）旗下 vc Summer 核电站的 2 号和 3 号堆。SCE&G 拥有该项目 55%的股份，而该州的公用事业企业森迪库珀（Santee Cooper）拥有少数股权。2008 年，南卡罗来纳州公共服务委员会（Public Service Commission of South Carolin）批准了该项目，该项目于 2011 年开工，第一台机组计划于 2016 年完工，另一台于 2019 年完工。美国 NRC 在 2012 年批准了建设许可证，第一台机组的竣工时间也相应地调整到了 2017 年[13]。与其他项目一样，这个项目也出现了成本超支和建设延误。2016 年，最新的一系列计划修订将第一台机组的完工时间推迟到 2019 年，累计推迟了大约两年。然而，问题不断地产生。2017 年年中，东芝使西屋电气陷入破产危机时，这两位买家最终决定放弃该项目，尽管它的沉没成本相当可观。该项目所报的最初费用换算成以 2007 年美

[11]格鲁吉亚电力公司 (Georgia Power) 向格鲁吉亚公共服务委员会 (Georgia Public Service Commission) 提交的申请认证和更新的综合资源计划的最初时间是 2008 年 8 月。从格鲁吉亚电力公司的 Vogtle 建筑监测报告来看，修订完成时间为 2017 年 8 月。

[12] Du and Parson(2009)根据格鲁吉亚电力公司 2008 年提交的部分修订数据估计，每千瓦的成本为 4700 美元。乔治亚电力公司在 2017 年提交的文件中将建筑和融资成本单独列了出来。公司在 2017 年提交的文件中给出了一个修订后的建筑成本数字，约为 8,591 美元/千瓦，但包括了施工期间的通胀因素，不应计入隔夜价中。

[13] 时间来源于乔治亚电力公司向乔治亚公共服务委员会提交的申请认证和更新的综合资源计划书，修订完成时间来源于乔治亚电力公司的 Vogtle 建筑监测报告，2017 年 8 月。

元计算的隔夜费用约为 3,400 美元/千瓦。最近更新的成本预测显示，随着时间的推移，包括通货膨胀在内的因素，成本增加了一倍。将这些成本放在可比基础上，就会得到修正后的隔夜价，以 2017 年美元计为 6,400 美元/千瓦。这是一个比较过时的成本估计，未包含后续更新，也正是这个原因导致项目被放弃[14]。

合资企业通用日立核能公司（GE-Hitachi Nuclear Energy）设计了 Gen III+ ESBWR。此设计是通用电气公司第三代“先进沸水反应堆”（ABWR）设计的继承，该设计于 1996 年至 2006 年间在日本四座核电站中使用，包括 Kashiwazaki-Kariwa 核电站的 6 和 7 号机组、Hamaoka 核电站的 5 号机组和 Shika 的 2 号机组。这些早期的建设已经按时按成本完成，且证明了麻省理工学院的研究结论，即成本降低是合理的（Deutch，Moniz 等，2003）[15]。ABWR 和 ESBWR 都被选中作为美国一个或多个电厂的设计堆型，当时业界预测将有许多新的电厂出现，但这些项目最终都没有能够实际开工建设。迄今为止，ESBWR 还没有在世界任何地方开始建设。通用电气和日立的合资企业一直在与印度的一个核电站对建设 ESBWR 进行谈判，但到目前为止没有任何进展。

韩国电力公司（KEPCO）开发了 Gen III+堆型 APR1400，这是基于其第二代最优功率反应堆（Optimum Power Reactor，OPR）计划的成功升级。

- 第一台 APR1400，Shin Kori 核电站 3 号机组，原定于 2012 年完工，但由于一系列重要设备的认证问题以及其他问题将推迟到 2016 年最终完工。然而没有可信的成本信息。
- KEPCO 赢得了向阿联酋阿布扎比 Barakah 核电站提供四个反应堆设计的竞标。四台机组中的第一台机组以最少的延期接近完工，其余的机组建设正在进行中。据报道，反应堆价格是 3457 美元/千瓦，虽然很难确定这个数字中包含了什么。我们把这个数字写入 H.1 表中，因为这是 KEPCO 在建设方面提供的一个非常重要的数据点，也是赢得 Barakah 招标的重要原因。在图 2.3 中，我们将数据用不同颜色表示出来，表示数字的不确定性[16]。

[14] Du and Parsons(2009)估计，根据 SCE&G 2008 年提交给 SCE&G 的部分修订数据，每千瓦的成本为 3800 美元。然而，随后提交的文件显示，成本甚至更低。最新公布的数据是基于 2016 年的订单。与其他项目相比，原始和最新报告的数字都非常低。

[15] 另外两个 ABWR 机组已经开始建造，但由于非经济原因而中断：分别在台湾的龙门 (Lungmen, Taiwan) 和日本的岛根 (Shimane, Japan)。

[16] KEPCO 在 2016 年 12 月的投资者情况介绍中，报告总成本为 186 亿美元。将此除以 4 个单位的总 5380 GW 容量得到了 3457 美元/千瓦的数字。报告中没有提供关于该数字包含的内容或引用的详细信息。例如，相比起其它数据，它可能排除了占总成本的 20%的业主成本。新闻报道了各种各样的交易价格，如

- KEPCO 向美国核管理委员会提交了 APR1400 设计认证的申请，但该设计尚未成为美国特定项目的候选方案。

美国和西欧的设计无论在哪里建造都是非常糟糕的。我们发现，无论多好的成本数据都会造成成本超支，大多数项目都会出现大规模的建设延期。这与早期日本有章可循的 ABWR 建造历史形成了鲜明对比。就表现而言，建造这些新的 Gen-III+设计的成本远远高于最初的估计和预测[17]。相比之下，最近在阿联酋的 APR1400 建设彰显了在遵守所承诺的建设进度方面的经验，并且可能降低所需的成本，尽管公开的数据还不足以令人信同。

我们还必须注意在俄罗斯和中国积极建设新的 Gen-III+设计。两国都在追求国内建设项目和出口。但两国都没有提供任何可靠的成本数据。

200 亿美元，250 亿美元，300 亿美元，甚至 400 亿美元。最后一个数字来自于 2015 年 6 月 20 日《韩国先驱报》。

[17] 在工程中，通常要区分首台套（FOAK）设备的成本和第 N 台套设备（NOAK）的成本。新设计的第一次建造很可能会有额外的成本。建设过程中许多代价高昂的方面将随着经验积累而消失。上面讨论的 GEIII+设计都包括一些 FOAK 核电站。因此这成为一些 FOAK 成本超支的借口，并认为 NOAK 核电站的成本可能与最初的基准相符。回顾过去，我们发现这是有一定道理的：每个供应商和承包商都重新审查设计和施工过程，寻找可以改进的地方，以减少之后的成本。尽管亚洲核电站的成本有所下降，但却与西方的建造记录不相同，它忽略了当时的一些特别情况。举个例子，V.C Summer 和 Vogtle 项目建造的是 AP1000 反应堆。这些项目的估算成本都在文件中提交给了各州公共事业委员会。这些估计费用包括所有费用，这意味着它们包括任何预期的 FOAK 费用。这些官方文件是麻省理工学院 2009 年更新报告所调研的基准数据的一部分。

参考文献

Deutch, J., C. Forsberg, A. Kadak, M. Kazimi, E. Moniz, and J. Parsons. 2009. Update of the 2003 Future of Nuclear Report. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT

Deutch, J., E. Moniz, S. Ansolabehere, M. Driscoll, P. Gray, J. Holdren, P. Joskow, R. Lester, and N. Todreas. 2003. The Future of Nuclear Power. Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts: MIT.

Du, Y., and J. Parsons. 2009. "Update on the Cost of Nuclear Power." MIT Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper, 09-004.

附录 I

国别劳动力成本[18]对建造轻水堆隔夜成本[19]的影响

部署大型 Gen III+核电站的主要障碍之一是核电站在现场制造、装配、测试和调试这些大型复杂核电站过程中固有的低下效率。尽管自上世纪七、八十年代以来，业界在电站建造方法和设备制造技术方面取得了一些进展，但 LWR 的交付仍是一项劳动密集型工作，需要多年努力才能完成。电厂建设过程中，需要在工地部署数千名工人，一个千兆瓦级 LWR 的总劳动力需求约等于 2000-3000 万人 • 小时。

由于建设电厂具有庞大的劳动力需求，假设以第二章图 2.4 所示的劳动工资率作为基准，建厂所在地区或国别劳动力成本和劳动生产力对电厂建设的隔夜成本具有显著影响。值得注意的是，分析所用劳动工资率的假设并不仅限于核工业领域。本文讨论了美、韩、法、中这四个参考国家对核电专属劳动力成本、生产力影响的独立评估。

为简单起见，评估将采用图 I.1 中所示步骤，且评估对象仅限于建造单个 PWR 的建造。

评估方法包括以下特定步骤：

定义参考核电站-评估的第一步是决策，即是否应当采用具有国别属性的反应堆设计来对不同的国家建厂进行评估（例如，采用 AP1000 分析美国和中国，采用 OPR1000 或 APR1400 分析韩国，采用 EPR 分析法国等）。或者，本文可以选定一个假设的单堆作为评估方案的参考。鉴于当前 LWR 设计之间存在显著差异，本文选取常规第三代 LWR 的通用设计作为参考，设定电功率 1100MW。作为评估相对劳动力成本和生产力影响的基准。该方法的独特优点在于能够与 20 世纪 80 年代在美国橡树岭国家实验室（ORNL）能源经济数据库（EEDB）评估中使用的参考设计相匹配。在此基础上本文提出以下会计准则（COAs）进行分析。

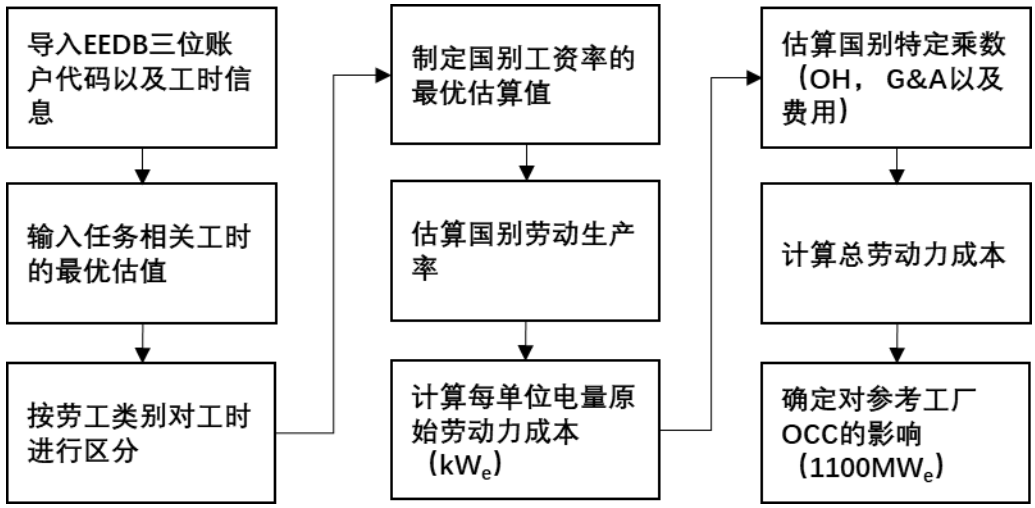
采用劳动力成本法-评估劳动力成本的方法包括自下而上和自上而下两类，其中自上而

[18] 国别劳动力成本 country-specific labor cost

[19] 隔夜成本 overnight cost，指不包括工程建设期间发生的利息的初使投资费用，常用来描述电厂的初始投资。

下的评估是通过设备成本乘以乘数系数来评估劳动力的需求（用于厂区建筑、设备安装、测试和调试），在评估总部办公成本、工程、质量保证和管理时需增加乘数系数。

图 I.1 特定国家劳动力成本分析概况（OH = 间接费用, G&A = 一般管理费用,OCC = 隔夜建造成本）



上述方法过于简陋，因此被 EEDB 所使用的会计准则（COA）取而代之。COA 与国际第四代反应堆项目中所开发的经济建模工作（EMWG）类似。

活动/任务/账户所需工时的估算-采用 EEDB 的 COAs 劳动力成本模型后，根据工作条例（如制造、监管、管理、QA、总部行政等不同部门）对个体工时进行估算，可从 EEDB 报告、电力研究所（EPRI）报告以及其他信息来源（例如，Vogtle 核电站 3 号、4 号机组等项目的公开披露信息）搜集资料；其次，还应根据海外项目进行估算。劳动力共可分八类（结构，机械，电气/I&C，包括木工的建筑服务，工程，现场监督，质量，以及“其他”如行政管理）。

工资类别和岗位职称-本文在前文分析时就确定，信息来源所提供的核相关具体工资/劳动力成本并不总是与成本评估模型中使用的八大类别相一致。为进行分析，使用了八项与模型匹配的普通工资类别，但各核电国家共订编了 28 类工资率。例如，工艺类的工资率便是根据 11 个不同职称而制定。

劳动力成本和平均法/外推法-在劳动类别和职称确定后，各国家的工资率制定就可根据：(a)已公开信息；(b) 与公用事业公司、核蒸汽供应系统设计单位以及活跃于美、法、韩核电站现场的大型建筑分包商的访谈内容；(c) 其他信息来源，如工会公布的数据。中国的数据则来自公开的资料和中国电厂建设报价系统（CQS）所公布的 2016 年数据。

有报道称 2016 年中国的电厂建设劳动力成本正在逐步变化（增加），但在本文分析时导致变化的相关原因仍不可知。在无法获知某国具体工资的情况下，采用外推法进行分析。

间接成本和乘数系数的评估-在模型中代入劳动力成本数值，可以计算参考电厂的直接总劳动力成本。间接成本根据国别基准估算后在模型中进行计算，包括开销，总务及行政支出（G&A）和各类费用。这些间接乘数系数取值不同，由国别决定，譬如韩国为 3，美国为 3.4，法国为 3.7，中国为 5。

国别生产力预估-可以预见的是，电厂建设现场完成某项特定任务所需的小时数与工人的生产力成正比，因此在分析后可以对劳动力成本进行调整。此外，还可以在分析的早期对给定国家各项任务的工时需求进行缩比调整。由于缺乏定量的数据，本文未进行该类调整。

参考核电站劳动力成本的计算-作为最后一步，本文计算了假设的 1100 MW_e 核电站的整体隔夜劳动力成本。

本文还完成了敏感性研究，以评估(a)潜在的学习曲线（尤其是韩国和中国这样的国家），（b）现场工人数量（例如，以因为培训而额外出现在现场的工人），以及（c）多机组建筑现场相关的潜在劳动力成本削减。

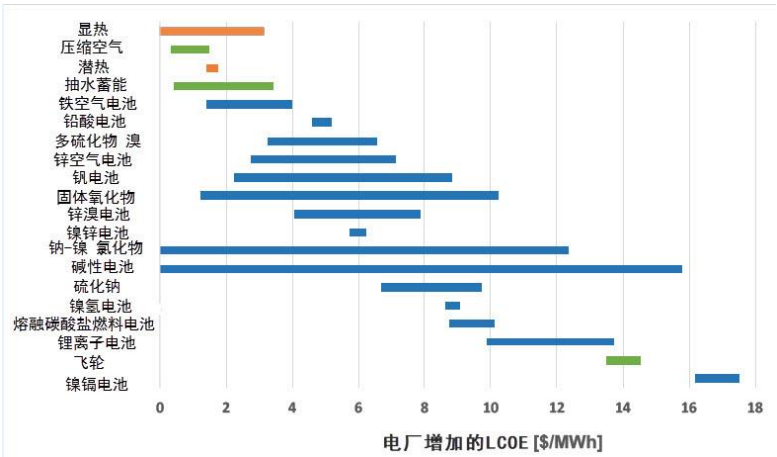
总的来说，如第二章图 2.6 所示，劳动力成本占比核电站隔夜成本的 15%-35%，因国别差异有所不同。中国的劳动力成本最低，而美国的最高。相对于所假定的（国别无关）平均隔夜成本 4000 美元/kW_e，中美之间的劳动力成本差异大约是 900 美元/kW_e。法国和韩国的结果相类似，劳动力成本的差异大约为 400 美元/kW_e。

附录 J
储能技术

由于储能技术能够在电力价格低时储存能量，并在市场需求旺盛、电力价格高的时候出售能源，从而为核电站基荷运行时增加收入项提供了潜在的可能性。一言以蔽之，储能技术为核电在传统的电厂基荷运营领域开辟了新的峰值市场。

本文研究了广泛的能量储存技术（Forsberg 2017），包括电气储能（电容器和电磁设备），机械储能（抽水储能、压缩空气和飞轮），蓄电池（包括一系列的固态和液态电池类型）和蓄热（包括显热和潜热）。由于集成核反应堆后的电厂需要具备一定规模，图 J.1 所表示的预估储能成本以上述规模所增加的 LCOE 来表示。目前尚未对储能系统的总体经济成本进行广泛研究，此外，每种储能技术的充电率、放电率、能量转换效率和成熟度方面都有不同的特点。因此，电力市场将决定最终的选择导向。

图 J.1 不同储能选择下核电站增加的 LCOE（柱形的颜色表示储能类型：绿色是机械储能，橙色是蓄热，蓝色是电气储能）



用于评估储能技术的方法并不总能一以贯之。总体而言，此类系统的成本由以下方程给出：

$$C = \frac{E \cdot \mu_E}{\eta_{RT}} + P \cdot \mu_P$$

其中

C = 资本成本 [$]

E = 期望装机容量 [kWh]

μ_E= 容量成本 [$/kWh]

η_{RT} =能量转换效率，用以表征增加储能周期所导致的边际能量损失（通常表示为从设备中直接输出的能量与输入能量的比值）

P表示期望功率 [kW]

μ_P表示功率成本[$/kW]

在西屋公司对 PWR 改造评估的基础上，假设储能为 1 千兆瓦时（GWh）且放电功率为 100 兆瓦，分析结果如图 J.1 所示。与之相比，在第一章的分析中所假设的电池在 GenX 模拟中具有 2 兆瓦时（MWh）的储能容量和 1MW 的充放电功率。此外，这里的分析是基于当前的成本假设，而考虑到未来 30 年储能技术成本可能降低，故在第一章的讨论中则使用了 2050 年的预估成本。

为了更准确地比较能源技术，对于纳入考虑范畴的特定储能技术，最好是采用上文给出的公式来计算储能系统的总资本成本，然后将这些资本成本转换为“电厂增加 LCOE”的评估。需要注意的是，所选取的能源储存技术成本会因为相搭配组合的能源生产技术储能容量和规模需求而发生变化。

参考文献

Forsberg, C. 2017. Light Water Reactor Heat Storage for Peak Power and Increased Revenue: Focused Workshop on Near-Term Options. Cambridge, Massachusetts.

附录 K

概念型先进核能的经济计算

本附录讨论了估算核电站成本的基准，并采用 LWR 作为简单案例提供给读者。随后，本文应用案例中采用的方程式来估算先进反应堆的成本，并对不同先进能源转换系统的经济性进行比较。

电厂成本的基本组成部分

一座发电厂（或产生任何其他能源产品）的成本包括三个基本组成部分：

资本成本-这是最大的成本部分，它来自于建造电厂的成本并包括两部分。该电厂的“隔夜成本”是指建造它的成本，包括设备、建筑材料和劳动力成本。资本成本的第二部分是贷款用来建造电厂时所必须偿还的利息成本。利息成本受建造时间和贷款时的利率的影响，这两部分被称为“建设期间的利息”（IDC）或“建设期间的积累资金”（AFDC）。

运营和维护成本-这个成本部分是电厂运营和维护的成本，在一定程度上取决于与电厂运营相关的人员配备需求。

燃料成本-这是用于发电的燃料的成本。

资本成本（包括隔夜建造成本和利息成本）可以认为是固定成本，无论工厂是否生产电力都会发生。运营成本有可变的部分，燃料成本只在电厂运行时才会发生。资本成本通常占核电站成本的 80%以上，剩下的费用通常分为运营成本（15%）和燃料成本（5%）。

LCOE[20]将由下给出：

$$LCOE = \frac{1000}{8766 * L}\left[\Phi\frac{1}{K} + \frac{O}{K}\right] + FCC$$

$$\Phi = \frac{(A/P, \chi, N)}{(1-\tau)} - \frac{\tau}{1-\tau}\left(\frac{1}{N}\right)$$

其中，

[20] Levelized Cost of Electricity, LCOE 平准化发电成本

LCOE = 平准化发电成本，（mills/kWh$_e$[21]）

K = 电厂发电规模（kW$_e$）

L = 电厂年均容量因子（实际 kWh$_e$ /额定 kWh$_e$）

I = 电厂的资本成本，含 AFDC 与 IDC（$）

O = 年运营和维护成本（$/年）

Φ = 均化固定费率，包括税收和折旧（yr^{-1}）

N = 电厂预估经济寿命（年）

X = 贴现率 $\{\chi = f_s r_s + f_b r_b(1-\tau)\}$

f_s = 债务金额

f_b = 股权金额

r_b = 债务占比（债券）(%)

r_s = 股权占比（股票）(%)

τ = 综合税率

1/N = 直线折旧部分

$(A/P,\chi,N)$= 资本回收系数 $[\chi(1+\chi)^N]/[(1+\chi)^N-1]$

FCC = 燃料循环成本

此外，8766 是一年内的小时数。核燃料循环成本为：

$FCC = 1000*C_f/(24\eta B)$

其中，

C_f = 总（净）燃料循环成本 [$/kg]，包括燃料的浓缩、转化、废料生产和废料处置。

B = 放电燃料燃耗[MWD$_{th}$/MTU]（兆瓦-天-热量/公-吨-铀）

H = 电厂热效率 [kW$_e$/kW$_{th}$].

以简单轻水反应堆(LWR)为例

作为简单案例，本文设想一个理想 AP1000 反应堆，假设成本投入如下：

[21] 1 mill 等于十分之一美分，也就是 0.001 美元。注意 1mill/kW (或 1 mill/kWh) 等于 1 美元/MW(或 1 美元/MWh)

影响因素	数值
L=容量因子[实际功率 kWh_e /额定功率 kWh_e]	0.85
Φ=年固定费率，yr^{-1}	0.10
1/K=特定的资本成本，$/$kW_e$	5000
K = 核电站容量，MW_e	1100
O/K=年运营成本，$/yr-$kW_e$	70
C_f =总（净）燃料循环成本，$/kg	2500
B =放电燃料燃耗 MWD_{th}/MTU	50000
η= 电厂热效率，kW_e/kW_{th}	0.33
N=电厂预估经济寿命（年）	30

然后本文计算得 LCOE=67.1+9.4+6.3～82.8 mills/kWh_e（或$/$MWh_e$），这与美国能源信息管理局（EIA）在 2015 年度能源展望中根据类似假设所计算的 83.5 mills/kWh_e的值相当接近。

先进反应堆成本估算

由于缺乏设计细节和系统建造的历史基础，而不同来源的关键组件成本也采用了不同的经济假设，因此先进反应堆的成本更难估算。表 K.1 所示的计算成本引用了进行隔夜资本成本评估的公开信息来计算。它们与来自能源经济数据库（EEDB，United Engineers and Constructors 1986 出版）中美国 PWRs 的成本估算结果，如核电站 Ganda 等人（2016）所描述的最优核电站和 Lucid Strategies (2018)所描述的一般，进行比较。上述来源中列出的各项劳动力成本和材料成本均升值折现成当前美元价值（在本附录中，数值被四舍五入到美元整数，但在正文中为整百美元）。

表 K.1 不同类型反应堆的成本估算比较

不同类型反应堆的成本估算（$/kW$_e$）比较							
成本类别	PWR，Lucid Strategies 一般电厂	PWR 电功率 1100 MW$_e$ ANL 1988-2014 换算数据 最佳电厂	HTGR， INL 2400/1000（热/电功率） 2009	SFR， ANL 电功率 1100 MW$_e$ 2014	AHTR， ORNL 3400/1350（热/电功率）， 2011 ANL 对 1100 MW$_e$ PWR 的换算数据	12x242 MW$_{th}$ 的 FHR 搭配 142 MW NACC UCB 论文	MSR， ORNL 1000 MW$_e$ 采用 Lucid Strategies 压水堆缩放比例计算到 2014 年，间接成本与其他先进反应堆相似
机组/容量	1	1	4x600 MW$_{th}$	4x840 MW$_{th}$	1	12x242 MW$_{th}$	1
前期投建成本			91				
电厂结构与改良	574	476	331	470	412	未提供此处所需详细数据	659
反应堆厂房设备	694	719	1083	1254	719		870
汽轮机厂房设备	487	531	478	418	381		440
电气厂房设备	217	193	473	157	154		266
其它厂房设备	126	111		209	97		159

主回路排热系统	103	116			101		61
特殊材料					220		
总直接成本	2201	2146	2456	2508	2085	2316	2455
业主成本			273				
建造服务	739	538	494	355	270		
总部工程与服务	895	505	381	1254	467		
场地工程与服务	819	263	231		698		
总间接成本	2453	1306	1379	1609	1436	1343	1669
间接成本占直接成本比重（%）	111%	61%	56%	64%	69%	58%	68%
总基本成本	4654	3452	3835	4117	3520	3659	4125
意外事故率		10%	20%	20%	30%	30%	30%
意外事故开支		345	767	823.4	1056	1098	1237
总隔夜成本	4654	3797	4602	4940	4576	4757	5362
IDC 率		84%	20%	20%	20%	20%	20%
IDC	1500	3189	644	692	641	666	751
合计	6154	6986	5246	5632	5217	5423	6113

对于“第 n 台套”（NOAK）核电站，本文在美国传统“构件式”建造方法基础上进行的成本估算。NOAK 核电站与由相同的供应商和承包商提供和建造的首台套核电站完全相同，仅对厂址特定区域的范围进行改变以满足 NOAK 核电站现场的需求。对于特定核系统设计，只有在建造多台套反应堆之后，才能获得核电站的建造成本。

高温气冷堆(HTGR) (Gandrik 2012)和钠冷快堆(SFR) (Ganda 2015)的成本估算是目前公开可查的估算结果，二者都属于概念设计。氟化物熔盐冷却高温反应堆(FHR) (大型和小型)和熔盐反应堆(MSR)的成本估算是基于先前概念设计。小型 FHR（Andreades 2015）的间接成本依托于 HTGR 预估的成本。通过 Ganda 等人(2016)的工作，大型 FHR（Holcomb 2011）的成本升级为现值成本。MSR（Engle 1980）的成本是基于 20 世纪 80 年代早期的旧式概念设计，并采用 Lucid Strategies 的 LWR 直接成本进行数据升级。为了公平比较，本文使用大型 FHR 间接成本的百分比以保持一致性。用于升级成本数据的量化因子见表 K.2。如下所述，隔夜成本包括了资本成本、间接成本和意外因素成本。

表 K.2 分析中用于升级成本数据的量化因子

	基于 Ganda 的升级方法扩展 AHTR	根据 Lucid Strategies 扩展的 MSR
前期建设成本		
结构和改进	1.24	5.23
反应堆厂房设备	1.19	4.84
汽轮机厂房设备	1.19	4.40
电气厂房设备	1.21	4.93
各种各样的厂房设备	1.21	
主回路排热系统	1.21	4.32
特殊材料		
总直接成本		
业主成本		
建造服务	1.19	
总部工程与服务	1.19	
场地工程与服务	1.19	
总间接成本		

资本成本

表 K.1 的资本成本由不同的先进反应堆设计团队估算得出，这些成本被纳入了反应堆系统的传统会计准则中：

- 前期建设成本
- 电厂结构与改良（场地准备、挖掘等）
- 反应堆厂房设备（核蒸汽供应系统的成本）
- 汽轮机厂房设备
- 电气厂房设备
- 其它电厂设备
- 主冷凝排热系统
- 特殊材料（例如熔融盐，根据盐类型的不同价格可能会非常昂贵）

间接成本

鉴于建造先进反应堆系统的经验有限，间接成本（安装、总部和外地工程以及建造服务）以直接成本的百分比表示。间接成本包括以下子类别：

建造服务 – 包括但不限于建造管理、采购、日程安排、成本控制、现场安全、质量检查等成本。

总部办公与工程服务 – 包括但不限于估算、日程安排、项目加速、项目综合管理、设计津贴和项目费用的成本。

场地办公和工程服务 – 包括但不限于外地办事处、外地工程、外地派遣、外地采购以及外地行政和一般费用的成本。

业主成本 – 包括但不限于项目费用、税金和保险费，备件和其他资本费用，员工培训和启动成本，行政及一般开支费用，但建设期间的利息不包含于此项。

设计成本 – 建造前的工程、设计和与工地相关的布置工作。

HTGR 的间接成本乘数为 57%，SFR 的为 64%（对这两项成本的估算未进行升级），间接成本占总成本的很大一部分。LWR 历史数据中的实际间接成本占直接成本的百分比范围很大。其中有些样本已经低至 20%，但来自 LWR 堆型的最优样本的实际占比约为 40%，而 LWR 的平均值是 50%。美国 DOE 的成本估算方法(1980)(1988)建议，基于三哩岛事故之前建造的反应堆为 51%，三哩岛事故之后建造的反应堆为 77%。IAEA(1978)建议的值是 52%。因此，本文采用数值合理。

意外事故开支

本文为上述估算提供了一个可变的偶然因素以反映成本的不确定性。偶然因素是基于设

计的成熟度、相关的技术发展和产品供应链的考虑。因此，接近初步设计级别（HTGR 和 SFR）的成熟概念性设计被分配了 20%的偶然性，而早期概念设计则被分配 30%的偶然性，以反映此类设计中不充分的技术细节。虽然有人可能认为这些百分比很低，但出于比较的目的，它们是合理的。

融资成本

假如所有系统的建造时间都是 60 个月。本文假设了 50%的债务/50%的股权（债务年利率 6%，股权收益率 12%），以及 38%的税率。由此产生的折现率 X 为 0.0786，资本回收系数为 0.088，以及均化固定收费率Φ为 0.121，上述数值均应用于本文给出的所有计算。作为隔夜资本成本的乘数，7.86%的折现率用于计算建造期间的利息，使用公式：IDC（也被称为 AFDC）= (1+N*x/2)。

隔夜成本和总资本投资

表 K.1 内不同类型反应堆的隔夜成本都非常相似，处于 4600 $/kW$_e$-5400 $/kW$_e$之间。如第三章所讨论，考虑到不确定性，本质上这些值都是相同的。相比之下，NuScale（一种小型的 LWR）的隔夜成本预计将达到 5000 $/kW$_e$。在建造过程中增加的利息成本最终使得总资本投资额处于 5200 $/kW$_e$-6100 $/kW$_e$之间。缩短建造时间可以降低本节所显示的总资本投资。

LCOE 的估算

根据前文所给 LCOE 方程，表 K.3 列出了的几个先进概念型反应堆的资本成本、运营和维护成本，以及燃料循环成本。直接成本来自表 K.1，假定各类堆的年化容量因子均为 0.9。

先进概念型反应堆的运营成本可以美元总造价提供（然后通过除以热功率和容量因子转换为$/kW$_e$），要么直接由先进反应堆团队提供。

对于具有空气布雷顿联合循环的 FHR，该评估中假设在 50%运行时间里采用天然气。这种运营模式将使机组热功率从单反应堆运行模式下的 100 MW$_{th}$和 53％效率，提高为以反应堆和天然气燃烧联合模式的 242 MW$_{th}$和 70％效率。该评估中还包含了与空气 Brayton 循环有关的天然气成本，可假定为 3.37 $/MWh$_e$或仅约为运维成本的 10%。该类设计的高运维成本是由各机组所需要的大量人员导致的。

HTGR 和 SFR 反应堆的燃料成本远高于目前 LWR 的燃料成本，部分是因为这些先进反应堆

燃料需要更高的浓缩度，同时也因为它们涉及到不同的制造工艺。此二类设计尚未大规模部署，因此未来还是有可能降低燃料制造成本，但 SFR 燃料成本的计算则没有额外的数据可用。HTGR 的燃料成本是基于浓缩和制造成本，以及设计的预期排放燃耗得到的。FHR 设计中采用 TRISO 燃料的小型系统和大型系统的原始成本假设都被低估了，根据供应商报价的 HTGR 成本估算进行了修正。对于 MSR 没有详细的估算，但是根据该系统提供的铀浓缩水平使用了一个标称值。

表 K.3 LCOE 计算的详细情况

平准化发电成本估算						
		HTGR，INL 2400/1000（热/电功率）2009	SFR，ANL 电功率 1100 MWe 2014	AHTR，ORNL 3400/1350（热/电功率），2011 ANL 对 1100 MWe PWR 的换算数据	12x242 MWth 的 FHR 搭配 142 MW NACC UCB 论文	MSR， ORNL 1000 MWe 采用 Lucid Strategies 压水堆缩放比例计算到 2014 年，间接成本与其他先进反应堆相似
电厂规模（MWth）		2400	4108	3000	2904	2275
电厂规模（MWe）	K	1.01E+06	1.51E+06	1.35E+06	1.33E+06	1.00E+06
年化容量因子	L	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
总直接成本 $		2.64E+09	3.79E+09	2.81E+09	3.08E+09	2.46E+09
间接乘数		1.58E+00	1.64E+00	1.69E+00	1.58E+00	1.68E+00
意外事故开支		1.20E+00	1.20E+00	1.30E+00	1.30E+00	1.30E+00
IDC		1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00
含 **AFDC** 资本成本	I	5.57E+09	8.92E+09	7.40E+09	7.57E+09	6.42E+09
隔夜成本（不含 **IDC**）		4619.62	4947.42	4579.52	4748.03	5356.36
均化固定费率	phi	0.121	0.121	0.121	0.121	0.121
电厂经济寿命	N	30	30	30	30	30
税率	tau	0.380	0.380	0.380	0.380	0.380
贴现率	X	0.079	0.079	0.079	0.079	0.079
资本回收系数		0.088	0.088	0.088	0.088	0.088
转换因子 **(1000/8766 * L)**		0.127	0.127	0.127	0.127	0.127

特殊资本成本（I phi/k）（mill/kwhr）		84.74	90.75	84.00	87.10	98.25
年运营和维护支出	O	9.96E+07		1.03E+08	3.12E+08	
年运营和维护支出($/kW)		98.81		76.13	233.79	
年运营和维护成本(O/K) (mills/kWehr)		12.52	8.34	9.65	33.00	12
燃料循环支出	$/kg	22373			16500	
燃耗	MWD/MTU	132000			100000	
电厂效率	kWe/kWth	0.42	0.37	0.45	0.46	0.44
燃料循环成本 (mills/kWehr)		16.81	14	17.54	14.98	9
总 LCOE	mills/kWehr	114.08	113.10	111.19	135.08	119.25

除了小型的 FHR，其他核电站的运营成本均介于 8 至 13 mills/kWh$_e$ (或$/MWh$_e$)之间。小型 FHR 是一个 12 模块的核电站，其成本从 HTGR 扩展而得。如果对运营和维护使用相同的成本，则所有系统的 LCOE 都大约为 110 -120 $/MWh$_e$。表中各值略大于美国能源信息署（2016 年）(92 - 100 $/MWh$_e$)和 NuScale 估计（Surina 2016）(96 -106 $/MWh$_e$)所提供的先进 LWR 数值。低贷款利率和更短的建造时间可以降低本节所提供的 LCOE 值。

先进功率转换方案的比较

作为本文对横向技术评估的一部分，本节从两种情况来评估先进功率转换系统，以确定热效率的增加是否能改善整个核电站的经济效益：

- 对比 950℃搭配氦气-布雷顿循环的 HTGR 和 750℃搭配过热朗肯循环的常规 HTGR。
- 对比搭配超临界 CO_2 循环的 SFR 和搭配朗肯循环的常规 SFR。

由于热效率的提高，计算中所有 LCOE 成本均会受到影响。

HTGR 自下而上的独立成本估算是遵循 Gandrik 报告(2012)中的各个选项而开发的。如表 K.4 所示，搭配氦气-布雷顿循环系统和更高的出口温度使系统的效率从 42%提高到 50%，但该类设计也增加了资本成本。以上两例比较结果表明，两种反应堆设计的 LCOE 值非常接近。

对于 SFR 来说，搭配超临界 CO_2 循环能将效率从 37%提高到 50%。可惜的是，目前尚没有

针对集成超临界 CO_2 循环设计的详细评估。

与之相反的，本文对各类反应堆进行了自上而下的分析，并通过增加资本成本使它们的 LCOE 相等，相当于原 LCOE 增加了 825 $/kW$_e$。考虑到常规朗肯循环成本约为 500 $/kW$_e$（McKellar 2010）（Ho 等人，2015），更换热交换器并改用超临界系统后，即便只搭配常规系统也会突升造价达到 1,325 $/kW$_e$。第 n 台套超临界 CO_2 循环系统的成本预测都在相同的范围内，即 1000 $/kW$_e$-1200 $/kW$_e$ (Ho 等人，2015)。

因此，尽管效率有所提高，但这些先进的能量转换循环系统并不能有效改变电厂整体的经济性。

表 K.4 不同功率转换周期的 HTGR 和 LCOE 比较

		HTGR 2400 MW_{th}/1000 MW_e INL (2009)	HTGR 4x600,搭配 950℃布雷顿循环系统 INL	SFR 1100 MW_e (2014) ANL	使用 SCO_2 的 SFR 1100 MWe (假设搭配 SCO2 后 LCOE 增加 825 $/kWe)
电厂规模（MW_{th}）		2400	2400	4108	4108
电厂规模（MW_e）	K	1.01E+06	1.20E+06	1.51E+06	2.05E+06
年化容量因子	L	0.9	0.9	0.9	0.9
总直接成本$		2.64E+09	3.28E+09	3.79E+09	5.48E+09
间接乘数		1.58E+00	1.58E+00	1.64E+00	1.64E+00
意外事故支出		1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00
IDC		1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00	1.20E+00
资本成本包括 AFDC	I	5.57E+09	7.44E+09	8.92E+09	1.29E+09

隔夜成本（不包括 IDC）		4619.62	5192.79	4947.42	5252.04
均化固定费率	phi	0.121	0.121	0.121	0.121
电厂经济寿命	N	30	30	30	30
税率	tau	0.38	0.38	0.38	0.38
贴现率	x	0.079	0.0786	0.079	0.0786
资本回收系数		0.088	0.088	0.088	0.088
转换因子 (1000/8766 * L)		0.127	0.127	0.127	0.127
具体资本成本 （I*phi/k）（mill/kWhr）		84.74	95.25	90.75	96.34
年运营和维护支出	O	9.96E+07	9.96E+07		
年运营和维护支出($/kW)		98.81	83.17		
年运营和维护成本(O/K) (mills/kW_ehr)		12.52	10.54	8.34	6.12
燃料循环支出	$/kg	22373	22373		
燃耗	MWD/MTU	132000	132000		100000
电厂效率	kW_e/kW_{th}	0.42	0.499	0.37	0.5

燃料循环成本 (mills/kW_ehr)		16.81	14.15	14	10.248
总 LCOE	mills/kW_ehr	114.08	113.1	111.19	135.08

参考文献

Andreades, C. 2015. Nuclear Air Brayton Combined Cycle Power Conversion Design, Physical Performance Estimation and Economic Assessment. Thesis, UC Berkeley.

Engle, J. 1980. "Conceptual Design Characteristics of a Denatured Molten-Salt Reactor with Once-through Fueling." ORNL/TM-7207, Oak Ridge National Laboratory.

Ganda, F. 2015. "Economics of Promising Options. Prepared for the U.S. Department of Energy Fuel Cycle Options Campaign." FCRD-FCO-2015-000013, Argonne National Laboratory.

Ganda, F., J. Hansen, T. Kim, T. Taiwo, and R. Wigeland. 2016. "Reactor Capital Costs Breakdown and Statistical Analysis of Historical US Construction Costs." International Congress on Advances in Nuclear Power Plants, ICAPP 2016.

Gandrik, A. M. 2012. Assessment of High Temperature Gas-Cooled Reactor (HTGR) Capital and Operating Costs. TEV-1196, Idaho National Laboratory, Idaho National Laboratory.

Ho, C., M. Carlson, P. Garg, and P. Kumar. 2015. "Cost and Performance Tradeoffs of Alternative Solar-Driven S-CO2 Brayton Cycle Configurations." ASME 9th International Conference on Energy Sustainability. San Diego, CA.

Holcomb, D. 2011. Advanced High Temperature Reactor Systems and Economic Analysis. ORNL/TM-2011/364, Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge National Laboratory.

International Atomic Energy Agency. 1978. "Capital Investment Costs of Nuclear Power Plants." IAEA Bulletins 20 (1): 11-23.

Lucid Strategies. 2018. The ETI Nuclear Cost Drivers Project: Summary Report.

McKellar, M. 2010. Power Cycles for the Generation of Electricity form a Next Generation Nuclear Plant. TEV-674, Idaho National Laboratory.

Surina, J. 2016. "NuScale Power Plant Economics." Presentation.

United Engineers and Constructors. 1986. Phase VIM Update (1986) Report for the Energy Economic Data Base Program. DOE/NE-0079, U.S. Department of Energy.

U.S. Department of Energy. 1980. "Power Plant Capital Investment Cost Estimates: Current Trends and Sensitivity to Economic Parameters." DOE/NE-009.

U.S. Department of Energy. 1988. "Nuclear Energy Cost Data Base." DOE/NE-0095.

U.S. Energy Information Administration. 2016. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2015. U.S. Department of Energy.

附录 L

资金预算内按时交付核电大型项目：挑战与潜在解决方案

大型项目被定义为拥有大量预算（超过 10 亿美元）且高度复杂的项目。典型的兆瓦级核电站建设项目符合该定义。大型项目存在着巨大的技术和财务风险，通常需要先经历一个次优规划阶段，即低估项目成本并高估短期效益，在此之后项目才能顺利实施(Flyvbjerg 2006)。

本文对 318 个工业大型项目的数据分析结果表明，如果从满足项目进度和预算目标以及交付运营后实现承诺收益的角度出发，大多数项目可以被认为是失败的(Merrow 2011)。Cantarelli 等人（2010）对导致此糟糕表现记录的可能原因进行了总结。

技术挑战 – 此类原因可能包括对有关材料价格上涨的错误预测，或对成本和不确定性的不完全估计，项目范围的变化以及组织架构的不足。

心理因素 – 有充分证据表明项目支持者（包括项目主管和官员）在评估成本和收益时表现得过于乐观。

商业动机 – 为了销售一个项目，供应商/承包商倾向于故意低估成本并高估收益。

政治因素 – 决策者出于不道德的原因操纵成本和收益预测。例如，为了在即将到来的选举中获得支持或获取个人利益。(参见 Locatelli 等人，2017)

组织质疑 – 当一个项目（或主要分包合同）在没有充分考虑承包商是否具有管理项目风险的能力，而按照项目最低价格进行一揽子承包的时候，而就会出现这种情况。

Merrow（2011）提交的报告表明，造成大型项目预算超支和延误的最常见原因包括：贪婪的利益相关者、因减少工期估算和提高项目预期净现值产生的压力、无效的投标阶段、为降低前期成本承受的压力--低前期成本将导致低质量的前期筹备（FEL）和前端工程和设计（FEED）工作、不切实际的成本估算、以及项目合伙人之间无效的风险分配。

一些实证研究（Ansar 2014）(Sovacool，Gilbert 和 Nugent 2014）已经表明：大型项目体量越大,它所面临成本超支和延期的可能性就越大。Locatelli,Mancini 和 Romano(2014）研究了复杂度（技术型与组织型）在大型项目中的影响，并发现：“不良”项目往往会在“狼

狈为奸”的环境下交付——此类环境通常以产业内部的共生互助体系为特点；在未缩减项目范围来协调成本和时间指标的情况下，过于强调成本的降低和工期的缩短；综合性问题，（例如众多的系统零部件以及来自不同技术领域的大量相关机构）；与来自同一市场领域的其他技术(例如，存在核电站的情况下，使用天然气或可再生能源发电)或使用相同技术的替代系统方案（例如，不同的核反应堆设计）的竞争压力。

西欧和美国的核能工业长期存在着预算超支和电厂建设项目工期延误的问题，事实上，这些问题似乎是系统性的且随着时间的推移并没有得到明显的改善。这恶化了“对系统误差的容忍”现象（Pinto 2014），也就是说，当工商业界的成员变得如此习惯于异常行为，以至于他们不再认为它是异常的。尽管项目管理记录不佳（Pinto 和 Pathanakul 2015），但决策者仍会通过必要的政治手段来确保对项目的支持，但最终相同的糟糕表现使得项目难以持续。韩国的核能项目是总体趋势下的少数例外之一。标准的韩国 1 千兆瓦核电站设计始终按照预算进行，并在合理的时间表（5 到 6 年）内建造，现有的韩国反应堆均具有良好的运行性能。韩国人建立了一套建造供应链，在复制标准反应堆设计的基础上交付一系列核电站，而不是建造单独设计的核电站。在大型项目中，特别是在核工业中，实现良好绩效的关键策略（通过遵守预算和时间表来衡量绩效）似乎是项目供应链（即同样的利益相关者参与交付一个可多次复制的项目）和产品或项目可交付成果本身的标准化。（在这种情况下，同样的核电站设计一次又一次地重复）(Choi 2009)。小型模块化反应堆（SMR）自然可以同时兼顾供应链和产品的标准化，因此这项技术的潜在优势之一在于它可以提高核电行业的项目管理绩效。SMR 面临着一系列的部署挑战，包括从授权许可到供应链的成熟再到早期项目的融资(Sainati, Locatelli, and Brookes 2015)，但它的潜在回报同样令人瞩目。

参考文献

Ansar, A., et al. 2014. “Should we build more large dams? The actual costs of hydropower megaproject development.” Energy Policy 69: 43 – 56.

Cantarelli, C. C., et al. 2010. “Cost overruns in large-scale transportation infrastructure projects: Explanations and their theoretical embeddedness.” European Journal of Transport and Infrastructure Research 10(1): 5 – 18.

Choi, S., et al. 2009. “Fourteen lessons learned from the successful nuclear power program of the Republic of Korea.” Energy Policy 37(12): 5494 – 5508.

Flyvbjerg, B. 2006. “From Nobel Prize to project management: Getting risks right.” Project Management Journal 37(3): 5 – 15.

Locatelli, G., et al. 2017. “Corruption in public projects and megaprojects: There is an elephant in the room!” International Journal of Project Management 35(3): 252 – 268.

Locatelli, G., M. Mancini, and E. Romano. 2014. “Systems Engineering to improve the governance in complex project environment.” International Journal of Project Management 32(8): 1395 – 1410.

Merrow, E. W. 2011. Industrial Megaprojects: Concepts, Strategies and Practices for Success. John Wiley & Sons.

Pinto, J. K. 2014. “Project management, governance, and the normalization of deviance.” International Journal of Project Management 32(3): 376 – 387.

Pinto, J. K., and P. Patanakul. 2015. “When narcissism drives project champions: A review and research agenda.” International Journal of Project Management 33(5): 1180 – 1190.

Sainati, T., G. Locatelli, and N. Brookes. 2015. “Small Modular Reactors: Licensing constraints and the way forward.” Energy doi: 10.1016/j.energy.2014.12.079:1092 – 1095.

Sovacool, B. K., A. Gilbert, and D. Nugent. 2014. “An international comparative assessment of construction cost overruns for electricity infrastructure.” Energy Research & Social Science 3: 152 – 160.