



International
Carbon Action
Partnership

全球碳市场进展

2025年度报告

全球碳市场进展

国际碳行动伙伴关系（ICAP）
2025年度报告

本报告中文版由美国环保协会和国际碳行动伙伴关系（ICAP）秘书处共同翻译



引用建议：

国际碳行动伙伴关系（International Carbon Action Partnership, ICAP）.（2025）.
全球碳市场进展：2025年度报告. 柏林：国际碳行动伙伴关系.

编辑团队：

Katja Biedenkopf, 陈志斌（亦为中文版编辑），Stefano De Clara, Baran Doda, Leon Heckmann, Iryna Holovko, Martina Kehrler, Stephanie La Hoz Theuer, Trevor Laroche–Theune, Andrés Olarte Peña, Victor Ortiz Rivera, Santiago Ramírez Niembro, Anastasia Steinlein, Lewis Stevens, Theresa Wildgrube.

来自ICAP成员的政策制定者以及碳市场领域的专家为本报告撰写了稿件，并对报告中涉及的不同碳市场的信息进行了评议，ICAP秘书处对此深表谢意：

加拿大阿尔伯塔省环境部，Agustina Cundari（阿根廷），澳大利亚气候变化、能源、环境和水资源部，Michael Grabner（奥地利），于凤菊（北京），José Pedro Bastos Neves（巴西），Beatriz Soares（巴西），Scott Cutler（不列颠哥伦比亚省），Amanda Engel（不列颠哥伦比亚省），Brian Murata（不列颠哥伦比亚省），Erik Davies（加利福尼亚州），Rachel Gold（加利福尼亚州），Amy Ng（加利福尼亚州），Rajmir Rai（加利福尼亚州），Stephen Shelby（加利福尼亚州），Mark Sippola（加利福尼亚州），加拿大环境与气候变化部，Juan Pedro Searle Solar（智利），Isabella Villanueva García（智利），中创碳投（中国），Clay Clarke（科罗拉多州），Andrew Gruel（科罗拉多州），Shannon Hill（科罗拉多州），Alek Kahn（科罗拉多州），Megan McCarthy（科罗拉多州），Matthew Twyman（科罗拉多州），Cecilia White（科罗拉多州），Raymond Zeng（科罗拉多州），Luz Alcántara（多米尼加共和国），Sara Gonzalez（多米尼加共和国），Shakira Jimenez（多米尼加共和国），Ruben Vermeeren（欧盟委员会），Julia Ziemann（欧盟委员会），Daniel Detzer（德国），Frederik Lettow（德国），Sophia Stüber（德国），Dirk Weinreich（德国），Saurabh Diddi（印度），Mandeep Kaur（印度），Meenakshi（印度），Anandini Mayang（印度尼西亚），日本环境省和经济产业省，Botagoz Akhmetova（哈萨克斯坦），Muhamad Ridzwan Bin Ali（马来西亚），Ahmad Farid Mohammed（马来西亚），Chris Hoagland（马里兰州），Mark Stewart（马里兰州），Allison Tjaden（马里兰州），William Space（马萨诸塞州和区域温室气体倡议），Jelena Ban（黑山），Neno Jablan（黑山），新不伦瑞克省环境和地方政府部，Jonathan Binder（纽约州），Lois New（纽约州），Charlotte Berg（新西兰），Daniel Boczniewicz

（新西兰），Cathy Lawless（新西兰），Cheryl Moir（新西兰），纽芬兰与拉布拉多省环境与气候变化部，William Brooke（新斯科舍省），Michelle Miller（新斯科舍省），Anthony Weatherby（新斯科舍省），Nicole Singh（俄勒冈州），Matt Steele（俄勒冈州），Hadika Jamshaid（巴基斯坦），宾夕法尼亚州环境保护部，Rommel M. Reyes（菲律宾），Jonathan Beaulieu（魁北克省），Jean–Yves Benoit（魁北克省），Mitémo Chevalier（魁北克省），Julie Côté（魁北克省），Steve Doucet–Héon（魁北克省），Nicolas Garceau（魁北克省），Olivier Lacroix（魁北克省），Mourad Ziani（魁北克省），Maureen Lee（Ecoeye，韩国），Hyeonjeong Kim（Ecoeye，韩国），萨斯喀彻温省环境部，Silvan Aerni（瑞士），Thomas Kellerhals（瑞士），Reto Schafer（瑞士），Adrian Schilt（瑞士），Krittaya Chunhaviyakul（泰国），Asako Suyama（东京都），Masaru Tsuritani（东京都），Eyüp Kaan Morali（土耳其），Aydin Sargin（土耳其），Mykhailo Chyzhenko（乌克兰），Igor Onopchuk（乌克兰），Rufina Acheampong（英国），Ishtar Ali（英国），Matthew Davies（英国），Felix Grey（英国），Alise Karcevska（英国），Charlie Lewis（英国），Hannah Lewis（英国），Bethany Parker（英国），Rosanna Pellarin（英国），Chris Ramsay–Collins（英国），Huy Luong Quang（越南），Brian Woods（佛蒙特州），Clara Harig（华盛顿州），Mike Johnson（华盛顿州），Eli Levitt（华盛顿州），Derek Nixon（华盛顿州），Jordan Wildish（华盛顿州）。

国际碳行动伙伴组织秘书处（ICAP）感谢德国联邦经济事务和气候行动部资助本报告的编纂工作。阿德菲咨询有限公司（adelphi）在本报告的汇编和制作过程中为国际碳行动伙伴组织秘书处提供了科学技术支撑。ICAP和美国环保协会（EDF）组织翻译了本报告的中文版。中文版未翻译正在建设和正在考虑的碳市场详细。需要这些信息的读者请查看英文原版。我们感谢以下各位对本报告中文版翻译所做出的贡献：刘洪铭（EDF）、张鑫（EDF）、许翰森（EDF）、王寅（EDF）、陈天蓝（ICAP秘书处）、胡弦（EDF）。

特别感谢陈天蓝，Ezgi Güler，Kamil Matusiewicz 和 Analía Quiñones Ayala 协助编辑。

目录

前言	5
碳市场发展的关键数据	7
趋势与展望	8
全球碳市场年度回顾	11
信息图	16
碳市场详情	26
国际碳行动伙伴组织（ICAP）简介	208
出版说明	210

前言

碳市场发展：深度脱碳进程中的挑战与机遇

今年恰逢《巴黎协定》通过的十周年。十年前，全球各国携手达成这一具有里程碑意义的协议，共同应对气候变化及其带来的严峻挑战。过去十年间，全球气候行动取得了积极进展，但距离将全球升温控制在 1.5°C 以内的目标，我们仍有很长的路要走。值得注意的是，2024年已被确认为有记录以来全球最热的一年，且全球年均气温首次超过工业革命前水平 1.5°C 。面对这严峻现实，我们亟需加强国际合作和交流，提升全球气候行动的雄心。碳市场机制（ETS）可在其中发挥关键作用，帮助各国设定明确的减排目标，推动更经济的脱碳路径，并激励低碳技术创新。各国政府需要与社会各界携手合作，推动应对气候变化所需的系统性变革，而这正是国际碳行动伙伴组织（ICAP）肩负的使命。

ICAP是一个面对全球各地的政府间国际交流和合作平台，致力于提供建设和运行碳市场所需的工具与知识，助力各国政府应对碳市场机制中的复杂挑战。自2007年成立以来，ICAP致力于建立和加强政府间合作伙伴关系，促进各国政府分享以碳市场机制应对气候变化的经验与政策见解。通过能力建设活动、技术对话和年度报告，ICAP不仅为成员和观察员提供智力支持，也帮助非成员地区根据自身国情设计和完善碳市场框架。

今年的《全球碳市场进展》年度报告反映了全球碳市场的继续向前发展，越来越多的国家正在设计或完善碳市场。截至2025年1月，全球共有38个碳市场投入运行，较去年增加两个，另有20个系统正处于不同阶段的设计或考虑过程中。巴西、印度、智利、哥伦比亚和土耳其等中等收入国家正加快构建碳市场的步伐。各碳市场在拓展覆盖范围方面也取得了显著进展。越来越多的司法管辖区已将或正在考虑将航运、公路交通与建筑行业的燃料使用，以及废弃物管理纳入碳市场范围，覆盖范围正逐步突破传统行业的界限。由于新市场的运行和覆盖范围的扩大，碳市场所覆盖的全球温室气体排放比例从2024年初的19%增至23%，不过部分碳市场总量上限的减少也抵销了部分新增的排放。

尽管进展可喜，我们也深知迈向净零排放仍任重道远。政策制定者既要加快建立碳市场，更应加强政策协同，兼顾短期减排成效与实现长期深度脱碳所需的结构性转型。随着总量上逐渐收紧、减排目标不断提升，全球碳市场需采取创新策略，应对难以减排的重点行业，并确保公平转型。碳市场通过提供长期价格信号和市场框架，引导投资方向、推动包括净零技术在内的技术突破，为实现净零目标构建坚实且具有韧性的转型路径。

今年，ICAP 将开启新的篇章， 继续在全球范围内推动和拓展 碳市场发展。

今年，ICAP将继续在全球范围内推动碳市场发展。我们欢迎越来越多成员加入ICAP，并热切期待在逐渐壮大的成员与观察员群体中，持续深化合作、共享知识、推动创新。我们衷心感谢Rajinder Sahota女士在2019至2024年间担任ICAP联席主席期间所展现的卓越领导力和对ICAP发展所作出的宝贵贡献，今后我们仍将继续受益于她的专业经验。我们也将秉持她留下的精神，致力确保碳市场机制在实现《巴黎协定》目标的进程中，发挥公平、高效且有力的作用。

《全球碳市场进展》2025年度报告展现了全球碳市场的活力与进展。通过加强合作、共享知识与凝聚共识，我们能共同迈向更具雄心的气候目标。



DIRK WEINREICH

ICAP 联席主席、德国联邦经济事务与气候行动部 气候立法与碳市场处处长



JEAN-YVES BENOIT

ICAP 联席主席、魁北克省环境与气候变化应对部 碳市场司司长

碳市场发展的关键数据

截至2025年：



趋势与展望

全球碳市场的发展、趋势和未来展望概述

各国正面临越来越频繁且严重的气候变化影响—极端高温、毁灭性洪灾和灾难性野火已不再是偶发的威胁，而成为日常现实。然而，全球仍未走上实现《巴黎协定》目标的轨道，且国家层面的利益考量正在削弱全球协同努力。在《巴黎协定》下，各缔约方预计将在第30届联合国气候变化大会（COP30）前提交更新的国家自主贡献（NDCs）。这期限为各国政府提供了一个契机，以重新标定减排决心、加强相关政策，并将市场机制纳入整体气候策略，从而实现更进一步的减排目标。碳排放交易系统（ETS）在全球气候政策版图中的作用日益显著，它在推动减排的同时，也有助于在实现净零路径中平衡国内经济增长与环境目标。

碳市场在全球减排中日益关键的地位

碳市场（ETS）已成为全球众多政府首选的气候政策工具之一。目前，全球共有38个碳市场体系正在运行，覆盖超过100亿吨二氧化碳当量的排放量，约占全球温室气体排放总量的19%。这些体系分布于全球多个司法管辖区，覆盖全球约三分之一的人口和58%的国内生产总值（GDP）。二十国集团（G20）中的17个国家已经建立或正在筹划国家级或次国家级的碳市场体系，进一步凸显碳定价机制在主要经济体中的关键作用。

随着全球20个国家正在不同阶段探索或筹备碳市场，这一趋势仍在持续增强。尽管碳市场过去主要集中于发达国家，但目前新兴经济体正引领新一轮的碳市场建设与实施浪潮。这些碳市场不仅在数量上不断增长，也在设计上持续演变。一些政府，尤其是发展中国家，正跳出传统的总量与配额交易（cap-and-trade）模式，转而采用基于排放强度（intensity-based）的体系。另有一些国家则选择混合型方式，将碳交易机制与碳税、或碳抵销机制等其他碳定价工具相结合，创造更灵活的减排方案。

在亚太地区，碳市场正在高速发展。印度已通过相关法规，为高耗能行业建立基于排放强度的碳市场，并同步设立碳抵销机制。中国则将全国碳市场的覆盖范围从电力行业拓展至钢铁、水泥和铝冶炼行业，并正研究转型至总量控制制度的可行性。印尼针对电力行业建立的基于排放强度的碳市场已运行两年，并计划于今年在电力行业

内试行「总量—碳税—交易」的创新型混合机制。土耳其和越南正积极制定法规，为近期启动碳市场试点作准备。与此同时，马来西亚、菲律宾和泰国也在积极评估将碳交易纳入其气候政策的可能性。

在拉丁美洲，巴西已为联邦碳市场制定法律基础，并进入初期实施阶段，正在制定相关监管规则。智利正在制定行业总量上限，并筹备电力行业的碳市场试点。哥伦比亚则发布了关于碳市场法规的公众咨询文件，标志着其分阶段实施碳市场迈出了关键一步。墨西哥正从碳市场试点阶段逐步过渡到正式运行。与此同时，多米尼加共和国首次出现在本年度的《碳市场发展现状报告》中，目前正处于评估碳市场试点可行性的初步阶段。

新兴经济体正引领新一波碳市场建设和实施的浪潮

发达经济体的碳市场也在持续改进。欧盟近期完成了对其碳市场的大规模改革，并计划自2027年起另设一个独立的碳市场，覆盖建筑、道路交通及其他新增行业，预计将使碳市场覆盖的排放量翻倍。加拿大已发布联邦层级总量与交易（cap-and-trade）体系的法规草案，拟将上游的石油、天然气和液化天然气（LNG）生产排放纳入碳市场监管。与此同时，继2023年碳市场被裁定无效后，俄勒冈州现已重启该市场；科罗拉多州则于2024年推出其碳市场，首阶段覆盖州内大型制造企业，并计划于2028年进一步扩展覆盖范围。纽约州正制定覆盖全经济领域的碳市场实施规则，而马里兰州也在积极评估建立该州经济范围内碳市场的可行性。

主要碳市场价格与收入有所回落，但拍卖机制仍是全球关注重点

尽管全球碳市场进展显著，2024年多个成熟碳市场的波动却有所加剧，大多数体系的平均碳价较2023年有所下降。欧盟碳市场在2023年曾达到历史高点，但2024年初价格出现回落，并全年保持在较低水平。英国碳市场也呈现类似走势，而加利福尼亚州和华盛顿州的「总量与投资」（cap-and-invest）计划价格也有所下跌，反映出市场的重新调整以及对监管预期的变化。然而，一些市场则呈现出上升趋势。中国全国碳市场的价格较2023年温和增长，而韩国碳市场和区域温室气体倡议（RGGI）的价格则相对稳定。部分主要碳市场价格下跌的原因是多重因素共同作用，包括经济不确定性、监管调整以及市场情绪的变化；而在价格轨迹固定的司法管辖区，如德国和加拿大，价格则继续按预期实现增长。

碳市场配额拍卖收入在连续多年稳步增长并创下纪录后，今年由于主要碳市场价格下跌，年度拍卖收入首次出现下滑。2024年，全球拍卖收入约为700亿美元，较去年少40亿美元。尽管如此，碳市场收入仍是气候融资的重要来源，为政府提供资金，用于支持额外的减排措施或帮助弱势群体。各司法管辖区正不断改善配额拍卖的分配机制，并逐步减少免费配额，以提高市场效率并强化价格信号。欧盟、加利福尼亚州、魁北克省、韩国、新西兰和英国正在改革和减少免费配额的分配。德国和奥地利等较新的体系，以及即将推出的欧盟碳市场2，则从一开始就要求管控单位必须通过拍卖购买所有配额，进一步展示了以市场机制分配配额的总体转变趋势。

较新和即将启动的碳市场，例如华盛顿州、纽约州和欧盟碳市场2，将拍卖收入的再投资作为体系设计的核心要素，而拍卖收入的策略性使用正在全球范围内重塑碳排放交易政策。欧盟「社会气候基金」的设立，以及加利福尼亚州、魁北克省和新西兰等地的再投资策略，凸显了将碳市场收入用于气候减缓、消费者保护和技术创新的重要性。各国政府正优先考虑拍卖收入循环机制，以减轻弱势群体的经济负担，从而增强公众对碳市场的支持，确保其社会公平性和政治可持续性。

碳市场在实现净零目标中的作用

随着碳市场的多元发展，以及总量上限逐步收紧以符合2030年和2050年的气候目标，全球各地的政策制定者正面临关键性的设计与实施问题。碳市场逐渐被视为实现净零目标的重要工具，热门议题包括抵销机制和负排放的作用、总量上限的设定、市场动态、以及在各种可能路径（包括净零和净负排放上限）下的市场稳定性。欧盟和英国正在进行的改革以及即将推出的政策，开始探索碳市场与净零目标轨迹的对接，而加利福尼亚州和魁北克则在推进政策改革，以实现净零目标。

在碳市场的设计中，碳抵销和碳信用机制变得愈发重要，这个趋势在新一代碳市场的建设中尤为明显。在目前运行的38个碳市场中，有24个允许使用碳信用作为履约选项，但大多数情况下都设有严格的定性和定量使用限制。中国、印尼、印度和巴西等主要新兴经济体正通过引入国内碳信用，拓展其碳市场价格信号激励的范围。尽管这些发展表明碳信用在碳市场中愈发关键，同时强制与自愿市场的界限逐渐模糊，但某些方面仍值得保持谨慎。

首先，国际碳信用的需求依然有限，目前仅有韩国接受国际碳信用代替部分履约单位。尽管第29届联合国气候变化大会（COP29）在巴库通过了《巴黎协定》第六条，为未来更广泛的国际合作打开了新局面，但当前的重点似乎仍然集中在国内碳信用机制上。其次，用于履约的碳信用市场高度碎片化。除了「仅限国内」的政策导致的分裂，不同减排机制对碳信用的资格和认可标准也存在显著差异。此外，即使新兴

在碳市场的设计中，碳抵销和碳信用机制变得愈发重要，这个趋势在新一代碳市场的建设中尤为明显。

的和发展中的碳市场可能显著增加碳信用的需求，监管机构慷慨的免费配额分配以及较低的配额价格可能减少管控单位使用碳抵销条款的动力。

碳市场覆盖范围的扩大是另一个关键影响因素。在欧盟「Fitfor55减排计划」改革中，不仅将碳市场的适用范围扩大至海运领域，还将推出一个针对现行体系未覆盖排放的全新碳市场。在英国，政府正在研究从2026年起，将英国碳市场扩展至国内海运排放，以及非管道碳捕集与封存（CCS）的运输。与此同时，中国全国碳市场扩展至水泥、钢铁和铝行业新增约1500个重点排放单位和30亿吨二氧化碳当量的覆盖量，相当于全球温室气体排放总量的约5%。此外，中国的多个区域试点碳市场也在推进行业扩展，湖北、深圳、广东、上海和天津等省市正将数据中心、固体废弃物、陶瓷、港口、航空和道路运输等新行业都纳入了其监管范围。

与此同时，全球对碳泄漏和产业竞争力的关注不断上升。随着减排目标趋严，欧盟和英国陆续推出碳边境调节机制（CBAM），标志着碳配额免费分配机制正在逐步被替代，后者在碳排放总量持续收紧的背景下已难以为继。

作为替代方案，边境调节机制旨在协调贸易政策与气候目标，但其实施仍面临一系列挑战，并引发全球贸易伙伴的质疑和反弹。随着碳边境调节机制的推进，一些国家也开始提出类似机制的设想，反映了该机制未来的重要作用。面对不断上升的竞争力压力，政策制定者需谨慎应对这些复杂性，确保气候政策既实现环境目标，也兼顾经济发展。

最后，公众接受度和公平转型问题仍是碳定价政策成功的关键。随着碳价上升与总量上限不断收紧，各国政府正在采取多种策略增强公众支持，例如将碳定价收入用于直接补偿，或再投资于促进公平与可持续发展的项目。将碳定价视为推动「公平转型」的契机已逐渐成为主流观点，强调在推进减排的同时，兼顾社会公平与产业竞争力的重要性。

加强国际合作是实现未来气候目标的关键

随着碳市场的扩展和多样变化，国际合作仍然在协调碳市场机制、避免市场碎片化等方面发挥着关键作用。ICAP、全球碳定价挑战（GCPC）、世界银行的市场机制实施伙伴关系（PMI）、美洲碳定价倡议（CPA）等全球性倡议，正在积极促进跨境合作与政策协调。

ICAP持续为碳市场各司法管辖区推动能力建设、技术交流与政策对话。随着新碳市场不断涌现、现有碳市场持续完善，加强合作将成为确保碳市场高效坚韧并朝着净零目标前进的关键所在。

全球碳市场年度回顾

概述各司法管辖区的主要更新



欧洲和中亚地区

奥地利：奥地利的全国碳市场于2022年10月启动，覆盖未纳入欧盟碳市场的化石燃料排放。2024年，奥地利政府对《国家排放法》（NEHG）进行了修订，以配合即将实施的欧盟碳市场2。奥地利将「选择纳入」农业和林业领域使用的燃料，使其覆盖范围与当前国家碳市场保持一致。该全国碳市场计划于2026年结束，届时欧盟碳市场2将于2027年启动，但也存在一年推迟的可能。同时，政府也在2024年加大了对受影响行业的补贴力度，包括农业。

欧盟：欧盟碳市场仍是目前运行时间最长、交易量与市场价值最高的碳市场。随着2023年改革的推进，该体系在2024年迎来了一系列重要变化，包括总量上限的下调，以及更快的总量年度削减比例。欧盟碳市场的覆盖范围已扩展至海运排放，以及欧盟九个最偏远地区之间往返航班的排放。与此同时，覆盖建筑、道路交通及其他新增行业的独立碳市场（欧盟碳市场2）正在筹备中。个别成员国在错过2024年截止日期后将加快完成欧盟碳市场2在本国的立法。

德国：德国自2021年起启动全国碳市场，覆盖供暖和交通领域中未纳入欧盟碳市场的燃料排放。该碳市场初期以固定价格运行至2025年，2026年起将引入价格走廊机制，并于2027年并入即将启动的欧盟碳市场2。2025年，德国政府通过国内法律，确认将在2026年底前逐步在德国碳市场取消大部分行业的管控。此外，德国决定将农业和铁路运输行业的燃料排放纳入德国碳市场，但暂未将废弃物焚烧纳入，相关决策将依据欧盟层面对该行业碳定价的进一步分析结果而定。

哈萨克斯坦：哈萨克斯坦碳市场已步入第13个运行年度。2024年1月，政府更新了2022至2025年配额分配计划，并下调了2024年和2025年的总量。自2021年以来，基准线分配（benchmarking）仍是主要的配额分配方式。

黑山：黑山全国碳市场于2020年2月启动，覆盖电力和工业领域的大型设施。然而，最初纳入的三家设施中已有两家停止运营，目前仅剩一家仍在碳市场中。黑山政府目前正在修订《气候法》，预计将在2025年底前对《碳市场法令》进行修订。

瑞士：瑞士碳市场建立于2008年，并于2020年与欧盟碳市场联通。2024年，瑞士立法机构通过了重大改革，包括修订后的《二氧化碳法案》（CO₂法），协调2025至2030年期间的瑞士碳市场和欧盟碳市场。改革内容包括通过新的线性减排系数（linear reduction factors）降低总量，并允许将碳捕集与封存（CCS）以及国外生物天然气纳入体系。此外，航空运营商的免费配额将于2026年前逐步取消。



北美

土耳其：土耳其正筹备推出该国的碳市场，备受关注的试点计划将于2026年启动。政府已于2024年完成《气候法》草案的技术分析，预计将于2025年初通过议会流程。第29届联合国气候变化大会期间，土耳其发布了其《长期气候策略》，并启动了一系列国际合作项目，以支持体系设计与实施，并在现行的碳排放监测体系的基础上，制定新的技术和监管框架。

乌克兰：乌克兰正持续建设全国碳市场的法规框架，试点阶段预计于2028年启动。2024年12月，乌克兰议会通过了《气候政策基本原则法》，明确要求建立碳市场。预计运行至2033年的《碳市行动计划草案》已于2024年完成公众咨询流程。此前，因乌俄冲突而暂停的温室气体排放监测、报告与核查（MRV）制度，已于2025年1月经议会恢复实施，相关企业需报告其2024年度的排放数据。

英国：英国碳市场于2024年迎来重大改革，以配合该国实现2050年净零排放目标。此次改革重设了碳总量上限，在2021年至2030年期间，可用配额将减少30%。政府已开始相关公众咨询，拟于2028年前将垃圾焚烧及能源回收设施纳入体系监管范围。此外，英国政府宣布将于2027年引入碳边境调节机制，以应对碳泄漏风险。政府也就下列两项覆盖范围扩展提议开展了进一步咨询：自2026年起将国内海运排放纳入体系，以及将碳捕集与封存（CCS）项目中非管道运输环节纳入英国碳市场。

阿尔伯塔省（加拿大）：2007年，艾伯塔省推出了北美首个工业碳定价机制。2020年，该机制进入第三阶段，即《技术创新与减排条例》（TIER），以各管控设施的产出排放强度作为履约基础。根据2023年1月生效的修订内容，TIER于2024年在所有受监管设施中全面实施。修订内容包括—but不限于—根据联邦要求提高碳价及收紧基准。

不列颠哥伦比亚省（加拿大）：不列颠哥伦比亚省碳定价机制（B.C. OBPS）于2024年4月正式实施，取代了此前的自愿性「工业运营商碳定价机制」。在该机制下，每年排放量超过10,000吨二氧化碳当量的设施，其特定产品需纳入履约范围。履约要求基于各受管设施单位产出排放强度超过允许水平的部分确定。

加利福尼亚州（美国）：加利福尼亚州营运着全球最大且最全面的总量与交易体系之一，并自2014年起与魁北克省联通。2024年，加州政府持续改革其碳市场，提出了新的减排目标及市场机制调整方案。2024年4月，政府发布了拟议修正案的影响评估报告。与此同时，加州与华盛顿州碳市场联通的相关讨论也在一份联合声明的推动下持续升温。

加拿大联邦：自2019年起，加拿大联邦政府实施了基于产出的碳定价体系（OBPS），作为联邦碳污染定价保底机制的一部分。该保底机制适用于2023至2030年期间，其碳定价体系未能满足联邦基准标准的省份和地区。根据该基准标准，2025年的碳价需达到每吨二氧化碳当量95加元（约69.38美元）。2024年11月，加拿大发布了《石油和天然气行业温室气体排放限量法规（草案）》，拟建立针对上游石油、天然气及液化天然气生产过程温室气体排放的联邦总量与交易体系。该拟议体系将于2026年至2029年之间逐步实施，并于2030年至2032年进入首个履约阶段。最终法规预计将于2025年出台。

科罗拉多州（美国）：2023年10月，科罗拉多州政府推出了针对州内制造企业的碳市场的相关法规，该市场自2024年起正式生效。2024年，政府发布了覆盖企业间温室气体信用交易的指南。该信用交易系统于2024年11月正式推出，允许管控企业注册账户，并计划于2025年年中开始交易。同年12月，政府决定将该碳市场扩展至油气中游业务的排放，相关要求将由2028年起实施。

马里兰州（美国）：马里兰州正在研究覆盖全经济领域的「总量与投资」（cap-and-invest）计划，以达成其减排目标。2023年发布的规划指出，该计划具有多项潜在益处，包括为清洁能源和消费者返利项目创造新的财政收入。2024年，州委员会建议开展研究，以评估该计划的设计方案，并提出应制定一项针对主要排放源的报告制度，相关数据收集工作预计将于2027年启动。

马萨诸塞州（美国）：马萨诸塞州的碳市场于2018年开始运行，作为区域温室气体倡议（RGGI）的补充政策：州内的电力生产企业需同时遵守RGGI与马萨诸塞州本地的碳市场规定。2024年的拍卖价格保持稳定，表明配额供应充足，足以满足履约需求。州政府正在考虑提高最低储备价格，并就该提议征求利益相关方的意见。拍卖所得收入持续用于支持减排项目及社区相关计划。

新不伦瑞克省（加拿大）：自2021年1月起，新不伦瑞克省将大型工业排放源从联邦OBPS过渡至省级OBPS。该体系为基于强度的碳市场，要求管控单位就其年度排放量超出限额的部分交付履约配额。2024年，新不伦瑞克省环境与气候变化厅公布了2025财年「气候变化基金」所资助的项目名单。

纽芬兰与拉布拉多省（加拿大）：纽芬兰与拉布拉多省的绩效标准体系（PSS）自2019年起实施。该体系为基于强度的碳市场，覆盖大型工业排放源，要求管控单位就其年度排放量超出总量上限的部分交付履约配额。根据联邦OBPS的价格路径，碳价在2024年升至每吨二氧化碳当量80加元（58.42美元），并将于2025年升至95加元（69.38美元）。

纽约州（美国）：纽约州的「总量与投资」（NYCI）计划正在制定中，旨在减少全州温室气体排放时，同时促进经济稳定与公平。该计划基于2019年颁布的《气候领导与社区保护法》，将覆盖所有排放行业，并按州级目标逐步降低排放水平。2023年和2024年，纽约州环境保护厅与纽约州能源研究与发展局组织了多场利益相关方会议，以指导计划制定。2024年9月，纽约州通过西部气候倡议（WCI）建立了市场登记系统和拍卖平台；与此同时，计划设计工作仍在进行，特别是NYCI与区域温室气体减排倡议（RGGI）之间的协同机制仍在研究中。

新斯科舍省（加拿大）：新斯科舍省工业OBPS于2023年启动，取代了该省原有的总量与交易计划。履约义务基于各管控单位排放量超过其产出允许强度的部分。2024年，政府发布了关于排放报告、适用于工业部门和电力生产部门的绩效标准等方面的最终法规与标准。

安大略省（加拿大）：安大略省的「排放绩效标准」（EPS）计划于2022年1月生效，取代了自2019年至2021年间实施的联邦OBPS。该计划为针对大型工业排放源、基于排放强度的碳排放交易系统。2024年，安大略省对EPS和温室气体报告项目进行了修订，以明确项目要求、提升项目实施和管理效率，并对应部分行业作出的根本性变更。

俄勒冈州（美国）：2024年11月，俄勒冈州重新启动其「气候保护计划」（CPP），此前该计划于2023年被判无效。2024年间，俄勒冈州环境质量部主导了规则制定过程，并广泛征求了公众意见。重新被采纳的CPP对化石燃料和高排放行业设定了具约束力、逐年递减的排放上限。该计划以2017至2019年为基准期，目标是在2035年前削减50%排放量，到2050年削减90%。

宾夕法尼亚州（美国）：2019年10月，宾夕法尼亚州州长签署行政命令，规定州环境保护局制定一项覆盖电力行业排放的碳市场提案，并推动其与区域温室气体减排倡议（RGGI）的联结。该项法规于2022年发布，但随后面临法律及立法方面的挑战。2024年，州议员提出了两项互有冲突的法案：一项旨在废除该碳市场，另一项则提议建立一个州级减排计划，后者结构与最初的提案类似。目前，州最高法院正在审理有关该法规是否符合宪法的上诉案件。

魁北克省（加拿大）：魁北克省运营着覆盖该辖区大部分温室气体排放的碳市场，自2014年起与加州碳市场联通。2024年间，政府较早前与利益相关方交流，推进体系改革，预计将在2025年初发布相关法规草案。与此同时，魁北克省与华盛顿州在碳市场联动方面的讨论也进一步升温。

区域温室气体倡议（RGGI）：区域温室气体倡议正在进行第三轮计划评估。2024年9月，评估工作聚焦于一项新的探索性方案，内容包括：提高2027年至2033年度的基准排放限量削减幅度、对齐减排路径和「2035年实现净零排放」的目标，并建议增加成本控制储备的配额数量（cost containment reserve）。各成员州于2024年10月就该方案广泛征求了利益相关方意见，规则模板的修订工作也在同步进行。另一方面，弗吉尼亚州是否继续参与RGGI仍存在变数。2024年11月，当地巡回法院裁定该州于2023年废除碳市场法规的决定违反了法律程序。

萨斯喀彻温省（加拿大）：萨斯喀彻温省的OBPS于2019年正式实施，适用于大型工业管控单位，为基于排放强度的碳市场。2024年5月，萨斯喀彻温省更新了其「绩效信用标准」（Performance Credit Standard），明确规定：若某项绩效信用被认定为无效，原始出售方（即最初生产该绩效信用的管控单位）将承担该信用被撤销的风险。此外，其他相关标准也有小幅度的修订。

佛蒙特州（美国）：2024年6月，佛蒙特州议会通过一项法案，要求开展关于「总量与投资」（cap-and-invest）机制的研究，以协助该州达成其气候目标。该研究将评估是否将该碳市场机制扩展至除电力行业（已纳入RGGI覆盖范围）外的其他行业，并分析其潜在效益。研究成果将包括情景分析与公众参与结果，进而为2025年政策建议的制定与提交提供实证基础。

华盛顿州（美国）：华盛顿州的「总量与投资」（cap-and-invest）计划于2023年启动，覆盖了该州大部分温室气体排放。该计划在2024年达成了多项重要进展，包括顺利完成首次履约活动，并且几乎所有管控单位均按时参与。2024年11月，公众投票以压倒性结果否决了一项旨在废除该计划基础法律的提案，为该碳市场的长期运行奠定了基础。与此同时，华盛顿州通过春季联合声明加快碳市场合作，并在2025年初实施了新立法，旨在促进与加利福尼亚州碳市场及魁北克省碳市场的连接。



亚太地区

澳大利亚：澳大利亚「保障机制」（Safeguard Mechanism）是一种基于碳强度（baseline-and-credit）制度，强制性设定了工业和交通运输行业内大型设施的碳排放基线。碳排放超过基线的管控单位需抵销超额排放，而排放低于基线目标的设施则可获得碳信用。2024财年是保障机制改革后的首个完整履约年度。

中国：中国于2021年启动全国碳市场，首阶段覆盖电力行业，年覆盖量超过50亿吨二氧化碳。在2024年，国务院公布了《碳排放权交易管理暂行条例》，为全国碳市场提供了健全的法律基础。生态环境部在2024年启动了国内自愿减排市场并在年底完成了2023年度的履约工作。从2023年起全国碳市场转入一年一履约的运行模式。2025年3月，在2024年开展的意见征求工作基础上，生态环境部发布了扩容工作计划，分两个阶段将钢铁、水泥和铝冶炼行业纳入全国碳市场。第一阶段（2024—2026年）重点为企业熟悉市场机制和改进碳排放数据质量；第二阶段（自2027年起）则以降低排放强度为目标。此次扩大行业覆盖范围将使全国碳市场新增1500家企业，增加30亿吨二氧化碳当量（tCO₂e）。

中国的地方碳市场：中国各地方试点碳市场继续保持活跃交易、如期履行履约义务，并持续完善管理办法。在常规运行之外，湖北省政府在公众咨询后降低了碳市场纳入门槛。深圳试点碳市场扩展至数据中心、固体废物处理以及服务业。广东试点碳市场则将陶瓷、港口、数据中心、机场和纺织行业纳入碳市场覆盖范围。上海试点碳市场要求17家道路运输行业的物流企业开展碳核算和核查。天津市政府则在完成公众咨询后，决定是否将海运、国内航空和数据中心纳入现有碳市场的覆盖范围。

印度：印度政府于2024年发布了关于碳信用交易机制（CCTS）的详细履约法规。该碳市场将采用基于碳强度的制度（baseline-and-credit system），每年就各管控单位设定强制性的温室气体排放强度目标。首个履约期预计将于2026财年开始，届时将有九个工业部门从现行的「履约-达标-交易」（PAT）机制过渡至CCTS。

印度尼西亚：印度尼西亚于2023年推出了强制性碳市场，该市场针对电力行业，并采用基于强度的设计。首阶段仅覆盖连接至国有电力公司（PLN）电网的燃煤电厂。2024年，碳市场的覆盖范围扩大至装机容量在25兆瓦及以上的设施，新增47座燃煤电厂纳入该市场。

日本：日本于2023年推出了自愿性碳市场（GX-ETS），计划在2026年转为强制性碳市场。在第一阶段（2024年至2025年），GX-ETS以自愿性的基于碳强度的体系为基础运行。该市场有超过700家企业参与，共占全国总排放量的一半以上。预计从2026财年起，该自愿性碳市场将在首次履约期限后过渡为强制性碳市场。从2033财年起，针对电力行业的高排放管控单位，将引入拍卖机制。为界定GX-ETS的法律和监管框架，包括免费配额分配、拍卖机制和总量设定，日本成立了一个专责研究小组。

马来西亚：马来西亚持续建立国内碳市场，目前已于2022年启动了自愿性碳交易所，未来可能引入国内碳市场。政府目前正在起草一项法案，为马来西亚国内碳市场提供法律依据。预计该法案将于2025年提交马来西亚议会审议。

新西兰：新西兰碳市场于2008年启动，覆盖了全国一半的温室气体排放量，包括林业。在2024年，政府收紧了配额供应，并提高了拍卖底价。农业排放亦不再纳入碳市场的报告要求之中，政府也未计划通过碳市场对农业排放定价。

菲律宾：2025年2月，众议院二读通过了一项议案，建议引入碳市场。该议案预计将于2025年6月在众议院进行三读表决，随后提交参议院审议。假如议案通过，菲律宾将建立一个覆盖能源、交通、工业、农业、林业与土地利用（AFOLU）以及废弃物管理等行业的碳市场。同时，财政部正带领一个技术工作组，评估碳定价的可行性。

韩国：韩国碳市场是东亚首个国家层面的碳市场，于2015年启动，覆盖电力、工业、建筑、废弃物、交通、国内航空和海运等行业。在2024年，政府实施了多项改革以提高市场活跃度，其中最显著的措施包括放宽配额储存规则、引入与碳价挂钩的金融产品、推出委托拍卖机制，以及对拍卖配额量进行年度调整。政府更宣布了将在2025年、以及2026年至2035年期间实施的额外规则，2025年的改革包括：允许更多非履约单位参与碳市场、修订碳市场稳定措施，以及收紧配额取消的相关规定。2024年最后一天，政府通过了第四版《韩国碳市场基本计划》，详细规划了2026年至2035年的进一步改革措施。

埼玉县：埼玉县的碳市场于2011年启动，覆盖商业建筑行业和工业。在2024年，县政府宣布大多数管控单位在第二个履约期（2015至2019财年）内达成了目标。该市场已完成第三个履约期（2020至2024财年），并将在第四个履约期（2025至2029财年）迎来重大改革。首先，办公楼和工厂的履约系数将提高：为促进可再生能源的使用，包括自我消纳和购电协议（PPA）在内的场外可再生能源将被视为零排放，可再生能源相关的证书可从能源相关的二氧化碳排放量中扣除。其次，公用事业的排放计算将使用实际排放因子替代默认因子。最后，新的超额减排机制将严格限制碳信用的获取范围，碳信用仅能通过能源效率提升或可再生能源实现的减排来获得；认证改进或排放因子调整将不再被计入碳信用。这些改革将于2025年4月生效。



泰国：泰国已准备提交《气候变化法案》至内阁，预计于2025年启动立法程序。该提案包括成立碳市场、碳税以及碳信用市场。根据当前的法案草案，泰国计划每隔几年更新配额分配，以推动逐步减排。

东京都：东京都政府的总量与交易计划是日本首个强制性碳市场，启动于2010年4月，目前覆盖大型建筑、工厂、热力供应商以及其他大量使用化石燃料设施的二氧化碳碳排放。2024年，该市场完成了第三个履约期，并宣布了将于2025年开始的第四个履约期执行下列改革措施。首先，办公楼和工厂的排放下降系数将提高。为促进可再生能源的使用，包括自我消纳和购电协议（PPA）在内的场外可再生能源将被视为零排放，可再生能源相关的证书可从能源相关的二氧化碳排放量中扣除。其次，电力、热能和城市燃气的排放计算将基于设施合同，使用实际排放因子替代固定排放因子。最后，新的超额减排系统将严格限制碳信用的获取范围，碳信用仅能通过能源效率提升或可再生能源实现的减排来获得；认证改进或排放因子调整将不再被计入碳信用。

越南：越南试点碳市场计划于2025年6月前启动，重点覆盖高排放行业。碳市场的全面实施预计将在2029年完成，而自然资源与环境部将在2025年颁布相关法规，以支持碳市场的成立，并开展基础设施建设和能力建设活动。

拉丁美洲和加勒比地区：

阿根廷：根据阿根廷2023年推出的国家气候战略，其政府正致力推动碳市场机制的实施。2024年初，一项关于建立碳市场的提案在立法过程中遭遇阻力，最终从关键框架法律草案中被剔除。尽管面临挫败，政府仍在积极探索推动碳市场发展的政策路径。一项新的国会法案提案旨在推动碳市场的运行，显示了阿根廷在建立自愿市场与履约市场监管机制方面的持续努力，为未来碳市场的落地奠定基础。

巴西：巴西碳市场（SBCE）于2024年12月正式成立。该法律规定了管理框架和覆盖单位义务的法律基础，关键设计要素（如范围、总量控制和配额分配）将在未来几年内确定。该碳市场将对年排放量超过25,000吨二氧化碳当量的单位施加履约义务，而年排放量超过10,000吨二氧化碳当量的单位则需要履行报告义务。该法律将分为五个阶段实施，接下来的两年，内，相关实施法规将陆续推出，预计五到六年后，首批履约义务将正式开始。

多米尼加共和国：多米尼加共和国政府正在推进碳定价工作，作为其气候策略的一部分。2020年，政府制定了碳市场路线图，并在2023年进行了全国范围的模拟演练。在联合国区域合作中心的支持下，其政府正在为与气候目标一致的试点碳市场设计作准备。

智利：2022年6月，智利颁布了《气候变化框架法》。该法第14条为针对技术、行业或活动，设定温室气体总量上限提供了法律依据，第15条则规定表现优于基准的设施，可认证其多余的碳减排量，之后可供其他管控单位用于履行各自的总量上限。目前，关于制定总量上限，以及将超额减排部分认定为碳信用的相关规则正在制定中。

哥伦比亚：哥伦比亚于2018年通过了《气候变化法》，为建立碳市场（国家温室气体排放配额交易计划，PNCTE）奠定了基本法律框架。2024年9月，哥伦比亚政府就PNCTE监管法令草案开展了公众咨询。该法令草案拟设立PNCTE的初始阶段，并遵循其循序渐进原则。

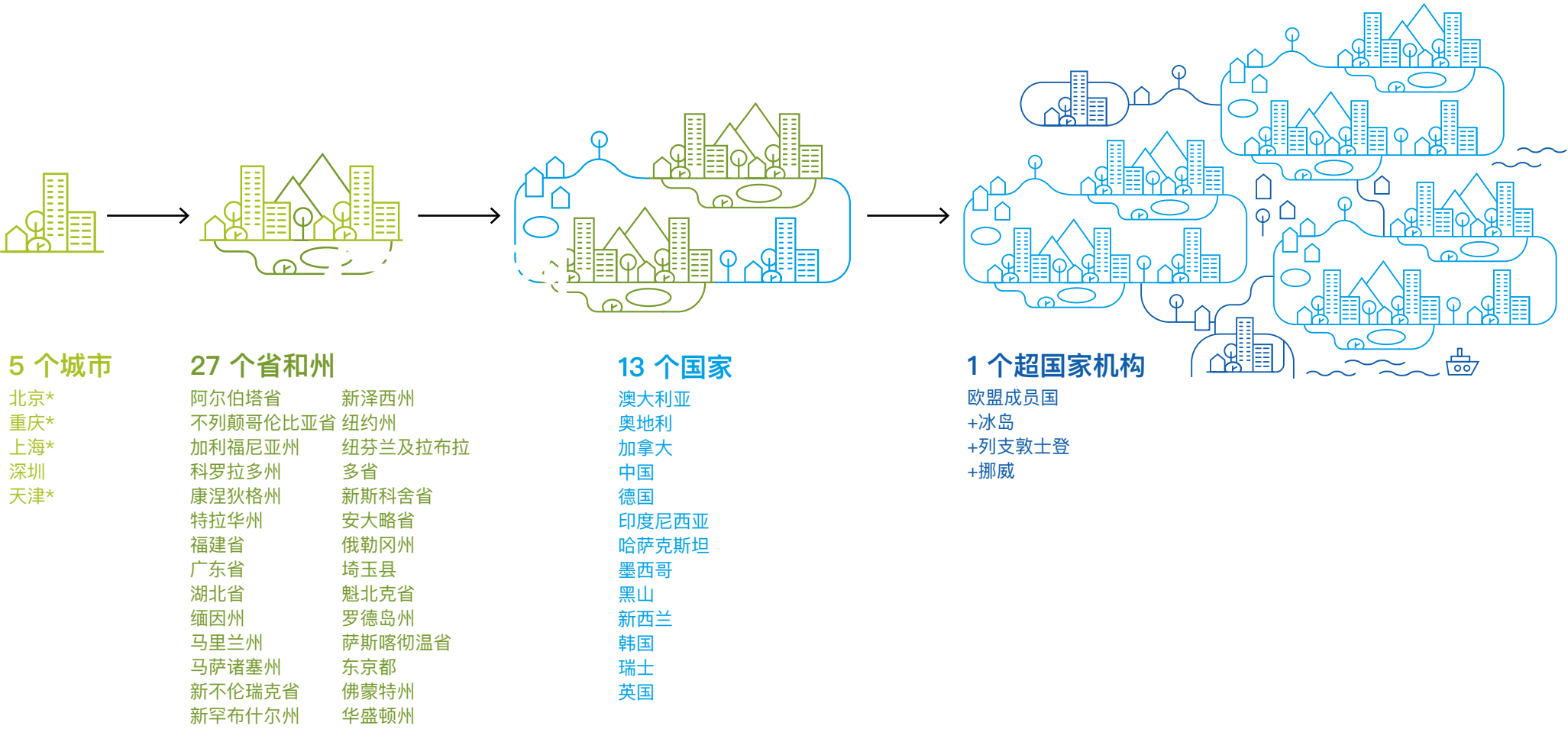
墨西哥：墨西哥是拉丁美洲首个启动碳市场的国家，其试点阶段始于2020年1月。该碳市场覆盖能源与工业部门中，年排放量达到10万吨二氧化碳以上的固定排放源，约占全国温室气体排放总量的40%。墨西哥环境与自然资源部（SEMARNAT）已联同碳市场咨询委员会起草了相关监管条例草案。

信息图

从超国家组织到城市

碳市场在不同的政府层级运行

碳市场可在不同层级的政府中实施。一方面，一些城市层级的碳市场已投入运行，例如深圳碳市场。另一方面，超国家层级运行的欧盟碳市场覆盖所有欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威。在德国和奥地利等国家，可能同时运行多个碳市场，其中部分排放归欧盟碳市场管理，另一些则由本国的碳市场覆盖。同样，中国的全国碳市场目前主要覆盖电力、钢铁、水泥、铝冶炼行业的排放，而省级和市级的碳市场试点则覆盖多个行业的碳排放。在北美，有许多省级或州级的碳市场已投入运行，其中一些碳市场与其他国内碳市场或国际碳市场相互连接。在国际碳行动伙伴组织发布的《2025年度报告》其余部分中，您可以查阅关于这些已实施碳市场的详尽信息。

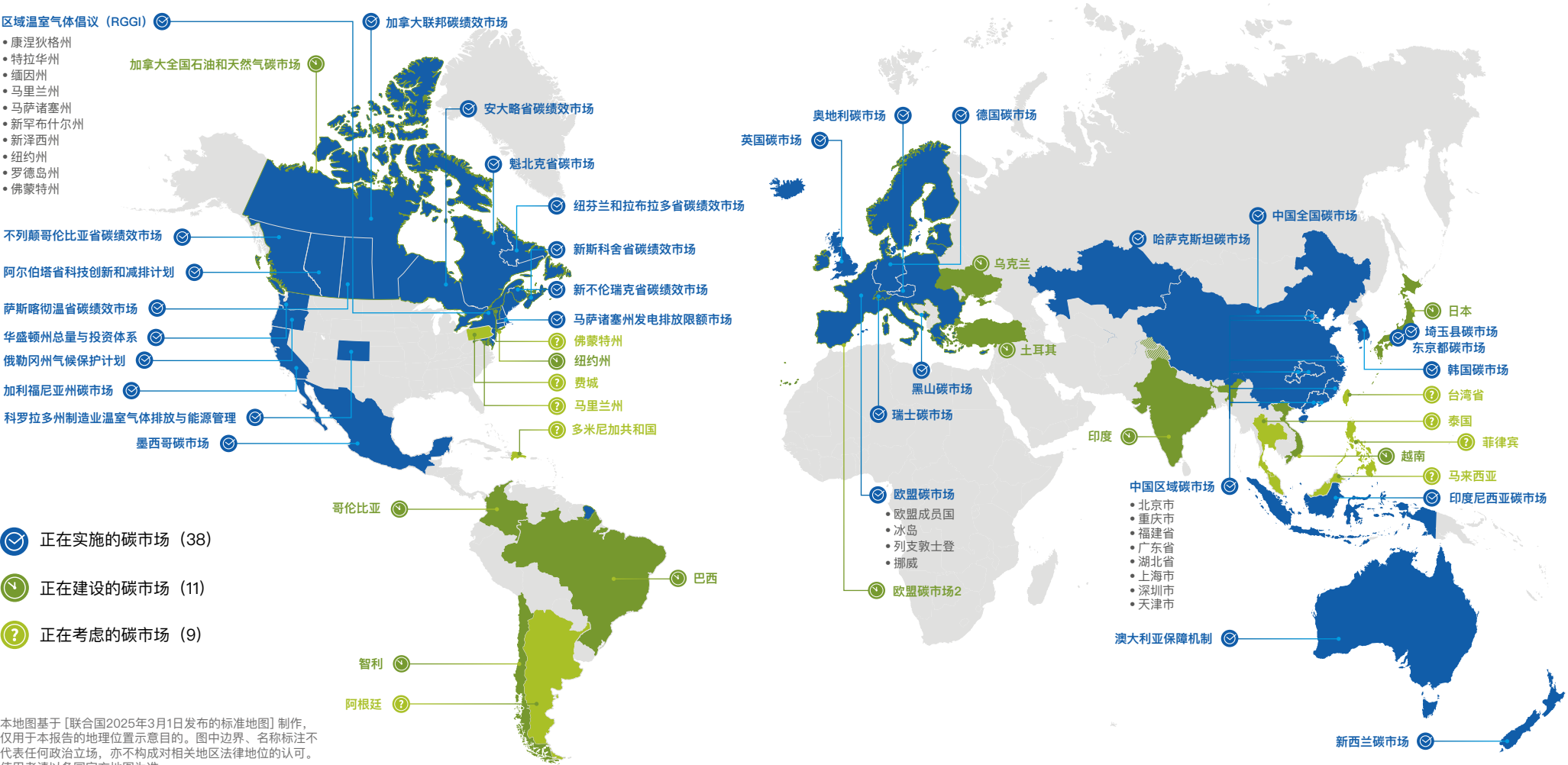


* 北京、重庆、上海和天津是中国行政系统中的省级直辖市。

全球碳市场

全球碳市场发展状况一览

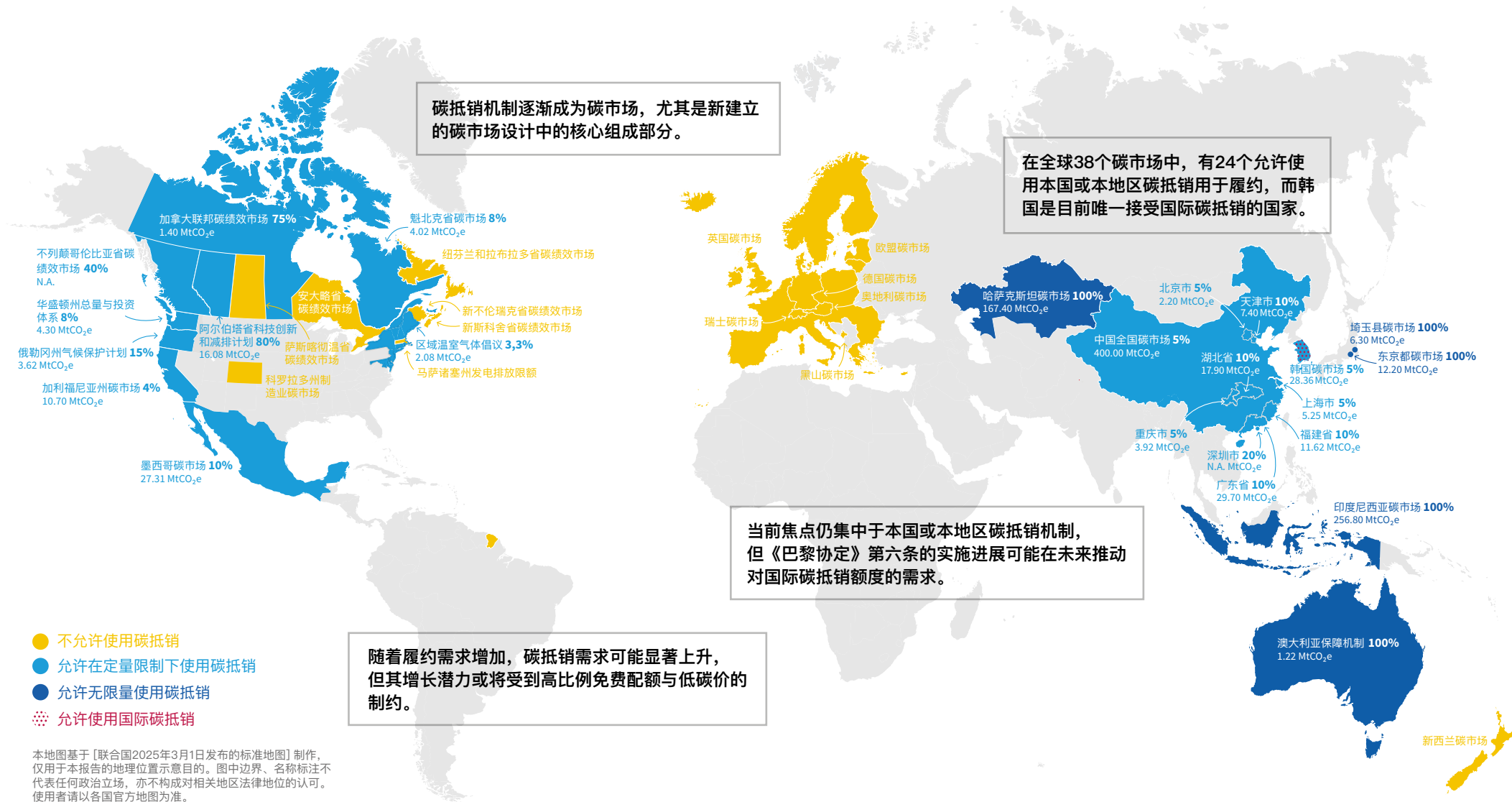
国际碳行动伙伴组织编制的全球碳市场地图收录了目前正在运行、计划实施以及正在考虑的碳市场。截至 2025 年 1 月，共有38个碳市场正在运行。另外有11个碳市场正在建设中，预计将在未来几年内投入运行。这些计划实施的碳市场包括哥伦比亚、土耳其和越南的碳市场。9 个司法管辖区亦在探讨碳市场在其气候变化政策组合中所能发挥的作用。若某一司法管辖区已有多个碳市场同时运行，则以蓝色标示，并通过边界线展示其所叠加的体系（如德国和广东）。而如果该地区已有碳市场运行，但同时也在开发新的碳市场，则同样以蓝色表示，并辅以绿色边界线以示区分（如欧盟）。



全球碳市场的抵销信用使用

越来越多碳市场使用国内的碳抵销机制

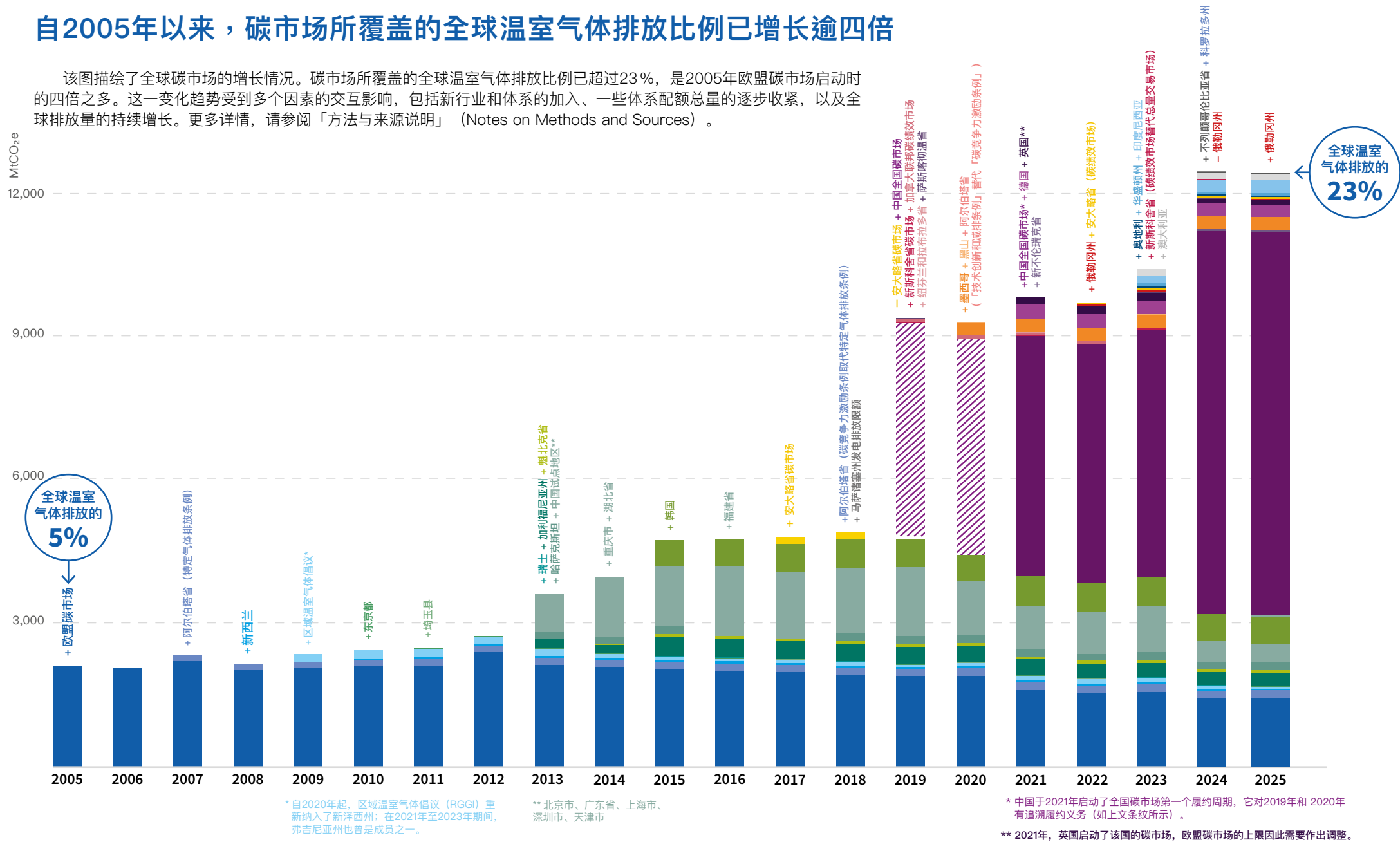
该图表根据碳市场对碳抵销机制的使用方式，对当前已运行的碳市场进行了分类。若某一司法管辖区不允许使用碳抵销用于履约，其区域以黄色表示；允许在定量限制下使用国内碳抵销的区域以浅蓝色表示；允许无限量使用国内碳抵销的区域则以深蓝色表示。图中叠加的粉色圆点表示该地区也允许使用国际碳抵销。系统名称旁的百分比代表可通过碳抵销履约的比例，名称下方的数字则表示该地区碳抵销履约潜在需求的规模。更多信息，请参阅《2025年度报告》英文版中的「方法与来源说明」（Notes on Methods and Sources）。



碳市场的全球扩展

自2005年以来，碳市场所覆盖的全球温室气体排放比例已增长逾四倍

该图描绘了全球碳市场的增长情况。碳市场所覆盖的全球温室气体排放比例已超过23%，是2005年欧盟碳市场启动时的四倍之多。这一变化趋势受到多个因素的交互影响，包括新行业和体系的加入、一些体系配额总量的逐步收紧，以及全球排放量的持续增长。更多详情，请参阅「方法与来源说明」（Notes on Methods and Sources）。



行业覆盖范围

不同碳交易体系所覆盖的行业

该图根据经济活动类型，描绘了2025年正在运行的碳市场的覆盖范围。这些碳市场按字母顺序排列（顺时针方向），其中最外层环中的数字表示碳市场覆盖的最新排放总量比例。行业上游覆盖范围用箭头表示。当行业有至少一部分控排企业面临明确的履约义务时，该行业将被视为覆盖行业。由于纳入门槛等限制，通常并非该行业所有的设施都受到碳市场的监管。此外，碳市场无法覆盖某一行业的所有温室气体排放类型或工艺。

关于碳市场覆盖范围的更多信息，请参阅英文完整报告各司法管辖区的资料页（Factsheet）。图中仅列出了至少被一个ETS覆盖的行业。详见「方法和来源说明」（Notes on Methods and Sources）。

- A 天津市
- B 北京市*、上海市*
- C 北京市、重庆市、福建省、广东省、湖北省、上海市、深圳市
- D 北京市、上海市、深圳市
- E 北京市、上海市、深圳市
- F 上海市
- G 福建省、广东省、上海市
- H 深圳市

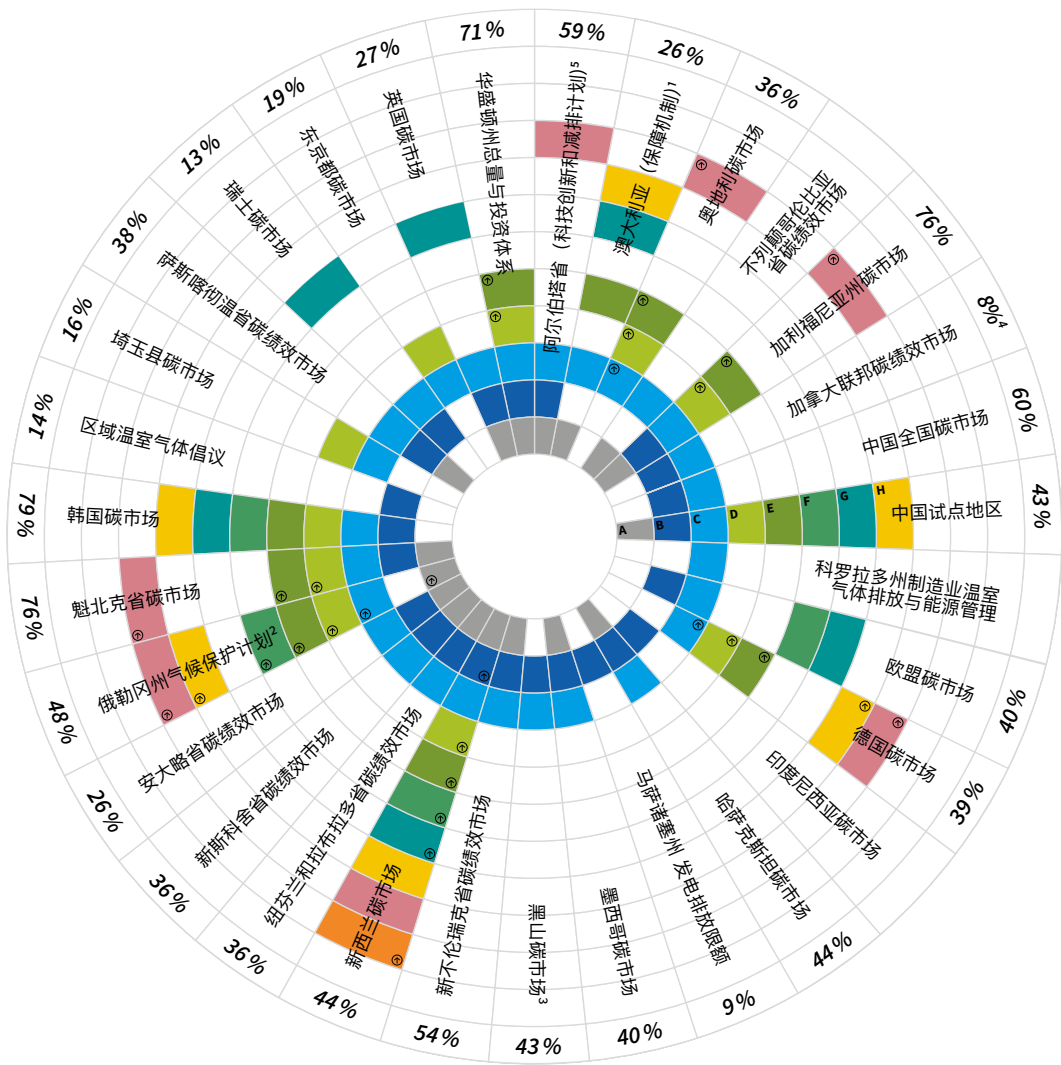
* 北京碳市场覆盖一家电力公司。上海碳市场涵盖燃油发电机。

⬆ indicates which sectors are covered upstream

- 1 澳大利亚保障机制仅覆盖废弃物和交通排放量的少部分（>5%）
- 2 不包括石油和天然气开采过程中燃料使用所产生的排放。
- 3 尽管目前仅有一家电力行业的管控单位在运行，黑山已明确将工业过程纳入其碳市场覆盖范围。
- 4 2021年所示的8%与当前联邦碳绩效市场（OBPS）的适用情况不一致。当年该市场包括马尼托巴省、安大略省、爱德华王子岛、育空地区、努纳武特地区，以及部分适用于萨斯喀彻温省。目前，联邦OBPS已不再包括安大略省和萨斯喀彻温省。
- 5 阿尔伯塔省的科技创新和减排计划（TIER）覆盖林业燃料使用。

行业

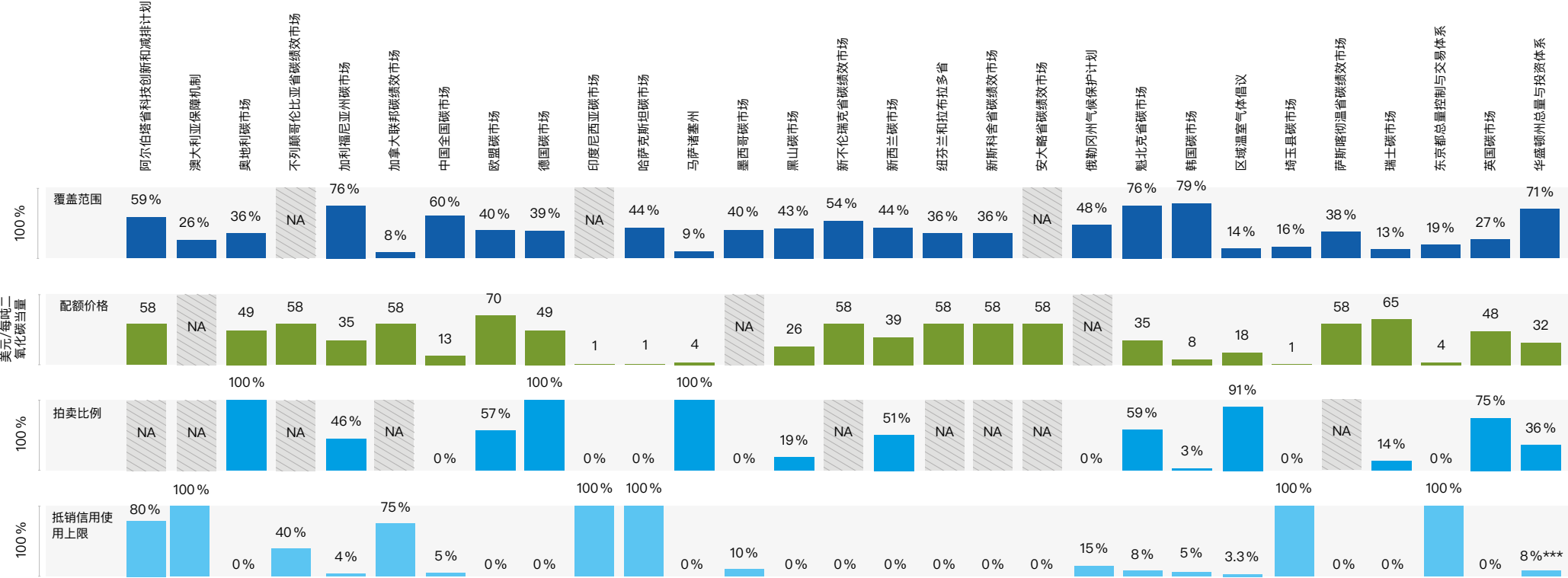
- 林业
- 农业和/或林业燃料使用
- 废弃物
- 国内航空
- 航海
- 交通
- 建筑
- 工业
- 电力
- 采矿与资源开采业



多样化的碳市场

碳市场关键指标对比

下面的每一个圆圈对应一个评价运行中碳市场的特定指标。**覆盖范围**（深蓝色）显示碳市场覆盖的排放占该司法管辖区总排放的排放比例。**配额价格**（深绿色）单位是美元/每吨二氧化碳当量，按2024年平均的配额价格计算。**拍卖比例**（浅蓝色）表示的是通过拍卖为司法管辖区政府带来收入的配额数量在 2024年度总配额中的占比。**抵销信用使用上限** 指履约实体可以使用抵销信用来履约的最大比例。为便于比较，各图的轴比例相同。柱状图的高度代表了对应指标的数值。由于信息缺乏，科罗拉多州制造业温室气体排放与能源管理未纳入图中。详见「方法和来源说明」。



* 覆盖比例所对应的数据为2021年，当时加拿大联邦碳绩效市场（OBPS）包括马尼托巴省、安大略省、爱德华王子岛、育空地区、努纳特地区，以及部分适用于萨斯喀彻温省。该联邦碳绩效市场目前已不再包括安大略省和萨斯喀彻温省。
** 在埼玉县，抵销信用使用上限仅适用于「埼玉县外」的减排信用。在东京都，抵销信用使用上限仅适用于「东京都外」的减排信用。
*** 最多5%的履约义务可通过碳抵销额度完成，另有3%可由设于联邦认可部落土地上的项目完成。

配额价格及拍卖收入

在更长历史背景下的2024年碳价

该图第一页的价格走势使用了ICAP配额价格浏览器以及本报告司法管辖区介绍的数据，直观地显示2014年以来的长期历史趋势（左图）和2024年配额市场的发展趋势（右图）。短期和长期价格变化是由于当前和未来预期的配额稀缺性的变化所致，导致这些变化的因素有总体经济状况的变化、碳市场规则的修订（包括抵销机制和市场稳定机制的规则）以及与其他气候和能源政策的相互作用。阴影区域表示中国八个区域碳市场的价格区间。第二页的图显示的是政府在一段时间内拍卖配额所获得的收入信息。收入的多少取决于司法管辖区的排放规模、碳市场的覆盖范围、拍卖配额的占比和配额价格。在所有的图表中，非美元货币的数值均使用国际货币基金组织的月度汇率数据转换为美元。当本地碳价不变时，曲线的变化是由汇率变动造成的。更多详细信息，敬请参阅国际碳行动伙伴组织《2025年度报告》英文版中的「方法和来源说明」。

- 欧盟碳市场

— 加利福尼亚州/魁北克省

— 瑞士

— 中国全国碳市场

— 中国试点地区

— 韩国

— 阿尔伯塔省（碳竞争力激励条例、特定气体排放条例、科技创新和减排计划）
- 区域温室气体倡议

— 英国

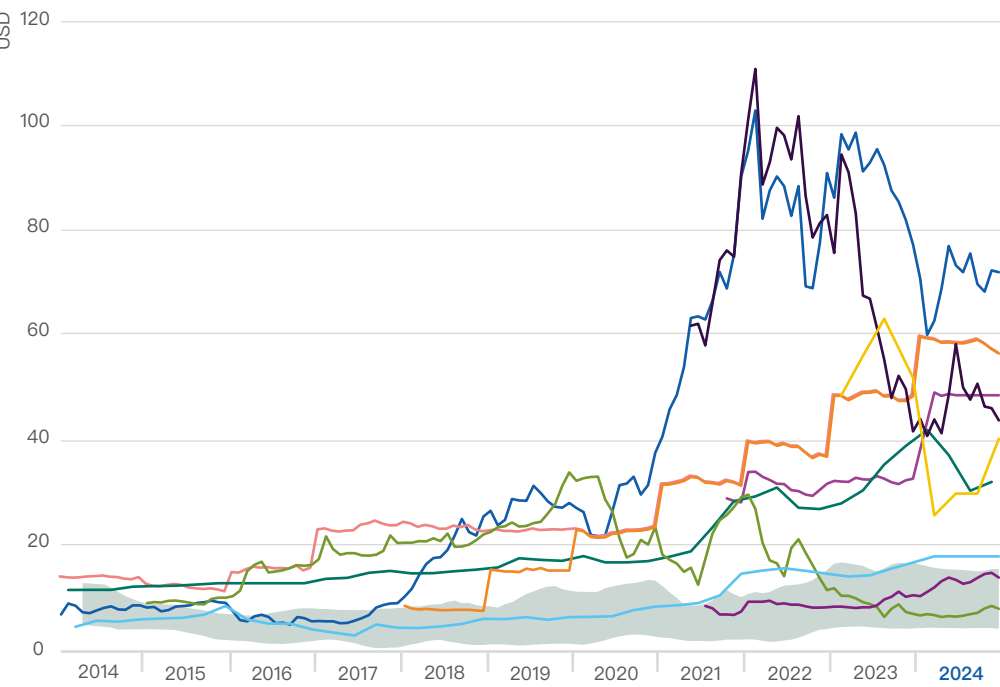
— 德国

— 新西兰

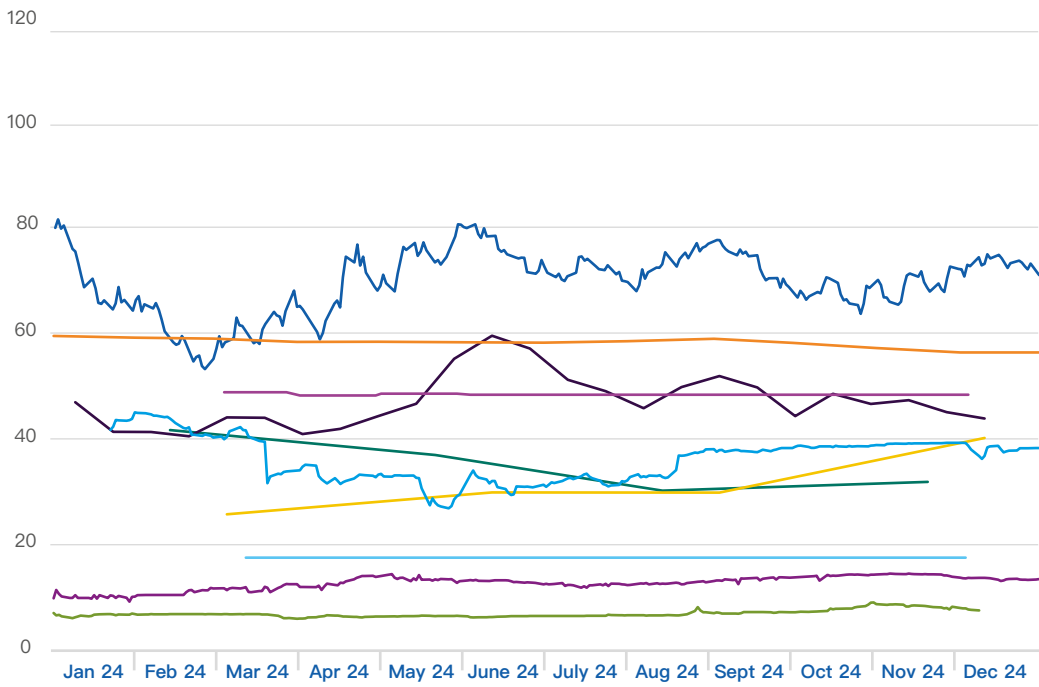
— 加拿大

— 华盛顿州

2014—2024

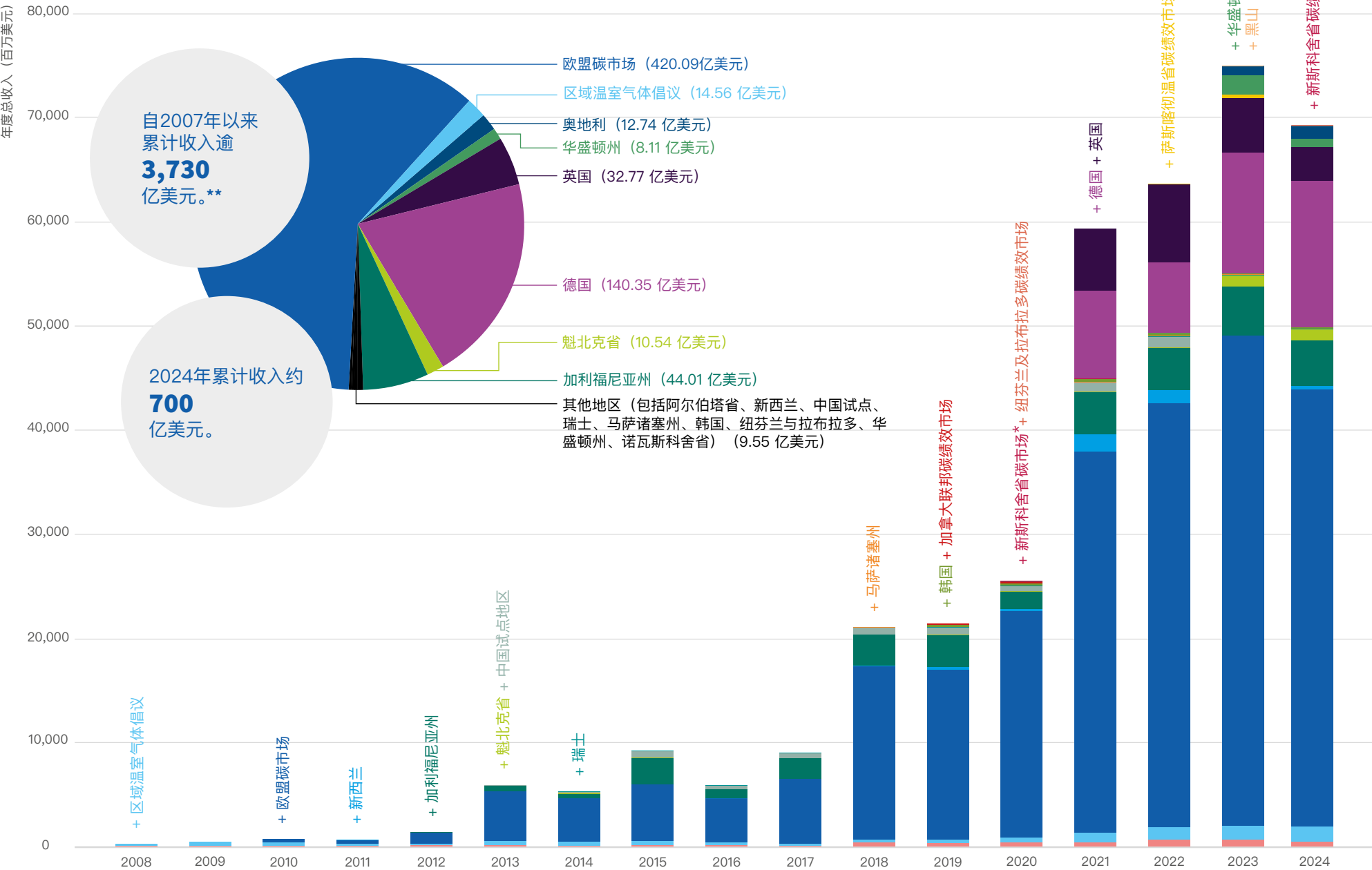


2024



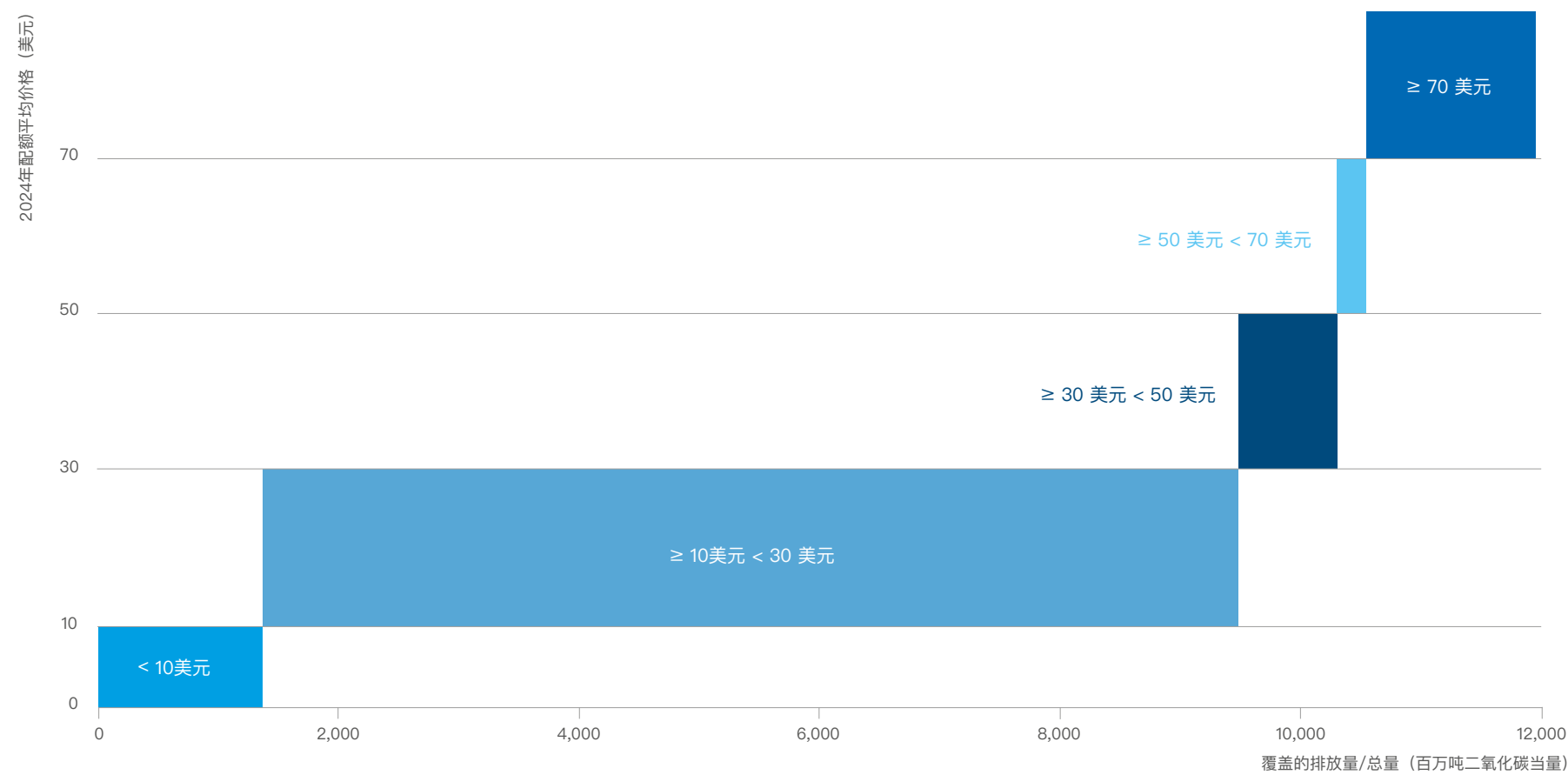
每个碳市场年度配额拍卖收入

* 2023 年的收入来自碳市场的最后一次拍卖。
** 加拿大联邦碳绩效市场的收入数据仅更新至2022年；而萨斯喀彻温省的数据仅报告至2023—24 财年（此处按2023年计）；新不伦瑞克省和安大略省的数据尚未公开。
请注意，图中所示为收入的实际征收年份，而非其对应的履约年度。



碳市场价格

该图显示了各碳市场2024年的价格范围，以及及不同价格水平所覆盖的配额总量。约十分之一的碳市场覆盖的排在2024年平均价格低于10美元。碳市场覆盖的四分之三以上的排在2024年平均价格在10美元到70美元之间，而另外约十分之一的排放平均价格高于70美元（欧盟碳市场）。配额价格的差异是由每个碳市场中当前和预期未来的配额稀缺性的变化、一般经济条件的变化、系统设计和政策改革等因素造成的。



03

碳市场详情

欧洲和中亚地区

奥地利	28
欧盟	32
德国	40
哈萨克斯坦	44
黑山	48
瑞士	52
英国	56

北美

阿尔伯塔省	63
不列颠哥伦比亚省	68
加利福尼亚州	72
加拿大联邦	78
美国科罗拉多州	83
马萨诸塞州	88
新不伦瑞克省	92
纽芬兰与拉布拉多省	96
新斯科舍省	100
安大略省	103
美国俄勒冈州	107
魁北克省	113
美国区域温室气体倡议	119
萨斯喀彻温省	124
美国华盛顿州	128

亚太地区

澳大利亚	140
北京	144
中国	148
重庆	153
福建	157
广东	161
湖北	166
印度尼西亚	170
新西兰	175
韩国	180
日本埼玉县	187
上海	191
深圳	196
天津	200
日本东京都	204

拉丁美洲和加勒比海地区

墨西哥	134
-----	-----

欧洲和中亚地区

奥地利	28
欧盟	32
德国	40
哈萨克斯坦	44
黑山	48
瑞士	52
英国	56

奥地利

奥地利全国碳市场

- 奥地利全国碳定价机制于2022年启动，从上游覆盖燃料消耗的排放
- 自2022年至2026年每吨二氧化碳当量实行固定价格
- 预计于2027年1月由欧盟碳市场2替代奥地利全国碳市场

碳市场总体介绍

奥地利于2022年10月启动了其全国碳市场（Nationales Emissionszertifikatehandelsgesetz — NEHG），覆盖尚未被欧盟碳市场覆盖的化石燃料。

尽管奥地利全国碳市场并未设立碳税，但该碳定价工具在核心部分遵循了现有能源税（燃料税、煤炭税和天然气税）的逻辑。因此，如果某些情形下在现有能源税制度下应纳税，则在奥地利全国碳市场下会产生购买配额的义务。这些应纳税情形包括能源产品的生产、进口或从奥地利保税仓释放，以及向消费者供应煤炭和天然气。实际上只有少数能源分销商和石油公司受《2022年国家排放法》（2022 National Emissions Certificates Trading Law, NEHG 2022）约束，大多数（终端）消费者并不直接承担责任。

奥地利全国碳市场旨在覆盖欧盟碳市场之外的排放，主要包括建筑和交通行业的排放。2022年至2025年期间，该体系将以每年递增的固定价格运行，排放总量上限灵活变化，以便在需要时为主体提供更多配额。

奥地利全国碳市场将于2026年12月终止，并从2027年1月起由欧盟碳市场2（EU ETS 2）代替。

年度回顾

2024年6月，奥地利修订了其《国家排放法》以为即将取代全国碳市场（ETS）的欧盟碳市场2做好准备。奥地利提出将通过“自愿纳入”选项进行，该选项允许成员国将未被欧盟体系覆盖的行业纳入其国家碳市场。2024年12月，欧盟委员会批准了奥地利提出的自愿纳入请求。除交通、建筑和小型工业中使用的燃料外，奥地利全国碳市场还覆盖农业和林业中使用的燃料，以维持与现行国家碳市场相同的覆盖范围。

奥地利的全国碳市场将于2026年12月底结束，欧盟碳市场2计划于2027年1月启动。然而，如果因能源价格异常高企而将欧盟碳市场2的实施推迟至2028年，则奥地利的全国碳市场将在2027年继续运行。在2025年至2027年的过渡阶段，相关企业需在两个体系下进行报告。奥地利全国碳市场和欧盟碳市场2的报告内容、报告截止日期和计算方法已实现同步，以简化履约流程。原定于2026年启动的市场阶段也已不再计划执行。

此外，2024年6月，奥地利还加强了对农业和林业以外行业的补贴支持措施。到2024年11月，不同行业中符合条件的企业可申请2022年和2023年的部分减免，以缓解额外成本、避免碳泄漏并应对特定财务困难。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业

- 工业
- 建筑
- 交通
- 农业林业的燃料使用

排放总量上限

无排放总量上限

覆盖的温室气体种类

多种温室气体

配额分配

实行固定价格直至2026年

2024年平均价格

固定价格：45欧元（约合48.71美元，或353.15元人民币）

累计收入

自该碳市场启动以来收入共计20亿欧元（约合21.9亿美元，或158.78亿元人民币）
2024年为11.8亿欧元（约合13.41亿美元，或97.85亿元人民币）

奥地利的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比

能源活动	48.5	67 %
工业生产过程	15.9	22 %
农业活动	7.3	10 %
废弃物处理	1.2	2 %
合计	72.8	



温室气体减排目标

到2030年：较2005年减少48 %（欧盟法规2023/857（EU Regulation 2023/857））

到2040年：气候中和（预计在当前立法计划中确立；无法律约束力）

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量

经核查的ETS排放量(2023): 2600万吨二氧化碳当量

阶段

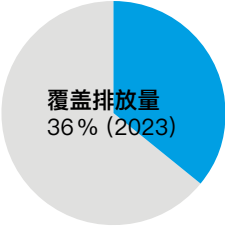
第一阶段：五年（2022年至2026年），包括：

引入阶段（2022年至2023年）

过渡阶段（2024年至2026年）

配额总量或排放上限

奥地利全国碳市场未设定排放总量上限。



纳入行业与纳入门槛

纳入行业： 奥地利全国碳市场覆盖用于交通、建筑和农业以及小型工业的所有化石燃料的分销商（包括生产商、进口商）。这主要涉及以下化石燃料：汽油、柴油、取暖油、天然气、液化气、煤炭和煤油。与生物燃料混合的燃料的排放因子将低于纯化化石燃料。

航空、内河航运，以及某些燃料（如可持续液化天然气）在固定价格阶段免于清缴配额。

为避免对受欧盟碳市场覆盖的设施造成不必要的双重负担，《2022年全国排放证书交易法》规定了相关条款。如果燃料交付给欧盟碳市场覆盖的设施并进行使用，排放必须由该设施报告，并且可以免除奥地利全国碳市场的履约义务。豁免可以提前授予，也可以事后退款。

此外，受奥地利全国碳市场影响特别严重的公司（例如交通行业）也可以申请碳价的部分返还，以避免“困难”情况。奥地利全国碳市场还规定了对特别具有碳泄漏风险的行业（即将生产转移到气候政策较宽松国家的风险）以及农业和林业部门中面临额外成本的公司的补偿措施。2024年6月，奥地利加强了对各行业的补贴支持措施，将碳泄漏和财务困难相关条款整合，以支持能源密集型企业。到2024年11月，符合条件的企业可申请2022年和2023年的部分费用减免。

纳入门槛: 年排放量低于1吨二氧化碳当量的主体免于履约义务

监管环节

上游

市场主体类型

提供燃料供消费的主体（例如燃料分销商）

纳管主体数量

300个

配额分配与收入

配额分配



引入阶段和过渡阶段（2022年至2026年）：可用配额数量无限制。配额以每年递增的固定价格出售：

- 2022年：30欧元（约合32.44美元，或236元人民币）
- 2023年：32.50欧元（约合35.14美元，或256元人民币）
- 2024年：45欧元（约合48.66美元，或354元人民币）
- 2025年：55欧元（约合59.47美元，或433元人民币）
- 2026年：待定¹

收入用途



为个人、家庭和企业提供支持

部分收入通过区域气候奖金返还给消费者（见“年度回顾”部分）。2024年共计19.6亿欧元（约合22.28亿美元，或162.53亿元人民币）通过该机制分发。

灵活性与连接

结转与预借

引入阶段和过渡阶段不允许结转。
不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

奥地利全国碳市场将被欧盟碳市场2（欧盟ETS 2）替代。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场（超国家层级）：欧盟碳市场

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年。纳管主体必须在次年7月底之前清缴配额，以覆盖上一年的报告排放量。

监测、报告与核查（MRV）

报告频率：每年6月底前提交按照电子模板的排放自我报告（Treibhausgasemissionsbericht）。在引入阶段，必须在6月底前提交简化的排放报告，其基于能源税申报中的现有数据。

排放报告必须基于事先批准的监测计划。每年年底前必须向主管当局提交监测计划的改动（如有）。在引入阶段，采用简化的注册和排放报告要求，无需提交监测计划。

核查：除在引入阶段，排放报告必须附有独立核查机构的核查报告。

执法和罚则

在固定价格阶段，纳管主体必须为每吨未清缴的配额支付两倍于固定价格的证书费用，并附加罚款。

对于其他未履约行为（例如误报或延迟报告），纳管主体可能会被罚款。

¹ 目前的法律框架尚未确定2026年的价格。然而，法律规定，如果2026年没有确定价格，则2025年的价格将继续适用，直到欧盟碳市场2（EU ETS 2）开始。

市场监管

市场设计

奥地利全国碳市场将不会进入市场阶段，因此将无相关市场设计条款。

市场稳定机制

价格稳定机制

工具类型：基于价格的机制

运作方式：该机制作为奥地利全国碳市场引入的配套措施。若一年内能源平均价格上涨超过12.5 %，下一年度的配额价格涨幅将比原计划减少50 %；同样地，若能源平均价格下降超过12.5 %，下一年度的配额价格涨幅将增加50 %。

触发情况：在2023年和2024年，能源价格的变动未触发该价格稳定机制，因此配额价格仍按照原先设定的路径调整。

其他信息

相关机构

奥地利联邦财政部（Austrian Federal Ministry for Finance, BMF）：负责制定碳市场的法规框架。

奥地利海关国家排放配额交易办公室（Office for National Emissions Allowance Trading at the Austria Customs Office）：执行机构，包括负责接收排放报告。

碳市场评估

全国排放证书交易法已完成修订，并与欧盟碳市场2保持一致，以确保平稳过渡。然而，相关配套法规的调整仍在推进中。

现行框架确保市场阶段与奥地利的气候目标保持一致，并支持向涵盖建筑和道路交通领域的欧盟碳市场2过渡。此外，现有立法框架中也涵盖了特定行业豁免的相关条款。

监管框架

- [《2022年全国排放证书交易法》](#)
(2022 National Emissions Certificates Trading Law, NEHG 2022)
- [《2022年全国排放证书交易法（2024年修订案）》](#)
(Amendments to National Emissions Trading Act 2022 adopted in 2024)
- [2022年生态社会税改革](#) (Eco-social Tax Reform 2022)

欧盟

欧盟碳市场

- 现行最古老的碳市场，且在交易量和交易额方面规模最大
- 到 2023 年，碳市场管控的排放量较 2005 年水平降低约 47.6%，并且正朝着实现 2030 年减排62%的目标稳步迈进。
- 2023 年纳管固定设施的历史年度减排量为 16.5%

碳市场总体介绍

欧盟碳市场（European Union Emissions Trading System, EU ETS）自2005年开始运行，是全球最早的总量和交易体系。它是欧盟在《欧洲绿色协议》（European Green Deal）框架下应对气候变化、以成本效益方式减少温室气体排放的核心工具。

截至2023年，欧盟碳市场涵盖了欧洲的电力与热力生产设施、制造业设施，以及在欧洲经济区（European Economic Area, EEA）机场之间和从欧洲经济区飞往瑞士与英国的航班的航空运营商。自2024年1月起，欧盟碳市场的适用范围进一步扩大，涵盖航运运输排放，以及航空领域中从欧盟九个最外缘地区往返的多数航班、以及这些地区飞往瑞士和英国的出发航班。总体而言，欧盟碳市场现已覆盖欧盟约40%的总排放量。

当前，欧盟碳市场正处于第四个交易阶段（2021—2030年）。每年，纳管主体必须根据其排放量清缴相应数量的配额。配额分配主要通过拍卖方式进行，同时为了应对碳泄漏风险，部分配额仍按基准法进行免费分配。

为配合《欧洲绿色协议》（European Green Deal），并实现欧盟至2030年较1990年净减排至少55%的气候目标，欧盟碳市场于2023年完成修订，现已生效。此次修订主要包括：

- 提高减排目标并扩大欧盟碳市场覆盖范围，新增航运行业，并引入一个独立的新碳市场（欧盟碳市场2，EU ETS 2），覆盖建筑、道路交通及其他行业⁵，计划于2027或2028年启动；⁶
- 加强市场稳定储备机制（Market Stability Reserve, MSR）；
- 更新航空领域相关规定；
- 修订航运排放的监测与报告规则；
- 设立社会气候基金（Social Climate Fund），自2026年起支持欧盟碳市场2（EU ETS 2）的实施；
- 建立碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM），用于应对欧盟碳市场中部分行业的碳泄漏风险，未来将逐步取代免费配额制度。

1 在欧洲经济区（EEA）内部，以及从欧洲经济区飞往瑞士和英国的航班。

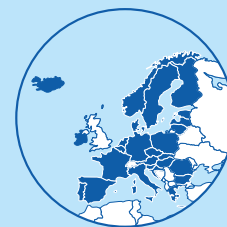
2 所有进入欧盟港口的大型船舶的排放都纳入碳市场范围，不论其悬挂何种旗帜，这覆盖了从欧盟以外出发或抵达的航行所产生的排放量的 50%，以及在两个欧盟港口之间以及船舶处于欧盟港口期间所产生的排放量的 100%。

3 包括来自冰岛、列支敦士登、挪威和英国以及由欧盟碳市场资助的创新基金和现代化基金的收入。

4 包括冰岛、列支敦士登、挪威和北爱尔兰的收入，以及由欧盟碳市场资助的创新基金和现代化基金的收入。

5 主要是未被目前的欧盟碳市场覆盖的工业行业

6 请参阅欧盟碳市场2 的内容。



- ✓ 已实施
- ⬇ 正在建设
- ⓪ 正在考虑

行业



电力



国内航空¹



工业



航运²

排放总量上限

13.86 亿吨二氧化碳当量（2024 年，涵盖电力和热力生产、工业制造及航运）

276 万吨二氧化碳当量（2024 年，航空）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氢氟碳化物、氧化亚氮、全氟化碳

抵销信用

不允许

配额分配

拍卖

免费分配：固定基准法

2024年平均价格

2024年平均拍卖价格：64.74欧元（约合73.71美元，或537.76元人民币）

2024年二级市场平均价格：65.23欧元（约合74.27美元，或541.83元人民币）

累计收入

自2013年以来为1840亿欧元³（约合1923亿美元，或1.40万亿元人民币）

2024年为388亿欧元⁴（约合441.78亿美元，或3222.88亿元人民币）

状态

已生效

年度回顾⁷

2023年，欧盟碳市场实现了历史性的年度减排。这一减排主要归因于电力行业，其中风能和太阳能等可再生电力大幅增长，同时天然气替代煤炭发电的趋势得以恢复。得益于这一发展，截至2024年初，欧盟碳市场涵盖设施的排放量相比2005年下降了约47.6%，稳步迈向2030年62%减排目标。不过，2023年欧盟碳市场覆盖下的航空业排放仍持续上升。2024年的排放数据将在2025年公布。

2023年，欧盟碳市场为欧盟绿色转型筹集了436亿欧元（约合496.43亿美元，或3621.59亿人民币）。这部分收入主要流入成员国财政预算，也包括创新基金（Innovation Fund）、现代化基金（Modernisation Fund）和复原与恢复基金（Resilience and Recovery Fund），用于推动清洁能源转型、对碳市场覆盖行业推广低碳和零碳创新技术，以及提升能源安全。自2023年6月起，欧盟成员国必须将所有相关的碳市场收入（或等值资金）用于支持气候行动和能源转型。2024年，欧盟碳市场共筹集了1836亿欧元（约合2090.47亿美元，或1.53万亿人民币）。

2024年，欧盟碳市场的减排力度和覆盖范围迎来了重大调整。2024年的碳排放总量上限被重新设定为更低水平，同时，自2024年起的年度配额削减量也进一步增加。同时，欧盟碳市场覆盖范围进一步扩大：

- 欧盟碳市场现已覆盖来自航运运输的二氧化碳排放，其在2023年占欧盟排放总量的3%至4%。该扩大覆盖范围包括：所有发生在两个欧洲经济区港口之间的航行；船舶在欧洲经济区港口停靠期间的排放；以及对始发或终点在欧洲经济区以外的航程，计入一半的排放量。航运运营商将于2025年在欧盟碳市场下首次清缴配额。
- 欧盟碳市场航空部分新增覆盖从欧盟九个最外缘地区往返的多数航班，以及这些地区出发飞往瑞士和英国的航班，碳定价覆盖范围因此扩大了约7%。与此同时，给予航空公司的免费配额被削减了25%。
- 城市生活垃圾焚烧设施现在必须在欧盟碳市场框架下监测并报告其排放，但目前尚无需为其排放清缴配额。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量⁷

	百万吨二氧化碳当量，	占总排放量的百分比
能源活动	2,603.8	77 %
工业生产过程	291.8	9 %
农业活动	365.7	11 %
废弃物处理	109.7	3 %
其他（间接二氧化碳）	3.6	<1 %



能源工业	866.7	26 %
制造业和建筑业	392.6	12 %
交通运输	803.3	24 %
商业、机构和住宅	405.3	12 %
其他能源活动	136.0	4 %

温室气体减排目标

到2030年：将净排放量较1990年水平至少减少55%（《欧洲气候法》，European Climate Law）

到2050年：气候中和（《欧洲气候法》）

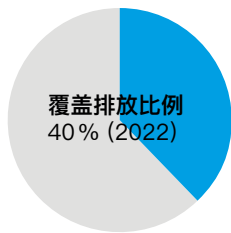
规模与阶段

覆盖排放比例

经核查的排放量 (2022)：13.62亿吨二氧化碳当量

PHASES

- 第一阶段：三年（2005年至2007年）
- 第二阶段：五年（2008年至2012年）
- 第三阶段：八年（2013年至2020年）
- 第四阶段：十年（2021年至2030年）



⁷ 欧盟27国及列支敦士登、冰岛和挪威的温室气体总排放量。

配额总量或排放上限

排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。该上限设定为到2030年将排放量较2005年水平减少62 %。

第一阶段和第二阶段：上限根据各成员国的国家分配计划自下而上计算。第一阶段从2005年的20.96亿吨二氧化碳当量开始；第二阶段从2008年的20.49亿吨二氧化碳当量开始。

第三阶段

设施：基于排放监测设定单一的欧盟范围排放上限，2013年为20.84亿吨二氧化碳当量。每年按1.74%线性减少（基于2008—2012年基线排放的中点）。这导致每年减少约3800万吨配额，2020年上限为18.16亿吨二氧化碳当量。

航空：2012年纳入欧盟碳市场，上限单独计算。法律上，体系覆盖所有进出欧洲经济区的航班。2012年航空排放总量上限为2.21亿吨二氧化碳当量（2004—2006年排放量的95 %）。然而，2013年欧盟暂时将履约义务限制在欧洲经济区内的航班，以支持国际民用航空组织（ICAO）制定减少航空排放的全球市场措施。2013年至2016年，航空配额的流通量减少至每年3800万吨配额。这一“停滞计时”机制下，欧盟碳市场这一对航空的范围限定的期限延长至2026年末。

第四阶段：

从第四阶段开始，每年的总排放总量上限根据线性递减因子（即年减排率）设定。2021年至2023年的线性递减因子为2.2 %（基于2008—2012年基线排放），2024年至2027年为4.3 %，2028年起为4.4 %。排放总量上限还在2024年和2026年减少了两次，分别减少9000万和2700万吨配额。

设施：每年欧盟范围内的单一排放总量上限受线性递减因子的约束。根据2023年碳市场修订，2024年的上限为13.86亿吨二氧化碳当量。自2021年起，英国不再属于欧盟碳市场，但北爱尔兰的电力发电机除外。

航运：2024年的上限增加了7840万吨配额，这基于该行业2018年和2019年报告的平均排放量。

航空：2024年航空业的上限为2760万吨二氧化碳当量。

自第四阶段起，若某成员国因实施额外政策措施而关闭电力发电设施，可从其拍卖配额中注销相应数量的配额。注销的配额数量不得超过该设施在关闭前五年的平均经核查排放量。

纳入行业与纳入门槛

欧盟碳市场的范围和温室气体在《ETS指令》（ETS Directive）的附录I和附录II中规定。

第一阶段：热额定输入超过20兆瓦的发电站和其他燃烧设施（危险或城市废弃物处理设施除外）、工业（多种门槛）包括炼油厂、焦炉、钢铁厂，以及水泥、玻璃、石灰、砖、陶瓷、纸浆、纸张和纸板的生产。

第二阶段：多个国家将硝酸生产的氮氧化物（NOx）排放纳入。欧盟碳市场还扩展到冰岛、列支敦士登和挪威。

航空：国际航空的排放于2012年纳入欧盟碳市场，适用于年排放量超过10,000吨二氧化碳的商业航空，以及自2013年起适用于年排放量超过1,000吨二氧化碳的非商业航空。然而，欧盟暂时将欧盟碳市场对航空业的覆盖范围限制在欧洲经济区内部的航班。此外，还针对低排放的运营商引入了豁免政策。

第三阶段：增加了碳捕集与封存设施、石化产品、氨、有色金属和黑色金属、石膏、铝以及硝酸、己二酸和乙醛酸的生产（有多种门槛）。

航空：2017年，欧盟将欧盟碳市场对航空的范围限定的期限延长至2023年，以支持国际民用航空组织（ICAO）制定全球航空排放管理措施。在欧盟与瑞士的连接协议（Linking Agreement）下，自2020年起，欧盟碳市场覆盖飞往瑞士的出境航班排放。

第四阶段：鉴于英国脱离欧盟以及 2023 年欧盟碳市场进行修订，引入了修正案。

电力和工业：自2024年起，欧盟碳市场及免费分配的基准值的覆盖范围扩大，以消除推广绿氢或氢基钢铁等新技术的障碍。

航空：根据欧盟和英国签订的《贸易与合作协议》（Trade and Cooperation Agreement），自2021年起，欧盟碳市场覆盖从欧洲经济区起飞前往英国的航班（而英国碳市场覆盖从英国起飞前往EEA机场的航班）。

此外，自2024年起，欧盟碳市场的覆盖范围进一步扩大，涵盖往返欧盟九个最偏远地区的大多数航班，以及从这些地区出发前往瑞士和英国的航班。

航运：自2024年起，所有5,000总吨及以上的大型船舶进入欧盟港口时，其排放将纳入欧盟碳市场，无论其悬挂何种旗帜。覆盖范围包括：

- 始发地或目的地在欧盟以外的航程排放的50 %；
- 针对欧盟港口之间的航程排放，以及船舶在欧盟港口停泊期间的排放的100 %。

起初欧盟碳市场仅扩展至航运的二氧化碳（CO₂）排放，从2026年起还将涵盖航运的甲烷（CH₄）和氧化亚氮（N₂O）排放。

此外，航运公司履约清缴配额的义务将逐步引入，具体如下：

- 2025年：清缴2024年报告排放量的40 %；
- 2026年：清缴2025年报告排放量的70 %；
- 2027年及以后：清缴2026年及之后年度报告排放量的100 %。

为了确保过渡阶段的环境完整性，欧盟成员国将在2024年和2025年取消相当于清缴配额与核查排放量差额的配额数量。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

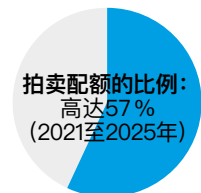
能源和工业：设施；航空和航运：公司

市场主体数量

2024年：8,554个设施，379家航空公司，2,251家航运公司。

配额分配与收入

配额分配



第一阶段：基于成员国的国家分配计划进行分配。配额通过祖父法分配。一些成员国使用拍卖，一些使用基准法进行分配。

第二阶段

拍卖：八个成员国（德国、英国、荷兰、奥地利、爱尔兰、匈牙利、捷克和立陶宛）进行了约占总配额分配量3%的拍卖。

免费分配：约90%的配额以免费方式分配。

第三阶段

拍卖：是配额分配的主要方式，占排放总量上限的57 %。在拍卖的配额中有88 % 根据经核查的2005年排放量或2005年至2007年的平均排放量分配给成员国；10%用于在16个较低收入成员国之间分配，以履行团结机制（Solidarity Provision）；2 % 在相较《京都议定书》基准年减排至少20%的成员国之间分配。

免费分配：为应对碳泄漏风险，大量配额根据行业特定的绩效基准进行免费分配。由于免费配额需求超过可用配额总量，各设施的免费分配量还受到统一的跨行业修正系数（Cross-Sectoral Correction Factor）的调整，该系数于2017年进行了修订。

电力行业：配额通过拍卖分配，但对于十个较低收入的成员国，可选择过渡性免费分配，以支持发电的现代化和多元化发展。在第三阶段结束时，符合条件的成员国可选择在第四阶段（2021—2030年）继续使用该方法，或者变现剩余配额，亦或将其转入2018年欧盟碳市场设立的现代化基金（Modernisation Fund）。

工业：免费配额基于行业特定的绩效基准，该基准反映了各行业最有效率的10%设施的单位产品平均排放强度。欧盟委员会在2011年设定了54个基准值，它们基于2007年和2008年的活动数据，并在数据缺失时参考文献资料。被视为存在碳泄漏风险的行业可获得100%基准值的免费配额。未被认定为碳泄漏风险的子行业的免费配额逐步减少，从2013年基准值的80%递减至2020年的30 %。

碳泄漏风险评估标准基于排放强度（Emissions Intensity）和贸易暴露程度（Trade Exposure）：

- 直接和间接成本增加超过30 %；或
- 非欧盟贸易强度（Non-EU Trade Intensity）超过30 %；或
- 直接和间接成本增加超过5 %，且贸易强度超过10 %。

成本强度的计算公式为：

$$[\text{碳价} \times (\text{直接排放} \times \text{拍卖系数} + \text{电力消耗} \times \text{电力排放因子})] / \text{总增加值}$$

贸易强度的计算公式为：

$$(\text{进口} + \text{出口}) / (\text{进口} + \text{生产})$$

新进入者储备（New Entrants' Reserve, NER）：在第三阶段，预留5%的排放总量上限，用于支持新建设施或为产能显著增长的设施提供额外配额，以弥补其原先分配的免费配额不足。来自该储备的3亿吨配额被分配至NER300计划，该计划是一个大规模低碳能源创新示范项目资助计划。

航空：15 % 的配额通过拍卖进行分配；82 % 的配额免费分配给航空运营商；3 % 作为特殊储备，用于新进入市场的航空公司及快速增长的航空公司。由于欧盟碳市场 对航空业的覆盖范围暂时限制在欧洲经济区内部航班，航空业的流通配额数量相应减少。

第四阶段

拍卖：是配额分配的主要方式，占排放总量上限的57%。其中：90%的拍卖配额根据各成员国的经核查排放量占比进行分配；10%分配给较低收入的成员国，以履行团结机制。

免费分配：为了应对碳泄漏风险，大量配额根据行业特定的绩效基准进行免费分配。基准值在第四阶段进行了两次更新，以反映不同行业的技术进步。2021年，欧盟委员会首次更新基准值8，并适用于2021年至2025年。基准值每年根据技术进步进行调整，并确定相应的年度削减率。钢铁行业因减排成本高、碳泄漏风险大，使用固定削减率。

2021年至2025年，统一的跨行业修正系数为1，即无需调整免费配额。

第四阶段排放总量上限包含一个超过4.5亿吨配额的缓冲量，该缓冲量最初计划用于拍卖，但如果初始免费分配配额用尽，这些配额可以用于免费分配，以避免使用跨行业修正系数。

2026年至2030年的免费分配将取决于能源效率措施的实施情况（基于审计或能源管理系统）、表现差的设施的碳中和计划实施情况，以鼓励减排。

2026年至2034年，特定行业的免费配额将逐步取消，以与欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM）的逐步引入保持一致。这些行业包括：钢铁、水泥、铝、化肥、氢。此外，欧盟碳边境调节机制也将覆盖电力进口。欧盟碳边境调节机制的过渡期数据收集阶段已于2023年10月1日启动，该阶段仅要求报告，暂不收取相关费用。

电力行业：通过拍卖进行分配，但对于十个较低收入的成员国，可选择过渡性免费分配，以支持发电的现代化和多元化发展。在第四阶段，其中三个符合条件的成员国决定继续使用此方法。该方法可最迟使用至2024年底。2024年之后，所有剩余的免费配额将被添加到该成员国用于拍卖配额的份额，或现代化基金中。

工业：2021年至2025年基准值更新，基准值基于2016年至2017年设施的活动数据，由各成员国提供，并进行计算。

这些更新后的基准值与最初的基准值进行了对比，用以计算2007/08至2022/23年这15年间的削减幅度。各基准值在这期间的削减幅度在3%至24%之间。在共54个基准值中，有31个基准值的削减幅度达到了最大幅度24%。

免费配额调整规则中关于设施产量发生显著变化时的部分进行了更新，更新后的规则从第四阶段起使用。调整的门槛是产量增加或减少15%。免费分配的调整依据来自企业向国家主管当局提交的年度生产数据报告。免费配额的调整额度将从新进入者储备中发放。

碳泄漏规则：第三份碳泄漏清单于2019年2月通过，适用于2021年至2030年。该清单减少了有碳泄漏风险的部门数量。到2030年，将取消给其余部门的免费分配（区域供热除外）。

碳泄漏根据贸易强度和排放强度的综合指标进行评估，标准如下：

贸易强度 × 排放强度 > 0.2

贸易强度 × 排放强度 > 0.15 但 < 0.2；根据减排潜力、市场特点和利润率进行定性评估。

排放强度由以下因素决定

[直接排放 + (电力消耗 × 电力排放系数)] / 总增加值

贸易风险由以下因素决定

(进口 + 出口) / (进口 + 生产)

碳边境调节机制：从2026年至2034年，欧盟将逐步取消对特定行业的免费配额，同时分阶段引入针对第三国进口的碳边境调节机制。受影响的行业包括：钢铁、水泥、铝、化肥和氢。该机制适用于来自所有非欧盟国家的进口商品，但列支敦士登、冰岛和挪威（因已参与欧盟碳市场），以及瑞士（因与欧盟碳市场挂钩）除外。

碳边境调节机制的过渡期（仅限数据收集）已于2023年10月启动，在此阶段仅需履行报告义务，不需缴纳费用。

未来对受碳边境调节机制覆盖行业的免费配额将通过设定“CBAM系数”逐步取消：2026年为97.5%，到2030年降至51.5%，2033年进一步降至14%。此外，碳边境调节机制也将适用于电力进口。

新进入者储备：第四阶段开始时，新进入者储备的初始数量为3.313亿吨配额。这包括第三阶段未分配配额和市场稳定储备机制的2亿吨配额。

航空：第三阶段的各分配方式的配额比例沿用至2023年。对航空业的免费配额将逐步取消：2024年降至75%，2025年降至50%，2026年起降至0%。

收入用途



总体预算（包括债务削减）



气候减缓



低碳创新



对个人、家庭和企业的援助

欧盟碳市场配额拍卖所得的收入主要归属于各成员国财政。自2023年6月起，欧盟成员国必须将所有碳市场收入（或等值的财政资源）用于支持气候行动和能源转型，唯一的例外是用于补贴电力密集型行业以抵销间接碳成本的部分。

成员国可以利用碳市场收入，为某些电力密集型行业提供国家援助，以补偿碳价传导带来的额外电力成本。这类援助需在获得欧盟委员会批准的国家援助框架下实施。各国每年必须公布发放的补贴总额，并按受益行业和子行业细分。一项补贴计划的总体支出不得超过所收碳市场收入的25%。

此外，欧盟成员国每年需向欧盟委员会报告上一年度拍卖收入的使用情况。就2023年支出情况而言，成员国报告如下用途分布：

43% 用于能源供应、输电网络和储能项目，
23% 用于公共交通和出行，
12% 用于社会支持与公正转型，
10% 用于建筑节能、供热与制冷，
3% 用于工业脱碳，
其余9% 用于其他领域。

欧盟碳市场拍卖配额中还有一部分被划拨至创新基金（Innovation Fund）和现代化基金（Modernisation Fund），这两个基金旨在支持碳市场所覆盖行业的脱碳和现代化投资。

创新基金：这是全球最大的支持能源、工业和交通领域低碳与零碳创新解决方案和技术的资助项目之一，完全由欧盟碳市场提供资金。该基金为商业化低碳技术、推进工业脱碳解决方案并支持实现欧盟气候中和转型的项目提供资金支持。预计至2030年，其总预算约为400亿欧元（约合493.01亿美元，或3596.67亿元人民币，实际取决于碳价水平）。

现代化基金：这是一个由欧盟碳市场资助的团结机制基金，旨在支持中低收入成员国融资开展能源系统现代化、提高能效，并促进公正的气候中和转型。该基金从2021年至2030年预计总预算为560亿欧元（约合637.62亿美元，或4651.58亿元人民币），资金按固定比例在受益成员国之间分配。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转（自2008年起）

不允许预借

抵销信用

第一阶段：允许使用清洁发展机制（Clean Development Mechanism, CDM）和联合履约机制（Joint Implementation, JI）产生的信用，无限制。

第二阶段：允许使用抵销信用。第二阶段共使用了10.58亿吨二氧化碳当量的国际信用。

定性限制：允许使用大多数类别的清洁发展机制和联合履约机制信用，但土地利用、土地利用变化和林业以及核能项目除外。对于超过20兆瓦的大型水电项目有严格的要求。

定量限制：在第二阶段，企业可以使用清洁发展机制和联合履约机制信用，但其使用量不得超过各国国家分配计划中规定的百分比限制。未使用的信用额度可以转入第三阶段。

第三阶段

允许使用抵销信用，但有严格限制。

定性限制：2012年后产生的国际碳信用必须来自最不发达国家（Least Developed Countries, LDCs）的项目。其他国家的清洁发展机制和联合履约机制信用，仅在登记并实施时间不晚于2012年底的情况下才符合资格。一律排除涉及工业气体减排的项目（如HFC-23和N₂O销毁项目），无论东道国为何。在2015年3月后不再接受基于《京都议定书》第一承诺期（First Commitment Period）的减排信用。

定量限制：第二阶段和第三阶段对国际信用的总使用量设定了上限，不允许超过该阶段欧盟碳市场总减排量的50%（约16亿吨二氧化碳当量）。

第四阶段

不允许使用抵销信用

与其他碳市场的连接

欧盟碳市场与瑞士碳市场自2020年起连接。两套体系的注册登记系统直接连接，允许纳管主体将配额从一个碳市场的账户转移至另一个碳市场的账户。在此互联机制下，一方碳市场中发行的配额可用于任一碳市场中产生排放量的清缴。

该管辖区内的其他碳定价机制

燃料碳市场（国家层级）：奥地利和德国已建立国家燃料碳市场，该体系将自2027年起由欧盟碳市场2（EU ETS 2）所取代。

碳税（国家层级）：以下国家实施了碳税：丹麦、爱沙尼亚、芬兰、法国、匈牙利、拉脱维亚、荷兰、挪威、波兰、斯洛文尼亚、西班牙和瑞典。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年。

监测、报告与核查

欧盟碳市场 的运行依赖于统一的监测、报告、核查和认证要求框架。每年，成员国都会报告该框架的实施情况，包括以下法规：

- 《监测与报告法规（2018/2066）》
(Monitoring and Reporting Regulation (2018/2066))
- 《认证与核查法规（2018/2067）》
(Accreditation and Verification Regulation (2018/2067))
- 《航运业监测与报告法规（2015/757）》
(Monitoring and Reporting Regulation for maritime transport (2015/757))

监测：每个设施、航空运营商和航运运营商均需制定排放监测计划，并获得国家主管机构的批准。提交排放报告的截止日期为次年3月底（针对前一日历年）。

报告：排放报告须按年度提交，并使用统一模板。

核查：排放报告需在次年3月底前由独立的认证核查机构进行核查。核查完成后，必须在9月底前清缴等量的配额。

此外，除上述规定外，针对非二氧化碳温室气体的航空影响的专门监测、报告和核查框架已于2025年1月开始实施。

执法和罚则

超额排放的纳管主体必须支付罚款，每吨二氧化碳的罚款金额为100欧元（约合105美元，或761元人民币），并仍需购买并清缴相应数量的配额以弥补超额排放。未履约的纳管主体名称将被公开。对于其他形式的违规行为，成员国可自行制定不同的处罚措施。,

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体和非纳管主体。

市场类型

一级市场：统一价格拍卖（Uniform Price Auctions），采用单轮密封投标（Single Round Sealed Bids），由欧洲能源交易所（EEX）每日进行。德国退出了欧盟统一拍卖平台，通过EEX运行国家级拍卖。波兰也选择退出统一拍卖平台，但仍暂时参与EEX的共同拍卖，直至另行通知。

二级市场：现货、期货、期权和远期合约在二级市场上交易，交易方式包括交易所交易和场外交易。除EEX外，期货交易还在洲际交易所、EUREX 和纳斯达克（Nasdaq）进行。

配额的法律效力：

被归类为金融工具，因此相关衍生品可在二级市场交易。

市场稳定机制

市场稳定储备机制（MSR）

工具类型：基于数量的机制

运作机制：市场稳定储备机制于2015年设立，作为长期手段，用以应对欧盟碳市场中配额过剩的问题。市场稳定储备机制自2019年起正式运行，通过设定总流通配额数量（Total Number of Allowances in Circulation, TNAC）的阈值，对未来拍卖配额的数量进行动态调整，从而维持市场平衡并增强应对需求冲击的能力。

触发条件：欧盟委员会每年发布总流通配额数量通报，并根据总流通配额数量水平触发相应的调整措施：

- 如果总流通配额数量超过10.96亿吨配额：将在12个月内撤回将用于拍卖的配额量的24%，并将其转入市场稳定储备。
- 如果总流通配额数量介于8.33亿至10.96亿之间：为减缓阈值效应，将从拍卖配额中扣除较小比例的配额，并转入市场稳定储备。
- 如果总流通配额数量低于4亿吨配额：将从市场稳定储备释放1亿吨配额，并重新进行拍卖。

失效机制（Invalidation）：自2023年起，市场稳定储备中超出一定阈值的配额每年将被作废。2023年，该阈值为2022年拍卖配额总量；自2024年起，阈值固定在4亿吨。

2023年12月底，市场稳定储备共储存了8.09亿吨配额，其中2700万吨预留用于创新基金。2024年1月，根据作废规则，有3.82亿吨配额作废。

瑞士碳市场（Swiss ETS）的配额供应不计入总流通配额数量，其拍卖配额也不受市场稳定储备机制影响。

延迟拍卖（Backloading）

工具类型：基于数量的机制

运作机制：该机制在第三阶段中作为一项短期措施实施，旨在应对欧盟碳市场中不断增长的配额过剩问题。2014至2016年期间的9亿吨配额拍卖被推迟至2019和2020年。最终，这部分被推迟的配额全部转入市场稳定储备机制。

其他信息

相关机构

欧盟委员会：负责制定欧盟碳市场的法规框架和集中管理，例如欧盟登记处。

所有欧盟成员国以及冰岛、列支敦士登和挪威的主管当局：负责实施，例如检查MRV的合规和配额履约情况。

碳市场评估

欧盟委员会每年发布欧盟碳市场运行报告（最新关于2023年运行情况的报告于2024年发布）。⁸

根据《ETS指令》，欧盟碳市场需根据《巴黎协定》的实施情况及其他主要经济体碳市场的发展进行持续评估。截至目前，欧盟碳市场已进行三次重大审查：第三阶段前的审查、第四阶段前的审查、在强化欧盟2030年气候目标的背景下进行的审查。

2026年7月底前，欧盟委员会将评估以下内容：

- 如何将负排放（Negative Emissions）纳入欧盟碳市场并进行核算
- 降低欧盟碳市场的总额定热输入（20MW）的纳入门槛的可行性
- 碳捕集利用（CCU）产品的有效核算及避免双重计算
- 将城市垃圾焚烧（Municipal Waste Incineration）纳入欧盟碳市场的可行性
- 欧盟碳市场在航空业的运行情况，包括国际航空碳抵销与减排计划（CORSIA）的运作情况

监管框架

- [欧洲议会和理事会《2003/87/EC指令》（Directive 2003/87/EC）](#)：[建立欧盟温室气体排放配额交易体系，并修订《96/61/EC理事会指令》（Council Directive 96/61/EC）](#)。
- [《2015年10月6日关于建立和运行市场稳定储备机制（MSR）的决定》（Decision concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union GHG emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC）](#)：[适用于欧盟温室气体排放交易体系，并修订《2003/87/EC指令》](#)。
- [《2023/2830委员会授权法规》（Commission Delegated Regulation 2023/2830）](#)：[综合拍卖法规](#)（Consolidated Auctioning Regulation），补充2003/87/EC指令。
- 所有其他的相关法规和文件均可在[此处](#)查阅。

⁸ 最新的报告于2024年发布，内容是关于2023年欧盟排放交易体系的运作情况。

德国

德国碳市场

- 2021 年德国碳市场启动，覆盖供暖和运输燃料的上游排放
- 2021 年至 2025 年期间每吨二氧化碳的价格固定，2026 年开始采用价格区间
- 从 2027 年 1 月起，德国碳市场将主要被欧盟碳市场2所取代

碳市场总体介绍

德国于2021年启动了针对供暖和运输燃料的全国碳市场（Nationales Emissionshandelssystem）。随着全国碳市场的引入，德国多个行业现在都受到碳价的约束。

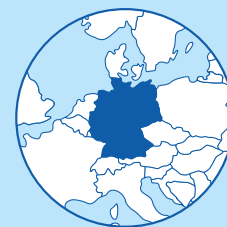
德国碳市场是对欧盟碳市场的补充，覆盖了欧盟体系未涵盖的所有燃料排放。该体系逐步实施，2021年至2025年期间每吨二氧化碳的固定价格逐年递增。2026年将引入拍卖机制，并设定最低和最高价格。自启动以来，主要燃料类型（汽油、柴油、取暖油、天然气和液化气）已被纳入覆盖范围，而煤炭和垃圾焚烧等其他燃料将在2024年底前逐步纳入。在执行固定价格和拍卖价格区间机制阶段，排放总量上限是灵活的。纳管主体必须为其所有覆盖的排放清缴配额，配额分配基于拍卖或免费分配。

德国碳市场通过2019年《燃料排放交易法》（Fuel Emissions Trading Act）建立，并于2020年、2022年和2023年进行了修订。它是德国联邦内阁通过的《2030年气候行动计划》（Climate Action Program 2030）的一部分，旨在实现德国2030年气候目标，并在2045年实现气候中和。

年度回顾

2024年1月，德国碳市场扩展至覆盖垃圾焚烧领域。

2025年2月，德国联邦议会通过一项法律，决定从国家碳市场过渡至欧盟碳市场2（EU ETS 2），这一针对燃料的新碳市场将于2027年启动。根据该法律，大多数行业下的德国碳市场将于2026年12月31日结束，欧盟碳市场2将自2027年1月1日开始实施。该法律也规定德国将利用“自愿纳入”选项，即允许成员国将欧盟体系尚未覆盖的行业纳入其参与的欧盟碳市场2中。除运输、建筑和小型工业中使用的燃料外，德国还计划将农业和铁路运输中使用的燃料纳入欧盟碳市场2。然而，法律并未将垃圾焚烧纳入“自愿纳入”范围，因为德国政府仍在等待欧盟层面对废弃物行业碳定价效果的进一步分析。因此，除非在此之前出台新的规定，垃圾处理行业在2026年之后仍将继续适用德国碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



工业



交通



建筑



废弃物



农业林业的燃料使用

排放总量上限

2.6 亿吨二氧化碳(2025)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

不允许

配额分配

2025 年前价格固定

2026 年预计会有价格区间

2024年的平均价格

固定价格：45 欧元（约合 48.71 美元，约合353元人民币）

累计收入

自碳市场启动以来，累计投入资金达 373 亿欧元（约合 409 亿美元或2965亿元人民币）

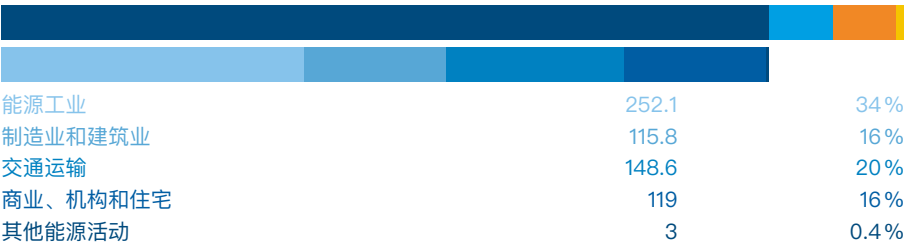
2024年收入：129.7亿欧元（约合147.45亿美元，或1075.49亿元人民币）

¹ 在初始阶段，如果采用固定价格或价格区间的方式，排放总量上限则具有一定的灵活性。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源活动	638.9	85 %
工业生产过程	52.1	7 %
农业活动	53.3	7 %
废弃物处理	5.7	1 %
总计	750	



温室气体减排目标

到2030年：相比1990年水平减少65 %（《气候变化法》，Climate Change Act）

到2050年：温室气体中和（《气候变化法》）

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量（2022）：291.1 MtCO₂

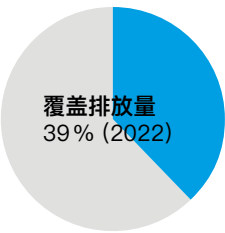
阶段

第一阶段：10年（2021年至2030年）

配额总量或排放上限

排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。

第一阶段：排放总量上限根据《欧洲减排责任分担条例》（European Effort Sharing Regulation, ESR）中定义的未纳入欧盟碳市场的部门的减排目标设定。随着“Fit for 55”计划对《欧洲减排责任分担条例》的修订，德国政府为德国碳市场设定了逐年递减的排放总量上限。



在2021年至2025年的固定价格阶段，以及在价格区间机制被认为有必要的情况下，排放总量上限是灵活的。如果排放交易体系内的排放量（即配额需求）超过排放总量上限，将为纳管主体提供额外的配额。

一旦价格完全由市场决定，这些灵活性条款将失效，排放总量上限将具有约束力。

纳入行业与纳入门槛

纳入的行业和燃料种类：系统涵盖所有用于交通运输、供热以及农业、铁路运输和垃圾焚烧等行业的燃料，例如燃油、液化石油气、天然气、煤炭、汽油和柴油。

用于交通和供热的生物质燃料原则上也属于该体系的覆盖范围。然而，符合转化自《欧洲可再生能源指令》（European Renewable Energy Directives）2029/28/EC 和 2018/2001的国家法规中所规定的可持续性标准的生物燃料，其排放不需承担履约义务。

该碳市场于2021年和2022年以有限范围启动，最初覆盖燃油、液化石油气、天然气、汽油和柴油。2023年起新增煤炭，2024年起则将垃圾焚烧中使用的燃料纳入体系。

为避免与欧盟碳市场覆盖的设施产生双重履约负担，已制定相关规定。凡是由供应至欧盟碳市场设施并在该设施内使用所产生的燃料排放，则必须由该设施报告该排放量。如果满足以下条件，这些排放量可从德国碳市场下燃料供应商的报告排放量中扣除：

1. 能够提供证据证明接收燃料的欧盟碳市场下的设施已报告了这些排放量；
2. 未将碳价传导。

如果无法提供上述证据，或碳价已由供应商传导给欧盟碳市场设施，则供应商必须报告该排放并清缴相应的排放配额以覆盖排放量。在这种情况下，欧盟碳市场设施可申请获得全额补偿，以弥补因碳价传导而支付的价格。

监管环节

上游

纳管主体类型

把燃料释放至消费市场的主体（例如燃料分销商）

纳管主体数量

2,070家（2024年）

配额分配与收入

配额分配



第一阶段

固定价格阶段（2021年至2025年）： 配额以固定价格出售。价格表如下：

- **2021年：** 25欧元（约合26.13美元，或190.18元人民币）
- **2022年：** 30欧元（约合31.35美元，或228.22元人民币）
- **2023年：** 30欧元（约合31.35美元，或228.22元人民币）
- **2024年：** 45欧元（约合47.03美元，或342.33元人民币）
- **2025年：** 55欧元（约合57.48美元，或418.40元人民币）

通常来说，年度固定价格仅适用于在相应日历年内获取的排放配额。然而，对于年度X履约所需的配额，最多可在X+1年9月底之前按X年的固定价格购买最多10%的配额。

拍卖阶段（从2026年开始）： 2026年将引入拍卖机制，价格区间为每吨二氧化碳55欧元（约合57.48美元，或418.40元人民币）至65欧元（约合67.93美元，或494.48元人民币）。

碳泄漏规则： 德国碳市场附带补偿机制，以避免排放密集型和贸易暴露型（Emission-intensive trade-exposed, EITE）行业的碳泄漏。2021年7月发布的法规具有追溯效力，适用于面临国际竞争的排放密集型行业。符合补偿条件的行业为欧盟碳市场第四阶段碳泄漏名单中的行业。因此，受德国碳市场和欧盟碳市场监管的相同行业的企业应获得同等待遇。

此外，若某些行业或子行业满足排放强度和贸易强度的阈值要求，则可申请纳入补偿范围。与欧盟碳市场不同，德国碳市场不采用免费配额分配，而是基于行业燃料基准值和固定补偿水平提供补偿。

收入用途



减缓



追求其他发展目标，例如教育和健康



为个人、家庭及企业提供援助

所有来自德国碳市场的收入均流入政府的“气候与转型基金”（Klima- und Transformationsfonds, KTF）。该基金用于支持气候保护计划下的各项措施，包括：

- 温室气体减排项目（例如，鼓励气候友好型交通和提高建筑能源效率）；
- 对行业或家庭的直接援助。

灵活性与连接

结转与预借

固定价格阶段和拍卖阶段均不允许结转。

不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

德国碳市场未与其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场（超国家层级）： 欧盟碳市场

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年，纳管主体需在次年9月底前清缴配额。

监测、报告与核查

报告频率： 年度自我报告，基于电子模板，7月底前提交。

从2023年起，排放报告必须基于预先批准的监测计划。由于在前两年（2021年和2022年）允许的报告方法高度标准化，因此当时不要求提交监测计划。

排放数据记录在国家注册登记系统中，并对公众开放。

核查： 从2023年起，年度排放报告需由独立第三方核查机构验证。与监测计划要求相同，核查要求在2021年和2022年同样被免除。

执法和罚则

在固定价格阶段，若企业未交付足够的配额覆盖其排放量，则必须支付超额排放罚款，每吨二氧化碳罚款金额为固定价格的两倍。然而，支付罚款并不免除企业的配额清缴义务，企业仍需购买并交付所欠配额以覆盖排放量。

2026年度企业对未交付配额覆盖的排放量需支付每吨100欧元（约合105美元，或761元人民币）的超额排放罚款。

对于其他违规行为（如错误报告或延迟报告），企业可能面临额外罚款。

市场监管

市场设计

市场参与主体：任何国内或国际的自然人或法人均可持有交易账户。履约企业可以直接从交易平台购买配额，或通过金融中介机构进行交易。

市场类型：

一级市场：欧洲能源交易所（EEX）是德国ETS的拍卖平台。在固定价格阶段，配额以预设价格发放。2026年起，正式启动拍卖机制。

二级市场：企业可在全年内通过二级市场购买配额。

配额的法律效力：根据《德国银行法》（German Banking Act）或《证券交易法》（Securities Trading Act），配额不被视为金融工具或衍生品。

市场稳定机制

工具类型：基于数量的机制

运作方式：为维持引入阶段的固定价格机制，若市场需求超过排放总量上限，相关主体可额外获得超出排放总量上限的配额。2021年即出现此情况，当年拍卖配额比排放总量上限多出460万吨二氧化碳当量。而在2022年，拍卖的配额量则比排放总量上限少400万吨二氧化碳当量。

自2026年起，配额拍卖将设定价格区间，碳价将限定在每吨二氧化碳55欧元（约合57美元，或418元人民币）至65欧元（约合68美元，或494元人民币）之间。

其他信息

相关机构

德国联邦经济与气候行动部（German Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action, BMWK）：负责建立德国碳市场的监管框架。

德国环境署（German Environment Agency, UBA）下属的德国排放交易管理局（German Emissions Trading Authority, DEHSt）：负责注册登记系统和接收排放报告。

碳市场评估

德国政府于2022年12月发布了首份评估报告。²

2025年1月发布了第二份评估报告。³ 2025年起，将每四年对德国碳市场进行评估。

监管框架

- 《燃料排放交易法》（Fuel Emissions Trading Act）
- 《2022年排放报告条例》（Emissions Reporting Regulation 2022）
- 《燃料排放交易条例》（Fuel Emissions Trading Regulation）
- 《碳泄漏条例》（Carbon Leakage Regulation）

2 22022 年的报告（仅限德语版）可在以下网址获取：<https://dserver.bundestag.de/btd/20/048/2004861.pdf>。
3 2024 年的报告（仅限德语版）可在以下网址获取：<https://dserver.bundestag.de/btd/20/144/2014488.pdf>。

哈萨克斯坦

哈萨克斯坦碳市场

- 目前处于第五阶段
- 于 2021 年实现完全转向使用基准法分配
- 计划引入拍卖机制

碳市场总体介绍

哈萨克斯坦自 2013 年 1 月起启动哈萨克斯坦碳市场（Kazakhstan Emissions Trading System, KAZ ETS）（以下简称哈萨克斯坦碳市场）。2022 年，哈萨克斯坦碳市场覆盖了哈萨克斯坦约一半的二氧化碳排放量，目前覆盖电力、集中供暖、采掘业及制造业等领域的 212 个设施。纳管主体必须为其全部纳管排放清缴配额来完成履约义务，且配额目前全部采取免费分配的方式发放。

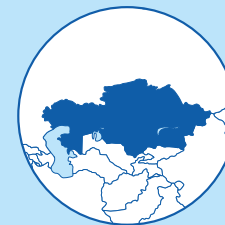
哈萨克斯坦碳市场的排放总量上限采用自下而上的方法，根据设施的预期产量和基准确定。此外，哈萨克斯坦碳市场还设有配额储备机制，供纳管主体在超出其计划产量时使用。2024 年，共有 810 万吨二氧化碳当量的储备配额发放给了 59 个纳管设施。

自 2021 年以来，所有配额都通过基准法进行分配。纳管主体在履约时可使用抵销信用，且没有使用数量上限。除碳市场覆盖范围内的排放设施外，哈萨克斯坦国内所有经济部门的减排项目都可以产生抵销信用。2023 年，哈萨克斯坦国推出了“Qazaq 绿色证书计划”（Qazaq Green Certificate Program）作为国内抵销标准。目前，尚未决定该标准认证的信用是否可在哈萨克斯坦碳市场中使用。

早在 2011 年，哈萨克斯坦就通过修订现有环境立法，为碳市场的建设奠定了基础。哈萨克斯坦碳市场在 2016 年和 2017 年曾短暂暂停，以解决运营问题并对分配规则进行改革，但期间监测、报告与核查（MRV）的义务仍需履行。

年度回顾

《2022—2025 年度配额分配方案》已于 2024 年 1 月更新，其中对 2024 年和 2025 年的排放总量上限作出小幅下调，并将这两年的配额储备削减 19%。配额拍卖机制目前正处于筹备阶段。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



电力



工业

排放总量上限

1.67 亿吨二氧化碳（包含储备部分）（2025）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许无限制使用国内抵销信用

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

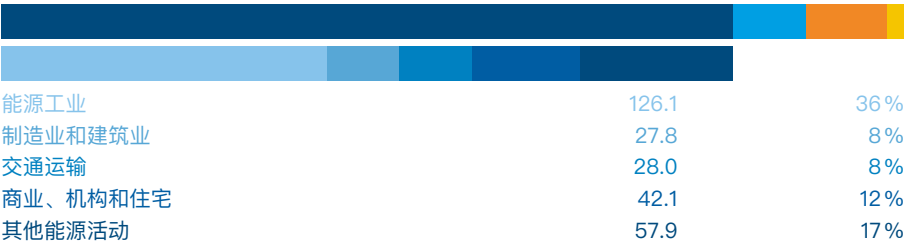
2024年平均价格

平均二级市场价格：470 卡兹（约合 1 美元，约合 7.25 元人民币）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源活动	281.9	81 %
工业生产过程	27.0	8 %
农业活动	33.0	9 %
废弃物处理	6.9	2 %
总计	348.8	



温室气体减排目标

到2030年：相较1990年温室气体排放水平减少 15 %（无条件）至 25 %（有条件）（国家自主贡献（NDCs））
到2060年：实现碳中和（2060 年前实现碳中和的战略）

规模与阶段

覆盖排放量

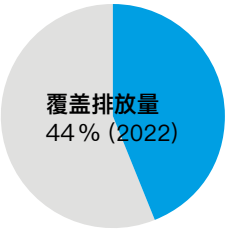
经核查的排放量 (2022)：152.8 MtCO₂

阶段

第一阶段（2013 年）：一年
第二阶段（2014—2015 年）：两年
（2016—2017 年：碳市场暂停）
第三阶段（2018—2020 年）：三年
第四阶段（2021 年）：一年
第五阶段（2022—2025 年）：四年

配额总量或排放上限

哈萨克斯坦碳市场通过设定排放总量上限控制碳市场范围内的排放总量。



第一阶段：1.47亿吨（另有2060万吨进入配额储备）。这相当于将纳管主体的排放量稳定在2010年的水平。

第二阶段：

2014年：1.55 亿吨（另有1800万吨的配额储备）

2015年：1.53亿吨（另有2050万吨的配额储备）

这分别代表了相较2011年至2012年纳管主体平均二氧化碳排放量的0%和1.5%的减排目标。

第三阶段：4.86亿吨（另有3530万吨的配额储备）。排放总量上限设定为到2020年相较1990年水平减少5 %。该排放总量上限适用于2018年至2020年整个履约期，没有年度上限。

第四阶段：1.60亿吨（另有1150万吨的配额储备）

第五阶段：整个阶段的排放总量上限为6.50亿吨，年度上限逐年递减。

2022年：1.66亿吨（另有1180万吨的配额储备）

2023年：1.64亿吨（另有1160万吨的配额储备）

2024年：1.61亿吨（另有1150万吨的配额储备）

2025年：1.59亿吨（另有1130万吨的配额储备）

纳入行业与纳入门槛

第一阶段：覆盖电力、集中供热、采掘业和制造业（含石油天然气开采、冶金、化工行业）。

第二阶段：与第一阶段相同。

第三阶段：与第一阶段相同，并新增加工行业（包括水泥、石灰、石膏和砖的生产）。

第四、五阶段：与第三阶段相同。

纳入门槛：年排放量超过2万吨二氧化碳的设施。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

135 家纳管主体，共 212 个排放设施

配额分配与收入

配额分配

第一阶段：免费分配（祖父法）。基于2010年的排放数据。

第二阶段：免费分配（祖父法），分别较2011年至2012年平均排放量减少0%和1.5%。

第三阶段：免费分配，祖父法或基于产品的基准法，由各纳管主体选择（149个设施选择基准法，76个选择祖父法）。此外，设有3530万吨配额储备，用于新进入者、新的固定排放源以及选择基准法时的产量变化。

第四阶段：免费分配，基准法。储备1150万吨配额，用于与第三阶段相同的目的。

第五阶段：免费分配，基准法。储备4630万吨配额，用于新进入者、新的固定排放源、产量变化以及未来的拍卖。

灵活性及连接

结转与预借

哈萨克斯坦碳市场允许在同一阶段内结转配额，但不允许跨阶段结转。

不允许预借。

抵销信用

哈萨克斯坦碳市场 允许使用抵销信用。

定性限制：除哈萨克斯坦碳市场覆盖范围之外，国内所有行业减排或碳吸收的项目产生的抵销信用均可以使用。项目须提交至生态与自然资源部（Ministry of Ecology and Natural Resources）审批，并依照政府间气候变化专门委员会（IPCC）方法学及政府所制订的相关规则签发抵销信用。

定量限制：没有。

2023年度没有抵销信用用于履约。

与其他碳市场的连接

目前，哈萨克斯坦碳市场未与任何其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

每年度履约，应在报告期结束后的次年四月初之前完成。

监测、报告与核查

报告：年排放量超过2万吨二氧化碳的设施需每年报送排放报告。

年排放量在1万吨至1.9999万吨二氧化碳之间的设施运营商也需每年报送，但无需参与哈萨克斯坦碳市场 或核查其年度排放报告。报告需涵盖二氧化碳、甲烷、氧化亚氮和全氟化碳的排放。

核查：排放数据报告及其基础数据需由经认可的核查机构进行第三方核查。

相关法律框架：依据2021年颁布的《哈萨克斯坦共和国环境法典》（Environmental Code of the Republic of Kazakhstan 2021）。

执法和罚则

不履约罚款为5个月度标准指标/吨二氧化碳。这个标准指标在2024年是18,460坚戈（约合40.47美元，或293元人民币）。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体；参与抵销项目的自然人及法人。目前并不允许经纪人、银行或其他金融机构参与。

市场类型

一级市场：哈萨克斯坦国内立法允许通过拍卖分配配额，但目前为止通过祖父法或基准法的免费分配方式进行。

二级市场：仅设现货交易，无远期合约或其他衍生品。哈萨克斯坦碳市场启动初期，交易需通过Caspy商品交易所（Caspy Commodity Exchange JSC）进行，该交易所仍是主要交易平台。自第三阶段起，与哈萨克斯坦国家注册登记机构（JSC“Zhasty Damu”）签署协议的多个交易所平台也可用于交易。自第三阶段起，允许场外交易。

配额的法律效力：根据《哈萨克斯坦共和国环境法典》，碳指标（排放配额或抵销信用）是哈萨克斯坦共和国碳市场主体间可转让的商品。

其他信息

相关机构

生态与自然资源部 (Ministry of Ecology and Natural Resources)：负责建立碳市场监管框架。

哈萨克斯坦国家注册登记机构 (JSC Zhasyl Damu)：哈萨克斯坦碳市场实施机构，负责注册登记和配额储备管理。

Caspy商品交易所 (Caspy Commodity Exchange JSC)：运营二级市场拍卖。

监管框架

- [《哈萨克斯坦共和国环境法典》 \(2021年\)](#)
(Environmental Code of the Republic of Kazakhstan (2021))
- [《温室气体排放和吸收国家监管规则》 \(2022年\)](#)
(Rules of State Regulation of Emissions and Absorption of GHGs (2022))
- [《温室气体排放交易规则》 \(2021年\)](#) (Rules for GHG Emissions Trading (2021))
- [《2022—2025 年度配额分配方案》 \(2024\)](#)
(Updated national allocation plan for 2022—2025 (2024))

黑山

黑山全国碳市场

- 黑山碳市场自2020年生效，这是作为黑山加入欧盟进程的一部分
- 预计于 2025 年年中通过
- 将于 2025 年底更新 《温室气体排放许可活动法令》（ETS法令）目前正在修订《气候变化法》

碳市场总体介绍

2019年12月，黑山通过了《防止气候变化负面影响法》（Law on Protection from the Negative Impacts of Climate Change, 气候法）。该法律要求制定一系列全面的气候政策，包括温室气体清单、低碳发展战略和国家监测、报告与核查（MRV）系统。此外，该法律还为覆盖工业和电力部门排放的全国碳市场提供了法律依据。

2020年2月，黑山通过了专门针对其全国碳市场的《温室气体排放许可活动法令》（Decree on Activities for which a GHG Permit is Issued, ETS法令）。该法令确定了行业覆盖范围和纳入门槛、配额交易规则、分配规则以及市场稳定储备机制。此外，该法令还包括关于配额结转的条款，同时规定了配额的最低拍卖价格为每吨24欧元（约合26.08美元，或190元人民币），以及2020年至2030年间绝对排放总量上限须每年线性减少1.5%。

自2010年以来，黑山一直是欧盟候选国。作为2018年底开始的入盟谈判的一部分，黑山需要将其环境和气候政策与欧盟保持一致。若黑山加入欧盟，则其需建立全国碳市场，因为这是其在加入欧盟后能够参与欧盟碳市场的必要条件。

黑山全国碳市场于2020年2月正式启动，覆盖三个设施：Pljevlja燃煤电厂、KAP铝厂和Tosčelik钢厂。纳管主体必须为其所有覆盖的排放量清缴配额，配额分配基于拍卖或免费分配。

年度回顾

自2022年以来，黑山政府的多次更迭对全国碳市场的运作产生了负面影响，严重延迟了年度分配方案的通过。此外，由于能源价格迅速上涨，三家覆盖的设施中的两个在2022年停止了运营。截至2025年1月，Pljevlja燃煤电厂是唯一仍在运营的纳管主体。

黑山政府于2022年年中成立了一个工作组，负责审查该国的气候立法，包括黑山全国碳市场。截至2024年12月，《气候变化法（草案）》（Draft Climate Change Law）已制定完成，并提交至立法秘书处征求意见。该法案修订将使黑山全国碳市场的多个设计要素与欧盟碳市场保持一致，包括监测、报告与核查（MRV）、配额分配机制以及收入使用方式。预计该法案将在2025年第二季度末前通过，同时将启动对《温室气体排放许可活动法令》（ETS法令）修订版的起草工作。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限

310 万吨二氧化碳（2024 年）

温室气体

二氧化碳

抵销信用

不允许

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：固定基准法（针对新设施）

拍卖

2024 年的平均价格

平均拍卖价格：24 欧元（25.98 美元，约合188元人民币）

累计收入

自碳市场启动以来累计收入2210 万欧元

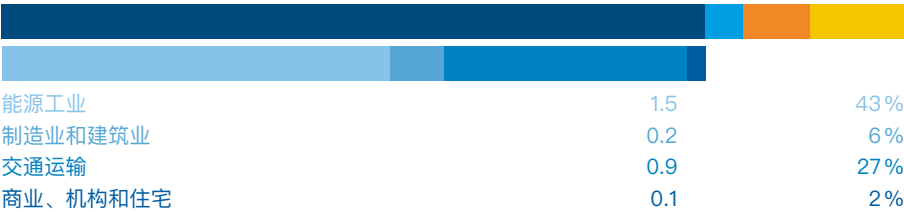
（2392 万美元，约合1.73亿元人民币）

2024 年收入1280 万欧元（1390 万美元，约合1亿元人民币）

排放量和目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比		
能源活动	2.7	78 %
工业生产过程	0.2	4 %
农业活动	0.3	7 %
废弃物处理	0.4	10 %
总计	3.5	



温室气体减排目标

到2030年：在1990年水平基础上减少55 %（不包括LULUCF，国家自主贡献）

到2050年：气候中和（目标性，索菲亚宣言（Sofia Declaration））

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量（2022）：149 万吨二氧化碳当量

配额总量或排放上限

绝对排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。

2020年：330万吨二氧化碳当量

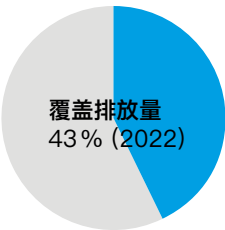
2021年：330万吨二氧化碳当量

2022年：320万吨二氧化碳当量

2023年：315万吨二氧化碳当量

2024年：310万吨二氧化碳当量

年度减排因子为：1.5 %。



纳入行业与纳入门槛

纳入行业：ETS法令附录1中的行业强制参与黑山碳排放交易系统。这些行业包括发电、炼油、焦炭生产、钢铁生产或加工、有色金属、水泥熟料、玻璃、陶瓷制品和纸张（纸浆）。

纳入门槛

- 发电能力超过20兆瓦的发电厂
- 生产能力超过每小时2.5吨的生铁或钢铁生产设施（初级或次级熔炼），包括连铸
- 生产能力超过每天500吨的水泥熟料生产设施，或每天超过50吨的石灰生产设施
- 生产能力超过每天20吨的玻璃制造设施，包括玻璃纤维
- 生产能力超过每天75吨的陶瓷制品制造设施，特别是屋顶瓦、砖、耐火砖、瓷砖、石器或瓷器，和/或窑炉容量超过4立方米，且每立方米窑炉密度超过300公斤

监管环节

排放点源

市场主体类型

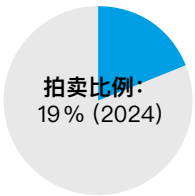
设施

纳管主体数量

3个，其中只有1个目前正在运营（2024年）

配额分配与收入

配额分配



2020年至2022年：免费分配配额（祖父法）
2023年：政府于2022年12月任命了拍卖委员会，并于2023年初进行了拍卖。

- **拍卖比例：**19 %（385,657吨配额）
- **免费分配量：**222,515吨配额
- **拍卖总量：**600,000吨配额

2024年：政府于2024年5月任命了拍卖委员会，并于2024年6月进行了拍卖。

- **拍卖比例：**19 %（535,310吨配额）
- **免费分配量：**875,242吨配额
- **拍卖总量：**600,000吨配额

2023年和2024年，黑山全国碳市场中分配的总配额量明显低于当年设定的绝对排放总量上限。这主要是由于纳入体系的三家设施中有两家已于2022年停产，导致对配额的需求大幅减少。

收入用途



气候减缓



低碳创新



追求其他发展目标，如教育和健康领域

拍卖收入用于黑山环境保护基金（Eko Fond），以资助低碳创新、可再生能源和环境保护。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转。
不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

黑山全国碳市场未与其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年。

纳管主体必须在每年3月底前，向环境保护署（Environmental Protection Agency, EPA）提交上一年度经核查的温室气体排放报告。现行法律中尚未规定配额交付的具体日期。

监测、报告、核查（MRV）

监测：纳管主体必须在提交配额申请时，同时提交一份设施温室气体排放的监测计划。监测计划的内容、程序、过程和温室气体排放监测方法由法规规定。

纳管主体还有义务根据行政当局，即环境保护署的要求完善温室气体排放监测方法并修订监测计划。

报告：参与者必须在每年3月底之前向环境保护署提交一份经核查的上一年度温室气体排放报告。

如果纳管主体未能提交经核查的报告，环境保护署将对温室气体排放水平进行保守估算，纳管主体需承担排放估算的费用。

报告的形式和内容、程序以及保守估算的方法由法规规定。

核查：温室气体报告的核查只能由符合人员和设备要求的法律实体进行。

执法和罚则

根据《气候法》规定的罚款范围从2000欧元（约合2173美元，或15830元人民币）到40,000欧元（约合43,48美元，或31.67万元人民币）不等，并可对法人实体及对其负责的自然人进行处罚。

市场监管

市场设计

市场参与主体：由于黑山碳交易体系规模非常小，非纳管主体（即中介机构）无法参与。

市场类型：

一级市场：政府组织配额拍卖。

二级市场：没有建立二级市场。然而，纳管主体之间可以交易配额。由于截至2025年1月市场只有一家纳管主体，无交易活动。

市场稳定机制

工具名称：价格下限

工具类型：基于价格的机制

触发条件：拍卖的（永久）最低价格为每吨二氧化碳24欧元（约合26.08美元，或189.08元人民币）。

其他信息

相关机构

生态、空间规划、城市化和国有资产部（Ministry of Ecology, Spatial Planning, Urbanism and State Property）：负责环境和气候政策，包括全国碳市场。

环境保护署：负责配额发放和核查报告的监测。

碳市场评估

气候法和ETS法令目前正在修订中。

监管框架

→ [《温室气体排放许可活动法令》](#)

(Decree on Activities for which a GHG Permit is Issued (2020))

→ [《防止气候变化负面影响法》](#)

(Law on Protection from the Negative Impacts of Climate Change (2019))

瑞士

瑞士碳市场

- 2021 年进入新的十年交易阶段
- 自 2020 年 1 月起与欧盟碳市场连接
- 碳市场于 2025 年起实施重要改革

碳市场总体介绍

瑞士碳市场于2008年启动，最初为自愿参与阶段，为期五年。此后，大型能源密集型主体必须强制参与，中型主体则可自愿参与。2022年，瑞士碳市场覆盖了该国约12%的温室气体排放（包括航空）。参与碳市场的主体可免于缴纳国家的二氧化碳税。

瑞士碳市场覆盖电力生产、工业（主要包括水泥、化工、制药、造纸、炼油和钢铁行业的企业）、国内航空以及往返欧洲经济区和英国的航班。配额分配通过基准法免费分配以及拍卖进行。航空的免费配额将在2026年前逐步取消。如果流通中的配额总量超过一定阈值，拍卖量可能会减少。

自2020年1月起，瑞士碳市场与欧盟碳市场连接。瑞士碳市场纳管主体使用与欧盟碳市场相同的基准。

该体系由《减少二氧化碳排放联邦法》（Federal Act on the Reduction of CO Emissions, 二氧化碳法）授权，并通过《二氧化碳条例》（CO₂ Ordinance）进行监管。

年度回顾

2024年3月，瑞士议会通过了2025年至2030年期间的二氧化碳法修订版案，设定了2030年排放目标，并引入国家和行业层面的措施以实现该目标。该法律已于2025年1月初正式生效，从而使瑞士碳市场与修订后的欧盟碳市场保持一致。用于实施该法案的《二氧化碳条例》已于2024年7月至10月间进行了公众咨询，将于2025年春季生效，并具有追溯效力。

对于固定设施和航空业，瑞士碳市场将采用与欧盟碳市场相同的线性递减因子（即年减排率），以在2024至2030年期间逐步减少绝对排放总量上限。此外，碳捕集与封存（CCS），以及在特定条件下的境外生物甲烷（Foreign Biogas）使用，在瑞士碳市场中现可被计入。在航空领域，瑞士将根据欧盟碳市场的相关规定，于2026年前逐步取消航空运营商的免费配额。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限

430 万吨二氧化碳当量（2025 年，电力与工业）
110 万吨二氧化碳（2025 年，航空）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氧化亚氮、甲烷、氢氟碳化合物、三氟化氮、六氟化硫、全氟化碳¹

配额分配

免费分配：固定基准法
拍卖

2024年的平均价格

平均拍卖价格：60.19 欧元（65.15 美元，约合472.33元人民币）

累计收入

自碳市场启动开始以来为1.825亿欧元（约合2.07亿美元，或15.21亿元人民币）
2024年为4730万欧元（约合5362.36万美元，或3.9亿元人民币）

¹ 原则上，根据二氧化碳条例，所有这些气体都被覆盖。实际上，仅二氧化碳、氧化亚氮和全氟化碳需要监测，因为其他气体的比例可以忽略不计。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源活动	31.1	75 %
工业生产过程	3.5	8 %
农业活动	5.9	14 %
废弃物处理	1.1	3 %
总计	41.6	



温室气体减排目标

到2030年：较1990年至少减排50 %（国家自主贡献和二氧化碳法）
到2050年：温室气体净零排放（国家自主贡献和《气候与创新法》（Climate and Innovation Act））

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量（2022）：540万吨二氧化碳当量

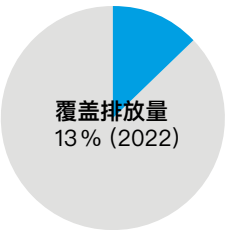
阶段

自愿阶段：五年（2008年至2012年）
第二交易期：八年（2013年至2020年）
第三交易期：十年（2021年至2030年）

配额总量或排放上限

绝对排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。

自愿阶段（2008年至2012年）：每个参与者获得其特定的减排目标。



第二交易期（2013年至2020年）：

—固定设施：2013年绝对排放总量上限（自上而下设定）为560万吨二氧化碳当量，每年按1.74%的线性减排因子减少（基准线排放量根据主体2008年至2012年的历史排放设定），到2020年降至490万吨二氧化碳当量。

—航空：2020 年为 130 万吨二氧化碳。

第三交易期（2021年至2030年）：固定设施和航空的绝对排放总量上限每年按2.2%的线性递减因子（以2010年为基准年）减少。2024年起线性递减因子为4.3 %，2028年起为4.4 %。

纳入行业与纳入门槛

强制参与：根据二氧化碳条例附录6列出的行业必须参与瑞士碳市场。这些行业包括25个类别，如水泥、化工和制药、炼油、造纸、区域供热、钢铁等。自2020年起，瑞士碳市场覆盖了航空业（国内和往返欧洲经济区或英国的航班）以及化石燃料热电厂。

纳入门槛：大多数活动均适用阈值标准，通常依据生产能力或总额定热输入来设定。

可自愿加入：总额定热输入≥10兆瓦。符合参与条件的公司必须在接下来的六个月内提交申请。

可选择退出：总额定热输入超过20兆瓦但过去三年每年排放量低于25,000吨二氧化碳当量的行业的设施。如果主体未来某年的排放量超过该阈值，则必须从下一年开始参与瑞士碳市场，并且在剩余的履约期内不能退出。新进入者如果能够可信地报告其排放量低于25,000吨二氧化碳当量/年，则可以立即申请退出。

航空：年排放量超过10,000吨二氧化碳的商用飞机运营商，或在过去一年中四个月内运营超过243次航班的运营商。非商用运营商年排放量超过1,000吨二氧化碳时 also 需参与。如果运营商被纳入欧盟碳市场，则不适用这些门槛。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

电力和工业：设施
航空：公司

纳管主体数量

固定设施：95个（2024年）
飞机运营商：205个（2023年）

配额分配与收入

配额分配



自愿阶段（2008年至2012年）：参与者获得免费配额，配额量对应其特定排放目标内的排放量。

第二交易期（2013年至2020年）

免费分配：免费配额基于行业基准分配，该方法与欧盟碳市场类似。未面临碳泄漏风险的行业的免费分配逐步减少。

2013年，这些主体获得80%的免费配额，到2020年减少至30 %。同时实施了一个修正系数，用于减少根据行业基准分配的配额，以确保其与规定的绝对排放总量上限相符。

飞机运营商的免费配额基于各运营商报告的 2018 年吨公里数据，乘以每 1000 吨公里 0.642 吨配额的基准（与欧盟碳市场的基准相同）进行分配。

拍卖：未免费分配的配额通过拍卖分配。拍卖每年进行两到三次，具体取决于可用的拍卖量。自2020年1月起，拍卖对瑞士碳市场和欧盟碳市场的纳管主体以及允许在欧盟碳市场中出价的非纳管主体开放。根据欧盟碳市场法规，若成交价格显著低于欧盟碳市场当前二级市场价格，瑞士联邦环境办公室（Federal Office of the Environment, FOEN）有权取消拍卖，并将配额转移至后续拍卖。

此外，预留5 % 的配额，用于新进入者和快速增长的运营商。

航空业：自 2020 年起，航空业 15 % 的配额进行拍卖，这与欧盟碳市场的规定一致。3 % 放入专门用于新进入者和快速增长运营商的储备中，其余 82 % 根据行业特定基准进行分配。

第三交易期（2021年至2030年）

免费分配：自2022年起，瑞士碳市场采用与欧盟碳市场相同的基准进行分配。如果生产水平与2014年至2018年的基准年偏离至少15 %，则将可能每年更新免费分配水平。航空领域的免费配额分配将于2026年前逐步取消，与欧盟碳市场的规定保持一致。

拍卖：自2022年起，拍卖量受市场稳定机制约束（见“市场稳定机制”部分）。

收入用途



气候减缓



低碳创新

自2025年起，瑞士碳市场拍卖所得的收入将被专款专用于支持该体系内设施的减排，以及减少航空领域的排放等相关用途。

灵活性与连接

结转与预借

允许在同期内和跨期无限制结转。欧盟碳市场第三阶段的结转配额可用于瑞士碳市场2021年至2030年交易期的履约。

不允许预借，但在同一阶段中，当前交易年分配的配额可用于上一年的履约清缴。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

定性限制：自2021年起，抵销信用不能用于履约。2020年之前，国际抵销信用在符合某些标准的情况下可以使用。允许使用最不发达国家的清洁发展机制项目的大多数类别的信用。其他国家的清洁发展机制和联合履约机制项目的信用只有在2012年底之前注册和实施的情况下才符合条件。

定量限制：2013年至2020年期间，系统中允许使用的抵销信用的最大数量设定为自愿阶段（2008年至2012年）分配配额平均量的11%，减去同期已使用的抵销信用，再乘以五。

在第二交易期（2013年至2020年）加入瑞士碳市场的行业可以最多使用相当于其排放量的4.5%的抵销信用。对于飞机运营商，定量限制设定为1.5 %。

与其他碳市场的连接

瑞士于2015年与欧盟就连接各自的碳市场达成协议，并于2017年签署。经过2019年的立法和正式批准，该连接于2020年1月生效。在此之前，对瑞士碳市场进行了修订，以与欧盟碳市场立法框架保持一致。

瑞士碳市场覆盖的主体可使用欧盟碳市场的配额进行履约，反之亦然。两个体系分别进行拍卖。欧洲经济区的市场参与主体需在瑞士排放交易注册登记系统（Swiss Emissions Trading Registry）开设账户才能参与。2024 年起，欧盟和瑞士将每日进行注册登记系统之间的配额转移，但特定日期除外。2025年的非转移日期已于瑞士排放交易注册登记系统公布。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：二氧化碳税

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个日历年。纳管主体必须在次年9月底之前清缴配额。

监测、报告与核查

监测：每个设施和每个飞机运营商均需提交监测计划（不迟于注册截止日期后三个月）。监测计划必须由主管当局批准。根据瑞士二氧化碳条例排放（主要是二氧化碳和氧化亚氮）需要进行监测。

报告：年度监测报告，基于自我报告（截至3月底提交）。

核查：瑞士联邦环境办公室（FOEN）可以要求对设施的监测报告进行第三方核查，并可以随机抽查以确保一致性。飞机运营商的监测报告必须经官方认可的第三方核查机构进行核查。

执法和罚则

对于未能清缴足够配额的，罚款为每吨二氧化碳125瑞士法郎（约合139美元，或1013元人民币）。除了罚款外，纳管主体还必须在次年补缴缺失的配额。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体（纳管主体和自愿加入的主体）、非履约主体（国内和国际）以及个人。交易商最多可持有的瑞士/欧盟配额为100万吨。

市场类型

一级市场：瑞士排放交易注册登记系统每年组织多次拍卖，形式为单轮密封投标统一价格拍卖。

二级市场：不通过受监管的交易平台交易瑞士碳市场的配额，允许场外交易。欧盟碳市场的配额在多个交易所交易，包括洲际交易所期货市场（ICE Futures）和欧洲能源交易所（European Energy Exchange, EEX），其可用于瑞士碳市场的履约。

配额的法律效力：

根据瑞士金融市场监管规定，配额不被视为金融工具。配额可以作为衍生品合约的基础资产，而相关衍生品则受《金融市场基础设施法》（Financial Market Infrastructure Act）监管

市场稳定机制

工具类型：基于数量的机制

运作机制：当局于2022年引入了市场稳定机制。如果流通中的配额数量超过一定阈值，则减少拍卖量。

如果流通中的配额数量超过上一年绝对排放总量上限的50%，市场稳定机制将把当年拍卖量减少50%。2022年，市场稳定机制将拍卖量从46万吨减少到23万吨，2023年从58万吨减少到29万吨配额。2024年从82万吨减少到41万吨配额。

未拍卖的配额在履约期结束后失效。该机制定期根据市场动态和欧盟的发展情况进行评估。瑞士碳市场不受欧盟碳市场市场稳定储备的约束。

其他信息

相关机构

瑞士联邦环境办公室（FOEN）：执行机构，例如负责注册登记系统、拍卖配额和接收排放报告。

碳市场评估

2021年6月，二氧化碳法的全面修订在全民公投中被否决。2021年12月通过了该法的过渡性延长，涵盖2022年至2024年。2024年3月，瑞士议会通过了涵盖2025至2030年期间的新修订版本，并于2025年1月1日正式生效。该新法案为瑞士碳市场的修订提供了与国际碳市场（尤其是欧盟碳市场）兼容对接的法律基础。

监管框架

- [《减少二氧化碳排放联邦法》](#)（2022年）
(Federal Act on the Reduction of CO2 Emissions, 二氧化碳法)
- [《减少二氧化碳排放联邦法修订案》](#)（2025年）
(Revised Federal Act on the Reduction of CO2 Emissions, 二氧化碳法)
- [《减少二氧化碳排放条例》](#)
(Ordinance on the Reduction of CO2 Emissions, 二氧化碳条例)

英国

英国碳市场

- 在英国退出欧盟碳市场（EU ETS）之后，英国碳市场于 2021 年启动。
- 目前正在进行关于英国碳市场发展和进一步扩大覆盖范围的修订，包括将温室气体清除纳入英国碳市场。
- 将于 2027 年引入碳边境调节机制。

碳市场总体介绍¹

英国碳市场（United Kingdom Emissions Trading Scheme, UK ETS）于2021年1月开始运行，此前英国（不包括位于北爱尔兰的电力运营商）退出了欧盟碳市场。目前，英国碳市场覆盖的固定设施排放量约占英国温室气体排放量的四分之一。英国碳市场的第一阶段将持续到2030年。

英国碳市场覆盖了电力和工业部门的约1000个设施，以及约400家飞机运营商。所覆盖的航空活动包括英国境内的航班以及从英国飞往欧洲经济区（European Economic Area, EEA）和瑞士的航班。覆盖的设施和飞机运营商必须为其所有覆盖的排放量清缴配额。配额主要通过拍卖分配，部分配额免费分配以降低碳泄漏风险。该系统设有成本控制机制（Cost Containment Mechanism, CCM）和拍卖底价，以支持市场稳定。

英国碳市场的绝对排放总量上限与英国2050年实现净零排放的目标保持一致。

2023年12月，英国政府发布了英国碳市场的长期路径规划，明确该体系将至少运行至2050年，以支持净零排放目标。该文件还包括了公众咨询计划，用于将垃圾焚烧与垃圾发电、国内海运及温室气体清除（GHG Removals）纳入碳市场，以及一个用于潜在纳入更多高排放行业的政策框架。

年度回顾

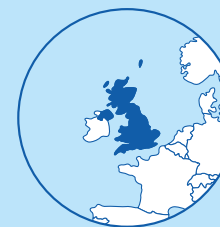
2024年，英国政府实施了一揽子改革措施，以进一步发展英国碳市场，并启动了多项公众咨询，以扩大该体系的覆盖范围。

自2024年1月起，英国碳市场的绝对排放总量上限进行了重新设定，以与英国2050年实现净零排放目标保持一致。主要变动包括：2021至2030年期间的配额总量削减30%；为确保顺利过渡至“净零排放”配额上限，自2024年至2027年，将从储备池中释放5350万吨先前未分配的配额用于拍卖；绝对排放总量上限将从2021年的1.56亿吨二氧化碳当量逐步减少至2030年的约5000万吨。

2024年5月，英国碳市场管理局发起了两项与扩大覆盖范围相关的公众咨询。英国碳市场计划自2028年起纳入垃圾焚烧与垃圾发电的排放，并在此前设立2026年至2028年的“仅监测报告（MRV-only）”阶段。同时英国碳市场管理局（UK ETS Authority）提出政策选项，探讨如何将人工温室气体移除（Greenhouse Gas Removals, GGRs）纳入英国碳市场，实现其纳入承诺。

英国政府于2024年10月确认将于2027年1月1日正式推出英国碳边境调节机制（UK CBAM），以应对碳泄漏风险。该机制将对部分高碳排放的进口工业产品征收碳价，涵盖行业包括：铝、水泥、化肥、氢气，以及钢铁等。

¹ 2025 年，预计将从配额储备池中额外拍卖 1330 万吨配额（在该阶段的排放总量上限范围内），这使得实际排放总量上限达到 1.001 亿吨二氧化碳当量。这些额外的配额将在 2024 年至 2027 年间从储备池中拍卖，以平稳过渡至净零总量上限。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



矿业与资源开采



电力



工业



国内航空

排放总量上限

8670 万吨二氧化碳当量(2025)¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、氧化亚氮、全氟化碳

配额分配

免费分配：固定基准法
拍卖

2024年平均价格

平均拍卖价格：37.18 英镑（47.52 美元，约合 344.52元人民币）

累计收入

自2021年启动以来为172亿英镑（约合228.44亿美元，或1677.69亿元人民币）

2024年为26亿英镑（约合34.53亿美元，或253.60亿元人民币）

2024年11月，英国碳市场管理局启动了两项新的关于扩大碳市场覆盖范围的公众咨询：一是自2026年起纳入国内海运活动的排放；二是承认并实施碳捕集与封存中的非管道运输方式。此外，管理机构还就2023年“免费配额审查”咨询发布了初步回应，确认对于停止运营的企业，其最后一年的配额将根据实际活动水平进行调整；同时，为了保持脱碳激励，允许那些因正在进行脱碳而停产的企业申请豁免这一新规则。

2024年12月，英国碳市场管理局确认，第二阶段免费配额分配期的开始时间将从2026年推迟至2027年，以使免费配额调整与于2027年实施英国碳边境调节机制保持一致。同时，英国碳市场管理局还启动了另一项公众咨询，征求各方意见，讨论碳泄漏风险的计算方法，以及如何为英国碳边境调节机制行业调整免费配额水平。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源活动	321.2	78 %
工业生产过程	27.4	7 %
农业活动	42.0	10 %
废弃物处理	19.0	5 %
总计	409.6	



温室气体减排目标

到2030年：较1990年水平至少减少68%的净温室气体排放，包括LULUCF的排放（国家自主贡献）

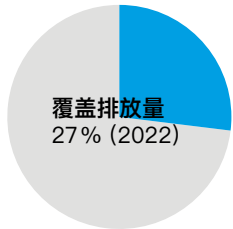
到2035年：较1990年水平至少减少81%的净温室气体排放，包括LULUCF的排放（国家自主贡献）；将英国净温室气体排放量限制在9.65亿吨二氧化碳当量（2033年至2037年期间），较1990年水平减少约77 %，包括LULUCF以及国际航空和航运的排放（《碳预算令》2021年，（Carbon Budget Order 2021））

到2050年：英国温室气体净零排放，包括LULUCF以及国际航空和航运的排放（《2008年气候变化法（2050年目标修正案）2019年法令》，Climate Change Act 2008（2050 Target Amendment）Order 2019）

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的ETS排放量（2022）：1.11亿吨二氧化碳当量（2022）



阶段

第一阶段：10年（2021年至2030年）

配额总量或排放上限

绝对排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。

第一分配期（2021年至2025年）：6.33亿吨二氧化碳当量，将根据医院和小型排放主体的退出情况进行调整。

第二分配期（2026年至2030年）²：3.03亿吨二氧化碳当量，将根据医院和小型排放主体的退出情况进行调整。

绝对排放总量上限最初设定为比英国在欧盟碳市场第四阶段的名义份额低5 %。第一分配期和第二分配期原本设定的绝对排放总量上限分别为7.36亿吨和6.30亿吨。但2022年关于改革英国碳市场的咨询结束后，调整了绝对排放总量上限，以与英国的净零排放目标保持一致。2025年的绝对排放总量上限为8670万吨二氧化碳当量。新进入者储备（New Entrants’ Reserve, NER）的配额也包含在这个绝对排放总量上限中。

² 2024年12月，英国碳市场管理局发布公告，宣布第二个配额分配期将于2027年开始。为实现这一安排，将为2026年单独设立一个配额分配期，但该年度的免费配额计算方式将与2021至2025年期间的免费配额一致。

纳入行业与纳入门槛

电力部门和工业：英国碳市场覆盖电力和工业行业中特定活动的设施。这包括总额定热输入超过20兆瓦的设施中的燃料燃烧排放，以及炼油、重工业和制造业中的排放。北爱尔兰的电力运营商仍属于欧盟碳市场，因为它们与爱尔兰共和国共同组成了单一电力市场。

除了电力行业参与英国碳市场外，英国的碳价支持（Carbon Price Support, CPS）政策还对大不列颠（不包括北爱尔兰）使用化石燃料的发电厂征收每吨二氧化碳18英镑（约合22.50美元，或164元人民币）的额外碳税。

医院和小型排放主体（Hospitals and Small Emitter, HSE）计划：年排放量低于25,000吨二氧化碳当量且净额定热输入低于35兆瓦的医院和小型排放者可以选择退出碳市场，转而监测和报告其排放量，并实现年度减排目标。这种方法类似于英国在欧盟碳市场第三阶段的退出计划。

超小型排放主体豁免机制：对于年排放量低于2,500吨二氧化碳当量的固定设施，设有超小型排放者豁免机制。这些设施需要监测排放量，并在排放量超过阈值时通知监管机构。

航空：覆盖包括英国境内的航班以及从英国和直布罗陀飞往欧洲经济区和瑞士的航班。³ 对于商用飞机运营商，若其在任一日历年中的每四个月中全范围航班少于243次，且连续三次均如此（即1月至4月、5月至8月、9月至12月），或是全范围航班的年排放量低于10,000吨二氧化碳，可以豁免。

对于非商用飞机运营商，如果其全范围航班的年排放量低于1,000吨二氧化碳，也可以豁免。全范围航班是指从英国、直布罗陀、欧洲经济区国家、瑞士或外围地区的机场起飞或到达的航班。

英国也在考虑英国碳市场应如何与国际航空碳抵销与减排机制（Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation, CORSIA）进行衔接。2024年12月，英国交通部与英国碳市场管理局合作，启动了一项关于在英国实施CORSIA的公众咨询，其中包括关于如何处理同时被两个机制覆盖的航班的多种选项。

其他行业：2023年，英国碳市场管理局宣布计划从2026年起将国内航运排放纳入该体系，并从2028年起将垃圾焚烧和垃圾焚烧发电的排放纳入。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

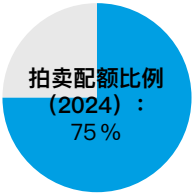
设施、飞机运营商

纳管主体数量

2023年共有1,396个纳管主体，包括1,009个设施和387家飞机运营商

配额分配与收入

配额分配



拍卖：拍卖是英国碳市场中配额分配的主要方式。拍卖设有22英镑（约合27.50美元，或200元人民币）的拍卖底价（Auction Reserve Price, ARP），低于此价格将不出售配额。即使未售出所有配额，拍卖仍可成交。未售出的配额将转入接下来的四次拍卖，最多不超过这些原定拍卖配额的125%。如果接下来的四次拍卖都达到125%的上限，超出的未售出配额将转入市场稳定机制账户（Market Stability Mechanism Account）。

2024年，通过拍卖分配了约6900万吨配额，筹集了26亿英镑（约合34.53亿美元，或253.60亿元人民币）。根据拍卖时间表，2025年将出售约5600万吨英国配额（UK Allowance, UKA）。

免费分配：部分英国配额将免费分配给面临碳泄漏风险的工业纳管主体。每个设施有权获得的免费配额数量由其历史活动水平、行业基准和碳泄漏暴露因子（Carbon Leakage Exposure Factor, CLEF）决定。目前所采用的基准值和碳泄漏暴露因子大多与欧盟碳市场第四阶段相同，除了石灰行业的基准值以及麦芽提取行业的碳泄漏状态。历史活动水平基于英国碳市场下收集的数据。

英国碳市场为免费配额数量设定了一个行业上限（Industry Cap）。在第一阶段的最初几年，每年设定了固定的配额上限数值。在2022年进行的英国碳市场改革公众咨询后，这一做法发生了变化：自2024年起，行业免费配额上限被设定为总配额的40%，并将按照绝对排放总量上限的下降路径逐年递减。若某年的免费配额总量超过行业上限，则可动用上年度行业上限中未分配的配额，以及来自灵活储备池（Flexible Reserve）的配额。若以上仍不足，作为最后手段，将启用跨行业修正系数（Cross-Sectoral Correction Factor），以确保对所有合格参与者统一减少配额分配。

3 《2020年温室气体排放交易计划令》（Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Order 2020）中对纳入英国碳市场的航空活动进行了说明。

初始配额分配表（列出每个设施在第一配额期的免费配额数量）已于2021年5月发布。符合资格的设施必须提交经核查的活动水平报告（Activity Level Report）（详见“履约”部分）。若报告中显示的活动水平相比历史水平（基于前两年）变化达15%或以上，将重新计算其免费配额。

第一阶段的免费配额审查始于2021年春季的证据征集（Call for Evidence），并在2022年英国碳市场发展咨询中持续推进。第二阶段审查始于2023年12月的公众咨询，重点关注免费配额分配方法以及更有针对性地支持最易受到碳泄漏影响的行业。2024年12月，英国碳市场管理局发布了关于下一配额分配期碳泄漏名单的进一步咨询，并确认对免费配额机制的调整将自2027年起实施，而2026年的配额将继续按第一配额期的规则计算。同时，管理局也确认了关于停止运营设施免费配额处理规则的调整。

英国碳市场管理局在2023年宣布，航空运营商的免费配额将于2026年前逐步取消。

碳边境调节机制：作为2024年12月公众咨询的一部分，英国碳市场管理局提出了建议，计划在引入英国碳边境调节机制后，逐步调整英国碳边境调节机制涵盖行业的免费配额分配。英国碳边境调节机制将适用于以下行业的特定进口商品：铝、水泥、化肥、氢气以及钢铁。该机制将覆盖两类排放：CBAM商品生产过程中产生的直接排放；以及在商品生产过程中所消耗电力所对应的间接排放。为更好地将英国碳边境调节机制的启动与英国碳市场衔接，英国碳市场管理局已确认，2026年的免费配额将继续按照第一配额期的计算方式分配，并将第二配额期的开始时间推迟至2027年。

新参与者储备：英国碳市场为第一阶段内新符合纳入条件的设施，以及排放活动水平显著增长的已纳入设施预留了一部分免费配额储备。新加入设施的免费配额数量将根据以下因素确定：首年运营期间的实际活动水平，所属行业的基准值，碳泄漏风险暴露系数。

收入用途



一般预算，包括偿还债务

英国碳市场拍卖的收入归入一般预算，未指定用途。

灵活性及连接

结转与预借

允许结转，配额在未来仍然有效。

允许有限且隐性的预借，即使用当前年度免费分配的英国配额用于上一年的履约。

抵销信用

不允许使用抵销信用。英国碳市场管理局正在考虑引入人工温室气体移除用于体系内的履约。

与其他碳市场的连接

英国碳市场目前未与任何其他碳市场连接。

英国政府表示未来对国际连接持开放态度，但尚未确定首选连接伙伴。英国与欧盟之间的脱欧后贸易与合作协定（Post-Brexit Trade and Cooperation Agreement）规定，双方“应认真考虑以保留这些体系完整性的方式来连接各自的碳定价体系，并提供有效性提升方面的可能方案”。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：英国碳价支持（CPS）

英国碳价支持（CPS）于2013年推出，是对英国本土（不包括北爱尔兰）化石燃料发电排放所征收的额外碳税，税率为每吨二氧化碳 18英镑（约合23.91美元，或175.57元人民币），叠加在英国碳市场碳价之上。

本国碳信用机制：英国森林碳标准（UK Woodland Carbon Code）、英国泥炭地碳标准（Peatland Code）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额，配额分配基于拍卖或免费分配。

履约周期

一年。纳管主体必须在次年4月底之前清缴配额。这些规定与欧盟碳市场相同。

监测、报告与核查

报告频率：年度自我报告。

核查：每年3月底之前需要由经官方认可的独立核查机构进行核查。

管理模式：英国碳市场采用了欧盟碳市场第四阶段的监测、报告与核查（MRV）管理模式，还自行降低了改进报告频率和简化了监测计划。

执法和罚则

纳管主体必须为每吨未清缴配额支付超额排放罚款。该罚款最初为每吨100英镑（约合125美元，或911元人民币），但会随着时间的推移根据通货膨胀进行调整。支付该罚金并不能免除清缴配额的义务。对于未履约部分，将设定新的履约截止日期。若仍未履行，将被处以相当于相关碳价的1.5倍的罚款，并可能面临每天1,000英镑（约合1328.14美元，或9754元人民币）的递增罚款，直到履约为止。未履约运营商的名称会被公开。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体、非纳管主体（国内和国际）以及个人。

市场类型

一级市场：大部分配额通过拍卖分配。拍卖每两周举行一次，日期和配额数量在拍卖时间表中列出。纳管主体、金融机构以及代表纳管主体的商业团体和公共机构可以参与。拍卖由ICE欧洲期货交易所（ICE Futures Europe）管理。

二级市场：英国配额在ICE欧洲期货交易所交易。提供每日期货合约、期货和期权合约。参与者还可以进行场外交易。二级市场的参与者必须在英国注册登记系统（UK Registry）开设账户。在交易所交易的参与者必须满足ICE期货交易所（ICE Futures Exchange）的要求。

配额的法定地位：《认可拍卖平台（修订及其他规定条例2021）》肯定性法定文书——Recognized Auction Platforms (Amendment and Miscellaneous Provisions Regulations 2021)——将英国碳配额认定为金融工具。

市场稳定机制

成本控制机制（CCM）

工具类型：基于价格的机制

运作机制：英国碳市场通过拍卖额外配额来避免价格飙升。如果成本控制机制（CCM）被触发，监管机构可以决定是否以及如何干预。干预措施包括：重新分配当年各场拍卖的配额量；从未来年度的配额量中预借；从市场稳定机制账户中提取配额；拍卖新进入者储备中剩余配额量的最多25%；或拍卖某一年度行业绝对排放总量上限中未分配的配额。英国碳市场管理局已就当前的成本控制机制（CCM）设计进行了公众咨询，并正对咨询所收到的反馈意见进行分析。

如果配额价格连续六个月超过英国前两年平均配额价格的三倍，成本控制机制（CCM）将被触发。

拍卖底价（ARP）

工具类型：价格设定

运作机制：为保障从欧盟碳市场过渡到英国碳市场气候雄心不受该过渡的影响，设置了22英镑（约合27.50美元，或200元人民币）的拍卖底价。英国碳市场管理局已就维持拍卖底价（ARP），包括关于拍卖底价（ARP）水平和其设计，进行了公众意见征求。

供应调整机制（Supply Adjustment Mechanism, SAM）

英国碳市场管理局于2023年12月就供应调整机制（SAM）的计划引入和设计启动了公众咨询，目前正对收到的反馈意见进行分析。

其他信息

相关机构

英国气候变化委员会（CCC）：根据《2008年气候变化法案》设立的独立法定机构。其主要职责是就温室气体减排目标及其实现进展向英国政府及各地方政府提供建议。其还就英国碳市场的设计与实施、减排效果提供专业建议，并对其执行进展进行评估与报告。

英国碳市场管理局：负责设计和实施英国碳市场。其由英国政府（包括能源安全与净零部（Department for Energy Security and Net Zero, DESNZ）、财政部（HM Treasury, HMT）、交通部（Department for Transport, DfT））、苏格兰政府、威尔士政府和北爱尔兰农业、环境与农村事务部（Department of Agriculture, Environment and Rural Affairs of Northern Ireland）的代表组成。

监管机构，包括环境署（Environmental Agency）、苏格兰环境保护署（Scottish Environment Protection Agency）、威尔士自然资源部（Natural Resources Wales）、北爱尔兰环境署（Northern Ireland Environment Agency）、海上石油环境与退役监管机构（Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning）：负责英国碳市场履约的执法。环境署作为注册登记系统的管理员，负责管理英国碳排放交易登记系统的账户。

碳市场评估

第一阶段包括两次对整个体系的强制性评估。第一次评估结果于2023年底发布，第二次评估结果必须在2028年底前发布。

英国碳市场评估项目支持其法定审查流程。第一阶段评估报告已于2023年12月发布。⁴

⁴ 该报告可在[网上](#)获取。

第二阶段评估将对英国碳市场的量化影响进行分析，计划于2026年发布。

除系统层面的整体审查外，英国碳市场管理局还在开展以下审查与咨询工作：审查英国碳市场市场政策的未来方向及固定设施的免费配额安排；就扩大碳市场覆盖范围至废弃物处理与航运行业展开咨询；探讨碳捕集与封存中的非管道运输方式的纳入方式；推进将人工温室气体移除纳入体系；研究国际航空碳抵销与减排机制的实施方式，包括如何处理同时被国际航空碳抵销与减排机制和英国碳市场覆盖的航班。

监管框架

- [《2020年温室气体排放交易体系令》](#)
(The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Order 2020)
- [《2021年温室气体排放交易体系拍卖条例》](#)
(The Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme Auctioning Regulations 2021)

北美

阿尔伯塔省	63	新斯科舍省	100
不列颠哥伦比亚省	68	安大略省	103
加利福尼亚州	72	美国俄勒冈州	107
加拿大联邦	78	魁北克省	113
美国科罗拉多州	83	美国区域温室气体倡议	119
马萨诸塞州	88	萨斯喀彻温省	124
新不伦瑞克省	92	美国华盛顿州	128
纽芬兰与拉布拉多省	96		

阿尔伯塔省

技术创新与减排条例

- 履约基于每个纳管设施的产出强度
- 五种不同的履约方式：设施减排、抵销信用、封存信用、排放绩效信用，以及 / 或者按固定价格向 TIER 基金缴费
- 北美首个工业碳定价工具

碳市场总体介绍

《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》（The Alberta Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation, TIER Regulation）是该省的工业碳定价与排放交易体系。《技术创新与减排实施法案》（Technology Innovation and Emissions Reduction Implementation Act）为该碳市场奠定了基础，并该碳市场于2020年1月正式实施，取代了自2007年起施行的原有碳定价条例。TIER旨在帮助工业设施探索创新的减排方式和投资清洁技术，从而提升竞争力并提高资源利用效率。

TIER 适用于：（1）大型排放源，即2016年或之后任何一年排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量的设施，或2023年或之后任何一年进口氢气超过 1 万吨的设施；（2）自愿纳入的设施，即年排放量低于10万吨二氧化碳当量但高于2000吨二氧化碳当量的设施；（3）自愿纳入的聚合设施（Aggregate Facilities），包括两个或多个小型常规油气设施。

纳管主体必须每年按规定比例降低其排放强度（单位产量的排放量）。根据设施特定基准方法（Facility-Specific Benchmark Methodology），设施需相对于其历史产量加权平均排放强度降低排放强度。先进基准（High Performance Benchmarks）基于排放效率最高的一批设施的平均排放强度设定。在大多数情况下，纳管设施需遵循两种基准中较宽松的一种，且两种基准均以每年2%的速度收紧。

表现优于基准线规定的纳管主体可产生排放绩效信用（Emissions Performance Credits, EPCs），这些信用可出售或在未来年度使用。超过年度排放上限（基于排放强度基准设定）的主体需履行清缴义务，需通过以下方式对超额排放量进行补偿：

- （1）从其他纳管设施购买排放绩效信用；
- （2）按规定的 TIER 基金价格向 TIER 基金缴费，以购买相应的基金信用，用于抵销每吨超额排放量。2024 年价格为每吨80 加元（58.42美元，约合423.55元人民币），此后每年上涨15加元（10.95 美元，约合 79.39元人民币），直至 2030 年达到每吨170加元（124.15 美元，约合900元人民币）；
- （3）购买根据阿尔伯塔省批准的方法学产生的省内排放抵销信用；
- （4）使用捕获认可吨（Capture Recognition Tonnes）或封存信用（Sequestration Credits）。

2022年，TIER 覆盖了约1.6亿吨二氧化碳当量的排放量，约占阿尔伯塔省当年总排放量的60%。《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》下的排放总量上限是所有纳管主体基于排放强度基准的年度排放上限之和。因此，该排放上限并非预先设定，仅在履约期结束后才能确定。

TIER符合加拿大联邦对碳定价体系的减排目标要求，同时通过符合阿尔伯塔省产业特点和优先事项、且具有成本效益的方法实现减排。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮、六氟化硫

抵销信用

允许使用国内抵销信用，但存在数量限制

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

设定 TIER 基金价格：80 加元（58.42 美元）

累计收入

自碳市场启动以来：45 亿加元（35 亿美元）
2024 年（2023 年履约年度）：5.64 亿加元（4.12 亿美元）

年度回顾

TIER体系的修订自2023年1月起生效，并于2024年在所有纳管设施中全面实施。部分修订内容包括：

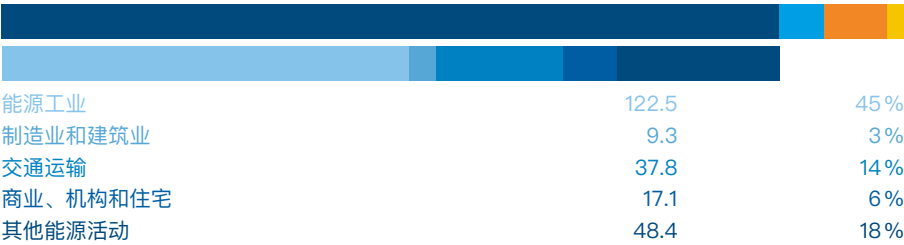
- 根据联邦最低要求，从2023年到2030年逐年提高碳价/TIER基金价格；
- 降低设施自愿纳入的门槛；
- 将火炬排放纳入聚合设施的总监管排放量计算；
- 加强基准的收紧力度；
- 碳捕集与封存（Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS）的处理方式，以及相关的新信用类别；
- 调整信用额度的使用限制和有效期；
- 更新成本控制机制。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	235.0	87 %
工业制程	12.5	5 %
农业 ⁵	18.0	7 %
废弃物	4.2	2 %
总计	269.9	



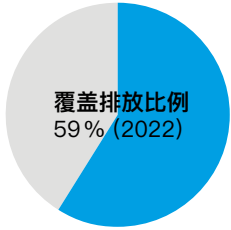
温室气体减排目标

到2050年：实现碳中和愿景（《阿尔伯塔省减排与能源发展计划》（Alberta Emissions Reduction and Energy Development Plan））

规模与阶段

覆盖排放比例

经核查的ETS排放量(2022)：1.6亿吨二氧化碳当量



配额总量或排放上限

TIER 的排放总量上限是自下而上加总所有单个纳管主体设施层面排放上限所得的总和。但自下而上加总的排放上限并不是绝对排放总量。

在2023年，TIER纳管实体排放了1.65亿吨二氧化碳当量（MtCO₂e）。

覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：采矿与采掘业、电力、工业、林业燃料使用

纳入门槛：2016年或之后任何一年温室气体排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量的设施，或2023年或之后任何一年进口氢气超过1万吨的设施，强制纳入监管。

年排放量低于10万吨二氧化碳当量的设施，若与受 TIER 监管的设施存在竞争关系，或年排放量超过2000吨二氧化碳当量且属于排放密集型和贸易暴露型（Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE）行业，可自愿纳入 TIER 体系。

多个小型常规油气设施的所有者或运营商也可申请作为聚合设施自愿纳入 TIER 体系。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施（固定燃料燃烧、工业过程、排放、火炬、逸散/其他、场内运输、废弃物和废水、地层二氧化碳）

纳管主体数量

2023年，TIER 覆盖537家设施。由于自愿纳入的常规油气设施将大量小型运营单位合并计算，因此实际设施数量要高出若干数量级。

配额分配与收入

配额分配

配额分配根据基于排放强度基准的年度排放总量上限确定。排放量低于其排放上限的纳管主体将从阿尔伯塔省政府免费获得相应数量的排放绩效信用。这类似于基准法的免费分配。这些履约单位可结转或出售给排放量超过排放上限的纳管主体。

排放量超过其排放上限的设施必须在规定期限前为超过上限的每吨二氧化碳当量提供补偿。

TIER的减排要求通过两种基准线方法设定：

- 1. 先进基准（High-performance benchmarks, HPBs）：认可并奖励行业内最高效的设施；
- 2. 特定设施产品基准（Facility-specific product benchmarks, FSBs）：相对于设施的历史绩效设定减排目标。

自2023年起，特定设施产品基准和先进基准，包括热力、氢气和电力在内，其减排目标以每年2%的速度收紧。对于油砂采矿、原地开采和升级，2029年和2030年的年度收紧率为4%。

纳管设施需遵循特定设施产品基准或先进基准中较宽松的一种。

先进基准方法：基准根据参考年度内生产每种基准产品的最高效减排设施的平均排放强度设定。若生产某产品的设施少于 10 家，则基准根据表现最佳的设施的排放强度设定。若设施生产的产品未设定先进基准，则适用特定设施产品基准。

特定设施产品基准方法：要求设施相对于其历史产量加权平均排放强度降低排放强度。特定设施产品基准不适用于工业热力、氢气或电力行业的设施。

开展二氧化碳捕集并持有相关封存信用（Sequestration Credits）的设施，可申请将封存信用转换为捕获认可吨（Capture Recognition Tonnes）。捕获认可吨仅在二氧化碳封存的同年使用，不可交易。捕获认可吨从设施的总管控排放量计算中扣除，不受 TIER 中的减排信用使用限制。封存信用类似于排放绩效信用，可交易、结转或用于履行设施的清缴义务。封存信用自封存当年起6年内失效。

收入用途



一般预算，包括偿还债务



气候减缓与适应



低碳创新

收入（即排放超过上限的纳管设施的补偿付款）划入TIER基金，该基金为各类温室气体减排项目、低碳创新项目和气候韧性项目（如碳捕集利用与封存投资）提供资金。2007年至2022年，履约付款带来的中央基金总计约40亿加元（29亿美元，约合209.25亿元人民币）。

自 2009 年以来，基金在技术和创新方面的投资约为28亿加元（20亿美元，约合145亿元人民币）。

自 2009 年以来，阿尔伯塔省在碳捕集利用与封存项目和计划上的已投资或承诺投资总计约19亿加元（14 亿美元，约合 101.50亿元人民币）。

灵活性与连接

结转与预借

排放绩效信用可由TIER的纳管设施结转、转让或注销，以满足其减排要求。排放绩效信用的有效期因减排年份而异，为5至8年。不允许预借。

抵销信用

阿尔伯塔省碳市场允许使用基于阿尔伯塔省的排放抵销信用。这些信用的开发标准在《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》、《温室气体排放抵销项目开发商标准》（Standard for GHG Emission Offset Project Developers）和《碳抵销排放因子手册》（Carbon Offset Emission Factors Handbook）中予以规定。

通过制定阿尔伯塔省排放抵销信用方法学，政府明确可以使用的项目类型。方法学列出符合要求的活动，并对这些合格活动产生的排放量或净封存减排量提供监测、测算和量化程序。

使用碳捕集与封存（CCS）或强化采油（Enhanced Oil Recovery）方法学产生的排放抵销，可应项目开发商的要求转换为封存信用。该转换不可撤销。封存信用可交易、结转或用于履行纳管设施的清缴义务。这些信用自封存当年起6年后失效。封存信用可与联邦《清洁燃料条例》（Clean Fuels Regulation）叠加使用，即同一活动可在 TIER 和《清洁燃料条例》中同时产生信用。

定性限制：排放抵销项目（包括但不限于减排或净封存活动）的主要要求有：

- 必须发生在阿尔伯塔省；
- 必须满足额外性要求（包括法律额外性）；
- 必须源于非控排要求的活动；
- 必须是2002年1月之后实施的减排活动；
- 必须真实可证；
- 必须可通过可重复的技术进行量化和测量；
- 不得减少 TIER 设施的总覆盖排放量。

定量限制：2023年，使用排放抵销信用和排放绩效信用履行纳管设施清缴义务的比例上限为60%，之后每年提高10个百分点，直至2026 年达到90%。抵销信用的有效期（含减排年份）为6年。

买卖双方之间的交易在阿尔伯塔省排放抵销登记处（Alberta Emissions Offset Registry）外进行；该登记处仅提供跟踪和列示服务。

2023年，共有720万吨信用于履约清缴。截至2024年底，自2007年以来，阿尔伯塔省为满足碳市场清缴义务累计注销了超过6700万吨抵销信用，市场上还有2400万吨信用可用。信用主要来自农业管理、可再生能源发电、碳捕集利用与封存、气动装置甲烷减排等合格活动。自2007 年以来，已注册超过400个碳抵销项目，现有18种不同的碳抵销方法学。

与其他碳市场的连接

TIER未与任何其他碳市场连接。

部分TIER抵销类型被认可为加拿大（联邦）基于产出的定价体系（Output-Based Pricing System）下的履约单位。

在TIER体系下产生的部分封存信用，还允许相关项目在加拿大（联邦）《清洁燃料条例》下获得认可。

纳管设施有资格获得加拿大联邦燃料税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

国内抵销机制：阿尔伯塔省排放抵销体系

碳税：加拿大联邦燃料税

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的每吨二氧化碳当量清缴一个履约单位。

TIER 体系下的五种履约方式为：

- 设施减少排放；
- 使用排放绩效信用（由超额完成减排义务的设施产生和交易）；
- 使用基于阿尔伯塔省的排放抵销信用；
- 使用基于阿尔伯塔省的封存信用；
- 按规定价格向TIER基金缴费购买基金信用，2025履约年度的价格相当于加拿大联邦最低碳价每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约合503.01元人民币），之后每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币），直至2030年达到170加元（124.15美元，约合899.09元人民币）。

可使用信用履约的最大履约比例：2024年为设施总清缴义务的70%，之后每年提高10个百分点，直至2026年达到90%。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：所有纳管设施必须在次年6月底前提交经核查的年度履约报告。年排放量超过100万吨二氧化碳当量的设施还需提交年度履约预测报告。

核查：报告必须由具备资质的第三方认证机构核查。

管理模式：温室气体排放报告规则在《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》和《阿尔伯塔省温室气体量化方法》（Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies）中规定。

执法和罚则

若纳管主体未履行其清缴义务，超过排放上限的每吨排放量的最高罚款可达400加元（292.10美元，约合2117.73元人民币）。个人罚款上限为5万加元（3.65万美元，约合26.47万元人民币），企业罚款上限为50万加元（36.51万美元，约合264.72万元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前不拍卖履约单位。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体购买排放绩效信用。排放绩效信用的交易通过阿尔伯塔省排放绩效信用登记处（Emission Performance Credit Registry, EPCR）进行，该登记处还负责排放绩效信用的分配、转让和注销。抵销信用和封存信用的交易通过阿尔伯塔省排放抵销登记处进行。

配额的法律地位：排放绩效信用被视为可撤销的许可（Revocable Licenses）。

市场稳定机制

TIER 基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹

运作方式：为补偿超过设施年度排放上限的排放量，纳管主体可按规定的TIER基金价格向TIER基金缴费，购买并清缴基金信用。TIER基金价格作为价格上限，2025履约年度为每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约合503.01元人民币）；之后每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币）2030年达到170 加元（124.15美元，约合900元人民币）。

其他信息

相关机构

阿尔伯塔省政府、阿尔伯塔省环境与保护区（Government of Alberta, Alberta Environment and Protected Areas）：负责制定TIER体系的监管框架、执行条例以及分配排放绩效信用（EPCs）。

阿尔伯塔省碳登记处（Alberta Carbon Registries）：包括阿尔伯塔省排放绩效信用登记处（负责排放绩效信用的分配、转让或注销）和阿尔伯塔省排放抵销登记处（负责排放抵销信用的注册和交易）。

两个登记处均由加拿大标准协会（CSA Group）与阿尔伯塔省政府合作运营。加拿大标准协会为两个登记处提供基础设施和支持信息公示。

碳市场评估

阿尔伯塔省政府于2022年12月完成了对《阿尔伯塔省技术创新与减排条例》的最新评估。《阿尔伯塔省技术创新与减排修订条例》于2023年初生效，有效期至2030年。《阿尔伯塔省技术创新与减排修订条例》的中期评估必须在2026年底前完成。

监管框架

- [《排放管理与气候韧性法案》](#)（Emissions Management and Climate Resilience Act, EMCRA）
- [《技术创新与减排条例》](#)（TIER Regulation）
- [TIER 信息页](#)
- [《第403/2022号枢密院令——TIER 条例修订》](#)（Order in Council 403/2022 — TIER Regulation Amendments）
- [《阿尔伯塔省减排与能源发展计划》](#)（Alberta Emissions Reduction and Energy Development Plan）
- [《TIER 基准制定标准》](#)（Standard for developing TIER benchmarks）
- [《阿尔伯塔省温室气体减排绩效》](#)（Alberta’s greenhouse gas emissions reduction performance）
- [《阿尔伯塔省工业温室气体履约信息》](#)（Alberta industrial GHG compliance information）
- [《阿尔伯塔省温室气体量化方法》](#)（Alberta Greenhouse Gas Quantification Methodologies）

不列颠哥伦比亚省

碳定价机制

- 不列颠哥伦比亚省的 OBPS 于 2024 年 4 月取代了自愿参与的“工业运营商碳定价机制”
- 某些产品年排放量超过1万吨二氧化碳当量的设施要求履约
- 履约依据每个纳管设施超出其允许的产出强度的碳排放
- 不列颠哥伦比亚省的 OBPS 与加拿大联邦基准标准保持一致

碳市场总体介绍

不列颠哥伦比亚省碳定价机制（British Columbia Output-Based Pricing System, B.C. OBPS）旨在减少该省工业运营产生的排放。它是一个基于强度的碳排放交易体系，纳管主体需对超过设施年度排放上限的排放量履行清缴义务。这些排放上限通过基于特定产品的强度标准确定，即排放强度基准。该碳市场管控年排放量超过1万吨二氧化碳当量的特定工业产品生产商（主要涉及采矿业和油气行业）。

该碳市场于2024年4月启动，取代了自愿参与的“工业运营商碳定价机制”（CleanBC Industrial Incentive Program, CIIP）。CIIP通过降低能够证明其排放处于行业内最低排放水平的设施的碳税成本，来鼓励工业运营清洁化。

不列颠哥伦比亚省碳定价机制遵循加拿大联邦碳价路径，通过基于排放强度的碳市场为工业排放源提供减排的价格激励。排放量低于年度排放上限的设施可获得信用。对于排放量超过排放上限的设施，不列颠哥伦比亚省碳定价机制提供灵活的履约选项以履行清缴义务，包括使用从其他纳管单位获得的信用、不列颠哥伦比亚省抵销信用（B.C. Offsets）或直接向政府缴费。

不列颠哥伦比亚省碳定价机制下的排放总量上限是自下而上汇总所有单个纳管主体的基于产出的排放上限所得的总和。但自下而上汇总的排放上限并非绝对排放总量上限。

年度回顾

2024年4月，不列颠哥伦比亚省碳定价机制开始运行，同时“工业运营商碳定价机制”逐步终止，不列颠哥伦比亚省的碳税税率从每吨二氧化碳当量65加元（47.47美元，344元）提高至80加元（58.42美元，423.50元）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

允许使用国内抵销信用，但存在数量限制

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

80 加元（58.42 美元）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比

能源	55.7	89 %
工业制程	3.2	5 %
农业 ⁵	2.2	3 %
废弃物	1.8	3 %
总计	62.9	



温室气体减排目标

- 到2030年：较2007年水平减少40 %
- 到2040年：较2007年水平减少60 %
- 到2050年：较2007年水平减少80 %

规模与阶段

配额总量或排放上限

不列颠哥伦比亚省碳定价机制下的排放总量上限是自下而上加总所有单个纳管主体的基于产出的排放上限所得的总和。但自下而上加总的排放上限并非绝对排放总量上限。

覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：采矿与采掘业、工业

纳入门槛：《温室气体工业报告与控制法》（Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act, GGIRCA）覆盖特定工业产品生产商，若其年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量，则强制参与该碳市场。纳管行业中年排放量低于1万吨二氧化碳当量的工业运营主体可自愿纳入不列颠哥伦比亚省碳定价机制；未自愿纳入的则仍需缴纳不列颠哥伦比亚省碳税。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

约120家设施

配额分配与收入

配额分配

配额分配由工业设施的排放量与设施特定排放上限比较得出，设施的排放上限基于产品特定（Product-Specific）的强度标准设定。排放量低于其排放上限的设施将从不列颠哥伦比亚省政府免费获得与低于排放上限的二氧化碳当量数量相当的信用（履约单位）。这类似于基准法的免费分配。这些信用可结转或出售给超排放上限的主体。所获信用永久有效，但有使用限制（见“履约机制”部分）。

强度标准是根据2019至2021年三年的省级产量加权平均排放强度计算得出的，随后应用一个减排系数（该系数决定特定产品中需承担碳价的排放比例）。大多数产品的减排系数设定为65 %，铜矿开采为80 %，铅锌冶炼为85 %，水泥、化工和石灰产品为90 %，铝冶炼为95 %。

收紧率（Tightening Rates）确保不列颠哥伦比亚省碳定价机制的要求逐年趋严。该碳市场的收紧率对所有产品的排放量设定为每年1 %，但工业过程产生的排放量除外，其收紧率不变。

收入用途



气候减缓



为个人、家庭和企业提供援助

不列颠哥伦比亚省没有法律或政策规定碳收入的用途，但政府会就碳收入的使用做出承诺。不列颠哥伦比亚省碳定价机制纳管行业支付的收入中，一部分将用于继续支持“清洁不列颠哥伦比亚工业基金”（CleanBC Industry Fund），该基金支持大型工业运营温室气体减排项目的开发、试验和部署。其余部分将分配给“气候行动税收抵免”（Climate Action Tax Credit），这是一种按季度支付的款项，用于抵销个人和家庭缴纳碳税的影响。碳收入使用是名义上的指定用途（并非单独存放，专款专用，即先进入政府一般财政收入，再将相应金额分配给特定项目）。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，不允许预借

抵销信用

定性限制：只有基于《温室气体工业报告与控制法》（GGIRCA）下批准的方法学所开发的项目，并经认可的审定与核查机构通过不列颠哥伦比亚省碳登记处（B. C. Carbon Registry）完成审定和核查后的抵销信用，才可作为履约选项使用。在不列颠哥伦比亚省碳定价机制下，可用于履约的抵销单位（Offset Units）须于履约年度开始前三年内产生。

定量限制：使用抵销信用满足纳管设施清缴义务的比例有限制（见“履约机制”部分）。

与其他碳市场的连接

不列颠哥伦比亚省碳定价机制未与任何其他碳市场直接连接。

部分不列颠哥伦比亚省碳定价机制的抵销类型被认可作为加拿大（联邦）基于产出的定价体系下的履约单位。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：不列颠哥伦比亚省碳税

国内抵销机制：不列颠哥伦比亚省碳登记处

履约

履约机制

纳管主体必须为超过年度排放上限的每吨二氧化碳当量付费。为履行清缴义务，设施可结合使用履约单位（Compliance Units）和直接付款（履约费用，Compliance Charge）。

履约单位可以是所获信用或抵销单位。

2025年的履约费用等于加拿大联邦最低碳价每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约合503.01元人民币）；之后每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币），直至2030年达到170加元（124.15美元，约合899.09元人民币）。

履约单位的使用有限制。2025年，最多40%的补偿可通过履约单位（所获信用和/或抵销单位）履约，2026至2030年将降至 30 %。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量的设施，以及过去三年中任何一年排放量超过1万吨二氧化碳当量的设施，必须在履约期次年的5月31日前每年报告其温室气体排放量。

核查：在当前报告周期或过去三个报告周期中任何一个周期排放量大于等于2.5万吨二氧化碳当量的设施，必须由经认可的第三方核查其排放报告。

管理模式：不列颠哥伦比亚省碳定价机制采用《温室气体工业报告与控制法》（GGIRCA）的监测、报告与核查的监管框架。

执法和罚则

若纳管设施未在截止日期前履行清缴义务，将被处以逾期罚款。逾期罚款会递增，直至清缴义务履行完毕。详细规定公布于《[温室气体工业报告与控制法](#)》（GGIRCA）下的《[温室气体排放行政处罚与上诉条例](#)》（GHG Emissions Administrative Penalties and Appeals Regulation）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）

市场类型

一级市场：目前不拍卖履约单位。

二级市场：所获信用可在省内同一运营商拥有的设施之间交易或转让，也可在参与不列颠哥伦比亚省碳定价机制的工业运营商之间交易。

配额的法律地位：监管工具

市场稳定机制

履约费用

工具类型：固定价格或固定价格轨迹

运作方式：为补偿超过纳管单位的年度排放上限的排放量，纳管设施可通过按当年全额碳价直接付款（履约费用履行清缴义务。该价格作为价格上限，与联邦基准碳价保持一致（2024年为每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约合503.01元人民币））。价格每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币），到2030年达到170加元（124.15 美元，约合899.09元人民币）。

其他信息

相关机构

能源与气候解决方案部气候行动秘书处 (Ministry of Energy and Climate Solutions' Climate Action Secretariat) :
负责制定不列颠哥伦比亚省碳定价机制的监管框架以及所获信用的分配。

碳市场评估

为确保碳定价机制持续改进，不列颠哥伦比亚省碳定价机制每年接受评估。

到2026，加拿大政府将对联邦基准进行中期评估，其中包括对省级碳定价体系的评估，以确保其符合联邦基准标准。

监管框架

- [《温室气体工业报告与控制法》](#)
(Greenhouse Gas Industrial Reporting and Control Act, GGIRCA)
- [《温室气体排放报告条例》](#)
(Greenhouse Gas Emissions Reporting Regulation, GGERR)
- [《不列颠哥伦比亚省工业运营商基于产出的定价体系：技术背景与通用计划指南》](#)
(B.C. OBPS Technical Background and General Program Guidance for Industrial Operators)
- [《清洁不列颠哥伦比亚2030路线图》](#) (CleanBC Roadmap to 2030)
- [不列颠哥伦比亚省碳登记处](#) (B.C. Carbon Registry)
- [《不列颠哥伦比亚省抵销方法学政策》](#) (B.C. Offset Protocol Policy)

加利福尼亚州

总量与交易体系

- 是美国最广泛的碳定价体系之一，同时也是全球最大的碳市场之一
- 自2014年起与魁北克碳市场连接，目前正在与华盛顿州就潜在的碳市场连接进行讨论
- 在2023年和2024年开展公众咨询后，预计将于2025年发布规则制定的提案

碳市场总体介绍

加利福尼亚州总量与交易体系（以下简称加州碳市场）于2012年正式启动，同期开启了配额分配、拍卖分发及交易履约指标的追踪系统。该市场机制自2013年1月起要求纳管主体承担履约义务，覆盖了全州约76%的温室气体排放量。

其覆盖矿业、电力、建筑、交通、工业、农业和林业等部门的燃料燃烧排放，以及工业过程排放，涉及约400家纳入管理范围的主体单位。这些纳管主体必须清缴与自身排放量相当的配额以完成履约义务。配额的获取途径主要包括公开拍卖、免费分配以及委托拍卖三种方式。拍卖所得收入用于再投资到减排项目中，以增强经济发展、公共健康与环境保护，尤其是对弱势社区的支持。

加州碳市场由加州空气资源委员会（California Air Resources Board, CARB）负责实施。自2007年起，加利福尼亚州便加入西部气候倡议（Western Climate Initiative, WCI），并于2014年1月起，与加拿大魁北克省的交易体系正式实现连接。

年度回顾

2024年，加利福尼亚州《碳排放总量与交易条例》（Cap-and-Trade Regulation）修订工作取得重要进展。拟议的2030年和2045年气候目标，旨在将人为温室气体排放量分别削减至较1990年水平降低48%和85%，并确保交易体系的设计可以持续支撑目标的实现。此次修订的范围预计包括：在2026—2045年间加速削减配额总量；一次性提高成本调节条款中的价格水平；强化市场监管措施；依据最新科学信息更新抵销信用规定；以及修订配额分配规则等。

自2023年起，加州空气资源委员会陆续举办公开研讨会征求意见，并于2024年4月发布《标准化法规影响评估》（Standardized Regulatory Impact Assessment, SRIA），对碳排放总量与交易计划潜在调整所带来的经济影响进行了初步评估。

在合作方面，2024年3月，加利福尼亚州与魁北克省及华盛顿州发布联合声明，明确了探索碳市场连接的意向。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



交通



电力



建筑



工业



农业和/或林业燃料使用

排放总量上限

267.4百万吨二氧化碳当量或百万吨二氧化碳

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮以及其他含氟温室气体¹

抵销信用

本地²

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

免费分配：固定基准法

拍卖

2024年平均价格

平均拍卖结算价格：35.21美元³

累计收入

自碳市场启动以来为313.8亿美元（约合2251.37亿元人民币）

2023至2024财年期间为51.3亿美元（约合368.05亿元人民币）⁴

¹ 目前的履约仅覆盖二氧化碳（CO₂）、甲烷（CH₄）和一氧化二氮（N₂O）的排放。
² 加利福尼亚州的总量与交易体系允许使用由相连接碳市场的司法管辖区（例如魁北克）签发的抵销信用来履约。
³ 当前拍卖结算价格（以美元计），按加利福尼亚州和魁北克当年售出的政府持有和委托拍卖的当前年份的配额总量加权计算。
⁴ 不包括委托配额拍卖所产生的收入

加利福尼亚州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	297.7	80 %
工业制程	34.2	9 %
农业 ⁵	29.1	8 %
废弃物	10.1	3 %
总计	371.1	



温室气体减排目标

到2030年：在1990年排放量基础上减排40 %（SB 32法案）
到2045年：实现碳中和，同时在1990年人为温室气体排放基础上减排85 %（AB 1279法案）

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量

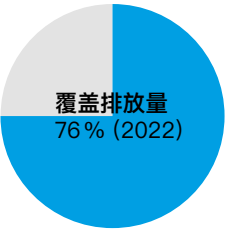
经核查的ETS排放量(2022): 2.82亿吨二氧化碳当量

履约周期

- 第一履约周期：两年（2013和2014年）
- 第二履约周期：三年（2015至2017年）
- 第三履约周期：三年（2018至2020年）
- 第四履约周期：三年（2021至2023年）
- 第五履约周期：三年（2024至2026年）

排放总量上限

加州碳市场设置了对整体排放的上限，限定了体系内的排放总量。



第一履约周期：加州碳市场于2013年开始，排放总量上限为1.63亿吨二氧化碳当量，并以每年约2%的速度下降，到2014年降至1.60亿吨。

第二履约周期：随着加州碳市场扩大纳入燃料分配行业，2015年排放总量上限上升至3.95亿吨。在2015至2017年期间，排放总量上限平均每年下降3.1%，至3.70亿吨。

第三履约周期：第三履约周期初始排放总量上限为3.58亿吨，到2020年以年均3.3%的速度下降至3.34亿吨。

第四履约周期及之后：在2021至2030年间，排放总量上限每年约下降1340万吨二氧化碳当量，年均降幅约4 %，到2030年降至2.005亿吨。《总量控制与交易法规》针对2030年之后至2050年的限额下降制定了相应公式。

纳入行业与纳入门槛

第一履约周期：纳管行业包括拥有以下一种或多种生产工艺或业务的大型工业设施（如水泥、玻璃、氢能、钢铁、铅、石灰制造、硝酸、石油和天然气系统、石油炼制以及纸浆和造纸制造等行业，包含这些设施中共同拥有或运营的热电联产设施）；电力生产；电力进口；其他固定燃烧源；以及二氧化碳供应商。

第二履约周期及之后：除上述行业外，天然气供应商、为含氧添加剂混配提供改良型混配原料（即汽油混配原料）和蒸馏燃料油（即柴油）的供应商、加利福尼亚州的液化石油气供应商以及液化天然气供应商也被纳入该体系。

纳入门槛：年排放量大于等于 25,000 吨二氧化碳当量的设施。所有来自与特定发电机相连的指定来源且排放量超过每年 25,000 吨二氧化碳当量的进口电力都在纳入管控范围内。对于来源不明的进口电力，没有纳入门槛，对所有此类进口电力排放均使用默认排放因子来计算并纳入。

自愿纳管主体：属于纳管行业，但年排放量低于 25,000 吨二氧化碳当量的设施，可以自愿选择参与加州碳市场。自愿纳管主体需遵守适用于纳管主体的所有注册、报告、核查、履约及执法规定。

监管环节

- 建筑、交通、农业和/或林业燃料使用：上游环节
- 采矿与采掘业、工业、本州电力生产：排放点源
- 进口电力：首次输送至加州电网的节点（即第一级供应商）

5 仅包括“3A 畜牧业”和“3C 陆地综合排放源及非二氧化碳排放源”这两个类别。

纳管主体类型

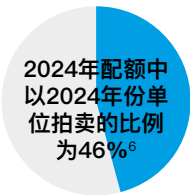
设施运营方、燃料分销商以及电力进口商。

纳管主体数量

约400家设施

配额分配与收入

配额分配⁶



配额通过免费分配、免费分配后委托拍卖以及拍卖等方式进行分配。

免费分配：为最大程度降低碳泄漏风险，工业设施可获得免费配额。对大多数工业设施而言，其所能分配到的免费配额数量，由产品基准、近期产量、排放总量上限调整系数以及基于碳泄漏风险评估得出的帮扶系数共同决定⁷。碳泄漏风险根据各工业部门的排放强度和贸易暴露水平分为“低”“中”“高”三个等级。⁷

第一履约周期：2011年通过的《总量控制与交易法规》（Cap-and-Trade Regulation）规定，在第一履约周期的帮扶系数为100%，不区分泄漏风险高低。

第二履约周期及之后：原法规规定，对于泄漏风险中等的设施，帮扶系数在第二履约周期降至75%，第三履约周期降至50%；对于泄漏风险低的设施，帮扶系数在第二履约周期降至50%，第三履约周期降至30%。然而，2013年对法规进行修订后，将上述下降安排推迟了一个履约周期。根据2017年通过的AB 398，所有帮扶系数在2030年之前均维持100%，理由是这些行业仍易受到碳泄漏风险的影响。工业配额总量并无上限，但计算配额的公式包含一个随排放总量上限变化而递减的配额调整系数，以确保分配额度与排放总量上限下降趋势相一致。此外，还为公共供水服务机构、遗留合约发电商（指依据在特定日期前签订且有特定条款限制的合约来发电的主体）、大学、公共服务设施，以及在2018至2024年期间内的垃圾焚烧发电设施提供过渡期免费配额。

免费分配后委托拍卖：配电企业和天然气供应商会代表用户获得免费配额⁸。这些企业须利用排放配额价值，以实现用户受益及温室气体减排。对于投资者所有的电力企业，以及分配给天然气供应商且占比逐年递增的排放配额，都必须委托在该州每季度定期举行的拍卖会上出售。公有电力企业可以选择将免费获得的配额委托拍卖，或用于自身的履约需求。

拍卖

- 拍卖比例：2024年，加州发放的 2024 年度配额总量中，约 65 % 通过拍卖出售，其中包括加州空气资源委员会持有的配额（约 36 %）以及各公共事业公司委托拍卖的配额（约 29 %）。
- 拍卖数量：拍卖了1.81 亿吨2024年度配额，提前拍卖了2406 万吨2027 年度配额。
- 截至目前，2024 年排放总量上限中由加州空气资源委员会持有并通过拍卖发放的 2024 年度配额占比为 46 %。

过去拍卖中未售出的配额，在连续两次拍卖的成交价高于最低价后，将逐步重新投放至拍卖市场出售。然而，若这些配额在 24 个月仍未售出，将被纳入加州空气资源委员会的价格上限配额储备，或进入两个价格较低层次的配额储备。截至目前，原本指定用于拍卖的 3700 万吨配额已通过这些条款被纳入配额储备。

收入用途



气候减缓



低碳创新



其他发展目标（如教育、医疗）



对个人、家庭和企业的援助

加州政府所拥有配额的拍卖收入：加州的拍卖收入大多进入温室气体减排基金，其中至少 35 % 必须支持弱势群体和低收入社区。这些资金随后作为加州气候投资进行分配，用以支持为全州带来显著环境、经济及公共健康效益的项目。截至 2023 年 11 月，已向 578568 个项目投入 110 亿美元（约合人民币 790.9 亿元），预计可减排约 10.92 亿吨二氧化碳当量。其中，超过 81 亿美元（约合人民币581.4 亿元）已流向弱势及低收入社区。

公用事业企业所拥有配额的拍卖收入：投资者所有的电力企业和天然气供应商会获得配额，其中一部分必须进行委托拍卖。拍卖所得资金必须用于使用户受益，并助力实现温室气体减排目标。

⁶ 不包括委托拍卖配额

⁷ 对于一项轻微的例外情形，请参见第 95891(c) 条的规定。

⁸ See Section 95892 and Section 95893 of the Regulation for further details on the approach to free allocations for electrical distribution utilities and natural gas suppliers, respectively.

灵活性及连接

结转与预借

加州碳市场允许配额结转，但所有市场主体在配额持有量上须遵守持有上限。该上限依据当年的排放总量上限设定，并逐年递减。纳管主体或可根据其排放水平获得一定的持有上限豁免，以满足年度履约或三年履约期末的履约需要。

加州碳市场不允许预借配额。

抵销信用

加州允许使用抵销信用来抵销相应的履约义务。此类抵销信用由加州空气资源委员会或与加州碳市场实现连接的碳交易体系主管部门发放，属于加州碳市场下的履约指标。

定性限制：目前，通过符合以下六种抵销信用方法学进行开发的项目所产生的信用，能够用作履约指标：

- 美国林业项目
- 城市林业项目
- 畜牧业项目（甲烷管理）
- 消耗臭氧层物质项目
- 矿井甲烷捕集项目
- 水稻种植项目

与加州碳市场连接的辖区（如魁北克）所发放的抵销信用，可用于加州企业的履约，但需遵循以下所述的定量限制。

为确保环境完整性，加州碳市场的履约抵销机制采用了买方连带责任原则。如果发现某抵销信用因重复计算、超额签发或不符合监管要求而未达到履约抵销方法学标准，州政府可宣布该抵销信用无效。清缴该抵销信用用于履约的纳管主体必须用有效的履约指标来进行补偿。

定量限制：2021至2025年期间的排放，抵销信用使用比例限制为4%；2026至2030年期间为6%。

除针对抵销信用的使用数量提出新限制外，AB 398 还对可用于履约的抵销信用类型施加了新要求。自 2021 年需履行的义务起，任一实体所使用的抵销信用中，来源于未对加州直接提供环境效益（Direct Environmental Benefits to the State, DEBS）项目不得超过 50% 。

位于加州境内的项目会自动被视为直接提供环境效益项目。在加州境外实施的抵销项目，依据所提供的科学证据和项目数据，也可能产生直接环境效益。例如，加州以外的一个森林项目，通过改善流经该州的水质，已被认定能为加州带来效益。近期的监管修订明确了用于判定直接环境效益的标准。

2022 年 11 月，在加州的主体为其部分 2021 年的排放清缴了约 220 万个抵销信用。2023 年 11 月，在加州的主体为其部分 2022 年排放又清缴了约 200 万个抵销信用。2024 年 11 月，在加州的主体进一步为第四个履约周期剩余排放额清缴 2200 万个抵销信用；同月，在魁北克的主体为第四个履约周期的排放清缴了 1330 万个由加州签发的抵销信用。2024 年合计清缴的 3520 万个抵销信用中，约 2650 万个来自美国森林抵销项目，约 530 万个来自矿井甲烷捕集项目。

与其他碳市场的连接

于2014年1月与魁北克省实现连接。2018年1月，双方联手将市场扩展至安大略省，但因安大略省于2018年年中终止其体系而结束了三方连接。2024 年 3 月和 9 月，华盛顿州、加利福尼亚州与魁北克省政府发表联合声明，明确将致力于探索潜在的碳市场连接。

履约

履约机制

每家纳管主体须为其每吨二氧化碳当量的纳管排放清缴一个履约指标。

履约周期

除履约周期最后一年的次年外，在每年11月初之前，纳管主体须清缴相当于上一年度经核查排放量30%的履约指标。履约周期最后一年的次年11月初前，纳管主体需清缴覆盖该履约周期剩余所有排放量的履约指标。

监测、报告与核查（MRV）

报告频率：每年一次

核查：所有纳管主体均须每年接受独立第三方对其排放数据报告及相关基础数据的核查。

管理模式：年排放量达到或超过10,000 吨二氧化碳当量的大多数排放主体均需进行报告，并对报告程序和数据实施内部审计、质量保证和对报告程序和数据的控制。

执法和罚则

如果纳管主体在年度清缴截止日期或履约期清缴截止日期时，未能提交足够的履约指标以覆盖经核查的温室气体排放量，则其自动被认定为逾期清缴。在这种情况下，该主体必须补缴所缺的履约指标，并额外再缴纳3倍于所缺履约指标数量的配额或抵销信用。

若仍无法满足逾期清缴要求，依据《加利福尼亚州卫生与安全法典》（California Health and Safety Code）第38580条，该主体将面临高额罚款。

根据《温室气体排放强制报告法规》（Regulation for the Mandatory Reporting of Greenhouse Gas Emissions），对于虚报或不报告的行为，将另行处以高额罚款。

市场监管

市场设计

市场参与主体：自愿纳管主体以及自愿关联主体均可参与加州碳市场。自愿关联主体是经批准的个人或实体，包括：

- 购买、持有、出售或注销履约指标，但并非纳管主体；
- 运营在加州空气资源委员会注册的履约抵销项目；
- 或者提供清算和衍生品清算服务合格的机构。

自愿关联主体必须位于美国境内，并在配额及履约指标追踪系统（Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS）中拥有经批准的账户。此外，还需符合其他条件，包括个人市场参与主体者的资质要求。

市场类型：

一级市场：通过密封投标拍卖形式发放配额。州政府持有和委托拍卖的配额在与加拿大魁北克省联合举办的季度拍卖中进行交易，拍卖由西部气候倡议执行。

二级市场：配额、抵销信用及金融衍生品在洲际交易所（Intercontinental Exchange, ICE）、芝加哥商品交易所集团（CME Group）和Nodal交易所平台上进行二级市场交易。符合资格的企业可直接或通过期货经纪商进行交易。企业也可在场外市场直接交易，但需在配额及履约指标追踪系统中拥有账户以接收履约指标。

配额的法律效力：配额被定义为对每吨二氧化碳当量排放所授予的有限、可交易排放许可。根据《加利福尼亚州法规汇编》（California Code of Regulations），配额并不构成财产或授予财产权，也不限制监管机构终止或限制该排放许可的权力。

市场稳定机制

配额拍卖底价：

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2025 年拍卖底价设定为每个配额 25.87 美元（约合人民币 188.7 元）以及 24.73 加元（约合 18.06 美元，人民币约 130.4 元）。

拍卖底价最初在 2012 年设定为每吨 10.00 美元（约合人民币 72 元），此后每年在通胀率基础上再提高 5%，其中通胀率以消费者价格指数（CPI）衡量。与魁北克联合举行的每场拍卖，其底价由加州《碳排放总量与交易条例》（Cap-and-Trade Regulation）第 95911 条规定的年度美元最低价以及魁北克《温室气体排放配额总量与交易体系条例》（Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances）第 49 条规定的年度加元最低价共同决定。为管理多币种结算，拍卖前将确定拍卖汇率；联拍底价以按此汇率换算后的美元和加元价格中的较高者为准。

配额价格调节储备（Allowance Price Containment Reserve, APCR）：

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2025 年，配额价格调节储备两档价格分别设定为 60.47 美元（约合人民币 435 元）和 77.70 美元（约合人民币 559 元）。此后，两档价格将每年在通胀率的基础上再上调 5%，其中通胀率以消费者价格指数（CPI）衡量。

在该计划启动之初，2013 至 2020 年度预算中的约 4.9% 配额被纳入配额价格调节储备。在 2017 年 AB 398 修正案生效前，这些配额分散于三档价格区间。根据 AB 398 要求，自 2021 年起，这部分配额调整为两档价格区间加一条价格上限。目前，第一档和第二档储备分别约存有 6680 万吨和 8950 万吨配额。

截至目前尚未举行过储备配额的出售，但如果前一季度拍卖的结算价大于或等于最低配额价格调节储备层次价格的 60%，加州空气资源委员会将启动储备配额的出售。此外，加州空气资源委员会还会在 11 月履约义务截止日期之前提供购买第三季度配额价格调节储备配额的机会。

配额价格上限

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2025 年配额价格上限价格设定为 94.92 美元（约合人民币 682 元），此后将每年在通胀率的基础上再上调 5%，其中通胀率以消费者价格指数衡量。

当市场价格到达价格上限时，纳管主体可为其当下履约义务缺口购买配额（或在配额不足时购买“价格上限指标”）。“价格上限指标”所获得的收益将用于购买真实的、永久性的、可量化、可核证、可执行且具有额外性的减排量，保证做到至少一吨对一吨的补偿。只有在两个较低配额价格调节储备储备层的配额均被用完，且纳管主体有不足以满足当年履约所需的配额或抵销信用时，才会启动价格上限层配额的出售。目前，配额价格上限账户中约有 7770 万吨配额。

其他信息

相关机构

加州空气资源委员会：负责该碳交易体系的设计和实施。

西部气候倡议：一家非营利组织，为参与司法管辖区的温室气体排放交易项目提供经济高效的行政与技术支持，包括拍卖管理与履约指标追踪系统的维护。

碳市场评估

根据现行法规（AB 32、AB 197及AB 398）的要求，加州空气资源委员会至少每五年更新一次《加利福尼亚气候变化规划》（California Climate Change Scoping Plan），并每年向州立法机构的各委员会及加州空气资源委员会董事会提交报告。该规划用于评估气候目标的进展并制定实现这些目标的战略，包括在加利福尼亚州多元化减排组合中各项目所承担的角色及贡献力度。最新一次规划更新于2022年12月获批。

监管框架

- [AB 32 法案](#)（《2006年全球变暖解决方案》，Global Warming Solutions Act of 2006）
- [AB 398法案](#)
- [2018年对2021—2030加州温室气体排放总量限制及基于市场的履约机制条例修正案](#)（2018 amendments to the 2021—2030 period）
- 现行法规可在 [加州空气资源委员会官网](#)查询

加拿大联邦

基于产出的碳定价体系

- 根据《温室气体污染定价法》建立的保底机制
- 自 2019 年起实施，确保为纳管行业提供减排温室气体的价格激励

碳市场总体介绍

自2019年起，加拿大所有省份和地区均已实施碳定价。基于2016年通过的《泛加拿大碳污染定价方法》（Pan-Canadian Approach to Pricing Carbon Pollution），加拿大各省和地区可在符合国家严格程度的最低标准（称为“联邦基准”（Federal Benchmark））的基础上，灵活设计和实施适合本地需求的定价体系。为满足联邦基准，各省和地区可设计多种类型的碳定价体系，包括：

- 明确的基于价格的体系：
 - 化石燃料碳税；
 - 化石燃料碳税与针对工业排放源的基于强度的碳排放交易体系（ETS）相结合的“混合”体系。
- 总量控制与交易（Cap-and-Trade）体系。

根据2021年更新的《泛加拿大碳污染定价方法》，全国最低碳价在2023年设定为65加元（47.50美元，约合344.38元人民币），之后每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币），直至2030年达到170加元（124.15 美元，约合 899.09元人民币）。

2025年全国碳价为95加元（69.38美元，约合503.01元人民币）。

联邦碳污染定价的保底机制（Federal Carbon Polluting Pricing “Backstop” System）适用于那些主动申请实施该体系的辖区，或未实施符合联邦基准的体系的辖区。

依据 2018 年通过的《温室气体污染定价法》（Greenhouse Gas Pollution Pricing Act, GGPPA），联邦保底机制自2019年起实施，包含两部分：

1. 针对汽油、天然气等化石燃料的监管收费（称为燃料费，Fuel Charge）。通常，燃料费适用于供应链上游环节，由注册生产商或分销商支付。2019 年，燃料费初始设定为每吨二氧化碳当量20加元（14.60美元，约合105.85元人民币），之后每年上涨10加元（7.30美元，约合52.93元人民币），直至2022年达到每吨二氧化碳当量50加元（36.50美元，约合264.63元人民币）。经更新的燃料费自2023年 4月起为65加元（47.50美元，约合344.38元人民币），之后每年上涨15加元（10.95 美元，约合79.39元人民币），直至2030年达到170加元（124.15元，约合899.09元人民币）。
2. 针对工业的基于排放强度的体系，即联邦基于产出的定价体系（Output-Based Pricing System, OBPS）。

联邦 OBPS 旨在维持工业排放源的碳价信号以推动其减排，同时降低碳泄漏风险和对竞争力的影响。该碳市场适用于排放密集型和贸易暴露型（Emissions-Intensive and Trade-Exposed, EITE）工业和电力行业中，年排放量大于等于5万吨二氧化碳当量的设施。年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量、来自存在碳泄漏风险和竞争力不利影响的行业的小型设施，可申请自愿参与。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

国内

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

固定价格：80 加元（约合 58.42 美元）

累计收入¹

2019 年至 2021 年：6.97 亿加元（约合 5.09亿美元）

2021 年：2.95 亿加元（约合 2.15亿美元）

成员省份

截至 2025 年初：

曼尼托巴省、努纳武特地区、爱德华王子岛以及育空地区

¹ 此前的收入涵盖了新不伦瑞克省、安大略省以及萨斯喀彻温省的部分地区，此外还包括目前所覆盖的各省份和地区；它们各自向省级市场过渡的时间各不相同（新不伦瑞克省于 2021 年过渡，安大略省于 2022 年过渡，萨斯喀彻温省于 2023 年过渡）。

OBPS基于覆盖行业内特定活动的全国产量加权平均排放强度设定强度（基于产出）标准（即单位产出的温室气体排放量）。设施根据其生产水平和相应标准计算排放上限，并须对超过该排放上限的排放量进行补偿。表现优于标准的设施将获得盈余信用（Surplus Credits, 即一种履约单位（Compliance Units）），可出售或留存供将来使用。

设施可通过以下一种或多种符合条件的组合方式，对超过年度排放上限的温室气体排放量进行补偿：

- 1. 按当前全国碳价向加拿大政府支付超额排放费；
- 2. 清缴从其他设施购买或从往期留存的盈余信用；
- 3. 清缴来自认可的省级体系的合格抵销信用或联邦抵销信用。

年度回顾

所有加拿大省份和地区须在2022年9月前，选择申请实施联邦碳污染定价体系，或提交拟于2023至2030年实施、且符合更新后的基准标准的本地碳定价体系计划。经联邦政府批准的省级体系至少持续至2026年底；实施联邦保底机制的辖区同样如此。截至2025年初，联邦OBPS适用于马尼托巴省、努纳武特地区、爱德华王子岛省和育空地区。

2023年11月，联邦政府修订了联邦保底机制的OBPS，提高了用于确定设施排放上限的基于产出标准的严格程度。该标准将按照固定的收紧率逐年下降且无截止日期：大多数工业设施的基于产出的标准年收紧率为 2%，高风险的排放密集型 and 贸易暴露型（EITE）设施为 1%。此外，还新增了工业活动的基于产出的12 项标准。

2024年11月，政府提议修订法规，以实现联邦 OBPS 与拟议的《石油和天然气行业温室气体排放上限条例》（Oil and Gas Sector GHG Emissions Cap Regulations）下部分加拿大抵销信用的交叉认可。这些变更将允许同一运营商在两个体系下，针对重合的清缴义务，在拟议条例规定的条件下，使用同一抵销信用（联邦或合格省级抵销信用）进行清缴。

到2026年，联邦政府将评估所有省级碳定价计划，确保其在2027至2030年仍符合联邦基准要求。联邦基准的中期评估也将在2026年前进行。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比		
能源	577.0	82 %
工业制程	51.0	7 %
农业 ⁵	56.0	8 %
废弃物	23.0	3 %
总计	708.0	



温室气体减排目标

- 到2030年：较2005年水平减少40—45 %（国家自主贡献）
- 到2035年：较2005年水平减少45—50 %（《加拿大净零排放责任法案》，Canadian Net-Zero Emissions Accountability Act）
- 到2050年：实现气候中和（《加拿大净零排放责任法案》）

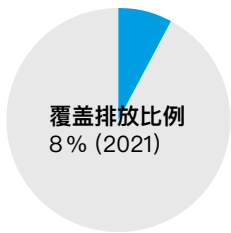
规模与阶段

覆盖排放比例

经核查的ETS排放量：0.57亿吨二氧化碳当量(2021)

配额总量或排放上限

联邦 OBPS 未设定具有绝对总量上限。其设计目的是在该碳市场保持碳价边际激励作用的同时，降低碳泄漏和竞争力受损风险，从而推动减排。



覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：电力、工业

纳入门槛：排放密集型和贸易暴露型（EITE）工业和电力行业中，年排放量大于等于5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入。年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量、来自存在碳泄漏风险和竞争力不利影响的行业的小型设施，可选择自愿参与。

监管环节

排放点源（电力、工业）

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2024年，联邦 OBPS 覆盖38家设施（14家强制纳入，24家自愿纳入）。

配额分配与收入

配额分配

配额分配根据年度排放上限确定，该排放上限以“基于产出的标准”（Output-Based Standards, 也即排放强度基准）为基础。这些基准主要根据加拿大全国范围内生产同类产品的所有设施的产量加权平均排放强度设定。

各纳管设施根据其生产水平和相关基于产出的标准计算年度排放上限。

排放量低于其排放上限的设施将免费获得与低于排放上限的二氧化碳当量数量相当的盈余信用（Surplus Credits, 也即一种履约单位（Compliance Units））。排放量超过其排放上限的设施仅需对超出排放上限的排放量进行补偿。这类似于基准法的免费分配。盈余信用可结转或出售给排放量超过排放上限的主体（详见下文）。

收入用途



一般预算，包括偿还债务



低碳创新

自愿采用联邦OBPS的省份可选择将联邦OBPS的所有收益直接转移至本辖区，按其需求使用。这些收入可纳入辖区的一般预算，由省/地区自行决定用途。

在已实施联邦体系且为非自愿采用的省份，OBPS的收益通过OBPS收益基金返还给各省或地区，用于支持低碳技术的应用。

2021年度履约期中，联邦政府通过OBPS收取的超额排放费总额约为 2.95 亿加元（2.15 亿美元，约合15.62亿元人民币）。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，但发行时间超过五年的盈余信用不得用于履约清缴。

不允许预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定性限制：OBPS 下可用于履约的抵销信用有两类：认可单位（Recognized Units）和联邦温室气体抵销信用（Federal GHG Offset Credits）。两类信用均须来源于2017年及之后在加拿大开展的项目，并获得正式签发。

认可单位是由省或地区根据认可的抵销计划和方法学签发的抵销信用，且符合OBPS第78条的要求，包括：为2017年及之后在加拿大开展的项目所签发；有效（即未被暂停、作废或撤销）；由《联邦 OBPS 认可抵销计划和方法学清单》（List of Recognized Offset Programs and Protocols for the Federal OBPS）中所列的认可省级抵销计划下、根据认可方法学注册的抵销项目所签发；已通过核查；有资格在签发所在省作为温室气体排放定价机制的补偿或履约方式。

联邦温室气体抵销信用在加拿大温室气体抵销信用体系下进行签发。联邦抵销方法学适用于加拿大所有省和地区，除非同一项目活动已被所在省级或地区级抵销计划中的现行方法学所覆盖。截至2024年10月，联邦温室气体抵销信用体系下有三项方法学：垃圾填埋场甲烷回收与销毁、制冷系统温室气体减排、私有土地森林经营改进。

要符合OBPS的使用条件，联邦抵销信用和认可单位的发行时间不得早于2017年，且所对应的减排或移除活动发生时间距清缴日期或清缴截止日期不得超过八年。

定量限制：自2022年起，设施超额排放量所需补偿中，至少25%必须以支付超额排放费（Excess Emissions Charge, EEC）的方式实现。

2021年履约期，无联邦温室气体抵销信用用于履约清缴。2021年，81%的履约通过支付超额排放费实现，19%通过盈余信用实现，0.03%通过认可单位实现。

与其他碳市场的连接

加拿大联邦 OBPS 目前通过认可单位与阿尔伯塔省和不列颠哥伦比亚省的抵销体系建立了单向链接。

管辖范围内的其他碳定价工具

以下地方辖区拥有符合联邦基准的碳税，碳强度控制总量控制与交易体系：

- 不列颠哥伦比亚省：碳税和OBPS
- 西北地区：碳税
- 魁北克省：总量控制与交易

以下地方辖区拥有符合联邦基准的工业 OBPS（此外，这些辖区的消费类燃料仍适用联邦燃料税）：

- 阿尔伯塔省：技术创新与减排条例（Technology Innovation and Emissions Reduction regulation, TIER）
- 新不伦瑞克省：OBPS
- 纽芬兰与拉布拉多省：大型工业碳定价体系
- 新斯科舍省：工业 OBPS
- 安大略省：排放绩效标准计划（Emissions Performance Standards Program）
- 萨斯喀彻温省：OBPS 计划

2024年11月，联邦政府发布了拟议的《石油和天然气行业温室气体排放上限条例》（Oil and Gas Sector GHG Emissions Cap Regulations），该条例将对所有参与上游石油和天然气行业及液化天然气生产活动的加拿大设施实施特定行业的总量控制与交易体系，该碳市场是该行业现有的联邦和省级碳定价体系的补充而非替代。最终条例计划于2025年出台，拟要求2026年起进行登记和报告，排放上限拟于2030年生效。

履约

履约机制

排放量超过年度排放上限的设施需对超出排放上限的温室气体排放量进行清缴补偿。补偿形式包括：按联邦规定的碳价支付超额排放费；清缴从过往履约期结转或从其他纳管设施购买的盈余信用；或针对每吨超排放上限的二氧化碳当量，使用联邦抵销信用或认可单位（来自认可省级计划和方法学的合格抵销信用——见“抵销信用”部分）。

自2022年起，至少25%的补偿必须以支付超额排放费的形式实现。

履约周期

一年。常规费率的履约截止日期为排放发生年度的次年12月15日。高费率的履约截止日期为常规费率履约截止日期次年的2月15日

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体必须每年监测其排放量、生产水平以及捕获和封存的排放量。对于纳管主体，需针对每项受监管的工业活动监测生产情况。发电厂必须监测每个机组及整体的排放量和发电量。

报告：年度报告须在履约期结束后次年的 6 月 1 日前提交，并附上核查报告。报告还须包含纳管主体该履约期对应的温室气体排放上限，以及排放上限与实际排放量之间的差值（如有）。

核查：报告必须由经认可的第三方进行核查。

管理模式：年度报告应包含的信息在《OBPS 条例》（OBPS Regulations）中规定。自2024年起，《基于产出的定价体系条例量化方法》（Quantification Methods for the Output-Based Pricing System Regulations）明确了温室气体、供热比和发电量的量化方法。

执法和罚则

若设施未在排放发生年度后的每年12月15日前完成履约，必须在高费率的履约截止日期（常规费率截止日期次年的2月15日）前完成。高费率为常规费率的四倍。未在高费率履约截止日期前完成履约的，构成《温室气体污染定价法》下的违法行为，可依据《环境违法行为行政处罚法》（Environmental Violations Administrative Monetary Penalties Act）进行处理。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“纳入行业与纳入门槛”部分）。抵销项目业主监管规定允许其他市场参与方和抵销项目业主在信用与跟踪系统（Credit and Tracking System, CATS）中开设账户。

市场类型

一级市场：政府根据纳管设施相排放强度和对应的基准，发放盈余信用，不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体购买盈余信用。其他市场参与方和抵销项目业主也可参与该市场。交易在信用与跟踪系统中进行，用户可在该系统发布买卖意向信息、回应已发布信息并转移信用。

配额的法律地位

《OBPS 条例》未明确盈余信用的法律性质。

市场稳定机制

OBPS 收益基金

工具类型：固定价格或价格轨迹

运作方式：该碳市场超额排放费履约选项（常规费率）是该碳市场的价格上限（见“履约机制”部分）。2025 年超额排放费设定为每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约合503.01元人民币），之后每年上涨15加元（10.95美元，约合79.39元人民币），直至2030年达到170加元（124.15美元，约合900元人民币）。

其他信息

相关机构

加拿大环境与气候变化部（Environment and Climate Change Canada, ECCC）：负责加拿大气候行动计划和目标的设计、协调、实施与监测，以及在适用的省份和地区实施联邦碳污染定价保底机制，具体包括针对工业的联邦碳定价体系（OBPS）。加拿大环境与气候变化部还负责管理OBPS收益基金，该基金协助将OBPS收益返还给部分辖区。

碳市场评估

到2026年，联邦政府将对联邦基准进行中期评估，确保2027至2030年加拿大所有碳定价体系的定价严格程度保持一致。联邦政府还将评估所有现有的省级和地区级碳定价体系，确认其在2027至2030年仍符合基准标准（包括中期评估可能产生的更新内容）。目前实施联邦体系的省份和地区，如有意愿，可在此期间实施自身的符合联邦基准的体系。联邦政府将邀请各省、地区和原住民组织参与评估过程。

《2030年减排计划：2023年进展报告》

(2023 Progress Report on the 2030 Emissions Reduction Plan)

《温室气体污染定价法：2021年议会年度报告》

(Greenhouse Gas Pollution Pricing Act — Annual Report to Parliament for 2021)

《泛加拿大碳污染定价方法：2020年中期报告》

(Pan-Canadian Approach to Pricing Carbon Pollution — Interim Report 2020)

《温室气体污染定价法：2020年年度报告》

(Greenhouse Gas Pollution Pricing Act Annual Report for 2020)

监管框架

→ 《温室气体污染定价法》（Greenhouse Gas Pollution Pricing Act）

→ 《基于产出的定价体系条例》（Output-Based Pricing System Regulations）

→ 《基于产出的定价体系条例修订案》

(Regulations Amending the OBPS Regulations, 2023年11月)

→ 《基于产出的定价体系条例修订案（拟议）》

(Proposed Regulations Amending the OBPS Regulations, 2024年11月)

→ 《泛加拿大碳污染定价方法更新（2023—2030）》

(Update to the Pan-Canadian Approach to Carbon Pollution Pricing 2023—2030)

美国科罗拉多州

温室气体排放与制造业能源管理法规

- 采用基准线和减排机制
- EITE (GEMM 1) 设施受排放强度减排目标约束
- GEMM 2设施受绝对减排目标（2030年绝对减排目标）约束
- 从2028年起，油气中游燃料燃烧设备运营商将受到2030年绝对排放总量上限的约束

碳市场总体介绍

2023年10月，科罗拉多州空气质量控制委员会（Colorado Air Quality Control Commission, AQCC）通过了一项法规，建立了覆盖州内大型制造商的碳市场，首个履约年度为2024年。2024年12月，科罗拉多州空气质量控制委员会通过另一项法规，将碳市场覆盖范围扩展至石油和天然气中游作业（自2028年起）。其温室气体减排指标追踪系统（GHG crediting and tracking system, GHG CATS）于2024年11月生效并持续完善。这些法规旨在支持科罗拉多州实现工业与制造业部门及全经济范围的温室气体减排目标，并优先通过减少本地有害空气污染物惠及受影响不成比例的弱势社区。

科罗拉多州空气质量控制委员会最初通过2019年科罗拉多州众议院第19-1261号法案（Colorado House Bill 19-1261）授权，在2021年制定了《制造业温室气体与能源管理法规》（Greenhouse Gas and Energy Management for Manufacturing regulation, GEMM 1），覆盖能源密集型和贸易暴露型（Energy-Intensive, Trade-Exposed, EITE，或称为或GEMM 1）制造业，且年排放量至少5万吨二氧化碳当量的固定排放源。后经法规修订（GEMM 2），纳入门槛降至2.5万吨二氧化碳当量。

2023年10月，科罗拉多州空气质量控制委员会通过《制造业温室气体与能源管理法规》修订案（GEMM 2法规），在原GEMM 1法规覆盖4家能源密集型和贸易暴露型（EITE）设施的基础上，进一步覆盖18家年排放大于等于2.5万吨二氧化碳当量的制造设施。GEMM 2法规采用绝对减排约束，而EITE（GEMM 1）设施采用强度减排约束。

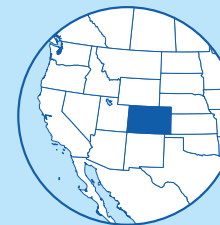
2024年12月，科罗拉多州空气质量控制委员会进一步通过法规，将石油天然气中游的燃料燃烧设备（如发动机、涡轮机、加热器）的温室气体排放纳入碳市场，相关运营商需遵守绝对排放上限，并自2028年起或将参与市场交易。

年度回顾

2024年2月至6月，技术工作组起草了GEMM减排指标交易指南，重点协调GEMM 1与GEMM 2设施的减排指标的交互机制，并探索两类设施之间的潜在交易路径，以确保与基于强度目标产生的 GEMM 1（EITE）减排指标和与基于绝对目标产生的 GEMM 2 减排指标之间的交易不会影响科罗拉多州实现气候目标的进展。经2024年7-8月公众意见征询后，科罗拉多州公共卫生与环境部空气污染控制司（Colorado Department of Public Health and Environment's Air Pollution Control Division, APCD）于2024年11月定稿发布正式文件。

随着2024年11月减排指标交易系统上线，GEMM 1和GEMM 2设施可在系统中注册。交易功能将于2025年5月（首批减排指标发放后）开放。在发放首批减排指标后，GEMM 1 和 GEMM 2 设施可选择通过双边交易，或在年度拍卖中投标或出让其减排指标。首次拍卖将于2025年6月启动。

2024年12月，科罗拉多州空气质量控制委员会通过了一项规则，对石油天然气行业中游的燃料燃烧设备（如发动机、燃气轮机和加热器）所产生的温室气体排放进行监管。这一规则将使科罗拉多州的碳市场从2028年起扩大范围，覆盖工业和制造业排放超过50%。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

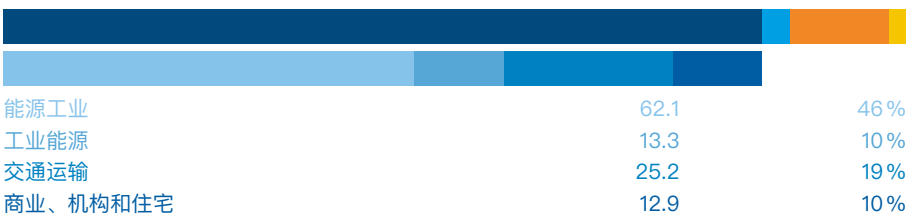
配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

科罗拉多州的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的温室气体排放总量
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	113.4	84 %
工业制程	4.4	3 %
农业	15.4	11 %
废弃物	2.4	2 %
总计	135.6	



温室气体减排目标

到2025年：相比2005年水平减少26 %
到2030年：相比2005年水平减少50 %
到2035年：相比2005年水平减少65 %
到2040年：相比2005年水平减少75 %
到2045年：相比2005年水平减少90 %
到2050年：
净零排放（《科罗拉多州修订法规》25–7–102(2)(g)(I),
Colorado Revised Statutes 25–7–102(2)(g)(I))

碳市场的规模与阶段

阶段

GEMM 1:
第一阶段：5年（2025–2029）
第二阶段：5年（2030–2034）
第三阶段：5年（2035–2039）
第四阶段：2040年起

GEMM 2:
第一阶段：3年（2024–2026）
第二阶段：3年（2027–2029）
第三阶段：2030年起

石油天然气中游的燃料燃烧设备（即中游作业）：
单个年度（2030年起）

配额总量或排放上限

GEMM法规总量：所有纳入设施的年度排放上限（EITE/GEMM 1）与2030年减排目标（GEMM 2）之和。

中游作业法规总量：2030年及之后每年3,930,228吨二氧化碳当量。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业：GEMM 1与GEMM 2法规覆盖工业与制造业的高排放固定源。

纳入门槛：

GEMM 1设施：2.5万吨二氧化碳当量且属于能源密集型和贸易暴露型（EITE）类别
GEMM 2设施：2.5万吨二氧化碳当量

中游运营商：所有中游运营商都将须遵守 2030 年生效的排放总量上限的要求。2021年排放大于等于2.5万吨二氧化碳当量的运营商需按比例减排。

监管环节

排放点源（工业制造业的固定排放源）

纳管主体类型

制造业固定生产设施
中游燃料燃烧设备¹

纳管主体数量

GEMM1覆盖4个纳管主体，GEMM2覆盖18个纳管主体

¹ 中游运营商将于2028年开始纳入碳市场。

配额分配与收入

配额分配

GEMM 1 设施每年将免费获得温室气体减排指标（GHG reduction credits），分配数量取决于其年度直接温室气体排放量（以吨二氧化碳当量计）较当年排放限额所减少的量。

GEMM 2 设施每年同样将免费获得减排指标，数量依据其年度直接温室气体排放量与其2030年温室气体排放要求的差值。

自 2028年起，中游运营商也将每年免费获得减排信用额，数量依据其中游燃料燃烧设备的年度直接排放量相较于其2030年温室气体排放要求的减少量。

从 2025年5月起，将在每年5月的第一个星期二前为GEMM 1 和 GEMM 2 设施分配减排指标。自 2028年5月起，中游运营商也将在每年5月的第一个星期二获得减排指标。

在交易体系启动之初，GEMM 2 设施可在遵循已批准的技术规范前提下，通过现场碳捕集与封存项目（CCS）产生减排指标。自 2031年起，GEMM 2 设施还可通过异地直接空气碳捕集（DAC）项目产生减排指标，前提是符合相应的经批准技术规范。设施可以将产生的减排指标用于未来的履约，或将减排指标卖给其他 GEMM 设施。

收入用途

科罗拉多州的碳市场不会收取任何资金，也不会处理买卖双方之间的资金交易。拍卖仅起到撮合交易的作用，而资金结算将由各设施之间直接完成。

如果科罗拉多州空气质量控制委员会在2025年采纳拟议的州级管理基金，温室气体减排基金的收入应当用于资助受影响不成比例的弱势社区或邻近区域的工业场所实施的脱碳项目，并确保优先支持此类社区的项目。

灵活性与连接

结转与预借

允许结转：减排指标的有效期为3年，EITE（GEMM 1）和GEMM 2设施可在有效期内结转减排指标

不允许预借

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

未与其他碳市场连接。

履约

履约机制

在相关履约期内，排放量超过排放限额的纳管主体必须清缴减排指标以满足其履约义务。

根据 GEMM 2 法规，每个EITE类别（GEMM 1）设施的某个履约年度的年度排放限额，是根据该设施上一年的产量总量和排放强度要求计算的，并在此基础上施加5%的减排要求。由于产量每年变化，该设施的年度排放限额也随之变化。其排放强度要求参考最佳可用控制技术（Best Available Control Technology, BACT）和行业标准，并每五年更新一次。

每个GEMM 2 设施的温室气体排放要求依据以下两项计算得出：该设施在 2015年与基准年（2021或2022年，以排放量较高者为准）之间的排放总量的历史减少量；该设施在GEMM 2设施组累计基准排放总量中的排放占比。这两个因素共同决定了该设施在2024至2029年间的过渡期排放要求及2030年的最终排放要求，以确保18家GEMM 2设施在2030年实现相较于2015年总排放量减排20%的目标。

自2030年起，GEMM 2设施在进入交易体系之前，必须首先实施本设施现场可行的全部减排措施。若设施位于受影响不成比例社区附近，还需开展额外的温室气体及有害大气污染物的减排措施。科罗拉多州公共卫生与环境部空气污染控制司（Colorado Department of Public Health and Environment's Air Pollution Control Division, APCD）将负责审查并批准各设施的温室气体减排计划。

根据2024年12月通过的法规，中游运营商自2030年起的温室气体排放上限将基于以下几个因素设定：最近的实际排放量；近期自愿电气化项目所避免的排放量；以及一项递进比例机制，该机制对规模较大的公司施加相对更高的减排责任。对于小型公司（即2021年排放量低于25,000吨二氧化碳当量的公司），其排放上限并不强制要求实际减排，而是要求其将所覆盖温室气体排放量维持在某一近期具有代表性的年份水平。

履约周期

GEMM 1: 1年

GEMM 2: 在头两个阶段（2024—2026、2027—2029）每三年履约一次，2030年起每年履约

监测、报告与核查（MRV）

GEMM 1:

报告：自 2026年起，EITE（即 GEMM 1）设施必须于每年 5月前提交报告，内容包括上一年度的总排放量、总产量，以及每单位产品的排放量。

核查：EITE（GEMM 1）设施必须每五年由第三方机构开展能源与温室气体排放控制审计，以评估并确认是否采用了：温室气体最佳可用排放控制技术，以及能源最佳管理实践（energy best management practices, BMP）。审计报告中须包括温室气体最佳可用排放控制技术与能源最佳管理实践的分析内容，并需识别并排序所有在技术上可行的控制技术、策略及能效措施。

管理模式：GEEM 1设施的温室气体报告规则在科罗拉多州的《温室气体报告和减排要求》（Greenhouse Gas Reporting and Emission Reduction Requirements）规则中列示。

GEMM 2:

报告：自 2025年起，GEMM 2 设施必须在每年 3月底前提交报告，内容包括上一年度的直接温室气体排放总量。GEMM 2 设施还必须提交温室气体减排计划，说明其拟采用的技术上可行的现场减排措施组合，这些措施的成本需低于或不超过2030年温室气体排放的社会成本，并用于实现其减排要求。此外，在每个履约期结束后，GEMM 2 设施必须于9月底前提交履约报告和温室气体减排计划进展与履约情况报告，即2024—2026年履约期的报告需在2027年9月底前提交，2027—2029年履约期的报告需在2030年9月底提交，自2030年起，需每年9月底提交一次报告。

核查：减排计划需进行独立第三方技术合规审查。

管理模式：GEEM 2设施的温室气体报告规则在科罗拉多州的《温室气体报告和减排要求》（Greenhouse Gas Reporting and Emission Reduction Requirements）规则中列示。

中游作业

报告：自 2028年起，若中游运营商希望获得减排指标，则必须在每年3月底前提交报告，报告内容需包括上一年度的直接排放总量，以便有资格申领该年度的减排指标。中游运营商仍可在每年6月底前提交该报告，但将无资格获得上一年度的减排指标。此外，所有中游运营商每年还必须在6月底前提交一份年度报告，报告需说明其排放情况以及为实现履约所制定的减排计划。

管理模式：石油天然气中游运营商的温室气体报告规则在科罗拉多州的《石油天然气运营排放控制条例》第7号（Control of Emissions from Oil and Gas Emissions Operations Regulation No. 7 (5 CCR 1001–9)中列示，该条例于2025年2月生效。

执法与罚则

GEMM 1: 如未履约，EITE（GEMM 1）的设施需为每超出年度排放限额的1吨二氧化碳当量清缴3个减排指标，并可能面临民事处罚或其他执法措施。

GEMM 2: 如未履约，将下调GEMM 2 设施在相关履约期的温室气体排放限额，幅度为其超出减排要求量的至少两倍。该设施必须在未履约的周期结束后的三年内完成该新增的履约义务。对于在某一年度未履约的设施，必须在下一日历年结束前提交减缓计划（mitigation plan）。同时，设施也可能面临民事处罚和其他执法措施。

中游作业：如未履约，州相关部门将通过现有的油气合规与执法程序采取适当的执法措施。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体

市场类型

一级市场：自 2025年5月起，GEMM 1 和 GEMM 2 设施将在每年5月的第一个星期二获得减排指标，数量根据其排放量低于其2030年减排义务的程度确定。自 2028年起，中游运营商也将根据其排放量低于2030年减排义务的程度获得减排指标。

拍卖市场：自 2025年起，每年 6月将举行一次年度拍卖。竞标者不得同时作为同一年份减排指标的出价方与接收方。空气污染控制司将负责管理拍卖，但不处理任何交易的资金结算。

二级市场：参与者可通过 2024年11月设立的减排指标交易系统进行双边协议交易。空气污染控制司将协助纳管主体之间的减排指标直接转让，但不处理任何交易的资金流转。

注销：所有参与者都可选择注销减排指标，并在三年结转期内将其计入自身的履约义务。

其他信息

相关机构

科罗拉多州空气质量控制委员会：负责就空气质量相关事务举行听证会并制定法规，以符合法律授权的方向。

科罗拉多公共卫生与环境部空气污染控制司：依据科罗拉多州议会授权，负责对科罗拉多州空气质量控制委员会制定的法规进行制定细则、实施管理与执法。

碳市场评估

科罗拉多州空气质量控制委员会已指示空气污染控制司对碳市场进行评估，并识别是否需要修订的内容。如空气污染控制司识别出任何应予修改之处，科罗拉多州空气质量控制委员会要求其在2025年9月前向委员会提交请愿书，以申请举行规则制定听证会。此外，科罗拉多州空气质量控制委员会还指示该司在2025年12月底前提交以下内容的报告：

- 碳排放交易计划的实施情况；
- 与交易所产生的减排指标相关的其他污染物协同减排情况。

监管框架

- [《制造业温室气体排放与能源管理法规第一阶段与第二阶段》（AQCC 第27号法规）](#)
(Greenhouse Gas Emissions and Energy Management for Manufacturing Phase 1 and Phase 2 Regulation (AQCC Regulation No. 27))
- [《石油天然气运营排放控制条例》第7号](#)
(Control of Emissions from Oil and Gas Emissions Operations Regulation No. 7)
- [《减少污染的气候行动计划》（第19-1261号众议院法案）](#)
(Climate Action Plan to Reduce Pollution (House Bill 19-1261))
- [《温室气体减排措施》（第23-016号参议院法案）](#)
(Greenhouse Gas Emission Reduction Measures (Senate Bill 23-016))
- [《环境正义法案》（第21-1266号众议院法案）](#)
(Environmental Justice Act (House Bill 21-1266))
- [《长期气候变化数据收集法案》（第19-096号参议院法案）](#)
(Collect Long-Term Climate Change Data (Senate Bill 19-096))

马萨诸塞州

美国马萨诸塞州碳市场

- 作为区域温室气体减排倡议的补充措施，帮助马萨诸塞州实现其强制性减排目标
- 所有纳管主体已连续四年全部履约
- 自2022年起开始拍卖未来年份的配额

碳市场总体介绍

马萨诸塞州发电企业排放配额机制（以下简称马萨诸塞州碳市场）于“310 CMR 7.74”法规提出，并于2018年正式施行。该碳市场覆盖了该州约8%的二氧化碳排放，全部来自电力行业。依据此项法规，所有纳管主体须对其所有受管控的排放，履行配额清缴义务。

自2021年起，所有配额均通过季度拍卖方式进行分配。2022年开始，常规拍卖中也出售未来年度的配额。拍卖所得收入用于进一步减少温室气体排放，同时资助受空气污染影响社区的援助项目和气候适应项目。该碳市场由第三方机构进行监督，以便能够及时识别可能存在的反竞争行为迹象。

马萨诸塞州碳市场与区域温室气体减排倡议相互补充。马萨诸塞州的发电企业须同时遵守区域温室气体减排倡议和马塞诸塞州碳市场的要求，持有并清缴相应配额以完成履约义务。马萨诸塞州碳市场的实施是为了响应2016年州最高法院的一项裁决，确保马萨诸塞州能够实现其强制性减排目标。

年度回顾

2024 年9 月的拍卖中，2024 年份配额的成交价为每吨二氧化碳当量 5.65 美元（约合人民币 40.6 元），2025 年份配额的成交价为每吨 5.50 美元（约合人民币 39.5 元）。两档价格接近，说明多数企业已持有足以满足 2024 年度履约需求的配额。

马萨诸塞州环境保护局（Massachusetts Department of Environmental Protection, MassDEP）正考虑把当前每个配额 0.50 美元（约合人民币 3.6 元）的拍卖底价上调，并已于 2024 年向利益相关方征求意见。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限

7600万吨二氧化碳当量（2024）

覆盖温室气体种类

二氧化碳

配额分配

拍卖

2024年平均价格

2024年度配额的加权平均拍卖价格：3.31美元（约合23.8 元人民币）

2024年拍卖的所有配额的加权平均拍卖价格（含不同年份配额）：3.62美元（约合26.0 元人民币）

累计收入

自马萨诸塞州碳市场启动至今，累计收入达1.858亿美元（约合13.4亿元人民币）。

2024年当年收入为1920万美元（约合人民币1.38亿元人民币）。

马萨诸塞州排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量¹
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	62.1	93 %
工业制程	4.1	6 %
农业	0.2	<1 %
废弃物	0.6	1 %
总计	67	



温室气体减排目标

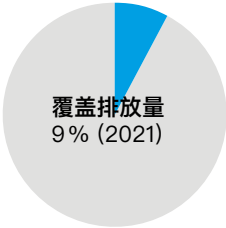
到2030年，温室气体排放量较1990年减少50 %（《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》）（An Act Creating a Next-Generation Roadmap for Massachusetts Climate Policy）

到2040年，温室气体排放量较1990年减少75 %（《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》）

到2050年，实现温室气体净零排放。排放将通过碳移除予以弥补，且2050年的排放量较1990年减少至少85 %（《为马萨诸塞州气候政策制定下一代路线图法案》）

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量
经核查的碳市场排放量: 590万吨二氧化碳当量（2021）



配额总量或排放上限
马萨诸塞州碳市场设定了整体排放总量的上限。其排放总量上限每年减少223,876吨二氧化碳，直至2050年降至180万吨二氧化碳。

各年度排放总量上限：
2019年：870万吨二氧化碳
2020年：850万吨二氧化碳
2021年：830万吨二氧化碳
2022年：810万吨二氧化碳
2023年：780万吨二氧化碳
2024年：760万吨二氧化碳
2025 年：740万吨二氧化碳

纳入行业与纳入门槛
纳入区域温室气体倡议管控的大型发电企业，其装机容量为至少25兆瓦。

监管环节
排放点源（电力）

纳管主体类型
设施（即发电设施）

纳管主体数量
2023年共有24家

¹ 该数值来自马萨诸塞州环境保护署（MassDEP）的排放清单。

配额分配与收入

配额分配

拍卖配额
的比例：
100 %

拍卖：自2019年起，配额开始实行部分拍卖。2019年售出比例为25%，2020年为50%。2021年起实行配额全部拍卖。目前，拍卖按季度定期举行。每次拍卖结果均会发布马萨诸塞州碳市场官方网页上的市场监督报告中。自2022年起，马萨诸塞州环境保护局（MassDEP）在每次拍卖中出售未来年度的配额。以2023年为例，马萨诸塞州环境保护局共计拍卖了6206437吨2023年度配额，其中于2022年拍卖了783568吨，于2023年拍卖了5422869吨。

免费分配：在2021年之前，未参与拍卖的配额是根据2013年至2015年的历史发电量，通过祖父法进行免费分配。自2021年起不再实行免费分配。

收入用途



气候减缓

灵活性及连接

结转与预借

马萨诸塞州碳市场允许配额结转，但设有相关限制条件，以确保任一年份的实际排放量不超过上一年度的排放总量上限。为达成这一目标，每年拍卖的配额数量会根据上一年结转的配额情况进行相应下调。

马萨诸塞州碳市场不允许进行配额预借。不过，存在“紧急延期履约”（Emergency Deferred Compliance）机制。该机制允许发电设施在遭遇紧急情况时，将部分或全部履约义务延期一年，但必须在下一年按照“一吨排放量对应两吨配额”的比例进行清缴。这里所指的紧急情况，定义为“区域输电组织发布警报，表明马萨诸塞州已出现或预计将出现影响电力系统可靠性的异常情况”。

抵销信用

不允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

马萨诸塞州发电企业排放配额机制目前未与其他碳市场联接。

该管辖区域内的其他碳定价机制

碳市场：美国区域温室气体倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告频率：纳管主体需在每年3月初之前，报告上一日历年度的二氧化碳排放量。

核查：排放量数据必须与向区域温室气体倡议和美国环境保护署提交的报告保持一致。相关文件，包括排放报告和履约核查报告，必须由设施指定的代表进行认证。马萨诸塞州环境保护部门有权根据需要进行审计工作。

执法与罚则

若马萨诸塞州环境保护局发现某主体存在违反履约规定的行为，将视其对“公众健康、福利、安全或环境造成重大影响”。除了依法给予处罚外，违规主体还需针对每一吨未履约的排放量提交三倍的配额。

市场调节

市场设计

市场参与主体：仅限履约主体（纳管主体）参与

市场类型

一级市场：配额拍卖采用密封投标、统一价格的拍卖形式。在任何一次拍卖活动中，单个投标者购买的配额数量不得超过当次待售配额总量的33%。拍卖活动由Enel X公司负责管理。

二级市场：除每年3月份外，履约主体可随时将配额转让给其他履约主体。马萨诸塞州碳配额登记处（Massachusetts Carbon Allowance Registry）承担着追踪配额所有权的职责。波托马克经济咨询公司（Potomac Economics）负责监督拍卖市场和二级市场中参与者的行为，以便能够及时识别可能存在的反竞争行为迹象。

配额法律地位：配额被视为依据条例授权的“一吨二氧化碳排放的有限许可”，配额并非财产。

市场稳定机制

配额拍卖底价：

工具类型：基于价格的机制

运作方式：拍卖中，2025 年份配额的底价设定为 5 美元（约合人民币 35.95 元），而未来年份配额的底价为 0.50 美元（约合人民币 3.60 元）。

其他信息

相关机构

能源与环境事务执行办公室：内阁级别的办公机构，负责对马萨诸塞州环境保护局（进行监督管理。

马萨诸塞州环境保护局：负责具体实施马萨诸塞州碳市场（即“310 CMR 7.74”法规）。

波托马克经济咨询公司（Potomac Economics）：作为当前的市场监督机构，其主要职责是监测拍卖市场和二级市场中参与者的行为，及时发现并识别反竞争行为迹象。

Enel X公司：承担着配额拍卖的管理工作。

APX公司：负责维护配额跟踪软件平台。

碳市场评估

于2021年开展了首次评估工作，后续计划每十年进行一次评估。

监管框架

→ [《发电设施排放配额》](#)（Electricity Generator Emissions Limits, 310 CMR 7.74）

新不伦瑞克省

基于产出的碳定价体系

- 2021 年 1 月，取代联邦产出基准定价体系（OBPS）
- 履约依据每个纳管实体超出其允许的产出强度的碳排放
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

2021年1月，新不伦瑞克省将大型工业排放源从联邦基于产出的定价体系（Federal Output-Based Pricing System, OBPS）过渡到省级基于产出的定价体系（New Brunswick OBPS）。该碳市场依据《气候变化法》（Climate Change Act）和《温室气体减排条例》（Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation）建立，旨在以最低的行业成本逐步实现温室气体减排，同时支持低碳增长和投资、最大限度地减少碳泄漏，确保机制公平，并提升政策明确性、行政管理效率、责任落实机制和透明度。该碳市场是一种基于强度的碳排放权交易体系，每个纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位（Compliance Units）。年度排放上限基于排放强度基准确定，而基准源自历史排放量和生产数据。该碳市场适用的行业和温室气体与联邦体系一致，并遵循相同的价格轨迹，每年上涨15加元（10.95美元，约79.39元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（124.15美元，约900元人民币）。

年度回顾

2024年，新不伦瑞克省政府公布2024—2025财年获得环境与气候变化部长从气候变化基金拨款的项目清单。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

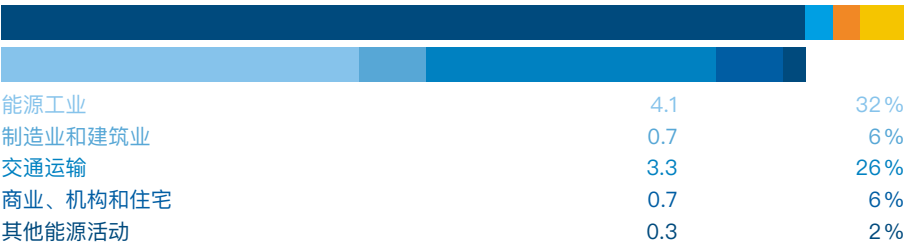
固定价格：80 加元（58.42 美元）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	11.1	89 %
工业制程	0.4	3 %
农业 ⁵	0.4	3 %
废弃物	0.6	5 %
总计	12.5	



温室气体减排目标

到2030年：较2005年水平减少46 %（《新不伦瑞克省气候变化行动计划》，New Brunswick’s Climate Change Action Plan）

到2050年：实现净零排放（《新不伦瑞克省气候变化行动计划》）

规模与阶段

覆盖排放比例

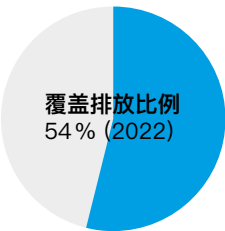
经核查的ETS排放量：680万吨二氧化碳当量(2022)

阶段

新不伦瑞克省OBPS下的排放总量上限采用自下而上的方式确定：即所有单个纳管主体基于排放强度基准的年度排放上限之和。

配额总量或排放上限

新不伦瑞克省的排放总量限制是基于自下而上的方式确定的：它是所有受监管实体基于排放强度基准计算出的年度排放限额之和。因此，该排放上限不是事前设定的，只有在履约期结束后才能确定，且不代表绝对排放总量上限。



每个设施（发电企业除外）的排放上限根据其基准期的排放强度、特定减排期的强度标准削减系数（Performance Standard Reduction Factors）（发电企业则依据其燃料）、以及同一减排期的生产水平确定。对于拥有现场热电联产机组且大量使用生物质能源的纳管设施，以及面临高碳泄漏风险的主体（具体为：石灰制造业），其排放上限会有所提高。

覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：采矿与采掘业、电力、工业

纳入门槛：排放量超过每年5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。排放量超过每年1万吨二氧化碳当量的小型排放源也可选择自愿加入该碳市场。

监管环节

排放点源（采矿与采掘业、电力、工业）

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

15个（2023年），包括自愿加入的市场参与者

配额分配与收入

配额分配

分配由基于排放强度基准的年度排放上限确定。排放量低于其排放上限的纳管主体可免费获得与低于排放上限部分（以吨二氧化碳当量计）相等的履约单位（称为“绩效信用”（Performance Credits））。这类似于基于基准法的免费分配。这些履约单位可出售给排放量超过其排放上限的主体（详见“市场设计”部分）。

每个设施的排放上限根据其基准期的排放强度（发电企业除外）、特定减排期的强度标准削减系数（发电企业则依据其燃料）以及同一减排期的生产水平确定。对于拥有现场热电联产机组且大量使用生物质能源的纳管设施，以及面临高碳泄漏风险的主体（具体为：石灰制造业），其排放上限会有所提高。捕集和封存的二氧化碳排放量不计入纳管设施的总管控排放量。

收入用途



气候减缓



低碳创新

2023 年，政府制定并实施了新不伦瑞克省OBPS行业基金（New Brunswick OBPS Industry Fund），作为新不伦瑞克省气候变化基金的额外资金流。新不伦瑞克省OBPS行业基金将从基金信用交易中收取的收益返还给新不伦瑞克省OBPS参与者，以支持温室气体减排项目。所有收益将基于排放强度进行分配。

气候变化基金每年公布特定财年获得环境与气候变化部长拨款的项目信息（详见“监管框架”部分）。

灵活性与连接

结转与预借

绩效信用可结转，最长为7年。

不允许预借。

抵销信用

在该碳市场实施初期，抵销信用不能作为履约选项。但《气候变化法》第10 (1)(c.5)(iii) 条规定，副总督会同行政会议可制定关于履约选项的法规，该法第1条将履约选项定义为基金信用（Fund Credits）、绩效信用（Performance Credits）、抵销信用（Offset Credits）以及法规规定的其他类型信用。

与其他碳市场的连接

新不伦瑞克省OBPS未与任何其他碳市场连接。但纳管设施可获得加拿大联邦燃油税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：加拿大联邦燃料税

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的每吨二氧化碳当量清缴1个履约单位（绩效信用或基金信用）。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：温室气体排放报告必须在报告期次年6月初提交，履约报告必须在履约期次年12月15日前提交。

核查：报告必须由经认可的核查团队进行核查。

管理模式：温室气体排放报告规则在新不伦瑞克省《温室气体减排条例》（Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation）和《温室气体报告与减排标准》（Reporting and Reduction of Greenhouse Gas Emissions Standard）中作出规定。

执法和罚则

未履行清缴义务的纳管主体必须支付未履行金额，并按《收入管理法》（Revenue Administration Act）下属的新不伦瑞克省第 84–247 号条例规定的利率支付利息（目前为每月约0.76%，按月复利计算，即每年9.5%）。所有利息收入均纳入新不伦瑞克省气候变化基金。

如果一个履约信用已注销但随后被发现无效，纳管主体必须在收到信用无效通知后的60天内履行清缴义务。

《行政处罚条例法》（《气候变化法》下属的新不伦瑞克省第 2021–44 号条例）规定了行政处罚措施。首次违规的行政处罚为1000加元（730美元，约 5292.50元人民币），第二次违规为5000加元（3651美元，约 26479.75元人民币），第三次及后续违规为10000加元（7303美元，约52946.75元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前履约单位尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效信用（履约单位）。交易通过环境与气候变化部长管理的登记系统进行。

市场稳定机制

气候变化基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）

运作方式：纳管主体可从不伦瑞克省气候变化基金购买并清缴信用，以抵销超过绩效排放上限的排放量。信用价格与联邦最低碳价保持一致（2025年为95加元，即69.38美元，约503元人民币）。该价格每年上涨15加元（10.95 美元，约79.39元人民币），到 2030 年达到每吨二氧化碳当量 170 加元（124.15 美元，约900元人民币）。纳管主体获取的基金信用不得超过其某一履约期履行清缴义务所需的数量。因此，基金信用不可结转。

其他信息

相关机构

新不伦瑞克省环境与地方政府部（New Brunswick Department of Environment and Local Government）：负责审查和实施新不伦瑞克省的监管框架，管理气候变化基金的运作。

新不伦瑞克省财政与国库委员会部长（New Brunswick Minister of Finance and Treasury Board）：气候变化基金的托管人

碳市场评估

环境与气候变化部长将每五年对新不伦瑞克省《气候变化法》进行修订，或在部长认为适当的更短时间间隔内进行修订。

监管框架

- [《气候变化法》](#) (Climate Change Act)
- [《温室气体减排条例》](#)（《气候变化法》下属的[第2021–43号条例](#)）
(Reduction of Greenhouse Gas Emissions Regulation (Regulation 2021–43 under the Climate Change Act))
- [《行政处罚条例》](#)（《气候变化法》下属的[第2021–44号条例](#)）
(Administrative Penalties Regulation (Regulation 2021–44 under the Climate Change Act))
- [《温室气体报告与减排标准》](#)
(Reporting and Reduction of Greenhouse Gas Emissions Standard)
- [《绩效信用标准》](#)
(Performance Credit Standard)
- [《收入管理法》](#) 下属的[新不伦瑞克省第84–247号条例](#)
(New Brunswick Regulation 84–247 under the Revenue Administration Act)
- [2024–2025财年气候变化基金项目说明](#)
(CCF Project descriptions for the fiscal year 2024–2025)

纽芬兰与拉布拉多省

绩效标准体系

- 履约依据每个纳管设施超出其允许的产出强度的碳排放
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

纽芬兰与拉布拉多省的绩效标准体系（Performance Standards System, PSS）于2019年生效。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳市场，每个纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位。每个设施的年度排放上限基于历史排放强度、实际生产活动数据以及年度递减的削减系数综合确定。离岸石油设施有特殊规定，其必须按绝对排放量减少同等百分比（与产量无关）。该碳市场适用的行业和温室气体与联邦体系一致，并遵循相同的价格轨迹，每年上涨15加元（10.95美元，约79.3元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（124.15美元，约900元人民币）。

强制纳入门槛低于加拿大联邦体系，适用于覆盖行业中年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的设施，小型排放源（即年排放量超过1.5万吨二氧化碳当量）可选择自愿加入。

年度回顾

根据联邦基于产出的定价体系（Output-Based Pricing System, OBPS）的价格轨迹，2024年的价格为每吨二氧化碳当量80加元（58.42美元，约423.54元人民币），2025年上涨至每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约503.00元人民币）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

配额分配

免费分配：基于实际产出的基准法

2024年平均价格

固定价格：80 加元（58.42 美元）

累计收入

自碳市场启动以来：100 万加元（约合 75 万美元）

2023 年：60 万加元（约合 40 万美元）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比		
能源	7.7	89 %
工业制程	0.2	2 %
农业 ⁵	0.1	1 %
废弃物	0.6	7 %
总计	8.6	



温室气体减排目标

到2030年：较2005年水平减少30 %（《气候变化行动计划中期更新》，Climate Change Action Plan Mid-Term Update）

到2050年：实现净零排放（《气候变化行动计划中期更新》）

规模与阶段

覆盖排放比例

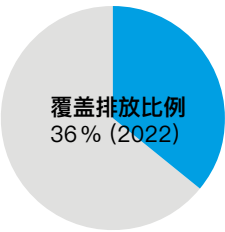
经核查的ETS排放量(2022)：310万吨二氧化碳当量（2022）

阶段

纽芬兰和拉布拉多省的PSS并非分为不同阶段，而是划分为“削减期”，每个削减期持续一年。

配额总量或排放上限

纽芬兰与拉布拉多省绩效标准体系下的排放总量上限为所有单个纳管主体基于排放强度基准的年度排放上限之和。因此，该排放上限不是事前设定的，只有在履约期结束后才能确定。2023年，该排放上限约为320万吨二氧化碳当量。



覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：采矿与采掘业、工业、电力

纳入门槛：年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。小型排放源（年排放量超过1.5万吨二氧化碳当量）可选择自愿加入该碳市场。

监管环节

排放点源（采矿和采掘业、电力行业、工业）

纳管主体类型

设施：陆上工业设施、海上工业设施、海上移动工业设施

纳管主体数量

2023年为15个设施，其中13个设有温室气体减排目标。

配额分配与收入

配额分配

分配由基于排放强度基准的年度排放上限确定。对于陆上工业设施，基准排放强度参照产量确定（若设施生产多种产品，可按产品种类分别确定）。对于海上移动工业设施，基准排放强度参照运行小时数确定。海上工业设施不计算基准排放强度，而是采用平均基准排放水平。排放上限通过将基准排放强度/基准排放量与以下两者之一对比确定：a）《温室气体管理条例》（Management of Greenhouse Gas Regulation）中设定的年度温室气体减排目标；b）同样依据该条例设定的绩效基准。后一种选项仅适用于海上移动工业设施以外的设施，且不适用于要求按产品计算基准的工业设施，其为该类设施设定的减排目标为所有可比设施中排名前三分之一的水平。

排放量低于其排放上限的主体可免费获得与低于排放上限部分（以吨二氧化碳当量计）相对应的信用。这类似于基准法的免费分配。这些信用可结转或出售给排放量超过其排放上限的主体。

收入用途



气候减缓



低碳创新

基金用于支持工业设施的温室气体减排项目，进一步补充绩效标准体系（PSS）规定的减排要求。若存入基金的资金五年后仍未使用，咨询委员会需向部长提出建议，说明如何使用该资金以实现可核查的温室气体减排。

灵活性与连接

结转与预借

允许将基于排放强度的信用（履约单位）结转至未来履约期，但从温室气体减排基金购买的履约单位必须在其发行的履约期内使用。

不允许预借。

抵销信用

抵销信用不能作为履约选项。条例中虽有允许抵销信用的条款，但有关抵销信用的立法尚未被制定或通过。

与其他碳市场的连接

纽芬兰与拉布拉多省绩效标准体系（PSS）未与任何其他碳市场连接。但纳管设施可获得加拿大联邦燃油税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：加拿大联邦燃油税

履约

履约机制

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的每吨二氧化碳当量清缴1个履约单位（绩效信用或温室气体减排基金信用）。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：温室气体排放报告必须在报告期次年6月初提交，履约报告必须在同年11月初提交。

核查：设施所有者或运营商必须在需提交待核查报告的当年9月初前，提交经认可核查机构出具的核查声明和核查报告。

管理模式：温室气体排放报告规则在纽芬兰与拉布拉多省《温室气体管理法》（Management of Greenhouse Gas Act）下的《温室气体报告管理条例》（Management of Greenhouse Gas Reporting Regulations）中作出规定。

执法和罚则

陆上设施必须通过现场温室气体减排或提交其先前获得的绩效信用，完成 20%的清缴义务。若未在截止日期前完成该部分清缴义务，纳管主体必须按当年联邦碳价的4倍，将剩余未履行义务对应的金额存入温室气体减排基金。清缴义务的剩余部分可通过已获得或购买的绩效信用以及购买基金信用来完成。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）

市场类型

一级市场：履约单位目前尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效信用（履约单位）。交易通过部长建立和维护的信用登记系统进行。

市场稳定机制

温室气体减排基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）

运作方式：纳管主体可从纽芬兰与拉布拉多省温室气体减排基金购买并清缴信用，以抵销超过绩效排放上限的排放量。这些基金信用不可结转、转让或退款。价格上限与联邦最低碳价保持一致（2025年为95加元，即69.38 美元，约503元人民币）。该价格上限每年上涨15加元（10.95 美元，约79.39 元人民币），到2030年达到每吨二氧化碳当量170加元（124.15美元，约 900元人民币）。

其他信息

相关机构

纽芬兰与拉布拉多省环境与气候变化部 (Newfoundland and Labrador Department of Environment and Climate Change)：负责在纽芬兰与拉布拉多省管理和执行监管框架。该部门与加拿大-纽芬兰与拉布拉多省海上石油委员会 (Canada-Newfoundland and Labrador offshore Petroleum Board) 合作，在海上区域实施该法案。

纽芬兰与拉布拉多省温室气体减排基金咨询委员会 (Newfoundland and Labrador Greenhouse Gas Reduction Fund Advisory Council)：由 5 至 7 名专家组成的小组，负责评估付款申请，并就基金付款事宜向部长提供建议。

碳市场评估

根据《行政委员会法》(Executive Council Act) 任命的部长将每五年对纽芬兰与拉布拉多省《温室气体管理法》(Management of Greenhouse Gas Act) 及相关条例进行审查，并考虑可改进的方面。

监管框架

- [《温室气体管理法》](#)
(Management of Greenhouse Gas Act)
- [《温室气体管理条例》](#)
(Management of Greenhouse Gas Regulations)
- [《温室气体报告管理条例》](#)
(Management of Greenhouse Gas Reporting Regulations)
- [《温室气体行政处罚条例》](#)
(Management of Greenhouse Gas Administrative Penalty Regulations)
- [《自愿加入设施条例》](#)
(Opted-in Facilities Regulations)
- [《咨询委员会条例》](#)
(Advisory Council Regulations)

新斯科舍省

新斯科舍省基于产出的工业碳定价体系

- 履约依据每个纳管设施超出其允许的产出强度的碳排放
- 2023 年开始运行，取代了新斯科舍省的总量控制与交易计划
- 符合加拿大联邦的基准标准

碳市场总体介绍

新斯科舍省工业基于产出的定价体系（Nova Scotia Output-based Pricing System, 以下简称“新斯科舍省 OBPS”）是该省减少大型工业设施温室气体排放举措的一部分。与加拿大联邦碳定价体系类似，其旨在减少排放的同时，维持经济竞争力并最大程度减少碳泄漏。

新斯科舍省OBPS于2022年11月获加拿大联邦政府批准，2023年开始运行。该碳市场取代了新斯科舍省自2019年起实施的总量控制与交易计划。这个总量与交易计划在2023 年12月最后一个履约截止日后正式退出。

新斯科舍省 OBPS 为发电商和大型工业排放源设定了设施级排放强度标准。年排放量等于或超过5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。排放量低于此阈值但年排放量大于等于1万吨二氧化碳当量的其他设施可自愿加入该碳市场。若不加入，则需遵守加拿大联邦燃油税规定。

纳管主体必须为超过设施年度排放上限的排放量清缴履约单位（绩效信用或基金信用）。年度排放上限基于排放强度基准确定。若设施排放量低于其排放上限，可免费获得绩效信用（履约单位），数量与低于排放上限的二氧化碳当量吨数对应。绩效信用可结转用于未来清缴义务或出售给其他排放量超过其排放上限的主体。

年度回顾

关于排放报告、适用于工业部门和电力生产部门的强度标准等方面的最终法规 and 标准于2024年1月发布。



- ✓ 已实施
- 🏗️ 正在建设
- ❓ 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

抵销信用

目前不允许使用抵销信用

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

平均二级市场价格：80 加元（58.42 美元）

累计收入

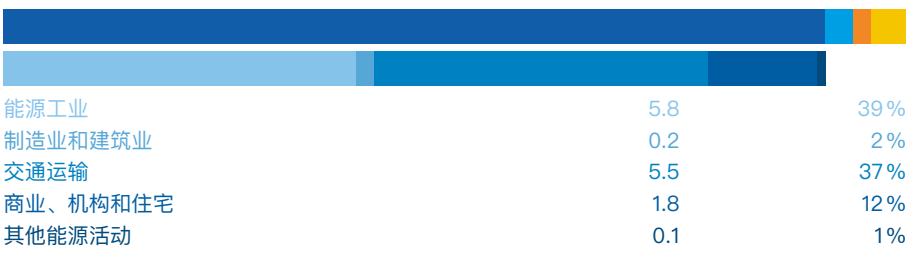
自碳市场启动以来：1740 万加元（约合 1270 万美元），2024年收齐¹

¹ 2024 年收入来源于2023 年度履约。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比

能源	13.4	91 %
工业制程	0.5	3 %
农业 ⁵	0.3	2 %
废弃物	0.6	4 %
总计	14.8	



温室气体减排目标

到2030年：较2005年水平减少53 %《环境目标与气候变化减少法》
(Environmental Goals and Climate Change Reduction Act)
到2050年：实现净零排放《环境目标与气候变化减少法》

规模与阶段

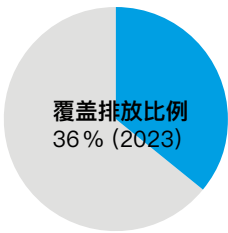
覆盖排放比例

经核查的ETS排放量：530万吨二氧化碳当量(2022)

配额总量或排放上限

新斯科舍省 OBPS 下的排放总量上限为所有单个纳管主体自下而上确定的设施排放上限之和。

2023年，新斯科舍 OBPS纳管主体排放量为530万吨二氧化碳当量。



覆盖行业和纳入门槛

纳入行业：电力行业（发电）、工业

纳入门槛：工业和电力行业中年排放量大于或等于5万吨二氧化碳当量的设施强制纳入该碳市场。排放量低于此阈值但年排放量大于或等于1万吨二氧化碳当量的设施可自愿加入新斯科舍省 OBPS。

监管环节

排放点源

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2023年为15个（其中8个为自愿市场参与者）

配额分配与收入

配额分配

分配由新斯科舍省 OBPS 设定的年度排放上限确定，该年度排放上限基于设施级排放强度标准确定。

基准以内的排放量无需付费，仅超额部分需履行清缴义务。排放量低于其排放上限的主体可免费获得绩效信用（履约单位），数量与低于排放上限的二氧化碳当量吨数对应。这类类似于基准法的免费分配。绩效信用可结转用于未来清缴义务或出售给其他排放量超过其排放上限的纳管主体。

收入用途



气候减缓



低碳创新

收入可能会直接划入新斯科舍省气候变化基金，该基金为各类温室气体减排项目和低碳创新项目提供资金。

灵活性及连接

结转与预借

允许结转，不允许预借。

抵销信用

尽管法规中包含一些关于潜在使用抵销信用的条款，但目前该碳市场中尚未启用抵销信用。

与其他碳市场的连接

新斯科舍省 OBPS 未与任何其他碳市场连接。但纳管设施可获得加拿大联邦燃油税的部分豁免。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：加拿大联邦燃油税

履约

履约机制

纳管主体必须为超过新斯科舍省 OBPS 设定的设施年度排放强度标准的每吨二氧化碳当量排放量，清缴1 履约单位。

设施可通过向新斯科舍省气候变化基金缴费以获取基金信用，或清缴绩效信用，来履行其清缴义务。

基金信用和绩效信用的价格遵循联邦政府的保底碳价，2025年为95加元（69.38美元，约503元人民币），此后每年上涨15加元（10.95美元，约79.39 元人民币），到2030年达到每吨170加元（124.15美元，约90元人民币）。

履约周期

一年。纳管设施的首个履约期为其开始受法规约束的第一年。履约报告需说明设施如何履行清缴义务，应在报告期次年12月初提交。

监测、报告与核查（MRV）

报告：温室气体排放报告必须在报告期次年6月前每年提交。

核查：这些报告必须按照法规进行核查。

执法和罚则

若纳管设施未提交必要的履约单位，必须向新斯科舍省政府支付未履行的金额。未支付金额务将按新斯科舍省《收入法条例》（Revenue Act Regulations）（依据《收入法》（Revenue Act）制定）规定的利率计收利息。

市场调节

市场设计

市场参与主体

纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前履约单位尚不进行拍卖。

二级市场：纳管主体可从其他超额完成清缴义务的纳管主体处购买绩效信用。

配额的法律地位

监管工具。

市场稳定机制

新斯科舍省气候变化基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似价格上限）

运作方式：为抵销超过设施年度排放上限的排放量，设施可从新斯科舍省政府获取基金信用。基金信用的价格作为价格上限，与联邦最低碳价保持一致（95加元，69.38美元，约503.01元人民币）。

其他信息

相关机构

新斯科舍省环境与气候变化部（Nova Scotia Environment and Climate Change）：负责建立监管框架、实施新斯科舍省OBPS，并为新斯科舍省 OBPS 提供履约执法。

碳市场评估

必须在2023年首个履约年度结束后一年内发布进展报告。

监管框架

- [《新斯科舍省环境法》第十一部分B](#)
(Part XIB of the NS Environment Act)
- [《基于产出的定价体系报告与履约条例》](#)
(Output-Based Pricing System Reporting and Compliance Regulations)
- [《基于产出的定价体系报告与履约标准》](#)
(Output-Based Pricing System Reporting and Compliance Standard)
- 依据《环境法》第112ZJ条制定的[《基于产出的定价体系登记与自愿加入条例》](#)
(Output-Based Pricing System Registration and Opt-in Regulations made under Section 112ZJ of the Environment Act)
- [《2024年年度进展报告》](#)
(Annual progress report 2024)

安大略省

安大略省排放绩效标准计划

- 2022 年 1 月，取代联邦产出基准定价体系（OBPS）
- 履约依据每个纳管实体超出其允许的产出强度的碳排放
- 小型排放源可选择自愿加入

碳市场总体介绍

安大略省的排放绩效标准（Emissions Performance Standards, EPS）计划于2022年1月生效，取代了2019年至2021年在安大略省实施的联邦产出基准定价体系（Output – Based Performance Standards, OBPS）。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳排放交易系统，各纳管主体必须为超出其年度排放上限的排放量清缴履约单位。年度排放上限根据设施的具体情况，基于设施特定的、行业或历史排放基准确定。该碳市场适用于与联邦 OBPS 相同的行业和气体。

联邦燃料税于2019年在安大略省生效并持续有效，价格每年上涨15加元（10.95美元，约79.39元人民币），直至2030年，届时每吨二氧化碳当量的价格将达到170加元（124.15美元，约900元人民币）。

年度回顾

2024 年，安大略省启动了排放绩效计划（Emission Performance Program），该计划将通过EPS计划下履约所收取的资源用于资助符合条件的工业设施减排的投资项目或研究项目。符合条件的设施需满足：在EPS中注册、已购买超额排放单位（Excess Emissions Units, EEU）、且不以发电为主要工业活动。

此外，安大略省对EPS和温室气体报告项目进行了修订，以明确项目要求、提升项目实施和管理效率，并对应安大略省部分行业作出根本性变更。修订内容包括增加工业活动、调整生产参数术语、修改年度排放总量上限的确定方式、分配和撤销基准排放强度、明确需报告的温室气体排放量等。

EPS计划的价格与联邦基准要求的价格轨迹保持一致，在2024年升至每吨二氧化碳当量80加元（58.42美元，约423.54元人民币），并计划在2025年4月升至每吨二氧化碳当量95加元（69.38美元，约503.01元人民币）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

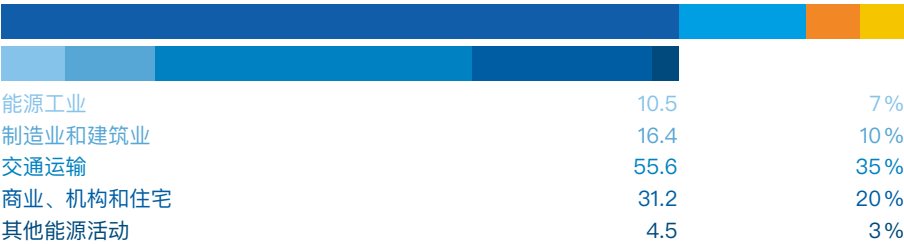
2024年平均价格

固定价格：80 加元（约合 58.42 美元）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比

能源	118.2	75 %
工业制程	21.6	14 %
农业 ⁵	9.6	6 %
废弃物	7.5	5 %
总计	157.0	



温室气体减排目标
到2030年：较2005年水平降低30 %

规模与阶段

阶段
安大略省的EPS并非分为不同阶段，而是以“削减期”来划分，每个削减期持续一年。

配额总量或排放上限
安大略省 EPS下的排放总量上限是所有单个纳管主体基于排放强度基准的年度排放上限之和。因此，该排放上限不是事前设定的，只有在履约期结束后才能确定。

覆盖行业和纳入门槛
纳入行业：发电、工业

纳入门槛：年排放量超过5 万吨二氧化碳当量的设施强制纳入；年排放量超过1万吨二氧化碳当量的小型排放源可选择自愿加入该碳市场。

监管环节
排放点源（采矿与采掘业、电力、工业）

纳管主体类型
设施

纳管主体数量
216个（2023年）

配额分配与收入

排放绩效单位的产生
排放绩效单位（Emissions Performance Units, EPU）的产生是根据基于排放强度基准的年度排放上限确定的。

排放量低于其排放上限的主体可免费获得与低于排放上限的吨二氧化碳当量等量的 EPU。这类似于基准法的免费配额。这些 EPU 可结转最多五年，或出售给排放量超出其排放上限的纳管主体（见“履约机制”部分）。

收入用途



安大略省将通过EPS法规收取的履约款项再投资于符合条件的工业设施的温室气体减排。符合条件的设施需满足：在EPS中注册、已购买 EEU、且不以发电为主要工业活动。

资金用于资助投资项目或研究项目，符合条件的项目活动示例包括固定设备改造以提升能效和进行燃料转换、热回收、工业流程变更以及碳捕集与封存。

总收入数据尚未公开。

灵活性及连接

结转与预借

允许结转，但每个EPU的到期日为其分配所对应的履约期结束后第五年的12月15日。

不允许预借。

抵销信用

在该碳市场实施初期，不允许将抵销信用用作履约选项。安大略省正关注加拿大联邦OBPS 的抵销政策进展，未来可能考虑允许使用抵销信用。

与其他碳市场的连接

安大略省的EPS未与任何其他碳市场连接。但纳管主体可豁免缴纳加拿大联邦燃料税。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：加拿大联邦燃料税

履约

履约机制

纳管主体可通过以下方式进行履约：

- A) 减少温室气体排放
- B) 获取履约单位，包括：
 - 1. EEU_s：从安大略省政府购买的不可交易单位，必须在购买当年使用；
 - 2. EPU_s：发放给排放量低于其排放上限的设施的可交易单位，可结转最多五年。

纳管主体必须清缴与其清缴义务等额的履约单位（即超出设施年度排放上限的温室气体排放量）。

自2023年起，安大略省的EPS已开始将某些碳捕集与封存（Carbon Capture and Storage, CCS）项目中永久捕集和封存的二氧化碳排放量认定为减排量。

纳管主体必须在其账户中持有足够的履约单位，以便在履约期次年的12月15日前完成清缴。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：温室气体排放报告（包括电力进口报告）必须在报告期次年的6月初前每年提交一次。

核查：在需提交待核查报告的年份，所有者或运营方必须于9月初前提交经认可的核查机构出具的核查声明和核查报告。

管理模式：T温室气体排放报告规则在安大略省的《温室气体排放：量化、报告与核查》（Greenhouse Gas Emissions: Quantification, Reporting and Verification）法规以及其附上的参考文件《温室气体排放量化、报告与核查指南》（Guideline for Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions.）中予以规定。

执法和罚则

如果纳管主体未在履约期次年的12月15日前履行其清缴义务，则运营方必须确保在履约期结束后第二年的2月15日前，其账户中额外持有相当于清缴义务缺口三倍的履约单位。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前不拍卖履约单位。设施可从政府购买EEUs，以应对任何超出其年度排放上限的排放量。

二级市场：纳管主体可从其他排放量优于其排放上限的纳管主体处购买 EPU_s。

交易记录在由安大略省环境、保护与公园部部长任命的主任管理的登记册中。

市场稳定机制

超额排放单位（EEUs）

工具类型：固定价格或固定价格轨迹

运作方式：纳管主体可按法规规定的固定成本购买和清缴 EEU_s，该价格与联邦最低碳价保持一致（2025年为95 加元，69.38美元，约503.01元人民币）。EEUs的法定价格是EPU_s的价格上限。EEUs的价格每年上涨15加元（10.95 美元，约79.39元人民币），直至2030年，届时每吨二氧化碳当量的价格将达到170加元（124.15美元，约900元人民币）。

其他信息

相关机构

安大略省环境、保护与公园部 (Ontario Minister of the Environment, Conservation and Parks)：负责管理和执行安大略省监管框架的部门。由部长任命的主任负责EPS计划的运作。

监管框架

- [《环境保护法》](#)
(Environmental Protection Act)
- [《排放绩效标准条例》 \(O. Reg. 241/19\)](#)
(Emissions Performance Standards Regulation (O. Reg. 241/19))
- [《温室气体排放：量化、报告与核查》 \(O. Reg. 390/18\)](#)
(Greenhouse Gas Emissions: Quantification, Reporting and Verification (O. Reg. 390/18))
- [《温室气体排放绩效标准及年度排放总量上限确定方法》 \(2024年3月\)](#)
(Methods for Determining Greenhouse Gas Emissions Performance Standards and Annual Total Emission Limits (March 2024))
- [《温室气体排放量化、报告与核查指南》 \(2024年3月\)](#)
(Guideline for the Quantification, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions (March 2024))

美国俄勒冈州

美国俄勒冈州气候保护计划

- 旨在到 2035 年实现温室气体减排 50%，到 2050 年实现减排90%的目标
- 覆盖住宅、商业、工业和交通行业（不包括电力）的化石燃料排放
- 修订后的气候保护计划自 2025 年 1 月起生效，此前的气候保护计划已失效

碳市场总体介绍

气候保护计划（Climate Protection Program, CPP）是俄勒冈州实现温室气体减排目标的关键政策工具。该州的气候保护计划旨在到2035年，较2017至2019年平均排放量减排50%，到2050年减排90%。

2023年12月因程序问题法院裁定该气候保护计划的先前版本无效后，俄勒冈州环境质量委员会（Environmental Quality Commission, EQC）于2024年11月通过了当前气候保护计划，首个履约期自2025年1月起。除减少温室气体排放外，气候保护计划还旨在减少其他类型的大气污染；通过促进环境正义社区（包括有色人种、原住民部落、低收入和农村社区等受环境影响严重的社区）的利益实现公平优先；增强公众健康与福祉，尤其关注环境正义社区；同时为纳管企业提供灵活履约选择。

该计划对纳管主体施加绝对排放总量上限并逐年递减，纳管主体包括排放密集型 and 贸易暴露型行业（Emission-Intensive, Trade-Exposed, EITE）、天然气公用事业（即地方分销公司）、液体燃料和丙烷供应商。排放密集型和贸易暴露型行业和直接天然气行业的主体将在第二个履约期（2028—2029年）首次产生履约义务。

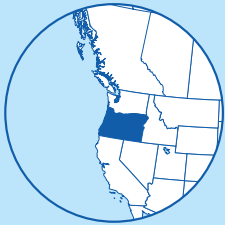
气候保护计划引入了灵活机制，如“社区气候投资”（Community Climate Investment, CCI）信用，在首个履约期允许纳管主体以最多15%的抵销信用通过该机制满足履约义务，后续提升至20%。这些抵销信用将资助俄勒冈州内未来的减排项目，初始费用为129美元/吨二氧化碳当量（约为941.70元人民币），其中包含4.5%的监管和公开费用。此外，气候保护计划还包括保护措施，与公用事业委员会（Public Utilities Commission）协作设立审查机制，以应对可能出现的对消费者成本的影响。

年度回顾

2024年，俄勒冈州环境质量部（Department of Environmental Quality, DEQ）与环境质量委员会专注于重启气候保护计划，此前其在2023年被法院判无效。环境质量部开展了广泛的规则制定程序，强调透明度与公众参与，包括举行听证会、征集利益相关方意见、召开意见征询会议、成立规则制定顾问委员会，并在官方征求意见期内收到超过1万条意见。

2024年11月，环境质量委员会通过了现行气候保护计划，引入具有约束力的温室气体绝对排放总量上限，且其将逐年下降。气候保护计划目标是到2035年较2017—2019年基准减排50%，到2050年减排90%，以实现州级气候目标。

在第二个履约期开始前，环境质量部计划制定规则，设定排放密集型和贸易暴露型行业和直接天然气来源的排放强度下降路径。目前未公布其他即将出台的法规，但环境质量部将持续监督气候保护计划的实施情况。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

2410万吨二氧化碳当量(2025)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮

抵销信用

允许使用本州信用用于履约，但设有数量限制。

配额分配

免费分配：祖父法

1 石油和天然气生产过程中使用燃料产生的排放量不予计算。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的温室气体排放总量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
电力使用	18	29 %
天然气使用	7	11 %
农业活动	7	11 %
交通运输	22	36 %
其他住宅与商业	4	7 %
其他工业	4	7 %
总计	62	



温室气体减排目标

到2035年：在1990年水平基础上减少45 %（行政令20-04，Executive Order 20-04）

到2050年：在1990年水平基础上减少80 %（行政令20-04，Executive Order 20-04）

到2050年：在1990年水平基础上至少减少75 %（俄勒冈州立法机构目标）

规模与阶段

覆盖排放量

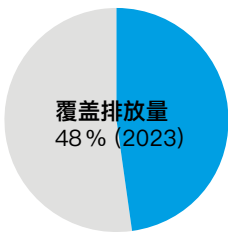
经核查的排放量 (2023)：29.5 MtCO₂e

阶段

第一履约期：2025—2027年，三年

第二履约期：2028—2029年，两年

第三履约期：2030—2031年，两年



配额总量或排放上限

绝对排放总量上限限制了气候保护计划允许的总排放量。该绝对排放总量上限设定旨在将纳入管控的排放量较2017至2019年平均排放水平，到2035年减少50 %，到2050年减少90 %。到2035年，绝对排放总量上限将下降至1,590万吨二氧化碳当量，到2050年将进一步降至320万吨二氧化碳当量。俄勒冈州环境质量部将在逐步降低纳入门槛的过程中调整绝对排放总量上限，从而将更多来自纳管行业的排放纳入碳市场。

该气候保护计划2022年启动，起始的绝对排放总量上限为2,800万吨二氧化碳当量，覆盖燃料供应商，原计划到2024年降至2,590万吨二氧化碳当量，但该体系于2023年12月被终止。2024年通过的新版气候保护计划规则将排放密集型和贸易暴露型行业来源纳入绝对排放总量上限的范围，因此对绝对排放总量上限进行了调整，以计入该部分排放。

第一履约期：2,410万吨二氧化碳当量

第二履约期：2,550万吨二氧化碳当量

第三履约期：2,310万吨二氧化碳当量

纳入行业与纳入门槛

纳入行业

天然气公用事业单位：包括在俄勒冈州进口、销售或分销天然气、压缩天然气（CNG）或将液化天然气（LNG）输送给终端用户的公司。纳入监管的排放包括所供应天然气燃烧或氧化过程中产生的排放，但不包括以下排放：发电能力为25兆瓦或以上的电站排放；已被捕集并封存的排放；来源于生物质燃料的排放。

液体燃料和丙烷供应商：包括在俄勒冈州生产、进口、销售或分销汽油、馏分燃料油和丙烷的实体。纳入监管的排放是指这些燃料完全燃烧或氧化所产生的排放，不包括以下排放：航空燃料产生的排放；来源于生物质燃料的排放；用于非燃烧过程的燃料产生的排放。

排放密集型和贸易暴露型行业：若属于气候保护计划规定的特定 NAICS 行业代码下的行业（包括化工与塑料、纸浆与造纸、食品与农业、其他工业流程、高科技制造与航空航天），则归类为排放密集型和贸易暴露型行业。

直接天然气来源：包括不属于排放密集型和贸易暴露型行业但使用来自天然气公用事业单位以外供应商提供的天然气的工业行业。

纳入门槛

燃料供应商的纳入门槛

第一履约期：

若在 2020年或之后的任何一年排放量达到或超过10万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

第二履约期：

若在 2025年或之后的任何一年 排放量达到或超过5万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

第三履约期：

若在 2028年或之后的任何一年 排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量，则纳入监管。

后续年度：

若在任何后续年份的排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量，将在后续履约期中被纳入监管范围。

排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气设施的纳入门槛

若某设施在 2020年或之后的任何一年 的年温室气体排放量达到或超过15,000吨二氧化碳当量，则被纳入监管范围。纳入监管的排放包括使用天然气和固体燃料所产生的排放，但不包括以下来源的排放：生物质衍生燃料，液体燃料，丙烷，跨州天然气管道设施，装机容量在25兆瓦及以上的发电厂。

监管环节

上游：天然气公用事业单位、液体燃料与丙烷供应商，涉及行业包括：采矿与资源开采、工业、建筑、交通运输、废弃物管理、林业、航运、农业/林业等。

排放点源：特定的排放密集型和贸易暴露型行工业来源与直接天然气使用来源。

纳管主体类型

设施（包括排放密集型和贸易暴露型行业）
燃料分销商

纳管主体数量

液体燃料与丙烷供应商：31 家
天然气公用事业单位：3 家
排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气来源设施：40 家

配额分配与收入

配额分配

环境质量部俄勒冈州环境质量署将根据每年的绝对排放总量上限生成等量的配额（Compliance Instruments），并免费分配给纳管主体，具体如下：

第一履约期

排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气来源：

在第一履约期内，不进行配额分配。这些来源在此期间也没有履约义务。

第二履约期及之后

排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气来源：

环境质量部计划在第二履约期开始前开展规则制定程序，以确定排放密集型和贸易暴露型行业和直接天然气来源的碳排放强度目标。如果环境质量部未能在第二履约期前设定碳排放强度目标，则将按以下方式分配：以2022年和2023年平均年度纳管排放量为基准，乘以一个逐履约期递减的减排目标系数。若无历史数据可用，则使用最近年份（不迟于2021年）的排放数据作为参考。

排放密集型和贸易暴露型行业的减排目标将在后续履约期中逐步降低，目标是到2050年在基准水平基础上减少55%的排放。具体减排系数如下：

- 第二履约期：1.00
- 第三履约期：0.95
- 第四履约期（2032—2033年）：0.90
- 第十三履约期（2050—2051年）：0.45

燃料供应商：

- 天然气公用事业单位：每年将按固定比例获得配额。随着绝对排放总量上限范围的扩大，各天然气公用事业单位的分配比例将略微下调，以反映其在总体历史排放中所占比例的下降。在向天然气公用事业单位分配配额之前，需先从配额总量中扣除分配给排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气来源的部分。
- 液体燃料和丙烷供应商：将根据其在总纳管排放量和生物燃料排放量中的占比获得配额。计算公式如下：

配额数量 =（可分配配额总量×（纳管燃料供应商的纳管排放量 + 生物燃料排放量）/总排放量）± 经核实的排放数据修正因子－ 配额持有上限调整量

如果排放报告出现差异，分配将使用“经核实的排放数据修正因子”进行调整。环境质量部将在 2025年对在 2022年至2024年间实现减排的主体分配一定数量的早期行动或早期减排的配额。

部分配额将预留给新进入市场的液体燃料供应商。

灵活性与连接

结转与预借

纳管主体可无限期结转配额。

非天然气公用事业的燃料供应商将受配额持有上限限制。每个履约期结束后，环境质量部会计算该年度的持有上限减少量。持有上限的计算方法为：燃料供应商所持有的过往年度配额中，每年超过其前一履约期“纳管排放量 + 生物燃料排放量”之和的1.5倍的部分。

若燃料供应商持有量超过其持有上限，则下一年度的配额分配量将被相应扣减。如果其超额部分（即应扣减量）超过下一年度原本应获得的配额总量，则剩余的应扣减量可结转至第二年继续扣减。

社区气候投资信用可以用于获得当年的履约期，也可以结转至下一个履约期使用。

不允许进行预借。

抵销信用

纳管主体可以使用一定比例的社区气候投资信用用于履约。这些信用通过资助经环境质量部批准的非营利机构获得，由这些机构在俄勒冈州实施减少人为温室气体排放的社区项目。投资将优先支持可为环境正义社区带来益处的项目。总体上，社区气候投资项目需实现每一个信用平均减少1吨二氧化碳当量排放的效果。纳管主体用于履约的社区气候投资信用数量不得超过下方所规定的可使用比例上限。

社区气候投资信用的起始出资成本为129美元/吨二氧化碳当量（按2024年美元计价）（约为941.70元人民币），此后将根据通货膨胀逐年递增。

要获取社区气候投资信用，纳管主体必须使用环境质量部审批的表格进行申请，并提供详细的证明文件。社区气候投资信用申请必须在履约年度的11月14日前提交至环境质量部。环境质量部将根据纳管主体的经核实出资金额生成并分配相应的信用。

经环境质量部批准的社区气候投资实施机构必须为非营利组织，但其项目分包方不要求为非营利性质。公平咨询委员会（Equity Advisory Committee）负责确保该项目将推动实现公平，并让长期遭受污染和气候变化影响的边缘化社区从中受益（详见“相关机构”部分）。

定量限制

第一履约期：15 %

第二履约期及以后：20 %

定性限制：社区气候投资实施机构仅可使用纳管主体提供的资金在俄勒冈州实施符合资格的项目，这些项目必须减少人为温室气体排放。社区气候投资项目的优先事项包括：

- 为纳管主体提供履约灵活性；
- 每一个社区气候投资信用平均减少至少一吨二氧化碳当量排放；
- 减少其他空气污染物排放；
- 为俄勒冈州的环境正义社区带来效益；
- 加速从化石燃料向零排放或低排放能源的转型，以保护环境正义社区。

与其他碳市场的连接

气候保护计划（CPP）未与其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

纳管主体可以使用一定比例的社区气候投资信用来履行其部分履约义务。该信用通过向经环境质量部批准的非营利机构提供资金支持而获得，这些机构在俄勒冈州实施减少人为温室气体排放的社区项目。

履约周期

第一履约期：三年

第二及后续履约期：两年

纳管主体必须在履约期结束后的第二年12月9日之前或收到环境质量部通知后的40天内（以较晚者为准）证明其履约。（例如：第一履约期的履约截止时间为 2028年12月9日。）纳管主体必须通过清缴等量的配额和/或社区气候投资信用（须在规定比例范围内）来证明其对纳管排放量的履约。排放密集型和贸易暴露型行业与直接天然气设施在第一履约期内无需证明履约。

监测、报告与核查

监测：纳管主体必须保存与交易、社区气候投资出资及证明履约相关的记录，至少七年，起始时间为提交日期起算。这些记录包括财务文件及环境质量部可能要求的其他补充数据。

报告：纳管主体需遵守州级温室气体排放报告制度中规定的详细排放报告要求。这些排放数据将用于实施气候保护计划，包括计算纳管排放量和履约义务，以及确定配额的分配数量。纳管主体还需提供关于配额交易的相关信息，包括但不限于：交易的配额数量，交易达成的日期，每个配额的总价格（美元）。所有交易必须使用环境质量部提供的配额交易表格向环境质量部进行申报。

核查：纳管主体的纳管排放量、履约义务和配额分配将接受第三方的独立核查。

执法与罚则

环境质量部的执法条款和民事处罚机制对不遵守气候保护计划的行为规定了严厉的惩罚措施。民事处罚金额依据环境质量部的一般执法与民事处罚规则确定，每项违规行为的基础罚金为12,000美元（约为8.76万元人民币）。该金额可根据违规行为所带来的经济利益，以及其他加重或减轻处罚的因素进行调整。对于每一吨未通过配额或社区气候投资信用清缴的应履约排放量，都被视为一项单独的违规行为。除了履约失败外，纳管主体若在报告、申请或向环境质量部提供信息的过程中提交了虚假、不准确或不完整的信息，也将面临经济处罚。

此外，纳管主体若出现以下行为，也将受到处罚：未遵守气候保护计划中关于配额交易的规定；在未取得气候保护计划许可的情况下运营纳管设施；违反气候保护计划的任何其他要求。

市场监管

市场设计

市场参与主体：仅纳管主体可持有和参与交易

市场类型

一级市场：配额由环境质量部免费分配给纳管主体。

二级市场：纳管主体仅可与其他纳管主体交易配额。所有交易必须通知环境质量部，并由交易双方签署并提交配额交易表格。社区气候投资信用不可交易。

配额的法律效力：

配额是一种监管工具，不构成个人财产、证券或任何其他形式的财产。

市场稳定机制

新进入者储备（Reserve For New Entrants）

工具类型：基于数量的机制

运行机制：环境质量部为新纳入碳市场的液体燃料和丙烷供应商设立一个配额储备池。该储备属于绝对排放总量上限下的一部分配额。

环境质量部（DEQ）只能将该储备中的配额分配给纳管的液体燃料和丙烷供应商。若某液体燃料或丙烷供应商因信息不足而未能在相应年度分配中获得配额，或在环境质量部已完成配额分配后才成为纳管实体，则可向环境质量部申请从该储备中分配配额。

环境质量部也可在调整储备规模的过程中决定分配该储备中的配额，或选择注销这些配额。只有在储备中的配额数量超过适用储备规模上限至少10,000吨的情况下，环境质量部才会进行分配。

其他信息

相关机构

俄勒冈州环境质量部：气候保护计划的执行机构。

俄勒冈州环境质量委员会：由州长任命的委员会，作为环境质量部的政策制定与法规制定机构。环境质量委员会于2024年通过了气候保护计划（CPP）相关法规。

公平咨询委员会（Equity Advisory Committee）：成员来自俄勒冈州各地，是气候保护计划（CPP）的重要合作伙伴，特别是在社区气候投资（CCI）信用方面，委员会在决定支持哪些类型的项目以及项目所在地方面起着重要作用。

碳市场评估

环境质量部将于 2027年8月30日前提交首份关于替代履约信用（Alternative Compliance Credits）的报告，此后每两年提交一次。报告内容包括：已分发的信用数量、已完成项目预计实现的温室气体减排量、项目预计实现的其他空气污染物减排量、每个社区气候投资信用平均实现的温室气体人为排放减排量、投资项目带来的社区效益描述。

环境质量部将向环境质量委员会报告气候保护计划的实施情况，首份报告将在2029年提交，此后至少每五年报告一次。

审查内容包括：纳管主体情况、配额分配、交易、证明履约情况。环境质量部还将持续评估为实现气候保护计划目标所需作出的调整，并自 2026年起每年提交气候保护计划实施的年度进展报告。

环境质量部追踪俄勒冈州范围内汽油、柴油与天然气的年度平均零售价格。如果某类燃料在俄勒冈州的价格同比涨幅超过华盛顿州、爱达荷州和内华达州相应涨幅的20%，环境质量部将调查涨价原因并向环境质量委员会报告是否需要调整政策，以缓解俄勒冈州相对较高的成本上涨。

环境质量部将与俄勒冈州公用事业委员会（Public Utilities Commission, PUC）密切合作，获取关于各类公用事业用户在气候保护计划下履约成本导致的费率变化信息。如识别出明显或可预期的费率上升，环境质量部可建议对碳市场的绝对排放总量上限、配额或可使用的社区气候投资信用额度比例作出进一步调整，以减轻影响。

监管框架

→ [第273章 — 俄勒冈气候保护计划2024年法规](#)

(Division 273 — Oregon Climate Protection Program 2024 Rules)

→ [第12章 — 执法程序与民事处罚](#)

(Division 12 — Enforcement Procedure and Civil Penalties)

魁北克省

魁北克省总量控制与交易体系

- 覆盖魁北克省总排放量约 80 %
- 自 2014 年起与加利福尼亚州建立连接，目前正就与华盛顿州建立连接的可能性进行讨论
- 首个也是最大的由不同国家次国家政府间建立的连接碳市场

碳市场总体介绍

魁北克省的总量控制与交易（Cap-and-Trade, C&T）体系始于2013年，覆盖该省约80%的温室气体排放量。

该碳市场覆盖采矿、电力、建筑、交通、工业、农业和林业部门的燃料燃烧排放，以及工业过程排放。纳管主体必须为其所有覆盖排放量清缴“排放配额”²，排放配额通过拍卖或免费分配的方式获得。绝对排放总量上限由政府自上而下确定，并在清缴义务产生数年前以法律形式确定。

大多数排放单位（Emission Units）通过拍卖方式分配，部分免费分配给排放密集型、贸易暴露型（Emissions-Intensive, Trade-Exposed, EITE）行业，以及分配给在该碳市场公布前签订固定价格销售合同的电力生产商。魁北克省还设有排放单位储备账户（Emission Units Reserve Account），向排放配额不足以履约的主体出售排放单位。纳管主体也可通过使用抵销信用（Offset Credits）覆盖部分温室气体排放量。

魁北克省自2008年起成为西部气候倡议（Western Climate Initiative, WCI）成员，并于 2014年与加利福尼亚州的体系（加州碳市场）正式连接。

年度回顾

2024年，魁北克省在完善其总量控制与交易体系及探索潜在国际合作方面取得进展。2023年进行利益相关方的咨询后，魁北克省评估了所收到的反馈意见，以制定法规草案。该过程与加利福尼亚州协调进行，加州碳市场与魁北克省的碳市场现已连接。

展望未来，魁北克省计划于2025年初公布法规草案，预计2025年春季颁布。拟议的修改包括解决排放单位供需预估缺口、调整抵销信用使用上限、提高储备触发价格、修改履约期，以与2030年和2050年目标保持一致，以及更新下一履约期的全球升温潜能值（global warming potential）。

在国际合作方面，重要进展包括2024年3月与加利福尼亚州和华盛顿州发表联合声明，表达探索碳市场连接的兴趣。随后在2024年9月，三方宣布开始碳市场连接协议讨论。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业



建筑



交通



农林业燃料使用

排放总量上限

5030万吨二氧化碳当量（2025 年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

允许使用国内和来自加利福尼亚的国际抵销信用，但存在数量限制。

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法
拍卖

2024年平均价格

平均拍卖结算价格：48.22 加元（35.21 美元）¹
2024 年度排放配额的定价交易加权平均价格：
49.28 加元（35.99 美元）

累计收入

自碳市场实施以来：99亿加元（75亿美元）
2024年：14亿加元（11亿美元）

¹ 以美元计价的当前拍卖结算价格，该价格是根据加州和魁北克州当年出售的政府所有及委托销售的当前年份配额总数进行加权计算得出的。

² 在魁北克省的总量控制与交易体系中，“排放配额”包括排放单位（Emission Units，即主要履约工具，其他体系通常称为“配额”）、抵销信用（Offset Credits）、早期减排信用（Early Reduction Credits）及法规规定的其他排放配额，每种排放配额相当于1吨二氧化碳当量的温室气体。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	53.9	68 %
工业制程	12.9	16 %
农业	8.0	10 %
废弃物	4.6	6 %
总计	79.3	



温室气体减排目标

到2030年：较1990年温室气体水平降低37.5 %（《第1018–2015号枢密院令》）
（Order in Council 1018–2015）
到2050年：实现碳中和（《2030年绿色经济计划》）（“2030 Plan for a Green Economy”）

规模与阶段

覆盖排放比例

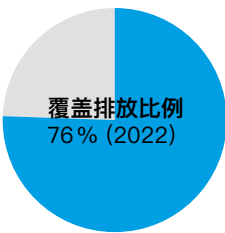
经核查的ETS排放量(2022)：6000万吨二氧化碳当量

阶段

第一履约期：两年（2013–2014年）
第二履约期：三年（2015–2017年）
第三履约期：三年（2018–2020年）
第四履约期：三年（2021–2023年）
第五履约期：三年（2024–2026年）

配额总量

该碳市场内允许的绝对排放总量上限。



第一履约期：该碳市场于2013年启动，总量上限为2320万吨二氧化碳当量。

第二履约期：随着计划扩大到覆盖燃料分销，2015年总量上限升至 6530万吨二氧化碳当量。2017年上限降至610万吨二氧化碳当量，年均降幅为3.2 %。

第三履约期：上限初始为5900万吨二氧化碳当量，以年均3.5%的速度下降，2020年达到5470亿吨二氧化碳当量。

第四履约期及以后：2021年，由于调整了不同温室气体的全球升温潜能值，上限小幅名义上升至5530万吨二氧化碳当量；此后至2030年，上限年均将降低约2.2 %，2030年上限将为441万吨二氧化碳当量。

覆盖行业和纳入门槛

第一履约期：电力生产商和进口商，以及工业设施。

第二履约期及以后：覆盖第一履约期的行业，以及交通和建筑部门及中小型企业所使用燃料的分销和进口。

覆盖的燃料类型：汽油、柴油、丙烷、丁烷、煤油、焦炭、石油焦、煤炭、蒸馏气、乙醇、生物柴油、生物甲烷、天然气和取暖油。

纳入门槛：年排放量达到或超过2.5万吨二氧化碳当量。分销200升及以上燃料的燃料分销商也纳入碳市场。

自愿排放源（选择加入的纳管主体）：自 2019 年起，来自纳管行业且报告年排放量达到或超过1万吨二氧化碳当量但低于2.5万吨二氧化碳当量的排放源，可自愿注册为碳市场的纳管主体。若其生产活动符合条件，可获得免费配额。

监管环节

上游（建筑、交通、农林业的燃料使用）；排放点源（采矿与采掘业、工业、省内电力）；进口电力的排放进入魁北克省电网的首次交付点进行监管。

纳管主体类型

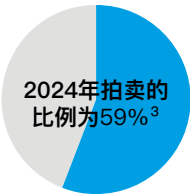
工业设施、燃料分销商和电力进口商

纳管主体数量

127个纳管主体，涉及172个设施（83个工业设施、47个燃料分销商和42个选择加入的排放源）（2023年）

配额分配与收入

配额分配



配额由政府通过拍卖和免费分配的方式发放，或可划入储备以供未来销售。

第一至第三履约期：

免费配额：排放密集型和贸易暴露型行业获得部分免费配额，因为它们被认为易受碳泄漏影响。符合条件的行业包括铝、石灰、水泥、化工和石化、冶金、采矿和球团矿、纸浆和造纸、石油炼制，以及其他行业如玻璃容器制造商、石膏制品和部分农产品。2008年前签订固定价格销售合同且不允许转嫁碳成本的电力生产商，也有资格获得免费配额。对于从非西部气候倡议辖区（如区域温室气体倡议（Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI））进口的电力，已支付碳成本的部分也通过免费配额予以补偿。

在大多数情况下，免费配额量由实际生产水平或原材料消耗量（取决于行业的参考单位）、基于历史平均值的递减强度目标（根据排放类型（如固定工艺、燃烧及其他主要为逸散排放）而定）以及援助系数（Assistance Factor）确定。截至2020年，所有排放密集型和贸易暴露型行业的援助系数均设定为100%。若可用历史数据不足，则采用基于能源的方法确定免费配额量。

在前三个履约期，共免费分配约1.48亿吨配额，占该时期排放总量上限的约36%。

拍卖：电力和燃料分销商（2015年起纳入）的配额100%通过购买获得，但有一些特例（如2008年前未续签或延长的电力合同）。配额按季度拍卖。拍卖后未售出的配额，在连续两次拍卖价格高于最低价格时可再次出售。

在前三个履约期，约2.56亿吨配额通过拍卖售出或划入储备，占该时期排放总量上限的约63%。

第四履约期：

免费配额：援助系数根据贸易暴露度和排放强度确定。这些指标将工业部门的碳泄漏风险分为三类（“低”“中”“高”），援助系数分别为90%、95%和100%。工业用蒸汽生产和2008年前签订固定价格销售合同的场外电力生产商的援助系数为60%。2021–2023年，共免费分配约5900万吨配额，占该时期排放总量上限的约36%。

拍卖：采用与前三个时期相同的拍卖规定。2021–2023年，约9660万吨配额通过拍卖售出或划入储备，占年度总量上限的约60%。

2024年及以后：

免费配额：2022年9月通过的新规则规定，2024年起免费配额水平将大幅降低。降低率由以下因素决定：i) 至少1个百分点的最低预期减排努力；ii) 2.34个百分点的排放总量上限下降系数；iii) 基于碳泄漏风险的0–1.36个百分点的额外预期减排努力；iv) 若固定工艺排放占总排放量的比例超过50%，则额外预期努力降低0.272个百分点；v) 轨迹调节系数（Trajectory Modulation Factor），该系数将在初期降低减排速度，后期提高减排速度，2024–2030年期间净影响为零。因免费配额水平降低而释放的部分配额将代表排放主体进行拍卖，这些委托拍卖的收益将为各企业预留，用于资助气候转型相关项目。2024–2030年的强度目标根据2023年设定的强度目标以及2017–2019年的排放水平确定。

拍卖：采用与前四个时期相同的拍卖规定。截至目前，2024年排放总量上限中2024年度魁北克省自有配额拍卖的比例为59%。

收入用途



所有拍卖收入归入电气化与气候变化基金（Electrification and Climate Change Fund），该基金于2020年11月取代绿色基金（Green Fund）。新基金完全用于气候行动，支持实施《2030年绿色经济计划》（2030 Green Economy Plan）中的减缓与适应措施，包括能源效率、电气化和公共交通。

自计划实施以来，已筹集超过99亿加元（75亿美元，约543.75亿元人民币）。

3 在魁北克省的总量控制与交易体系中，“排放配额”包括排放单位（Emission Units，即主要履约工具，其他体系通常称为“配额”）、抵销信用（Offset Credits）、早期减排信用（Early Reduction Credits）及法规规定的其他排放配额，每种排放配额相当于1吨二氧化碳当量的温室气体。

灵活性及连接

结转与预借

允许结转，但纳管主体须遵守适用于体系内所有纳管主体的配额持有上限限制。该持有上限随年度配额总量的减少而降低。

不允许预借。但每次拍卖均提供部分未来年份的配额，这些单位可交易，但只能在其对应年份的履约日期之后才可用于履约。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定性标准：魁北克省符合条件的项目产生的抵销信用在西部气候倡议碳市场中可互换。2021年7月生效的基于部长条例的新监管框架将逐步取代之前的抵销方法学。部长条例允许的抵销项目类型包括：

- 垃圾填埋场甲烷的回收和销毁；
- 卤化碳的销毁；
- 私有土地上通过造林或再造林实现的碳封存；
- 粪便的厌氧消化。

过渡期内，以下项目类型在三项方法学下仍具备资格：

- 有盖粪便储存设施甲烷的销毁；
- 在用煤矿排水系统甲烷的销毁；
- 在用地下煤矿通风系统甲烷的销毁。

其他项目类型正在考虑中，包括航运部门的燃料替代、农业肥料施用实践改进，以及公有土地上的造林或再造林。

魁北克省的抵销信用享有100 % 保证。这意味着，若某项目发放的抵销信用后来被监管机构认定为无效，则该抵销发起人（即项目业主）须进行替换。若无法追回信用，则从政府的环境完整性账户（Environmental Integrity Account）中注销等量的抵销信用。所有抵销项目签发时会自动扣留3%的抵销信用，汇入该账户。

定量限制：抵销信用最多可用于覆盖各主体8%的清缴义务。

在第一至第四履约期（2013–2023年），魁北克省的纳管主体共清缴超过3300万吨抵销信用，约占总清缴义务的6 %。其中96%的清缴抵销信用在加利福尼亚州发放。

第四履约期，魁北克省的纳管主体共清缴1360万吨抵销信用，其中72 %（985万吨）来自美国森林项目，21 %（289万吨）来自煤矿甲烷捕获项目，3 %（43万吨）来自禽畜粪便消化池项目，2 %（28万吨）来自垃圾填埋场甲烷销毁项目，1 %（19万吨）来自消耗臭氧层物质项目。

与其他碳市场的连接

魁北克省于2014年1月与加利福尼亚州的碳市场连接。2018年1月，两地将联合市场扩展至与安大略省连接，直至2018年中期安大略省碳市场终止。2024年3月和9月，魁北克省、加利福尼亚州和华盛顿州政府发表联合声明，重申其探索潜在碳市场连接的承诺。

履约

履约机制

纳管主体必须为其所有已核查和报告的排放量，按每吨二氧化碳当量清缴1个配额。

履约周期

三年。

魁北克省的总量控制与交易体系以三年为一个履约期（第一期除外，见“规模与阶段”部分）。已设定至2030年的排放总量上限轨迹（见“排放总量上限”部分）。必须在履约期结束后的11月前完成配额清缴。

监测、报告与核查（MRV）

报告频率：年度

核查：所有纳管主体均需由独立第三方对排放报告进行核查。

管理模式：《环境质量法》（Environment Quality Act）规定了某些大气污染物排放的强制性报告条例。

执法和罚则

纳管主体若在履约截止日期前未能提交足够配额，则必须为每个缺失的配额，补缴该配额本身且再另加3个额外配额。

对于不履约行为，每缺失1吨二氧化碳当量，主体可能被处以3000加元至60万加元（2191美元至438,161美元，约1.59万元人民币至317.67万元人民币）的罚款。

此外，环境、抗击气候变化、野生动物与公园部部长（the Minister of the Environment, the Fight against Climate Change, Wildlife and Parks）可对任何不履约的纳管主体暂停分配配额。

市场调节

市场设计

市场参与：纳管主体，包括选择加入体系的纳管主体（也即“排放源”）。在加拿大设有机构的非纳管主体和在加拿大居住的个人（也即“参与者”）可通过以下方式参与：

- 购买、持有、出售或注销履约工具；
- 运营在环境、抗击气候变化、野生动物与公园部中注册的抵销项目；
- 作为合格主体（Qualified Entities）提供清算服务。

排放源（纳管主体）和参与者必须在履约工具跟踪系统服务（Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS）中拥有账户。另有其他资格标准适用。

市场类型

一级市场：T 大多数配额通过拍卖方式分配。每年与加利福尼亚州联合举行四次配额拍卖。参与者必须在履约工具跟踪系统服务（CITSS）中拥有经批准的账户，并至少提前 30 天申请参与拍卖。拍卖由西部气候倡议公司（Western Climate Initiative, Inc.）管理。

二级市场：加利福尼亚州和魁北克省发放的配额（配额和抵销信用）在洲际交易所（Intercontinental Exchange, ICE）、芝加哥商品交易所集团（CME Group）或Nodal交易所（Nodal Exchange）等平台进行交易。配额通过期货和期权合约进行交易。任何有资格进入这些平台的公司可直接交易或通过期货经纪商交易。公司也可进行场外直接交易。所有交易必须告知环境、抗击气候变化、野生动物与公园部，包括配额数量、所属年份和结算价格等信息。告知要求的唯一例外是关联实体之间的交易，以及条例第 25 条规定的捆绑转让（Bundled Transfers）。

配额的法律效力：根据《环境质量法》，排放配额包括配额、抵销信用、早期减排信用及政府条例确定的其他排放配额，每单位排放配额均相当于1吨二氧化碳当量。它们可用于遵守相关条例。在魁北克省，配额不构成金融工具。

市场稳定机制

工具类型：基于价格的工具

运作方式：2025 年的拍卖底价设定为每单位配额24.73加元及25.87美元（约 187.56 元人民币）。

依据《温室气体排放配额总量控制与交易条例》（魁北克省条例）（Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances (Québec Regulation)）第49条和加利福尼亚州总量控制与交易条例（California’s Cap-and-Trade Regulations）第95911条，魁北克省以加元、加利福尼亚州以美元每年设定并公布最低价格。每次拍卖底价据此价格进行确定。为管理多种货币，每次联合拍卖前均确定拍卖汇率。然后，通过美元对加元的拍卖汇率计算出美元和加元的年度拍卖底价后，取两者中的较高者作为每次拍卖的底价。拍卖底价每年按5 % 加通货膨胀率（以消费者价格指数（CPI）衡量）的幅度增长。

储备账户

工具类型：基于价格的工具

运作方式：魁北克省设有配额储备，用于向配额不足的纳管主体出售（“协议销售”（Sales By Mutual Agreement））。该储备取自年度排放总量上限的固定比例的配额：2013–2014年为1%；2015–2017年为4 %；2018–2020年为7 %；2021–2030年为4 %。

协议销售每年最多举行四次，分为三个价格类别，每个类别提供的配额数量相等。只有魁北克省的纳管主体有资格从储备中购买配额，且仅当其一般账户中没有足够的可用于覆盖当前时期排放量的履约工具时才可购买。截至目前，尚未举行过协议销售。

2020年12月，魁北克省调整了其三个等级的价格，以更贴近加利福尼亚州的价格水平。2025年，三个等级的价格分别为58.96加元（43.06美元，约 312.18元人民币）、75.75 加元（55.32美元，约401.07元人民币）和92.57加元（97.60 美元，约707.60元人民币）。但如果合作方为相应类别设定了更高的单位价格，则魁北克省的单位将按加拿大银行网站公布的销售前一天的每日平均汇率，取两个辖区中的最高价格出售。与加利福尼亚州不同，魁北克省的最高等级价格不充当价格上限。与拍卖底价一样，储备的底价每年按5%加通货膨胀率增长。

其他信息

相关机构

环境、抗击气候变化、野生动物与公园部 (Ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs)：负责魁北克省碳市场的整体实施。

西部气候倡议公司 (Western Climate Initiative, Inc.)：非营利组织，提供具有成本效益的行政和技术解决方案，支持参与辖区温室气体排放交易计划的协调发展和实施，如管理拍卖和维护系统登记册。

碳市场评估

该条例几乎每年都会调整，以实施变更，并在必要时保持与联动辖区的协调。

监管框架

- [《温室气体排放配额总量控制与交易条例》](#)
(Regulation respecting a cap-and-trade system for greenhouse gas emission allowances)
- [某些大气污染物排放的强制性报告条例](#)
(Regulation respecting mandatory reporting of certain emissions into the atmosphere)
- [《环境质量法》](#) (Environmental Quality Act)

美国区域温室气体倡议

- 美国首个强制性碳市场
- 覆盖美国 10 个州的电力生产排放
- 第三次碳市场评估正在进行中

碳市场总体介绍

区域温室气体倡议 (Regional Greenhouse Gas Initiative, RGGI) 于 2009 年启动, 是美国首个强制性的温室气体碳市场。它由十个州 (康涅狄格州、特拉华州、缅因州、马里兰州、马萨诸塞州、新罕布什尔州、新泽西州、纽约州、罗德岛州和佛蒙特州) 共同运作。区域温室气体倡议的建设发展基于《2005 区域温室气体倡议备忘录》(2005 RGGI Memorandum of Understanding) 以及《2006 区域温室气体倡议规范》(2006 RGGI Model Rule)。各州根据该规范通过立法或法规, 建立各自的二氧化碳预算交易计划。新泽西州在2011年12月第一个履约周期 (Control Period) 结束时退出区域温室气体倡议, 但在2020年又重新加入。弗吉尼亚州于2021年加入并已于2023年退出。²

区域温室气体倡议覆盖参与州电力部门的排放。2020年, 其覆盖了参与州总排放量约14%。2021年, 共228家设施受各州法规管控。整体绝对排放总量上限将在 2021 年至 2030 年间, 较2020 年减少 30%。在该碳市场下, 纳管主体必须对其所有纳管排放量清缴配额。纳管主体主要通过定期拍卖获取配额, 一些州则设有“配额储备账户”, 可在必要时向纳管主体的履约账户转移少量配额。

区域温室气体倡议已进行了两次碳市场评估, 更新了《区域温室气体倡议规范》并实施了更严格的绝对排放总量上限和交易体系设计的调整。目前区域温室气体倡议正在进行第三次评估。

年度回顾

参与区域温室气体倡议各州于2021年夏启动第三次评估, 旨在评估该倡议所取得的成果与影响, 并探讨 2030 年后进一步削减绝对排放总量上限的措施以及其他设计要素。

2024 年 9 月, RGGI 各州公布了一套新的探索性情景: 在 2027–2033 年期间, 每年基础绝对排放总量上限的削减幅度将提升, 以实现2035 年绝对排放总量上限归零的路径, 以及在 2033–2037 年之间, 下降速率将逐步放缓, 转而对2040 年绝对排放总量上限归零的目标。该情景还提议将成本控制储备 (Cost Containment Reserve, CCR) 的规模提高至每年约 1,066 万吨二氧化碳, 并额外设立同等规模的成本控制储备但是以更高的价格触发。参与区域温室气体倡议 各州于 2024 年 10 月就这一最新情景征求了利益相关方意见, 相关规则的更新工作仍在进行中。

弗吉尼亚州政府2022年发起行政命令, 废止了该州的二氧化碳预算交易项目 (CO2 Budget Trading Program)。由此, 弗吉尼亚州于2023年12月停止参与区域温室气体倡议。然而, 2024 年 11 月, 弗吉尼亚州的一个县级巡回法院裁定将该废止决定判定为违法, 使该州是否正式退出区域温室气体倡议造成不确定性。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

6900 万短吨二氧化碳, 或 6300 万吨二氧化碳 (2024) ¹

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许使用区域温室气体倡议 (RGGI) 各州范围内产生的抵销, 但有使用数量的限制。

配额分配

拍卖

2024年的平均价格

平均拍卖价格: 18.06 美元 (约合129.57元人民币)

累计收入

开始以来: 约 86亿美元 (约合人民币 618.3 亿元)

2024年的收入为15亿美元 (约合人民币 107.9 亿元)

成员州

康涅狄格州、特拉华州、缅因州、马里兰州、马萨诸塞州、新罕布什尔州、新泽西州、纽约州、罗德岛州、佛蒙特州

¹ 这些数据不包括宾夕法尼亚州和弗吉尼亚州。

² 2024 年 11 月, 弗吉尼亚州的一家地方法院裁定该州退出“区域温室气体倡议” (RGGI) 的行为违法, 这为该州的正式退出蒙上了一层不确定性。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量³
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比

能源	597.7	83 %
工业制程	44.9	6 %
农业	54.1	8 %
废弃物	20.9	3 %
总计	717.7	



温室气体减排目标

到2030年：电力部门相较2020年绝对排放总量上限减少30%的排放（《2017年区域温室气体倡议规范》，2017 Model Rule）

*各参与州均拥有各自的减排目标；区域温室气体倡议层面并未统一设定全经济范围的减排目标。

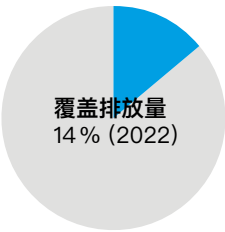
规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量 (2022)：9810万吨二氧化碳当量⁴

阶段

- 第一履约周期：2009年至2011年
- 第二履约周期：2012年至2014年
- 第三履约周期：2015年至2017年
- 第四履约周期：2018年至2020年
- 第五履约周期：2021年至2023年
- 第六履约周期：2024年至2026年



配额总量或排放上限

区域温室气体倡议设定了绝对排放总量上限，并制定了到2030年的排放总量设定路线。

第一履约周期：总计5.64亿短吨二氧化碳（约5.12亿短吨二氧化碳），相当于每年1.88亿短吨（约1.71亿短吨）二氧化碳。

第二履约周期：总计4.13亿短吨二氧化碳（约3.74亿短吨二氧化碳）
2012年和2013年：每年1.65亿短吨（约1.50亿短吨）二氧化碳
2014年：0.83亿短吨（约0.75亿短吨）二氧化碳

第三履约周期：总计1.94亿短吨二氧化碳（约1.76亿短吨二氧化碳）
2015年：0.67亿短吨（约0.61亿短吨）二氧化碳
2016年：0.65亿短吨（约0.59亿短吨）二氧化碳
2017年：0.62亿短吨（约0.57亿短吨）二氧化碳

第四履约周期：总计1.93亿短吨二氧化碳（约1.75亿短吨二氧化碳）
2018年：0.60亿短吨（约0.55亿短吨）二氧化碳
2019年：0.58亿短吨（约0.53亿短吨）二氧化碳
2020年：0.74亿短吨（约0.67亿短吨）二氧化碳

第五履约周期：⁵ 总计2.91亿短吨二氧化碳（约2.64亿短吨二氧化碳）（绝对排放总量上限范围不包括宾夕法尼亚）
2021年：1.01亿短吨（约0.91亿短吨）二氧化碳
2022年：0.97亿短吨（约0.88亿短吨）二氧化碳
2023年：0.93亿短吨（约0.85亿短吨）二氧化碳

第六履约周期：⁶ 2024年至2026年（绝对排放总量上限范围不包括宾夕法尼亚和弗吉尼亚）
2024年：0.69亿短吨CO₂（0.63亿短吨）

截至2012年，区域温室气体倡议实际排放比绝对排放总量上限低40%以上，因此各州于2014年收紧了上限，并在2015–2018年采用每年2.5%的年降幅，此后经修订法规将每年2.5%的年降幅延续至2020年。

3 该数值包括弗吉尼亚州但不包括宾夕法尼亚州。此处所列数值取自美国环境保护署（EPA）发布的《各州温室气体排放及汇量清单》（可在此处查阅），并将区域温室气体倡议（RGGI）的各州进行了汇总。虽然每个州都会公布官方的排放清单数据，环境保护署所公布的数值不应被视为各州的官方数据，但此处采用了环境保护署的估算值，以确保区域温室气体倡议的各州在清单分类数据收集和汇总方面的方法保持一致，同时确保数据中的报告年份一致。环境保护署的估算值与各州的官方清单数据之间可能存在差异。

4 这些数值包括弗吉尼亚州，但不包括宾夕法尼亚州。

5 这个数值包含了弗吉尼亚州，但不包括宾夕法尼亚州。

6 这些数据不包括宾夕法尼亚州和弗吉尼亚州。

考虑到在第一和第二履约周期累积的配额结转量，区域温室气体倡议各州在2014至2020年间进一步调整了绝对排放总量上限。根据《2017年区域温室气体倡议规范》，2021年至2030年的年绝对排放总量上限下降系数约为2020年绝对排放总量上限的3%。

上述绝对排放总量上限包括自2020年起重新加入的新泽西州以及自2021年起加入的弗吉尼亚州，但弗吉尼亚州仅截至2023年。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业：化石燃料发电设备（燃烧锅炉、燃气轮机或联合循环系统）。无论具体行业，只要其中包含一个或以上此类发电设备的排放源即纳入，例如政府、机构、商业或工业建筑、设施、工厂或装置。

纳入门槛：区域温室气体倡议下的多数州对装机容量≥25兆瓦的机组纳入管控。纽约州自2021年1月起将覆盖范围进一步扩大，位于已纳管机组或邻近同一排放源下的至少两个机组的，且铭牌功率≥15兆瓦的机组，也将纳入管控。

监管环节

电力行业：排放点源

纳管主体类型

设施（单位为具有法规定义装机容量的发电机组）

纳管主体数量

222家（目前履约周期）

配额分配与收入

配额分配



区域温室气体倡议各州二氧化碳配额通过季度拍卖分配；各州也会保留部分配额在“配额储备账户”中，并按照州级法规将其分配给相关主体。

2024年的配额（在考虑结转配额调整后）共6940万短吨，其中91%通过拍卖售出，少量以固定价格售出。其余配额为转让、注销或留存于储备账户。未分配任何抵销配额。此外，还售出了来自成本控制储备的840 万短吨配额。

收入用途



气候减缓



对个人、家庭及企业的援助



低碳创新

季度拍卖所得收益返还给区域温室气体倡议各州，主要用于以下消费者受益项目：能效、直接账单补助、电气化、温室气体减排、清洁与可再生能源等。2024年7月发布的一份报告显示，区域温室气体倡议投资在2022年总共给 246000 户家庭和超过 2600 家企业节约了 18 亿美元（约合人民币 129.4 亿元）的能源费用，以及避免了 750万短吨（约 680万吨）二氧化碳的排放。

2022年区域温室气体倡议投资分配如下：能效（49%）、直接账单补助（21%）、电气化⁷（14%）、温室气体减排⁸（3%）、清洁及可再生能源（7%）。

灵活性与连接

结转与预借

区域温室气体倡议允许配额无条件结转。为有效调控累积结转的配额，现行法规明确，在过往履约周期里未用于履约的配额，会从拍卖可用配额中按相应额度扣减。当下，各州正在落实第三次结转配额的调整举措，该举措将持续至 2025 年。作为区域温室气体倡议评估流程的一部分，各州正在权衡，若 2025 年后仍有剩余配额在市场流通，是否有必要持续开展结转配额的调节或处置工作。

区域温室气体倡议不允许预借配额。

抵销信用

允许使用抵销信用。

区域温室气体倡议运行期间共计签发 53506 短吨抵销配额，全部来源于一项 2017 年的垃圾填埋场甲烷捕集与销毁项目。

7 实施推动电气化以替代化石燃料使用的相关项目。
8 包括技术推广、研究开发、气候变化政策研究、海岸恢复以及洪水防范等各种项目。

定性限制：区域温室气体倡议现接受来自参与州的三类项目：

- 1. 填埋甲烷回收与销毁；
- 2. 通过再造林、改善森林管理或避免森林砍伐实现的碳封存；
- 3. 农业粪肥管理中避免甲烷排放。

部分州已停止使用特定的抵销方法学，但所有州均接受任何参与州签发的抵销配额。目前，区域温室气体倡议仅批准过一例项目（填埋甲烷回收与销毁）。

定量限制：每家纳管主体可通过抵销信用来满足其履约义务的3.3 %。该比例在2021年至2030年期间保持不变。

在第一个至第四个履约周期（2009年至2020年）内，并未核销过任何二氧化碳抵销配额。根据2022年的中期履约总结报告，第五个履约周期（2021年至2023年）亦尚未核销任何二氧化碳抵销配额。

与其他碳市场的连接

区域温室气体倡议是一项多州合作机制。各州根据《区域温室气体倡议规范》，构建各自的二氧化碳预算交易体系。在各参与州内，被纳入管控范围的排放源，均能够通过参与州签发的配额完成清缴履约义务。此外，各参与州还会联合开展配额拍卖活动。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳市场（州层级）：美国马萨诸塞州发电企业排放配额机制

在马里兰州、纽约州和佛蒙特州等区域温室气体倡议的成员州中，州级碳市场也正在酝酿或开发中。

国内减排指标机制：区域温室气体倡议减排指标机制

履约

履约机制

纳管主体须为每短吨二氧化碳排放清缴一短吨配额。

履约周期

区域温室气体倡议履约周期为三年。在每个三年期末进行履约评估。自从第三履约周期起，纳管主体需在履约周期内的前两年中，每年清缴相当于当年经核查排放量50%的配额，并在该三年期结束时清缴剩余的排放配额。

在第三次区域温室气体倡议评估过程中，各州正在斟酌是否调整履约周期，让纳管主体每年都必须就其管控排放清缴全部配额。

监测、报告与核查

监测：运营方须根据规定遵守全部监测及记录保存要求。

报告：运营方须按季度提交二氧化碳监测报告。

核查：排放数据报告及其基础数据需依据美国环保署法规，定期接受质量保证和质量控制程序。

管理模式：各州的二氧化碳预算交易项目以及相关机构的法规规定，排放数据需记录在美国环保署清洁空气市场部门的数据库里，并且依据美国环保署的监测规定来实施管理。完成记录与管理流程后，这些数据会自动转存至区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统（CO2 Allowance Tracking System, COATS）的电子平台，且面向公众开放查询。

执法和罚则

若出现超排情况，即纳管主体未能清缴满足履约义务的配额，那么该主体须清缴相当于超排量三倍的配额。不仅如此，纳管主体还有可能面临所在州施加的其他具体处罚。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体、非纳管实体（国内外）及个人在提供相应的财务担保后均可参与。

市场类型

一级市场：区域温室气体倡议各州发行的绝大部分二氧化碳配额均通过季度区域拍卖分配。区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统记录并追踪各州二氧化碳预算交易项目的数据，包括由各州在季度拍卖中出售的配额和向竞标成功主体转移的信息。拍卖面向所有具备财务担保能力的主体开放，单一投标上限为拍卖量的25 %。对于配额的持有并无上限限制。目前，这些拍卖活动由 Enel X 负责统一管理。

二级市场：包括现货配额交易及金融衍生品（期货、远期、期权等）的交易。区域温室气体倡议二氧化碳配额追踪系统为二级市场参与主体提供便利，允许公众查看和下载区域温室气体倡议数据及二氧化碳配额市场活动报告。金融衍生品主要在洲际交易所平台上进行交易。

配额的法律效力：《区域温室气体倡议规范》规定，将配额定义为参与该倡议的各州监管机构授予排放者的一种有限授权，此授权允许排放者排放一短吨二氧化碳。

市场稳定机制

配额拍卖底价

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2025年每短吨2.62美元（约合人民币18.83 元），并以每年2.5%的增幅递增。

成本控制储备（Cost Containment Reserve, CCR）

工具类型：基于价格的机制

运作方式：自2014年以来，区域温室气体倡议设有成本控制储备，这分配额是绝对排放总量上限外的储备，仅在市场价格达到特定触发价位时才会释放。自2021年起，成本控制储备中提供的配额相当于区域绝对排放总量上限的10 %。2024年的触发价为15.92美元（约合人民币115.42元），并以每年7%的幅度递增。此前于2017年至2020年间，该触发价从初始的10美元（约合人民币72.5元）开始，以每年2.5%的幅度递增。

成本控制储备在2014、2015年被触发，当时所含的1500万短吨配额全部售出。2021年最后一季度拍卖中，成本控制储备再次被触发，在可用的1190万短吨配额中售出了390万短吨配额。2023年最后一次拍卖中再次被触发，在可用的1120万短吨成本控制储备配额中售出了560万短吨配额。成本控制储备也在2024 年3 月被触发，其所包含的 840 万短吨配额全部售出。

排放控制储备（Emissions Containment Reserve, ECR）

工具类型：基于价格的机制

运作方式：自2021年起，区域温室气体倡议开始实施排放控制储备。在排放控制储备机制下，当市场价格跌至特定触发价时，会从拍卖中预留一定数量的配额，但预留数量最多为各参与州年度排放预算（即区域绝对排放总量上限中各州份额）的10 %。被预留的配额将不会再次投入市场拍卖，从而有效降低绝对排放总量上限。2025年的排放控制储备触发价为7.86美元（约合人民币56.5 元），并以每年7%的幅度递增。缅因州和新罕布什尔州并未参与排放控制储备。

其他信息

相关机构

各州法律/法规授权机构：各州依据自身法律授权实施该项目。

各州环境与能源部门：执行各州二氧化碳预算交易项目。

RGGI Inc.：一家非营利合作组织，支持区域温室气体倡议的开发与实施，包括聘用外部服务商执行配额和排放追踪、市场监管以及拍卖管理等工作。

Potomac Economics：监控拍卖和二级市场参与主体的行为，识别反竞争行为的迹象。

Enel X：负责拍卖管理。

碳市场评估

区域温室气体倡议各州会定期对排放交易体系进行评估，检验项目成效、影响以及相关设计要素。第一轮评估于2013年初完成，第二轮评估则于2017年完成，并最终发布了《2017年区域温室气体倡议规范》。在各轮评估过程中，相关各方通过会议积极参与并提交意见。

区域温室气体倡议各州于2021年夏季启动了第三次评估，以评估项目成效、影响、2030年后绝对排放总量上限进一步递减的可能性以及其他设计要素，目前仍在进行中。

监管框架

- [《2017区域温室气体倡议（RGGI）规范》](#)
(2017 RGGI Model Rule)
- [《2017区域温室气体倡议（RGGI）规范更新》](#)
(2017 RGGI Model Rule Updates (Summary))
- [区域温室气体倡议（RGGI）各州法规](#)
- [区域温室气体倡议（RGGI）项目设计](#)

萨斯喀彻温省

萨斯喀彻温省基于产出的绩效标准计划

- 排放量超过其排放上限需要履约，该上限由基准线排放强度和生产量决定
- 小型排放源可选择自愿加入
- 从 2023 年 1 月起，随着萨斯喀彻温省联邦 OBPS 的停用，覆盖范围逐渐扩大

碳市场总体介绍

萨斯喀彻温省的基于产出的绩效标准（Output – Based Performance Standards, OBPS）计划于 2019 年生效。它是针对大型工业排放源的基于强度的碳市场，纳管设施需满足设施特定的强度标准。

在注册加入萨斯喀彻温省OBPS时，每个设施必须首先确定基准线排放强度（Baseline Emission Intensity）。设施的每年排放上限通过以下方式计算：将行业特定的强度标准应用于该设施的基准线排放强度，再将结果乘以该设施当年的产量。电力行业的设施不设定基准线，而是遵循预先确定的强度标准。

排放量低于排放上限的设施将获得与差额相对应的绩效信用（Performance Credits）。排放量超过其排放上限的设施必须注销绩效信用，或碳捕集、利用与封存（Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS）信用，或按规定的每吨二氧化碳当量费率进行支付。

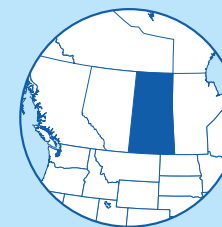
该碳市场覆盖的温室气体种类和行业与联邦体系相同，并遵循相同的价格轨迹，每年上涨15加元（10.95美元，约79.39元人民币），直至2030年，届时2030 年排放量的价格将达到每吨二氧化碳当量170加元（124.15美元，约899.09元人民币）。纳入门槛设定低于加拿大联邦体系，年覆盖排放量超过2.5 万吨二氧化碳当量的覆盖行业的设施的温室气体排放强制纳入。属于萨斯喀彻温省OBPS已覆盖行业的任何排放设施，或证明自身属于排放密集型、贸易暴露型行业的排放设施，可自愿选择加入。

年度回顾

2024年5月，《绩效信用标准》（Performance Credit Standard）更新，规定若某项绩效信用被认定为无效，原始出售方（即最初生产该绩效信用的纳管设施）承担该信用被撤销的风险。其他标准（如《工业设施标准》（Industrial Facility Standard）、《集合设施标准》（Aggregate Facility Standard）、《电力设施标准》（Electricity Facility Standard）和《碳捕集、利用与封存标准》（Carbon Capture, Utilization and Storage Standard））进行了小幅修订。

9月，萨斯喀彻温省技术基金（Saskatchewan Technology Fund）宣布提供超过2500万加元（1830万美元，约1326.75万元人民币），以支持13个由行业驱动的本省减排项目。这些项目撬动了超过2.77亿加元（2.023亿美元，约 14.67亿元人民币）的私人额外政府投资。

2024—2025年授予了首笔 1.4 亿加元（1.02亿美元，约7.41亿元人民币）的清洁电力转型赠款。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与采掘业



电力



工业

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

2024年平均价格

固定价格：80 加元（约合 58.42 美元）

累计收入

自碳市场启动以来：4.90 亿加元（约合 3.59亿美元）¹

2023—2024 年：4.61 亿加元（约合 3.36 亿美元）

¹ 这并不包括在萨斯喀彻温省的“运营与业务支持服务”计划中所产生的或销售的信用额度所对应的任何价值。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	62.4	82 %
工业制程	0.8	1 %
农业	11.0	15 %
废弃物	1.4	2 %
总计	75.6	



规模与阶段

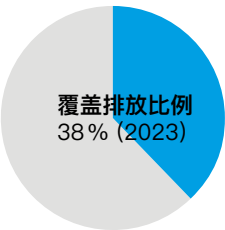
覆盖排放比例

当前纳入ETS的行业所产生的排放量(2023)：2890 万吨二氧化碳当量

阶段

阶段 1：三年（2019 年至 2022 年）

阶段 2：从 2023 年起



配额总量或排放上限

萨斯喀彻温省OBPS下的排放总量上限采用自下而上的确定方式：为各纳管设施的年度排放上限之和。每个设施或集合设施的排放上限是根据当年适用的排放强度标准和同一减排期的生产水平确定的。因此，该排放上限不是事前设定的，只有在履约期结束后才能确定。它不代表绝对排放总量上限。截至2023年12月18日，该碳市场已覆盖约 2890万吨二氧化碳当量。

纳入行业

第一阶段：工业

第二阶段：工业，加上发电和天然气输送管道行业，且自愿选择加入的门槛降至零。

纳入门槛：强制纳入年排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的工业设施和年排放量超过1万吨二氧化碳当量的电力设施。属于萨斯喀彻温省OBPS已覆盖行业的其他排放主体，或证明自身属于排放密集型、贸易暴露型行业的其他排放主体，可自愿选择加入该碳市场。在2023年1月萨斯喀彻温省OBPS扩大覆盖范围之前，自愿选择加入的最低门槛为年排放量超过1万吨二氧化碳当量。

监管环节

排放点源（采矿与采掘业、电力、工业）

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

178个注册设施（截至2024年12月）

配额分配与收入

配额分配

萨斯喀彻温省OBPS中的设施根据其强度标准和相应年份的生产水平确定其年度允许排放量（即排放上限）。

在注册加入该碳市场时，每个设施必须首先确定基准线排放强度，该强度源于其历史排放强度，对于新设施，则以投运后的前三年数据为基准。每年设施的允许排放量通过以下方式计算：将行业特定的强度标准应用于该设施的基准线排放强度，再将结果乘以该设施当年的生产产出。

排放量超过其允许排放量的设施必须进行支付履约。排放量低于其允许排放量的设施将免费获得与低于允许水平的吨二氧化碳当量数量相当的履约单位（称为“绩效信用”）。这类类似于基准法的免费配额。这些履约单位可出售给排放量超过其允许排放量的纳管设施，或结转供未来使用（详见下文“市场设计”部分）。

此外，在萨斯喀彻温省运营碳捕集、利用与封存（Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS）项目的纳管主体，若其项目从某一设施直接捕集二氧化碳，并将其注入萨斯喀彻温省可永久储存二氧化碳的储层，可获得可用于履约的 CCUS信用。

收入用途



省级基于产出的强度标准（OBPS）计划自2019年起对工业及采矿和采掘业进行监管。这些行业设施所支付的履约款项已纳入萨斯喀彻温省技术基金。

萨斯喀彻温省技术基金所筹集的资金用于资助由行业驱动的减排、封存或捕集排放的项目。资金通过基于排放强度的申请程序进行分配。要获得该基金的资金，申请人必须是纳管主体，并根据《2023年温室气体管理与减排（标准和履约）条例》（The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Standards and Compliance) Regulations, 2023）确定了基准线。

2023年起，萨斯喀彻温省OBPS扩展至电力行业，该行业纳管主体的履约款项用于小型模块化反应堆投资基金（Small Modular Reactor Investment Fund）和清洁电力转型赠款（Clean Electricity Transition Grant）。

小型模块化反应堆投资基金的资金用于支持该省首个小型模块化核反应堆的未来发展，该反应堆将提供零排放的基荷电力。

清洁电力转型赠款的资金用于清洁电力运营成本（如从独立发电商购买可再生电力、为需求侧管理项目提供资金）。

截至2024年3月31日，萨斯喀彻温省技术基金的金融资产总额为 1.51亿加元（1.10亿美元，约7.99亿元人民币）。

小型模块化反应堆投资基金目前持有来自电力行业设施的约4.66 亿加元（3.403亿美元，约24.67亿元人民币）履约款项。

灵活性与连接

结转与预借

绩效信用和CCUS信用（履约单位）可结转至未来履约年度。不允许预借。

抵销信用

不允许使用抵销信用（即《温室气体管理与减排法》（The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act）所定义的、针对任何减少、封存或捕集温室气体并防止其释放到大气中的规定活动所产生的信用）。该法第 7 (2)(i)(ii) 条规定，主管部长可确定抵销信用用作履约选项的方式。然而，目前尚无抵销信用机制。

与其他碳市场的连接

萨斯喀彻温省的OBPS未与任何其他碳市场连接。但纳管主体可从加拿大税务局获得豁免证明，从而无需就从燃料分销商处购买的燃料支付联邦燃料税。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳税：加拿大联邦燃料税。

履约

履约机制

超过年度排放上限的设施将产生清缴义务。它们可通过注销绩效信用、CCUS信用，或按超出排放上限的每吨二氧化碳当量进行支付来履行该义务（详见上文“收入用途”部分）。

履约周期

一年

监测、报告与核查（MRV）

报告：纳管主体的温室气体排放量必须在报告期次年的6月前报告。

在注册基准线时，无新产品的纳管主体必须在注册之日起六个月内提交经核查的基准线材料。有新产品的设施必须在第一个和第二个履约年度的6月前提交经核实的基准线材料。

核查：纳管主体必须确保排放和生产数据由经认可的核查机构进行核查和审核。小型油气集合设施（由同一公司拥有或运营的两个或多个小型油气设施组成）在核查方面具有灵活性。排放量低于1000吨二氧化碳当量的集合设施无需核查排放量。

管理模式：萨斯喀彻温省OBPS有三项标准规定了报告要求：《工业设施标准》（Industrial Facility Standard）、《电力设施标准》（Electricity Facility Standard）和《集合设施标准》（Aggregate Facility Standard）。

执法和罚则

未履行的清缴义务将成为欠萨斯喀彻温省政府的债务，政府可通过任何法律授权的方式追讨。该债务的利率等于持有萨斯喀彻温省一般收入基金的银行的最优惠贷款利率加三个百分点。环境部长对每项违规行为可评定的最高行政罚款为1万加元（7303美元，约5.29万人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与：纳管主体，包括强制纳入和自愿纳入的主体（纳入门槛见“行业与门槛”部分）。

市场类型

一级市场：目前不拍卖履约单位。

二级市场：纳管设施可从其他纳管设施购买绩效信用。交易通过环境部管理的登记册进行。

市场稳定机制

技术基金

工具类型：固定价格或固定价格轨迹（类似于价格上限）

运作方式：除电力行业的设施外，纳管设施可直接向萨斯喀彻温省技术基金付款以履行其清缴义务。电力行业的设施可直接向萨斯喀彻温省政府付款以履行清缴义务。两种情况下的支付价格均作为价格上限，并与联邦最低碳价保持一致（2024年为80加元，58.42美元，约423.54元人民币）。价格每年上涨15加元（10.95美元，约79.39元人民币），直至2030年，届时每吨二氧化碳当量的价格将达到170加元（124.15美元，约900元人民币）。

萨斯喀彻温省OBPS 强度标准设定时确保绩效信用的供应不会超过萨斯喀彻温省OBPS中的总清缴义务。这种平衡有助于确保萨斯喀彻温省OBPS 信用市场的健康和稳定。

其他信息

相关机构

萨斯喀彻温省环境部（Saskatchewan Ministry of Environment）：监管萨斯喀彻温省OBPS 计划，确保清缴义务的履行，并对技术基金进行监管和政策监督。

萨斯喀彻温省创新局（Innovation Saskatchewan）：接收和跟踪履约付款，并对技术基金进行一般会计核算的政府部门。

碳市场评估

萨斯喀彻温省对所有法规有强制性的十年评估要求。此外，萨斯喀彻温省的 OBPS 将作为2026年联邦基准的一部分接受评估。

监管框架

- [《温室气体管理与减排法》](#)
(The Management and Reduction of Greenhouse Gases Act)
- [《2023年温室气体管理与减排（标准和履约）条例》](#)
(The Management and Reduction of Greenhouse Gases (Standards and Compliance) Regulations, 2023)
- [《2023 年纳管排放源标准》](#) (2023 Standards for Regulated Emitters)
- [《萨斯喀彻温省技术基金：治理、管理和运营标准》](#)
(Saskatchewan Technology Fund: Governance, Administration and Operations Standard)

美国华盛顿州

总量与投资计划

- 《第 6058 号参议院法案》有助于推动华盛顿州与加利福尼亚州及魁北克省的潜在的碳市场连接，该法案自 2025 年 1 月起生效。
- 旨在废除《气候承诺法》的第 2117 号公投倡议于 2024 年 11 月被否决。
- 已完成首次履约，履约率超过 99.9 %。

碳市场总体介绍

华盛顿州总量与投资计划（Cap-and-Invest）于2023年1月正式启动，覆盖该州约70%的温室气体排放量。其绝对排放总量上限设定路径与长期减排目标紧密配合，按照目标，华盛顿州需在2050年前较 1990 年减排 95 %。

华盛顿州总量与投资计划覆盖能源、工业、建筑和交通等多个关键部门，约97家主体被纳入管控范围。该计划的设计在诸多方面与加州碳市场相似，纳管主体为其受管控的排放清缴相应配额。配额分配采用拍卖和免费分配的模式，其中免费分配主要使用基准法。此外，华盛顿州总量与投资计划还设立了成本控制储备、拍卖底价以市场稳定，同时降低纳管主体的履约成本。

华盛顿州碳市场是2021 年 5 月由州长杰·英斯利（Jay Inslee）签署的《气候承诺法》（Climate Commitment Act, CCA）推动建立。这是美国在加州之后，第二个凭借立法手段，在全州经济领域全面推行此类项目的州。华盛顿州碳市场启动时是独立运行的碳市场。《气候承诺法》要求华盛顿州生态部推动落实与其他碳市场的连接。旨在推动该行动的《第 6058 号参议院法案》（Senate Bill 6058）已于 2025 年 1 月正式生效。

年度回顾

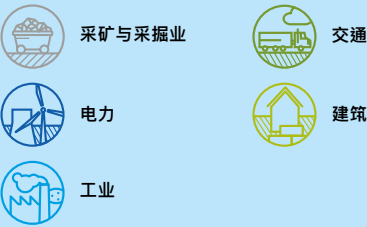
2024 年对华盛顿州总量与投资计划而言具有关键意义。3 月，废除《气候承诺法》的第 2117 号公投倡议正式确认被列入公投议程。同月下旬，华盛顿州、加利福尼亚州和魁北克省政府发表联合声明，明确表达相互连接碳市场的意向。当月月底，州长英斯利签署《第 6058 号参议院法案》，该法案修订了《气候承诺法》的多项条款以进一步推动与加州、魁北克碳市场的连接，部分修订条款将于2025年1月1日率先生效，其余条款将依托规则制定程序逐步实施。²目前三边技术磋商正持续推进碳市场衔接方案。

全年最具标志性的事件发生在 11 月的投票日：第 2117 号公投倡议以24%的显著否决优势未获通过。该结果成功捍卫华盛顿州碳市场核心机制存续，并为未来区域市场连接建设扫除关键障碍。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

5370万吨二氧化碳当量(2025)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳、三氟化氮以及其他含氟温室气体

抵销信用

允许使用本地抵销信用，但设有数量限制。¹

配额分配

免费分配：祖父法
免费分配：固定基准法
免费分配：基于实际产量的基准法
拍卖

2024年平均价格

平均拍卖价格（当前年份的配额）：31.64 美元（约合230元人民币）

累计收入

自该计划启动以来，华盛顿州碳市场为州政府总共带来了约26亿美元（约合186.9亿元人民币）的收入，若计入委托拍卖，累计收入增至 33 亿美元（约合237.3 亿元人民币）。在 2024 年，当年收入为 8.1 亿美元（约 58.3 亿元人民币），若计入委托拍卖则达到 11 亿美元（约 79.1 亿元人民币）。

¹ 所有抵销信用须为华盛顿州带来直接的环境效益。

² 华盛顿州生态部关于《第 6058 号参议院法案》实施的气候承诺法（CCA）市场公告可在此处获取。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	82	85 %
工业制程	4.3	5 %
农业	6.6	7 %
废弃物	3.2	3 %
总计	96.1	



温室气体减排目标

到2030年：较1990年减排45 %（《温室气体排放限额2020年修正案》，Greenhouse Gas Emission Limits – Amendment 2020）
到2040年：较1990年减排70 %（《温室气体排放限额2020年修正案》）
到2050年：较1990年减排95 %，并实现净零排放（《温室气体排放限额2020年修正案》）

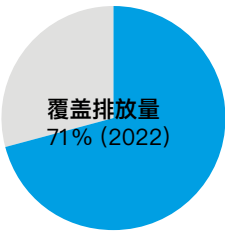
规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量 (2022)：682 万吨二氧化碳当量^{3,4}

阶段

第一履约周期：四年（2023年至2026年）
第二履约周期：四年（2027年至2030年）
第三履约周期：四年（2031年至2034年）



根据《第 6058 号参议院法案》，华盛顿州生态部可能需要通过制定法规来修订“履约周期”的定义，以与已连接碳市场的辖区保持一致。不过，第一履约周期的长度不会改变。

配额总量或排放上限

华盛顿州碳市场规定了绝对排放总量上限。

第一履约周期（2023年至2026年）：2023年的绝对排放总量上限为6300万吨二氧化碳当量，相当于2015年至2019年碳市场覆盖平均排放量的93 %。此后每年按7%的比例减少，到2026年降至4900万吨二氧化碳当量。

第二履约周期（2027年至2030年）：2027年绝对排放总量上限将设定为2026年绝对排放总量上限和新增纳管主体排放量之和的93 %，随后每年继续减少7 %，直至2030年

第三履约周期（2031年至2034年及以后）：2031年绝对排放总量上限设定为2030年绝对排放总量上限和新增纳管主体排放量之和的98.2 %。2032年至2042年间，每年按1.8%的比例递减。

2043年至2049年，每年按2.6%的比例递减，力求实现在2050年较1990年减排95 %。

纳入行业与纳入门槛

第一履约周期（2023年至2026年）：排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的所有设施，涵盖工业设施、发电企业、电力进口商、燃料分销商和天然气供应商，但不包含垃圾焚烧和固体废弃物管理产生的排放。自 2025 年起，《第 6058 号参议院法案》将部分未具体说明的电力进口的纳入门槛降至零。

第二履约周期（2027年至2030年）：将新增排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的垃圾焚烧设施。

第三履约周期（2031年至2034年）：将新增排放量超过2.5万吨二氧化碳当量的铁路公司。

可自愿纳入范围：对于已在强制性监测、报告与核查（MRV）系统下，但排放尚未达到2.5万吨二氧化碳当量门槛的设施，可自愿申请成为纳管主体。其他设施，包括联邦电力营销管理局（Federal Power Marketing Administrations, FPMA），通过自愿报告（符合监测、报告与核查规则）也可以加入。

监管环节

建筑、电力（含进口电力）、交通：上游
采矿、工业、电力：排放点源

纳管主体类型

设施、燃料分销商

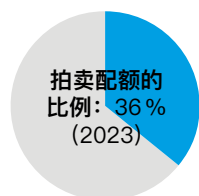
³ 该数值不包含生物源排放。
⁴ 这些排放量已进行报告，但未经过第三方核查。2023 年度的核查工作已启动。

市场主体数量

共有 97 家纳管主体，以及 96 个市场参与主体、抵销信用提供方以及没有履约义务但获得配额分配的公用事业企业。（2023年）

配额分配与收入

配额分配



配额通过免费分配、委托拍卖免费配额以及拍卖等方式进行分配。

免费分配：对排放密集型和贸易暴露型的设施进行免费分配，以减少碳泄漏的风险。使用设施的基准值进行分配，基准值根据各类设施2015年至2019年平均排放强度测算。若设施无法按上述方式计算，则允许基于平均排放量（即祖父法）进行分配。适用于符合资格设施的免费配额分配，其配额递减时间将依据由《气候承诺法》（CCA）中所规定的四年周期来制定，而不按照履约周期划分。

2023年至2026年： $100\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

2027年至2030年： $97\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

2031年至2034年： $94\% \times \text{基准值} \times \text{实际产量}$ ，或历史排放量；

委托拍卖免费配额：电力企业依据电力供应预测以及履约管理成本，获取免费配额。在第一履约周期内，电力企业可选择将其最多100% 的免费配额进行委托拍卖。天然气设施初始所获免费配额为其 2015年至2019 年平均排放量的 93%，未来其每年所获的免费配额数量将按照与绝对排放总量上限下降相同的比例进行削减。2023 年，纳管主体需将其65% 的免费配额用于委托拍卖，自 2024 年起，每年该比例递增 5%，直至 2030 年实现全部免费配额用于委托拍卖。未被用于委托拍卖的免费配额，仅能用于清缴履约，不能在二级市场进行交易。无论配额是否通过委托拍卖方式发放，分配给电力公用事业企业和天然气供应商的配额收入均须用于惠及缴费用户。

拍卖：拍卖每年举行4次。未售出配额可以留至后续拍卖，但只有当连续两次拍卖的结算价格高于拍卖底价时才能出售。在24个月内仍未售出的配额则转入排放控制储备。

收入用途



气候减缓



促进其他发展目标（如教育与医疗）



对个人、家庭及企业的援助

委托拍卖免费配额产生的收入：电力与天然气企业委托拍卖免费配额所得的收入，须用于补贴用户群体，尤其是低收入群体。多数情况下，收入使用方式由华盛顿州公用事业与交通委员会决定。

华盛顿州生态部拍卖所得收入：拍卖所得资金被划分至七个专项账户，分别为：

- 碳减排账户（Carbon Emissions Reduction Account, CERA）；
- 气候积极交通账户（Climate Active Transportation Account, CATA）；
- 气候公共交通项目账户（Climate Transit Programs Account, CTPA）；
- 气候投资账户（Climate Investment Account, CIA）；
- 气候承诺账户（Climate Commitment Account, CCA）；
- 自然气候解决方案账户（Natural Climate Solutions Account, NCSA）；以及
- 空气质量与健康差异改善账户（Air Quality and Health Disparities Improvement Account, AQHDIA）。

上述各账户分别用于资助不同类型的环境公益活动，其中并非所有项目都以减少温室气体排放为直接目标。每个账户中的资金须专款专用，支持特定的气候、环境正义和生态项目。《气候承诺法》规定，其中至少35%，目标是40%的资金必须投向可为负担过重社区内的弱势群体带来直接且有意义的益处的项目，另有至少10%的资金须用于原住民部落支持的项目。

在 2024 财年（2023 年 7 月 1 日至 2024 年 6 月 30 日）期间，37 家州政府机构共获拨款 32 亿美元（折合人民币约 229.9 亿元），其中已支出约 4.72 亿美元（约 33.9 亿元）。5在 2024 年立法会期内，立法机关规定，上述 32 亿美元拨款中的约 6.45 亿美元（折合人民币约 46.4 亿元）须待 2117 号倡议公投结果明朗后，最早于 2025 年 1 月方可动用。由于该倡议最终未获通过，各机构可将该笔资金的使用期限延长至 2025 年 6 月 30 日。截至目前已动用的款项中，约 2 亿美元（折合人民币约 14.4 亿元）来自气候公共交通项目账户，约 1 亿美元（折合人民币约 7.2 亿元）分别来自气候承诺账户和自然气候解决方案账户

灵活性及连接

结转与预借

华盛顿州总量与投资计划允许结转，对各履约周期间结转没有限制，但纳管主体持有配额量有上限，且持有上限与碳市场的绝对排放总量上限相关；若配额被放入履约账户或将被委托拍卖，则不计入持有量上限。

华盛顿州总量与投资计划不允许预借配额。

抵销信用

华盛顿州总量与投资计划允许使用抵销信用来抵销相应的履约义务。

定性限制：华盛顿州基本采用加州碳市场已有的抵销信用方法学，并做了适当修改，包括：

- 畜牧项目、
- 消耗臭氧层物质项目、
- 美国森林项目、
- 城市林业项目。

定量限制：

第一履约周期：纳管主体可使用抵销信用，但不可超过其履约义务的5%。目前华盛顿生态部正在计划修订抵销信用上限，把该上限提高至 8%。另外，若使用来自经联邦政府认可的部落土地上的项目所产生的抵销信用，可额外再抵销 3%。

第二履约周期和第三履约周期及以后：纳管主体最多抵销不超过其履约义务的4%。目前华盛顿生态部正在计划修订抵销信用上限，把第二履约周期的上限提高至 6%。使用来自联邦政府认可的部落土地上项目所产生的抵销信用可额外再抵销 2%。

如未来与其他碳市场成功连接，则第一履约周期内至少有50%的抵销信用必须为华盛顿州带来直接提供环境效益（Direct Environmental Benefits to the State, DEBS），在第二履约期及以后提高到75%。若不连接其他碳市场，则所有抵销信用均必须为华盛顿州带来直接提供环境效益。

各纳管主体在 2023 年共清缴 26,280 个抵销信用，占履约所清缴全部工具的 0.13%。

与其他碳市场的连接

目前华盛顿州总量与投资计划尚未与其他碳市场正式连接。2023年11月，华盛顿州生态部宣布计划与加州和魁北克的碳市场进行连接。2024 年 3 月和 9 月，华盛顿州、加利福尼亚州与魁北克省政府发表联合声明，明确将致力于探索潜在的碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额（配额或者抵销信用）。

履约周期

履约周期为 4 年。

除履约周期结束后的第一年外，每年 11 月1日前（若该日为非工作日，则为之后的首个工作日）纳管主体须清缴至少相当于上一年度经核查排放量30%的履约指标（包括配额或抵销信用）；履约周期结束后的第一年时，纳管主体须在11月1日前（若该日为非工作日，则为之后的首个工作日）清缴覆盖该履约周期剩余所有对应排放量的履约指标。

监测、报告与核查

报告频率：年度

核查：由独立的第三方核查机构及华盛顿州生态部共同完成。

管理模式：监测、报告与核查体系基于《温室气体排放报告》（Reporting of Emissions of Greenhouse Gases）法规建立。

执法和罚则

如果纳管主体在年度或履约周期结束时，持有配额不足以履约，该主体需在履约期限到期后的 6 个月内，清缴相当于未完成履约数量 4 倍的惩罚性配额。如果该主体未遵守要求，则将面临每日每吨最多1万美元（约合人民币7.3万元）的罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：履约主体（纳管主体及自愿纳入管控主体）、非履约主体（包括抵销项目参与者）、居住在美国境内的个人

市场类型：

一级市场：每年举行4次拍卖，具体日期与拍卖量在年初公布。参与者须在履约指标追踪系统（Compliance Instrument Tracking System Service, CITSS）中注册账户。拍卖由西部气候倡议（Western Climate Initiative, WCI）执行。

二级市场：配额的期货和期权合约可在洲际交易所（Intercontinental Exchange, ICE）及 Nodal交易所平台进行交易。参与者也可通过场外交易直接交易。

市场稳定机制

拍卖底价

工具类型：基于价格的机制

运作方式：2025 年拍卖底价设定为 25.85 美元（约合人民币 186 元），此后将每年在通胀率的基础上再上调 5%，其中通胀率以美国劳工统计局发布的全国城市居民消费者价格指数（CPI-U）衡量。

配额价格调节储备（Allowance Price Containment Reserve, APCR）

工具类型：基于价格的机制

运作方式：由华盛顿州生态部管理的单独账户，当市场价格过高时，以预设价格出售储备配额。配额价格调节储备（APRC）在第一和第二履约周期（2023年至2030 年），预先留出了绝对排放总量上限的5% 的配额存入配额价格调节储备（APRC）。⁵配额价格调节储备分为两个价格层次，在2025年，分别为60.43 美元（约合人民币 435 元）和 77.63 美元（约合人民币 558 元），并以每年 5%加通胀率（根据全国城市居民消费者价格指数（CPI-U））的幅度上调。

当拍卖结算价触及预设的第一个价格层次时，便会启动储备配额的出售程序。这种储备出售每年仅能在履约期限之前举行一次，且仅供履约主体参与。参与者的投标价格限定在第一价格层次与第二价格层次之间。成功售出的配额会直接进入参与主体的履约账户，不得在二级市场上进行流通交易。而当次未售出的储备配额，则可以在之后继续拍卖。自该计划启动以来，已举行三场 配额价格调节储备拍卖（分别于 2023 年 8 月、2023 年 11 月和 2024 年 10 月），共售出约700 万个配额。

价格上限指标

工具类型：基于价格的机制

运作方式：如果配额价格调节储备没有余量，而纳管主体仍缺少配额来完成履约义务，则可申请购买价格上限指标（Price Ceiling Units），但须在履约截止日期前至少10日提出。2025年的价格为94.85 美元（约合人民币 682 元），以每年 5%加通胀率（根据全国城市居民消费者价格指数）的幅度上调。

排放控制储备（Emissions Containment Reserve, ECR）

工具类型：基于价格的机制

运作方式：如果拍卖结算价低于排放控制储备触发价，则可扣留拍卖配额并放入排放控制储备。目前该触发价暂被搁置，本条款尚未正式运作。

其他信息

相关机构

华盛顿州生态部：负责该碳交易体系的设计和实施。

西部气候倡议：一家非营利组织，负责拍卖和履约指标追踪系统的管理，以及市场监督。

碳市场评估

按规定，华盛顿生态部须在2027年12月前及此后每四年向立法机构提交一份对华盛顿州总量与投资计划的全面评估报告。

监管框架

- [《气候承诺法》](#)（Climate Commitment Act, CCA）
- [《气候承诺法项目规则》](#)（Climate Commitment Act Program Rule）
- [《第 6058 号参议院法案》](#)（Senate Bill 6058）

5 在签署连接协议之前，配额价格调节储备（APCR）的拍卖仅包括以第一个价格层次出售的配额。

拉丁美洲和加勒比地区

墨西哥

134

墨西哥

墨西哥碳市场

- 拉丁美洲首个投入运行的碳市场
- 试点阶段于2020年启动，2022年为进入正式运行阶段前的过渡年
- 试点阶段的法规在正式运行阶段法规发布之前仍然有效
- 覆盖来自固定源的直接排放，且排放量至少达到10万吨二氧化碳当量

碳市场总体介绍

作为拉丁美洲首个碳市场，墨西哥碳市场试点阶段于2020年1月启动。该体系覆盖能源与工业领域固定排放源的直接二氧化碳排放量，覆盖排放量每年约至少10万吨，约占全国温室气体排放量的40%，以及国家排放登记系统（National Emissions Registry, RENE）²中报告排放量的90%。在墨西哥碳市场中，纳管主体须清缴与其覆盖排放量等量的配额。配额通过基于历史排放量的祖父法进行免费分配，且并且每年会对排放量进行核查。从运营阶段（截止目前具体开始时间没有明确）第一年起，免费分配的配额比例将逐步降低。

墨西哥碳市场最初以试点计划的形式启动，分为两个阶段：2020年至2021年为试点阶段，2022年为过渡阶段。试点计划旨在测试系统设计、为墨西哥国家自主贡献目标（NDCs）及其他减排目标作出贡献、提升排放数据质量，并为各参与方累积碳排放交易经验，从而为正式运行阶段的设计提供改进依据。

根据《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》（the Agreement on the establishment of the preliminary basis of the Pilot Program of the Emissions Trading System）（以下简称试点项目协议），在正式运行阶段法规发布之前，该试点阶段的相关法规将继续有效。

年度回顾

2024年，墨西哥碳市场完成了第五轮配额分配。

墨西哥环境与自然资源部（Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, SEMARNAT）协同碳市场咨询委员会（Consultative Committee of the Emissions Trading System, COCOSCE）起草相关规章草案，并于2024年1月签署草案确认函。随后，墨西哥环境与自然资源部（SEMARNAT）多次与工业、能源行业及其他利益相关方开展会晤，就下一阶段墨西哥碳市场的技术要素征询意见。

同年9月，墨西哥发布更新版《国家气候变化战略》（National Climate Change Strategy），在气候金融战略领域行动方向（T2.5）中明确提出，需加强并推广碳市场等创新且公平的经济金融工具。此外，更新后的《促进清洁技术与燃料的转型战略》（Transition Strategy to Promote Cleaner Technologies and Fuels）亦将“技术和经济可行性的评估与碳市场协同”列为碳捕集与封存相关行动方向之一。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

2.731亿吨二氧化碳当量（2021）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

国内¹

配额分配

免费分配：祖父法

2024年的配额价格

2024年暂无二级市场价格信息

¹ 环境与自然资源部正在建立一个本国的抵销机制。

² 根据墨西哥环境与自然资源部（SEMARNAT）。

在 COP29 期间，墨西哥加入由加拿大、智利、格鲁吉亚、挪威、瑞士及欧盟等国家和地区组成的联盟，承诺提交与政府间气候变化专门委员会（IPCC）符合《巴黎协定》1.5°C目标的排放路径相一致的国家自主贡献目标。这些国家自主贡献目标将体现经济各部门及所有温室气体的绝对减排，并与本世纪中叶实现碳中和所需的实质性且显著的减排要求保持一致。

墨西哥碳市场的排放量与目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	480.4	63 %
工业制程	73	10 %
农业	142	18 %
废弃物	64.9	9 %
总计	760.2	



温室气体减排目标

到2030年：较基准情景（BAU）减少35 %（无条件）（更新版国家自主贡献目标）

到2050年：较2000年排放水平减少50 %（根据《气候变化基本法》（General Law of Climate Change）中的愿景目标）

碳市场的规模与阶段

覆盖排放量

阶段

试点阶段：两年（2020年和2021年）

过渡阶段：一年（2022年）

正式运行阶段：（2025，截止目前还未开始）（试点计划的法规在运营阶段法规公布之前持续有效）

配额总量或排放上限

墨西哥碳市场设置了排放总量上限。

试点阶段（2020—2021）：

2020年：2.713亿吨二氧化碳

2021年：2.731亿吨二氧化碳³

*2020 年至 2021 年期间排放总量上限的增加是由于被归类为“其他”行业的纳管主体的配额分配量增加。

每年还会在排放总量上限之外设立三个配额储备：

- 拍卖储备（相当于排放总量上限的5%，用于定期拍卖，尚未实施）；
- 新进入者储备（相当于排放总量上限的10%，供新进入者及现有主体产量增加时使用）；
- 通用储备（相当于排放总量上限的5%，用于对排放量高于基线的主体进行事后调整分配）。

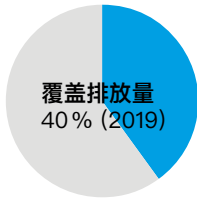
储备机制作为保障措施，旨在试点阶段避免纳管主体受到经济影响，符合《2018年气候变化基本法》（2018 General Law on Climate Change）要求。

纳入行业与纳入门槛

试点阶段（2020—2021年）墨西哥碳市场覆盖能源与工业部门。能源部门包括发电、输电与配电，以及化石燃料的开采、生产、运输与分销。工业部门包括汽车制造、水泥、石灰、化工、食品饮料、玻璃、钢铁、金属、矿业、石油化工、纸浆造纸等，以及其他年直接二氧化碳排放达到或超过10万吨二氧化碳的工业部门的子行业。

纳入门槛：每年直接二氧化碳排放量达到至少10万吨的固定排放源的设施。

正式运行阶段：行业范围和纳入门槛预计与试点阶段保持一致。



3 2020年至2021年期间配额上限的增加，是由于对被归类为“其他”类别的纳管实体的行业配额进行了扩展。

监管环节

排放点源（所有行业）

纳管主体类型

能源与工业行业固定源年直接排放量大于等于10万吨二氧化碳的设施

纳管主体数量

目前约289家⁴

配额分配与收入

配额分配

试点阶段（2020年至2021年）：试点阶段采用免费分配。

初始分配：根据最近一次核查的排放量进行100%免费分配。新纳入主体以其首次超过10万吨二氧化碳门槛的年份所对应的核查排放量获得免费配额；对于尚未核查排放量的纳管主体，则以其向国家排放登记系统报送的历史排放为准。

事后调整：若纳管主体免费获得的配额低于其实际核查排放量，可从通用储备中申请追加配额。若因产能扩张导致排放增加，也可申请额外免费配额。

设施关停：永久关停的设施须清缴关停前一年的配额，并退还关停年度的免费配额。具体清缴、退还要求依关停时间而定，墨西哥环境与自然资源部将注销相关配额。

配额拍卖：墨西哥环境与自然资源部可拍卖拍卖储备中的配额。

正式运行阶段：预计自启动起将减少免费分配比例。墨西哥环境与自然资源部正制定拍卖机制

收入用途

墨西哥环境与自然资源部正在设计正式阶段的收入管理制度。

灵活性与连接

结转与预借

试点阶段配额不可结转至正式阶段。正式阶段允许跨阶段及履约年度的结转。

虽未明确预借机制，但实际操作中，通常在下一履约期配额发放后才需要清缴上一履约期的排放配额。

抵销信用

墨西哥碳市场允许使用抵销信用。

定性限制：预计将会有两种灵活性工具，均可产生在墨西哥碳市场中使用的抵销信用。

1. 抵销信用：墨西哥环境与自然资源部正在制定国内抵销信用生成计划，用于履约清缴。按照国际或国内认可标准（具体标准待公布）完成审定核查的国内项目可获得资格。所有温室气体相关的减排都包括，但与直接二氧化碳排放相关的除外。

2. 早期行动：试点开始前（2020年）已在墨西哥实施并符合相关准则的项目，若其减排量未被用于其他履约目的，经注销证明后可在墨西哥碳市场中转换为抵销信用，并在正式运行阶段继续产生抵销信用。

定量限制：纳管主体可将抵销信用或早期行动所产生的抵销信用最多用于其履约量的10%。

墨西哥环境与自然资源部正制定相应规定以在试点阶段落实抵销信用与早期行动机制，并基于对可用活动和项目的梳理完善抵销信用使用规则。

《气候变化基本法》（General Law of Climate Change）第89条和第90条为减排成果的注册登记机构提供了总体框架，《国家排放登记系统法规》（Regulation of the General Law of Climate Change on the National Emissions Register, RENE regulation）第26—29条为可注册的项目提供了额外规定，如注册登记程序、用于认可国际注册登记机构签发的减排量的所需基本资料。

与其他碳市场的连接

当前墨西哥碳市场未与任何其他碳市场实现连接，但《气候变化基本法》为未来与其他碳交易体系建立连接保留了可能性。

近年来，墨西哥在这方面开展了多项合作活动。2014年与加利福尼亚州签署了谅解备忘录，2015年与魁北克省签署了谅解备忘录，内容包括在碳排放交易方面的合作。2016年8月，墨西哥、魁北克和安大略省发布了关于碳市场合作的联合声明。此外，2017年12月，墨西哥与其他四个国家和七个次国家政府共同发布了《美洲碳定价巴黎宣言》（Paris Declaration on Carbon Pricing in the Americas for carbon pricing implementation），旨在推动碳定价实施，并为该地区合作提供平台。

⁴ 根据墨西哥环境与自然资源部

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：国家碳税机制

地方层面则有以下州（或地区）征收碳税：科利马州、杜兰戈州、瓜纳华托州、墨西哥城、克雷塔罗州、圣路易斯波托西州、墨西哥州、塔毛利帕斯州以及尤卡坦州。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

履约期为一个自然年。墨西哥环境与自然资源部正根据试点经验评估配额清缴截止日。

监测、报告与核查（MRV）

报告频率：按墨西哥环境与自然资源部电子模板年度自行报送。

核查：由独立的核查机构在次年6月底前完成对排放报告的核查。报告和核查应根据国家排放登记系统的标准和程序进行。⁵

管理模式：正式阶段可能要求纳管主体提交监测计划。

核查后的年度二氧化碳排放量需报送给国家排放登记系统除纳管主体的其他报告义务外）和墨西哥碳市场注册登记机构。

根据国家排放登记系统要求，能源、工业、交通、农业、废弃物、商业及服务业年排放至少2.5万吨二氧化碳当量的排放主体，需报告UNFCCC规定的六种主要温室气体及黑碳、氟氯烃、氢氟氯烃、卤代醚、卤烃及其混合物。《气候变化基本法》第87—88条为RENE报告提供框架。

执法与罚则

墨西哥碳市场试点计划的设计是避免对纳管主体造成额外的经济负担。然而，若纳管主体未履约，其在试点阶段内将不能将未使用的配额结转到后续履约期，并且在墨西哥碳市场正式运行阶段的首次配额分配中，每少交付 1 吨配额，将减少 2 吨配额的分配。

正式阶段拟引入处罚机制。

市场调节

市场设计

市场参与主体：试点阶段仅限纳管主体及抵销信用提供者参与。墨西哥环境与自然资源部正在制定非纳管主体参与规则。

市场类型

一级市场：截至2024年底未开展拍卖，墨西哥环境与自然资源部筹备正式阶段拍卖制度。

二级市场：未设立交易所。截至2024年底，参与者之间自行协商配额转让。

配额的法律效力：试点阶段配额属“行政工具”，非金融工具，正式阶段预计维持此属性。

市场稳定机制

无

其他信息

相关机构

墨西哥环境与自然资源部：实施墨西哥碳市场的主管部门。

碳市场咨询委员会：在试点阶段期间承担咨询、指导、社会参与与建议的技术论坛。其成员包括财政部、环境和自然资源部、能源部和经济部的代表；国家生态和气候变化研究所的代表；工业协会联合会、企业协调委员会和各纳管行业代表。

碳市场评估

《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》第10条规定，墨西哥环境与自然资源部每年对试点进行审查，发布价格走势与减排成效报告。墨西哥环境与自然资源部在试点期间对墨西哥碳市场的组成部分进行了内部评估，以改进和更新正式运营阶段的法规。

此外，在碳市场咨询委员会的支持下，对试点进行了评估，以确定是否需要调整墨西哥碳市场的设计。

碳市场咨询委员会的工作组已就排放总量上限和配额分配方法、抵销信用以及能源部门和法律建议等关键议题向联邦政府提出了不同建议。

5 根据墨西哥环境与自然资源部

监管框架

- [《气候变化基本法》](#) (General Law of Climate Change)
- [《关于建立碳市场试点项目初步基础的协议》](#)
(Agreement on the establishment of the preliminary basis of the Pilot Program of the Emissions Trading System (implementing regulation of the pilot))
- [《国家排放登记系统法规》](#)
(Regulation of the General Law of Climate Change on the National Emissions Register)
- [关于2020年和2021年排放总量上限通知](#)
(Notice on the cap for the years 2020 and 2021)
- [关于2020年和2021年配额储备和行业配额分配通知](#)
(Notice on the reserve and sectoral allocation of allowances for the years 2020 and 2021)
- [墨西哥碳市场官方网站](#)
- [财政部《可持续金融动员战略》](#) (Strategy of Sustainable Finance Mobilization)
- [更新版《国家气候变化战略》](#) (Updated National Climate Change Strategy)
- [《环境与自然资源部组织通则手册》](#) (General Organization Manual of SEMARNAT)

亚太地区

澳大利亚	140	新西兰	175
北京	144	韩国	180
中国	148	日本埼玉县	187
重庆	153	上海	191
福建	157	深圳	196
广东	161	天津	200
湖北	166	日本东京都	204
印度尼西亚	170		

澳大利亚

保障机制

- 保障机制已于2023年7月1日正式启动
- 该碳市场采用基于排放强度的管理方式，主要监管大型工业设施
- 各设施的排放基准线将每年下降4.9%直至2030年

碳市场总体介绍

澳大利亚保障机制针对全国 200 多家大型设施和企业设立了强制性的设施级排放基准线。任一财年内受管控排放的排放量超过 10 万吨二氧化碳当量的设施均需纳入管控范围。纳管主体需为超过其年度排放上限（基准线）的排放量交付碳信用，该基准线根据排放强度设定。

该排放基准线依据实际产量及生产产品的碳排放强度值计算，排放超过基准线的设施需通过清缴减排指标来抵销超额排放，包括保障机制信用（Safeguard Mechanism Credits, SMC）或澳大利亚碳信用（Australian Carbon Credit Unit, ACCU）【详情请见配额分配、抵销信用及履约机制章节】。纳管主体还可以申请多年度排放核算周期（Multi-Year Monitoring Period, MYMP）对多年度排放分摊所面临的履约义务【详情请见履约机制章节】。符合资格条件的纳管主体，还可申请下调基准线下降率，或从未来年度预借配额。

该机制自 2016 年起正式实施，不过在初始阶段，由于并不签发可供交易的减排指标，所以当时未将其界定为碳排放交易体系。直至 2023 年 7 月，政府开始向排放低于基准的设施签发保障机制信用（SMC），该机制也转变成为了“基准线和减排机制”（Baseline-and-Credit System，碳排放交易体系的一种类型）。排放基准线也进一步收紧，每年下降默认值为4.9%，确保符合澳大利亚既定的 2030 年减排目标，并为 2050 年实现碳中和奠定基础。

年度回顾

2024 财年是作为保障机制实施改革后的首个完整履约年度。2025 年 2 月，澳大利亚清洁能源监管机构（Clean Energy Regulator, CER）于2024 财年排放报告后，首次发行了保障机制信用。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



国内航空



工业



废弃物



交通

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物、全氟化碳

抵销信用

国内，无限制

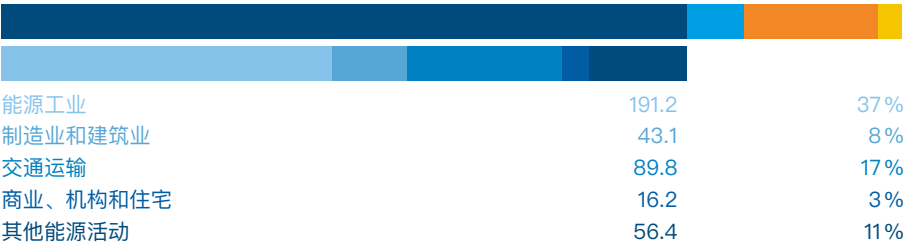
配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

澳大利亚的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源活动	396.7	76.1 %
工业生产过程	33.0	6.3 %
农业活动	77.5	14.9 %
废弃物处理	13.9	2.7 %
合计	521.0	



温室气体减排目标

到2030年：相较2005年排放水平减少43%（更新后的国家自主贡献）

到2050年：实现净零排放（国家自主贡献）

澳大利亚的温室气体减排目标遵循《2006年IPCC国家温室气体清单指南》，覆盖该指南界定的土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF），以及所有其他经济部门、分类和碳库，以及纳入澳大利亚年度《国家排放清单报告》列示的其他各类排放源。

碳市场的规模与阶段

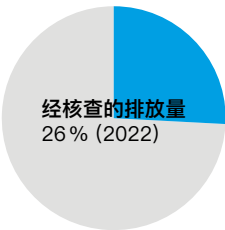
覆盖排放量

经核查的ETS排放量(2022) 138.7 MtCO₂e

配额总量或排放上限

澳大利亚保障机制下的排放总量额度相当于所有纳管主体的排放强度基准线乘以实际产量的总和。然而，这种自下而上的排放限制并不代表澳大利亚保障机制设定了绝对排放总量上限。

设施层面基准线依据实际产量及生产产品的碳排放强度值来计算。对于标准基准线（Standard Baseline）及垃圾填埋场的基准线（Landfill Baseline），默认每年下降4.9%直至2030年。



所有受保障机制管控的设施净排放量在2030财年期间不得超过1亿吨二氧化碳当量，在2021至2030财年期间，净排放总量不得超过12.33亿吨二氧化碳当量，并且需在2050财年降至零。

所有受保障机制管控的设施的总排放量，亦须随时间推移逐步下降，并以五年滚动平均值进行考核。自2024年7月起，前五年保障机制覆盖排放的滚动平均值，须低于三年前同期的五年滚动平均值；自2027年7月起，该滚动平均值则需低于两年前同期的五年滚动平均值。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业：保障机制覆盖了澳大利亚年直接（范围1）温室气体排放量超过10万吨二氧化碳当量的设施。目前约有220家设施被纳入，涵盖采矿、制造业、国内交通运输以及石油、天然气和废弃物等行业。

在澳大利亚保障机制框架下，对于所有并网发电设施，采用统一的行业基准线（Sectoral Baseline）进行管理。目前，该行业基准线并无上升或下降的要求。若独立的并网发电机组的排放量不超过既定行业基准线，则不纳入保障机制，所以并网发电设施虽然在名义上在保障机制的管控范围内，但实际上其并不承担履约义务。离网发电设施（包括并入受保障机制管控设施的发电机组）并不适用电力行业的这一基准线，它们需遵守的要求与其他受保障机制管控的设施相同，并需报告其排放量。

在废弃物处理行业，由于大部分设施的排放量未能达到纳入门槛，仅有极小部分（约占行业总排放量的1%）被纳入保障机制。

纳入门槛：每年直接（范围1）排放量超过10万吨二氧化碳当量的设施，以及公司（对交通运输和国内航空行业而言）。

监管环节

排放点源

市场主体类型

设施、公司（铁路/公路运输与国内航空领域）

纳管主体数量

219家（2023财年）

配额分配与收入

配额分配

根据改革后的保障机制，基准线是根据下降率调整后的实际产量及生产产品的碳排放强度值来设定的。最初该排放强度基于设施自身的排放强度，到2030年，基准线将逐步过渡到基于行业平均排放强度来设定。自2023年7月起，现有设施生产的新增产品及所有新建设施生产产品的排放基准，统一按“先进的”排放强度值设定。

对于并网的发电设施，都基于历史排放量的行业基准线。对于没有设定基准线的设施，默认10万吨二氧化碳当量作为基准线。

排放量低于基准线的设施（不含垃圾填埋场及使用预借机制的设施）可获签发保障机制信用，可自行结转或出售。

对于面临碳泄漏风险的贸易暴露型（Trade-Exposed Baseline-Adjusted, or TEBA）设施可申请降低基准线下降率。

灵活性与连接

结转与预借

澳大利亚保障机制对保障机制信用可结转量没有限制，至2030年前均可使用。2030年后的结转机制将在2026—2027年保障机制评估中审议。

在2030年前均允许预借。纳管主体允许预借的减排指标量不得超过每年基准的10%，同时在预借发生的下一年收取【预借量】10%的利息，其预借量和利息会从预借发生下一年基准额度中扣减。不同财年的预借利率不同。

- 在2025—2026财年间，预借利率为2%。
- 从2026—2027财年起，预借利率为10%。

抵销信用

允许使用国内抵销机制签发的澳大利亚碳信用。

定性限制：仅澳大利亚碳信用可用于抵销履约义务。

定量限制：没有上限。如果纳管主体使用澳大利亚碳信用抵销其排放量超过其排放基准30%以上时，该主体须向清洁能源监管机构提交一份说明，阐述其设施未能实现减排的具体原因，并且这份说明将会在清洁能源监管机构的官方网站上进行公示。

与其他碳市场的连接

澳大利亚保障机制未与任何其他碳市场相连接。

该管辖区内的其他碳定价机制

国内抵销信用机制：澳大利亚碳信用计划

履约

履约机制

在澳大利亚保障机制下，对于纳管主体而言，其设施实际排放量超过相应年度排放基准线的部分，需要使用保障机制信用或者澳大利亚碳信用进行等量清缴。排放基准线依据下降率调整后的实际产量及生产产品的碳排放强度值来计算。

对于现有设施，基准线在初期主要根据该设施当前的排放强度加权设定；到2030年将过渡至基于行业平均排放强度。

无论是既有设施，还是新建的设施，其排放基准均遵循每年4.9%的默认下降率直至2030年。2030年后，排放基准线的下降率以五年为一个周期进行设定，与澳大利亚国家自主贡献目标的更新保持一致。这一下降路径与澳大利亚的排放路径相匹配，并预留减排指标储备，用于应对新旧设施产量高于预期、或贸易暴露型基准线调整获得的额度超出预期等情形。

对于存在碳泄漏风险的贸易暴露型设施，会根据行业类型对排放基准线的下降率做出调整。在制造业领域，下降率最低为1%，而在除制造业之外的其他行业最低为2%。贸易暴露型设施可在三年内获得调整后的基准线下降率，且该调整幅度与设施参与机制的合规成本相匹配。

在一些情况下【即如果某一设施的排放超过年度排放基准且需要时间实施减排行动，而其中有明确可信的减排计划在2030年前不超过五年周期内可达成累积的减排量】，设施可申请采用多年度排放核算周期最少两年最多五年】，将最远【累积】至2030年所面临的履约责任和减排预期分摊至多年。这一举措仅适用于那些在多年度核算周期内切实开展实质性减排行动的设施。

履约周期

年度报告与履约要求

- 合规期结束时间：6月30日
- 报告截止日期：10月31日
- 碳信用额发放时间：次年2月初
- 碳信用额交付截止日期：次年3月31日

监测、报告、核查（MRV）

监测：根据《国家温室气体与能源报告法》（National Greenhouse and Energy Reporting Act, NGER Act）进行排放量核算。

报告：按《国家温室气体与能源报告法》进行年度自主报告。

核查：根据《国家温室气体与能源报告法》实施核查，年排放超100万吨二氧化碳当量的设施须接受独立机构每年核查。

执法和罚则

最高民事处罚按超额排放量每吨1个处罚单位计算。截至 2024 年 7 月，1处罚单位等于330澳元（约合210美元，或 1580元人民币）。主管部门开具的违法罚款通知的罚款额为最高民事处罚金额的三分之一或最高为15万个处罚单位，二者之中较小者。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体，以及非纳管主体（用于交易澳大利亚碳信用和保障机制信用）

市场类型

一级市场：当前无拍卖机制。

二级市场：清洁能源监管机构正建立澳大利亚碳交易所（Australian Carbon Exchange），该交易所将负责清算和结算澳大利亚碳信用，以及可能有其他清洁能源监管机构签发的碳信用。未来，该交易所还将逐步支持保障机制信用等交易。

配额的法律地位：根据《2001年澳大利亚公司法》（Australia’sCorporationsAct（2001），澳大利亚碳信用和保障机制信用被视为金融产品（部分除外）。

市场稳定机制

价格调节机制：

工具类型：设定价格（逐步递增）

运作方式：超过排放基准的设施可向清洁能源监管机构申请以固定价格购买所需澳大利亚碳信用。2024财年定价为75澳元（约合50美元，或360元人民币），后续财年按消费者价格指数加上年增2%调整，为纳管主体提供履约成本上限的确定性。

其他信息

相关机构

清洁能源监管机构：联邦主管部门，负责机制管理，基准设定和计算、排放数据收集和发布、保障机制信用签发、贸易暴露型设施基准下降率审批等。

气候变化、能源、环境及水务部（Department of Climate Change, Energy, Environment and Water, DCEEW）：联邦部门，负责气候政策以及保障机制。

气候变化管理局（Climate Change Authority, CCA）：独立咨询机构，为政府提供气候政策建议，包括对澳大利亚保障机制运行绩效的评估。

碳市场评估

澳大利亚政府将于2026年至2027年开展保障机制的政策评估，以确保该机制的有效性。气候变化管理局将评估改革措施对场站减排的效果，并就澳大利亚碳信用的使用限制等提出建议。

2023 年保障机制改革后，澳大利亚政府承诺审议更多政策选项以应对与主要贸易伙伴减排政策差异导致的碳泄漏风险，已于 2023 年 11 月和 2024 年 11 月先后发布两份咨询文件。第二份咨询文件指出，现行保障机制设计在中短期内已能有效缓解碳泄漏风险，但长期来看，部分商品可能需采取额外措施，如对进口商品实施边境碳调整。

监管框架

- [《2007年国家温室气体与能源报告法》](#)
(National Greenhouse and Energy Reporting Act 2007 (NGER Act))
- [《2015年国家温室气体与能源报告（保障机制）规则》](#)
(National Greenhouse and Energy Reporting (Safeguard Mechanism) Rule 2015)
- [《2015年碳信用额（碳农计划）规则》](#)
(Carbon Credits (Carbon Farming Initiative) Rule 2015)
- [《2011年澳大利亚国家排放单位登记法》](#)
(Australian National Registry of Emissions Units Act 2011)
- [《2011年澳大利亚国家排放单位登记条例》](#)
(Australian National Registry of Emissions Units Regulations 2011)

北京

北京碳市场

- 中国三个由地方人大批准碳市场立法的区域碳市场之一
- 率先实施跨区域交易以及以价格上下限作为稳定机制的碳市场
- 覆盖行业广泛且多次扩展覆盖范围

碳市场总体介绍

北京碳市场于2013年11月启动，是全国三个由地方人大批准碳市场立法的区域碳市场之一。北京采用自下而上的方法设定配额总量。碳市场覆盖了全市总排放量的30%，包括来自供热、水泥、石油化工及其他工业企业、制造业、服务业和公共交通的排放。纳入碳市场的纳管主体必须为其所有纳管排放提交相应配额，配额则通过拍卖或免费分配的方式进行分配。

2013年至2023年，北京碳市场是中国唯一采用价格下限（人民币20元，美元2.78元）和价格上限（人民币150元，美元20.84元）作为价格稳定机制的区域碳市场。在平均价格连续偏高或偏低的情况下，政府可通过拍卖或回购方式调整额外配额。与中国其他碳市场相比，北京碳市场的碳价格水平相对较高。

北京支持中国核证自愿减排量（CCER）交易市场建设，由北京绿色交易所承担CCER交易平台的运营。

年度回顾

2024年3月，北京市人民政府修订了《北京市碳排放权交易管理办法》，自5月起取代2014年发布的《北京市碳排放权交易暂行管理办法》。新措施明确了北京市生态环境局及碳市场相关主管部门的职责分工，完善了政策框架。

同年5月，负责碳市场工作的北京市生态环境局发布了《关于做好2024年本市碳排放单位管理和碳排放权交易工作的通知》，其中包含多份关于监测、报告和核查（MRV）、配额分配及抵销信用使用等方面的文件。该通知明确将2023年排放的履约截止日期设定为2024年11月15日。

继而于同年9月，北京市生态环境局发布了《北京市碳排放权交易市场碳排放量抵销管理办法》，引入了抵销信用的新使用规则（见「抵销信用」部分）。

同年10月，北京市生态环境局发布了《北京市碳排放权交易市场碳排放配额有偿竞价发放和回购管理办法》，引入了新的市场稳定机制规则（见「市场稳定机制」部分）。

北京于9月和11月组织了两次配额拍卖。北京碳排放权交易所拍卖了41.83万吨配额，总成交额为人民币4490万元（合美元624万元）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



电力¹



建筑



工业



交通

排放总量上限

~4,400 万吨二氧化碳当量（2022年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均拍卖价格：人民币107元（美元15元）

平均二级市场价格：人民币102元（美元14元）

累计收入

自市场启动以来：人民币3.19亿元（美元4330万美元）

2024年：人民币4491万元（美元624万元）

¹ 电力行业碳排放自2019年受中国全国碳市场管控。然而，由于管理原因，一家电力公司仍保留在北京碳市场中。

北京的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
132.1² 亿吨二氧化碳当量（2020年）

温室气体减排目标

到2025年：二氧化碳排放量较峰值下降10%以上（不包括航空客货运输碳排放）；二氧化碳排放强度较2020年水平降低约18%（《北京市“十四五”时期生态环境保护规划》）

到2030年：北京二氧化碳排放量达峰（《北京市碳达峰实施方案》）

到2035年：实现二氧化碳排放总量“明显”下降（《北京市“十四五”时期应对气候变化和节能规划》）

规模与阶段

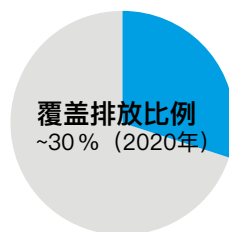
配额总量或排放上限

北京碳市场的配额总量是由各纳管主体按设施层级自下而上汇总的排放数据确定的。历年配额总量如下：

2020年：约5,000万吨二氧化碳当量²

2021年：约3,500万吨二氧化碳当量³

2022年：约4,400 万吨二氧化碳当量⁴



覆盖行业和纳入门槛

工业和非工业的企业及单位，包括电网、供热、水泥、石油化工、其他工业企业、制造业、服务业、公共交通和国内航空⁵。电力行业碳排放于2019年纳入中国全国碳市场；然而，出于管理原因，一家电力公司仍保留在北京碳市场中。

纳入门槛：

2015年前：每年10,000吨二氧化碳当量，包括直接和间接排放。

自2016年起：每年5,000吨二氧化碳当量，包括直接和间接排放。

强制性报告：每年2,000吨标煤（tce）的能源消耗

监管环节

排放点源（电力和工业）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

碳市场共覆盖882家单位；另有409家单位在2024年履约年度具有强制性排放报告义务，但不承担配额清缴责任。

配额分配与收入

配额分配

北京碳排放配额（BEAs）以基准法或祖父法免费分配。对于采用基准法或历史强度法的行业，年度配额采用预分配方式进行分配，并在履约年度结束后根据实际产量进行事后调整。

免费分配：根据基准年份（2016年至2018年）的历史排放量或排放强度，采用祖父法进行免费分配。

基准法适用于电力、供热、水泥和数据中心的新进入单位及扩产单位。

为防止配额过剩或短缺，北京市生态环境局将2022年和2023年履约年度的配额盈余和短缺上限设定为排放量的20%。对于免费配额低于核查排放量80%的纳管主体，其配额分配将上调至核查排放量的80%；对于免费配额高于核查排放量120%的纳管主体，其配额分配将下调至核查排放量的120%。

拍卖：北京可保留不超过5%的配额用于不定期拍卖（详见「市场稳定机制」部分）。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入市财政。

² 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

³ 低于2020年主要原因是电力行业已纳入全国碳市场。

⁴ 高于2021年主要由于北京碳排放交易体系新增41个纳管主体。

⁵ 目前，国内航空业仅需履行强制性报告义务。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转；
但不允许配额预借

抵销信用

允许使用抵销信用，包括中国国内基于项目的抵销信用（如CCERs）和北京核证自愿减排量（BCERs）。符合条件的BCERs项目类型包括绿色建筑、低碳交通、园林绿化、可再生能源和节能项目。

定量限制：抵销信用的使用不得超过年度排放量的5%。

定性限制：2012年至2017年实施的旧版中国核证自愿减排量机制下发行的CCER，用于抵销2023年度的履约排放，但自2024年起不再有效。对于2024年1月后根据新机制发行的CCER，则不设定使用上的项目类型限制。

在5%的抵销比例限制中，至少50%需来自北京市辖区内的项目。在非北京市的CCER中，优先使用与北京签有区域气候或污染防治合作协议的地区项目（如河北和天津）。

与其他碳市场的连接

北京碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：北京核证自愿减排量（BCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个自然年：清缴配额的截止日期由北京市生态环境局在年度管理通知中确定。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：年度

核查：需经第三方核查。此外，政府亦组织专家对所有核查报告进行评审，部分报告还需接受第四方核查。

规则：北京市生态环境局发布了温室气体排放监测与报告的通用规则，并为以下行业制定了专项指南：供热生产与供应、热电、水泥、石油化工、公共交通、航空、其他工业企业和服务业。

其他：除纳管主体外，所有年能源消耗超过2,000吨标煤（tce）的法人单位均需报告其温室气体排放量，但无需核查。

执法和罚则

未按时提交排放报告或核查报告的单位，最高可被处以人民币5万元（约合6,947美元）的罚款。此外，未提交足够配额抵销排放量的企业，将按上一交易周期六个月的市场均价计算，每少缴一吨配额最高可被处以五倍于该均价的罚款。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合北京绿色交易所制定的碳市场规则的纳管主体、国内非履约单位及个人。

市场类型：

一级市场：BEAs通过免费分配方式发放。北京保留最多5%的配额用于不定期拍卖。

二级市场：交易包括三类现货产品：BEAs、CCERs、BCERs。上述三类产品的交易均由北京绿色交易所负责管理。北京碳市场也允许场外交易。

受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

额外配额拍卖

工具类型：基于价格的机制

运作方式：北京市生态环境局可在以下两种情况下拍卖额外配额：其一，配额的加权平均价格连续10个交易日超过上一日历年平均交易价格的60 %；其二，市场流动性不足。此外，若配额的加权平均价格连续10个交易日低于上一日历年平均交易价格的40 %，交易中心可动用市财政预算专项资金回购市场上的配额。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：北京绿色交易所对挂牌交易实施价格涨跌幅限制制度。涨跌幅限制为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下20 %，以防止价格剧烈波动。同时，交易所对不同市场参与主体设定了最大持仓限额：纳管主体的持仓限额为年度其分配配额的总和加100万吨，机构投资者为100万吨，个人投资者为5万吨。

其他信息

相关机构

北京市发展和改革委员会：负责建立北京碳市场，直至2019年政府机构改革。

北京市生态环境局：负责2019年政府机构改革后北京碳市场的运行。

北京绿色交易所（前称北京环境交易所）：负责交易平台的运营管理。

北京市应对气候变化管理事务中心：负责碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。然而，当地碳交易所发布了2014年至2018年的年度报告，概述了系统性能。此外，地方政府资助了关于改进立法、监测报告与核查（MRV）、基准制定等方面的研究。

监管框架

- [北京市人民代表大会《关于北京市在严格控制碳排放总量前提下开展碳排放权交易试点工作的决定》（2013年）](#)
- [《北京市排放权交易管理办法》（2024）](#)
- [北京市八个行业（电力生产、水泥、石油化工、热力生产、服务业、道路运输、航空及其他行业）二氧化碳排放核算和报告要求（2021年）](#)
- [北京市生态环境局关于做好2024年本市碳排放单位管理和碳排放权交易工作的通知（2024年）](#)
- [《北京市碳排放权交易市场碳排放量抵销管理办法》（2024年）](#)
- [《北京市碳排放权交易市场碳排放配额有偿竞价发放和回购管理办法》（2024年）](#)

中国

中国全国碳市场

- 于2021年启动，作为全球最大的碳排放交易体系，目前覆盖约80亿吨二氧化碳当量
- 为基于强度的碳市场
- 覆盖电力行业，并于2024年扩展至三个的工业行业

碳市场总体介绍

全国碳市场于2021年启动，旨在有效控制并逐步减少二氧化碳排放。该碳市场是全球覆盖排放量最大的碳市场，预计覆盖约80亿吨二氧化碳，占全国二氧化碳排放总量的60%以上。

全国碳市场覆盖电力、钢铁、水泥和铝冶炼等行业的3,500多家企业，这些企业的年排放量均超过26,000吨二氧化碳当量。纳管主体必须按照其全部覆盖排放量缴纳相应的配额。全国碳市场采用基于产出的配额分配方法，配额全部以免费方式发放。目前采取有限的履约义务，并在不同类型设施之间存在差异。随着碳市场不断完善，未来将逐步扩大覆盖行业范围。

2024年1月，中国启动了国家温室气体自愿减排交易市场：中国核证自愿减排量（CCER）市场。CCER在暂停六年并经历改革后重新启动，为全国碳市场提供了抵销机制（见「抵销信用」部分）。

全国碳市场借鉴了七个区域碳市场的成功经验。这些区域碳市场仍与全国碳市场并行运行，覆盖全国碳市场尚未纳入的行业和单位。

年度回顾

2024年1月，中国国务院颁布了《碳排放权交易管理暂行条例》（简称《暂行条例》），为全国碳市场建立了稳固的法律基础。《暂行条例》自同年5月正式实施，进一步加强了对不同利益相关方的执法措施和违规处罚。

同年10月，生态环境部发布了《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》。该配额方案更新了基准值并剔除了间接排放。同时，方案设定了配额结转额度上限，并取消了预借配额机制。此外，履约周期从两年一周期调整为一年一周期。

中国核证自愿减排量（CCER）计划自2024年1月重启后，国家认证认可监督管理委员会（CNCA）于同年6月公布了经认可的核查机构名单，生态环境部并于8月开始接受新的项目申请和核查。截至2025年4月，CCER计划共有五家经认可的核查机构。超过70个减排项目已申请CCER项目资格，其中九个项目已成功获得减排量核证，总计948万吨二氧化碳当量。

在2024年9月公开征求意见后，生态环境部于2025年3月正式发布了全国碳市场行业扩展的工作方案。该计划将全国碳市场覆盖范围扩展至钢铁、水泥和铝冶炼行业，分两阶段实施。第一阶段（2024年至2026年）旨在帮助相关行业的企业熟悉全国碳市场，并提升排放数据质量。第二阶段（自2027年起）旨在降低排放强度，进一步完善碳市场运行机制。此次覆盖范围扩展将纳入1,500家企业至全国碳市场，增加约30亿吨二氧化碳当量的排放覆盖量。



- 已实施¹
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

~80 亿吨二氧化碳当量（2024）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳
四氟化碳及六氟乙烷（仅适用于铝冶炼行业）

抵销信用额

国内（全国），设有定量限制

配额分配

免费分配：基于产量的基准法

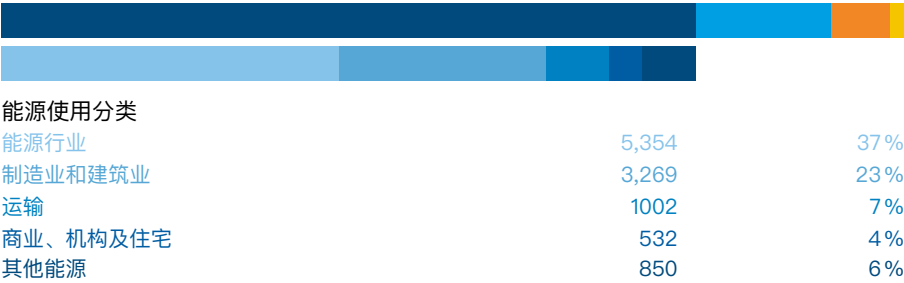
2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币95.96元（美元13.33元）

¹ 台湾省正在考虑实施碳市场
² 其他行业内的自备电厂也纳入覆盖范围。

中国的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量		
百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	11,007	77 %
工业制程	2,140	15 %
农业	931	7 %
废弃物	236	2 %
总计	14,314	



温室气体减排目标

到2025年：单位国内生产总值（GDP）的碳排放量较2020年水平减少18%（“十四五规划”）
2030年前：实现碳达峰；单位GDP碳排放较2005年水平下降超过65%（“1+N”政策体系；更新后的国家自主贡献）
2060年前：实现碳中和（“1+N”政策体系；更新后的国家自主贡献）

规模与阶段

阶段

目前，全国碳市场尚未划分具体阶段。

配额总量或排放上限

配额总量为对所有纳管主体进行自下而上配额分配的总和，并根据实际产量进行调整。

根据估算，全国碳市场的年度配额总量为：2019年和2020年约45亿吨二氧化碳，2021年和2022年约51亿吨，2023年约52亿吨，2024年则增至约80亿吨。

覆盖行业和纳入门槛

电力（包括热电联产以及其他部门的自备发电厂）、钢铁、水泥和铝冶炼。

履约义务目前尚有限制（详见「配额分配」部分）。

预计覆盖范围将逐步扩大，石化、化工、平板玻璃、铜冶炼、造纸和航空等行业。上述行业的相关单位自2015年起即承担监测、报告与核查（MRV）义务。

纳入门槛：

2019年至2020年：2013年至2019年间，任一年度排放量达到26,000吨二氧化碳当量或以上的单位。
2021年至2022年：在2020年至2021年间，任一年度排放量达到26,000吨二氧化碳当量或以上的单位。
自2023年起：上一年度年排放量达到或超过26,000吨二氧化碳当量的单位。

监管环节

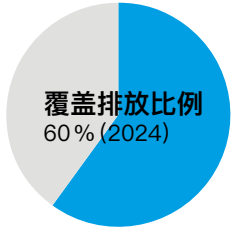
排放点源

纳管主体类型

企业³

纳管主体数量

~3,500 家单位（2024 年）



3 监测、报告与核查（MRV）及履约义务适用于这些公司运营的固定排放设施，但通常由公司层面统一管理。这里提到的3,500个「单位」指的是公司，每家公司可能运营多个排放设施。

配额分配与收入

配额分配

配额均采用基准法免费分配。

免费分配（电力行业）：配额主要采用基于产出的基准法分配，共设有四类不同的基准值：300MW 等级以上常规燃煤机组；300MW 等级及以下常规燃煤机组；非常规 燃煤机组；以及燃气机组。

年度配额采用预分配方式进行分配，并在履约年度结束后根据实际产量进行事后调整。

纳管主体根据上一年度核查排放量的70%获得配额，随后根据2023年和2024年的实际发电量对分配进行调整。对于负荷率低于65%的燃煤发电单位，他们可通过机组负荷（出力）系数分配到更多配额，这可能导致效率较低的机组获得了更多配额。

根据2023至2024年的配额分配方案，纳管主体的履约义务相对有限。燃气机组只需提交相当于基准水平的免费配额；对于燃煤机组，若其获得的免费配额低于经核查排放量的80%，则其配额将被上调至80%。这意味着20%仍为企业需承担的最大履约缺口，与上一履约期保持一致。

免费配额（钢铁、水泥和铝冶炼行业）：

在2024年履约年度，纳管主体将获得与其经核查排放量相等的免费配额。

生态环境部将制定并公布2025年及以后的年度配额分配方法，该方法将以产量为基础，并通过排放强度进行调控。

拍卖机制：目前配额仍以免费方式分配，但《碳排放权交易管理暂行条例》已明确提出将引入拍卖机制，并逐步扩大适用范围。目前尚未公布具体的实施时间表。

拍卖收入用途

目前尚未制定关于该机制所产生收入的具体使用安排。

灵活性与连接

结转与预借

2021至2022年期间曾暂时允许配额预借。

在前三个履约周期中，纳管主体可无限量结转其剩余配额。在随后的履约周期中，纳管主体可结转的配额上限为1万吨，加上2024年和2025年净出售量的1.5倍。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定量限制：纳管主体可使用由全国碳市场未涵盖项目所产生的中国核证自愿减排量（CCER），用于抵销其经核查排放量的最多5%。

定性限制：未对项目类型或年份设置额外限制。

2012年，国家发展和改革委员会（NDRC）发布了《自愿温室气体减排交易管理暂行办法》，为CCER的核发提供了制度依据。CCER项目注册于2015年启动，但该机制于2017年暂停，以便进行相关法规修订。生态环境部于2024正式重启CCER机制，并引入了新的方法学、注册登记系统、核查机构以及交易平台。

自2025年1月起，只有在新CCER项目下注册的减排量才能用于全国碳市场的抵销。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心

（NCSC）负责CCER登记管理，北京绿色交易所则专门负责CCER交易平台的运营。

与其他碳市场的连接

全国碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：北京、重庆、福建、湖北、广东、上海、深圳和天津的区域碳市场

国内抵销机制（国家级）：中国核证自愿减排量（CCER）

国内抵销机制：北京、重庆、福建、湖北、广东、上海、深圳、天津等地的本地抵销机制

履约

履约机制

纳管主体必须就其所有覆盖排放按每吨二氧化碳当量缴纳一个配额，配额分配依据排放强度基准进行。

履约周期

2019年至2022年期间以两个自然年为一个周期，自2023年起调整为每一个自然年为一个周期。

监测、报告与核查（MRV）

每年都会发布全国碳市场的工作计划，明确标明监测、报告与核查（MRV）工作的时间节点。2025年的工作计划已于同年4月发布。

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：纳管主体必须在每个月结束后的40个日历日内提交月度排放报告，内容包括燃料消耗量、低位发热值、燃料中的碳含量、购买电量、产出产量以及其他相关参数。电力行业的纳管主体需在2025年3月底前提交2024年度排放报告；钢铁、水泥和铝冶炼行业的纳管主体则需在2025年6月底前提交2024年度排放报告。

核查：省级生态环境主管部门负责组织温室气体排放报告的核查工作，并可委托技术服务机构提供核查服务。电力行业2024年度排放数据的核查工作须于2025年6月30日前完成；钢铁、水泥和铝冶炼行业的核查工作应在2025年8月底前完成；其他重点行业的核查工作应于2025年9月底前完成。

规则：针对预计纳入碳排放交易体系的八个行业，已制定相关的监测、报告与核查指南、补充数据表、核查指南及其他指导文件。该监测、报告与核查指南自2013年起持续更新（详见「覆盖行业和纳入门槛」章节）。

执法和罚则

《碳排放权交易管理暂行条例》加强了对各相关方的执法力度和处罚措施。纳管主体若未按规定报告或在报告中作假，将被处以50万元人民币（约合69,469美元）起罚，最高可达违法所得的10倍。未履行履约义务的纳管主体亦将被处以配额市场价值5至10倍的罚款，显著高于此前3万元人民币（约合4,416美元）的最高罚款标准。对于在收到整改通知后仍拒绝履行清缴义务的纳管主体，将被扣减下一年度配额，情节严重的还将面临限产或停产等处罚。

参与监测、报告与核查（MRV）相关工作的咨询机构、第三方核查机构和检测机构，如存在数据造假行为，最高可被处以违法所得10倍以内的罚款，并可能被取消相关从业资格。类似的处罚也适用于市场操纵行为。《暂行条例》弥补了此前对技术服务机构和市场参与者违法违规行为缺乏处罚依据的制度空白。

对于从事市场操纵行为的市场参与者，处罚起点为人民币50万元（约合69,469美元），最高可处以违法所得10倍以内的罚款。

市场调节

市场设计

市场参与者：目前，仅纳管主体可参与碳市场交易。《暂行条例》指出，未来可能允许其他类型的机构或个人参与市场，但尚未明确具体时间表。

市场类型：

一级市场：目前配额仅通过免费分配方式发放。《暂行条例》提出将引入拍卖机制，但未设定具体实施时间。

二级市场：碳排放配额（CEA）可在上海环境能源交易所管理的专属交易平台上进行交易。2019—2020年期间的CEA、2021年CEA、2022年CEA及2023年CEA 在交易所中被划分为四种不同产品。

受金融市场监管规定限制，目前尚不允许开展其他类型的碳市场产品（如衍生品）交易。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。根据财政部发布的暂行政策，仅购买获得的配额可在财务报表中确认为资产，免费分配的配额则不予确认。

市场稳定机制

2021年5月，生态环境部提出可建立市场调节与保护机制，以应对碳交易价格的异常波动。该机制将赋予生态环境部一定的干预手段，例如回购、拍卖或调整中国核证自愿减排量（CCER）使用规则等。但该机制的具体触发条件和实施细节尚未明确。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：上海环境能源交易所实施的涨跌幅限制机制。对于挂牌交易（单笔交易量不超过10万吨二氧化碳当量），涨跌幅限制为前一交易日收盘价上下10%；对于大宗交易（最低单笔交易量为10万吨二氧化碳当量），涨跌幅限制为前一交易日收盘价上下30%。仅在此价格范围内进行的交易可在交易所内成功达成。

同时，交易所对不同市场参与者设定了最大持仓限额：纳管主体的持仓限额为年度其分配配额的总和加100万吨，机构投资者为100万吨，个人投资者为5万吨。

其他信息

相关机构

中国国家碳排放交易体系采用多层次治理结构，涉及三个政府层级：

生态环境部（MEE）：作为国家主管机构，负责制定规则并监督系统运行，与其他国家监管机构共同履行职责。

省级生态环境厅：负责监督碳排放交易体系的实施，包括确定纳管主体、监测、报告和核查（MRV）、聘请核查机构、计算配额、管理省级注册账户及监督履约情况。

市级主管部门：负责直接管理覆盖纳管主体。

中国碳排放权注册登记结算有限责任公司：负责运营碳排放交易登记与清算平台。

上海环境能源交易所：运营CEA交易平台。

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心（NCSC）：运营CCER注册系统。

北京绿色交易所：负责运营CCER交易与清算平台。

碳市场评估

碳市场政策评估框架正在制定中。

监管框架

- [《碳排放权交易管理办法（试行）》（2021）](#)
- [《2023、2024年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》（2024）](#)
- [《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》（2023）](#)
- [各行业企业温室气体排放核算方法与报告指南（2013, 2014, 2015）](#)
- [《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设施》（2023）](#)
- [关于做好2023—2025年部分重点行业企业温室气体排放报告与核查工作的通知（2023）](#)
- [碳排放权交易管理暂行条例（2024）](#)
- [《企业温室气体排放核算与报告指南 钢铁 水泥 铝冶炼行业》（2024, 2025）](#)
- [《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》（2025）](#)

重庆

重庆碳市场

- 唯一覆盖非二氧化碳温室气体的区域碳市场
- 纳管主体可使用符合条件的非化石能源采购量抵销其最多8%的配额清缴缺口。
- 2014年至2020年期间曾采用绝对总量上限，自2021年起改为基于强度的排放上限

碳市场总体介绍

重庆碳市场于2014年6月启动，是中国八个区域碳市场中唯一覆盖非二氧化碳温室气体的碳市场。

重庆碳市场涵盖了电解铝、铁合金、碳化钙、水泥、烧碱、钢铁及其他工业行业的334个单位。重庆碳市场在2014至2020年间采用绝对总量上限，以基准年排放量（即2008年至2012年各纳管主体最高年度排放量总和）为基础，按年调整减排率。从碳市场启动至2015年¹，年度减排率为4.13%，其后上调至4.85%。2021年，重庆碳市场引入拍卖机制，为纳管主体提供额外配额供应，以满足其履约需求。纳管主体必须为其覆盖的碳排放清缴等量的配额，配额来源包括拍卖和免费分配。

2022年，重庆市生态环境局修订了碳市场管理规则，内容涵盖一般管理要求，以及监测、报告与核查（MRV）、配额管理、分配和注册等具体规定。修订后，碳市场不再设定绝对总量上限。目前，多个工业行业已实施基于产出的配额分配机制。

在短期内，重庆碳市场将与全国碳市场并行运行。待全国碳市场扩展至新的行业后，重庆碳市场对应行业内的纳管主体将被纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年9月，重庆市生态环境局印发《重庆市2023年度碳排放配额分配实施方案》，首次引入「减污降碳激励机制」，对同时实现低碳排放和低大气污染的纳管主体，其配额分配量将增加0.3%至0.5%。

此外，重庆成为中国第五个实施「电碳协同」机制的城市，允许纳管主体购入使用符合要求的市外绿色电力消费量，抵销最多8%的年度配额缺口（详见「抵销信用」部分）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

7,839万吨二氧化碳当量（2020年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、一氧化二氮、氢氟碳化物、全氟碳化物、六氟化硫

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法
免费分配：基准法
拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币40.05元（美元5.56元）

平均一级市场价格：人民币44.8元（美元6.22元）

累计收入

自市场启动以来：人民币3.59亿元（美元4,983万美元）

2024年：人民币2,279万元（美元317万元）

¹ 重庆碳市场于2014年启动，首个履约期涵盖2013年的排放量。

重庆的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
188.1 MtCO₂e (2020)²

温室气体减排目标

到2030年：实现碳达峰（重庆市《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

到2060年：实现碳中和（重庆市《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

规模与阶段

阶段

2013年至今

配额总量或排放上限

目前，重庆碳市场的配额总量为所有纳管主体按产出核算的排放水平、自下而上汇总得出。此前，该碳市场采用绝对总量上限，并按预先设定的年均降幅逐年收紧。2013年，配额总量设定为1.25亿吨二氧化碳当量。直至2015年，年度减排率保持在4.13%；自2016年起则上调至4.85%。历年配额总量如下：

2018年和2019年：9,700万吨二氧化碳当量

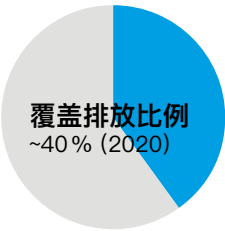
2020年：7,839万吨二氧化碳当量

自2021年起，基于强度的排放上限正式取代绝对总量上限。

覆盖行业和纳入门槛

与大多数其他中国区域碳市场不同，重庆并未预先界定覆盖行业，而是统一设定适用于所有工业领域的纳入门槛，涵盖电解铝、铁合金、碳化钙、水泥、烧碱、钢铁及其他工业行业。凡排放量超过该门槛的单位，均需纳入碳市场管理。

电力行业碳排放受重庆碳市场监管至2019年，随后并入全国碳市场监管。



纳入门槛：

截至2020年：年排放量达到26,000吨二氧化碳当量或年能源消耗量达到10,000吨标煤（tce）。

2021年至2023年：重庆市将门槛下调至每年13,000吨二氧化碳当量或每年5,000吨标煤（tce）。

监管环节

排放点源（电力和工业）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

334家单位（2023年）

配额分配与收入

配额分配

免费配额：2014年至2020年，重庆市采用基于历史排放量的「祖父法」进行免费配额分配，配额数量按2008年至2012年间最高年度的排放量确定。纳管主体每年需提交配额需求，作为免费分配的依据。若该需求量高于其2008年至2012年间的历史最高年度排放量，则按两者的平均值进行调整。此外，若所有纳管主体的配额总和超过自上而下设定的配额总量（详见「配额总量或排放上限」部分），则将按照减排系数统一下调各纳管主体的配额分配量。

在2021至2022年度的配额分配方案中，重庆市生态环境局新引入了历史强度法和基准法两种分配方法。方案共包含四种分配方式：水泥熟料和电解铝生产采用基准法；水泥和铝行业的其他工艺采用历史强度法；其他所有行业采用祖父法；对于垃圾发电厂、页岩气生产、新覆盖单位，以及各行业的非二氧化碳排放，分配量等同于其排放量。

重庆市在2021年、2022年和2023年均采用免费配额分配方式。2024年，在最终分配方案尚未出台的情况下，政府按该地区2023年排放量的70%向受纳管主体预分配配额。自2024年起，水泥、钢铁和铝冶炼行业的纳管主体转而纳入全国碳市场，其在重庆碳市场中的配额将不再预分配。

2023年和2024年期间，在减少大气污染和碳排放方面表现突出的，且未受到生态环境行政处罚或涉嫌生态环境违法的纳管主体，可按其2023年配额的0.3%至0.5%予以奖励性增配。

² 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

在 2023 年较 2022 年实现碳排放强度或碳排放总量下降，且空气污染防治评级为 A 级的纳管主体，可额外获得相当于其 2023 年配额 0.5% 的奖励（每家企业最多 2,000 个配额）；达成减排目标且评级为 B 级的纳管主体，可额外获得 0.3% 的奖励。

在 2023 年达到国家产品能效基准的纳管主体，还可额外获得相当于其产品配额 0.3% 的奖励（每家企业最多 500 个配额）

拍卖：拍卖机制于 2021 年开始使用，年度配额总量中的一小部分可通过拍卖方式分配。拍卖的主要目的是为纳管主体提供额外配额，以满足其履约需求。截至目前，拍卖均以临时方式开展，共举行三次，分别于 2021 年 11 月、12 月以及 2022 年 2 月进行。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入市财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转。2014 至 2020 年期间禁止配额预借，但在 2021—2022 年及 2023 年的配额分配实施方案中，改为允许配额预借。对于配额清缴缺口达到 10% 或以上的企业，可申请预借 2024 年预先分配的配额。

抵销信用

允许使用抵销信用。自2021年9月起，重庆启动本地碳抵销项目，产生“碳惠通”温室气体自愿减排量（CQCER），可用于履约及自愿用途。

定量限制：自 2023 履约年起，纳管主体履约义务中可使用的抵销信用仅限于 CQCER，比例最高为 5%。

定性限制：自 2023 年履约年度起，纳管主体可购入使用符合要求的市外绿色电力消费量，抵销最多8%的年度配额缺口。

与其他碳市场的连接

重庆碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：重庆市“碳惠通”温室气体自愿减排机制（CQCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个配额。所需配额可通过拍卖或免费分配获得。

履约周期

一个自然年。纳管主体的配额清缴日期由政府每年确定，并可能因年度而异。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：温室气体排放报告须在次年四月底前完成。

核查：需经第三方核查。

规则：主管部门已发布了监测与报告指南，涵盖不同排放源的监测方法，包括化石燃料燃烧、工业过程及用电量等。

执法和罚则

未履约不设财务罚款，非财务处罚可能包括公开通报及在重庆市企业环境信用系统中记录不良行为。

2021至2022年分配方案规定了有限的履约义务：免费配额占核查排放量不足80%的纳管主体，其配额将调整至其核查排放量的80%，即允许最多20%的缺口。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合碳市场规则的纳管主体、国内非履约单位及个人。

市场类型：

一级市场：配额迄今为止主要通过免费分配方式发放，2021年引入拍卖机制但未设定固定时间表。

二级市场：重庆碳排放权交易中心设有现货市场，用于配额、CCERs和CQCERs的交易。受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制

运作方式：重庆市生态环境局可从配额总量中预留5%的配额用于市场稳定，并可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：重庆联合产权交易所对挂牌交易实施价格涨跌幅限制制度。涨跌幅限制为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）上下浮动不超过10 %；对于大宗交易（最低交易量为1万吨二氧化碳当量）涨跌幅限制为前一交易日收盘价上下30 %。仅在此价格范围内进行的交易可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

重庆市生态环境局：负责在2020年政府机构改革后建立重庆碳市场。

重庆碳排放权交易中心：负责交易平台的运营管理，该平台隶属于**重庆金融资产交易所**。

重庆资源与环境交易中心：负责碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息，但重庆市生态环境局自2021年起开始对主要管理规章进行修订。

监管框架

- [《重庆市碳排放权交易管理办法（试行）》（2023）](#)
- [《中共重庆市委 重庆市人民政府 关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》（2022）](#)
- [《重庆市碳排放配额管理细则》（2023）](#)
- [《重庆市碳排放权登记管理规则（征求意见稿）》（2022）](#)
- [《重庆市碳排放核查机构管理细则（征求意见稿）》（2022）](#)
- [《重庆市碳排放核查技术指南（征求意见稿）》（2022）](#)
- [《重庆市2023年度碳排放配额分配实施方案》（2024）](#)

福建

福建碳市场

- 并非最初七个区域碳市场之一
- 拥有以碳汇和林业为重点的省级碳抵销机制
- 行业覆盖范围广，已连续七年实现 100% 履约率

碳市场总体介绍

福建碳市场于 2016 年 9 月启动，目前覆盖电网、石油化工、化工、建材、钢铁、有色金属、造纸、国内航空和陶瓷等九个行业，涉及近 300 家单位。自 2019 年起，电力行业碳排放由福建碳市场转为纳入全国碳市场管控。

纳管主体须就其全部排放量清缴配额，配额主要通过祖父法或基准法免费分配。碳市场监管机构在必要时可组织配额拍卖。

福建碳市场尤为重视碳汇。2017年，福建省政府提出在全省范围内推广林业碳汇项目的计划。截至2023年底，福建碳市场累计交易林业碳汇抵销信用达400万吨。

与其他由国家发展和改革委员会（NDRC）授权的区域碳市场不同，福建碳市场的建设依据为由国务院批准的《国家生态文明试验区（福建）实施方案》。在短期内，福建碳市场将与全国碳市场并行运行。随着全国碳市场向更多行业拓展，相关行业的纳管主体将逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年1月，福建省生态环境厅发布了《福建省2023年度碳排放配额分配实施方案（征求意见稿）》。该方案与2022年分配方案基本保持一致，仅对基准线进行了小幅下调，并调整了祖父法的基准年。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



工业



国内航空

排放总量上限

1.162 亿吨二氧化碳当量（2022年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币21.52元（美元2.99元）

累计收入

自市场启动以来：人民币125万元（美元17.4万元）¹

¹ 福建碳市场仅于2016年举行过一次拍卖，共发放50,000吨配额，底价为每吨人民币25元（约美元3.47元）。交易所未披露最终交易量和价格，因此本计算假设所有配额均以底价售出。

福建的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
2.998亿吨二氧化碳当量（2021年）²

温室气体减排目标

到2030年：实现碳达峰（福建省《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

到2060年：实现碳中和（福建省《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

规模与阶段

阶段

2016年至今

配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。历年配额总量如下：

2016年至2018年：约2亿吨二氧化碳当量

2019年：约2.2亿吨二氧化碳当量³

2020年：约1.26亿吨二氧化碳当量

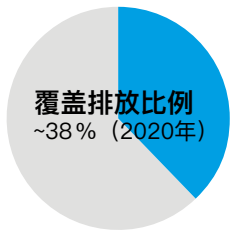
2021年：1.32亿吨二氧化碳当量

2022年：1.16 亿吨二氧化碳当量

该配额总量由三个部分组成：纳管主体的配额、新加入单位的配额储备以及用于市场稳定的储备。

覆盖行业和纳入门槛

石油化工、化工、建筑材料、钢铁、有色金属、造纸、国内航空和陶瓷。自 2019 年起，电力行业碳排放由福建碳市场转为纳入全国碳市场管控。



纳入门槛：

2016年至2019年：能源消耗量在2013年至2019年间任意一年达到或超过10,000吨标煤（tce）。

2020年至2021年：能源消耗量在2013年至2020年间任意一年达到或超过5,000吨标煤。

2022年：能源消耗量在2019年至2022年间任意一年达到或超过5,000吨标煤。

监管环节

排放点源（工业和国内航空）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

293家单位（2022年）

配额分配与收入

配额分配

配额以基准法或祖父法免费分配。对于采用基准法或历史强度法的行业，年度配额采用预分配方式进行分配，并在履约年度结束后根据实际产量进行事后调整。

免费分配：

基准法：基准法适用于电网、水泥、普通钢（非不锈钢）、铝、平板玻璃、化工和国内等行业。

祖父法：其他行业根据历史碳强度获得相应的排放配额。这些单位如果提前采取减排措施，还可以申请额外配额作为奖励。

根据2022年分配方案，单位的履约义务有限。采用基准法的行业，配额最低分配量为经核查排放量的80%，最高可达120%。采用祖父法的行业，其配额盈余和短缺的上下限根据历史排放设定，范围在经核查排放量的3%至10%之间；在此基础上，配额盈余和短缺的最大限额为20万吨二氧化碳当量。

拍卖：碳市场监管机构可在必要时组织配额拍卖（详见「市场稳定机制」部分），未来也可能将拍卖机制纳入配额分配方式。总配额的10%可预留用于市场稳定。

² 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。此前报告的数据来源于碳市场启动年份（即2014年）的公开资料，碳排放量为2.4亿吨二氧化碳当量。

³ 目前暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。2019年配额总量按覆盖87%碳排放的比例进行估算。

为提升市场流动性和完善价格发现机制，福建省发展和改革委员会于2016年从政府储备中组织了一次差别价格（非统一价格）拍卖，拍卖配额为5万吨，结算价格区间为人民币26.50元（美元3.68元）至人民币30元（美元4.17元）。截至目前，尚未举行更多拍卖。

收入用途

 一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借

抵销信用

允许使用抵销信用，包括国内基于项目的抵销信用（如CCERs）和福建林业碳汇（FFCERs）。

定量限制：CCER的使用不得超过年度履约排放量的5%；若企业同时使用FFCER和CCER抵销信用，该比例可提高至10%。

定性限制：符合条件的抵销信用仅限于福建省内未纳入碳市场的单位所产生，且来源于二氧化碳或甲烷减排项目的抵销信用。水电相关的抵销信用并不符合条件。FFCER项目（包括造林、森林管理和竹林管理三种类型）若满足以下条件，方具备资格：项目实施时间在2005年2月中旬以后，且项目开发者具有独立法人资格。

与其他碳市场的连接

福建碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：福建林业碳汇（FFCERs）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个配额。所需配额可通过拍卖或免费分配获得。

履约周期

一个自然年。配额清缴的截止日期为次年6月底。⁴

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：年度温室气体排放报告须于次年2月底前提交至当局。

核查：需经第三方核查。此外，政府亦组织专家对约30%的核查报告进行进一步验证，以提升准确性；该过程被称为「四方核查」。

规则：福建省发展和改革委员会与福建省统计局联合发布了《福建省重点企（事）业单位温室气体排放报告管理办法（试行）》，其中包括遵循国家监测与报告指南的监测计划模板。此外，福建省发展和改革委员会与福建省质量技术监督局联合发布了《福建省碳排放权交易第三方核查机构管理暂行办法》。

执法和罚则

纳管主体：若纳管主体未按时提交排放报告或核查报告、提供虚假信息，或干扰核查过程，将被处以人民币1万元（美元1,389元）至3万元（美元4,168元）的罚款。未提交足够配额以抵销排放量的企业，将被处以相当于过去12个月平均市场价格1至3倍的罚款，最高罚款额为人民币3万元（约合美元4,168元）。此外，监管机构还可从企业账户中扣划相当于缺少配额两倍价值的金额，或从下一年度的配额中予以扣减。

交易机构：若交易机构存在未及时公布交易信息、未建立或未有效实施风险管理体系，或泄露商业秘密等违规行为，处罚金额将在人民币1万元（约合美元1,389元）至3万元（约合美元4,168元）之间。

第三方核查机构：如第三方核查机构发布虚假核查报告、报告内容存在重大错误、泄露商业秘密或参与碳市场交易活动等违规行为，处罚金额亦在人民币1万元（约合美元1,389元）至3万元（约合美元4,168元）之间。

⁴ 该机制依据《福建省碳排放权交易管理暂行办法》制定。在实际操作中，省政府会通过发布行政通知的方式，指导年度履约期的具体时间安排。

此外，福建省发展和改革委员会于2018年发布了关于碳市场不履约信息管理的指导意见，进一步明确了对于违规行为的记录方式以及相应的激励与惩罚措施。对于履约行为的激励措施包括：优先获得贷款、优先申报政府资金支持。对于不履约行为的惩罚措施包括：限制新项目审批、增加检查频率，以及在银行征信系统中留下记录。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合福建省生态环境厅制定的碳市场规则的纳管主体和国内机构投资者。

市场类型：

一级市场：尽管大部分配额以免费方式分配，福建海峡股权交易中心仍可在一级市场组织临时拍卖。截至目前，仅举行过一次。

二级市场：福建排放配额（FJEA）、中国核证自愿减排量（CCER）以及福建林业碳汇（FFCER）的现货交易均在福建海峡股权交易中心进行。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制

运作方式：福建省生态环境局可从配额总量中预留5%的配额用于市场稳定，并可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：交易所对每日挂牌交易设定的价格涨跌幅限制为 $\pm 10\%$ ；对大宗交易的涨跌幅限制为 $\pm 30\%$ 。只有在上述价格区间内的交易，方可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

福建省生态环境局：负责在2020年政府机构改革后建立福建碳市场。

福建海峡股权交易中心：负责交易平台的运营管理。

福建省经济信息中心：负责碳排放权登记管理，市场监管及监测、报告与核查（MRV）。

碳市场评估

福建省政府每年资助开展碳市场完善的相关研究。

监管框架

→ [《福建省碳排放权交易管理暂行办法》（2020年修订）](#)

→ [《福建省2022年度碳排放配额分配实施方案》](#)

→ [《福建省 2023 年度碳排放配额分配实施方案（征求意见稿）》](#)

广东

广东碳市场

- 广东碳市场是中国最大的区域碳市场，且持续扩展覆盖范围，并在区域碳市场中拥有最高的现货交易量
- 多元化市场参与者，包括外国投资者
- 首个引入拍卖机制和将碳普惠机制用于履约的区域碳市场¹

碳市场总体介绍

广东碳市场于2013年12月正式启动，覆盖行业广泛，是中国区域碳市场中规模最大、现货交易量最高的体系。纳管主体须清缴与其核查排放量等量的配额，配额通过拍卖或免费分配获得。

目前，广东碳市场涵盖水泥、钢铁、石油化工、造纸和国内航空等行业近400家单位的排放量，并已逐步扩展至陶瓷、纺织、数据中心等领域。该市场设有年度配额总量，并每年对外公布。配额以免费分配为主，自2017年起不定期举行拍卖。近年来，广东碳市场不断推出新举措以提升市场流动性，并率先在区域碳市场中开展配额远期交易²。

在2020年电力行业纳入全国碳市场之前，广东碳市场曾位列全球第四大碳市场。未来，随着全国碳市场覆盖范围的扩大，相关行业的纳管主体将转入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年1月，广东省生态环境厅发布2023年度配额分配方案，将覆盖范围扩展至陶瓷、港口和数据中心三个行业。根据该方案，自2023年起，这三类行业新纳入了222家纳管主体。广东碳市场同时覆盖达到纳入门槛的机场和纺织企业，但目前仅以自愿参与的形式执行。

同年8月，广东省生态环境厅印发工作通知，暂停向电力、钢铁和水泥行业发放配额，以确保上述行业平稳从广东碳市场过渡至全国碳市场。在配额分配计划中正式发布过渡方案之前，这些行业不得进行配额交易。

同年9月，广东省生态环境厅宣布，2023年度全部391家纳管主体均已履行履约义务。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



工业



国内航空

排放总量上限

2.97 亿吨二氧化碳当量（2023年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币51.37元（美元7.14元）

累计收入

自市场启动以来：人民币8.15亿元（美元1.13亿元）

¹ 当地自愿碳抵销计划，通过实施减排项目或开展低碳活动产生抵销信用。

² 中国碳期货交易仍处于探索和研究阶段。根据《期货交易管理条例》规定，期货交易只能在获批的专业期货交易所进行，因此区域碳交易暂无法开展期货交易。不过，一些地区已探索并推出具有自身特色的碳远期交易产品。

广东的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
6.94亿吨二氧化碳当量（2020年）³

温室气体减排目标

到2025年：较2020年水平，二氧化碳排放强度降低20.5 %（根据国家要求）（《广东省应对气候变化“十四五”专项规划》）

到2030年：实现碳达峰（广东省《关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和工作的实施意见》）

到2060年：实现碳中和（广东省《关于完整准确全面贯彻新发展理念推进碳达峰碳中和工作的实施意见》）

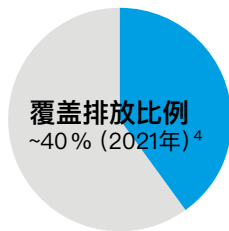
规模与阶段

阶段

第一阶段：三年（2013年至2015年）

第二阶段：五年（2016年至2020年）

第三阶段：持续进行中（2021年至今）



配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。广东省是中国少数对外公布年度配额总量的碳市场之一。在此配额总量内，政府会预留一定比例，作为新进入者配额和市场稳定机制的储备（详见「市场稳定机制」部分）。

P第一阶段：

2013年：3.88亿吨二氧化碳当量（包括3,800 万吨储备）

2014年：3.7亿吨二氧化碳当量（含3,800 万吨储备）

2015年：4.08亿吨二氧化碳当量（包括3,800 万吨储备）

第二阶段：

2016年：3.86亿吨二氧化碳当量（包括2,100万吨储备）

2017年：4.22亿吨二氧化碳当量（包括2,300万吨储备）

2018年：4.22亿吨二氧化碳当量（包括2,300万吨储备）

2019年：4.65亿吨二氧化碳当量（包括2,700万吨储备）

2020年：4.65亿吨二氧化碳当量（包括2,700万吨储备）

第三阶段：

2021年：2.65亿吨二氧化碳当量（包括1,300万吨储备）⁵

2022年：2.66亿吨二氧化碳当量（包括1,300万吨储备）

2023年：2.97亿吨二氧化碳当量（包括1,400万吨储备）

覆盖行业和纳入门槛

第一阶段：

电力、钢铁、水泥和石油化工

第二阶段：

2016：电力、钢铁、水泥、国内航空和石油化工

2017年至2020年：上述行业，加上造纸

第三阶段：

2021年：钢铁、水泥、造纸、国内航空和石油化工

2022年：上述行业，加上陶瓷、纺织和数据中心

2023：上述行业，另加陶瓷（建筑和卫浴）和交通（港口）

纳入门槛：

2013年至2021年：每年排放量达到 20,000 吨及以上二氧化碳当量，或每年能源消耗量达到 10,000 吨及以上吨标煤

2022年起：每年排放量达到 10,000 吨及以上二氧化碳当量，或每年能源消耗量达到 5,000 吨及以上吨标煤

监管环节

排放点源（工业和国内航空）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

391家单位，26家新进入者（2023年）

³ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

⁴ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。2020年，当发电行业仍受广东碳市场监管时，其覆盖比例估计为65%。

⁵ 配额总量较2020年下降的主要原因是电力行业碳排放被纳入全国碳市场。

配额分配与收入

配额分配

免费分配：配额主要通过免费方式分配，分配方法包括：基于历史排放量或排放强度的祖父法，以及基准法。

基准法：适用于水泥、造纸、钢铁、数据中心及航空业的工业过程排放。

祖父法：基于历史排放量的配额分配适用于水泥、钢铁行业的部分工艺，以及石化和纺织行业。基于历史排放强度的配额分配适用于水泥行业部分产品、钢铁行业自备电厂、特殊纸张和纸制品制造、造纸生产、其他国内航空、陶瓷（建筑及卫浴）及港口。

对于采用基准法或排放强度法分配配额的行业，履约年度结束后将根据实际产量对配额进行事后调整。

第一阶段：

2013年和2014年：所有行业免费分配比例为97%；
2015年：电力行业免费分配比例为95%；其他行业比例为97%。

第二阶段：

2016年至2019年：电力行业免费分配比例为95%；其他行业为97%。
2020年：电力行业免费分配比例为95%；航空行业为100%；其他行业为97%。

第三阶段：

航空行业免费分配比例为100%；陶瓷、港口、数据中心和纺织行业为97%；其他行业为96%；新进入者（自2023年起）仅提供6%的免费配额。

拍卖：广东碳市场拍卖少量配额。在首个履约年度，纳管主体必须先通过拍卖购买配额，方可获得免费分配的部分；该要求于2014年取消。

季度拍卖持续至2016年，自2017年起改为不定期举行。拍卖活动同时设有最低竞拍价（详见「市场稳定机制」部分）。

拍卖量由2018年前的200万吨增至2019年的500万吨。最后一次拍卖于2020年4月举行，用于2019年度履约，底价为人民币25.84元（约合美元3.59元），最终仅成交40万个配额，成交价为人民币28.20元（约合美元3.92元）。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借

抵销信用

允许使用抵销信用，包括中国核证减排量（CCER）以及自2017年启动的广东本地碳普惠核证减排量（PHCER）机制所产生的抵销信用。

定量限制：抵销信用的使用量不得超过纳管主体年度排放量的10%。除单个单位的使用比例限制外，广东碳市场还对抵销信用的总量设有上限。2020年，总额度为150万吨，履约时优先使用广东省内的CCER和PHCER项目；2021年和2022年总额度为100万吨；2023年则未公布总量限制。

定性限制：纳管主体所使用的抵销信用中，至少70%必须来自广东省内项目。清洁发展机制（CDM）启动前产生的抵销信用、水电项目以及大多数化石燃料项目的抵销信用均不符合条件。在中国其他区域碳市场产生的抵销信用同样不能用于广东碳市场。符合条件的项目必须主要（即比例超过50%）涉及二氧化碳或甲烷减排。

抵销信用额拍卖：广东省除了现有的二级市场交易外，还通过拍卖方式发放碳普惠核证减排量（PHCER）。拍卖底价由当地交易所与抵销项目开发商共同确定。2021年共举办了6次PHCER拍卖；2022年未举行拍卖；2023年共进行了4次PHCER拍卖。

与其他碳市场的连接

广东省计划探索在粤港澳大湾区内建设联合或联通碳市场的可行性。目前，该计划的具体细节尚未公布。

广东与湖北曾于2012年和2013年探讨过碳市场联通的可能性，但最终未付诸实施。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：碳普惠核证减排量（PHCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个自然年。配额清缴的截止日期为次年6月或8月。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：年度

核查：需经第三方核查。此外，在前三个履约年度，政府指定的专家组对核查报告存在疑问的纳管主体，以及随机抽取的纳管主体，进行了现场交叉复核。

自2016年履约期起，「四方独立评估机制」正式建立。由政府选定的「技术评估组织」负责对年度排放量及核查报告进行技术审查与评估，并承担进一步的现场审查及随机检查任务。这些组织不承担常规第三方核查工作。政府还会对排放报告进行随机抽查。

规则：广东省生态环境厅于2022年修订了纳管主体及第三方验证机构的报告与核查指南。

其他：年排放量在5,000至10,000吨二氧化碳当量的工业单位需报告排放量，但无需核查。

执法和罚则

纳管主体：若纳管主体未按时提交排放报告或核查报告，将被处以人民币1万元（约合美元1,389元）至人民币5万元（约合美元6,947元）的罚款。未清缴足够配额的企业，将从下一年度配额中扣减相当于未足额请购配额两倍的配额，并处以人民币5万元（约合美元6,947元）的罚款。其他非财务处罚还可能包括影响银行贷款及补贴计划的申请资格。

交易机构：若交易机构存在未及时公布交易信息、未建立或未有效实施风险管理体系等违规行为，处罚金额为人民币1万元（约合美元1,389元）至人民币5万元（约合美元6,947元）。

第三方核查机构：如发布虚假核查报告、报告内容存在重大错误，或未经授权使用或披露企业及排放的保密信息，处罚金额为人民币3万元（约合美元4,168元）至人民币5万元（约合美元6,947元）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合广州碳排放权交易所（CEEX）制定的碳市场规则要求的纳管主体，以及国内及国际机构投资者。

市场类型：

一级市场：作为中国首个引入拍卖分配配额的地区，广东碳市场的季度拍卖持续至2016年，自2017年起改为不定期举行，由CEEX负责组织一级市场拍卖。

二级市场：广东碳排放配额是二级市场的主要现货交易产品。2020年引入竞价转让机制，为纳管主体组织拍卖，以提升二级市场效率。CCER与PHCER也可在二级市场交易，所有上述产品均在CEEX进行交易。

受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展标准化远期合约和衍生品交易。然而，随着2021年4月广州期货交易所的成立，广东碳市场迎来新机遇，正在研究并探索推出碳排放权期货及其他创新金融产品的可能性。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

拍卖最低竞价

运作方式：基于价格的机制

运作方式：2015年，广东碳市场设立「政策储备价格」作为有效储备价格，将拍卖最低竞价与二级市场价格挂钩。每年5%的配额作为政府储备，用于新进入者储备及市场稳定储备。市场稳定机制的具体规则由《广东省碳排放管理试行办法》规定。

2016年，政策储备价格调整为过去三个月排放配额加权平均价格的100%。2020年4月，广东碳市场为2019年履约年度进行拍卖时，并考虑新冠疫情影响，政策储备价格设定为过去三个月排放配额加权平均价格的90%。自此之后，广东碳市场未再举行任何拍卖。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：广州碳排放权交易所对每日挂牌交易设定价格涨跌幅的限制机制。该涨跌幅为参考价格（即前一交易日所有交易的加权平均价格）的±10%（适用于挂牌交易），以及±30%（适用于大宗交易）。只有在上述价格区间内的交易，方可成功进行。

其他信息

相关机构

广东省生态环境局：负责碳市场相关事务，包括监测、报告与核查（MRV）。

广州碳排放权交易所：负责交易平台的运营管理。

广东省应对气候变化研究中心：负责碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。不过，广东省应对气候变化研究中心在2013年至2023年期间，持续发布涵盖广东碳市场运行情况的半年度和年度报告⁶。此外，地方政府还资助了有关完善立法、改进监测报告与核查（MRV）、制定基准等方面的研究工作。

监管框架

- 《广东省碳排放权交易试点工作实施方案》（2012）
- 《广东省碳交易支持碳达峰碳中和实施方案（2023—2030年）》（2023）
- 《广东省碳排放管理试行办法》（2014）
- 《广东省碳普惠交易管理办法》（2022）
- 《广东省2023年度碳排放配额分配方案》（2023）

⁶ 报告最新版本可访问：<https://www.efchina.org/Reports-zh/report-lceg-20220427-zh>

湖北

湖北碳市场

- 作为中国规模最大的区域碳市场之一，市场参与主体多元化，并已建立成熟的市场稳定机制
- 纳入门槛适用于所有工业行业
- 湖北省支持国家碳市场注册登记系统的运营管理

碳市场总体介绍

湖北碳市场于2014年4月启动。纳管主体需为其覆盖的全部排放量清缴配额，配额通过拍卖或免费分配方式发放。

湖北碳市场覆盖300多家纳管主体，涵盖广泛的工业子行业。与其他中国区域碳市场不同，湖北碳市场未预先限定具体行业，而是设定了适用于所有工业行业的纳入门槛。配额主要通过免费分配，包括祖父法和基准法，但自2014年以来亦进行了数次临时拍卖。

湖北碳市场是中国最活跃的区域碳市场之一，现货交易量位居全国第二，仅次于广东碳市场，并率先在区域碳市场中开展配额远期交易。湖北在全国碳市场建设中也发挥了重要作用：2017年，湖北被指定牵头建立全国碳市场的碳排放权注册登记机构，该机构自全国碳市场启动以来一直由湖北碳排放权交易中心运营管理。2022年，湖北在武汉成立中国碳排放权注册登记结算有限责任公司，负责全国碳市场的注册登记和结算系统管理。

湖北碳市场将与全国碳市场并行运行。随着全国碳市场覆盖范围扩展至更多行业，相关行业的纳管主体将逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年1月，湖北省人民政府在公众咨询后更新了《湖北省碳排放权交易管理暂行办法》，将主管机构由湖北省发展和改革委员会调整为湖北省生态环境厅，同时降低纳入覆盖范围的门槛，并明确市场监测规则。

同年11月，湖北省生态环境厅发布2023年配额分配方案，采用了与2022年方案相似的分配方法。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



工业

排放总量上限

1.79 亿吨二氧化碳当量（2023年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币40.41元（美元5.75元）

累计收入

自市场启动以来：人民币4.33亿元（美元0.6亿元）

湖北的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
3.51亿吨二氧化碳当量（2020年）

温室气体减排目标

到2030年：实现碳达峰（湖北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

到2060年：实现碳中和（湖北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念认真做好碳达峰碳中和工作的实施意见》）

规模与阶段¹

阶段

2014年至今

配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。

包括储备在内，历年配额总量如下：

2014年：3.24亿吨二氧化碳当量

2015年：2.81亿吨二氧化碳当量

2016年：2.53亿吨二氧化碳当量

2017年：2.57亿吨二氧化碳当量

2018年：2.56亿吨二氧化碳当量

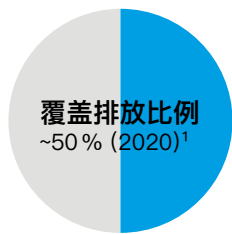
2019年：2.70亿吨二氧化碳当量

2020年：1.66亿吨二氧化碳当量²

2021年：1.82亿吨二氧化碳当量

2022年：1.80亿吨二氧化碳当量

2023年：1.79亿吨二氧化碳当量



覆盖行业和纳入门槛

与其他中国区域碳市场不同，湖北碳市场并未预先限定具体行业，而是设定了适用于所有工业行业的统一纳入门槛。凡超过该门槛的子行业及其单位，均被纳入碳市场管理。

目前，湖北碳市场涵盖供热、钢铁、有色金属、石油化工、化工、纺织、水泥、玻璃及其他建筑材料、造纸、陶瓷、汽车制造、装备制造、食品饮料、医药生产以及供水等行业。截至2019年，电力行业亦在覆盖范围之内，但此后已转入全国碳市场管理。

纳入门槛：

2015年前：2010年至2011年间任何一年能源消耗量超过60,000吨标煤（tce），适用于所有电力和工业行业。

2016年至2022年：在最近两年中的任何一年，年能源消耗量超过10,000吨标煤，适用于所有电力和工业行业。

2023年起：年排放量达到13,000吨二氧化碳当量或以上的工业行业。

监管环节

排放点源（工业）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

449家单位（2023年）

配额分配与收入

配额分配

配额通过基准法或祖父法免费分配。对于采用基准法或历史排放强度法的行业，年度配额采取预分配方式发放，并在履约年度结束后根据实际产量进行事后调整。

免费分配：

基准法：适用于水泥行业（不包括使用外包水泥熟料的单位）和平板玻璃。

祖父法：历史排放强度分配方法适用于供热、造纸、其他玻璃和建筑材料、供水、纺织以及汽车和设备制造。余下所有行业基于前三年历史排放量进行祖父法分配。

¹ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

² 配额总量下降的主要原因是电力行业碳排放被纳入中国全国碳市场。

事后配额分配调整适用于采用基准法或历史排放强度法的行业。在此情况下，纳管主体首先根据上一年度的实际排放量或历史排放强度获得总配额的一半，随后再根据实际生产数据进行调整。

湖北省还引入「市场调整系数」，适用于所有纳管主体，以控制配额总量。该系数依据上一年度供需平衡情况制定，同时综合考虑全省经济发展水平以及气候减缓目标和战略的落实情况。2023年履约年度的市场调整系数为0.9706，较上一年度的0.9836有所下调。

此外，湖北省实行履约义务上限机制。若纳管主体年度核查排放量与配额的上下差超过配额总量的20%或20万吨二氧化碳当量，则相应调整履约上限，以平衡配额盈余或缺口。³

拍卖：年度配额的一小部分通过拍卖方式分配。拍卖旨在促进价格发现，并为纳管主体提供额外配额以满足履约需求。截至目前，拍卖以不定期方式举行，分别于2014年、2019年、2020年、2021年、2022年和2023年举行。近年来，湖北碳市场通常每年举行两次拍卖：第一次仅向纳管主体开放，第二次面向所有市场参与者。拍卖的最低竞拍价为前两年现货市场价格的加权平均值，配额以最低竞拍价或略高价格成交。

收入用途

 一般预算，包括债务偿还

收入归入省财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转，但仅限于已在市场上完成至少一次交易的配额。
不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用，包括中国核证自愿减排量（CCERs）和绿色电力证书。绿色电力证书代表中国可再生能源电力的环境贡献，可在电力生产者与消费者之间进行商业性转让。

湖北省生态环境厅允许武汉市内的纳管主体使用本地抵销信用，以推动城市级低碳激励计划的发展。

定量限制：CCER的使用不得超过年度排放量的10%。

仅有配额清缴缺口的纳管主体可使用绿色电力证书和城市级抵销信用来抵销其排放，该使用仅限于清缴缺口部分，且不得超过纳管主体年度配额的10%。绿色电力证书不得结转为未来年度的抵销信用。

武汉市抵销信用的使用亦不得超过纳管主体年度配额的10%。

定性限制：一般而言，CCER必须在省行政区域内产生，但不得来源于湖北碳市场的纳管主体。根据适用于2018年履约要求的最新抵销信用使用规则，CCER必须来自长江中游地区（湖北省内）、国家或省级扶贫计划重点县的农村沼气或林业项目。CCER必须在2013年至2015年间产生，且减排量需在该期间实际实现。

绿色电力证书必须同时由湖北碳排放权交易中心和湖北电力交易中心进行认证。

与其他碳市场的连接

湖北与广东曾于2012年和2013年探讨区域碳市场的连接，但该计划未付诸实施，目前也没有进一步的连接计划。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

省内抵销机制：湖北碳普惠核证减排量

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体须就其全部覆盖排放量，按每吨二氧化碳当量清缴一个配额。

履约周期

一个自然年。纳管主体须在次年的最后一个工作日之前清缴配额。实际操作中，在大部份的履约年度，纳管主体的配额清缴日期由政府每年确定，并可能因年度而异。

³ 机制之所以设定两种限制，是因为20%的比例限制更适用于规模较小的单位，而20万吨二氧化碳的限制则更适用于规模较大的单位。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：年度

核查：需经第三方核查。第三方核查机构可参与相互评估彼此的核查报告。此外，由政府组织的专家进行「四方核查」以提升准确性。

规则：湖北省政府已发布适用于所有行业的监测与报告通用规则，同时针对以下11个行业制定了专项指导：电力、玻璃、铝、碳化钙、造纸、汽车制造、钢铁、铁合金、氨、水泥及石油化工。湖北省还参考了国家监测、报告与核查（MRV）指南，尤其针对上述11个行业以外的其他行业。

执法和罚则

纳管主体：若纳管主体未按时提交排放报告或核查报告，将被处以人民币2万元（美元2,779元）至人民币3万元（美元4,168元）的罚款。此外，未提交足够配额以抵销排放量的企业，其下一年度的配额将相应扣减。

其他非财务处罚包括取消参与国家或省级节能计划的资格，以及在碳排放和信用记录中被列入黑名单。

交易机构：操纵市场的交易机构将面临最高人民币15万元（美元20,841元）的罚款。

第三方核查机构：发布虚假核查报告的机构将被处以人民币1万元（美元1,389元）至人民币3万元（美元4,168元）的罚款。除此之外，参与非法支付的机构将被处以支付金额一至三倍的罚款，最高不超过人民币15万元（美元20,841元）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合本地交易中心制定的碳市场规则的纳管主体、非履约单位（包括国内及国际机构投资者）和个人投资者。

市场类型：

一级市场：湖北碳排放权交易中心负责组织一级市场的临时拍卖。自2019年起，湖北已开展两轮独立拍卖，分别面向不同纳管主体。

二级市场：现货产品包括湖北排放配额（HBEAs）和中国核证自愿减排量（CCERs）。HBEA现货远期产品自2016年推出，但自2017年5月起未再进行交易。湖北碳排放权交易中心负责所有产品的交易管理。

配额的法律地位：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

配额释出与回购

工具类型：基于价格的机制

运作方式：在市场波动、供需严重失衡或流动性问题发生时，湖北省生态环境厅可与咨询委员会（由政府机构及其他利益相关方组成）协商后，买卖配额以稳定市场。具体而言，如果配额结算价在20个交易日内有六次触及每日协商区间的最高或最低点，湖北省生态环境厅将采取相应行动。

湖北碳排放权交易中心可从配额总量中预留5%作为政府储备用于市场稳定，并可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：交易所对每日挂牌交易设定的价格涨跌幅限制为±10%；对大宗交易的涨跌幅限制为±30%。只有在上述价格区间内的交易，方可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

湖北省生态环境厅：负责在2019年政府机构改革后，建立并监督湖北碳市场。

湖北碳排放权交易中心：负责交易平台的运营管理和碳排放权登记管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。然而，地方政府每年资助开展湖北碳市场完善的相关研究。

监管框架

- [《湖北省碳排放权交易试点工作实施方案》（2013）](#)
- [《湖北省碳排放权交易管理暂行办法》（2024）](#)
- [湖北省《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的实施意见》（2022）](#)
- [《湖北省 2023 年度碳排放权配额分配方案》（2024）](#)

印度尼西亚

印度尼西亚碳经济价值交易机制

- 2023 年推出的基于强度的碳市场，覆盖电力行业
- 基于2021 年的试点经验建立
- 计划采用“排放总量上限-税-交易”的混合体系，并于 2025 年启动

碳市场总体介绍

印度尼西亚碳经济价值 (Nilai Ekonomi Karbon, NEK) 交易机制 (以下简称印尼碳市场) 于 2023 年初正式实施，是一项针对电力行业的强制性、基于排放强度的碳市场。第一阶段从 2023 年至 2024 年，印尼碳市场覆盖了与印尼国家电力公司 (Perusahaan Listrik Negara, PLN) 电网连接且装机容量达25兆瓦及以上的燃煤电厂。2023年，99座燃煤电厂被纳入印尼碳市场，约占印尼总发电装机容量的37%，以及全国火力发电装机容量的67.6%。2024年，另有47座燃煤电厂被纳入印尼碳市场，这使得整体覆盖设施的数量达146座。

印尼政府已制定强度目标，即技术排放批准限额 (Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi, PTBAE)。这些目标决定各发电设施每发电1兆瓦时所获的配额数量。纳管主体需清缴与其覆盖排放量相对应的配额，配额分配基于技术排放批准限额、排放强度和排放平均值。另外，纳管主体可通过拍卖购买额外配额。

印尼碳市场覆盖的大多数电厂由印尼国家电力公司所有。印尼政府预计，通过该机制，电力行业在第一年将减少约 2573万吨二氧化碳排放。

最终，印尼碳市场预计将以“排放总量上限-税-交易” (Cap-Tax-and-Trade) 的混合体系运作，即碳税与碳市场同时运行。未能履行印尼碳市场义务的设施将会被征收相应的碳税，税率将与国内碳市场价格保持一致。

印度尼西亚碳交易所 (IDXCarbon) 已于2023年9月正式启动，并由印尼金融服务管理局 (Otoritas Jasa Keuangan, OJK) 负责监管。

年度回顾

2024年，印尼碳市场的覆盖范围扩大，将装机容量达到或超过25兆瓦的设施纳入体系，新增47座燃煤电厂参与交易。根据现行计划，未并入电网的自备燃煤电厂 (Captive Coal-Fired Power Plants, CFPPs) 以及燃气电厂 (包括燃气轮机电厂、燃气发动机电厂和联合循环电厂) 将于第二阶段 (自2025年起) 纳入碳市场。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



电力

排放总量上限

~2.57亿吨二氧化碳当量 (2024)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮

抵销信用

允许使用国内抵销信用

配额分配

免费分配：基于实际产量的基准法

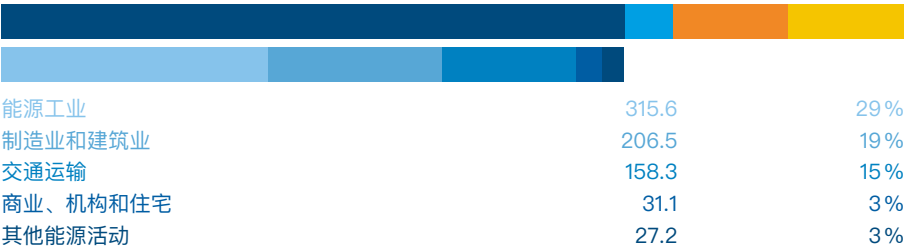
2024年平均价格

平均价格：12,000 印度尼西亚盾 (约合 0.76 美元，或5.34元人民币)，这是通过交易产生的碳价，具体来说是通过配额场外交易。

二级市场平均价格：58, 800 印度尼西亚盾 (约合 3.66 美元，或26.18元人民币)，这反映了在印度尼西亚碳交易所中印尼碳减排指标 (SPE，即一种抵销信用) 交易产生的碳价。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量		
百万吨二氧化碳当量， 占总排放量的百分比		
能源	738.8	69 %
工业制程	57.4	5 %
农业	135.6	13 %
废弃物	138.9	13 %
总计	1,070.5	



温室气体减排目标

到2030年：在包括 LULUCF 的情况下，比基准情景（Business As Usual, BAU）减排 31.9 %（无条件，更新后的国家自主贡献）；在国际支持条件下，比基准情景减排 43.2 %（有条件，更新后的国家自主贡献）。

到2060年：实现气候中和（2021年7月提交的《低碳和气候韧性长期战略》，Long-Term Strategy for Low Carbon and Climate Resilience）。

规模与阶段

覆盖排放量

截至目前，首个碳市场履约周期的经核查排放数据尚未公布，因为核查工作刚刚启动。

阶段

- 第一阶段：两年（2023年和2024年）
- 第二阶段：三年（2025年至2027年）
- 第三阶段：三年（2028年至2030年）

注：这些阶段仅适用于电力行业。

配额总量或排放上限

印尼碳市场排放总量上限是所有纳管主体基于实际产出的排放量之和。

印尼能源和矿产资源部（Ministry of Energy and Mineral Resources, MEMR）根据以下标准设定电力行业的技术排放批准限额（PTBAE），也即电力行业的排放总量上限：1) 实际排放量必须低于行业减排目标对应的排放量；2) 电力行业碳交易路线图。

第一阶段

印尼碳市场仅覆盖与印尼国家电力公司相连的燃煤电厂。绝对排放总量上限约为2.57亿吨二氧化碳当量。

以下是电力发电行业各个子行业的排放总量上限：

- 25兆瓦至100兆瓦的非矿口燃煤电厂：1.3吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 大于等于100兆瓦的矿口燃煤电厂：1.09吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 100兆瓦至400兆瓦的非矿口燃煤电厂：1.01吨二氧化碳当量/兆瓦时
- 大于400兆瓦的非矿口燃煤电厂：0.91吨二氧化碳当量/兆瓦时

第二、第三阶段

排放总量上限尚未确定，但预计比第一阶段更为严格。

纳入行业与纳入门槛

第一阶段：覆盖范围仅限于连接到印尼国家电力公司的燃煤发电机。

第二阶段：印尼政府计划扩展印尼碳市场覆盖范围，将纳入未并入电网且装机容量高于25兆瓦的自备燃煤电厂（Captive Coal-Fired Power Plants, CFPPs），以及接入印尼国家电力公司电网的燃气轮机电厂、燃气发动机电厂和联合循环电厂。

第三阶段：将进一步涵盖所有化石燃料电厂，包括容量为2兆瓦及以上的柴油电厂以及低于25兆瓦的燃煤电厂，无论其是否连接到印尼国家电力公司（PLN）电网。

纳入门槛：2024年纳入门槛为大于25兆瓦的燃煤电厂。后续将逐步纳入更小容量或其他化石燃料机组。

印尼环境部（Ministry of Environment, MoE）表示，政府计划在未来对另外四个行业实施排放总量上限：林业、工业过程与产品使用、农业和废物管理。

监管环节
排放点源

纳管主体类型
设施

纳管主体数量
2023 年：42 个纳管主体，涵盖 99 个设施
2024 年：63 个纳管主体，涵盖 146 个设施

注：随着新设施投入运营及新增类别的主体纳入管控，纳管主体和设施数量预计将随着路线图的扩展而继续增加，这与路线图提到的扩围一致。

配额分配与收入

配额分配
在印尼碳市场中，配额被称为Persetujuan Teknis Batas Atas Emisi Pelaku Usaha (PTBAE-PU)。

第一阶段
配额拍卖：在印尼碳市场中，配额拍卖通过印度尼西亚碳交易所管理的系统进行，该系统基于时间和价格优先级匹配买卖指令。

- 2024 年未进行任何拍卖。
- 关于拍卖比例及相关要求或规定尚未确定。

基准法分配：印尼能源和矿产资源部根据技术排放批准限额（和设施上一年度的平均排放量和排放强度设定排放强度目标，这决定了每兆瓦时发电量可获得的配额（PTBAE-PU）数量。若缺少数据，则基于相同装机容量的类似电厂进行比较。在第一年，配额将100%免费发放，从第二年起设施将获得 75 % 或最多 85 % 的免费配额。扣除比例取决于设施对印尼碳市场的履约情况。

被分配到配额的纳管主体必须参与交易。如果不参与，将收到书面警告，且下一期的免费分配比例将降至 75 %。

收入用途
尚未定义

灵活性与连接

结转与预借
印尼碳市场允许在阶段内结转，但配额的有效期限最长为上一履约期结束后的两年。不允许跨阶段结转。

印尼碳市场不允许预借。

抵销信用
印尼碳市场允许使用抵销信用，即碳减排指标（Sertifikat Pengurangan Emisi Gas Rumah Kaca, SPE-GRK），或与其同等的减排信用。

定性限制：抵销信用必须来源于以下气候减缓活动：

1. 新能源和可再生能源电厂；
2. 交通运输、建筑和工业（包括能效活动）；
3. 能源领域的其他减排活动。

抵销信用必须由印尼国家注册机构签发。

定量限制：没有限制。

2023 年，纳管主体共注销了 6,260 吨二氧化碳的抵销信用，全部来自 Geothermal Lahendong 项目。

与其他碳市场的连接
印尼碳市场未与任何其他碳市场连接。

该管辖区内的其他碳定价机制
碳税：印尼碳税（预计将于 2025 年开始实施）¹
本国碳信用机制：印尼减排认证机制（Indonesia Emissions Reduction Certification）

¹ 碳税预计将于 2025 年开始实施。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

印尼碳市场的履约期为一年，交易时间为次年的1月1日至4月20日。年底盈余配额可在次年交易，但须在同一阶段内。

监测、报告与核查

监测：监测、报告与核查系统目前在工业行业和电力发电行业运行，水泥和化肥行业也在开展监测、报告与核查试点项目。

报告：每年1月底前通过在线平台（APPLE-GATRIK）提交上一年度排放报告，通过电力总局（Directorate General of Electricity）报送给印尼能源和矿产资源部。设施需报告以二氧化碳当量表示的二氧化碳、甲烷和氧化亚氮的排放量。

核查：排放量须由国家认证机构（Komite Akreditasi Nasional, KAN）认可的第三方核查机构核查，核查须在1月报告截止后的3月底前完成，且须遵循发电行业子部门温室气体排放核查指南。

执法和罚则

印尼政府原计划同时实施碳交易和碳税，后者作为惩罚机制。然而，由于碳税法规讨论仍在进行且实施推迟，引入了碳交易的替代执法方式：

1. 若核查后发现某设施排放量超过所分配的配额，则下一履约周期配额将削减最多15 %。
2. 未按时报告或未参与碳交易的设施，其下一履约周期配额将削减25 %。

市场监管

市场设计

市场参与主体

持有“公共用途电力供应业务许可证”（Electricity Supply Business License for Public Purpose）或“自用电力供应业务许可证”（Electricity Supply Business License for Own-Use）的主体有资格参与碳交易。

市场类型

一级市场：在一级市场中，配额与抵销信用的交易需依托于特定机制来开展，而该机制经由相关主管部门发出指令后启动。平台支持抵销信用的销售，底价最低1印尼盾（约合0.01美元，或0.004 元人民币），投标从该价格或更高开始。截至2025年1月，尚未在此系统下进行任何拍卖，关于拍卖比例及相关要求和规定尚未明确。

二级市场：由印度尼西亚碳交易所运营，于2023年9月在印尼证券交易所启动，并由印尼金融服务管理局授权。二级市场包括：

- 常规市场（连续拍卖）：按时间和价格优先匹配，最低价200印尼盾（约合0.01美元，或0.07元人民币），并受价格变动限制（Fraction Price Rules）和“自动拒绝”（Auto Rejection）规则（超过价格变动限制或数量限制时触发）约束。
- 协商市场：双方预先商定后通过交易所结算，需披露交易方、碳指标、价格及数量。
- 挂牌市场：项目方可在此挂牌项目并设定价格。

印度尼西亚碳交易所与国家注登机构（Sistem Registri Nasional Pengendalian Perubahan Iklim, SRN PPI），由环境部管理，确保碳信用转移无双重计算。

配额法律地位：配额及碳减排指标（SPE-GRK）被认定为证券，可在资本市场交易。

市场稳定机制

印尼能源和矿产资源部评估

工具类型：基于数量的机制

运作机制：印尼能源和矿产资源部定期评估印尼碳市场实施情况，若发现配额短缺，部长和司长可进行配额的额外拍卖。

其他信息

相关机构

经济统筹部 (Coordinating Ministry for Economic Affairs, CMEA) : 担任国家碳定价指导委员会 (National Steering Committee for Carbon Pricing Implementation) 主席与副主席，统筹各部门制定全国碳定价框架。

环境部 (MoE) : 《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC) 的国家联络点，负责国家自主贡献 (NDCs) 制定和实施，包括国家气候减缓与适应工作、碳定价机制实施（包括对国内和国际碳交易的授权、碳抵消活动的监督、监测、报告与核查 (MRV) 体系的监管、运营国家注册登记系统 SRN PPI) 。

能源和矿产资源部 (MEMR) : 负责电力行业印尼碳市场实施，包括监督将MRV体系与注登机构 (SRN) 对接；亦负责2021年自愿试点碳市场的筹备和实施。

工业部 (Ministry of Industry) : 协调工业加工和产品使用 (Industrial Processes and Product Use, IPPU) 部门的碳定价实施工作，包括将与国家注登机构相结合的排放报告系统。

财政部 (Ministry of Finance) : 负责碳税制设计与实施。

印尼环境基金 (Indonesian Environment Fund) : 管理气候资金及印尼碳市场收入，包括国际碳信用交易部分。

金融服务管理局 (Financial Services Authority, OJK) : 监管印度尼西亚碳交易所 (IDXCarbon) 。

碳市场评估

印尼能源和矿产资源部部长通过司长每6个月对印尼碳市场进行评估，评估结果可能导致政策调整。

监管框架

- [《46/2017号法规：环境经济手段》](#)
(Regulation 46/2017 on Environmental Economic Instruments)
- [《7/2021号法：税收法规一致》](#)
(Law 7/2021 Concerning Harmonization of Tax Regulations)
- [《98/2021号总统令：碳经济价值工具以达成NDC及减排目标》](#)
(Presidential Regulation 98/2021 on the Instrument for the Economic Value of Carbon for Achievement of the NDC and Control of Carbon Emissions in Development)
- [《MoEF 21/2022号法规：碳经济价值实施指南》](#) (MoEF Regulation 21/2022 on Guidelines for Carbon Economic Value Implementation)
- [《MEMR 16/2022号法规：发电行业子行业碳经济价值实施指南》](#)
(MEMR Regulation 16/2022 on Guidelines for Carbon Economic Value Implementation for the Power Generation Sub-sector)
- [《OJK 14/2023号法规：通过碳交易所进行碳交易》](#)
(OJK Regulation 14/2023 concerning Carbon Trading Through the Carbon Exchange)

新西兰

新西兰碳市场

- 新西兰碳市场覆盖广泛的行业，包括林业
- 排放总量上限的轨迹与国家净零目标保持一致
- 农业排放不再受碳市场的报告要求约束，也不再计划通过碳市场对农业排放进行定价

碳市场总体介绍

新西兰碳市场（New Zealand Emissions Trading Scheme, NZ ETS）于2008年启动，是该国应对气候变化的一项核心政策。它涵盖了新西兰约一半的温室气体排放。《2002年气候变化应对法案》（Climate Change Response Act 2002）为新西兰碳市场奠定了法律框架，并将新西兰所有关键的气候立法整合在一部法案中。

绝对排放总量上限是通过自上而下的程序设定的，以契合新西兰2050年净零排放目标及相关的排放预算。纳管主体必须为其报告的所有排放量清缴配额。

新西兰碳市场覆盖广泛的行业，包括林业、固定能源、工业加工、液体化石燃料、废弃物以及合成温室气体。配额分配主要基于拍卖，自2021年3月开始实施。只有排放密集且易受贸易影响（Emissions Intensive Trade Exposed, EITE）的活动可获得免费配额，免费配额是依据实际产量和强度的基准法进行分配。新西兰碳市场的独特之处在于，林业部门既承担配额清缴义务，也有机会通过减排活动获得减排单位。

目前，农业领域的生物排放仅需履行报告义务，无需上缴排放配额。根据现行立法，到2026年，农业排放将面临碳定价，这可能通过新西兰碳市场或单独的定价机制来实现。农业领域曾经需要在加工环节履行报告义务，并有可能在未来纳入新西兰碳市场承担履约责任，但这一安排现已不再适用。

年度回顾

从2011年到2024年11月，开展特定农业活动的企业需在加工环节向新西兰碳市场报告其排放。政府与农业部门曾通过“*He Waka Eke Noa*”伙伴关系合作，计划为农业部门设计一个独立于新西兰碳市场之外的碳定价机制，并设定“后备”措施：若未按期实施，将于2025年通过新西兰碳市场在加工环节对农业排放实施定价，并于2027年过渡至对农场层面实施定价。

然而，这项立法已于2024年被废除，农业活动随之不再纳入新西兰碳市场。政府将设立一个新的牧业部门小组（Pastoral Sector Group），以取代“*He Waka Eke Noa*”伙伴机制。政府计划最迟于2030年前通过非新西兰碳市场机制对农业排放进行定价。

2024年6月，政府委托一个由独立的部长级顾问组成的专家小组，审查生物源甲烷（Biogenic Methane）的最新科学成果，并提供关于其气候变暖效应的最新证据基础。该报告已于2024年12月提交，相关部长将在2025年结合气候变化委员会对新西兰2050年气候目标的建议进行审议。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



采矿与采掘业



电力



工业



建筑



交通运输业



航空



航运



废弃物处理



林业燃料使用



林业

排放总量上限

1910 万吨二氧化碳（2025）¹

温室气体

二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、六氟化硫、氢氟碳化物和全氟化碳

抵销信用

不允许抵销信用²

配额分配

免费分配：基准线法

拍卖

为林业及其他清除活动授予的配额

2024 年的平均价格

平均拍卖价格：64 新西兰元（38.75 美元，约合280.93 元人民币）

平均二级市场价格：59.31 新西兰元（35.91 美元，约合260.35元人民币）

累计收入

自碳市场启动以来：56亿新西兰元（约合33.14亿美元，或243.53亿元人民币）

2024年：4,809万新西兰元（约合2,845.56万美元，或2.09亿元人民币）

¹ 这是新西兰排放交易配额（NZUs）总量的上限，该总量包含了通过拍卖、工业配额分配、成本控制储备以及任何国际减排指标（目前尚未允许）释放至市场的新西兰排放交易配额的数量。而通过碳清除活动产生的新西兰排放交易配额则不受此限制。

² 2015 年 6 月前允许使用国际抵销信用。

配额供应设置以及2025至2029年拍卖底价设置也于2024年9月进行了更新。2025年的绝对排放总量上限（包括拍卖、工业分配和成本控制储备（Cost Containment Reserve, CCR））由2024年的2790万吨下调至1910万吨。2025年拍卖的底价为新西兰元 68元（约合40.24美元，或295.71元人民币）。第一层级的成本控制储备触发价为新西兰元 193元（约合114.20美元，或839.30元人民币）。

2024年共举行了四次碳配额拍卖，计划拍卖1410万吨配额，另有770万吨配额来自成本控制储备。其中两次拍卖成功成交：2024年3月售出300万吨配额，2024年12月售出400万吨配额，均以新西兰元 64元（约合37.87美元，或278.32元人民币）的底价成交。根据新西兰碳市场拍卖规则，2024年最后一轮拍卖后未售出的配额，将不再在后续拍卖中重新出售。

对于符合工业配额分配资格的活动，政府于2024年12月更新了其分配基准值，以更准确地反映这些活动的实际排放强度。相关法规已于2025年1月起生效，并将影响企业获得的2024年度最终配额分配量。此次更新旨在使工业配额分配体系更贴合其设定目的。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	28.7	37 %
工业制程	4.5	6 %
农业	41.7	53 %
废弃物	3.5	4 %
总计	78.4	

能源工业	3.1	4 %
制造业和建筑业	6.1	8 %
交通运输	13.7	17 %
商业、机构和住宅	3.2	4 %
其他能源活动	2.6	3 %

温室气体减排目标

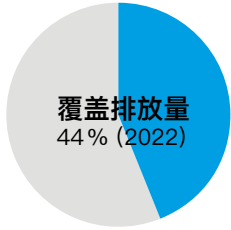
到2030年：净排放量比2005年的总排放量减少50%（国家自主贡献（NDCs））；生物源甲烷排放量比2017年减少10%（依据2019年修订的《2002年气候变化应对法案》）

到2050年：将除生物源甲烷外的所有温室气体净排放量降至零；生物源甲烷排放量比2017年减少24—47%（依据2019年修订的《2002年气候变化应对法案》）

规模与阶段

覆盖排放量

ETS排放量(2022): 34.2 MtCO₂e



配额总量或排放上限

新西兰碳市场的绝对排放总量上限限制了通过拍卖、工业配额分配、成本控制储备以及国际减排指标（目前尚未允许）释放至市场的新西兰排放交易配额（New Zealand Unit, NZU）的数量。然而，对于通过碳清除活动所产生的新西兰排放交易配额，并不设定上限。因此，新西兰碳市场的绝对排放总量上限实际上限制了纳管主体可产生的净排放量，但并不对体系内的总排放量设定直接限制。

2025年，绝对排放总量上限为1910万吨二氧化碳当量。

《2002年气候变化应对法案》要求政府根据每五年制定一次的排放预算，为新西兰碳市场所覆盖的排放总量设定上限，并在滚动的五年期内公布，且每年进行更新。

2024年9月，政府更新了配额供应设置的相关法规，设定了2025年至2029年的年度绝对排放总量上限。在设定供应限制时，政府还会考虑已在流通中的配额存量，以及预计来自减排活动的减排量供应。

预计2024年减排活动产生的新西兰排放交易配额数量将达到1500万吨，主要由林业部门产生。

新西兰碳市场最初的设计是在没有特定国内绝对排放总量上限的情况下运行，这是为了与林业活动的碳封存相适应，以及与国际《京都议定书》碳市场的全面对接。2015年起，配额供应仅限于新西兰排放交易配额。目前尚未就未来是否可获取和使用国际减排指标做出决定。

纳入行业与纳入门槛

纳入行业：各行业在2008年至2013年逐步纳入碳市场。

- 林业：强制纳入1990年以前种植的林地的砍伐活动；1989年以后种植的林地的砍伐活动可自愿加入
- 固定能源
- 工业加工
- 液体化石燃料
- 废弃物（小型偏远垃圾填埋场除外）
- 合成温室气体；新西兰碳市场未涵盖的合成温室气体需缴纳等额税费

从2011年起至2024年11月止，进行农业活动的企业必须在加工环节进行报告排放量。政府与农业部门之间曾建立的“HE WAKA EKE NOA”伙伴关系，旨在为农业部门设计一个独立于新西兰碳市场之外的碳定价机制。根据原计划，若该机制未能按时实施，农业排放将作为“后备”措施自2025年起通过新西兰碳市场在加工环节定价，并于2027年转向农场层面定价。

然而，该立法已于2024年被废除，农业活动也随之被移出新西兰碳市场。政府将设立一个新的牧业部门小组，以取代“HE WAKA EKE NOA”伙伴机制，并计划在最迟2030年之前，通过新西兰碳市场之外的机制对农业排放实施定价。

覆盖燃料种类：包括汽油、柴油、航空汽油、航空煤油、轻质燃料油、重质燃料油。用于国际航空和海运的燃料排放豁免。

纳入门槛：纳入门槛通常较低。³

- 林业：强制纳入1990年以前种植的林地的砍伐活动；1989年以后种植的林地的砍伐活动可自愿加入
- 固定能源：多种门槛
- 工业加工：多种门槛
- 液体化石燃料：多种门槛
- 废弃物（小型偏远垃圾填埋场除外）
- 合成温室气体（多种门槛）；新西兰碳市场未涵盖的合成温室气体需缴纳等额税费

监管环节

电力、航空、建筑、林业、交通：上游

工业、废弃物：排放点源

对于所有化石燃料，履约义务的承担点通常在上游。一些直接从强制参与新西兰碳市场的主体处购买化石燃料的大型企业，可以选择加入新西兰碳市场，以避免供应商转嫁成本。

纳管主体类型

公司

纳入主管数量

截至2024年12月，有4,617个主体注册为新西兰碳市场的参与者，其中：

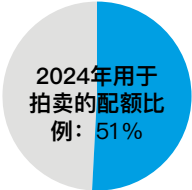
- 有165个主体对176种活动承担强制报告和配额清缴义务*；
- 4,452个主体自愿加入承担报告和配额清缴义务，其中4,427个主体登记归属为林业。

*部分实体在多个活动类别下同时承担履约义务。

需要注意的是，部分组织同时承担强制和自愿报告及配额清缴义务。

配额分配与收入

配额分配



2024年有1410万吨配额进行拍卖，但仅700万吨售出。

免费分配

防止碳泄漏/工业免费分配：基于实际产量和强度基准，为26项符合条件的工业活动提供免费配额。若同时满足排放密集且易受贸易影响（EITE）的标准，视相关活动为符合免费分配条件。排放高度密集型活动，即每100万新西兰元（约合57.25万美元，或416.78万人民币）收入的排放量超过1600吨二氧化碳当量，可获得90%的免费配额；中度排放密集型活动，即每100万新西兰元（约合57.25万美元，或416.78万人民币）收入的排放量超过800吨二氧化碳当量，可获得60%的免费配额。若生产的产品存在跨洋贸易，则该活动被视为易受贸易影响。

2023年，工业领域的排放密集型且易受贸易影响（EITE）的活动获得了570万吨新西兰排放交易配额。

2024年12月，政府更新了符合工业配额分配资格的活动的基准值，以更准确地反映这些活动的实际排放强度。包含新基准值的相关法规已于2025年1月起生效，并将影响企业获得的2024年度最终配额分配量。此次更新使工业配额分配体系更贴合其原本设定的目标。

工业免费配额正在逐步减少。从2021年到2030年，所有工业活动配额的年度削减率最低为1%。2031年至2040年，这一比率将提高到2%，2041年至2050年将提高到3%。对于被认为碳泄漏风险较低的活动，以及符合法律规定的其他标准的活动，最低削减率可能会进行调整。

³ 详细的纳入门槛信息可查阅《2002年气候变化应对法案》的附表3（Schedule 3），以及《2009年气候变化（一般豁免）命令》（Climate Change (General Exemptions) Order 2009）。

拍卖

拍卖自2021年开始实施。每年可供拍卖的新西兰排放交易配额数量提前五年设定（见“配额总量或排放上限”部分）。该年度总量会在季度拍卖中进行分配。2024年，有1410万吨配额可供拍卖，成本控制储备中还有额外的770万吨配额，2024年售出配额700万吨。

拍卖采用密封投标、单轮竞价的形式。成交价格设定为最低中标价，所有中标者均以该价格购买新西兰排放交易配额，前提是该价格不低于保密的底价）见“市场稳定机制”部分）。否则，拍卖失败，所有待售的配额将结转至同年的下一次拍卖，若为当年最后一次拍卖，则取消配额。

因减排活动获得的排放配额

1989年后林业部门及其他减排活动：自愿在该体系中登记减排活动的参与者可获得新西兰排放交易配额。

林业减排活动：参与者每从注册的1989年后种植的林地中减排1吨二氧化碳，即可获得1吨新西兰排放交易配额。若森林被采伐或被清理，必须清缴相应数量的配额以抵销排放。若参与者选择退出该碳市场，则必须归还与所获数量相等的新西兰排放交易配额。2023年，因林业减排活动发放了2000万吨新西兰排放交易配额。

其他减排活动：2023年，因其他减排活动（如生产固碳产品）发放了210万吨配额。

收入用途



一般预算，包括偿还债务

灵活性与连接

结转与预借

允许结转，新西兰排放交易配额不会过期
不允许预借

抵销信用

不允许使用抵销信用。

在2015年6月之前，《京都议定书》灵活机制下产生的排放指标可无限制地在该体系中使用，但此后被禁止。参与高完整性的国际碳市场可能是新西兰实现2030年目标的战略的一部分。政府可在年度配额供应设定过程中决定是否允许使用国际减排指标。不过，只有来自政府批准来源且符合环境完整性标准的减排指标才有资格使用，并且有数量限制。

与其他碳市场的连接

新西兰碳市场未与任何其他碳市场连接。

新西兰碳市场曾通过《京都议定书》下的灵活机制，间接与其他碳市场（如欧盟碳市场）相连，于2015年6月停止。自那之后，新西兰碳市场成为一个完全独立的国内体系。

该管辖区内的其他碳定价机制

碳税：合成温室气体税

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

对于大多数行业，新西兰碳市场要求每年清缴配额。对于1989年后种植的林业的参与者，年度排放和减排报告为可选项，强制报告期为五年。因此，这些参与者在其选择报告排放量的年份进行配额分配和清缴。

监测、报告、核查（MRV）

报告频率：大多数行业要求每年报告；提交年度排放报告（排放报告）的截止日期为3月底。

核查：监测、报告、核查采用自我报告体系，并辅以政府官方核查计划。每年抽取部分新西兰碳市场参与者进行合规审查。

排放报告通常无需第三方核查。然而，如果参与者申请使用独特的排放因子（而非政府提供的默认因子），则必须寻求第三方核查。

执法和罚则

未在截止日期前提交排放报告的主体，必须支付罚款，罚款金额等于涉及的配额数量乘以当前配额价格再乘以一个“过错系数”（Culpability factor）。

未在规定时间内清缴或偿还配额的主体，必须清缴相应的配额，并为每个未在截止日期前清缴的配额支付相当于当前市场价格三倍的现金罚款。对于未收集排放数据或其他所需信息、未计算排放量和 / 或减排量、未保存记录、未注册成为参与者、未在要求时提交年度排放报告，或未在要求时通知管理机构或提供信息的主体，一经定罪，可处以最高24000新西兰元（约合13739美元，或10万元人民币）的罚款。

对于故意篡改、伪造或提供关于该体系下任何义务的不完整或误导性信息（包括在年度排放报告中）的主体，一经定罪，可处以最高5万新西兰元（约合30500美元，或20.84万元人民币）的罚款。对于故意在新西兰碳市场义务方面说谎以获取经济利益或避免经济损失的主体，也适用此项处罚，情节严重的可判处最高五年监禁。

市场监管

市场设计

市场参与主体：任何个人或组织，只要在新西兰碳市场登记处拥有账户，即可持有和交易新西兰排放交易配额。

市场类型

一级市场：拍卖由新西兰证券交易所（New Zealand Exchange, NZX）和欧洲能源交易所（European Energy Exchange, EEX）联合举办，每年举行四次。任何新西兰碳市场登记账户持有人均可参与拍卖。

二级市场：大多数新西兰排放交易配额在二级市场交易。交易可在公司之间直接进行（场外交易），也可通过交易平台进行。交易可以是现货交易，也可以通过远期合约进行。

配额的法律地位：在新西兰法律中，配额不属于金融产品。因此，目前不存在单一的综合市场治理框架来管理新西兰碳市场中的不当行为风险。政府正在研究改善市场治理的方案。

市场稳定机制

成本控制储备

工具类型：基于价格的机制

运作机制：如果拍卖达到预定的触发价格，成本控制储备中会额外释放一定数量的配额供出售。成本控制储备采用双层机制（two-tier system），在每个触发价位设定特定数量的配额可供拍卖。政府每年会与其他拍卖供应设置一并更新成本控制储备的触发价格（见“配额总量或排放上限”部分）。

2025年初，第一层级的成本控制储备的触发价格为193新西兰元（约合114.20美元，或839.30元人民币），对应260万吨配额可供拍卖，第二层级触发价为新西兰元 242元（约合143.20美元，或1052.39元人民币），对应450万吨配额可供拍卖。这两个触发价将逐年上调，到2029年分别达到：第一层级触发价新西兰元 235元（约合139.05美元，或1021.95元人民币），第二层级触发价：新西兰元 294元（约合173.96美元，或1278.52元人民币）。

2024年，成本控制储备的两个层级的配额总和为770万吨，但由于全年未达到触发价，该配额未被释放至市场。目前设定的2025年成本控制储备总量为710万吨，此后将逐年递减，至2029年下降至470万吨。

底价/价格下限

工具类型：基于价格的机制

运作机制：随着拍卖的启动，政府通过拍卖底价（Auction Reserve Price）或最低可接受出价设定了价格下限。除了硬性的拍卖底价外，政府还设定了保密底价。保密底价参考二级市场价格，采用保密方法确定，不得低于该价格出售配额。如果保密底价设定高于硬性拍卖底价，则该保密底价将成为该次拍卖的新底价。

2025年，新西兰碳市场的拍卖底价为新西兰元 68元（约合40.24美元，或295.71元人民币），并将逐年上调，2029年将提高至新西兰元 82元（约合48.52美元，或356.59元人民币）。

其他信息

相关机构

环境部（Ministry for the Environment）：负责建立新西兰碳市场的监管框架。

环境保护局（Environmental Protection Authority）：负责新西兰碳市场的登记和履约管理。

第一产业部（Ministry for Primary Industries）：负责新西兰碳市场下的林业部门相关事务。

气候变化委员会（Climate Change Commission）：独立机构，每年就新西兰碳市场的设置提供官方建议。

碳市场评估

《2002 年气候变化应对法案》包含对新西兰碳市场的运行和有效性进行评估的相关条款。最初要求每五年进行一次评估，但现在评估时间可自行决定。第一次评估在 2011—2012 年进行，第二次评估在 2015—2017 年进行。2023 年初开启了对新西兰碳市场的第三次评估。2023 年大选后，新政府终止了此次评估。

监管框架

→ [2002 年气候变化应对法案](#) – [第 4 部分 新西兰温室气体排放交易计划](#) (Climate Change Response Act 2002—Part 4 New Zealand greenhouse gas emissions trading scheme) ⁴

4 为将新西兰主要的气候变化立法整合在一部法案中，《气候变化应对法案》纳入了《2020 年气候变化应对（排放交易改革）修正案》（Climate Change Response (Emissions Trading Reform) Amendment Act 2020）和《2019 年气候变化应对（零碳）修正案》（Climate Change Response (Zero Carbon) Amendment Act 2019）。该零碳法案详细规定了到 2050 年的国内目标，设立了气候变化委员会，并规定了制定和实现五年国家排放预算的流程。

韩国

韩国碳市场

- 东亚地区首个全国碳市场
- 目前正处于重大改革阶段

碳市场总体介绍

韩国碳市场 (Korea Emissions Trading System, K-ETS) 于2015年启动, 是东亚首个全国性、强制性的碳市场。该体系覆盖了韩国2022年约79%的国家温室气体排放量。韩国碳市场将帮助韩国实现到2050年碳中和的目标, 这一目标已纳入2021年《碳中和框架法》(Carbon Neutral Framework Act)。

韩国碳市场涵盖了韩国816家最大的排放企业, 涉及电力、工业、建筑、废弃物、交通、国内航空和国内航运等行业。纳管主体必须为其所有纳入管控的排放量清缴配额, 配额分配通过拍卖或免费分配进行。至少10%的配额必须通过拍卖分配。对于基于生产成本和贸易强度基准易受碳泄漏影响的行业 (Emission-Intensive, Trade Exposed, EITE), 进行免费分配。自2021年起, 国内金融中介机构和其他第三方可以参与交易。

韩国碳市场是根据2010年的《低碳绿色增长基本法》(Framework Act on Low Carbon, Green Growth) 建立的。在此之前, 韩国经过两年的试点阶段, 于2012年启动了一个强制性的温室气体和能源目标管理系统 (Target Management System, TMS)。温室气体和能源目标管理系统 (TMS) 促进了经核查排放数据的收集和MRV (监测、报告、核查) 流程的培训, 并且目前仍然覆盖未纳入韩国碳市场的小型实体。

年度回顾

2024年, 韩国碳市场实施了多项新规以增强市场流动性, 重点聚焦于促进市场参与主体和配额结转:

1. 未使用配额的结转上限放宽至净出售量 (即总出售配额减去总购入配额) 的五倍, 抵销信用的转换期限由两年延长至五年。
2. 政府鼓励推出与碳价挂钩的金融产品, 并计划在2025年前引入碳期货市场。
3. 韩国碳市场引入委托交易模式, 并向更多金融机构开放。
4. 自2024年起, 拍卖配额的当月数量根据上月拍卖结果动态调整:
 - a) 若投标比例低于100%, 则下月的拍卖量等于本月的中标数量;
 - b) 若投标比例达到或超过100%, 下月拍卖量将由政府决定, 至少为本月拍卖量或更高。

2024年9月, 韩国环境部进一步宣布一系列增强市场流动性的措施, 并于2025年2月正式生效:

1. 将碳市场进一步向更多金融机构开放;
2. 为个人参与市场奠定基础;
3. 修订部分市场稳定机制的适用条件;
4. 提高配额注销门槛, 将允许注销的配额比例由配额总量的50%下调至15%。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



电力



国内航空



工业



航运



建筑



废弃物



交通

排放总量上限

5.671 亿吨二氧化碳当量(2024)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳, 甲烷, 氧化亚氮, 氢氟化合物, 全氟化碳, 六氟化硫

抵销信用

允许使用国内和国际的抵销信用, 但有数量上的限制。

配额分配

免费分配: 祖父法

免费分配: 固定基准法

拍卖

2024年的平均价格

平均拍卖价格: 10,355 韩元 (约合 7.60 美元, 或 55.10元人民币)

平均二级市场价格: 9, 238 韩元 (约合 6.78 美元, 或 49.16元人民币)

累计收入

自碳市场启动以来: 1.4万亿韩元 (约合9.83亿美元, 或 71.65亿元人民币)

2024年: 1859亿韩元 (约合1.30亿美元, 或 9.51亿元人民币)

2024年12月，韩国政府通过了第四版《碳市场基本计划》（Basic Plan for the Emissions Trading System），覆盖2026至2035年十年期，涵盖第四和第五配额分配期（分别为2026—2030年与2031—2035年）。该计划旨在使碳市场更好地与《碳中和基本法》和更新后的国家自主贡献目标（NDCs）保持一致。主要包括：

- 1. 大幅提高电力行业及其他高排放行业的配额拍卖比例，并增强脱碳激励；
- 2. 使用基准线法分配的分配比例提高至75 %（此前为60 %）；第四阶段配额分配方案将于2025年公布；
- 3. 引入市场稳定机制，用于自动调节配额供需；
- 4. 放宽配额结转规则；
- 5. 扩大拍卖参与者范围，允许市场做市商和第三方等非履约主体参与拍卖；
- 6. 拍卖收益将用于支持企业的减排活动；
- 7. 行业分类由现行的六大类调整为电力与非电力两大类；
- 8. 引入“碳差额合约”（Carbon Contracts for Difference），激励企业开展低碳技术创新。

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	551.9	76.2 %
工业制程	131.3	18.1 %
农业	23.0	3.2 %
废弃物	18.2	2.5 %
总计	724.3	

能源工业	257.5	46.7 %
制造业和建筑业	141	25.6 %
交通运输	98.5	17.9 %
商业、机构和住宅	48.4	8.8 %
其他能源活动	3	0.5 %
逃逸性排放	3.4	0.6 %

温室气体减排目标

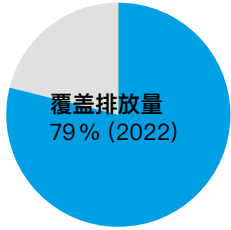
到2030年：比2018年排放量至少减少35 %（《碳中和框架法》）；比2018年水平减少40 %（更新的国家自主贡献）

到2050年：碳中和（《碳中和框架法》）

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的排放量 (2022)：5.72亿吨二氧化碳当量



阶段

- 第一阶段：三年（2015年至2017年）
- 第二阶段：三年（2018年至2020年）
- 第三阶段：五年（2021年至2025年）

配额总量或排放上限

绝对排放总量上限限制了系统中允许的总排放量。

第一阶段：16.89亿吨二氧化碳当量，包括8940 万吨二氧化碳当量的储备配额，用于先期减排奖励和新进入者。在该阶段内使用了84.5%的储备配额。1430万吨配额留作市场稳定储备（见“市场稳定机制”部分），因此第一阶段的配额总数达到17.04亿吨。

第一阶段的年度上限：

2015年5.4 亿吨二氧化碳当量，
2016年5.6亿吨二氧化碳当量，
2017年5.86亿吨二氧化碳当量

第二阶段：17.77 亿吨二氧化碳当量，包括1.34亿用于新进入者和其他目的。预留1400万吨配额作市场稳定储备，500万吨配额用于市场做市商（见“市场设计”部分），第二阶段的配额总数达到17.96亿吨。

第二阶段的年度上限：

2018年5.94 亿吨二氧化碳当量，
2019年5.63 亿吨二氧化碳当量，
2020年5.63亿吨二氧化碳当量。

第二阶段的上限增加体现了韩国碳市场扩大了行业范围（见“纳入行业和纳入门槛”部分）。

第三阶段：30.48 亿吨二氧化碳当量。这对应于平均每年6.1亿吨二氧化碳当量的上限（包括储备）。由于覆盖范围的扩大，第三阶段的年度上限看起来较高，但与2017年至2019年的基准相比，排放量减少了4.7%。此外，1400万吨配额留作市场稳定用途，2000万吨配额用于市场做市商，使第三阶段的配额总数达到30.82亿吨。

第三阶段的年度上限（不包括储备）：

2021年5.89 亿吨二氧化碳当量，
2022年5.89 亿吨二氧化碳当量，
2023年5.89亿吨二氧化碳当量，
2024年5.67亿吨二氧化碳当量，
2025年5.67亿吨二氧化碳当量。

纳入行业和纳入门槛

第一阶段：纳入五个行业的23个子行业：热力和电力、工业、建筑、废弃物和交通（国内航空）。

第二阶段：根据第二阶段的分配计划，对公共部门和废弃物行业进行细分，使韩国碳市场涵盖以下六个行业：热力和电力、工业、建筑、交通、废弃物和公共部门。这些行业被分为62个子行业。

第三阶段：交通行业的覆盖范围扩大到包括货运、铁路、客运和航运。同时也纳入了制造业。这使得子行业数量增加到69个。

纳入门槛：每年排放超过12.5万吨二氧化碳当量的公司，以及排放超过2.5万吨二氧化碳当量的设施。

该排放交易体系既包括直接排放，也包括用电产生的间接排放。纳入门槛的范围包括这两个部分。

监管环节

电力、工业、建筑、交通、国内航空、国内航运、废弃物、公共/其他行业：排放点源
建筑：下游

市场主体类型

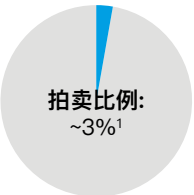
设施、公司、金融机构（即市场做市商，见下文“市场设计”）、第三方机构，例如金融公司和经纪人。

纳管主体数量

816家（2024年）

配额分配与收入

配额分配



第一阶段

免费分配：占总配额量的100%。大多数行业根据基准年（2011年至2013年）的平均温室气体排放量获得免费配额。三个子行业（灰色熟料、石油精炼和航空）根据基准年的历史活动数据使用基准法免费分配。

第二阶段

免费分配：参与拍卖的子行业主体获得97%的免费配额；排放密集型和贸易暴露型行业获得100%的免费配额。在第二阶段末期，行业使用基准法分配的配额量占比达到了初始分配总量的50%，并扩展到七个子行业：灰色熟料、石油精炼、国内航空，以及新增了废弃物、工业园区、发电和区域供热/制冷。

参与拍卖的子行业主体获得97%的免费配额；排放密集型和贸易暴露型行业获得100%的免费配额。在第二阶段末期，行业使用基准法分配的配额量占比达到了初始分配总量的50%，并扩展到七个子行业：灰色熟料、石油精炼、国内航空，以及新增了废弃物、工业园区、发电和区域供热/制冷。排放密集型和贸易暴露型行业如果满足以下三个标准之一²，将获得100%的免费配额：

- 额外生产成本>5%且贸易强度>10%；或
- 额外生产成本>30%；或
- 贸易强度>30%。³

拍卖：定期拍卖于2019年开始。参与拍卖有限制，只有未获得全部免费配额的公司才有资格投标，投标者名单由环境部公布。投标者可以购买待拍卖配额的15%–30%。拍卖设有最低价格。

- 拍卖比例：26个符合条件的子行业主体进行3%的配额拍卖分配，包括电力、国内航空、木制品和金属铸造行业的主体。
- 拍卖量：795万吨配额（2019年）和930万吨配额（2020年）。

1 根据整体年度分配情况计算。只有那些需要进行拍卖的子行业的，才有至少10%的配额必须通过拍卖的要求。
2 额外生产成本：（基准年期间的年均温室气体排放量×基准年期间的平均配额市场价格）/基准年期间的年均增加产值
3 贸易强度是根据基准年进行计算的：（年度平均出口额 + 年度平均进口额）/（年度平均销售额 + 年度平均进口额）

第三阶段

免费分配：参与拍卖的子行业实体获得少于90%的免费配额；排放密集型和贸易暴露型行业获得100%的免费配额。行业使用基准法分配的配额量占比将达到初始分配总量的60%，并扩展到12个子行业：灰色熟料、石油精炼、国内航空、废物、工业园区、发电和区域供热/制冷，以及新增的钢铁、石化、建筑、造纸和木材加工。

排放密集型和贸易暴露型行业如果满足“生产成本×贸易强度≥0.2%”，将获得100%的免费分配。

分配使用以下公式计算：

- 基准法分配：基准值（吨二氧化碳当量/吨）×历史活动水平（吨）×修正因子×碳泄漏因子
- 祖父法分配：基准年的平均温室气体排放量×修正因子×碳泄漏因子

碳泄漏因子对于面临重大风险的行业为1.0；对于非排放密集型和贸易暴露型（EITE）行业为0.9。

有关收紧基准的讨论正在进行，以使韩国碳市场与长期气候目标保持一致。

拍卖：投标者最多可以购买待拍卖配额量的15%。预计政府将在未来几年增加用于拍卖的配额份额。

拍卖比例：至少10%的分配给予参与拍卖的子行业实体。41个子行业的实体（不包括排放密集型和贸易暴露型行业）可以参与拍卖。

拍卖供应量：2351万吨配额（2021年度配额），1824万吨配额（2022年度配额），1616万吨配额（2023年度配额），占2023年5.893亿吨二氧化碳当量绝对排放总量上限（不包括储备）的约3%。

收入用途



气候减缓



低碳创新



对个人、家庭及企业的援助

拍卖收入进入气候应对基金（Climate Response Fund），该基金支持减排的基础设施、低碳创新以及韩国碳市场覆盖的中小型企业的技术开发。

气候应对基金支出

收入使用目的	2022	2023	2024
温室气体减排	6.97亿美元 (50.53 亿元人民币)	7.24亿美元 (52.5 亿元人民币)	7.18亿美元 (52.06亿元人民币)
构建低碳生态系统	4.72亿美元 (34.24 亿元人民币)	4.67亿美元 (33.86 亿元人民币)	4.45亿美元 (32.26 亿元人民币)
公正转型	1.35亿美元 (9.77 亿元人民币)	1.50亿美元 (10.84 亿元人民币)	1.45亿美元 (10.50 亿元人民币)
建立碳中和基础	4.23亿美元 (30.69 亿元人民币)	4.61亿美元 (33.39 亿元人民币)	3.51亿美元 (25.44 亿元人民币)
其他	0.78亿美元 (5.61 亿元人民币)	0.25亿美元 (1.72 亿元人民币)	0.97亿美元 (7.00 亿元人民币)
总计	18.05亿美元 (130.85 亿元人民币)	18.25亿美元 (132.21 亿元人民币)	17.55 亿美元 (127.26 亿元人民币)

灵活性与连接

结转与预借

结转在不同阶段和同一阶段内受到限制。允许在同一交易阶段进行预借。

第一阶段：预借上限为纳管主体履约义务的20%。

第二阶段：从第二阶段到第三阶段，配额最大可结转量最初为两个限制条件中的较高者：纳管主体在第二阶段的净年度配额售出货量；或公司和设施特定的上限，分别为250,000 吨韩国配额单位（KAU）和5,000 吨韩国配额单位。2018年预借上限为纳管主体履约义务的15%。

2019年调整了结转和预借规则。预借上限根据每个纳管主体的过去预借活动设定，可预借量按照以下公式计算：纳管主体履约义务×[上一年的预借上限率-（上一年该纳管主体的实际预借比率×50%）]。

第二阶段和第三阶段之间的结转上限计算如下：

- 对于2018年度配额（KAU18），纳管主体可结转的上限是：其净售出量的三倍（总配额售出量减去总配额买入量），或是7.5万吨配额（对于排放高于12.5万吨二氧化碳当量）或1.5万吨配额（对于排放高于2.5万吨二氧化碳当量的公司）——以较高者为准；
- 对于2019年度配额（KAU19），上述额度减少1/3，即净售出量的两倍或5万吨配额（对于大型纳管主体）或1万吨配额（对于小型纳管主体），以较高者为准；
- 对于2020年度配额（KAU20），额度比2018年度配额规则减少2/3。

第三阶段：在第一个交易年，纳管主体可以预借其履约义务的15%。从第二个到第四个交易年，适用与2019年相同的预借公式。

第三阶段的结转：

- 在第一和第二个履约年度（2021年和2022年），纳管主体可以最多结转其在二级市场上净售出的韩国配额单位和韩国核证抵销排放权的两倍（不包括互换和拍卖）。
- 在第三和第四个履约年度（2023年和2024年），纳管主体的最大可结转量等于其净售出配额量（总配额售出量减去总配额买入量）加上韩国核证抵销排放权的售出量。

第三阶段的配额和抵销信用只能结转到第四阶段（2026年至2030年）的第一个履约年度。第五个履约年（2025年）的结转限制也遵循“净售出量的三倍”规则。

抵销信用

第一阶段里，允许使用国内抵销信用，即韩国抵销信用（Korean Offset Credits, KOC）。自第二阶段以来，允许使用韩国抵销信用和国际信用（国际信用需符合定性标准）。国内和国际信用必须转换为韩国核证抵销排放权（Korea Credit Unit, KCU）才能用于履约。

第一阶段

定性限制：仅允许使用产自碳市场未覆盖行业的减排项目所实施的外部减排活动的国内抵销信用，并且必须符合国际标准。允许清洁发展机制（CDM）的国内信用（CER）和韩国抵销信用。符合条件的活动包括符合清洁发展机制资格的活动以及碳捕集与封存，并且必须在2010年4月中旬之后实施。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的10%。

第二阶段

定性限制：在第二阶段，还允许使用由韩国公司开发的清洁发展机制项目产生的国际信用，且在2016年6月之后产生，并且满足下列任一条件：

- 至少20%的所有权、经营权或投票权由韩国公司拥有；或
- 韩国公司提供了至少占总项目成本20%的低碳技术。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的10%（其中国际抵销信用最多可使用5%）。

第三阶段

定性限制：允许使用符合第二阶段定性标准的抵销信用。然而，对信用的发行和转换增加限制：

- 温室气体减排项目（根据减排期覆盖范围）转换为韩国抵销信用的期限：1) 2010年4月至2020年12月：在两年内（2021年至2022年）；2) 2021年1月以后：在两年内（2022年至2023年）。
- 韩国抵销信用转换为韩国核证抵销排放权：在韩国抵销信用发行后的五年内。

定量限制：上限为每个纳管主体履约义务的5%，无论类型如何。

截至2023年12月，共有292种批准的项目方法学（211种用于国际清洁发展机制，81种用于国内抵销信用）。政府计划使用3,750万吨国际信用来实现2030年国家自主贡献。

在2022年度履约期，共有760万吨韩国抵销信用被转换为2022年度韩国核证抵销排放权（KCU22），其中696万吨来自国内项目，65万吨来自海外项目。这些2022年度韩国核证抵销排放权全部被用于65家纳管主体的履约。

与其他碳市场的连接

韩国碳市场未与任何其他碳市场连接。

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一年。纳管主体必须在8月底前上缴上一年度的配额。

监测、报告与核查

报告：上一年的年度排放报告必须在3月底前提交。

核查：排放必须由第三方核查机构核查。

管理模式：排放报告由环境部认证委员会在5月底前审核和认证。若发现报告存在问题，纳管主体必须修订并重新提交排放报告。

执法和罚则

罚款不得超过给定履约年度配额平均市场价格的三倍或每吨10万韩元（约合69美元，或505元人民币）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体能够参与交易。主管部门对非纳管主体的参与设立限制。最初市场参与主体仅限于纳管主体，第二阶段引入了“市场做市商”机制，旨在提高市场流动性。市场做市商是韩国碳市场中的第三方参与者，可以利用政府持有的单独配额储备（当时为500万吨配额），通过每日配额交易增加市场流动性。2021年任命了三家新的金融公司，除了2019年任命的两家市场做市商。2022年12月，政府宣布另外两家市场做市商将从2023年开始运营。2023年后期又任命了八家市场做市商。

从第三阶段开始，根据2012年《排放交易法》（Emissions Trading Act）和总统令（Presidential Decree），其他非市场做市商的国内金融中介机构可参与二级市场并在韩国交易所（Korea Exchange, KRX）交易配额。根据这一规定，2021年批准了20家金融中介机构参与碳市场（截至2023年12月共有21家金融中介机构）。尽管最初每家只允许持有最多20万吨配额以避免过度占据市场份额，但这一数字在2022年12月放宽到50万吨，并在2023年再次增加到100万吨。

市场类型

一级市场：自2019年以来每月举行拍卖。获得100%免费分配的行业不允许参与拍卖。拍卖于韩国交易所进行。

二级市场：韩国碳市场一直以来场外交易的占比较高。此外，韩国交易所管理着现货二级市场交易的平台。不同年度的配额、韩国核证抵销排放权和韩国抵销信用在交易所交易。委托交易将于2024年引入。

配额的法律效力：韩国配额单位的法律地位在2012年《排放交易法》或总统令中没有明确提及。然而，韩国配额单位不受金融市场法的监管。为了防止市场价格操纵、不公平交易和规范信息交换，《排放交易法》第22条第3款规定了《资本市场和金融投资业务法》（Capital Market and Financial Investment Business Act）的某些条款适用。

市场稳定机制

韩国碳市场稳定储备（KOREAN MARKET STABILITY RESERVE, K-MSR）

工具类型：基于价格的机制

运作方式：在下列任一情况发生时，分配委员会负责实施市场稳定措施：

- 连续六个月的配额市场价格至少是前两年平均价格的三倍；
- 上个月的配额市场价格至少是前两年平均价格的两倍，并且上个月的平均交易量至少是前两年同月交易量的两倍；
- 某个月的平均配额市场价格低于前两年平均价格的60%；或
- 由于供需失衡，难以交易配额。

稳定措施包括：

- 从市场稳定储备中额外拍卖最多25%的配额，该储备包含1430万吨配额；
- 设置纳管主体可持有配额数量的限制：下限为履约年度配额的70%，上限为150%；
- 调整预借限额；
- 调整抵销限额；以及
- 临时建立价格上限或价格下限。

2018年，分配委员会从稳定储备中拍卖了额外的550万吨配额，以缓解市场在2017年履约截止日期前的压力；共售出470万吨配额。此后未再发生此类情况。

2021年，分配委员会在4月设定价格下限为每吨12,900韩元（约合8.95美元，或65.16元人民币），6月设定价格下限为每吨9,450韩元（约合6.56美元，或47.74元人民币）。

2023年，政府设定了两个临时价格下限。措施的触发价格保持在12,088韩元（约合8.39美元，或61.06元人民币）的平均水平，计算方式为前两年平均价格的60%。第一个价格下限为7,020韩元（约合4.87美元，或35.46元人民币），于7月设定，最后一个价格下限为7,750韩元（约合5.38美元，或39.15元人民币），于11月设定并在12月初取消（当时价格连续五天保持在8,520韩元，约合5.91美元，或43.04元人民币）。

其他信息

相关机构

环境部：全面负责韩国碳市场的运行。
经济财政部：主持分配委员会；在2016年6月至2018年1月期间，曾短暂全面负责韩国碳市场的运行。
韩国交易所：提供交易和拍卖平台。
温室气体清单与研究中心（Greenhouse Gas Inventory and Research Center, GiR）：负责注册登记系统和技术实施。
国际碳减排委员会（International Carbon Reduction Council）：推动温室气体减排项目的部级机构。

碳市场评估

温室气体清单与研究中心定期发布评估报告，包含关键的排放统计数据、市场绩效指标以及纳管主体的调查结果。

监管框架

- [《碳中和框架法》](#)（Carbon Neutral Framework Act）
- [《温室气体排放配额分配与交易法》](#)
（Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Allowances）
- [《温室气体排放配额分配与交易法实施令》](#)（Enforcement Decree of the Act on the Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emissions Allowances）
- [《第一次基本计划（2015年至2024年）》](#)
（First Basic Plan for the ETS (2015—2024)）
- [《第二次基本计划（2017年至2026年）》](#)
（Second Basic Plan for the ETS (2017—2026)）
- [《第三次基本计划（2021年至2030年）》](#)
（Third Basic Plan of the ETS (2021—2030)）
- [《第四次基本计划（2026年至2035年）》](#)
（Fourth Basic Plan of the ETS (2026—2035)）
- [《第一次分配方案》](#)（First Allocation Plan）
- [《第二次分配方案》](#)（Second Allocation Plan）
- [《第三次分配方案》](#)（Third Allocation Plan）

日本埼玉县

日本埼玉县碳市场

- 覆盖大型建筑及工厂
- 自 2011 年启动以来一直与东京都的总量与交易计划相连接

碳市场总体介绍

埼玉县的目标设定排放交易系统（以下简称“埼玉县碳市场”）于2011年4月启动，覆盖了该县2021年排放量的约17%。

埼玉县的碳市场涵盖了工商业建筑的约600个排放主体。其排放总量通过自下而上汇总每年度设施级别的排放限额（即“基准”）得出。纳管主体必须为超出设施特定基准的排放量清缴减排指标。基准是根据基准年排放量和履约系数（Compliance Factor）计算的，履约系数由埼玉县知事根据法规和专家咨询设定。基准还根据预期能效提升潜力、消耗其他设施供应的能源的程度等因素确定。

该碳市场是作为《埼玉县全球变暖战略推进条例》（Saitama Prefecture Global Warming Strategy Promotion Ordinance）的一部分设立的，旨在最终与日本首都圈其他县建立共同体系。埼玉县碳市场与东京的总量与交易计划相连接，两地之间的减排指标可以相互交换。

年度回顾

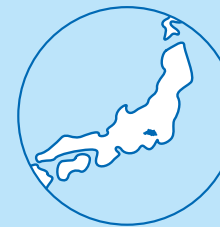
2023年6月，埼玉县政府宣布，在2022财年，埼玉县碳市场实现了比基准年排放水平减少40%的减排效果（基准年计算方法详见“配额分配”部分）。该体系已完成其第三履约期（2020财年至2024财年）的最后一年。在此期间，纳入设施被要求将排放量较基准年降低20%或22%（具体取决于其所属类别）。

同时，政府还公布，在2022财年，共有571家纳入设施中的452家（占比79%）完成了第二履约期的减排目标。

在即将到来的第四履约期（2025财年至2029财年），埼玉碳市场将实施三项重大更新。第一，办公楼的履约系数将提高至50%，工厂则提高至48%。

第二，场外可再生能源（包括场外自发自用和电力购买协议（Power Purchase Agreement, PPA）在内）将被视为零排放；由可再生能源产生的证书可用于抵扣能源相关的二氧化碳排放；此外，计算由零售商提供的电力、热能和城市燃气排放量时，将根据设施签订的合同，使用实际排放系数取代固定排放系数。

第三，调整超额减排指标制度，今后仅承认通过节能或可再生能源手段实现的超额减排可获得减排指标；不再授予因认证等级提升或排放系数调整所产生的减排指标。上述更新将于2025年4月起正式生效。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限

630 万吨二氧化碳当量(2022)

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用

允许使用国内（国家及都道府县层级）的抵销信用，但有数量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：固定基准法

2024年的平均价格

平均价格（第二个履约周期，2015 年至 2019 年）：
144 日元（约合 0.95 美元，或6.89元人民币）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
能源	32.1	83 %
工业制程	2.3	6 %
农业	1.0	3 %
废弃物	3.4	8 %
总计	38.8	



温室气体减排目标

到2030年：较2013财年水平减排46 %（埼玉县全球变暖对策行动计划第二阶段，Saitama Prefecture Global Warming Countermeasures Action Plan Second Phase）

规模与阶段

覆盖排放量

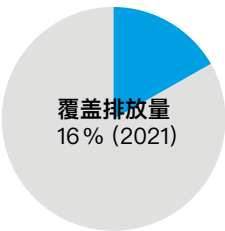
经核查的排放量（2022）：630万吨二氧化碳当量

阶段

- 第一阶段：2011年4月1日至2016年9月30日
- 第二阶段：2015年4月1日至2022年1月31日
- 第三阶段：2020年4月1日至2026年9月30日
- 第四阶段：2025年4月1日至2031年9月30日

埼玉县碳市场既有阶段（Phase）也有履约期（Compliance Period）。阶段定义为履约期加上额外的18个月调整期，在此期间设施可以继续交易减排指标以达到相应履约期的目标。

由于COVID-19疫情的影响，第二阶段的调整期额外延长了四个月。



配额总量或排放上限

该体系下的总排放限制是所有纳管主体将设施级别的基准自下而上汇总得到的总和。这些基准是根据基准年排放量和履约系数计算的。

第一履约期（2011财年至2014财年）的总排放限制为3330万吨二氧化碳。第二履约期为5240万吨二氧化碳。第三履约期的数值尚未可知。

纳入行业和纳入门槛

纳入行业：工商业建筑的燃料、热力和电力消耗。

纳入门槛：连续三年每年消耗相当于至少150万升原油的能源的设施。

监管环节

工业、建筑：下游

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

2022财年共571个设施：
其中171个办公室/商业建筑， 400个工厂

配额分配与收入

配额分配

所有配额均为免费分配。
在埼玉县碳市场下，每个设施都有自己的排放上限，这是其必须实现减排目标的“基准”。设施的基准根据以下公式设定：基准年排放量 × (1-履约系数) × 履约期（五年）。每个阶段的履约系数由埼玉县知事根据法规设定。

基准年排放量是每个主体在2002财年至2007财年之间任意连续三年的平均排放量。

对于新进入者，其基准年排放量根据历史排放量（紧邻履约期之前的四个财年中选择任一连续三个财年的年平均排放量），或政府提供的排放强度标准计算。

在每个新履约期开始时，除了为新进入者预留的减排指标外，所有减排指标均为免费分配给纳管主体。在履约期结束时排放量低于基准的设施可以保留或交易其多余的减排指标；超过基准的设施必须购买并清缴来自其他地方的减排指标以满足其履约义务。

履约系数

- 第一履约期：比基准年排放量减少8%或6%。
- 第二履约期：比基准年排放量减少15%或13%。
- 第三履约期：比基准年排放量减少22%或20%。
- 第四履约期：比基准年排放量减少50%或48%。

较高的履约系数用于商业建筑以及区域供热和制冷（District Heating and Cooling, DHC）厂。而对于使用区域供热和制冷超过总能耗20%的其他设施（如商业建筑）和工厂，使用较低的履约系数。

在第四履约期，对于中小型企业拥有的大型设施，履约系数根据所属类别减少到50%或48%的四分之三。同样，对于医疗设施，其电力对维持生命和健康至关重要，因此履约系数比其适用类别再降低两个百分点。

减排方法

- **可再生能源**：当纳管设施通过自发自用使用可再生能源时，可以从总能耗中扣除这部分电量。
- **低碳电力**：为了评估纳管主体的能效情况，电力等能源供应的二氧化碳排放因子在每个履约期内固定。从第三履约期开始，如果纳管主体从排放因子较低的供应商处采购电力，他们可以从报告的排放量中扣除这些排放因子之间的差异，以反映所购电力的排放更低。

在减排以及引进、使用和管理节能设备方面表现出色的设施将被认证为顶级设施（Top-Level Facilities），根据其进展速度可获得较低的履约系数，有效期为五年。顶级设施的认证标准代表了最佳的能效措施，涵盖了200多种不同的节能措施。

灵活性及连接

结转与预借

允许配额结转，但只允许在连续的两个履约期内结转。
不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定性限制：允许使用五种类型的抵销信用额度，以对埼玉县碳市场纳管主体在其排放量低于基准排放水平时发放的减排指标进行补充：

- **中小型设施减排指标**（Small and Mid-Size Facility Credits）：来自埼玉县未被纳入管控的中小型设施的减排指标。
- **埼玉县以外减排指标**（Outside Saitama Credits）：来自埼玉县以外的大型设施的减排指标。大型设施是指在基准年能源消耗相当于至少150万升原油且基准年排放量不高于15万吨的设施。
- **可再生能源减排指标**（Renewable Energy Credits）：埼玉县碳市场下生成的可再生能源减排指标包括以下类型：环境价值当量（Environmental Value Equivalent）、可再生能源证书（Renewable Energy Certificates）和根据可再生能源配额制法（Renewable Portfolio Standard Law）生成的新能源电力证书（New Energy Electricity，非用于可再生能源配额制法所规定的可再生能源消纳义务的证书）。太阳能（热力、电力）、风能、地热能或水力发电（1000千瓦以下）的减排指标按一比一转换，生物质（生物质率95%以上，黑液除外）的减排指标也是如此。
- **东京减排指标**（Tokyo Credits，通过两个碳市场的连接）：这些包括（1）超额减排指标（Excess Credits）：来自东京的基准年排放量为15万吨或以下的设施的减排指标；（2）东京中小型设施的减排指标：东京都政府发放的未纳入管控的中小型设施的减排指标。
- **森林吸收减排指标**（Forest Absorption Credits）：来自埼玉县内森林的减排指标按常规信用额度的1.5倍计算。其他按1:1的比例转换。

定量限制：仅对埼玉县外减排指标设定定量限制：这些减排指标仅针对超出履约系数的减排量发放。这些减排指标可用于履约，最多占办公室减排义务的三分之一，最多可占工厂的50%。

所有抵销信用必须经过核查机构核查。

2020财年至2023财年期间共发放了1,009吨二氧化碳当量的抵销信用。

与其他碳市场的连接

自2011年启动以来，埼玉县碳市场一直与东京的总量与交易计划相连接。东京和埼玉的减排指标在两地间可互换。迄今为止，两地之间已进行了约60笔减排指标的转移。

该辖区内的其他碳定价机制

碳税：日本全国碳税

履约

履约机制

纳管主体必须为超过基准的排放量清缴减排指标，设施的基准基于历史排放量。

履约周期

四年或五年。

- 第一履约期：2011财年至2014财年
- 第二履约期：2015财年至2019财年
- 第三履约期：2020财年至2024财年
- 第四履约期：2025财年至2029财年

纳管主体必须在履约期第一个财年的7月底前提交全球变暖对策计划报告（Global Warming Countermeasures Plan Report）和实施情况报告（Implementation Status Report）。此后每年，纳管主体必须在7月底前提交新的全球变暖对策计划和排放报告。

减排指标必须在18个月调整期结束时清缴，即在履约期结束后的第二个财年的9月底前。

监测、报告与核查

监测报告：每年进行排放报告，包括减排计划。必须监测和报告所有七种温室气体：二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、全氟化碳、氢氟碳化物、六氟化硫和三氟化氮。

核查：这些报告需要在调整期结束前经过第三方核查。

管理模式：基于《埼玉县监测/报告指南》（Saitama Monitoring/Reporting Guidelines）和《埼玉县核查指南》（Saitama Verification Guidelines）。

执法和罚则

每年，所有纳管主体的全球变暖对策计划和实施情况报告都会在埼玉县政府的网站上公布。如果设施未实现其减排目标，其名称将被公开，未完成的减排量将添加到下一个履约期的目标中。

市场监管

市场设计

市场参与主体：仅纳管主体（即超过纳入门槛的主体）。只有在实现减排后才能获得减排指标，且只有排放设施才能参与交易。

市场类型

一级市场：所有配额均为免费分配。

二级市场：纳管主体通过场外交易进行交易。希望购买或出售减排指标的企业可以通过私人中介找到买家并协商价格。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

其他信息

相关机构

埼玉县政府：负责监督埼玉县的目标设定排放交易系统

碳市场评估

官方状态和评估报告每年发布一次。

监管框架

- [埼玉县全球变暖战略推进条例](#)
(Saitama Prefecture Global Warming Strategy Promotion Ordinance)
- [埼玉县全球变暖战略推进条例实施细则](#)
(Regulation on Saitama Prefecture Global Warming Strategy Promotion Ordinance)

上海

上海碳市场

- 自 2024 年起，覆盖范围扩大至道路运输和数据中心的排放
- 抵销信用交易市场活跃，并率先开展配额现货远期交易
- 上海环境能源交易所负责全国碳市场的运营管理

碳市场总体介绍

上海碳市场于2013年11月启动，是中国第二个启动区域碳市场的地区。

上海碳市场目前覆盖近380个单位。其覆盖范围在2016年扩大至海运业及更多工业行业，并将纳入门槛降至每年10,000吨二氧化碳当量；根据2024年发布的2023年度配额分配方案，上海碳市场进一步扩展至道路运输及数据中心的排放。

纳管主体需为其覆盖的全部排放量清缴配额，配额通过拍卖或免费分配方式发放。2014年至2019年，上海碳市场不定期举行拍卖；此后改为每年举行两次拍卖。自2023年起，道路运输行业中年排放量超过10,000吨二氧化碳当量的单位，以及数据中心行业中年排放量超过20,000吨二氧化碳当量的单位，被纳入碳市场管理。

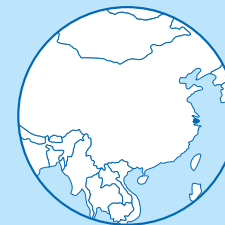
上海碳市场是中国唯一自启动以来持续保持 100% 履约率的区域碳市场，也是抵销信用交易最活跃的市场之一。上海被定位为中国的碳金融创新中心，创新工具涵盖碳回购、碳基金、碳信托、CCER质押贷款、绿色债券和碳保证金交易。自 2021 年 7 月起，上海环境能源交易所负责全国碳市场交易平台的运营。

上海碳市场将与全国碳市场并行运行。随着全国碳市场覆盖范围扩展至更多行业，相关行业的纳管主体将逐步纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024 年 2 月，上海市生态环境局发布了 2023 年度配额分配方案。根据该方案，新增的 23 个数据中心自 2023 年履约年度起需履行履约义务。此外，道路运输行业新增 17 家物流企业，但只需履行监测、报告与核查（MRV）义务。

同年 5 月、7 月和 9 月，上海环境能源交易所共拍卖配额 2,239,829 吨，成交总额达人民币 1.72 亿元（美元2,384 万元）。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



电力¹



交通



工业



国内航空



建筑



海运

排放总量上限

1.05 亿吨二氧化碳当量（2023年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均拍卖价格：人民币77.87元（美元10.82元）

平均二级市场价格：人民币75.45元（美元10.48元）

累计收入

自市场启动以来：人民币6.28亿元（美元8725万美元）

2024年：人民币1.72亿元（美元2384万元）

1 电力行业自2021年纳入全国碳市场，覆盖2019年至2020年的排放量。然而，全国碳市场仅涵盖燃煤和燃气发电机组；燃油发电机组仍由上海碳市场覆盖。

上海的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
2.44 亿吨二氧化碳当量（2020年）²

温室气体减排目标

到2025年：实现总碳排放量和人均排放量达峰（《上海市城市总体规划（2017—2035年）》和《上海市国民经济和社会发展第十四个五年规划》）

到2035年：碳排放量较峰值下降若5%（《上海市城市总体规划（2017—2035年）》）

到2060年：实现碳中和（《上海市碳达峰实施方案》）

规模与阶段

阶段

第一阶段：2013年至2015年，即「试点阶段」

第二阶段：2016年至今

配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。
包括储备在内，历年配额总量如下：

第一阶段：

每年~1.5亿吨二氧化碳当量

第二阶段：

2016年：1.55亿吨二氧化碳当量

2017年：1.56亿吨二氧化碳当量

2018年：1.58亿吨二氧化碳当量

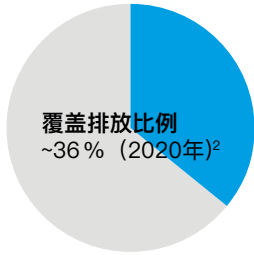
2019年：1.58亿吨二氧化碳当量

2020年⁴：1.05亿吨二氧化碳当量

2021年：1.09亿吨二氧化碳当量

2022年：1亿吨二氧化碳当量

2023年：1.05亿吨二氧化碳当量



覆盖行业和纳入门槛

第一阶段：机场、国内航空、化学纤维、化学品、商业、电力和供热、供水、酒店、金融、钢铁、石化、港口、有色金属、建筑材料、造纸、铁路、橡胶和纺织品。

纳入门槛：

- 电力和工业：每年至少20,000吨二氧化碳当量
- 其他行业：每年至少10,000吨二氧化碳当量

第二阶段：上述行业加上海运、电子材料、制药、汽车制造和食品制造纳入覆盖范围。电力行业自2019年起已纳入全国碳市场，但部分特殊自备发电厂及供热单位仍保留在上海碳市场管理之内。自2022年起，数据中心和道路运输行业被纳入覆盖范围，其中道路运输行业目前仅需履行监测、报告与核查（MRV）义务。

纳入门槛：

- 工业：每年碳排放至少20,000吨二氧化碳当量，或每年能源消耗量至少10,000吨标煤（tce）。
- 航空业：每年碳排放至少20,000吨二氧化碳当量，或每年能源消耗量至少10,000吨标煤。
- 海运业：每年碳排放至少100,000吨二氧化碳当量，或每年能源消耗量至少50,000吨标煤。
- 公路运输：每年碳排放至少10,000吨二氧化碳当量，或每年能源消耗量至少5,000吨标煤。
- 数据中心：每年碳排放至少20,000吨二氧化碳当量。
- 建筑物（包括港口和机场）：每年碳排放至少10,000吨二氧化碳当量，或每年能源消耗量至少5,000吨标煤。

监管环节

排放点源（例如工业、国内航空和交通）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

378家单位（2023年）

² 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家根据公开信息估算所得。

³ 近年暂无公开数据，此处数据由本地专家提供。

⁴ 配额低于2019年的主要原因是大部分电力行业的碳排放已纳入全国碳市场。

配额分配与收入

配额分配

在第一阶段，纳管主体可一次性获得整个履约期的配额；自第二阶段起，配额则按年度分配。同时，分配方法也在逐步改进，包括增加基准法的使用。

免费分配：

基准法：根据行业特定基准进行免费分配，适用于电力与热力生产商、电网及数据中心。

祖父法：基于历史排放强度的分配方法适用于部分工业行业、航空、港口、海运及供水，通常以过去三年的历史排放数据为依据。

基于历史排放量的分配方法适用于机场、建筑物、商业单位及部分产品复杂或排放边界发生显著变化的工业行业，通常以过去三年的历史排放数据为依据。

对于采用基准法或历史强度法的行业，履约年度结束后会根据实际产量进行事后调整。

2023 年和 2024 年期间，在减少大气污染和碳排放方面表现突出的，且未受到生态环境行政处罚或涉嫌生态环境违法的纳管主体，可按其 2023 年配额的 0.3% 至 0.5% 予以奖励性增配。

在 2023 年较 2022 年实现碳排放强度或碳排放总量下降，且大气污染防治评级为 A 级的纳管主体，可额外获得相当于其 2023 年配额 0.5% 的奖励（每家企业最多 2,000 个配额）；达成减排目标且评级为 B 级的纳管主体，可额外获得 0.3% 的奖励。

拍卖：年度配额中的一小部分可通过拍卖方式分配，主要目的是为纳管主体提供额外供应以满足履约需求。上海碳市场的拍卖分别在2014年、2016年、2018年和2019年举行，此后每年举行两次拍卖，直至2023年。2024年，上海碳市场共举行三次拍卖，分别在5月、7月和10月。

5月最低竞拍价设定为2023年11月至2024年4月所有交易日的加权平均价格，为人民币72.15元（约合美元10.02元）。本次拍卖共推出100万吨配额，全部以每吨人民币75.06元（美元10.43元）的价格售出，高于底价约4%。

7月拍卖最低竞拍价设定为2024年1月至6月所有交易日的加权平均价格。拍卖推出100万吨配额，全部以每单位人民币75.07元（美元10.43元）的价格成交。

10月拍卖推出280万吨配额，最低竞拍价为每吨人民币89.60元（美元12.45元），但仅有8.57%的配额以底价成交。

收入用途



一般预算，包括债务偿还

收入归入市财政。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转，但跨阶段结转存在一定限制。对于第一阶段结转的配额，纳管主体在2016年至2018年期间，每年仅可使用其中三分之一；而机构投资者结转的配额则不受此使用限制。

不允许配额预借。

抵销信用

允许使用抵销信用，包括中国国内基于项目的抵销信用（如CCERs）和上海核证自愿减排量（SHCER）。

定量限制：

第一阶段：CCER的使用不得超过其经核证排放量的5%。

第二阶段：2016年至2018年期间，CCER的使用不得超过年度配额的1%；对于2019年和2020年的履约年度，CCER的使用上限调整为经核证排放量的3%。2019年，来自长江三角洲地区⁵以外的抵销信用仅允许使用2%，其中1%必须来自该地区。

抵销信用使用上限自2022年上调至5%，适用于CCERs和SHCERs。

定量限制：

第一阶段：CCER的使用不得超过其经核证排放量的5%。

第二阶段：2016年至2018年期间，CCER的使用不得超过年度配额的1%；对于2019年和2020年的履约年度，CCER的使用上限调整为经核证排放量的3%。2019年，来自长江三角洲地区⁵以外的抵销信用仅允许使用2%，其中1%必须来自该地区。

抵销信用使用上限自2022年上调至5%，适用于CCERs和SHCERs。

⁵ 该地区包括上海、江苏、浙江和安徽。

定性限制

第一阶段：2013年1月前产生的抵销信用不得用于履约。

第二阶段：延续第一阶段的限制。此外，由水电项目产生的抵抵销用亦不符合资格。

自2023年起，通过北京电力交易中心绿色电力交易平台，以省际交易形式购买的符合条件的绿色电力，可被视为零排放。

纳管主体在2023年共提交了10,299吨二氧化碳当量的抵销信用，其中88.5%为SHCERs。

与其他碳市场的连接

尽管上海环境能源交易所同时负责全国碳市场和上海碳市场的交易平台运营，但两个市场仍独立运作，且上海碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：上海核证自愿减排量（SHCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个自然年。纳管主体须在次年6月前清缴配额。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：纳管主体需每年向上海市生态环境局提交报告，截止日期为次年3月底。

核查：需经第三方核查，上海市生态环境局委托独立第三方机构开展核查工作。此外，由政府组织的专家可进行「第四方核查」。同时，政府会通过绩效评估机制，对核查机构的表现进行评价。

规则：上海市人民政府已发布温室气体排放监测与报告通用规则，并针对以下行业制定了专项指南：钢铁、电力与热力、化工、有色金属、非金属矿产品、纺织与造纸、航空、海运、大型建筑（包括酒店、商业及金融设施）及交通（如港口）。

近年来，上海碳市场进一步完善第三方核查规则。2020年12月，上海市生态环境局修订了《上海市碳排放核查第三方机构管理暂行办法》；2021年10月，该局发布了监督核查机构的新规定。

执法和罚则

纳管主体：若纳管主体未按时提交排放报告或核查报告，或提供虚假信息，将被处以人民币1万元（约合1,389美元）至人民币5万元（约合6,947美元）的罚款。

对于未提交足够配额以抵销排放量的企业，除要求补交缺失配额外，还可能被处以人民币5万元（约合6,947美元）至人民币10万元（约合13,894美元）的罚款。此外，其他处罚措施包括将企业信息录入信用记录、列入公开可查的在线名单，以及丧失申请节能减排资金的资格等。

第三方核查机构：如发布虚假核查报告、报告内容存在重大错误，或未经授权使用或披露企业及排放的保密信息，处罚金额为人民币1万元（美元1,389元）至人民币5万元（美元6,947元）。

市场调节

市场设计

市场参与主体：纳管主体；非履约单位（符合上海环境能源交易所制定的碳市场规则要求的国内机构投资者）

市场类型：

一级市场：上海碳市场尚未设定通过拍卖分配的配额比例，但规则规定将逐步引入拍卖机制。自2014年起，上海碳市场已不定期举办拍卖，为纳管主体提供额外配额供应。自2020年起，市场进一步允许机构投资者参与拍卖。

二级市场：现货产品包括上海排放配额（SHEA）、上海排放配额远期合约（SHEAF）及CCERs。其中，SHEA和CCERs为现货产品，而SHEAF为标准化的现货远期产品。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制

运作方式：每年配额总量可预留一小部分进入储备，用于在履约周期结束前进行拍卖，作为市场稳定机制（详见「配额分配」部分）。上海生态环境局可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：上海环境能源交易所对挂牌交易（交易量小于10 万吨二氧化碳当量）实施价格涨跌幅限制制度，涨跌幅限制为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价） $\pm 10\%$ ；而大宗交易（最低交易量为10 万吨二氧化碳当量）的涨跌幅限制为参考价的 $\pm 30\%$ 。只有在上述价格区间内的交易，方可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

上海市生态环境局：负责制定规则并监督碳市场运行。

上海环境能源交易所：负责交易平台的运营管理。

上海市信息中心：负责碳排放权登记的监督和管理。

碳市场评估

目前暂无公开的碳市场政策评估信息。然而，当地碳交易所发布了2013年至2020年的年度报告，概述了系统性能。此外，地方政府每年都会资助关于改进碳市场的研究。

监管框架

→ [《上海碳排放交易试点实施方案》（2012）](#)

→ [《上海市碳排放交易管理办法》（2013）](#)

→ [《上海市2023年度碳排放配额分配方案》（含管理单位名单）](#)

深圳

深圳碳市场

- 中国三个由地方人大批准碳市场立法的区域碳市场之一
- 交易市场活跃，市场参与者多元化，包括外国投资者
- 率先扩展覆盖行业和实施跨区域交易

碳市场总体介绍

深圳碳市场于2013年6月启动，是中国首批区域碳市场之一。作为广东省内拥有独立碳市场的城市，深圳是唯一在副省级层面运行的碳市场。纳管主体需为其覆盖的排放量清缴等量配额，配额分配以免费为主。

该市场覆盖工业、建筑、废弃物处理和交通四个部门的650余家单位的排放量。除2014年和2022年曾举行两次拍卖外，其余年度均采用基准法和祖父法进行免费分配。除中国核证自愿减排量（CCER）外，深圳碳市场还接受本地抵销信用，包括碳普惠机制。

尽管深圳碳市场规模相对较小，但其市场流动性位居全国首位。与其他由地方政府行政部门发布命令进行监管的区域碳市场不同，深圳碳市场由市政立法机构——深圳市人大通过的专门碳市场法案予以监管。根据《深圳市碳交易支持碳达峰碳中和实施方案》，深圳碳市场将自2027年起实施绝对总量上限。

目前，深圳碳市场与全国碳市场并行运行。待全国碳市场覆盖更多行业后，深圳碳市场中涉及相关行业的纳管主体将转入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年3月，深圳市生态环境局更新了2023年履约年度的重点排放单位名单，移除65家单位并新增118家单位。其中，1家因迁出深圳市被移除，其余因连续三年排放量低于纳入门槛而被剔除。截至调整后，深圳碳市场覆盖737家单位。

同年8月，深圳市生态环境局发布2024年配额分配方案，将覆盖范围扩展至数据中心和固体废弃物，并新增住宿和餐饮、批发和零售、仓储和邮政服务、软件和信息服务业、政府机构及公共机构等行业，进一步扩大服务业的纳入范围。自2024年起，除中国核证自愿减排量（CCERs）和本地抵销信用外，通过电力市场购买的绿色电力也可用于抵销配额清缴缺口。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



排放总量上限

3,350 万吨二氧化碳当量（2024年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法
免费分配：基准法
拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币47.78元（美元6.64元）

累计收入

自市场启动以来：约人民币2790万元（美元390万美元）

深圳的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
4,542 万吨二氧化碳当量（2020年）¹

温室气体减排目标

到2030年：碳排放量达峰（《深圳市国民经济和社会发展的第十四个五年规划和2035年远景目标纲要》）
到2035年：实现温室气体排放与经济社会发展稳定脱钩（《深圳市应对气候变化“十四五”规划》）

规模与阶段

阶段

持续至今

配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。

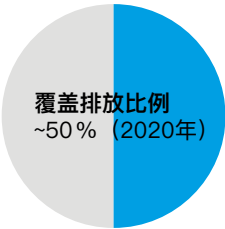
2015年至2019年：约3,100万吨二氧化碳当量（不包括建筑）
2020年：2,200 万吨二氧化碳当量
2021年：2,500万吨二氧化碳当量
2022年：2,600万吨二氧化碳当量
2023年：2,800万吨二氧化碳当量
2024年：3,350万吨二氧化碳当量

此外，政府也为新进入者（2%）和市场稳定措施（2%）预留了储备。

覆盖行业和纳入门槛

供水、天然气、供热、制造业、电子设备、废弃物管理、港口、地铁、公共巴士及其他非交通行业。电力行业碳排放自 2019 年起，由深圳碳市场转为纳入全国碳市场管控。数据中心、固体废弃物、住宿和餐饮、批发和零售、仓储和邮政服务、软件和信息服务，以及政府机构和公共机构于2024年被新增纳入。

纳入门槛：经当地生态环境局确认，年排放量超过3,000吨二氧化碳当量。



监管环节

排放点源（工业）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

737家单位（2023）

配额分配与收入

配额分配

配额主要以免费方式分配，并在履约年度结束后根据实际产量进行事后调整。

免费分配：

基准法：适用于供水、电力、天然气和数据中心行业，配额根据各行业的历史排放强度进行分配。

祖父法：适用于废弃物管理设施、港口、地铁、公共巴士，以及部分采用产品历史排放强度方法的特定化学品生产企业。制造商则采用基于国内生产总值（GDP）的历史排放强度方法分配配额。公共建筑（如住宿和餐饮、批发和零售、仓储和邮政服务、软件和信息服务、政府机构及公共机构以及大学）则根据历史排放量进行配额分配。

拍卖：根据2022年发布的《深圳市碳排放交易试点方案暂行规定》，配额可通过拍卖或固定价格出售，拍卖比例不得低于3%。截至目前，深圳碳市场已举行两次拍卖，分别为2014年6月和2022年8月。

2022年最低竞拍价为每吨人民币29.64元（美元4.12元），共售出超过50万吨二氧化碳当量的配额，平均成交价为每吨人民币43.49元（美元6.04元），总收入为人民币2530万元（美元350万元）。

2014年最低竞拍价为每吨人民币35.43元（美元4.92元），共售出7万多吨二氧化碳当量的配额，总收入为人民币265万元（美元37万元）。该次拍卖的目的是增加市场供应并稳定价格。

¹ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

收入用途



一般预算，包括债务偿还



减缓气候变化

根据2014年深圳市碳市场规定，拍卖收入归入市财政。²然而，2022年的修订版规定，市政府将加强拍卖收入使用的透明度，并设立新的碳排放交易基金，用于支持碳市场及其他温室气体减排项目。

灵活性及连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借

抵销信用

允许使用抵销信用。

定量限制：抵销信用的使用不得超过清缴缺口的20%。

定性限制：国内基于项目的抵销信用（CCERs）、碳普惠地方抵销信用以及经地方政府授权的其他抵销信用均可使用。水电项目产生的抵销信用不符合资格，且部分CCERs和地方抵销信用的使用须遵守额外的地理限制。

自2024年起，通过电力市场购买并消费的绿色电力也可用于抵销排放，其使用上限等同于配额短缺量。

与其他碳市场的连接

深圳碳市场目前尚未与其他碳市场建立连接。深圳所在的粤港澳大湾区正计划探索在区内建设联合或联通碳市场的可行性，但具体细节尚未公布。根据深圳地方金融法规，未来将鼓励金融机构参与该市场的跨境交易。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：深圳碳普惠核证减排量（STTCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个自然年。配额清缴的截止日期为次年8月底。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：纳管主体应根据不同排放源采用相应的排放系数进行计算，并于次年3月31日前向碳市场主管部门提交碳排放报告。同时，还需在同一截止日期前向市统计部门提交包含生产数据的统计指标报告。

核查：需经第三方核查，主管部门可将核查任务委托给具备资质的专业机构。

规则：深圳市已发布两类监测与报告文件：

- 适用于该区域的监测与报告通用指南；以及
- 针对建筑行业的监测与报告指导文件。

执法和罚则

纳管主体：若未按时提交排放报告或核查报告，将被处以人民币 1 万元（美元 1,389 元）至人民币 5 万元（美元 6,947 元）的罚款。

若虚报、瞒报、漏报信息，罚款额为人民币 5 万元（美元 6,947 元）至人民币 10 万元（美元 13,894 元）。

扰乱市场秩序的行为可被处以最高人民币 10 万元（美元 13,894 元）的罚款。

未提交足够配额抵销排放量的，罚款金额为缺额配额在前六个月平均市场价格的三倍，且缺额配额可从结转账户中扣除或从下一年度配额中扣减。

其他非财务处罚包括：公开曝光、向公共银行信用信息系统报送记录、取消五年内财政补贴资格，以及将违规行为纳入国有企业绩效考核系统。

第三方核查机构：若发布虚假或存在重大错误的核查报告，或未经授权使用或披露企业及排放的保密信息，将被处以人民币 1 万元（美元 1,389 元）至人民币 5 万元（美元 6,947 元）的罚款。

若第三方机构伪造报告，罚款额为人民币 5 万元（美元 6,947 元）至人民币 10 万元（美元 13,894 元）。

² 2014年深圳市碳市场规定市政府设立市场稳定基金，用于市场稳定措施、支持企业减排活动、建设市场服务机构、能力建设和碳市场管理。资金来源于拍卖收入、捐赠等渠道。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合深圳排放权交易所规则的纳管主体、非履约单位（机构投资者）以及个人投资者（含境内和境外）。

市场类型：

一级市场：深圳碳市场拍卖次数有限，仅在 2014 年和 2022 年各举行一次，参与者仅限于经深圳排放权交易所授权的纳管主体及会员机构。

二级市场：CCERs、深圳排放配额（SZAs）和本地抵销信用是二级市场的主要现货交易产品。深圳排放权交易所是所有上述产品的交易平台。

受中国金融市场监管政策限制，碳市场暂不允许开展远期合约及衍生品交易。然而，随着《深圳经济特区绿色金融条例》于2021年3月生效，深圳正迎来发展创新碳金融产品的新机遇。

配额的法律地位：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制

运作方式：深圳排放权交易所出现价格显著上涨或流动性不足的情况下，可从储备中以固定价格拍卖额外配额。配额总量中预留 5 % 的配额作为政府储备用于市场稳定。

此类配额仅限用于履约，不得用于交易。

配额价格显著上涨，是指单日配额收盘价超过过去 12 个月全国或区域碳市场最高单日收盘价的情形。此外，如六个月的平均配额价格达到或超过过去 24 个月平均配额价格的三倍，或一周的平均配额价格达到或超过过去 24 周最低周平均价格的三倍，也属于此情形。

流动性不足，是指在完成上一年度履约工作后，流通中的配额数量少于当年度总配额量的 20 %。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：深圳排放权交易所对挂牌交易实施价格涨跌幅限制制度。对于挂牌交易（单笔交易量不超过30,000吨二氧化碳当量），涨跌幅限制为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价）的±10 %。对于大宗交易（最低交易量为10,000吨二氧化碳当量），价格波动范围为参考价的±30 %。只有在上述价格区间内的交易，方可在交易所内成功达成。

其他信息

相关机构

深圳市生态环境局：负责碳市场相关事务，包括碳排放权登记管理和监测、报告与核查（MRV）。

深圳排放权交易所：

负责交易平台的运营管理。

碳市场评估

尚未开展公开评估，但深圳市政府每年都会资助优化深圳碳市场的相关研究。

监管框架

- [《深圳经济特区碳排放管理若干规定》（2012）](#)
- [《深圳市碳排放权交易管理办法》（2022）](#)
- [《深圳市碳交易支持碳达峰碳中和实施方案》（2023）](#)
- [《深圳市碳普惠管理办法》（2022）](#)
- [《深圳市2022年度、2023年度碳排放配额分配方案》（2023）](#)
- [《深圳市2024年度碳排放配额分配方案》（2024）](#)

天津

天津碳市场

- 与全国碳市场并行运行
- 目前正在咨询将覆盖范围扩展至海运、国内航空和数据中心等行业

碳市场总体介绍

天津于2013年12月启动碳市场，目前涵盖钢铁、石油化工、化工、石油和天然气勘探、造纸、机场、建筑材料、食品和饮料、有色金属、机械与设备制造、采矿、农业与食品加工、制药制造以及电子设备制造等行业，共涉及159个纳管主体。纳管主体须清缴与其经核查排放量等量的配额，配额可通过历史排放量或历史排放强度免费分配获得。

配额主要采用祖父法分配，根据基准年的排放量或排放强度确定分配数量。同时，天津碳市场也组织拍卖，主要目的是为纳管主体提供额外配额以满足履约需求。截至目前，天津碳市场已于2020年和2021年分别举行两次拍卖。

天津碳市场自2020年起引入多项措施以强化履约要求：未提交足够配额履约的企业，将在下一年度配额中被扣减相当于缺少配额两倍的配额；发现不符合规定的第三方核查机构，将被禁止参与核查工作三年。

年排放量超过26,000吨二氧化碳当量的单位，将逐步从天津碳市场转入全国碳市场，涉及行业包括电力、石油化工、化工、建筑材料、钢铁、有色金属、造纸和国内航空。目前，天津碳市场与全国碳市场并行运行，其中电力行业的纳管主体已于2019年纳入全国碳市场管理。

年度回顾

2024年6月，天津碳市场完成2023年度履约流程，履约率达100%，实现连续九年保持100%履约率。

同年8月，天津启动了《关于扩大天津市碳排放权交易市场覆盖范围的通知》的公众咨询，拟将海运、国内航空及数据中心纳入现有碳市场的覆盖范围。公众咨询于2024年9月初结束，最终决定将另行公布。根据建议方案，新覆盖范围预计适用于150个单位，每年可额外覆盖约300万吨二氧化碳当量的排放。

2024年9月，天津市生态环境局发布当年度配额分配方案，涵盖159个纳管主体，较上年增加10个纳管主体。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

覆盖行业



采矿与资源开采业



工业

排放总量上限

7,400 万吨二氧化碳当量（2023年）

覆盖的温室气体种类

二氧化碳

抵销信用额

国内（国家及省级），设有定量限制

配额分配

免费分配：祖父法

免费分配：基准法

拍卖

2024年平均价格

平均二级市场价格：人民币23.66元（美元3.29元）

累计收入

自市场启动以来：人民币1.48亿元（美元2059万美元）

天津的排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量
1.83 亿吨二氧化碳当量（2021年）¹

温室气体减排目标

到2030年：到2030年：碳强度较2005年降低65 %；实现碳达峰（《天津市碳达峰实施方案》）

规模与阶段

阶段

2014年至今

配额总量或排放上限

配额总量规定了碳市场允许的总排放量。历年配额总量如下：

2021年：7,500万吨二氧化碳当量

2022年：7,500万吨二氧化碳当量

2023年：7,400万吨二氧化碳当量

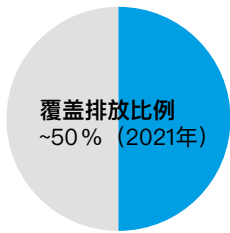
覆盖行业和纳入门槛

钢铁、石油化工、化工、石油和天然气勘探、机场、建筑材料、有色金属、医疗和制药制造、机械和设备制造、农产品加工、食品和饮料、盐矿开采、橡胶和塑料制品。

电力行业自 2019 年起已纳入全国碳市场。

2021年，天津将碳市场覆盖范围扩大至所有工业行业中排放量超过纳入门槛的单位（不再预先限定具体行业）。

纳入门槛：每年排放量达到 20,000 吨及以上二氧化碳当量，包括直接和间接排放。



监管环节

排放点源（工业）；下游（电力和热能消耗产生的间接排放）。

纳管主体类型

企业

纳管主体数量

159家单位（2024）

配额分配与收入

配额分配

免费分配

祖父法：除建筑材料行业外，所有行业的配额均依据历史排放量分配。2024年度的配额以2023年排放量为基准年进行分配；建筑材料行业则采用排放强度法分配。自2024履约年度起，钢铁、化工、石油化工、建筑材料、有色金属以及医疗和制药制造等行业的市场调整系数设定为0.96，其余行业²的系数为0.98。

基准法：适用于新进入市场的单位及扩大产能的单位。

拍卖：配额总量中的少部分可通过拍卖方式分配。拍卖为自愿参与，主要用于为纳管主体提供额外配额以满足履约需求。目前，拍卖活动以不定期方式举行。

收入用途



一般预算，包括债务偿还



减缓气候变化

收入归入市财政，主要用于支持温室气体减排相关的工作。

灵活性与连接

结转与预借

允许配额结转；但不允许配额预借

¹ 近年暂无公开数据，此处数据为本地专家估算所得。

² 石油和天然气勘探，机场建设，机械和设备制造，农产品加工，食品和饮料，盐矿开采，橡胶和塑料制品。

抵销信用

允许使用国内基于项目的抵销信用（CCER）和天津林业碳汇项目减排量（TFCER）。通过市场化方式购买的非化石能源，可用于抵销部分年度履约义务，具体细则将于后续发布。

定量限制：CCER的使用量不得超过年度排放量的10 %。

定性限制：抵销信用须来源于二氧化碳减排项目，不包括水力发电项目，且减排量必须在2013年之后产生。

与其他碳市场的连接

天津碳市场未与其他碳市场连接。

管辖范围内的其他碳定价工具

碳市场：中国全国碳市场

市内抵销机制：天津林业碳汇项目减排量（TFCER）

国内抵销机制：中国核证自愿减排量（CCER）

履约

履约机制

纳管主体必须为其覆盖的每吨二氧化碳当量的排放量清缴等量的配额。

履约周期

一个自然年。配额清缴的截止日期为次年6月底。

监测、报告与核查（MRV）

监测：纳管主体需制定监测计划，并根据计划监测其排放量。

报告：年度

核查：需经第三方核查，纳管主体不能连续三年内使用同一核查机构。

规则：天津市发展和改革委员会已发布温室气体排放监测与报告指导文件，涵盖各行业的具體操作要求。自2019年起，天津市生态环境局作为主管机构，持续完善相关内容。

执法和罚则

纳管主体：根据2021年11月生效的《天津市碳达峰碳中和促进条例》，未按要求提交排放报告的单位，将被处以人民币2万元（约合2,779美元）至人民币20万元（约合27,787美元）的罚款。未提交足够配额抵销排放量的单位，将被处以相当于配额平均市场价格5至10倍的罚款。

此外，根据2020年7月发布的《天津市碳排放权交易管理暂行办法》，未提交足够配额抵销排放量的单位，将在下一年度的配额分配中被扣除两倍于缺口的配额。该规定有效期至2025年6月。

第三方核查机构：第三方核查机构若被发现未遵守相关规定（例如发布虚假核查报告），将被禁止提供核查服务三年。

市场调节

市场设计

市场参与主体：符合天津排放权交易所制定的碳市场规则的纳管主体、机构投资者（含境内和境外）及个人投资者（含境内和境外）

市场类型：

一级市场：大部分配额以免费方式分配。天津排放权交易所不定期组织一级市场拍卖，2019年至2021年间共举行五次拍卖，此后未再举办。

二级市场：现货产品包括天津排放配额和CCER，由天津排放权交易所负责所有产品的交易管理。

配额的法律效力：配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

储备

工具类型：基于价格的机制

运作方式：在市场波动情况下，天津市生态环境局可通过以固定价格或拍卖方式买卖配额以稳定市场。配额总量的5%预留作为政府储备用于市场稳定，天津碳排放交易所可根据市场需求不定期组织拍卖，且未设固定触发条件。

交易

工具类型：基于价格的机制

运作方式：天津碳排放交易所实施了交易价格涨跌幅的限制制度。涨跌幅范围为参考价（即前一交易日所有成交的加权平均价格）的 $\pm 10\%$ 。

其他信息

相关机构

天津市生态环境局：负责在2019年政府机构改革后建立天津碳市场。

天津排放权交易所：负责交易平台的运营和碳排放权登记管理。

碳市场评估

支持机构如天津气候交易所已开展优化天津碳市场的相关研究。

监管框架

- 《天津市碳排放权交易试点工作实施方案》（2013）
- 《天津市碳排放权交易管理暂行办法》（2020）
- 《天津市碳达峰碳中和促进条例》（2021）
- 《天津市2024年度碳排放配额分配方案》

日本东京都

日本东京都总量与交易计划

- 全球首个城市级碳市场
- 覆盖工商业建筑
- 正处于第四个履约期，在此期间，相关设施的排放量须较基准年减少 50 %（对于建筑）或 48 %（对于工业）

碳市场总体介绍

东京都政府（Tokyo Metropolitan Government, TMG）的总量与交易计划于2010年4月启动，是日本首个强制性的碳市场。该体系覆盖了东京都市区约20%的排放量。

东京都总量与交易计划涵盖了大型建筑、工厂、供热商以及其他消耗大量化石燃料的设施的二氧化碳排放。每个纳管主体都有自己的绝对排放总量上限，作为其必须实现的减排目标的基准。设施的基准通过基准年排放量和履约系数（Compliance Factor）计算得出。履约系数根据设施类型以及预期能效提升潜力、消耗其他设施供应的能源的程度等因素确定。

东京的碳市场与埼玉县的碳市场相连接，两地之间的配额可以相互转换。

年度回顾

东京都政府（TMG）总量与交易计划的第三履约期（FY2020—FY2024）于2025年3月结束，第四履约期将自2025年4月起正式启动。该制度覆盖约1,200家设施，这些设施每年使用的能源相当于1,500千升以上原油当量。所有碳配额继续免费分配。截至2022年，纳管设施总排放量相比基准年下降了32 %。

公众咨询于2023年结束后，东京都宣布了第四履约期（FY2025—FY2029）的三项主要更新措施：

1. 提高履约系数（Compliance Factor）：办公楼的履约系数将提高至50 %；工厂则为48 %。
2. 推动可再生能源使用：场外可再生能源（如场外自发自用和电力购买协议（Power Purchase Agreement, PPA））将被视为零排放；来自可再生能源的证书可用于抵扣能源相关二氧化碳排放；用于计算来自电力、热能与城市燃气的排放量时，将使用基于合同的实际排放系数，取代此前的固定排放系数。
3. 优化超额减排指标（Excess Credits）制度：今后仅承认通过节能或可再生能源手段实现的超额减排可获得减排指标；不再认可因认证等级提升或排放系数调整所产生的减排指标。

上述更新将于2025年4月起正式生效，相关实施指南已计划于2024年9月发布。

此外，2024年3月，东京都公布了第三履约期第三财政年度（FY2022）的排放结果：纳入设施的总排放量为1,120万吨二氧化碳，比基准年排放量减少32 %。



- 已实施
- 正在建设
- 正在考虑

行业



排放总量上限
1220万吨二氧化碳当量(2024)

覆盖的温室气体种类
二氧化碳

抵销信用
允许使用国内（国家及都道府县层级）的抵销信用，但有数量限制

分配方式
免费分配：祖父法
免费分配：固定基准法

2024年平均价格
平均价格：约 600 日元（3.96 美元，约合28.71元人民币）

排放量与减排目标

不包括土地利用、土地利用变化和林业（LULUCF）的总温室气体排放量¹

百万吨二氧化碳当量，占总排放量的百分比		
交通运输	8.7	17 %
制造业	3.9	8 %
商业	21.5	41 %
住宅	16.0	31 %
废弃物处理	1.8	3 %
总计	51.9	



温室气体减排目标

到2030年：比2000年温室气体水平减少50 %（东京环境总体规划，Tokyo Environmental Master Plan）

到2050年：气候中和（东京环境总体规划）

规模与阶段

覆盖排放量

经核查的ETS排放量（2022）：11.2 MtCO₂

阶段

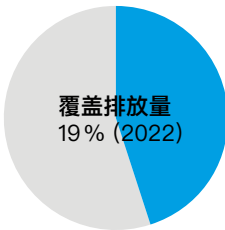
第一阶段：2010年4月1日至2016年9月30日

第二阶段：2015年4月1日至2022年1月31日

第三阶段：2020年4月1日至2026年9月30日

第四阶段：2025年4月1日至2031年9月30日

东京碳市场分为阶段（Phase）和履约期（Compliance Period）。阶段定义为履约期加上额外的18个月调整期（Adjustment Period），在此期间设施可以继续交易减排指标以达到相应履约期的目标。



配额总量或排放上限

在东京都总量与交易计划中，总排放限制是通过逐个设施的底层排放限额汇总而成的，即所有纳入设施的排放限额之和。

在即将开始的第四履约期（FY2025—FY2029）中，总排放上限设定为比基准年平均排放量减少50 %。基准年排放量为2002财年至2007财年之间任何连续三年的平均排放量（详见“配额分配”部分）。

纳入行业和纳入门槛

工商业建筑中的燃料、热力和电力消耗。建筑业主需履行清缴义务，所有租户需配合业主的减排措施。大型租户（建筑面积超过5000平方米或每年用电量超过600万千瓦时）还需准备并提交自己的减排报告。

纳入门槛：每年消耗相当于至少150万升原油的能源的设施。

监管环节

工业、建筑：下游

纳管主体类型

设施

纳管主体数量

约1200个设施：

- 约1000个办公/商业建筑，
- 约200个工厂

配额分配与收入

配额分配

东京都总量与交易计划中的所有配额均为免费分配。

在东京的碳市场下，每个设施都有自己的绝对排放总量上限，作为其必须实现的减排目标的“基准”。设施的基准根据以下公式设定：基准年排放量 ×（1 - 履约系数）× 履约期（5年）。每个履约期的履约系数根据东京都知事制定的法规确定。在每个新履约期开始前，东京都政府会召开专家委员会会议，征求专家意见以帮助确定履约系数。

对于自碳市场启动以来被纳入管控的设施，基准年排放量基于2002财年至2007财年之间任何连续三年的平均排放量。

¹ 东京的总排放量高于各行业的排放量总和，因为前者包括所有温室气体，而后者仅测量二氧化碳排放量。

对于新进入者，其基准年排放量根据历史排放量（紧邻履约期之前的四个财年中选择任一连续三个财年的年平均排放量），或政府提供的排放强度标准计算。

在每个新履约期开始时，所有配额均免费分配给纳管主体，为期五年。排放量低于基准的设施可以为其超出义务量的减排获得“超额减排指标”（Excess Credits）。对于排放量超过基准的设施，必须从其他地方购买并清缴减排指标以满足其履约义务。减排指标也可以通过使用可再生能源发放。

履约系数

- 第一履约期（2010财年至2014财年）：比基准年排放量减少8%或6 %。
- 第二履约期（2015财年至2019财年）：比基准年排放量减少17%或15 %。
- 第三履约期（2020财年至2024财年）：比基准年排放量减少27%或25 %。
- 第四履约期（2025财年至2029财年）：比基准年排放量减少50%或48 %。

较低的履约系数用于使用区域供热和供冷超过其能源消耗20%的工厂和办公楼。

在第三履约期，对于医疗设施，其电力对维持生命和健康至关重要，因此履约系数比其适用类别再降低两个百分点。

在减排以及引进、使用和管理节能设备方面表现出色的设施将被认证为顶级设施（Top-Level Facilities），其超额减排指标的发放上限将被取消。

对于获得认证的最高等级设施，从第四履约期起，原则上取消原本在前三个履约期中实施的履约系数减免措施，仅在特定情况下例外（以表彰其在减排方面的积极作为）。

通过使用可再生能源获得额外减排指标：为了评估纳管主体的能效情况，电力等能源供应的二氧化碳排放因子在每个履约期内固定。如果纳管主体从东京都政府认证的供应商处采购排放因子较低（0.37吨二氧化碳/1000千瓦时或更低）的电力，则可以从其报告的排放量中扣除这些排放因子之间的差异，以反映所购电力的排放更低。如果纳管主体自行发电并使用可再生能源，则可以从设施报告的总能源使用量中扣除这部分电力。

在第四履约期中，场外可再生能源，包括场外自发自用和电力购买协议，将被视为零排放；此外，由可再生能源产生的证书可用于抵扣能源相关的二氧化碳排放。同时，在计算由零售商提供的电力、热能和城市燃气的排放量时，将根据设施签订的合同，使用实际排放系数取代固定排放系数，以更准确地评估纳入设施对可再生能源的使用情况。

灵活性与连接

结转与预借

结转仅允许在连续的两个履约期之间进行。不允许预借。

抵销信用

允许使用抵销信用。

定性限制：基于认证标准，允许使用以下四种类型的抵销信用，以对发放给排放量低于基准的东京碳市场纳管主体的减排指标进行补充。

- 中小型设施减排指标（Small and Mid-Size Facility Credits）：来自东京未被纳入管控的中小型设施的减排指标。
- 东京以外减排指标（Outside Tokyo Credits）：来自东京以外的大型设施的减排指标。大型设施是指在基准年能源消耗相当于至少1500千升原油且基准年排放量不高于15万吨的设施。
- 可再生能源减排指标（Renewable Energy Credits）：东京碳市场下生成的可再生能源减排指标包括以下类型：环境价值当量（Environmental Value Equivalent，由东京都政府认证设施产生的电力）、可再生能源证书（Renewable Energy Certificates）和根据可再生能源配额制法（Renewable Portfolio Standard Law）生成的新能源电力证书（New Energy Electricity，非用于可再生能源配额制法所规定的可再生能源消纳义务的证书）。太阳能（热力、电力）、风能、地热能或水力发电（1000千瓦以下）的减排指标按一比一转换，生物质（生物质率95%以上，黑液除外）的减排指标也是如此。
- 埼玉减排指标（Saitama Credits，通过两个碳市场的连接）：这些包括（1）超额减排指标：来自埼玉县基准年排放量为15万吨或以下的设施的减排指标；（2）埼玉县中小型设施的减排指标：埼玉县发放的未纳入管控的中小型设施的减排指标。

定量限制：仅对东京以外减排指标设定定量限制：这些减排指标仅针对超出履约系数的减排量发放。这些减排指标可用于履约，最多占设施减排义务的三分之一。

所有抵销信用必须经过核查机构核查。

2023财年发放了65,187吨二氧化碳当量的抵销信用，其中有7,657吨用于2023财年的履约，这包括了4,312吨可再生能源减排指标，和3,345吨埼玉减排指标。

与其他碳市场的连接

东京于2011年4月将其碳市场与埼玉县碳市场连接。东京和埼玉的减排指标正式有资格在两地之间交易。迄今为止，埼玉和东京之间已进行了约60笔减排指标的转移。

该辖区内的其他碳定价机制

碳税：日本全国碳税

履约

履约机制

排放量超过基准的纳管主体必须从其他地方购买并清缴减排指标以满足其履约义务。

履约周期

五年。

设施必须在每年11月底前提交“温室气体减排计划”和实施情况报告。

减排指标必须在履约期结束后的18个月调整期结束前提交，以满足每个设施的目标。

第一履约期：2010财年至2014财年

第二履约期：2015财年至2019财年

第三履约期：2020财年至2024财年

第四履约期：2025财年至2029财年

监测、报告与核查

监测与报告：年度排放报告，包括减排计划。必须监测和报告所有七种温室气体：二氧化碳、甲烷、氧化亚氮、全氟化碳、氢氟碳化物、六氟化硫和三氟化氮。大型租户需与建筑业主合作向东京都政府提交自己的减排计划。

自2025年4月起，在计算由零售商提供的电力、热能和城市燃气排放量时，将依据设施签订的合同，采用实际排放系数，而不再使用固定排放系数。此举旨在激励设施更多使用可再生能源。

核查：年度排放报告需要第三方核查。

管理模式：基于《东京都监测/报告指南》（TMG Monitoring/Reporting Guidelines）和《东京都核查指南》（TMG Verification Guidelines）。

执法和罚则

在未履约的情况下，可能会采取以下措施：

第一期：知事命令设施将进一步减排，排放量达至短缺量的1.3倍。

第二期：任何未能执行命令的设施将被公开点名，并面临罚款（最高50万日元，3559美元或2.4万元人民币）和附加费（短缺量的1.3倍）。

市场监管

市场设计

市场参与主体：纳管主体，即超过纳入门槛的设施；非纳管主体（交易账户持有人）。东京都政府仅允许“减排指标”而非“排放指标”，即只有在实现减排后才能获得指标。基本上，只有纳管主体和在日本设有办事处的法人实体才能开立交易账户。

市场类型

一级市场：所有减排指标均为免费分配。

二级市场：纳管主体和其他持有交易账户的主体进行场外交易。希望购买或出售减排指标的企业也可以通过私人中介找到买家并协商价格。

配额的法律地位：在东京的碳市场中，配额不被视为金融工具。

市场稳定机制

一般来说，纳管主体和其他市场参与主体（交易账户持有人）进行场外交易，东京都政府不控制碳价。

其他信息

相关机构

东京都政府（Tokyo Metropolitan Government）：通过环境局（Bureau of Environment）监管东京都总量与交易计划

碳市场评估

对于每个新履约期，东京都政府会设立专家委员会以讨论并确定下一个履约期的履约系数和其他重要问题。东京都政府在2022年9月至2023年8月期间召开了七次委员会会议，并于2023年6月进行了公众咨询。

监管框架

- [《东京都安全条例和东京都环境安全条例实施细则》](#) (Tokyo Metropolitan Security Ordinance and Regulation for the Enforcement of the Tokyo Metropolitan Environmental Security Ordinance)
- [《第四履约期东京都总量与交易计划的修订案》](#) (Revised Tokyo Cap-and-Trade Program for the fourth compliance period)
- [大型设施的概要文件和详细文件](#)
- [东京环境总体规划](#) (Tokyo Environmental Master Plan)

国际碳行动伙伴组织（ICAP）简介

国际碳行动伙伴组织（ICAP）简介

ICAP成立于2007年，聚集了全球各个地区正在实施或有兴趣推行碳市场政策的各级政府政策制定者。ICAP为各地政府分享碳市场方面的实践经验和最新知识提供了一个独特的平台。ICAP目前有34个成员和9个观察员。

ICAP宗旨

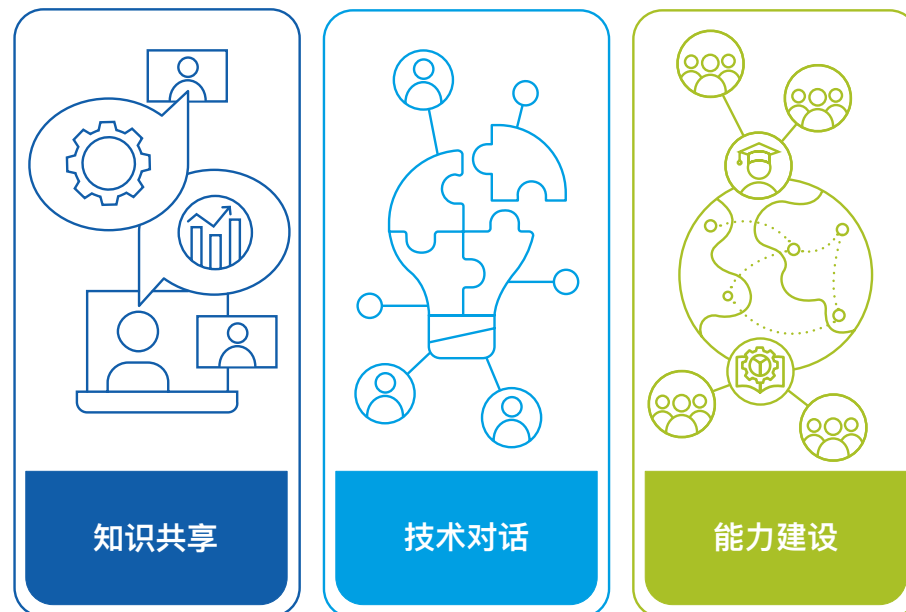
- 强调碳交易政策是应对气候变化的关键政策工具。
- 促进全球碳市场的建设、实施和改进。
- 建立和加强政府之间的伙伴关系，以分享最佳实践和经验教训。

成员（截至2025年4月）

亚利桑那州、澳大利亚、奥地利、不列颠哥伦比亚省、加利福尼亚州、丹麦、欧盟委员会、法国、德国、希腊、爱尔兰、意大利、缅甸州、曼尼托巴省、马里兰州、马萨诸塞州、荷兰、新泽西州、新墨西哥州、纽约州、新西兰、挪威、新斯科舍省、安大略省、俄勒冈州、葡萄牙、魁北克省、苏格兰、西班牙、瑞典、瑞士、东京都政府、佛蒙特州、英国和华盛顿州。

观察员

加拿大、智利、科罗拉多州、日本、哈萨克斯坦、墨西哥、韩国、新加坡、乌克兰



ICAP工作的三大支柱

技术对话：ICAP为其成员和观察员提供了一个平台，以交流和讨论碳市场设计和实施方面的知识和经验。针对碳交易的关键要素，成员和观察员分享彼此的丰富经验，并促进专家和对碳市场感兴趣的其他相关方就碳市场问题进行对话。ICAP就碳市场的关键设计要素成立工作组，发表论文，并组织研讨会和公众活动。ICAP目前正在进行的和最近完成的技术对话主题包括碳市场连接、碳市场抵销机制、碳捕获与封存、《巴黎协定》第6条、碳泄漏、免费分配方法等。

知识分享：作为碳市场的中央信息知识库，所有人均可通过ICAP了解有关碳排放交易和全球碳市场最新发展的资讯。ICAP就特定的碳市场设计要素组织会议和公众研讨会，参与各种活动以推广碳排放交易，[ICAP网站](#)上发布有用的工具和知识产品，如[配额价格浏览器](#)、[全球碳市场地图](#)、[ICAP的碳市场简报](#)，以及关于全球碳市场最新发展的[ICAP年度全球碳市场进展报告](#)。

能力建设：ICAP通过向政策制定者和其他利益相关方提供有关碳市场各个方面的培训课程和工作坊，在全球范围内提升碳市场的设计、实施和运营能力。ICAP已经培训来自70个国家的1,000多名从业人员。这些学员毕业后组成的ICAP校友网络仍保持活跃联系，不断交流知识，共同推进全球碳市场发展。

所有关于版权和许可的询问，请联系：
国际碳行动伙伴组织（ICAP）
Köthener Strasse 2
10963 Berlin, Germany

info@icapcarbonaction.com

www.icapcarbonaction.com

出版说明

出版日期
2025年4月
于2025年6月更新

设计
Simpelplus
www.simpelplus.de

图片
封面: Image by CHUTTERSNAPE on unsplash

免责声明

本报告由国际碳行动伙伴组织(ICAP)秘书处编制。本报告的结论和看法完全代表其作者的意见。它们不一定代表ICAP或其成员的观点。本报告中使用的数据反映了2025年2月撰写本报告时的情况。尽管本报告所载信息均经过谨慎的质量控制，但在印刷出版时可能有些内容已有更新的信息和/或其他的补充信息，ICAP秘书处不对所提供信息的及时性、正确性或完整性承担任何责任。对本报告内容的任何更正、增补或其他意见，包括相关参考文献，请通过info@icapcarbonaction.com联系国际碳行动伙伴组织(ICAP)秘书处。

本报告中文译本仅供参考。翻译过程中已尽力确保准确性，但若与英文原版存在任何差异或误解，应以英文原版为准。翻译方对因使用本中文译本而产生的任何直接或间接后果不承担法律责任。

权利和许可

版权所有，侵权必究。国际碳行动伙伴组织（ICAP）秘书处的创作内容及报告本身均受德国版权法保护。第三方资料已作标记。未征得作者事先书面同意，不得擅自对其进行超出版权范围的复制、加工、分发或以任何形式将本报告用作商业用途。本报告内容的复制使用必须标注信息来源。

标明出处：请按如下方式引用本报告：国际碳行动伙伴组织（ICAP）（2025）.全球碳市场进展：2025年度报告. 柏林：国际碳行动伙伴组织。