



中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

降碳减污扩绿增长协同机制



2024

转发是最大的支持

欢迎转发、扩散



扫二维码或搜 zjgyzk 关注公众号

加入微信群，免费获取报告

群内每周会分享最新宏观报告或会议实录

声明：报告归原作者所有，仅分发供做学习参考





**中国环境与发展国际合作委员会
专题政策研究报告**

降碳减污扩绿增长协同机制专题研究

中国环境与发展国际合作委员会 2024 年年会
2024 年 10 月

专题政策研究项目组成员

（中外组长、成员、支持专家及协调员姓名、单位、职务 / 职称）

中外组长*：（姓名按字母顺序排序）

何 豪	SPS 外方组长，国合会委员，能源创新中心创始人
贺克斌	SPS 中方组长，国合会委员，中国工程院院士，清华大学环境学院教授，清华大学碳中和研究院院长
张永生	SPS 中方副组长，国合会特邀顾问，中国社会科学院生态文明研究所所长、研究员

中外成员*：（姓名按字母顺序排序）

杰弗里·瑞斯曼	能源创新中心，工业项目高级主任
雷 宇	生态环境部环境规划院大气所，所长
迈克·奥博伊尔	能源创新中心，电力项目高级主任
张红军	Holland & Knight 律师事务所，合伙人
张 强	清华大学地球系统科学系，教授，副系主任
朱跃中	国家发展和改革委员会能源研究所，国际合作中心主任

支持专家：（姓名按字母顺序排序）

李 忠	国家发展和改革委员会能源研究所，副所长
扬·伊瓦·科斯巴肯	高级研究员，国际气候研究中心 CICERO（挪威）
托马斯·卡伯格	能源领域高级主任；查尔默斯理工大学工业能源政策，教授（瑞典）
胡 敏	绿色创新发展研究院董事、创始人
胡 涛	湖石可持续研究院，理事长
张世秋	北京大学环境科学与工程学院，教授

协调员*：（姓名按字母顺序排序）

鲁 玺	清华大学环境学院教授、碳中和研究院，院长助理
张秀丽	能源创新中心，中国项目经理

其他项目成员 *：（姓名按字母顺序排序）

高 朋	能源创新中心，执行总裁
艾丽·纽曼	能源创新中心，创始人项目经理
边少卿	清华大学环境学院，助理研究员
付 林	清华大学建筑学院，教授
戢时雨	国家发展和改革委员会能源研究所，助理研究员
李东雅	国家发展和改革委员会能源研究所，助理研究员
刘建国	国家发展和改革委员会能源研究所，国际合作中心副主任
鲁虹佑	劳伦斯伯克利国家实验室
尼克·萨韦	能源创新中心，工业项目分析师
滕 腾	清华大学环境学院，科研助理
田智宇	国家发展和改革委员会能源研究所可持续发展研究中心，主任
王家兴	清华大学环境学院，科研助理
汪 劲	北京大学法学院，教授
温 章	生态环境部环境规划院大气所，助理研究员
吴凯杰	北京大学法学院，助理教授
姚鸣奇	中国社会科学院生态文明研究所，研究助理
伊文婧	国家发展和改革委员会能源研究所能源效率研究中心，副研究员
禹 湘	中国社会科学院生态文明研究所气候变化经济学研究室，室主任 / 研究员
郑逸璇	生态环境部环境规划院大气所，副研究员
邹乐乐	能源创新中心，政策分析师
周 楠	劳伦斯伯克利国家实验室

* 本专题政策研究项目组联合组长、成员及支持专家以其个人身份参加研究工作，不代表其所在单位，亦不代表国会观点；课题研究结果不一定反映所有专家的观点。本报告作为中国环境与发展国际合作委员会年会材料，供参会嘉宾参阅。

执行摘要

降碳减污协同增效是新发展理念下促进经济社会全面绿色转型的关键措施，也是实现美丽中国建设和“双碳”目标的必然选择。由于污碳排放具有同根同源的特征，协同推进降碳、减污、扩绿、增长是推动绿色发展和实现美丽中国目标的关键举措。

本专题就降碳减污扩绿增长协同机制主题展开了深入探讨。报告第一部分针对中国减排与经济增长之间的关系进行了分析，并就如何树立减排促进经济发展观念等提出针对性建议。第二部分，报告对国内外空气质量指标发展历程进行了详细梳理，并提出我国空气污染与碳排放协同控制的路径与治理体系建设方案。在此基础上，报告选取了电力和工业两个温室气体和污染物排放的主要部门，对其降碳减污协同控制进程、重点治理问题和关键举措进行了分析，对电力供需发展态势与驱动因素，及工业供暖的电气化开展分析，提出低碳转型与降碳减污协同增效的政策建议。最后，报告针对降碳减污法规的制定与执行进行了探讨，对降碳减污理念在生态环境法中的贯彻进行了详细梳理，以及对通过公益诉讼落实降碳减污协同理念的思路和实践进行了分析，并提出了完善降碳减污法规制度的政策建议。

本专题的研究主要发现和结论如下所示：

（一）扩绿增长：减排如何促进经济增长

降碳减污过程可以被视为熊彼特式的“创造性破坏”，通过倒逼传统经济单元技术进步和效率提升，促进高新经济的增长，对经济增长的韧性和效率的提升提供了动力。然而，部分主体对降碳减污促进经济发展观念的认知存在局限性，只关注于减排造成的短期成本冲击，并受传统发展模式惯性和政策机制传导障碍的影响，对降碳减污促进经济的高质量发展造成了阻碍。

减排激发了生产技术的革新和生产方法的变革，促使传统高碳行业进行技术升级和效率提升，推动绿色低碳的新型经济与产业跨越式发展，例如中国正在从领先

世界的可再生能源与新能源汽车产业中受益。围绕提高效率促进经济增长和减排、运用市场机制促进外部成本内部化、减排推动经济增长点革新，以及促进经济非物质化发展四个方面，推动中国形成更加完善的政策治理体系，促进降碳减污与产业协调发展。进一步通过增强减排加速产业升级与经济增长的内在动力，改变减排负担论的传统观念，建立健全以减排带来的绿色机遇的政策措施体系，并提高政府、行业、公众的绿色发展理论水平与实践能力；重视技术创新，围绕重点行业、重点领域、重点任务开展绿色低碳技术创新，加快低碳和无碳技术产品化与产业化进程；推动绿色消费，进一步带动相关产业绿色转型与新兴绿色产业建立与发展；充分考虑减排可能带来的各种不对称影响，兼顾各主体的切实利益，鼓励女性参与减排政策制定和实施，充分发挥女性参与和性别主流化对减排促进经济增长的作用，促进减排收益有效分配的公正转型。

（二）空气质量标准升级时间表、污染减排的源头控制和脱碳潜力评估

中国空气质量治理取得了显著进展，2013-2023 年间，全国 $\text{PM}_{2.5}$ 、 SO_2 平均浓度分别下降 54%、81%，重污染天数减少 90%，但与 WHO 最新标准仍然存在差距。环境空气质量标准近年来在支撑大气环境管理、改善环境空气质量、保护人体健康和生态环境、促进经济社会绿色发展等方面均发挥了重要作用。对空气质量标准的制定应参考国内外最新的大气污染对人体健康的研究成果，并探索中国人口暴露浓度评价方法，基于本土化环境健康研究成果选取适合我国的污染物浓度标准限制；随着空气质量监测网络在区县、乡镇等地进一步拓展，需扩展建立全地域空气质量评价方法；以支撑“美丽中国”建设、“双碳”目标要求为导向，兼顾中国国土面积大、区域发展不平衡的情况，对于达标难度比较大的部分地区应设置过渡期目标值。

同时，本章对中国空气污染与碳排放协同控制路径治理进程与挑战的评估结果表明：在降碳减污协同治理战略方面，协同推进降碳减污有望大幅降低治理成本，建议持续深化降碳减污协同治理，全面推动经济社会发展的绿色转型；在碳中和技术路径选择方面，不同的碳中和技术路径选择将显著影响空气质量改善效果，应从健康效益、经济成本的双约束条件出发，将空气质量协同效益纳入碳中和技术路径选择的决策因素；在区域治理策略方面，碳中和目标下各区域清洁空气协同效果差异显著，建议制定因地制宜的治理策略，提升协同治理针对性；在行业治理策略方面，电力、工业、交通等重点行业对温室气体排放及空气污染均有显著贡献，建议强化重点行业协同治理，提高治理效率及效益。

（三）降碳减污：促进电力部门低碳转型

电力的清洁化和终端用能的电气化是实现降碳减污的重要手段。中国电力需求快速增长，2023 年中国全社会用电量达到 9.2 万亿千瓦时，同比增长 6.8%。经济增长是用电量增长的直接驱动因素，除此之外，终端用能电气化、数字经济发展、新能源相关产品产量快速增长等也对全社会用电量增长有较大影响。随着数字化进程不断加深和制造业内部结构调整，电力需求的增长或将进一步加快。

降碳减污目标下，2030 年电力需求将进一步增长到 12-14 万亿千瓦时，2040 年增长到 16-18 万亿千瓦时，其中工业和建筑部门是主要用电部门。非化石能源装机占比从当前的 53% 提升至 2030 年的 60%-69%，2040 年提升至 75%-91%，煤电装机持续下降，2030 年降至 27%-30%，2040 年降至 7%-20%。为应对风光发电波动性带来的挑战，2030 年需求侧响应、新型储能和抽水蓄能将达到 8.9-9.5 亿千瓦，2040 年达到 23-26 亿千瓦。跨区域输电将更加频繁，到 2030 年，西北到华中、东北到华北、华北到华东等是主要的跨区输电通道，2040 年华东到华中、华中到华东、华南到华中等中 - 东南部之间跨区输电的重要性也将凸显。电力部门低碳转型进一步加速，电力排放强度进一步持续降低，到 2030 年下降到 0.43-0.47 kg CO₂/kWh，2040 年达到 0.15-0.3 kg CO₂/kWh。

针对中国电力部门降碳减污协同发展路径，本章提出以下几点政策建议：一是积极促进非化石能源发展，推动电力部门低碳转型；二是持续推进煤电升级改造，提升煤电高效、清洁、低碳、灵活、智能化水平；三是构建适应新型电力系统的储能体系，提升电网稳定性；四是加快重大前沿能源技术创新发展，夯实能源低碳转型基础；五是建设统一现代能源电力市场体系，促进电力资源在全国范围优化配置。

（四）降碳减污：推动工业用热电气化转型

中国工业用热几乎 100% 由化石能源提供，加速工业供暖的电气化是推动工业部门降碳减污协同发展的重要举措。本章通过对电阻式电锅炉、工业热泵和热电池三种重点技术开展分析，从成本、能源消耗、碳污排放多个角度分析了各技术推广潜力。分析结果表明，工业热泵和热电池的平准化制热成本在中国具有很强的竞争力，如果考虑碳价，低温热泵将成为最具成本效益的工业供暖技术；热电池和高温工业热泵的成本较高，但与化石技术相比仍具有广泛的竞争力，尤其是在考虑到碳成本、环境限制和当地可再生资源的情况下。与其他技术相比，工业热泵可节省 50%-80% 的能源使用。且随着中国电网的逐步脱碳，推广电气化技术将是工业供热脱碳的最

佳长期解决方案。

为促进工业供热电气化技术的应用，应采取包括支持研发、教育工业企业、促进煤电平价的机制、清洁生产的财政激励措施以及制定能效和排放标准的一系列措施，并优先考虑能带来最大效益的工业设施电气化，如电网脱碳程度较高的地区、受当地污染物影响的地区以及当地有低碳发展目标的地区。

（五）降碳减污法规制定与执行报告

中国现行环境法律法规及其执行与降碳减污协同增效理念的要求尚存差距，而当下的立法与司法实践为落实降碳减污协同增效提供了机会。本章通过探讨以生态环境法典编纂以及完善环境公益诉讼来落实降碳减污协同理念的思路，并提出对降碳减污法规制定与执行的政策建议：首先，确立降碳减污的基本原则与制度，一是通过立法目的和基本国策条款，为降碳减污协同理念提供明确的法律依据，二是通过系统治理原则条款将降碳减污协同理念转化为具有拘束力的法律原则，三是在生态环境治理手段条款中贯彻降碳减污协同理念。其次，拓展污染控制制度的降碳功能，一是更新污染控制立法理念引入“降碳减污协同治理原则”，明确各级人民政府及其生态环境部门职责，二是完善污染控制一般制度契合降碳减污协同治理需求，三是在大气污染控制专章针对性创设专项制度。再次，提供专门的降碳法律制度，一是在资源综合利用环节专章中，通过全环节节能和循环利用推动降碳减污协同，二是在绿色能源专章中，遵循可再生能源增加与能源节约的编纂思路开展制度规范的设定，三是在应对气候变化专章中围绕减缓与适应展开，规定温室气体排放总量和强度控制、气候变化统计核算、碳排放配额分配、碳排放权交易等一系列制度。再其次，推动多元主体参与环境公益诉讼落实降碳减污协同增效理念，一是检察院进一步探索在碳汇保护、大气污染公益诉讼等领域开展民事与行政公益诉讼的思路，二是政府尝试提起同降碳减污协同相关的生态环境损害赔偿诉讼，三是保障社会公众组织提起降碳减污协同相关的民事公益诉讼的路径。最后，探索降碳减污协同增效的裁判规则与专门规则，一是司法机关在环境资源审判中应贯彻严格的环境保护制度和法治，提升环境违法行为成本，二是把握生态环境法典编纂与公益诉讼立法契机，全面梳理中国环境公益诉讼司法实践的成功经验与实践规律，三是结合正在制定的《检察公益诉讼法》构建适度集中管辖的双碳法院，对降碳减污协同减排案件进行适度集中管辖。

目 录

01	扩绿增长：减排如何促进经济增长	01
一、	减排促进经济增长的潜力与障碍	01
（一）	减排促进经济增长的潜力	01
（二）	减排促进经济增长的阻碍	02
二、	政策研究主要集中的四大专题	03
（一）	如何通过提高效率同步促进经济增长和减排？	03
（二）	如何有效将外部成本内部化？	04
（三）	减排如何推动经济“创造性毁灭”？	05
（四）	减排如何促进经济更加非物质化？	06
三、	“双碳”背景下女性参与和性别主流化对减排促进经济增长的作用	07
四、	政策建议	08
02	空气质量标准升级时间表、污染减排的源头控制和脱碳潜力评估 ...	10
一、	背景	10
二、	环境空气质量标准修订历程回顾	11
（一）	发达国家、地区和组织相关空气质量标准	11
（二）	我国环境空气质量标准制定 / 修订历程	11
（三）	我国环境空气质量评价方法建议	12
三、	空气污染与碳排放协同控制路径	13
（一）	我国结构调整行动进展	13
（二）	降碳减污协同治理进展与成效	13
（三）	碳中和路径下的空气质量路径	14
四、	协同控制政策及工具	17
（一）	降碳减污协同治理体系建设	17
（二）	降碳减污协同控制评价指标体系	18
五、	政策建议	19

03	降碳减污：促进电力部门低碳转型	20
一、	电力系统降碳减污的国际进展与启示借鉴	20
二、	中国电力供需发展态势及驱动因素分析	22
（一）	中国电力需求增速超预期	22
（二）	驱动力分析	23
三、	降碳减污目标下中国电力系统发展展望	24
（一）	经济增长与终端电气化推动电力需求持续增长	24
（二）	非化石能源支撑新型电力系统发展	24
（三）	储能成为新型电力系统的重要支撑	25
（四）	跨省跨区输送电量将持续增长	26
（五）	电力部门低碳转型加速	26
四、	政策建议	27
（一）	积极促进非化石能源发展，推动电力部门低碳转型	27
（二）	持续推进煤电升级改造，提升煤电高效、清洁、低碳、灵活、智能化水平	27
（三）	构建适应新型电力系统的储能体系，提升电网稳定性	28
（四）	加快重大前沿能源技术创新发展，夯实能源低碳转型基础	28
（五）	建设统一现代能源电力市场体系，促进电力资源在全国范围优化配置	29
04	降碳减污：推动工业用热电气化转型	30
一、	背景	30
二、	工业加热电气化技术	31
（一）	工业热泵	31
（二）	热电池	32
三、	技术经济比较	33
（一）	数据输入和假设	33
（二）	数据分析结果	33
四、	障碍与政策选择	38
五、	政策建议	39

05	降碳减污法规制定与执行	41
一、	背景	41
二、	通过生态环境法典编纂贯彻降碳减污协同理念	42
（一）	生态环境法典编纂贯彻降碳减污协同理念的基本思路	42
（二）	降碳减污协同理念在污染控制编的贯彻	43
（三）	降碳减污协同理念在绿色低碳发展编的贯彻	45
三、	通过完善环境公益诉讼落实降碳减污协同理念	47
（一）	环境公益诉讼概况与落实降碳减污协同理念的基本思路	47
（二）	落实降碳减污协同理念的民事公益诉讼路径	48
四、	政策建议	50
（一）	生态环境法典污染控制编拓展污染控制制度的降碳功能	50
（二）	生态环境法典绿色低碳发展编提供降碳的专门法律制度	50
（三）	多元主体参与环境公益诉讼落实降碳减污协同增效理念	51
06	政策建议	52
附	录	55
A.1.	工业加热电气化技术现状	55
A.2.	热泵和热电池的商业现状	56
A.3.	热电池：并网还是离网？	57
A.4.	数据输入和假设	58
A.5.	分析结果详情	62
A.6.	障碍和政策选择	62
	参考文献	72
	致 谢	77

01 扩绿增长：减排如何促进经济增长

协同推进“降碳、减污、扩绿、增长”为“双碳”目标下兼顾降碳减污和经济增长提出了新的要求和方向。传统观念认为减排是经济增长的阻碍，没有正确认识到减排与经济增长之间的相互促进关系，从而阻碍了以发展新质生产力推动降碳减污协同发展的进程。在新的发展理念下，需要转变传统发展思路，以“降碳减污”为抓手，通过技术创新、产业结构优化、产业空间优化和绿色产业发展，实现全域环境质量的持续改善与经济增长的良性循环。同时，应认识到性别主流化在减排促进经济增长中发挥的作用，以系统性观念，持续推动“双碳”目标下的公正转型。

一、减排促进经济增长的潜力与障碍

（一）减排促进经济增长的潜力

第一，减排成为推升绿色经济新增长关键因素。降碳减污过程可以被视为熊彼特式的“创造性破坏”，即减排的过程是将旧的高碳经济结构逐步淘汰，新的绿色经济快速崛起的过程。以电力部门为例，减排推动了绿色新能源产业快速发展，在诸多领域迅速替代化石能源。中国在新增风电和太阳能发电装机容量方面已在全球占据了主导地位。2023年，中国新增太阳能发电占全球太阳能发电总量的51%，风能发电占全球风能发电总量的65%。在汽车行业中，中国新能源汽车市场占有率逐年攀升。根据中国汽车工业协会发布的数据，2024年前5个月市场占有率已达到了33.9%，表明行业发展进入加速轨道。中国可再生能源与新能源汽车产业的发展及高速增长得益于国家“双碳”战略和多年以来绿色低碳转型的发展成效，相关政策措施激励了技术研发和市场推广，推动了充电桩等相关配套基础设施的建设，为产业增长注入了强劲动力，进而带动绿色新经济迅猛发展，促进并扩大和丰富了全球绿色产品和服务的供给，使中国继续保持全球最大的电动汽车市场地位。

第二，减排倒逼传统经济单元技术进步和效率提升。降碳减污使得环境因素成为影响经济发展的重要因素之一，推进政策形成了经济激励和环境约束的平衡机制，迫使传统高碳行业进行技术升级和效率提升，以强化经济增长的核心能力。中国钢铁行业是碳排放的主要来源之一，

占全国工业碳排放的 20% 左右。在“双碳”目标导向下，环境政策的日益收紧，使得超低排放及其改造成为刚需，低碳技术不断改进和进步，行业竞争力和可持续发展能力不断增强。2022 年 2 月，工信部等部委联合发布《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》，提出制定氢冶金行动方案，加快推进低碳冶炼技术研发应用。一旦突破低成本绿氢技术，将能从根源上改变钢铁行业高碳属性^[1]。

第三，减排提升经济增长的整体质量。减排促进生态环境改善，提高了生态环境的资源价值，多维度提升区域经济增长的整体质量。以区域经济发展为例，碳减排提升本地区空气质量，可以显著降低公共健康支出，提高当地劳动健康度及生产能力，增大旅游产业市场价值，增高生产经营效率与效益，优化产业招商环境与建设条件，从各个方面改善经济发展所需的环境条件。自 2013 年 9 月实施“蓝天保卫战”以来，依托实施工业企业提标改造、推进清洁能源替代等一系列减排措施，京津冀地区空气污染治理取得了显著成效。北京市 PM_{2.5} 年均浓度从 2013 年的 89.5 微克/立方米降至 2023 年的 32 微克/立方米。已有大量研究对环境质量提升带来的社会总福利的增加进行了评估，发现当前环境质量改善的边际福利远高于边际成本，尤其是在污染严重地区（如 Ebenstein 等，2015）^[2]。

第四，减排增强经济增长韧性及运行效率。能源结构改革和主动调整可以减少对进口化石燃料的依赖，有效降低经济系统对化石燃料的依赖度，并削弱相关冲击，降低经济运行基础风险，规避国际环境恶化带来的潜在经济损失，提高国内经济的韧性和适应能力。碳污减排扩大并丰富了绿色基础设施建设需求，提高了城市应对气候变化和自然灾害的能力，增强了城市与经济的气候适应性。比如当前开展的“低碳城市”、“海绵城市”和“气候适应型城市”等相关“韧性城市”的试点政策，本质上都是在重塑人与自然的关系^[3]，客观上促进了绿色基础设施和可再生能源的投资增长，丰富了经济发展方式，提升长周期的经济可持续性。

（二）减排促进经济增长的阻碍

第一，认识与观念的局限性。减排对经济可持续发展的影响具有一定的系统性和长期性，造成部分主体尚未充分认识到重要性、必要性和内在关系，绿色发展理念落实难、实施难。受传统工业文明思维的制约，以及宏观经济与微观经济、具体经济行为差异的影响，部分企业未能认知或仍不认同环境保护与企业的长期发展的科学关系，而是将环保及投入仅当成一种负担，无法准确辨析并把握减排带来的绿色发展机遇及其对经济增长的促进作用，尚未形成“减排即发展”的管理理论和新发展观。在一些经济欠发达地区，部分地方政府为了追求短期经济增长，有意或无意忽视环境保护的重要性，最终阻碍了经济的持续发展。

第二，传统发展模式及其带来的惯性。传统的高碳发展模式在经济增长中占据主导地位，

逐渐成为一种“已被验证的成功经验”，而此模式及惯性给发展模式转变带来巨大阻碍。这种惯性不仅体现在生产方式上，也反映在资源配置和政策制定等方面。近年各级地方政府通过推进钢铁企业的超低排放及改造，取得了一定成效，但部分企业对清洁生产的核心技术突破应用尤其是绿色生产方式的创新存在疑虑，导致传统高污染、高能耗的生产方式退出缓慢。

第三，短期成本冲击及其衍生的不平等性。减排需要短期内的高额投入，带来企业生产成本和社会消费成本短暂上升，或出现产业转型造成的收入或就业的下降。这种短期成本与及时收益的冲击，必然首先对化石能源相关行业、化石能源资源禀赋丰裕区域和相关行业从业人员带来较大的经济压力。在中国煤炭主要产区，环保政策迫使非优质的矿产减产和矿井关闭，造成相关行业就业人数骤减，煤炭行业的萎缩直接影响地方经济和就业。因此，一些过去以煤炭产业作为支柱产业的部门对碳减排持有拖延的态度。绿色转型对高碳资源密集型行业的就业产生了巨大冲击，易对经济整体产生较强的不对称影响。

第四，政策机制传导存在客观障碍。在政策实施过程中，同时存在多种客观性传导障碍。一方面，部分地方政策未能充分考虑不同地区和行业的具体情况，存在“一刀切”现象，缺乏有效的“双碳”目标实现机制。如前几年部分地区为控制能耗强度和总量，采取了拉闸限电措施，未能兼顾减排与经济的关系，导致社会经济生活受到负面影响。另一方面，部分领域缺乏灵活的引导性政策，导致市场机制无法充分发挥作用。根据中国人民银行绿色金融与发展中心的相关数据，2023年全国碳交易市场的总成交量仅为2.12亿吨二氧化碳当量，而欧盟碳市场的同期成交量则约80亿吨二氧化碳当量。数据表明，目前中国碳市场的覆盖面和交易量有限，碳交易市场能力未能完全释放，政策措施及传导机制有待进一步明晰与优化。

二、政策研究主要集中的四大专题

（一）如何通过提高效率同步促进经济增长和减排？

提高效率是减碳且促进经济增长的关键环节。企业可以通过效率提升降低能源和资源消耗，降低生产成本，提高竞争力。主要措施包括投资创新技术、采用效率提升措施、采用清洁生产方法等。从宏观层面来说，提高效率可以提高全产业生产力，降低生产成本，增加就业机会，创造新需求和新市场，从而推动经济整体增长。

第一，投资创新技术。2023年中国新能源领域投资主要集中在体系建设，主要技术投资则集中在高效电机、节能变频器和智能电网等共性或基础型创新技术。海尔集团通过建设运营智能制造平台COSMOPlat，促进了数字化管理机制的推广应用，缓解生产制造供需矛盾，强化产业链配合及链接能力，从而提高了生产效率并降低了能源消耗。2023年，海尔集团的智能工厂

实现了单位能耗降低 18%，生产效率却提升 28% 的显著成效，在生产制造环节基本实现减排与经济增长的同步。

第二，采用能源和资源效率措施。高效能源资源利用可同步减少排放和费用成本，减少原材料浪费和废弃物生成，改善企业运营能力与生产经营效益，增强企业经济的韧性和可持续性。2020 年中国主要资源产出率比 2015 年提高了约 26%，单位 GDP 能源消耗继续大幅下降，单位 GDP 用水量累计降低 28%。京东集团在其物流中心推广智能仓储和包装材料循环利用技术，使得物流效率提升 22%，包装材料消耗减少 32%，降低了运营成本，减少了碳足迹，直接产生环境经济效益。

第三，使用清洁生产方法。中国政府在 2012 年重新修订了《清洁生产促进法》，为企业清洁生产方式，提高资源利用效率，减少和避免污染物的产生，提供了政策支持和技术指导。而清洁生产技术措施不仅改善了环境质量，还可能带来生产成本降低。鞍钢集团的吨钢综合能耗、万元产值二氧化碳排放、吨钢耗新水较“十四五”初期分别降低 3.7%、1.2%、7.4%；二氧化硫、氮氧化物、化学需氧量等主要污染物排放量分别下降 22%、8%、35%，降低排放治理成本，触发技术升级，带动效益增长。

第四，增加就业机会和创造新市场。减排将改变经济方式和需求内容，从而创造新的就业机会和市场。根据中国人力资源和社会保障部的数据，绿色经济转型预计在未来五年内为中国创造上千万个新增就业机会，相应提升了市场需求和社会消费能力。2023 年，中广核集团新能源项目（风电和光伏发电）中创造了超过 2.5 万个就业岗位，活化了劳动市场，促进了就业及消费，带动了多个产业链的协同发展。

（二）如何有效将外部成本内部化？

碳定价、碳排放权交易和环境税等多种措施的出台，使得企业承担环境和社会影响的成本变化，促进减排的同时实现经济增长目标。在政策鼓励下，企业将主动采取减排措施，拓展经济发展资金渠道，内部化外部成本，改善资源配置机制，推动可持续生产和消费。通过强调企业 and 个人的环境责任，促使更多的主体或资本采取环保行动，从而积极开展减少碳排放和资源消耗的工作。

碳定价为市场机制的政策运行提供基准和参考。碳定价是一种重要政策工具，通过对二氧化碳排放设定价格，激励企业减少排放并投资于清洁技术。碳交易市场初期，由于各经济主体风险厌恶的属性，导致碳市场需要一个较低且权威的价格指导，有利于政策过渡，形成各方的预期，加快市场机制的形成与传导。伴随着碳交易的不断扩大，以及能源转型的深入推进，有

必要进一步放开价格控制，通过基于市场的过程来调控价格。

碳排放交易系统可以激活市场机制，避免非必要的交易成本。系统允许企业在规定的排放配额内进行交易，通过市场机制实现排放总体目标。2023 年，全国碳市场的累计交易量达到 2.12 亿吨，交易额为 144.4 亿元人民币。除了国家的整体布局，地方政府也在不断地推行和完善碳交易系统。北京市在全国碳市场的基础上，进一步细化和完善了地方碳交易机制，通过优化配额分配和加强监督管理，使得碳市场运行更加高效。

环境税等命令控制型政策加速市场机制形成。作为一种政策工具，环境税通过经济手段减少环境污染。自 2018 年起，中国以环境保护税替代之前的排污费制度。根据财政部的数据，2022 年全国环境保护税收入达 211 亿元，同比增长 3.9%。该措施有效推动了企业减少污染排放，倒逼企业绿色转型。

绿色金融撬动资金杠杆，社会共担成本与风险。中国在绿色金融领域的创新和发展为企业和个人的环保行动提供了资金支持。一方面，为碳中和科技创新提供超过以往规模的高科技风险投融资；另一方面，帮助高碳产业适应碳中和政策环境的金融产品，支持产业结构转型；此外，直接参加国际零碳金融市场建设的竞争与合作也是一项重要工作。借助零碳金融，可以极大地撬动社会资本，使转型的成本得到分散，风险得以共担^[4]。

政策引导和公众宣传，鼓励企业和个人承担环境责任。相关政策引导配合公众宣传，可以促使更多社会资源和人员采取环保行动，减少碳排放和资源消耗。当前 ESG 投资迎来热潮，ESG 建设有助于构建企业负责任的社会形象，既是企业整合内外部资源 and 高质量发展的需要，也是对于公众日益增长的可持续发展需求的回应。

（三）减排如何推动经济“创造性毁灭”？

减排可以创造新的市场机会、产业和劳动分工，引导创新和转型，推动经济进入更具竞争力的劳动分工新结构。这种创造性破坏有助于经济增长的同时降低排放和资源消耗。

第一，减排创造了新的就业机会和市场，形成了新的经济增长极。围绕碳减排的绿色能源和技术创新等方面进行投资，为经济增长以及拓展市场和扩大就业创造出了巨大机会。例如中国可再生能源快速增长减少了生产生活各个领域的碳排放，推动了相关产业链的升级和发展，拓展出新的能源消费，创造了相应的就业机会和市场需求，进一步推动了多个产业绿色升级。比亚迪作为全球领先的新能源汽车制造商，通过不断创新和技术进步，在为中国及全球提供绿色低碳产品的同时，也推动了整个行业的快速发展。

第二，减排改变了传统产业结构，促进了生产分工的重组。减排压力迫使传统的高能耗或

高污染的行业利用减排实现技术升级和绿色转型，通过降低环境影响提高竞争力。2022 年全国水泥行业的二氧化碳排放强度比 2020 年下降了 13.9%，其中主要因素是采用新型材料和生产工艺，以及原材料的绿色替代、工艺的绿色升级等减排行为，推动了企业工艺重构和产业结构重组。从劳动力方面来看，尽管减排可能会导致一定数量的就业岗位消失，但同时也创造出新的行业和就业岗位，带来了对冲、补偿或增大，实现了劳动力的转型及社会生产分工重构。从就业主体来看，减排可以带来女性和其他不同群体的参与和赋权，尤其是涉及到更多不同于传统生产行为的创新性活动时，不同群体的参与可以丰富决策渠道。

第三，减排形成了新的资源概念，加速了产业布局的空间重构。由于绿色发展具有不同的发展内容，具有新的资源概念，由此带来不同地区新的资源优势。一方面，从过去单纯的矿产资源等转向更广泛的绿色资源，包括生态服务、文化资源，甚至气候。近年来，贵州凭借其新能源产业快速发展，以风电、光伏等为代表的新能源逐渐扩张，截至 2023 年 6 月底，贵州省新能源装机总容量累计超过 2000 万千瓦，消纳新能源创历史新高。并且，光伏竞价项目全部位于乌蒙山地区、滇黔桂集中连片贫困地区和石漠化严重地区，开辟了产业扶贫新途径。另一方面，支持产业空间优化的基础设施也随之重新布局。尤其是快速交通体系和互联网，深刻改变了传统的空间概念，进一步方便了各区域优势互补。

第四，减排产生了新的商业模式、产品和服务，推动了经济模式的变革。减排政策和绿色技术的发展对创造新的商业模式和服务具有明确作用。以资源能源节约为导向的共享经济和循环经济模式通过资源共享和再利用，降低了资源消耗和环境负荷，形成了新的商业模式与消费方式。

（四）减排如何促进经济更加非物质化？

要实现非物质化经济增长，经济结构需要更多依赖非物质投入方面，如技术、知识、文化、生态服务、环境和创意，利用精神资源实现经济发展的创新、赋能、增值。

第一，投资于技术创新和知识产权保护。以促进高科技和数字经济的发展，提高和丰富生产力类型，创造新的市场机会，推动非物质经济稳步增长，增强经济发展的驱动力。华为公司依托在技术创新上的长期战略布局，通过大规模投资研发和知识产权保护，成为全球技术创新的领导者，实现了新兴数字经济和绿色效益的连续增长。2023 年，华为的研发投入达到 1647 亿元人民币，占总收入的 23.4%，推动了 5G 技术的全球普及，带动了上下游产业链的协同发展，获得了良好的经营收益与经济效益。

第二，鼓励文化和创意产业的发展。鼓励文化和创意产业的发展，在包括数字媒体、艺术

和娱乐领域提供文化资金、知识产权保护和市场推广等政策性支持，可以丰富精神产品供给，刺激精神产品消费，促进产业稳步增长。腾讯公司利用游戏和社交媒体平台（如微信和 QQ）创造了巨大的数字经济价值，通过其投资支持了多个初创企业和创新项目，逐渐成为专注发展数字娱乐和创意内容的全球最大社交与游戏公司之一。

第三，投资于可持续农业和食品产业。投资于可持续农业和食品产业，鼓励有机农业和农业科技的发展，积极改变农业和食品业等传统产业发展方式，提高食品质量和农业可持续性。京东农场通过推广智能农业技术和有机农业模式，利用大数据和物联网技术优化农产品供应链，提升了农业生产效率和产品质量，并通过与农民合作社合作，推动了农村经济的发展。

第四，鼓励生态服务和自然资本的保护及可持续利用。确保自然资源的可持续性，维护生态系统，提供水源保护和气候调节等可持续的生态服务。蚂蚁集团通过其绿色计划，开展蚂蚁森林等各类生态公益活动，投资于生态保护和可持续发展项目，为当地居民提供劳动增收机会，提升了企业形象，放大了品牌价值，获得良好的环境效益和经济效益。

第五，鼓励和支持非物质经济增长。通过创新政策、教育和培训，提高劳动力的技能和创造力，利用减排实现更加可持续、创造性和非物质化的经济增长。深圳市通过实施一系列创新政策 and 教育培训计划，培育了大量高技能人才，为经济增长提供动力。2023 年，深圳市的高新技术企业数量达到 2.47 万家，科技创新对经济增长的贡献率超过 60%，不仅提升了城市的创新能力，还促进了经济的非物质化转型。

三、“双碳”背景下女性参与和性别主流化对减排促进经济增长的作用

环境决策和政策制定中的性别平等，可以实现可持续未来的更佳环境成果。于是我们需要明晰女性参与和性别主流化在减排促进经济增长中发挥的具体作用。

第一，鼓励女性参与减排政策制定和实施可以提高社会公平性。性别平等是可持续发展的核心原则之一，确保妇女在减排决策中发挥作用有助于减少性别不平等，促进社会公平和经济均衡发展。政府和组织应制定性别平等政策，鼓励女性参与减排决策和项目，确保女性在政府、企业 and 非政府组织中获得相应的代表数量和领导地位。此外，培训可以帮助政策制定者更好地理解性别差异，并确保政策考虑到这些差异。因此应通过性别意识培训和教育，以增强各界对性别平等问题的认识。例如，在城市空间规划设计中的性别考量可提高城市效率和安全性，同时解决清洁空气、安全用水和卫生设施等方面的性别差异影响。

第二，性别主流化可以丰富决策过程。妇女的参与意味着可以带来更多元化的意见和经验，改善政策的制定和执行流程。性别多样性有助于避免偏见和盲点，提高政策的质量和效力。鼓

励女性的参与可以补充不同思维下的环保技术和可持续解决方案，从而促进经济增长。因此，在制定减排政策时，要注重性别平等，考虑邀请比例合适的女性专家参与政策制定和评估。

第三，缓解就业性别歧视问题并撬动社会资本。鉴于妇女在社区和家庭中发挥着重要作用，女性参与可以在社区层面带动环保倡议，并影响家庭和企业的可持续行为，从而在生活及消费层面提供更多的减排支持。考虑到现有就业中客观存在着一定的性别歧视，重视并发挥女性在减排政策中的作用既可以一定程度上缓解性别歧视问题，又可以通过女性间接推动减排的社会资本的参与度。此外，减排政策和绿色经济领域的发展为女性创造了就业机会，尤其是在清洁技术、可再生能源和环境服务领域。这有助于提高女性就业率，改善社会经济地位，促进社会消费。在新兴产业、第三产业及服务行业，专门针对女性开展技能培训和就业支持，帮助她们在适合的行业或领域找到就业机会。通过这种方式，不仅可以提高女性就业率，还可推动当地减排与经济发展。

四、政策建议

第一，改变减排负担论的传统观念，建立减排促进增长新的政策论述。强化旧的发展观念无法支持人类的可持续发展的意识，明确减排将淘汰旧的高碳经济结构，推动新的绿色经济快速崛起，进而实现经济的“创造性毁灭”。积极宣传减排所创造出新的就业机会和市场、产生新的商业模式、产品服务，以及劳动分工和产业链条的变革等绿色发展机遇。通过理论培训、公共宣传和教育，提高政府、行业、公众的绿色发展理念及环保意识，增强社会对减排政策的支持和参与，形成全社会参与的绿色发展共识。

第二，重视技术创新，实现技术推动的绿色低碳创新发展。持续完善严格的环境标准和监测机制，确保减排政策的有效实施，为传统行业进行技术改造和升级营造优良的政策环境。根据减排举措的演进，灵活调整各部门职责任务，以动态、发展的视角进行战略布局，尽早减少对传统高碳产业的依赖，加快发展低碳和无碳产业，尤其是针对特定高前期成本行业，政府要予以专项资金支持。投资于技术创新和知识产权保护，以促进高科技和数字经济的发展，提高和丰富生产力类型，创造新的市场机会，推动非物质经济增长，增强经济发展的驱动力。

第三，秉承绿色发展理念，大力推动绿色消费并倒逼绿色生产。投资向可持续农业和食品产业重点倾斜，大力支持文化和创意产业等非物质化的经济发展，鼓励生态服务和自然资本的保护及可持续利用。

第四，以系统性观念，推动“双碳”目标下的公正转型。充分考虑减排可能带来的各种不对称影响（包括性别主流化在内的），兼顾各主体的切实利益，清楚机会主义的滋生机会以及

阻碍减排与经济增长的协同推进的因素，追求合理且可行的绿色公正转型。在制定政策、设计机制时，充分考虑性别主流化、区域协调等因素，以求科学决策。同时，以系统全局的观念，加强国际减排合作，积极调整全球分工与价值链参与策略，争取真正意义上的绿色公正转型，与各国共同应对气候变化带来的全球性挑战。

02 空气质量标准升级时间表、 污染减排的源头控制和脱碳潜力评估

中国在持续推进大气污染控制方面取得了良好的成绩，但当前空气质量水平与空气质量标准仍与国外存在较大差距。随着中国进入新发展阶段，当前空气质量标准对进一步持续推进减污降碳的约束力已在逐步降低，仍然需要进一步探索和推动空气质量标准和管理体系的优化和创新。推动空气质量的根本性好转需要认识到其与“双碳”目标实现之间的内在联系。协同推进减污降碳，有利于中国从根本上推动环境的持续向好，是早日实现“美丽中国”目标的重要举措。

一、背景

2013 以来，为改善空气质量，我国先后颁布了《大气污染防治行动计划》、《打赢蓝天保卫战三年行动计划》、《空气质量持续改善行动计划》等政策，瞄准关键症结，大力推动能源、产业、交通结构调整，并实现全国环境空气质量显著改善^[5]。2013-2023 年间，全国 PM_{2.5}、SO₂ 平均浓度分别下降 54%、81%，重污染天数减少 90%，改善速度之快前所未有，在世界大气污染治理进程中也史无前例。

在美丽中国建设迈出重大步伐的同时，我们清醒地认识到，大气污染形势尚未根本缓解。2023 年全国 PM_{2.5} 平均浓度较 WHO 最新准则值高出 6 倍，是欧美等发达国家的 2~3 倍；当前环境空气质量与公共健康保护的需求间仍有巨大差距。同时，随着空气质量的持续改善，现行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的约束性逐渐降低，2023 年全国 339 个地级及以上城市中有 68% 的城市实现 PM_{2.5} 年均值浓度达标，标准对进一步推动空气改善的牵引力不足^[6]。

另一方面，作为全球最大的能源消费国，中国也面临着减少二氧化碳排放的迫切需求。2020 年中国政府承诺将在 2030 年前实现 CO₂ 排放达峰，并在 2060 年前实现碳中和。鉴于空气污染物和温室气体的同根同源性，可以实施协同控制策略^[7]。中国政府于 2022 年 6 月颁布了《减污降碳协同增效实施方案》。这份首次将大气污染控制和碳减排目标紧密结合的行动方案，标志着中国在协同控制大气污染和温室气体排放方面进入了一个新时代。该方案

强调结构调整的关键作用，有望从根本上同时减少碳污排放，实现空气质量改善和碳减排的协同效应。

二、环境空气质量标准修订历程回顾

（一）发达国家、地区和组织相关空气质量标准

世界卫生组织（WHO）于 1987 年发布了首个基于健康保护的《欧洲空气质量准则》，随后不定期更新并发布基于健康风险评估的空气质量指导值。基于大气污染对人体健康更全面、系统的危害认识，2021 年版准则再次将 $\text{PM}_{2.5}$ 、 NO_2 等年均浓度指导值降低，同时设置各污染物不同过渡阶段目标值。

美国国家环境保护局（EPA）于 1971 年颁布首个全美空气质量标准。50 多年来，EPA 定期对 6 类污染物（地表 O_3 、颗粒物、一氧化碳（CO）、铅（Pb）、二氧化硫（ SO_2 ）、氮氧化物（ NO_x ））的浓度标准进行审议和修订（图 2.1）。2024 年将 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度一级标准由 $12 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 加严为 $9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。2015 年将小时平均 O_3 浓度限值收紧为 70 ppb。

20 世纪 80 年代，欧盟首次颁布了空气质量限值，随后逐步修订完善（图 2.1）。最近一版欧盟空气质量标准指令（2008/50/EC）在 2008 年颁布。为应对日益严峻的空气污染问题，欧盟委员会于 2022 年 10 月提议修订欧盟《环境空气质量指令》，为严重影响人类健康的污染物设定了更严格的限值和目标值，预期于 2030 年 1 月实施^[8]。

（二）我国环境空气质量标准制定 / 修订历程

我国大气环境质量标准于 1982 年颁布实施。1996 年，在煤烟型大气污染环境管理需求的基础上，考虑机动车排放污染防治需求，对《大气环境质量标准》进行第 1 次修订，并更名为《环境空气质量标准》。考虑到煤烟—机动车复合型污染造成的区域性 $\text{PM}_{2.5}$ 大气环境问题日趋严重，我国于 2012 年完成了第 2 次标准修订，增加了 $\text{PM}_{2.5}$ 和 8h- O_3 及其浓度限值，收紧 PM_{10} 和 NO_2 等浓度限值等^[9]（图 2.1）。

相比于美国、欧盟和 WHO 的标准（或指导值），我国 6 种基本污染物浓度限值整体较为宽松。以 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度为例，WHO 建议 $\text{PM}_{2.5}$ 的长期暴露指导值为 $5 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，短期暴露指导值为 $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；欧盟和美国基于健康的 $\text{PM}_{2.5}$ 年均一级标准限值分别为 $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ （预期修改值）和 $9 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ；而我国年均一级标准限值为 $15 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，24 小时平均浓度限值为 $35 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，二级标准年平均浓度限值

为 $35\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，24 小时平均浓度限值为 $75\text{ }\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。类似地，我国 8h- O_3 浓度限值是美国和欧洲限值的 2-3 倍。考虑到我国《环境空气质量标准》发布已经超过 10 年，全国和重点区域环境空气质量形势明显改善，国际上美国和欧盟均已提出了新的修改建议，我国有必要开展环境空气质量标准的评估与修订研究工作。

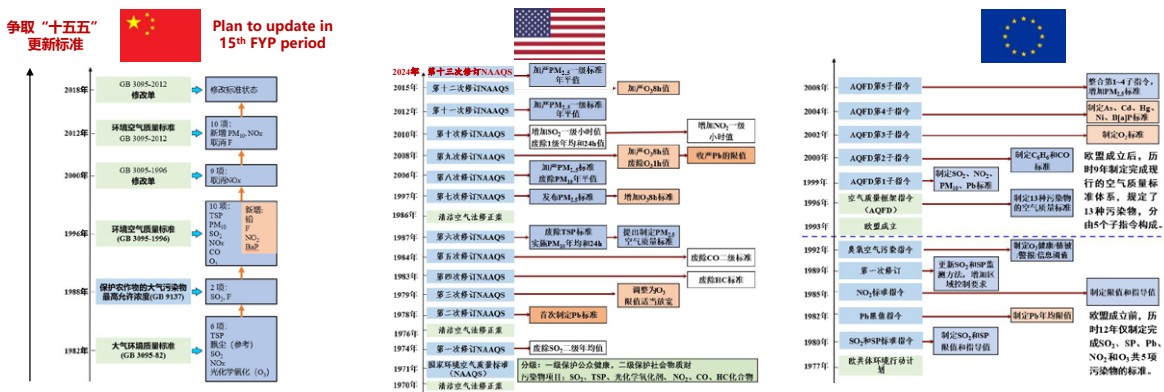


图 2.1 我国和发达国家环境空气质量标准制修订历程

（三）我国环境空气质量评价方法建议

1. 标准修订应参考我国及国际先进研究成果

空气质量标准修订应参考大气污染对人体健康的最新研究成果^[10]。当前 WHO 的全球空气质量指标值主要依据欧美等发达国家和地区的环境污染暴露与人体健康影响研究成果。而我国与欧美国家在背景浓度、污染物来源和组成、人群暴露特征和健康效应响应等方面存在显著差异。因此，建议基于本土化环境健康研究成果选取适合我国的污染物浓度标准限值。

2. 同步优化空气质量评价考核方法

空气质量标准修订需同步优化空气质量评价方法。从空间分布来看，现行空气质量评价方法使用的点位主要分布于城市建成区。随着空气质量监测网络在区县、乡镇等地进一步拓展，突显出区别于城市的污染物浓度空间分布特征，因此需扩展建立全地域空气质量评价方法。从平均时间和限值水平来看，我国的空气质量评价方式与欧美存在一定差异。建议不断优化和完善约束性指标设计方法，尽可能降低气象波动等不确定性因素对约束性指标考核造成的影响。

3. 标准限值的修订需支撑“美丽中国”建设、“碳达峰碳中和”（双碳）目标要求

为实现“美丽中国”建设目标，我国将进一步采取措施、加大污染减排，促使生态环境根本好转。因此，我国在修订环境空气质量标准时应具有一定前瞻性，能够支撑“美丽中国”目

标基本实现。此外，我国明确提出“CO₂排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的目标，因此，应充分考虑应对气候变化的降碳减污协同作用，设置合理的标准限值，同时基于我国国土面积大、区域发展不平衡的情况，对于达标难度比较大的部分地区应设置过渡期目标值。

三、空气污染与碳排放协同控制路径

（一）我国结构调整行动进展

向低碳生产结构转型和应用先进的能源与减排技术是减少CO₂和大气污染物排放的基础。2021年对中国空气污染和温室气体排放协同控制具有重要意义，因为这一年在关键领域取得了多个里程碑。

中国在优化能源结构方面取得了显著进展。到2021年，全国非化石燃料发电装机容量增至11.2亿千瓦，占全国总装机容量的47.0%，首次超过煤电装机容量（46.7%）^[1]。同时，中国的水电、风电、太阳能和生物质能装机容量均居世界第一，能源效率也在不断提高。尽管2020年至2021年期间全国能源消费总量增长了5.2%，但中国实现了单位GDP能耗下降2.7%、单位GDP碳排放减少3.8%。

作为中国碳中和政策的重要组成部分，随着可再生能源的装机容量不断扩大，中国正在通过建设以可再生能源为主的新型电力系统来改造其电力系统。2022年，中国平均风电利用率为96.8%，平均光伏利用率为98.3%，全年全国弃风率、弃光率较2017年分别下降了8.8%和4.3%。

中国在产业转型和结构调整方面取得了显著成就。2021年，高技术制造业占规模以上工业增加值的比重提高到15.1%。同时，在重点重工业领域也取得了显著进展。例如，2021年，粗钢和水泥产量在多年增长后有所下降，分别比上年减少3.0%和1.2%。预计随着结构调整措施的有效实施，工业部门将在“十四五”期间实现碳排放峰值，并在峰值后稳步下降。

中国在建立低碳交通系统方面取得了重大进展。电动汽车的推广显著加快，2022年新能源汽车的渗透率提高到25.6%。交通结构也逐渐优化，2022年全国铁路和水路货运量分别增加了4.5%和3.8%，这些运输方式货运量的增加有助于缓解公路货运部门的压力及相关环境影响。

（二）降碳减污协同治理进展与成效

随着大气污染治理及温室气体减排政策的持续推进，我国在降碳减污协同治理方面取得了显著进展，特别是在结构调整措施广泛落实的行业及区域，降碳减污正向协同改善趋势显著。

如图 2.2，从全国尺度看，2015-2021 年间，工业和民用正实现 CO₂ 排放与 PM_{2.5} 污染协同改善，正协同效应尤以燃煤过程最为显著；但部分“煤改气”政策的实施也使得燃气过程的 CO₂ 排放（51%-79%；0.8-1.5 亿吨）与 PM_{2.5} 污染（86%-142%；约 0.01 μg/m³）有所上涨。交通行业中，得益于能效提升措施，非道路机械初步实现了正向协同改善；而道路交通的 PM_{2.5} 浓度虽进一步降低，但 CO₂ 排放仍呈现较明显的上涨态势（约 17%）。电力供热行业 CO₂ 减排与 PM_{2.5} 改善呈显著负效应：煤电的深度末端控制政策使 PM_{2.5} 浓度降低 60% 以上，但煤电规模的持续增长，以及近年来气电设施的明显增加，导致电力供热的 CO₂ 排放大幅上涨 30% 以上（约 13 亿吨）。

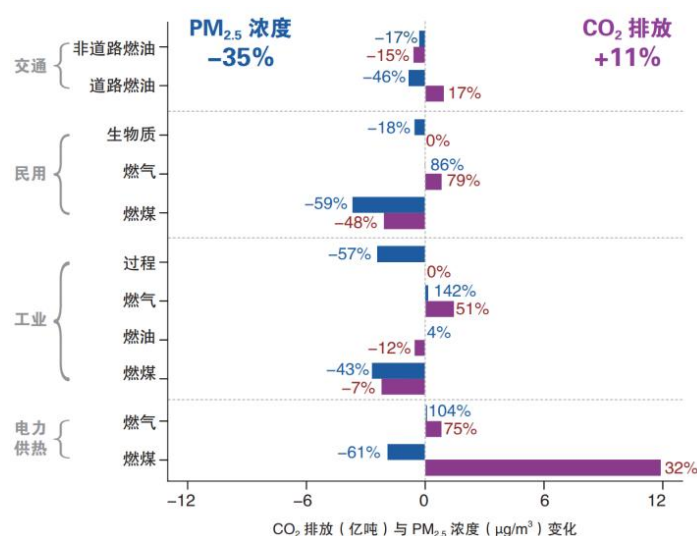


图 2.2 2015-2021 年中国 CO₂ 排放与 PM_{2.5} 污染协同控制进展

（三）碳中和路径下的空气质量路径

双碳背景下，我国 CO₂ 排放将于 2030 年前达峰已成为基本共识。碳中和目标下的深度低碳能源转型和清洁空气协同是我国中长期气候环境治理、空气质量深度改善的必由之路。根据生态环境部环境规划院和清华大学测算^[12,13]，如图 2.3，实现碳达峰、碳中和目标对推动大气污染物协同减排及空气质量达标具有显著作用。On-time peak-net zero-clean air（按时达峰 - 清华大学规划路径）情景和 CAEP-CP（按时达峰 - 中国环境规划院规划路径）情景是两组碳达峰、碳中和目标与最佳污染控制政策，主要包括在工业行业加强工业节能、推进工业电气化进程，在交通行业加快电动汽车普及、推动提高燃油经济性，在民用部门减少住宅用煤、加强建筑能源规范等控碳措施，以及加强末端治理、促进技术升级等减污措施，从而推动碳排放和污染物排放协同减少。在此努力下，碳达峰目标的实现可推动 2030 年全国 PM_{2.5} 年均浓度将下降至 25 μg/m³ 左右（均值：24.6 μg/m³，不同情景下 PM_{2.5} 年均浓度范围：22.1-27.0 μg/m³），碳中和目标的实现可促使 2060

年全国 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度下降至 $10 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 左右（均值： $8.76 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ，不同情景下 $\text{PM}_{2.5}$ 年均浓度范围： $7.64\text{--}11.0 \mu\text{g}/\text{m}^3$ ）。

通过提升可再生能源的发电比例，加速终端用能电气化转型和节能改造，可进一步推动碳排放提前达峰。若强化 2030 年前的碳减排政策以实现提前达峰（2025 年左右），如图 2.3 中 early-time peak-net zero-clean air（提前达峰）情景，则相比当前碳达峰碳中和路径，将在 2030 年、2040 年、2050 年额外产出 $2.54 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $2.00 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 、 $0.98 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 的 $\text{PM}_{2.5}$ 浓度下降收益。

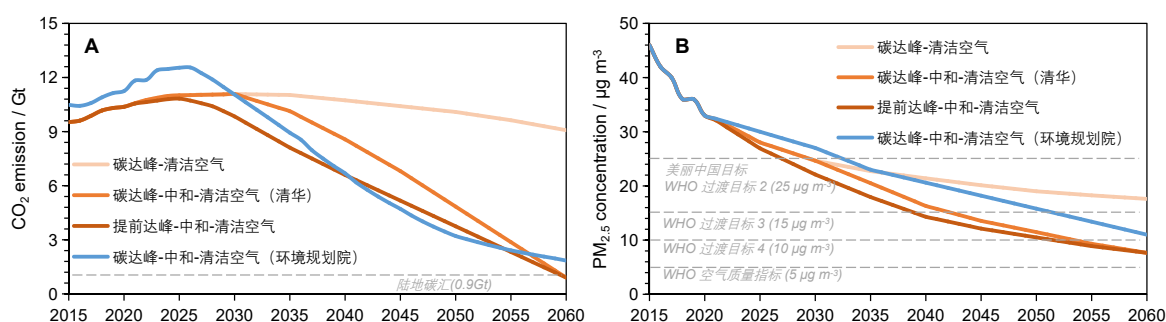


图 2.3 大气环境质量降碳减污协同治理中长期路线示意（A： CO_2 排放，B： $\text{PM}_{2.5}$ 浓度）

然而，协同改善效益并非一成不变，不同的碳中和技术路径选择带来的空气质量改善协同效益具有明显差异^[14]。例如，以可再生能源为主的碳中和路径将比以 CCS 为主的路径带来 35% 的额外空气质量改善效益。近年来，我国风电、光伏和生物质发电等零碳技术，以及以 CCUS 为代表负碳技术的全面发展，为实现碳中和目标提供了不同的低碳、零碳、负碳技术选择；而不同的碳中和路径将会使中国能源系统经历不同的深刻变革，进而在 2060 年形成差异化的能源产业排放格局。将空气质量协同效益纳入碳中和技术路径选择的决策因素，将对未来中长期环境深度改善、切实保障公众健康具有关键意义。尽早实现碳排放达峰；妥善选择以可再生能源为主导的碳中和技术路径，建立零碳能源产业系统，更有益于我国中长期空气质量的深度改善。值得强调的是，2021 年 WHO 加严了空气质量指导值，从保障公众健康角度为我国双碳路径下的空气质量协同改善提出了更高要求。

由于我国各区域能源结构及产业结构的不同，碳中和目标下我国各区域的空气污染物协同减排效果差异显著（图 2.4）。清华大学测算结果表明^[15]，京津冀及周边地区由于钢铁和水泥行业比重较大且难以脱碳，导致化石能源占比及碳排放强度最高，且向非化石能源转换缓慢，抑制了该区域的协同减排效果。2030 年碳达峰和 2060 年碳中和目标实现时，其化石能源比重仍高达 75.2% 和 43.6%，同时 $\text{PM}_{2.5}$ 暴露水平分别高达 35.0 和 $14.4 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。珠三角地区重点发展金融

保险等高端服务业和现代轻工纺织等先进制造业，资本技术密集，化石能源占比低，当前碳排放强度最低；碳减排潜力主要来自电力和交通运输部门，碳达峰及碳中和时化石能源比重将达到 43.9% 和 15.9%，PM_{2.5} 暴露水平降低至 11.3 和 4.5 μg/m³。长三角地区重点发展装备制造等先进制造业和现代金融等高端服务业，化石能源占比和碳排放强度居中；其碳减排潜力主要来自电力行业和工业部门，对 NO_x 和 PM_{2.5} 减排具有较高的协同作用，PM_{2.5} 暴露水平在实现碳达峰及碳中和时达到 21.6 和 7.4 μg/m³。由此可见，碳中和路径结合清洁空气行动可使 2060 年碳中和目标实现时，珠三角地区 PM_{2.5} 暴露水平达世界卫生组织最新指导值 5 μg/m³；但是，京津冀及周边地区、长三角地区 PM_{2.5} 仍超标高达 188% 和 48%。这表明碳中和目标下，必须因地制宜制定降碳减污协同路径，以期在实现双碳目标的同时，最大效能地发挥降碳减污的协同效应。

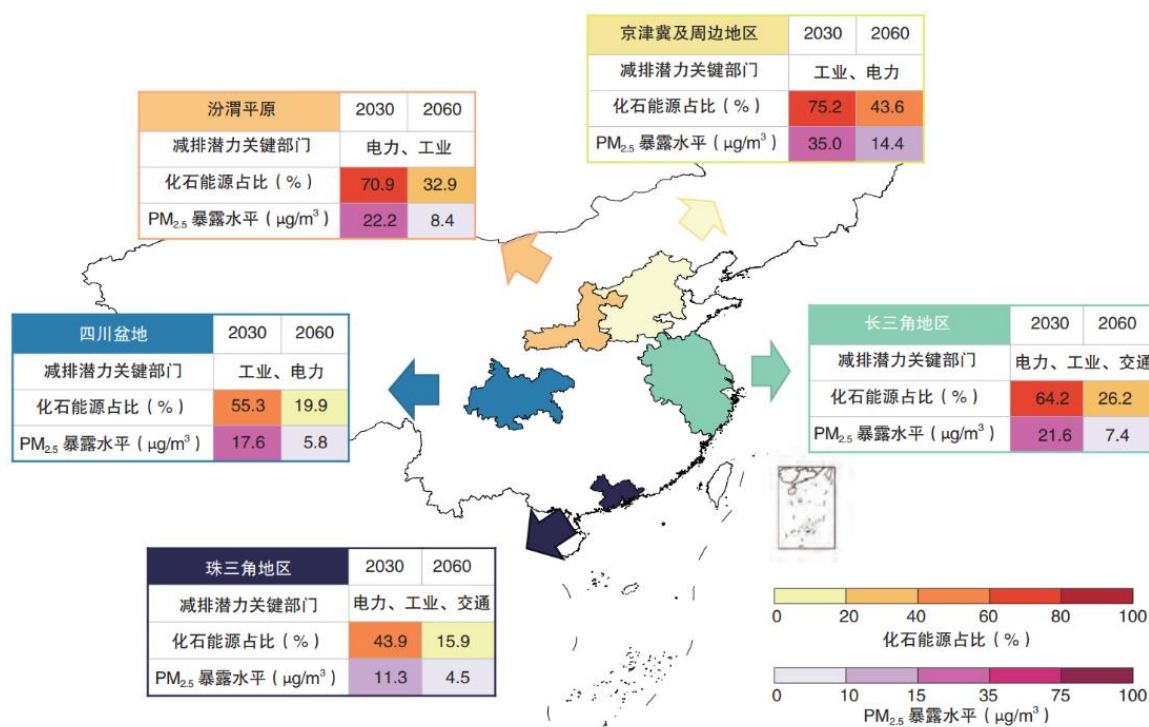


图 2.4 重点区域碳减排潜力关键部门及潜在协同减排效果

类似地，不同行业协同减排潜力也存在较大差别。随着污染治理进程的持续深入，中国电力行业末端治理的降碳及污染物协同减排潜力日渐收窄，能源结构转型和靶向治理策略将成为充分释放电力行业协同减排潜力的关键举措。在碳达峰减排路径中，中国电力行业可再生能源和核能发电量占比将在 2050 年提高到 80%，东部及南部地区火电厂 SO₂、NO_x 排放量将降低 50% 以上，我国人口密集区域的空气质量得到显著改善。在此基础上，通过实施与碳减排路径

协同的高污染机组提前淘汰和逐步加严污染控制水平等靶向治理策略，大力释放碳减排路径的协同减排潜力，能够实现空气质量协同改善效益的最大化。终端用能电气化是电力以外其他行业实现碳及污染物协同减排的重要途径，能够实现不同程度的正向协同减排。对于交通行业，电动汽车的推广能够显著降低 CO₂ 及关键前体污染物 VOCs 和 NO_x 排放，为城市人口密集区域带来可观的环境效益。实现乘用车 27% 的电动化比例及其他公共车队更高比例的电动化，能够有效削减京津冀、长三角、珠三角地区年均 PM_{2.5} 人口加权浓度 0.5 μg/m³，同时降低各地 O₃ 污染，其中北京、广州等 O₃-8h 最高浓度削减量可达 3 ppb。在电气化进程稳步推进的背景下，电力行业要承担其他行业电气化带来的转移，打造清洁、低碳、安全、高效的电力系统也成为充分释放各行业碳减排协同潜力的必由之路。

综上，区域及行业的能源结构及产业结构差异导致其碳减排路径及其污染物协同减排潜力呈现明显的异质性，不同技术偏好下的碳中和路径也将对空气质量产生显著影响。识别关键产业、制定因地制宜的降碳减污协同路径将更高效地推动我国双碳目标的实现，促进空气质量和人群健康持续改善。

四、协同控制政策及工具

（一）降碳减污协同治理体系建设

伴随着我国进入新发展阶段，进一步深入理解、认识、实践习近平生态文明思想将在持续推动中国特色社会主义建设中发挥更加重要的作用。在这一背景下，“减污”与“降碳”的相互支撑和相互促进成为了“十四五”期间在生态环境领域贯彻新发展理念、构建新发展格局的重要体现。

在国家层面，2021 年以来出台的“十四五”及更长时间的战略和规划文件中，都体现出了减污和降碳相互交融、相互协同的新要求。2021 年 3 月发布的《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、2022 年 6 月生态环境部等 7 部门联合印发的《减污降碳协同增效实施方案》等，进一步明确了如何以降碳为引领推动经济社会发展全面绿色转型、强化多污染物与温室气体协同控制，为如何以减污为重要手段促进降碳目标实现提供了方向和指引。

管理制度的跟进是保障战略规划落地的重要前提。生态环境部以贯彻落实《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》为契机，围绕降碳减污协同，在环境影响评价、环境监测、环境监管、环境统计等领域完善既有的管理制度，推动将碳排放管理需求

融入到生态环境管理制度中，陆续出台了《关于加强高耗能、高排放建设项目的生态环境源头防控指导意见》、《碳监测评估试点工作方案》、《企业温室气体排放报告核查指南（试行）》、《排放源统计调查制度》等政策。

（二）降碳减污协同控制评价指标体系

建立科学合理的降碳减污协同控制评价方法是实现对协同效果和措施进展情况量化跟踪、评估、反馈的基础。降碳减污协同增效评价目的主要有三方面：一是发现工作推进过程中各地工作的薄弱领域和存在的主要问题，找到潜在的不协同和不够协同的领域，为及时调整工作重点提供依据；二是通过统一基线的评价工作，实现各地工作的横向比较，进而为梳理总结特色工作，推广先进工作经验提供基础；三是在综合评价的基础上，提高对降碳减污协同增效成果的系统认识，推动降碳减污工作策略及时优化调整，为实现碳达峰碳中和以及美丽中国建设目标提供支撑。

为实现上述三方面的目标，评价体系的设计需要与降碳减污协同增效的工作目标和工作任务紧密衔接，并尽可能在四个方面突出特色。一是要实现定量评价。尽量使用可量化的评价指标、设计有说服力的权重体系，通过最终的评价得分实现横向、纵向间比较。二是要适用逐级评价。尽可能保证系统的延展性，能够实现自上而下的评价；不仅在不同层级的评价中实现核心结论和核心指标的相互印证，也要在同一层级的评价中实现横向可比。三是要关注评价重点。整个评价体系的设计要围绕降碳减污工作重点展开，结合我国生态环境管理工作组织的特点，兼顾工作效果、工作任务和管理体系等方面。在工作效果方面，重点关注空气质量改善与碳减排的协同效果；在工作任务方面，针对结构调整、源头防控、协同治理等方面的工作重点，对工作的任务措施实施进度进行客观评价；在管理体系方面，侧重于支撑降碳减污协同增效的管理手段和政策机制创新，评价治理体系和能力现代化的进展。四是要具备评价弹性。结合各地资源禀赋、发展阶段特点和工作重点，在评价指标的选择上提供一定弹性；结合各地工作的不断推进，适时对部分指标进行调整，以反映不同阶段的工作重点。

为实现降碳减污协同评价目标，生态环境部环境规划院构建了降碳减污协同指数（ISEC 指数，Index for Synergies in Environmental protection and Carbon reduction）。降碳减污协同指数是以评价降碳减污协同增效水平和效果为核心的综合性指数体系，既考虑环境质量改善与降碳效果协同，又考虑降碳减污工作措施一体谋划以及协同管理机制的统筹融合，其内涵主要体现在以下三个方面：（1）协同效果：能够体现环境质量与碳排放的现状与变化情况，并量化环境污染和温室气体治理的协同控制效果；（2）协同路径：能够体现能源结构、产业结构和交通运输结构优化等相关措施的协同度，以及大气污染治理路径及末端治理措施的降碳减污协同效应；

（3）协同管理：能够从碳评、降碳减污财政支出、降碳减污试点项目、政策机制创新等角度，有效反映并度量不同管理政策的降碳减污协同效应。基于以上三方面内涵，构建涵盖环境质量、碳排放水平、协同耦合度、结构调整措施协同度、治理路径协同度、生态环境管理协同度 6 个一级指标的评价体系。各项指标和计算参数的权重依据其重要程度进行确定，最终实现对减污降碳协同效果和措施进展的定量跟踪评估。

亚洲开发银行构建了类似的降碳减污评价体系，将空气污染物减排量与碳排放量合二为一，提出了“减排当量”的概念与相关政策建议。为了评估协同控制成效，可采用两种关键方法，包括绝对和相对分析：（1）评估空气污染物和温室气体之间的物理协同作用，以二氧化碳当量（CO₂-eq）衡量减排效果，以确定共同控制的必要性；（2）经济成本（和效益）的评价，这将决定协同控制的经济可行性。

五、政策建议

（1）**适时修订空气质量标准。**我国当前环境空气质量标准已实施 10 余年，而我国大气污染特征已发生显著变化，导致大气环境管理方法的约束性较差，并且与国际、欧美发达国家存在较大差距。因此，建议基于本土空气污染现状、健康效应和基准研究，借鉴世界卫生组织和其他发达国家已有研究、指南和方法，尽快启动环境空气质量标准的修订工作，加严颗粒物、臭氧、二氧化氮等污染物浓度限值要求，强化以空气质量达标为核心的城市空气质量管理体系。建议 PM_{2.5} 年均浓度标准低于 25 μg/m³，并增设暖季 O₃ 峰值浓度指标。建议开展对具有短期温室效应大气污染物的浓度限值标准、污染管控措施等相关研究。

（2）**设计满足多目标条件的协同减排路径。**不同的碳中和技术路径选择会使我国能源系统经历不同的深刻变革，同时带来的空气质量改善协同效益具有明显差异。因此，建议从健康效益、经济成本的双约束条件出发，将空气质量协同效益纳入碳中和技术路径选择的决策因素，开展基于多目标管控的精细化策略研究，这对未来中长期环境深度改善、切实保障公众健康具有关键意义，从而尽早实现碳排放达峰。妥善选择以可再生能源为主导的碳中和技术路径，更有益于中长期空气质量深度改善。

（3）**强化重点区域、关键领域的协同治理路径。**我国各区域能源结构、产业结构和能效水平各有差异，行业间协同减排潜力也存在较大差别。随着污染治理进程的持续深入，各行业末端治理技术的碳及污染物协同减排潜力日渐收窄，能源结构转型和靶向治理策略将成为充分释放协同减排潜力的关键举措。因此，识别关键产业，制定因地制宜的降碳减污协同路径，充分释放各行业碳减排协同潜力，将更高效地推动我国双碳目标的实现、促进空气质量和人群健康持续改善。

03 降碳减污：促进电力部门低碳转型

研究表明，终端电气化是成本最低的减碳途径，尽快实现电力部门的降碳减污是实现中国碳中和目标的重要举措。在零碳情景下，终端电力需求将持续大幅增加，需要在满足电力负荷持续增长的同时实现电力脱碳。随着规模增长，风能、太阳能和储能经济竞争性持续提升，为实现温室气体和传统污染排放减少提供了机遇。建议中国政府制定更为明确的国家目标，到2030年，可再生能源发电量占比超过50%（零碳能源占比60%）；到2040年，可再生能源发电量占比超过80%（零碳能源占比90%）。为配合这一目标并促进电力脱碳，建议到2030年碳排放强度比2020年降低25%，到2040年降低65%。为了建立经济、可靠、清洁的电力系统，需要在土地使用、电力交易市场、可靠性要求、金融支持以及研发等方面制定配套政策。

一、电力系统降碳减污的国际进展与启示借鉴

全球电力行业碳排放正在迅速下降。由于大规模部署了具有成本效益的风能和太阳能，即使电力需求量仍在继续增长，全球电力部门碳排放量将在2024年达峰。主要国家纷纷制定政策，要求电力公司大规模部署可再生能源，并越来越多地通过竞争机制来实现这一目标，推动创新和降低成本。这些政策主要归纳为标准设立、经济激励以及研发支持政策等三类，且这三类相辅相成，共同促进了风能、太阳能和储能的大规模发展^[16]。

随着国际社会对应对气候变化的关注，政策标准逐渐从针对特定技术的目标转变为基于碳排放的技术中立标准。例如，美国有30多个州制定了可再生能源发电目标，但占全国电力消费量54%的23个州制定了到2050年或更早实现100%零碳电力的目标，并将核电、碳捕获与封存（CCS）和氢能等不可再生的无碳技术纳入其中^[17]。这些技术的额外投入较低，在某些情况下甚至为负，2023年平均占美国各州年电力成本的3.5%^[18]。

目标设计中优先考虑已商业化的成熟技术，同时也为长期持续的降碳做出规划。例如，纽约州制定了到2030年70%的可再生能源目标，以支持其2040年100%的零碳电力标准。欧盟制定了到2030年可再生能源占45%的目标，以支持其到2030年可再生能源占55%和到2040年可再生能源占90%的整体经济减排目标。同时，有些地方设定了碳减排目标。例如，北卡罗来纳州为其最大的电力公司设定了到2030年电力减排70%的目标，而科罗拉多州也设定了到

2030 年减排 80% 的目标。

清洁能源标准为电力公司和电力交易市场参与者提供明确信号，有助于其在发电、输电等领域进行综合的最低成本规划。例如，为实现《巴黎协定》规定的 2030 年目标，澳大利亚能源市场运营商起草了 2024 年综合系统计划，提出了以低成本、可靠的方式实现到 2030 年可再生能源比例达到 82% 的目标的路径^[19]。加利福尼亚州在其通过的 100% 零碳电力标准后，其空气质量和公用事业监管机构联合制定了基于碳排放质量的目标，对公用事业和输电运营商未来 10 年提出明确要求，督促其以最低成本实现目标。美国联邦能源监管局最近通过了一项区域规划框架，要求区域输电组织将各州目标纳入长期区域输电计划。

容量目标的设定对于支持新兴技术的部署和成本降低也很重要。英国成功地利用容量目标来部署和降低海上风电的成本。2019 年，英国政府宣布了到 2030 年海上风电装机容量达到 30 吉瓦的目标，并在 2022 年 4 月将这一目标提高到 50 吉瓦，作为 2050 年实现碳中和战略的一部分。目前，英国已部署了 14 吉瓦的海上风力发电装机，另有 77 吉瓦的海上风力发电装机正在建设中，2015-2022 年间，海上风力发电价格下降了 63%^[20]。同样，英国在 2010 年完成了 1.3 吉瓦的储能部署。随着储能成本的下降，加州提前几年实现了这一目标，使其成为全国乃至全球高性价比电池储能的领导者，截至 2024 年 6 月，加州已部署了 10 吉瓦的电池储能^[21]。

碳强度和其他空气污染标准是另一种广泛使用的碳减排机制。2024 年，美国环保署（EPA）制定了限制现有燃煤和新建燃气发电厂污染强度的性能标准。在国家政策和经济因素影响下可再生资源部署增加的同时，这些标准确保化石燃料发电厂排放减少。EPA 预测，这些目标将推动可再生能源发展以及 CCS 投资。EPA 最初试图制定电力部门的排放标准（CO₂/MWh），允许电力公司做出最经济的减排选择，但法律禁止这样做。

清洁能源部署和碳排放控制目标为电力公司投资清洁资源和减少排放指明了方向。为了实现这些目标，需要在市场、土地利用和可靠性等领域出台配套政策。这些政策主要有七种形式：

- **市场：**为了以较低的成本实现目标，公用事业公司和客户必须构建交易机制，以支持清洁能源发展。例如，德国、英国和澳大利亚都使用差价合约（CfD, Contract for Difference）为参与实时能源市场的清洁能源提供价格下限，通过市场促进清洁能源发展^[22,23]。
- **电价：**灵活性是可变可再生能源的必要补充，随着交通、工业和建筑的电气化，灵活性变得更加重要。分时电价和虚拟电厂等定价政策有助于用户激励与系统成本更加一致，并支持可再生能源的高效整合。
- **价格支持：**长期合同或直接补贴有助于促进清洁能源资源的收入稳定性。对可再生能源的补贴在一些经济体中仍很普遍，如美国，10 年的生产税减免有助于吸引资本进入可再生能源项目，以代替国家清洁电力标准。特别补贴有助于推动新技术参与竞争并扩大规模。

- **碳定价：**提高化石燃料的成本以反映其社会危害，可以提高清洁能源的竞争力。抬高碳价可以使低碳能源更有利可图，德国、加利福尼亚和美国东北部地区都在采取这类措施。
- **土地使用政策：**可再生能源开发与农业生产可以结合发展，但农业区划可能没有反映出这种双重用途的潜力。海上风能开发水域面临着许多现有用途的挑战，包括渔业、军事用途、贸易路线和生态问题。澳大利亚在其 2024 年综合系统计划中提出，积极主动地绘制地图以确定清洁能源开发和电力输送区域。政策制定者还可以向开发商提供可访问的地图，以提高透明度，从而引导在低冲突地区进行投资。如美国的西部电力协调委员会在其环境数据查看器中就提供了此项服务。
- **可靠性：**高可再生能源和储能系统可以比目前的电网更加可靠，但它们需要新的方法来量化和补偿可靠性。系统运营商不应只采用单一资源的可靠性方法，而应采用现代建模技术（包括详细的天气数据集和概率风险评估）对组合进行评估。此外，政策制定者应鼓励系统运营商评估灵活性、惯性等新的可靠性服务，以保持电网的稳定和可靠。

二、中国电力供需发展态势及驱动因素分析

国际社会已在电力低碳转型方面取得了积极进展。中国经济仍处于快速增长期，也带动电力需求持续增长，与发达国家相比电力低碳转型既有共性也有特性。

（一）中国电力需求增速超预期

2023 年，中国全社会用电量达到 9.2 万亿 kWh，同比增长 6.8%。2016 年以来，全社会用电

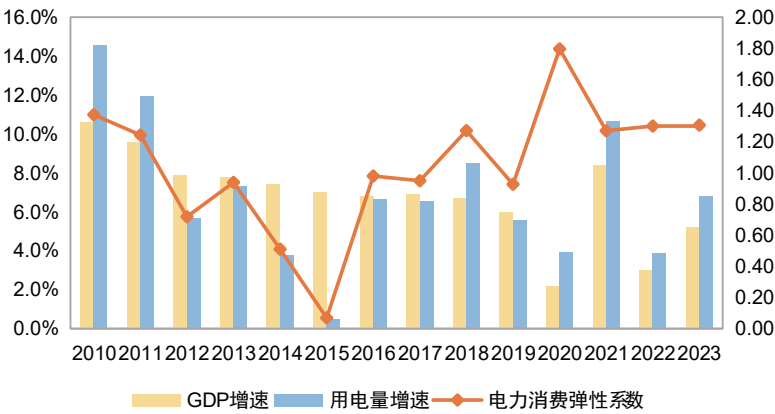


图 3.1 2010-2023 年中国全社会用电量增长情况

数据来源：中国统计局

量却超预期大幅增长，2016-2023 年年均增速高达 6.6%，2020-2023 年连续 4 年电力消费弹性系数超过 1.2（图 3.1）。尽管 2016-2023 年各部门用电量均稳步增长，但第二产业用电量占比呈现明显的下降趋势，而第三产业用电量占比基本稳步上升。

（二）驱动力分析

经济增长是用电量增长的直接驱动因素。随着疫情之后的经济复苏和稳增长、扩内需等政策效果逐步释放，中国的经济活动稳步恢复，2021-2023 年 GDP 平均增长速度达到 5%，带动了全社会用电量的高速增长。除了疫情之后经济增速反弹因素外，终端用能电气化、数字经济发展、新能源相关产品产量快速增长等也对全社会用电量增长有较大影响。从终端能源消费结构来看，电力所占比例总体呈现稳步上升的趋势，从 2011 年的 18.6% 提高到 2021 年的 27%。2018 年起，“以电代煤、以电代油”加快推进，产生的电能替代总量超过 1500 亿 kWh，相当于当年全社会用电量的 2.3%。此后，重点行业的电能替代持续推进，战略性新兴产业发展带动工业部门用电高速增长，热泵、电制冷、供暖的应用场景不断创新和深化。2023 年底新能源车渗透率提高至 6.1%，带动交通部门电气化程度快速提高。

随着数字化进程不断加深，数据传输、存储、计算、应用环节和互联设备用电量迅速增长。根据中国电子技术标准化研究院发布的《绿色数据中心白皮书》，随着云计算、AI、超算等应用发展，数据中心机柜平均功率密度数将逐年提升，同时带来更高的热负荷和散热需求，意味着辅助设施用电量的上升。据中国信息通信研究院测算，2020-2022 年，中国信息通信领域规模以上数据中心用电量持续保持年均 15% 的增长速度，并在 2022 年达到 2700 亿 kWh，占全社会用电量的 3%。

制造业内部结构调整也带来用电格局的变化，拉动了用电量快速增长。新能源汽车、动力和储能电池以及光伏电池等“新三样”产品产量增加导致第二产业用电量超预期增长，主要体现在汽车制造业、电气机械和器材制造业和非金属矿物制造业的用电量迅速攀升。近几年新能源汽车、光伏和电气设备制造业用电量增长迅速，其中 2023 年占中国全国用电负荷增长的 16% 左右。此外，近年来极端天气频发也导致了电力需求增长。2023 年夏季，中国平均气温 22.0℃，较常年同期偏高 0.8℃。

三、降碳减污目标下中国电力系统发展展望

（一）经济增长与终端电气化推动电力需求持续增长

中国经济增长拉动了电力消费的增长。2030 年电力需求量将从 2023 年的 9.2 万亿 kWh 增长到 13-14 万亿 kWh，2040 年增长到 16-18 万亿 kWh（图 3.2）。传统产业的智能化转型、高新技术产业发展、数据中心等数字基础设施建设等都是对电力具有高需求的增长极，至 2030 年电力需求增长速度很有可能快于经济增长速度。从部门来看，工业是电力需求量最大的终端部门，占终端电力需求的一半以上；建筑是第二大电力需求终端部门，但随着人口数量和建筑面积的逐步饱和，用电量增速逐步放缓；目前，交通部门用电量规模不大，但增速很快，主要来源于电动汽车的加速普及推广。

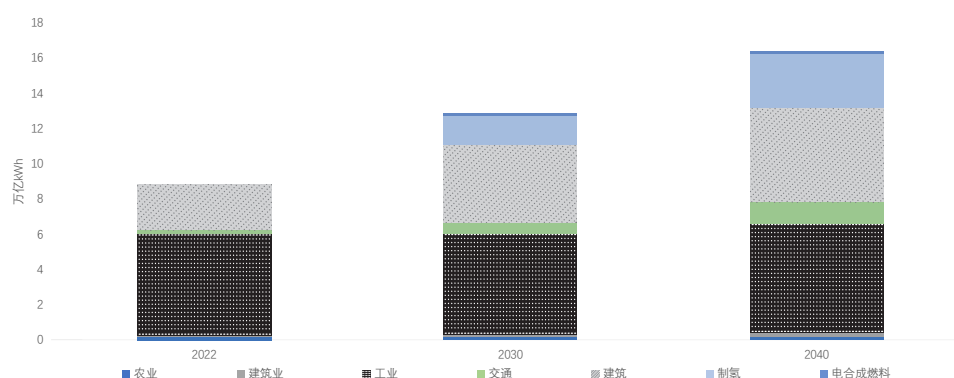


图 3.2 2030、2040 年中国电力消费量及部门电力消费结构展望

终端电气化率提升推动电力需求持续增长。电力是未来新型能源系统的核心，终端电气化率的提升是构建新型电力系统的关键之一。中国终端电气化率会从目前的 26.8%，分别提升到 2030 年、2040 年的 33%-35%、40%-45%。从部门层面来看，建筑部门的电气化率最高，2040 年接近 70%，工业部门的电气化率增长平稳，交通部门的电气化率最低，但增速很快。

（二）非化石能源支撑新型电力系统发展

风、光、水、核等非化石能源装机将继续延续快速增长趋势。2030 年非化石能源装机占比从目前的 53% 提升至 60%-69%，2040 年提升至 75%-91%，成为电力系统的主体，支撑新型电

力系统发展。相较而言，煤电装机持续下降，从目前的 40% 降低至 2030 年的 27%-30%、2040 年的 7%-20%（图 3.3）。

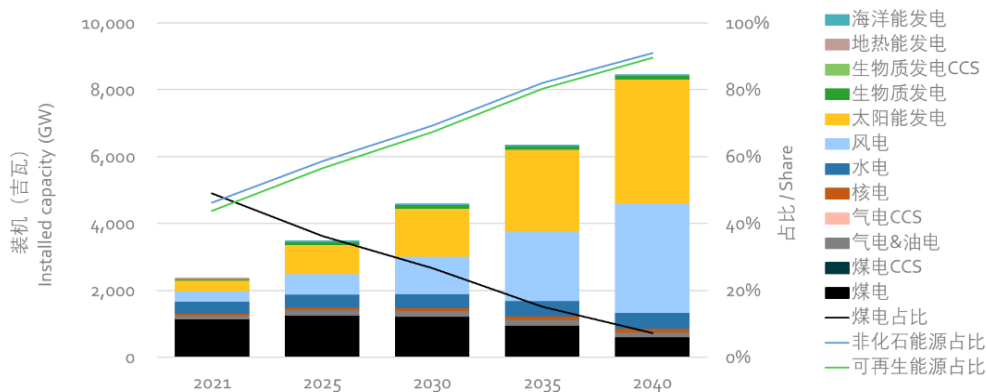


图 3.3 未来不同电源装机结构展望

由于目前风电、光伏年发电小时数有限，近期非化石能源发电量增长慢于装机的增长速度，但随着火电定位由基核电源加速向调峰电源转变，中期非化石能源发电量增长有望超过装机的增长速度。2030 年非化石能源发电量占比从目前的 33.7% 增长至 50%-54%，2040 年有望增长至 90%-96%。2030 年，煤电在电力系统中仍作为重要的调节性电源，发电量占比为 46%-49%，2040 年，其他灵活性资源部分替代了煤电的调节作用，煤电发电量占比可降至 10% 以内。

（三）储能成为新型电力系统的重要支撑

风电、光伏发电量取决于风能、太阳能的可用性，发电量可以预测但无法控制。相较于火电或核电机组，单一风电、光伏机组规模较小，因技术原因突然停机导致的风险较小。因此新型电力系统需要通过实施灵活性电价政策提高需求侧响应能力，并通过增加储能、补充灵活性发电等方式提高电力系统稳定性。2030 年以后，需求侧响应、新型储能、抽水蓄能等灵活性资源在电网调节中发挥更加重要作用，2030 年达到 8.9-9.5 亿 kW，2040 年达到 23-26 亿 kW，其中需求侧响应提供一半左右的调节能力。需求侧响应包括电动汽车智能充电、工业需求响应、电锅炉和热泵。随着电动汽车数量的不断提高、充电基础设施的逐步完善，电动汽车智能充电成为规模扩张最快新兴灵活性资源。另外，也可以通过鼓励资源共享和跨区输电来减少调峰需求（见下一节）。

（四）跨省跨区输送电量将持续增长

从跨区域输电路径来看，到 2030 年，西北到华中、东北到华北、华北到华东等是主要的跨区输电通道。而到 2040 年，跨区输电将更加频繁，除了上述三条从“三北”向中东部负荷中心送电的传统跨区输电通道外，华东到华中、华中到华东、华南到华中等中 - 东南部之间跨区输电的重要性也将凸显，为区域电力互济提供支撑。2030 年跨区输电量超过 6.1 万亿 kWh，2040 年跨区输电量超过 8.6 万亿 kWh（全国分为东北、华北、西北、华中、南方、华东六个区域）（图 3.4）。

分技术种类来看，集中式光伏主要部署在光照资源充沛、土地条件较为宽松、跨省区电网建设具有一定优势的“三北”地区。2040 年，“三北”的集中式光伏装机占比将达到 68%，其中一半以上位于西北地区，中 - 东 - 南部地区集中式和分布式开发并重。海上风电主要部署于华东和南方地区，其中华东地区海岸线更长、项目开发条件更好，在海上风电发展中占据主导地位。到 2040 年，华东地区的海上风电装机占比达到 81%，南方地区次之达到 11%。



图 3.4 未来跨省跨区电量输送情况

（五）电力部门低碳转型加速

中国电力部门在“十四五”时期调峰煤电装机、“以大代小”煤电装机还会有所增加，电力部门碳排放将在 2030 年前后达峰，二氧化碳排放峰值为 58 亿吨左右。电力部门碳排放量达峰后会持续下降，2040 年降低到 9~15 亿吨二氧化碳（不考虑 CCUS）。

中国电力碳排放强度预计在“十五五”时期加速下降，2030年每kWh碳排放下降到0.43-0.47 kg CO₂。2030年以后，电力碳排放强度下降速度进一步加快，2040年达到0.15-0.3 kg CO₂/kWh（图3.5）。

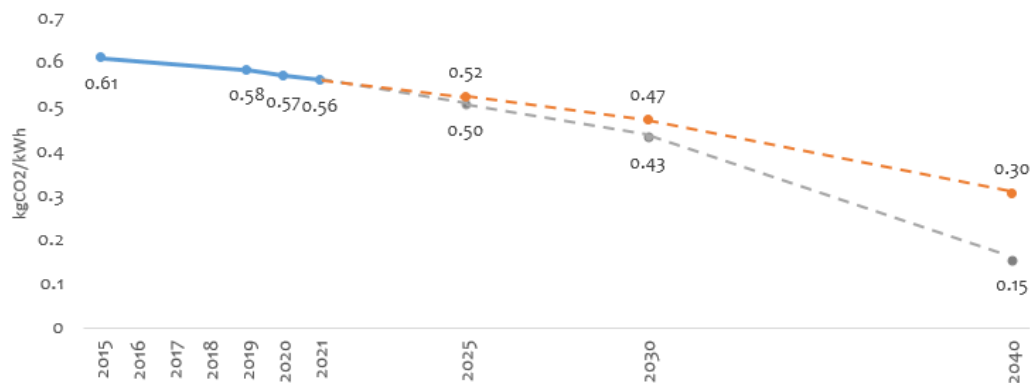


图 3.5 中国电网平均碳排放因子（虚线为预测值）

四、政策建议

（一）积极促进非化石能源发展，推动电力部门低碳转型

将大规模发展以风电、光伏为主的非化石能源作为落实中国双碳目标、加快建设新型能源体系的重要实现路径，到2030年风电、光伏发电装机超过24亿kW，发电量占比超过50%，一度电二氧化碳排放比2020年下降25%左右；到2040年风电、光伏发电装机超过60亿kW，发电量占比超过80%，一度电二氧化碳排放比2020年下降65%以上。

做好可再生能源产业规划与国土空间规划的衔接。加强可再生能源资源开发储量评估，由国家发展改革委牵头建立全国可开发资源数据库，及时将可开发利用范围等空间信息纳入同级国土空间基础信息平台 and 国土空间规划“一张图”，合理安排可再生能源项目新增用地规模、布局和开发建设时序。

在大力发展绿电的基础上，加快电解水制氢、电制液体燃料等领域示范及应用，以绿电发展带动绿色燃料、绿色化工发展，推动在交通、工业部门实现绿电对油气的替代。

（二）持续推进煤电升级改造，提升煤电高效、清洁、低碳、灵活、智能化水平

深入推进煤电清洁低碳改造。着力提高大容量、高参数、低污染清洁高效煤电机组比例，

探索“煤电+可再生能源+储能”发展模式，深度拓展煤电调节能力，加大 CCUS 示范应用，推动煤电机组在加快超低排放改造基础上实现超净排放。

推进煤电向基础保障性和系统调节性电源转变。持续加大煤电灵活性改造技术方面的科技投入，完善煤电机组最小出力技术标准，推进深度调峰煤电和到役机组转应急备用的适应性改造，推动煤电向提供可靠容量、调峰调频服务加快转型。因地制宜持续优化智能调度运行方式，提高可再生能源相关气象观测、资源评价以及预测预报技术能力，提升对风电和光伏出力的预测精度，实现煤电与新能源耦合运行和在满足灵活性需求的前提下发电效率最优。

优化配套政策支持。加大燃煤机组改造升级专项资金 / 贷款支持力度，分区域、分机组、分改造内容出台燃煤机组改造升级金融、减税退税等支持政策。加快完善现货市场、辅助服务机制等，加大有偿调峰补偿力度，对于煤电企业适当给予新能源指标倾斜。完善煤电退役、备用、延寿相关机制与改造升级要求的协同。

（三）构建适应新型电力系统的储能体系，提升电网稳定性

积极引导新能源与储能协同发展，对新能源配储规模和比例开展科学论证，创新“新能源+储能”融合发展模式，加强智慧集控技术应用推广，发挥储能布局灵活、响应速度快、调节能力强等优势，实现风光储协调互补。

推动源、网、荷各环节新型储能规模化发展。推进电化学储能、压缩空气储能、热储能、重力储能、氢能等各类短 - 中 - 长期储能发展。统筹分布新能源、可调节工业负荷、建筑柔性负荷、电动汽车、新型储能等资源，推动源网荷储一体化项目示范应用。

建立“源荷互动”的能源供需新模式。充分挖掘电解槽等工业柔性负荷以及建筑空调、新型储能、电动汽车等需求侧资源调节潜力，推动电力需求响应主体不断增加、规模不断扩大。推广完善充电桩峰谷电价，提高智能有序充电、双向充放电等车网互动的积极性，充分发挥广泛分布的电动汽车的储能调节潜力。

（四）加快重大前沿能源技术创新发展，夯实能源低碳转型基础

加强电力前沿尖端技术的研究，着力解决电力关键核心技术难题。鼓励专精特新企业开展钙钛矿光伏、全固态电池、CCUS、新型储能等关键技术突破。加大对新能源产业智能制造和数字化升级支持力度，实现新能源产业与信息技术深度融合。

积极培育能源领域“颠覆性技术”和“未来产业”。加大对长时储能、电制燃料、能源区块链、量子电池、可控核聚变等新一代能源“颠覆性技术”的基础研究，重点突破量子电池、可控核聚变等技术的新观点、新原理，创建能源“颠覆性技术”知识创新体系。完善长时储能、电制燃料、能源区块链等技术产业政策支持体系，探索形成有效的产业发展的商业化路径。

（五）建设统一现代能源电力市场体系，促进电力资源在全国范围优化配置

加快全国统一电力市场体系建设，引导各层次电力市场协同运行。加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设，重点建立健全新能源、新型主体等参与电力市场相关机制。

加强全国电力互联互通、推动清洁能源在更大范围优化配置，打破长期以来以电网经营区为范围的电力输送局限。加强蒙西电网与国家电网的互联互通，推动内蒙古风光资源更多输送到京津冀、长三角等东部地区。优化完善政策机制，实现国家电网、南方电网以及蒙西电网之间的跨经营区电力输送与互济。

加强机制衔接协调，厘清环境价值流转路径。促进绿电市场、绿证市场、碳交易市场之间的有机衔接，实现“电—证—碳”市场耦合发展，避免环境价值重复付费和重复激励。加强绿电、绿证、碳市场之间的数据互通互认，建立绿电环境价值转移的全流程统一监管平台。

04 降碳减污：推动工业用热电气化转型

工业部门是中国碳污排放的主要贡献者，加强工业加热过程的电气化是推进工业部门降碳减污的重要举措。以工业热泵和热电池为主的工业加热电气化技术在技术经济、能耗和碳污排放控制方面已具有一定优势。然而，推动中国工业加热的电气化仍存在阻碍，能源价格之间的差异和电气化设备的可用性等因素严重限制了中国工业加热电气化的进程。未来需以工业部门降碳减污协同治理为抓手，进一步对新技术采取财政激励、制定能效与排放标准、支持研发、工业企业教育等一系列措施促进工业加热电气化的推广。

一、背景

中国制造业产生的二氧化碳排放量占全国总排放量的 61%，其中近四分之三与工业加热过程有关。为了实现中国的气候目标和工业部门净零碳，必须对工业加热过程进行脱碳。如果中国电网同样实现脱碳，那么直接电气化就是规模、高效供应这些热量的最实用手段。

中国的制造业以五个能源密集型子行业为主：黑色金属、化工、非金属矿物（如水泥）、石油精炼和有色金属，2021 年，这五个行业的能源使用量占中国制造业能源使用总量的 86%。制造业终端能源使用约 70% 为化石燃料，而电力仅占 24%。同时，2023 年，中国总发电量中燃煤发电占 66.3%^[24]。

工业加热占中国制造业总能耗的 73%^[25]，从金属冶炼到不同材料和化学品的加热、干燥和蒸馏，工业加热涉及多种工艺流程。中国几乎 100% 的工业加热能源都由化石燃料提供。这些生产工艺对温度的要求各不相同，而升温范围对于确定最合适的电力技术供热至关重要。黑色金属和非金属矿物是中国需要大量高温（超过 1100°C）工艺热量的两个行业（图 4-1A）；中国超过三分之一的工业供热需求属于这一温度范围（图 4-1B）。低温工业用热（低于 150°C）和中低温用热（150-300°C）也各占工业部门工艺加热需求的四分之一（图 4-1B）。

除温度因素外，化工和石油精炼等行业可能拥有非常复杂的集成系统来满足热能和能源需求，这可能会增加电气化过程的复杂性^[26]。而食品、饮料和纺织等其他行业的系统可能相对简单，更容易实现电气化。

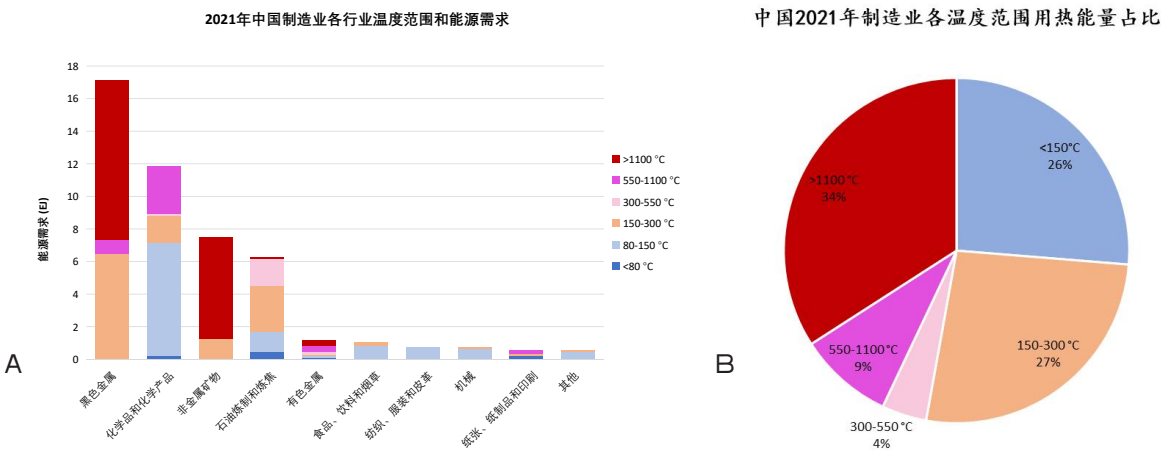


图 4-1. A) 中国制造业各行业的工艺热能需求和温度要求（2021），
B) 中国制造业各温度等级的工艺热能需求（2021）。资料来源 [27, 28]
资料来源 [27,28]

二、工业加热电气化技术

各种电气化技术都能为工业流程制热（附录表 1）。本报告的技术经济比较部分（如下）重点关注三种特定的电气化技术：电阻式电锅炉、工业热泵和热电池（包括在附录表 1 中），因为这些技术广泛适用于许多工业行业（包括蒸汽发电），并可与化石燃料替代品（如天然气或燃煤锅炉和热电联产（CHP）系统）进行比较。其他电气化技术的适用范围通常较窄（如用于切割和焊接金属部件的激光、用于干燥油漆和涂层的红外加热，或用于熔化钢材和切割金属板的电弧）。

电阻锅炉为人熟知，但工业热泵和热电池却鲜为人知。与附录表 1 所列的其他电气化技术相比，热泵和热电池可以降低工业企业的用电成本。热泵由于能源效率极高所以降低了成本，而热电池则使企业能够购买特别便宜的电力（即在电网供过于求的时段或从廉价的离网风力和太阳能发电中购买电力）。下文介绍了工业热泵和热电池技术，侧重性能和效率方面。详细的成本和排放比较见技术经济比较部分。

（一）工业热泵

热泵是为工业流程提供低温热量最有效和最具成本效益的方法。热泵的效率可比其他电气化技术高出数倍，因为热泵不是将输入的电能转化为热量，相反，它将热量从低温区域转移到

高温区域，操作方式与冰箱或空调非常相似。

工业热泵可以从热源（如空气、地面或其他工业流程产生的废热）提取热量，并输出温度高达 165℃ 的热量。温度升得越高，热泵的效率就越低。热泵的效率用性能系数（COP）表示，100% 的电热转换相当于 COP 为 1。将温度提高 40 至 60℃ 的热泵的 COP 通常为 3 至 4，这意味着它们的效率是理想电阻加热器的三至四倍。即使是将输出温度配置在 165℃（将温度升高约 130℃）上限范围内的热泵，其 COP 也为 1.5，比理想化的电阻加热器节能 50%。

热泵效率提高的独特性不管如何强调都不为过：没有任何其他电加热技术或燃料燃烧方法的制热效率能超过 100%。因此，对于低温供暖而言，通过热泵直接电气化是一条极具成本效益的途径。

尽管如此，将工业设施升级为使用热泵在技术上仍具有挑战。热泵的物理尺寸通常大于具有同等热输出能力的蒸汽锅炉，这可能会在改造空间有限的现有设施时造成困难^[29]。此外，目前最高产能的热泵的最大输出功率（每秒热量输出）低于最高产能的锅炉^[29]。尽管这可以通过在一段时间内均衡蒸汽需求来解决（因此需要最大功率较低），和 / 或通过使用两台热泵，其输出功率可根据蒸汽需求的变化进行调节，这与运行一台大型锅炉相比可以节约能源。

工业热泵在满足中国工业需求方面潜力巨大。2021 年，中国约有 7,000PJ 的工业非电能需求，即 13% 的工业非电能需求属于热泵的可行温度范围（本报告中采用的温度上限为 165℃）^[25]。这一结论与国际能源署和清华大学的研究人员的估计完全一致，他们发现，假设热泵的供热温度高达 200℃，理论上热泵可以满足中国 15% 的工业用热需求^[29]。随着热泵技术的改进和中国工业从能源密集型向低能耗型工业的转型，工业热泵的潜力将继续增加。能够有效利用热泵的行业包括食品和饮料（干燥、巴氏杀菌、煮沸、熏制）、纸浆和造纸（干燥、漂白）、金属制品（酸洗、脱脂、电镀）、塑料制品（注塑成型）、纺织品（着色、干燥、洗涤、漂白）和木制品（干燥、染色、胶合），以及其他各种需要热水或蒸汽的行业^[30]。有关工业热泵的商业现状，请参见附录中的 A.2 节。

（二）热电池

大多数工业用热需求的温度太高，热泵则无法提供。对于这些工艺，热电池通常是一种可行的选择。热电池又称热能电池，可将电能转化为热能，并可储存数小时至数天，在需要时再释放出来。它们能够在高达 1,700℃ 的温度下提供热量^[31]。这样的温度足以满足中国至少三分之二的工业供热需求（最高达 1,100℃，见图 4-1B），以及超过 1,100℃ 的部分需求。热电池是大多数工业用热需求的可行选择，但主要的例外情况是初级钢铁（需要通过化学方法将铁矿石还原成金属铁）、激光焊接或等离子切割等精密应用，以及利用电加热特殊性能的应用（如无线电波能够均匀地穿透并加热材料的内部和外部）。

热电池包含大量的蓄热材料（如砖块或石墨），这些材料具有很高的比热容，在高温下可抵抗化学分解。蓄热材料被封闭在一个高度隔热的外壳中，以最大限度地减少热量损失，在某些系统中，每天的热量损失率仅为 1%^[31]。电线与电池内部的电阻加热器相连，电阻加热器将电能转化为热量，被储存材料吸收。当工业设施准备使用这些热量时，可通过以下两种方式从电池中提取热量：1）通过储热材料用泵输送空气或蒸汽，吸收热量后用于工业流程或热交换器；或 2）打开电池外壳上的百叶窗，通过从加热的储热材料中发射红外线和可见光来传输能量（图 A.2）。这种将热量储存在电池中，然后再提取出来的过程非常高效，往返效率高达 95%^[31]。

虽然锂离子等其他电池也具有储能的能力，但热电池的单位容量购置成本要低得多。本文所述的工业热能电池是一种新技术，目前仅有小规模生产，因此有关其购置成本的信息非常有限。但一旦大规模生产热能电池，估计其单位容量成本仅为 27 美元 / 千瓦时，而锂离子电池则为 150 美元 / 千瓦时^[32,31]。这一价格优势得益于其简单的组件，包括不依赖稀土金属。

工业热电池可在离网或并网配置中使用，并从中获利，但在每种情况下所带来的效益都不尽相同。有关每种方法对中国工业部门的益处和实用性的全面探讨，请参阅附录第 A.3 节“热电池：并网还是离网？”

有关工业热电池的商业状况，请参见附录第 A.2 节。

三、技术经济比较

（一）数据输入和假设

以中国为重点，对三种电气化加热技术及其它替代技术进行了详细的比较分析；下文将讨论分析结果。关于所使用的数据、方法和假设的完整说明，请参见附录第 A.4 节。

（二）数据分析结果

1. 成本比较

各种工业用热技术的平准化成本比较（图 4-2A 包括资本支出（CAPEX）、能源支出（基于附录表 A.2 所示价格，含购买能源的税费）和非能源运营支出（OPEX），如人工成本和维护成本，以及 2030 年的预期潜在碳成本。详细分析结果列于附录表 A.4：低温工业热泵的平准化成本为 38 美元 / MWh_{th}（260 元 / MWh_{th}），比燃煤热电联产低 15%，比天然气热电联产低 20%，比天然气锅炉制热便宜 27%，比电锅炉制热便宜 60%。

在没有政策或其他市场干预的情况下（例如，不考虑未来的碳成本），中国的燃煤锅炉目

前供热平准化成本最低。然而，如果考虑到 2030 年的预计碳成本（130 元 / 吨 CO₂，或 19.5 美元 / 吨 CO₂），工业热泵将是为温度低于 100℃ 的工业供热成本最低的选择。

对于 100-165℃ 的工业用热，使用工业热泵制热的平准化成本约为 58 美元 / MWH_{th}（391 元 / MWH_{th}），比在 80-100℃ 范围内运行的热泵高出约 50%，这主要是由于热泵在提供更高的温度时效率较低（图 2）。高温工业热泵产生的热量比天然气锅炉和天然气热电联产产生的热量的成本分别只高出 10% 和 20%（考虑到 2030 年的预期碳价，这些成本差距会更小），因此热泵在这些温度范围内可以与天然气竞争，特别是因为高温工业热泵的价格可能会下降，而且随着研发和生产规模的扩大，效率可能会进一步提高。

我们对热泵成本的研究结果与国际能源署和清华大学的研究结果一致，他们发现 COP 值为 3 的工业热泵介于本报告中两种热泵的 COP 值之间（2.2 和 3.7，详见附录表 A.3）。成本为 40 美元 / MWH_{th}^[29]，与本报告中两种热泵变体（2.2 和 3.7，见附录表 A.2）的估算成本相差无几。

工业热电池可满足温度远高于热泵的供热需求，成本为 46 美元 / MWH_{th}（314 元 / MWH_{th}），介于两种热泵变体之间。目前，热电池与两种天然气锅炉技术相比具有竞争力，考虑到 2030 年的碳价后，与燃煤技术相比也同样具有竞争力。

请注意，图 4-2A 中的成本并没有考虑化石燃料的使用所造成的公共健康损害，如颗粒物排放导致的过早死亡。也没有显示温室气体（GHG）排放对气候损害的货币化（除了考虑明确的每吨二氧化碳 130 元的碳价，该价格可能不够高，不足以完全涵盖所有气候损害的价值）。此外，燃煤设备必须满足当地空气质量影响的严格标准，这涉及到废气处理的前期资本和持续运营成本，这些在图 4-2A 中均未显示。因此，图 4-2A 低估了非化石技术的效益。

2. 能耗

工业热泵的能效比本分析中的所有其他制热技术都要高得多。例如，低温工业热泵的单位产热能耗仅为燃煤锅炉的 20%（图 4-2B）。高温工业热泵生产相同数量热量所消耗的最终能源只有燃煤锅炉的三分之一。即使与热电联产系统、电锅炉和热电池等其他替代品相比，工业热泵的供热效率也要高得多。

非热泵技术之间的效率差异较小，但由于电阻与燃烧相比效率更高，因此通常更倾向于电气化技术。在温度较高和没有余热回收的应用中（锅炉通常会重新使用热冷凝水，并可能使用热废气预热给水），电阻技术相对于燃烧技术的效率优势会更加明显。

3. CO₂ 排放量

从 CO₂ 排放量来看，工业热泵是中国热能生产中碳强度最低的选择之一。如图 4-3A 所示，如果将热泵发电产生的二氧化碳排放量计算在内，低温（80-100℃）工业热泵的二氧化碳排放量

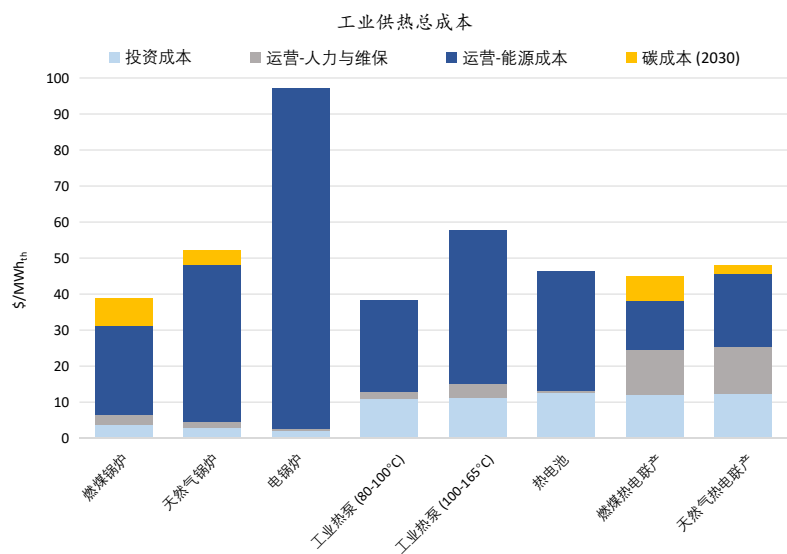


图 4-2A. 包含资本支出、能源和非能源运营支出的平准化总成本，以及 2030 年各种工业用热生产技术的预测碳价成本。

注：1) 为煤炭和天然气技术纳入 2030 年的估计碳价，以说明设备运行年份的成本比较，假定国家排放交易计划将从电力部门扩展到工业部门。2030 年的碳成本是根据 2022 年中国碳价调查估算的^[33]。这里使用的成本是 130 元 / 吨二氧化碳，或 19.5 美元 / 吨二氧化碳。2) 电气化技术，包括电锅炉、工业热泵和热电池，没有额外的碳成本，因为它们的能源来源是电力，而电力属于国家排放交易计划的覆盖范围。目前的碳价反映在电价中^[34]。虽然 2030 年电力供应商支付的碳价会比现在高，但中国电网的碳强度会更低，清洁发电技术的成本也会更低，因此不应认为考虑了更高的碳价，2030 年的最终电价也会更高。因此，本图中我们没有对电气化技术增加潜在的碳成本。

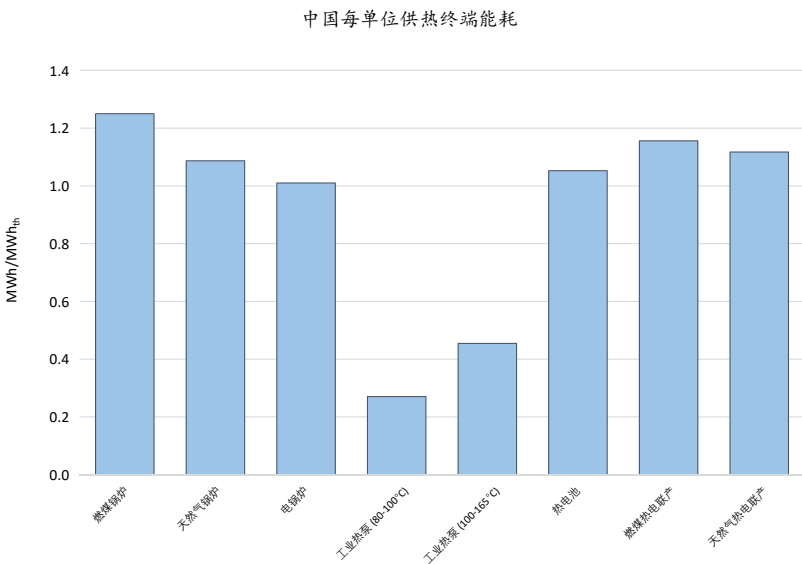


图 4-2B. 使用工业热泵和替代技术的单位热量最终能耗。

注：输入的能源可以是热能（单位为兆瓦时热，MWh_{th}），也可以是电能（单位为兆瓦时电，MWh_e）。因此，我们使用 MWh/MWh_{th} 作为单位和指标来评估生产单位热量的最终能源强度。

分别比天然气、煤炭和电锅炉低 26%、60% 和 73%。与燃煤热电联产系统相比，低温工业热泵的二氧化碳排放量减少了 53%。对于温度较高（100-165℃）的工业热泵，每单位热量的 CO₂ 排放量分别比燃煤热电联产机组、燃煤锅炉和电锅炉低 21%、33% 和 55%。

如上所述，本分析采用中国 2021 年的电网排放系数（0.581 吨 CO₂/MWh）来计算所有电力技术制热的 CO₂ 排放强度。这就是为什么电锅炉和热电池是图 3A 中排放最高的技术。热电池的排放强度略高于电锅炉，因为热电池在储热时会有热损失，而锅炉会立即使用其产生的热量。此外，我们假定热电联产装置产生的电力将减少从电网购电的需求，因此热电联产技术的直接排放部分被无需耗电而避免的排放所抵消。考虑到天然气热电联产机组能够抵消中国重煤电网产生的二氧化碳排放，以及天然气相对于煤炭的二氧化碳排放强度较低，天然气热电联产机组是 2021 年中国工业热力生产中二氧化碳排放强度最低的选择。然而，随着中国电网的脱碳，结果将大不相同。

研究表明，要实现中国的碳中和目标，中国的电力行业需要在 2050 年前实现零排放或负排放^[35]。假设中国实现了这一目标，那么 2050 年中国的电网排放系数将为零。因此，工业热泵、热电池和电锅炉将不会排放二氧化碳（图 4-3B）。同时，热电联产机组将不再抵消电网的 CO₂ 排放，因此其排放强度将高于 2021 年。这一结果突出表明，要通过电气化实现工业用热的脱碳，中国电力行业必须先实现脱碳。

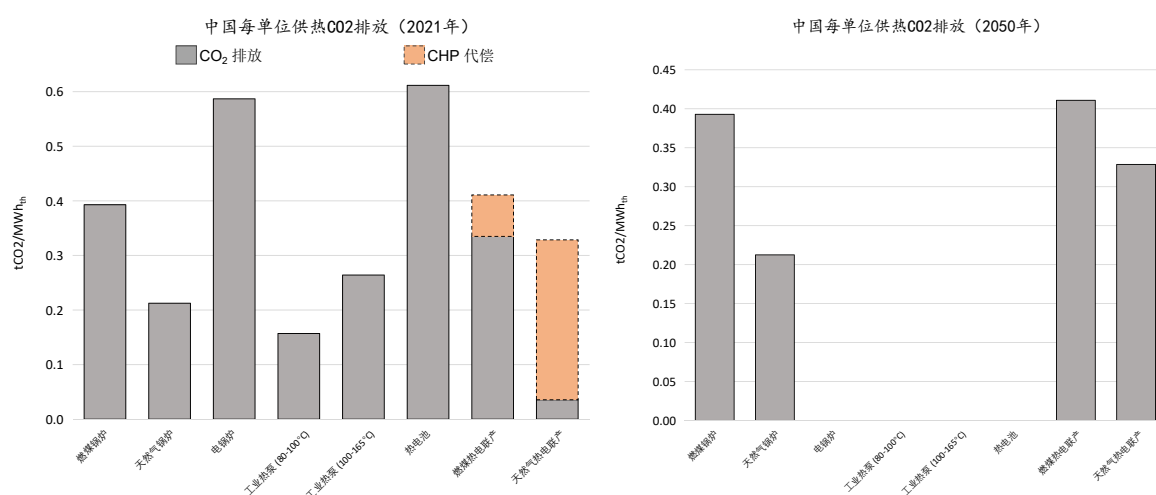


图 4-3. A) 中国（2021）各种技术生产单位热量的 CO₂ 排放量。

B) 假设电网完全脱碳，中国（2050）各种技术生产单位热量的 CO₂ 排放量。

注：1) 基于 2021 年中国电网排放系数；2) 考虑了热电联产机组现场发电抵消电网 CO₂ 排放。

4. 常规污染物排放

除温室气体外，化石燃料燃烧还会排放常规污染物，如氮氧化物（ NO_x ）、氧化硫（ SO_x ）、粗颗粒物（ PM_{10} ）和细颗粒物（ $\text{PM}_{2.5}$ ）。这些污染物会导致肺病、哮喘、心脏病发作和过早死亡等健康问题。2021 年，电力技术的污染物排放量低于燃煤锅炉和燃煤热电联产，但高于天然气技术，这反映了中国电网的电力来源组合（图 4）。到 2050 年，假定中国实现目标、电网实现脱碳，因此电加热技术将不会造成常规污染物排放（图 4，绿色方框内为电力技术）。

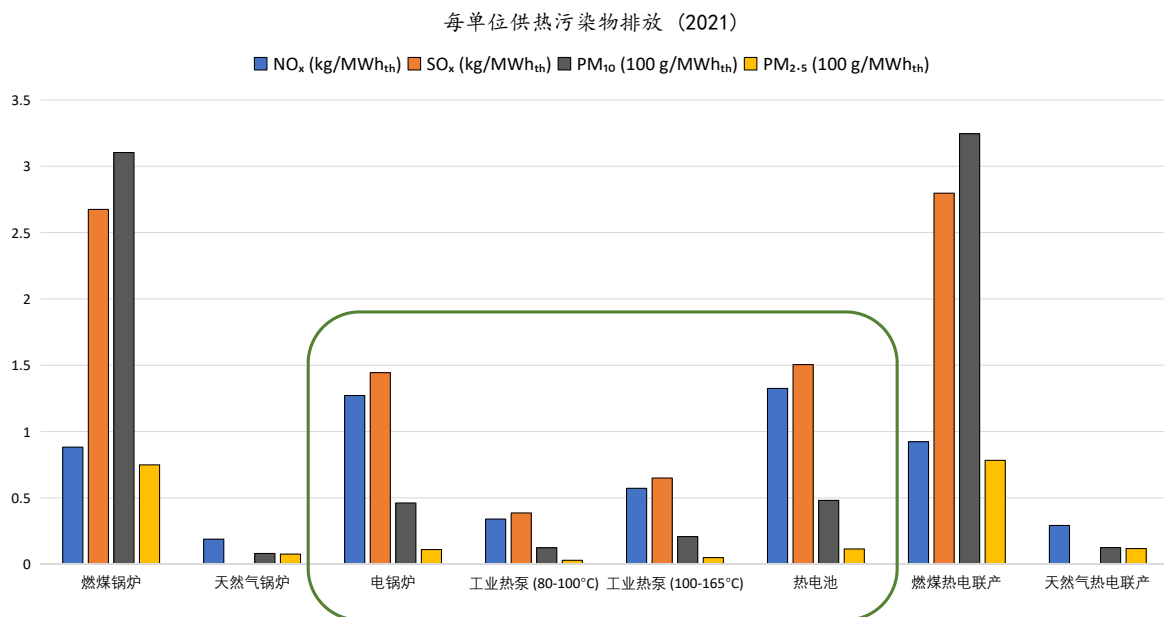


图 4. 2021 年中国单位供热量的传统污染物排放量。假设电网完全脱碳，2050 年绿色方框内的技术将没有污染物排放。

5. 分析结果摘要

总体而言，分析结果表明，根据工业热泵和热电池的平准化制热成本，它们在中国具有很强的竞争力。在不考虑碳价的情况下，低温工业热泵的成本在所分析的替代技术中仅次于燃煤锅炉。但如果考虑到将来的碳成本，低温工业热泵是最便宜的技术。热电池和高温工业热泵的成本较高，但与化石技术相比仍具有广泛的竞争力，尤其是在考虑到碳成本、环境限制和当地可再生资源的情况下。

与本分析中考虑的所有其他技术相比，工业热泵的高能效可节省 50-80% 的最终能源使用总量。与化石替代品相比，热电池只能节约少量能源，但它们允许在电网电力过剩时购买能源，

从而限制了工业用电需求对新电网基础设施或发电能力需求的影响。从二氧化碳排放量来看，考虑到天然气热电联产机组抵消电网电力购买的部分，2021 年天然气热电联产机组的排放量最低，但随着中国电网的脱碳，所有电力技术都将实现零排放（热电联产技术的排放强度将上升），因此电力技术是工业供热脱碳的最佳长期解决方案，符合中国的国家排放目标。

四、障碍与政策选择

虽然在中国工业供热中采用清洁直接电气化是实现国家排放目标的关键一步，但这一能源转型仍面临几大障碍。其中最主要的是可再生能源电力与化石燃料（尤其是煤炭）之间的价格差异，以及电力部门完全转向零碳能源所面临的更广泛挑战。此外，某些类型工业设备的电气化技术有限，以及其他技术障碍也会带来挑战。附录第 A.6 节将深入探讨这些障碍。

克服障碍和促进工业电气化的主要政策方法包括

- **对新技术的财政激励（资本支出）：**政府可提供设备退税，以降低新工业设备的成本，并提供改造补助金，帮助支付设备安装费用，补偿企业损失的生产时间。政府还可通过低息贷款、贷款损失准备金、贷款担保或出售免税债券等工具，为工业电气化项目融资，从而改善获得低成本融资的途径。
- **能效和排放标准：**温室气体或常规污染物排放标准可以鼓励电气化，从而消除工业设施的排放。能效标准应该中立于技术和燃料，这样企业就可以通过改用比化石燃料使用效率更高的电力来达到标准。标准的设计应随着时间的推移而不断收紧，从而推动持续创新和改进。
- **绿色政府采购：**政府可以从用于购买工业产品（如公共建筑和基础设施中使用的钢材或水泥）的资金中拨出一部分，用于采购温室气体排放量低或为零的材料，从而为清洁技术创造一个有保证买家的受保护市场，使其能够扩大规模。
- **研发支持：**政府可为研发提供资金支持，以改进清洁工业技术；政府实验室可与私营企业和学术机构合作（公私合作伙伴关系）；还可资助试验或示范工厂，以帮助技术从实验室过渡到市场。
- **免于停产令：**在高污染日停产令要求中，给予使用电气化加热设备的企业豁免以持续运营。
- **企业培训：**教育活动、技术指南和案例研究可帮助工业企业管理者熟悉电气化技术方案及其益处。
- 通过补贴清洁供热生产或使用清洁供热生产的商品材料、资助电力系统升级（如向工业

设施输送电力的线路和变压器）、扩大国家排放交易计划系统以涵盖工业企业、使用碳差价合约来弥补支付碳价与采用清洁生产方法之间的成本差距，从而**促进煤电**价格平价。

- **扩大省际电力交易：**将可再生能源发电能力丰富的西部省份的可再生能源输送给制造商。步骤包括扩大输电基础设施和发展省际现货电力市场。
- **利用中国绿色能源证书（GEC）制度的最佳实践：**确保清洁能源不被重复计算，并帮助企业在国内和国际上获得使用清洁能源的信用。
- **逐步淘汰工业设施的自备化石燃料发电：**中国 13% 的火力发电能力不是在发电厂，而是在工业设施自备发电，其中 97% 依赖煤炭。这些设施应转向购买电网电力（或在可行的情况下通过零排放资源自发自用）。

附录第 A.6 节对每个政策方案都有更详细的解释。

五、政策建议

中国制造业的 CO₂ 排放量占全国总量的 61%，其中近四分之三与工业加热过程有关。因此，要实现中国的气候目标，就必须实现中国工业加热过程的脱碳。如果能得到快速脱碳的电网的支持，直接电气化将是供应这些热量的最实用、最节能的方式。幸运的是，电气化技术可以在不同行业所需的各种温度范围内提供热量。工业热泵在较低温度范围内（165℃以下）具有无可比拟的效率，因此非常适合食品、饮料、纺织和其他行业。在较高温度范围内，热电池可提供高达 1,700℃ 的热量。在并网和离网配置下，配合增长的可再生能源部署，热电池可大幅降低企业用电成本，帮助缩小企业面临的电力与煤炭之间的价格差距。当并网使用时，热电池应用企业可以在电力充足时用电，而在电力不足时不购电，从而帮助平衡电网。

为促进这些技术的应用，有必要采取政策干预措施，包括支持研发、教育工业企业、促进煤电平价的机制、清洁生产的财政激励措施以及能效和排放标准。政策制定者应优先考虑能带来最大效益的工业设施电气化地区，如电网脱碳程度较高的地区、受本地排放污染影响的地区以及有低碳发展目标的地区。在具体行业中，政策制定者可根据技术成熟度和电气化设备的经济承受能力，优先考虑某些类型设备的电气化。此外，中国的政策制定者还可以利用有针对性的电力部门改革，使工业企业更容易采购清洁电力，例如扩大现货市场的省际电力交易，并使中国的绿色电力证书与国际最佳实践保持一致。

工业热泵和热电池在性能、成本竞争力和减排方面表现优异，建议在部署这些技术时首先制定计划，支持中国在这两项技术方面开展工业试点项目。这将积累该领域工程性能以及长期运营成本方面的数据，并向工业企业证明，这些技术将是实现其设施脱碳的有效解决方案，且

不会降低成本、性能或产品质量方面的竞争力。

尽管未来的挑战是复杂和多方面的，但中国庞大的现代化工业产能意味着中国有潜力成为电气化工业加热设备的最大制造商和最大用户。有了正确的政策方针，中国可以成为清洁工业技术的领导者，并实现其气候目标。

05 降碳减污法规制定与执行

降碳减污协同增效理念的推行需要在法律法规体系建设层面进行深度融合与高效执行。当前，我国环境法律法规体系虽已初具规模，但在应对气候变化、促进碳减排与污染治理协同方面仍显不足。法律空白、立法分散、规范冲突及执行乏力等问题亟待解决。随着生态环境法典编纂的推进及环境公益诉讼的兴起，为构建更加系统、协同的法律框架提供了新契机。环境立法需要进一步深入剖析如何在法典编纂中融入降碳减污协同理念，优化环境法基本制度，同时探索通过公益诉讼制度创新，强化司法力量在环境保护特别是碳减排领域的作用。通过完善环境公益诉讼落实降碳减污协同理念也是加强降碳减污法规执行的重要环节，通过保障多元主体参与环境公益诉讼，促进环境立法的有效实施。

一、背景

本章节旨在对降碳减污协同增效理念在法律法规制定与执行中的贯彻问题进行研究，为国合会研究工作提供前期支撑。现行环境法律法规及其执行与降碳减污协同增效理念的要求尚存差距。一是目前尚未制定法律位阶的《应对气候变化法》。该法酝酿多年但尚未被列入全国人大常委会立法规划的正式立法项目。二是已有气候变化立法来源分散且位阶不高。《碳排放权交易管理条例》只是针对单项制度的规定，大部分气候变化立法是生态环境部、国家发改委等部委发布的部门规章以下的规范性文件。三是气候立法与相关环境、资源、能源法规的关系不明。目前我国已在生态环境保护领域颁行 30 多部法律、近 100 部行政法规，涉及污染控制、自然生态保护、绿色低碳发展等各领域，内容分散且相互重复、冲突，需要按照降碳减污理念推进整体性、系统性、协同性立法。四是气候法规执行不力。行政监管执法面临碳排放来源广泛且体量巨大的挑战，公益诉讼司法面临预防气候风险不确定性的挑战，公众参与面临气候问题复杂性、利益广泛性等特征的挑战。

现行的立法与司法实践为落实降碳减污协同增效提供了机会。在法规制定层面，可以借助生态环境法典编纂的契机在更高的整体层面增进降碳减污规则的协同。现行大气污染防治、森林等生态系统保护、可再生能源、资源综合利用等领域的环境法律法规需与气候变化法相协调，规划、监测、标准、环评、许可、应急、修复等环境法基本制度也均有拓展降碳功能的空间。

在法规执行机制层面，旨在调动司法力量保护环境的公益诉讼制度亟需适应降碳减污的需要进行创新。目前检察机关是提起民事与行政公益诉讼的主力军，需要在大气污染防治等公益诉讼案件中拓展降碳减污协同诉求，并且与法院一同探索降碳减污协同增效的裁判规则。不仅如此，气候变化问题错综复杂且牵涉广泛的社会利益，环境公益诉讼也要为公众与社会组织理性参与气候法规的执行提供渠道。

本章节将探讨与分析如何按照降碳减污协同增效理念更新现行法律法规及其执行，并且以正在编纂中的生态环境法典以及蓬勃发展中的环境公益诉讼为重点。报告首先探讨通过生态环境法典编纂贯彻降碳减污协同理念的基本思路，以及在总则编、污染控制编、绿色低碳发展编中的具体贯彻路径。进而分析通过完善环境公益诉讼来落实降碳减污协同理念的基本思路，以及在民事公益诉讼、行政公益诉讼中的具体落实路径。最后，报告提出针对降碳减污法规制定与执行的政策建议。

二、通过生态环境法典编纂贯彻降碳减污协同理念

（一）生态环境法典编纂贯彻降碳减污协同理念的基本思路

1. 生态环境法典编纂的工作进展、基本结构与主要内容

生态环境法典编纂旨在梳理、分类与整合目前以 34 部环境法律为主的环境立法体系，并且按照生态文明理念全面、系统地更新现行环境法律制度。目前生态环境法典编纂已被列入十四届全国人大常委会立法规划的一类立法项目，将于 2024 年年底前提交人大常委会审议，并拟于 2026 年 3 月或 2027 年 3 月的大会通过。经过学界与实务界的前期研究，生态环境法典编纂将以“可持续发展”为价值核心和逻辑主线、以“生态环境法典”命名、选择“适度法典化”模式、采用“总则 - 分编”结构。

2019 年以来中国法学会环境资源法学研究会组织全国环境法学者，起草了由总则、污染控制编、自然生态保护编、绿色低碳发展编、生态环境责任编构成的《生态环境法典专家建议稿（草案）》，这一五编制结构为全国人大法工委开展法典编纂工作奠定了基础。其中，总则编提取现行立法的共通性规范，包含立法目的、基本原则、基本制度等内容。污染控制编以编订为主，优化提炼污染控制法律规范，建立以保障公众健康为核心的污染控制法律制度体系。自然生态保护编以纂修为主，系统整合自然保护法律规范，建立“山水林田湖草沙”统筹治理的自然生态保护法律制度体系。绿色低碳发展编统筹编订纂修，补充完善绿色低碳发展法律规范，建立“尊重自然、顺应自然”的绿色低碳发展法律制度体系。生态环境责任编通过界定“生态环境法律责任”的概念建构法律责任制度及其救济体系，提高生态环境法典的裁判规则供给能力。

在法典编纂完成后，现行污染防治类单行法将被废止，相关自然生态保护类单行法则将根据法典进行全面修订，绿色低碳发展类单行法则视具体情形被废止或修订。

2. 贯彻降碳减污协同理念的基本思路

生态环境部 2021 年发布的《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》（环综合〔2021〕4 号）将“突出协同增效”确立为基本原则之一，要求“协同控制温室气体与污染物排放，协同推进适应气候变化与生态保护修复等工作，支撑深入打好污染防治攻坚战和二氧化碳排放达峰行动。”以“降碳减污协同增效”为重点的“双碳”法治建设不是针对单一事项立法，要求秉持整体法治理念，重视立法对象之间的内在关联性，在制度设计上为大气污染物和温室气体排放协同治理提供法律依据，这一综合性立法需求只能通过当前的生态环境法典编纂得以实现。

在生态环境法典的五编制结构中，总则编、污染控制编与绿色低碳发展编是贯彻降碳减污协同理念的重点部分。总则编作为统领法典各编的基础性与综合性规范，需在立法目的与基本原则层面上融入降碳减污协同增效理念，并且拓展生态环境规划、标准、调查监测、环境影响评价、许可等制度的降碳减污协同功能。污染控制编将整合与更新目前所有的污染防治立法，尤其是大气污染防治立法，拓展在环境质量标准与污染物排放标准、污染控制规划、排污许可、环境保护税等污染控制制度的降碳功能。在此基础上，绿色低碳发展编重点提供超出总则编与污染控制编调整范围的专门降碳法律制度，吸收现行《可再生能源法》《节约能源法》《循环经济促进法》《清洁生产促进法》等绿色低碳发展立法，并对应对气候变化作出专门规定。

（二）降碳减污协同理念在污染控制编的贯彻

1. 污染控制编的核心理念、基本结构与主要内容

污染控制编以现行污染防治立法为基础进行编纂，以科学整理现行污染防治单行法以实现其体系化和吸纳打赢“污染防治攻坚战”“降碳减污协同增效”等最新的生态文明体制机制改革制度成果为预期目标。污染控制编编纂以可持续发展为逻辑主线，预期贯彻的核心理念是坚持可持续发展系统理论下污染控制的整体观，可持续发展空间维度下环境要素之间的联系观，可持续发展“以人为本”理念下保障人类健康的价值观。

在基本结构及其主要内容上，污染控制编共有十章内容，整体上按照“总一分”逻辑结构具体展开制度设计：第一章为“一般规定”，主要规定的是污染控制基本规定以及污染防治规划、污染控制领域基准与标准、排污许可与重点污染物总量控制、环境保护税等一般制度；第二至第九章分别规定的是水污染控制、海洋环境污染控制、大气污染控制、土壤污染控制、固

体废物污染控制、噪声污染控制、放射性污染与电磁辐射污染控制、有毒有害化学物质与新污染物环境风险管控；第十章规定行政法律后果，包括第一节规定的污染控制法律责任一般规定，以及第二至九节分别对应第二至第九章规定的污染控制行政法律责任。

2. 降碳减污协同理念在章节设置与条文内容中的体现

我国在推进“双碳”工作时，既明确了以“降碳”为战略方向，又确定了“降碳减污协同增效”的实现路径。污染控制编以现行污染防治立法为基础进行编纂，这是创设降碳减污协同治理制度的重点，主要体现在以下三方面。

第一，更新污染控制立法理念。包括以下几个方面的内容：第一，完善法律原则，在“坚持预防为主、防治结合、综合治理、污染担责原则”基础上引入“降碳减污协同治理原则”，以发挥原则条款的立法功能，为污染控制编具体制度部分增设协同规定温室气体排放制度提供指引与依据。目前对仅在总则编中规定基本原则条款，还是同时在各分编中规定原则条款，尚在讨论中，未形成定论。本研究建议在总则编规定基本原则基础上，污染控制编将“降碳减污协同治理原则”纳入其中。第二，完善“政府环境污染防治监督管理职责”条款，规定为“地方各级人民政府应当对本行政区域的环境质量负责，加强对环境污染防治工作的领导，采取措施防治环境污染，组织、协调、督促有关部门依法履行污染防治以及协同控制温室气体的监督管理职责。”第三，完善“环境污染防治监督管理机构”条款，该条款可以完善为“国务院生态环境主管部门对全国环境污染防治工作与温室气体减排工作实施统一监督管理。”

第二，完善污染控制一般制度。污染控制编的一般制度是普通适用于多种类型的环境污染控制的共性制度。目前，污染控制编规定的污染控制的一般制度主要包括“污染控制规划”“污染控制领域基准与标准”“排污许可与重点污染物总量控制”“环境保护税”等，可契合降碳减污协同治理需求完善以下几个方面：第一，完善污染控制规划制度，将大气污染物与温室气体协同控制的目标及其要求纳入污染防治规划中。第二，完善污染控制领域基准与标准制度，在厘清降碳减污复杂多元效应关系的基础上，将温室气体控制要求融入环境质量标准与污染排放标准体系中，强化污染物排放标准与碳排放标准的衔接与融合，为降碳减污协同治理制度实施提供支撑。第三，完善排污许可制度，在污染控制编的排污许可制度中融入与整合碳排放许可制度内容，发挥排污许可制度实现降碳减污协同治理的基础性制度功能。

第三，在大气污染控制专章针对性创设专项制度。污染控制编设置大气污染控制专章，在一般规定基础上针对重点区域、重点行业的大气污染行为构建具体制度。为实现大气污染物与温室气体的协同控制，重点区域、主要行业以及关键环节的协同治理是重点，具体制度路径包括：第一，在重点区域大气污染联合防治制度中增设降碳减污协同治理的规定。进一步完善“统筹协调重点区域内大气污染防治工作”“制定重点区域大气污染联合防治行动计划，明确控制目标，

优化区域经济布局，统筹交通管理，发展清洁能源，提出重点防治任务和措施，促进重点区域大气环境质量改善”的规定，将统筹温室气体控制与大气污染物控制作为促进重点区域大气环境质量改善的重要组成部分。第二，大气污染控制专章中大部分条款是针对燃煤、工业、机动车船、扬尘、农业和其他大气污染等领域行业分别制定具体的大气污染控制制度，建议在这些具体规定之前，增加一个条文，规定根据不同行业的大气污染物与温室气体控制的效果与路径，制定协同减排的指标体系、开展综合目标管理。第三，针对重点行业、重点大气污染物治理的特殊性，精准精细地制定大气污染防治协同控制制度体系，包括：制定重点行业大气污染深度治理与节能降碳一体推进制度；制定钢铁、水泥、焦化行业及锅炉超低排放改造制度；制定大气污染物与温室气体排放协同控制改造提升工程激励与试点制度；制定 VOCs 等大气污染物治理源头替代措施优先制度；制定大气污染治理设备节能降耗、激励大气污染治理设备自动化智能化运行制度；制定移动源大气污染物排放和碳排放协同治理。

（三）降碳减污协同理念在绿色低碳发展编的贯彻

1. 绿色低碳发展编的核心理念、基本结构与主要内容

党的二十届三中全会明确要求“加快经济社会发展全面绿色转型”，推进“绿色低碳发展”。在此基础上，中共中央、国务院印发了《关于加快经济社会发展全面绿色转型的意见》，这是中央层面首次对加快经济社会发展全面绿色转型进行系统部署。绿色低碳发展致力于实现经济可持续，故绿色低碳发展编的调整范畴兼顾环境保护和经济发展两大领域，并通过推动经济发展低碳转型升级以落实“两山论”，实现环保和经济发展的统一。由此，本编治理手段倚重倡导性、鼓励性的、柔性手段的运用，并辅之以义务性、强制性手段。

绿色低碳发展编以“先总后分再总、先国内后国际、先既定后未定”为编纂思路，以“清洁生产（前端）—绿色流通（中端）—绿色消费（后端）”的经济闭环为形成逻辑，对既有法律规范予以取舍；同时保持法律体系的适度开放性与发展性，根据绿色低碳发展的政策启示与时代要求关照到绿色能源、气候变化应对、国际合作等社会重要问题。据此，本编可形成“基本规定+资源能源综合利用+气候治理+行政法律后果”的结构框架，具体落实为“一般规定、清洁生产、绿色流通、绿色消费、绿色能源、气候变化应对、绿色低碳发展国际合作、行政法律责任”共八章的篇章体例。

2. 降碳减污协同理念在章节设置与条文内容中的体现

第一，在一般规定章的整体体现。一是完善基本原则。在“统筹规划、合理布局、政府推动、市场导向、共同参与”等基本内容规定的基础上，增加了“协同推进降碳、减污、扩绿、增长”的内容，以进一步突出基本原则的功能性价值，为绿色低碳发展编落实降碳减污协同理

念提供原则性和整体性指引。二是优化职责配置内容。“国务院发展改革部门负责综合协调全国的绿色低碳发展工作。国务院生态环境等有关主管部门，按照各自的职责，负责有关的绿色低碳发展监督管理工作”的基本体制规定，实际上为协同推动降碳减污确定了整体工作机制依据。三是确定降碳减污协同理念落实的基准制度。通过建立“绿色低碳发展标准体系”“温室气体排放控制制度”等法律制度，以为协同推动降碳减污提供统一的基准，为进一步开展工作提供基本的依据。四是实施推动协同降碳减污的具体方式。通过设立“鼓励发展节能环保产业”“创新管理”“鼓励支持制度”等具体制度的条款，为推动协同降碳减污的具体实现提供重要的方式支撑。

第二，在资源综合利用环节的具体体现。首先，清洁生产作为前端性控制环节，推行清洁生产工作是实现“降碳减污协同增效”的重要手段，降碳减污协同既是推行企业清洁生产工作的基本理念，又是考核企业清洁生产工作的重要指标。其次，“绿色流通”从广义的流通角度贯彻了降碳减污协同理念，具化为“绿色物流”和“循环利用”两部分。遵循以下逻辑：第一，“绿色物流”一节包含“流通减耗要求”“绿色物流体系”等物流环节的一般性规定，具体性条款依照“包装—运输—仓储”的物流活动环节依次进行规定。在具体条文上，通过“循环和综合利用”“降低资源能源消耗减少废物产生”“减量化和再利用”“绿色、减量化、可循环”等表述予以内化降碳减污协同理念。第二，“循环利用”一节包含“再制造”“废物回收体系”“产业废物交换信息系统”“循环利用国家标准”进行普遍性规定，并在接下来的条款中对重点涉及降低碳排放、减少污染以及二者协同的“循环利用国家标准”进行了详细规定，包含农业领域、林草领域、工业领域、采矿领域、建筑领域以及其他关键、新兴领域等。综上，“绿色流通”章从全环节和多领域都诠释了降碳减污协同理念，为降碳减污协同治理实施提供了制度支撑。最后，“绿色消费”章制度编排依循消费流程的基本规律，在消费流程前端，注重绿色低碳产品的认证、标识、推广及使用；在消费流程中端，主要规制重点领域的消费绿色转型；在消费流程末端，主要规制绿色消费的保障，从而实现资源节约型、环境友好型消费。

第三，在绿色能源章的具体体现。大气污染物和温室气体的排放集中在能源的开发利用过程中，实现能源结构的转型升级是落实降碳减污协同理念的重要路径。目前，促进能源结构调整的法律文本主要包括《可再生能源法》《节约能源法》等，“能源发展”章应以此类规范为参考，遵循可再生能源增加与能源节约的编纂思路，开展制度规范的设定。首先，促进可再生能源增加具体包括：一是，强调可再生能源开发利用总量目标，“通过制定可再生能源开发利用总量目标并采取相应措施，推动可再生能源市场的建立和发展”。二是，提升可再生能源电力消纳能力，“建立健全可再生能源电力消纳保障机制”。三是，强调可再生能源具体类型的发展导向，规定“生物质燃料发展”“太阳能利用促进”等内容。其次，节约能源具体包括：一是，明确节能的规划和标准，“将节能工作纳入国民经济和社会发展规划、年度计划”中，

并“依法组织制定并适时修订有关节能的国家标准、行业标准，建立健全节能标准体系”。二是涵盖具体节能领域，如“建筑物节能”“交通节能”等。最后，采取能源发展保障措施，通过制定有利的产业政策并运用财税等手段，为能源发展提供助力。

第四，在应对气候变化、国际合作章的具体体现。一是整体结构上，应对气候变化章、国际合作章以深入推动应对气候变化国家战略为规范目的，围绕当前中国气候变化应对既有的法律条文与政策文件，吸收了产业结构、温室气体排放控制、碳汇能力建设等关键性问题的针对性机制，为贯彻降碳减污协同理念的工作提供了方向。二是在应对气候变化章中，应对气候变化章围绕减缓与适应的编纂逻辑进行展开，通过温室气体排放总量和强度控制制度、气候变化统计核算制度、碳排放配额分配制度、碳排放权交易制度、碳排放监管制度、温室气体自愿减排交易制度、气候风险评估制度、提升碳汇能力制度等规定，为协同推动降碳减污提供了制度基础，为进一步开展工作提供实施依据。三是在国际合作章中，国际合作章聚焦于绿色低碳发展国际合作的深化和“一带一路”倡议的推进，制定目的在于促进国际合作向绿色低碳发展，使国内与国际协同应对气候变化。通过绿色能源国际合作、绿色产品国际贸易、绿色金融国际合作、基础设施国际合作等绿色发展国际合作重要领域的规定，细化了降碳减污协同的工作方向，推动国内与国际共同推动降碳减污协同行动的展开。

三、通过完善环境公益诉讼落实降碳减污协同理念

（一）环境公益诉讼概况与落实降碳减污协同理念的基本思路

1. 环境公益诉讼概况

环境公益诉讼是指为保护生态环境和防治污染而提起的诉讼，旨在维护社会公共利益。它包括民事公益诉讼和行政公益诉讼两种类型。民事公益诉讼是指检察机关、社会组织等主体对污染环境、破坏生态的行为提起的民事诉讼。行政公益诉讼是指检察机关对行政机关在环境保护领域违法行为提起的诉讼。根据2023年10月21日第十四届全国人民代表大会常务委员会第六次会议《最高人民法院关于人民法院环境资源审判工作情况的报告》，2018年1月至2023年9月，全国法院系统共审结不同主体提起的环境公益诉讼案件2.3万件。检察机关在民事和行政公益诉讼中扮演着日趋核心的作用。仅2023年，全国检察机关办理生态环境和资源保护领域民事和行政公益诉讼案件8万多件，为美丽中国建设贡献法治力量。

2. 贯彻降碳减污协同理念的基本思路

从整体上把握降碳减污协同治理理念，需要立足大气污染公益诉讼，充分认识到其与气候变化诉讼的重要关系。

贯彻降碳减污协同治理理念的重要抓手是大气污染公益诉讼。大气污染和气候变化同源，是指二者主要都是因传统化石燃料燃烧排放物质所造成的大气的不利改变。煤炭等化石燃料在燃烧过程中既会排放颗粒物、二氧化硫、氮氧化物等大气污染物，也会排放二氧化碳、黑碳等气候污染物（王金南等，2010）。此外，大气污染物与温室气体密切联系，在一定条件下还可能相互作用。一方面，大量温室气体排放所引起的气候变暖会加重和放大大气污染对人体健康和生态系统的影响；另一方面，大气污染也会加剧全球变暖效应。例如，辐射强度大、温度高的气候条件下，空气中的氮氧化物和挥发性有机化合物经由一连串的光化学反应生成臭氧、甲醛、乙醛等多种二次污染物。而臭氧本身既是空气污染的元凶，也是导致全球变暖的短寿命气候污染物。

恰由于大气污染和气候变化具有同源性，大气污染物排放的控制和温室气体减排具有协同效应。这种协同效应包含两个方面的内容：一方面是在控制温室气体排放会减少大气污染物排放（如二氧化硫、一氧化碳等）；另一方面是在控制大气污染物的排放及生态建设过程中减少或吸收二氧化碳等温室气体。在同源性的视角下，大气污染公益诉讼所推动的大气污染物减排也会产生一定的碳减排效应。因此，目前的大气污染公益诉讼本可以直接服务于气候变化诉讼的目的，通过司法从末端倒逼产业结构和能源结构调整，从而减少温室气体的排放。而如果二氧化碳被定性为大气污染物，纳入到与大气污染物协同治理的轨道中，大气污染公益诉讼甚至可以成为气候变化诉讼的直接路径。目前，欧盟将未纳入《欧盟排放交易指令》的二氧化碳排放纳入污染物管理，适用《工业污染物排放指令》；美国也在马赛诸萨州诉联邦环保署一案中明确了二氧化碳等温室气体符合《清洁空气法》下“空气污染物”的广泛定义，因而美国环境保护署有权对温室气体排放进行监管。

（二）落实降碳减污协同理念的民事公益诉讼路径

1. 民事公益诉讼制度与实践概况

我国的民事公益诉讼制度最早于2013年《民事诉讼法》第55条提出，对污染环境损害众多消费者合法权益等损害社会公共利益的行为，法律规定的机关和有关组织可以向人民法院提起诉讼，这是在我国的基本法律中首次对公益诉讼的规定。然而，由于当时的相关法律法规未能进一步详细规定何为机关与有关组织，在2013年民事诉讼法修改后，法院仍然难以受理公益诉讼案件。2015年环保法被称为史上最严的环保法，其中第58条明确了社会公益组织的原告资格；2017年《民事诉讼法》再次修改其中第55条，又补充增加了人民检察院作为环境民事公益诉讼的原告。2023年，检察院办理民事公益诉讼案件22109件，最终提起民事公益诉讼11303件，其中多为刑事附带民事公益诉讼（8654件，占检察机关2023年起诉总量的89.9%）。检察机关

已成为环境民事公益诉讼的主要提起人，社会公益组织提起的民事公益诉讼数量较少。

在双碳领域，2023 年最高人民法院发布司法服务“双碳”指导意见，发出“双碳”自主行动司法动员令。甘肃法院在审理中国气候变化诉讼首案“自然之友诉国家电网弃风弃光”民事公益诉讼案中，协调引导违反可再生能源法规定、未全额收购当地风电和光伏发电（称作“弃风弃光”）的被告电力公司，与相关社会组织达成调解协议，电力公司承诺投资至少 9.13 亿元用于风电、光伏发电等新能源配套电网建设，有效保障可再生能源推广，促进防治大气污染、减少温室气体排放。

除了“弃风弃光案”这一针对范围间接排放而提起的民事公益诉讼外，大气污染民事公益诉讼同样是民事公益诉讼践行“降碳减污协同理念”的主要路径。从入选“2016 年度人民法院十大民事行政案件”的山东德州全国首例大气污染民事公益诉讼，到 2017 年检察院开始探索提起大气污染行政公益诉讼，再到 2018 年北京首例由检察院提起大气污染民事公益诉讼胜诉，大气污染公益诉讼的理论与司法实践近年来得到了长足的发展。

2. 通过民事公益诉讼落实降碳减污理念的具体路径

如前文所述，大气污染与气候变化之间具有同源性与同步性，在减排方面具有协同效应，大气污染民事公益诉讼中成功的司法经验可以为中国气候变化诉讼提供重要思路。本文认为对大气污染民事公益诉讼的有益探索不仅可以帮助气候司法扫清规范障碍，甚至可以成为未来气候变化诉讼的直接渠道。

首先，在被告与所涉具体污染行为层面，大气污染民事公益诉讼的被告与气候变化诉讼中的被告具有高度一致性。石油化工行业、传统制造业和汽车制造商是大气污染民事公益诉讼中最常见的被告，这些企业在排放大气污染物的同时，产生大量的温室气体。除此之外，养殖场在产生恶臭气体的同时，也会产生大量的甲烷气体。可见，大气污染物的排放“大户”，往往也是温室气体的排放“大户”。

其次，就损害后果而言，在大气污染民事公益诉讼中，尽管损害的程度仍须原告证明，但只要涉及超标排放或未经许可排放，损害的存在则不证自明。就因果关系而言，大气污染民事公益诉讼采取了证明责任倒置的规则。这两项规则如若适用于气候变化诉讼，将大大减轻原告的举证责任。当然，这些规则是否完全适用于未来的气候变化诉讼，还有赖于相关环境政策和法律制度的发展与逐步完善。由于当前中国尚不存在温室气体减排的法律强制性规制措施，因此也就不存在“超标排放”或“无证排放”的问题。不过生态环境部的成立，使实现大气污染物和气候污染物的协同控制成为可能，大气污染民事公益诉讼确定的司法规则仍然有望在未来的气候变化诉讼中运用。

最后，法院选择何种救济方式是决定影响大气污染民事公益诉讼是否能同时减少气候污染

物排放的重要因素。由于中国尚未实现大气污染物与温室气体排放的协同控制，有些减少大气污染物排放的措施可能会增加温室气体的排放。有鉴于此，工厂完全停产、停止焚烧危险废物或关停污染严重的生产装置等“停止侵害”的救济方式，会直接对温室气体减排产生积极影响；而要求“改建环保治理项目以实现达标排放”的方式则不一定会导致温室气体的减排。

通过以上分析，大气污染民事公益诉讼对气候变化诉讼的适用性，可总结为以下情形：首先，当温室气体和大气污染物未实现协同控制时，若法院判令大气污染民事公益诉讼的被告停止或减少大气污染物的排放，尤其是在完全停止排放时，大气污染民事公益诉讼将成为实现气候变化诉讼目的的有效渠道。但若法院仅判令被告治理污染物，此时难以确定大气污染民事公益诉讼是否能成为气候变化诉讼的间接路径。第二，在温室气体和大气污染物协同控制得到保证时，尤其是温室气体列入大气污染物时，无论是判令治理还是停排或减排，大气污染民事公益诉讼都将成为气候变化诉讼的直接路径。

四、政策建议

（一）生态环境法典污染控制编拓展污染控制制度的降碳功能

一是更新立法理念引入“降碳减污协同治理原则”，明确各级人民政府及其生态环境部门依法履行污染防治以及协同控制温室气体的监督管理职责。二是完善污染控制一般制度契合降碳减污协同治理需求，包括污染控制规划、调查监测、污染控制领域基准与标准、环境影响评价、排污许可与重点污染物总量控制、环境保护税等。三是在大气污染控制专章针对性创设专项制度，针对重点区域、重点行业的大气污染行为构建大气污染物与温室气体的协同控制制度。

（二）生态环境法典绿色低碳发展编提供降碳的专门法律制度

一是在资源综合利用环节专章中，通过生产、物流、消费等全环节的节能低碳，以及农业、工业、采矿、建筑等多领域的循环利用来推动降碳减污协同。二是在绿色能源专章中，遵循可再生能源增加与能源节约的编纂思路开展制度规范的设定，通过能源结构的转型升级来从源头上实现降碳减污协同。三是在应对气候变化专章中围绕减缓与适应展开，规定温室气体排放总量和强度控制制度、气候变化统计核算制度、碳排放配额分配制度、碳排放权交易制度、碳排放监管制度、温室气体自愿减排交易制度、气候风险评估制度、提升碳汇能力制度等专门法律制度。

（三）多元主体参与环境公益诉讼落实降碳减污协同增效理念

一是检察机关可依托现有法律框架，在部分省、市或地区开展试点，探索以减缓或预防温室气体非法排放、预防气候风险、加强气候变化减缓与适应为目的的民事或行政环境公益诉讼。切入点可集中在气候风险信息披露、打击漂绿行为、严控高耗能高排放项目审批与建设、碳市场、加大对甲烷和氟化温室气体非法排放的打击力度等方面。例如，在绿色金融领域可结合信息披露和环境影响评价等机制探索预防性公益诉讼，加强“高能耗、高排放”项目投资风险防控。又如，在高气候风险、高洪涝风险区空间发展规划中，检察机关可采取预防性举措确保气候适应措施落实到位。二是政府尝试提起同降碳减污协同相关的生态环境损害赔偿诉讼，适度拓展生态环境损害赔偿诉讼的气候变化应对功能。三是保障社会公众组织提起降碳减污协同相关的民事公益诉讼的路径，理顺包括原告资格、诉讼费用在内的社会组织为原告的民事公益诉讼的提起机制。四是法院探索降碳减污协同公益诉讼案件审理中涉及因果关系、救济方式等在内的气候司法疑难问题，创新司法适用的理念、理论，适时发布指导性案例，明确环境公益诉讼和生态环境损害赔偿的法律适用和裁判标准。

06 政策建议

一、建立减排促进增长的新政策论述，结合政策与市场，丰富减排技术资金供给，改善制度环境，推动绿色发展，实现公正转型。

1) 通过理论培训、公共宣传和教育，提高政府、行业、公众的绿色发展理念，宣传推广减排所创造出的绿色发展机遇，形成全社会参与的绿色发展共识。

2) 加强政策引导，激发绿色金融和碳交易系统的活力，吸引社会资本。构建市场为主、政府支撑的资金政策体系。改进绩效考核，强调“降碳、减污、扩绿、增长”的协同。通过严格环境标准，促使传统行业升级，加快低碳产业发展，扩大可再生能源投资，确保经济可持续性。

3) 倡导绿色发展，促进经济非物质化，重点投资可持续农业、食品、文化创意产业，支持生态服务与自然资本保护，兼顾各方利益，追求绿色公正转型，加强国际减排合作。确保对新建基础设施或者存量设施修复时的大规模投资符合最高的环境和温室气体标准。同时需注意，在 2050 年以前，大部分关键设施是最后一次更新。

二、及时修订空气质量标准，设计多目标协同减排路径，加强重点区域和关键领域的协同治理。

1) 根据本土空气污染现状、健康效应和基准研究，借鉴世界卫生组织和其他发达国家的研究、指南和方法，尽快修订环境空气质量标准，严格颗粒物浓度限值，强化以空气质量达标为核心的城市空气质量管理体系。建议将 $\text{PM}_{2.5}$ 年均值标准设为 25 微克 / 立方米或更严格，并开展将 O_3 暖季峰值浓度纳入环境空气质量标准指标的研究。

2) 从健康效益和经济成本出发，将空气质量协同效益纳入碳中和技术路径选择的决策因素，进行多目标管控策略研究。选择以可再生能源为主的碳中和路径，建立零碳能源产业系统，推动中长期空气质量深度改善。

3) 识别关键产业、制定因地制宜的降碳减污协同路径，充分释放各行业碳减排协同潜力，高效推动我国双碳目标的实现、服务空气质量和人群健康持续改善。

三、积极促进非化石能源的发展，持续推进煤电升级改造，构建并增强储能体系，提升电网稳定性，推动电力部门低碳转型。

1) 制定明确的可再生能源发展目标：到 2030 年，风电和光伏发电装机容量将超过 2400 GW，发电量占比超过 50%，单位发电量的二氧化碳排放量较 2020 年下降约 25%；到 2040 年，风电和光伏发电装机容量将超过 6000 GW，发电量占比超过 80%，单位发电量的二氧化碳排放量较 2020 年下降 65% 以上。做好可再生能源产业发展规划与国土空间规划的衔接，并促进绿电市场、绿证市场和碳交易市场之间的有机衔接。

2) 随着时间的推移，清洁能源技术的广泛应用会越来越多地替代煤炭。从美国的退煤经验和我国清洁能源的快速增长来看，我们乐观地认为，这一过渡可以很快完成。我们必须确保过渡方案可以同时提高能源安全。在降低煤电比例的基础上，进一步通过“煤电 + 储能”、CCUS（碳捕获、利用与封存）等技术助力煤电脱碳，推动煤电机组实现超净排放。

3) 推进电化学储能、热储能、压缩空气储能、重力储能、氢能等各类短期、中期和长期储能的发展。统筹分布式新能源、可调节工业负荷、建筑柔性负荷、电动汽车和新型储能等资源，推动源网荷储一体化项目的示范应用。加强全国电力互联互通，推动清洁能源在更大范围内的优化配置，打破长期以来以电网经营区为范围的电力输送局限。

四、推动工业用热的电气化转型，推广工业热泵、热电池等技术应用，并利用财税政策促进技术研发和实现煤电平价，从而加快工业电气化进程。

工业热泵和热电池技术是实现工业低温（165℃及以下）和中高温（1700℃及以下）电气化的可靠技术，可满足超过三分之二的工业加热需求。由于当前煤电成本差异、电气化工业设备的可得性不足以及电网高碳强度等障碍，推动工业用热电气化以实现工业脱碳仍面临挑战。建议通过以下措施提高电气化设备的供给和采用，并降低电网碳强度：

1) 利用设备退税、设备更换补助和低息贷款来鼓励电气化，以降低采用这些技术所需的投资成本。

2) 加强既有的能源效率标准、排放标准和绿色政府采购计划亦可促进向直接电气化的转型。

3) 研究机构，如中国科学院运营的实验室，可以与私营企业合作推行研发项目，以推动早期技术的发展。同时，研发资金也可以不仅限于支持实验室规模的研发，还可以资助试点或示范工厂以对技术进行验证。

- 4) 促进煤电平价，这可以通过制定碳价或补贴洁净电力和支持电气化升级来实现。
- 5) 跨省电力交易和改善中国的绿色电力证书系统也可帮助普及清洁电力。

五、生态环境法典的总则编和污染控制编扩展污染控制制度的降碳功能，绿色低碳发展编则提供降碳的专门法律制度，鼓励多元主体参与环境公益诉讼，落实降碳减污协同增效理念。

1) 更新立法理念，提出“降碳减污协同治理原则”，明确各级人民政府及其生态环境部门依法履行污染防治和协同控制温室气体的监督管理职责。

2) 完善污染控制的一般制度，以契合降碳减污协同治理的需求，并在大气污染控制专章中创设专项制度，针对重点区域和重点行业的大气污染行为，构建大气污染物与温室气体的协同控制制度。绿色低碳发展编提供降碳的专门法律制度，涵盖多个环节和领域，制定节能低碳的制度规范，完善法律制度要求。

3) 检察院在碳汇保护和大气污染公益诉讼等领域，进一步探索民事与行政公益诉讼的开展思路；政府则尝试提起与降碳减污协同相关的生态环境损害赔偿诉讼，拓展生态环境损害赔偿诉讼应对气候变化的功能，保障社会公众组织提起降碳减污协同相关民事公益诉讼的路径。

附录

A. 1. 工业加热电气化技术现状

表 A. 1. 电加热技术、温度范围和示例行业

电加热技术	最佳温度范围	行业范例
工业热泵	低	食品、纺织品、木制品、化学品
介质加热（微波和无线电波加热）	低 ^(a)	食品、纺织品、塑料零件、木材
红外线加热	低 - 中	塑料制品、木制品、涂料和粘合剂、食品
电阻式电加热（带或不带蓄热装置）	中 - 高	玻璃、化学品、塑料部件 ^(b)
电磁感应	高	钢铁、有色金属
电弧 / 等离子炬	高	钢铁、金属部件
激光和电子束	高	金属零件、机械、车辆

注：(a) 虽然电介质加热能够达到极高的温度，但它绝大多数用于低温应用，如烹饪食物和干燥材料，因此在本表中被归类为低温技术。
(b) 电阻技术用途广泛，可用于产生蒸汽、加热熔炉或窑炉、蒸馏液体、驱动化学反应等。虽然其他技术更适合某些工艺（如感应或电弧熔化金属），但大多数行业至少有某些工艺适合使用电阻技术。

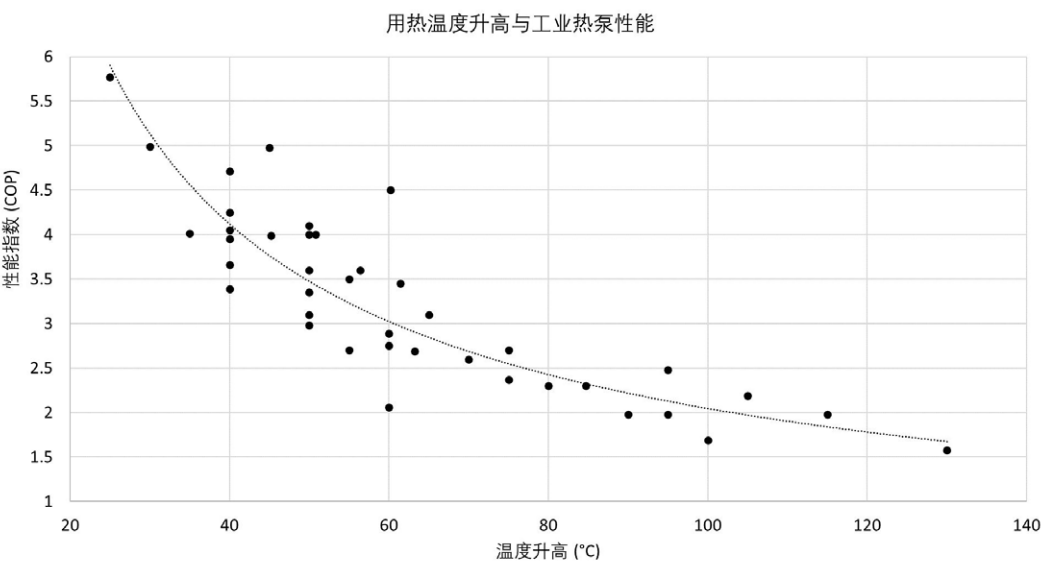
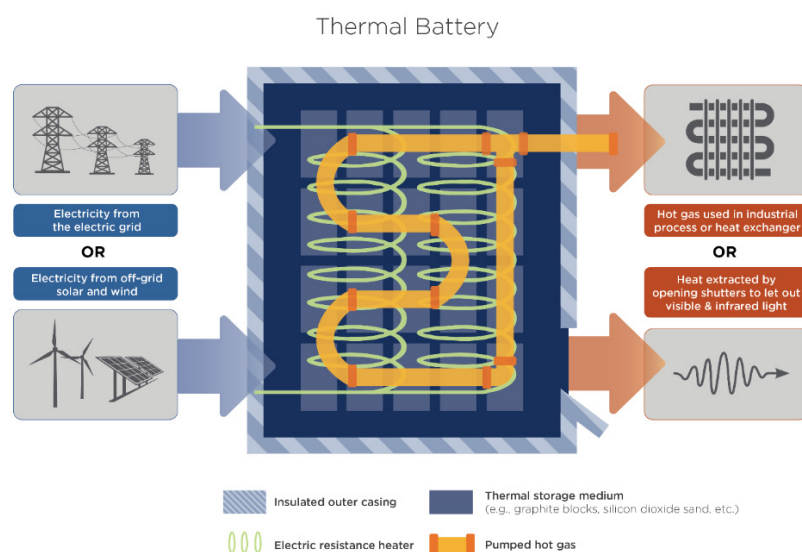


图 A. 1. 按不同升温水平配置的工业热泵的热泵效率（COP）。

注：数据点显示的是实际销售的热泵的测量结果，这些热泵配置为输出不同温升水平的热量。虚线为理论拟合曲线^[30]。

图 A. 2. 工业热电池示意图^[31]

A. 2. 热泵和热电池的商业现状

工业热泵的商业现状

2021 年全球热泵市场规模为 530-680 亿美元，主要用于水加热和 HVAC 系统。工业热泵所占份额要小得多，为 6-1 亿美元，约占市场的 2%^[28]。2022 年的一项研究确定了 47 家热泵制造商^[28]。在全球范围内，大多数工业热泵的最高温度为 90-100°C。有几家公司向市场推出了输出温度更高的热泵（如 165°C），但 Kobelco 已不再生产热泵，Viking 也已倒闭。几名前维京公司员工成立了 Heaten 公司，该公司声称其 Heat Booster 工业热泵可产生高达 200°C 的温度，创下了新纪录。总体而言，100-200°C 温度范围内的竞争者很少，可解决的市场非常大，因此对于新市场进入者来说，这是一个充满希望的领域。

越来越多前景看好的案例研究展示了工业热泵的应用。国际能源署的一份报告详细介绍了许多成功案例，其中包括热泵为巧克力和奶粉制造、汽车喷漆和零件镀铬提供工艺热量^[36]。在中国，热泵已被工业企业用于橡胶、烟草、化学品、盐和原油的制造以及印染^[37]。

工业热电池的商业现状

热能存储的商业化应用已有一段时间，其中最著名的是熔盐储能（MSES），通常用于存储聚光太阳能热发电（CSP）收集的能量。截至 2022-2023 年，中国至少有 14 个正在运营的 CSP 项目，另有 30 个带热存储的 CSP 项目正在建设中^[38,39]。这表明了中国在热存储技术方面的经验和兴趣。

然而，MSES 系统不同于本报告所述的热电池技术。熔盐具有高腐蚀性，难以操作，因此投资成本较高^[40]。比工业热电池可达到的 1700°C 低得多。因此，MSES 系统通常更适合在太阳能发电厂储存能量，而不是为工业设施提供热量。

本报告介绍的热电池技术主要处于试验、示范或早期商业化阶段。市场调研公司 Solrico 对全球储热系统供应商进行了概述^[41]，发现有 32 家公司提供“新一代”高温储能技术，其中 28 家以工业领域为目标。20 家公司的技术可将热能储存在 565°C 以上的温度中，12 家公司可将能量储存在 1,000°C 或以上的温度中。19 家公司在不改变相位的固体材料中储存能量，7 家公司使用熔盐，3 家公司使用相变材料¹，3 家公司使用其他技术。7 家拥有商业工厂，14 家拥有示范工厂，6 家拥有运行或在建的试验工厂²。

A. 3. 热电池：并网还是离网？

工业热电池可在离网或并网配置中使用，并从中获利，但在每种情况下，它们所带来的好处都不尽相同。

一些工业设施可以不依赖公用事业控制的电网，直接采购清洁电力，例如拥有或购买设施附近的专用风力或太阳能发电场的电力。这种电力比按零售价从电网购电便宜得多，因为工业设施只需支付发电成本，而无需支付电网基础设施维护成本（如大量输电线路）、公共福利费用或公用事业公司的利润率。然而，风能和太阳能发电量会根据风力和日照情况在一天和一年中发生变化。大多数工业设施更愿意保持可靠、已知的运行时间，有些设施每天 24 小时运行，以充分利用其资本设备，避免设备冷却。

热电池可使工业设施在可再生能源电力过剩时储存热量，并在风能和太阳能发电量较低时提取热量，从而将可变电力转化为稳定可靠的工业加热。这种离网方法的好处是电费低廉且可预测，不会受到电网价格波动的影响（电网价格可能受到全球天然气和煤炭价格、公用事业政策和计划、输电线路拥堵等因素的影响）。在电网不可靠的地区，如果有少量的备用发电或电力储存来满足非热能需求，热电池和离网发电可使设施在电网中断时仍能运行。对于以清洁能源为目标的企业来说，与从电网购电相比，离网配置可以直接证明其电力来自可持续来源，而从电网购电的企业能否做到这一点可能取决于特定公用事业公司是否提供可再生能源信用额度（RECs），也称为能源归属证书（EACs），以及这些信用额度是否经过额外性审查并为国际所接受。欲了解更多有关

1 相变材料在转变为液体的过程中储存能量，并通过凝固释放能量。MSES 系统涉及相变（最初熔化盐），但在整个热充放电过程中，盐通常保持液态，有用能量以潜热形式储存在熔盐中，因此 MSES 不被视为相变储存技术。

2 此处引用的所有数字均来自引用文章所附的 PDF 表格。PDF 表格中的数字与文章中的数字略有不同。据我们估计，PDF 表格更具权威性。

中国可再生能源信用额度（称为“绿色证书”）的信息，请参阅下文的“政策选择”部分。

许多工业设施可能没有兴趣或没有能力采购自己的离网可再生能源电力供应。例如，许多中国制造企业位于东部省份，而这些省份的土地和新增可再生能源发电的能力往往受到限制。然而，并网热电池可能会通过促进价格搜索和优化而带来好处。根据电力供应和需求的变化以及输电线路的拥堵情况，公用事业公司的发电和输电成本全天都在变化。根据中国电网脱碳的目标，随着风能和太阳能在电力公司投资组合中的比重越来越大，这种差异也会越来越大。使用蓄热电池的工业设施可以选择何时购买和储存大量电力，将能源作为热能储存起来，然后在电网电力需求最大（因此也是最昂贵）的时候将其用于生产。有关中国日内（使用时间）电价差异及其对热电池经济性影响的数据，请参见图 A.3 以及附录 A.4 部分的相关讨论。

由于并网电池可在电力充足时利用电力，而在电力需求旺盛时避免使用电力，因此可提供灵活性服务，从而提高电网的可靠性。这为电力公司和工业设施的合作创造了机会。针对热电池用户的新费率等级可以反映出该技术较低的服务成本，并鼓励在低需求时段进一步优化和利用电网。并网电池还能降低峰值净负荷，减少对燃料发电和输配电基础设施的需求，从而使电网受益。如果在工业工艺加热中使用电力替代化石燃料，理论上热电池可以将大部分增加的电力需求转移到非高峰时段，从而大幅降低所需的电网建设和向清洁工业转型的投资成本。

A. 4. 数据输入和假设

我们以中国为重点，对三种电气化加热技术及其替代品进行了比较分析。在分析中，我们尽可能使用中国的数据，并在无法获得中国数据的情况下使用经过调整的国际数据。具体而言，我们使用了中国煤炭、天然气和电力工业用户的能源价格数据。我们使用了 2019 年至 2023 年第二季度典型煤炭的平均能源价格³（5000 千卡 / 千克较低发热值，中国通常报道的是较低发热值）^[42]。参考了 2022 年部分城市工业用户的天然气价格^[43]以及报告的工业电价^[44]。本分析中使用的能源价格汇总见表 A.2。

3 国家统计局（NBS）定期报告和公布煤炭、天然气和其他材料等主要生产资料的市场价格。这里是 2023 年 8 月的一个例子：https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202308/content_6898148.htm

表 A.2. 中国工业用户能源价格^[42-44]

类型	每单位元	元 / 兆瓦时	美元 / 兆瓦时	年份
煤（5000 千卡 / 千克）	每公吨 780.39 元	¥134	\$20	平均从 2019 年至 2023 年第二季度
天然气	每立方米 3.76 元	¥337	\$50	2022
电力	每千瓦时 0.64 元	¥635	\$94	2021

注：1 元人民币 = 0.15 美元，2019 年至 2023 年第二季度的平均汇率。来源：<https://www.macrotrends.net/2575/us-dollar-yuan-exchange-rate-historical-chart>；“千卡”代表千卡热量。

工业锅炉、热电联产系统和热泵的能效和典型利用率是基于美国^[28,45]、欧洲^[46]、中国^[47,48]的文献报告。以及中国工业锅炉能效国家标准。

热电池每单位热量输出的平准化投资成本是热能存储容量（以电池可提供稳态有用热量的小时数来衡量）和最大充电率的函数，而最大充电率由变压器和电阻加热线圈等输入电气设备的大小决定。最大充电率可表示为稳态热输出率的倍数。本研究中模拟的热电池具有 24 小时热容量，充电率是其稳态热输出率的 3.5 倍。在风能和太阳能资源丰富的地区（特别是德克萨斯州西部），这种配置的单位热量输出平准化成本最低^[31]。在中国任何风能和太阳能资源充足的地区，这种电池配置都具有代表性（在风能或太阳能资源较差的情况下，可能需要更多的存储时间和更高的充电率，以使电池能够在较少的有利时间内充满电，从而提高电池热能的平准化成本）。

中国的工业锅炉普遍容量较小，且严重依赖煤炭。90% 以上的工业锅炉蒸汽输送能力小于 35 公吨 / 小时，约 70% 的工业锅炉输送能力在 2 至 7 吨 / 小时之间。中国工业锅炉的平均能力约为 4 吨 / 小时，65% 以上的工业锅炉使用煤炭^[49]。

中国化石燃料锅炉的典型效率存在一定的不确定性。2014 年，联合国工业发展组织发现，中国工业锅炉的典型效率为 70-79%^[50]。2015 年，中国特种设备检测研究院测试了 2000 多台较小容量的工业锅炉（出力小于 10 吨 / 小时），发现典型效率为 80-81%^[49]。2020 年中国工业锅炉能效国家标准（GB24500-2020）指出，小型燃煤锅炉（小于 20 吨 / 小时）的热能效率为 80%，以 LHV 衡量⁴ 天然气锅炉的能效往往高于燃煤锅炉，根据最新的中国标准，本分析采用的热能效率为 92%^[51]⁵。电锅炉能效假定为 99%（表 A.2）。

如图 8 所示，工业热泵的效率（性能系数；COP）因其可提供的温度范围而异。在本分析中，低温工业热泵（80-100°C）的平均 COP 为 3.7，而中低温工业热泵（100-165°C）的平均 COP 为 2.2。

4 LHV 是中国用于报告燃料能量含量和能效的标准。LHV 假设废气中的水蒸气没有被冷凝以回收其潜热。

5 这些效率数据是基于新售出设备的标准，最适合用于前瞻性分析，即比较购买新的燃煤或燃气锅炉和新的电动替代设备。用电动锅炉取代老旧、低效的燃煤或燃气锅炉，可以节省更多的能源。

分析还采用了 70% 的平均利用率和所有技术 20 年的总使用寿命。

表 A.3. 工业热能技术的效率 /COP 和利用率

类型	效率 (LHV)	性能系数 (COP)
燃煤锅炉	80%	
天然气锅炉	92%	
电锅炉	99%	
工业热泵 (80-100 °C)		3.7
工业热泵 (100-165 °C)		2.2
热电池	95%	
燃煤热电联产	87%	
天然气热电联产	90%	

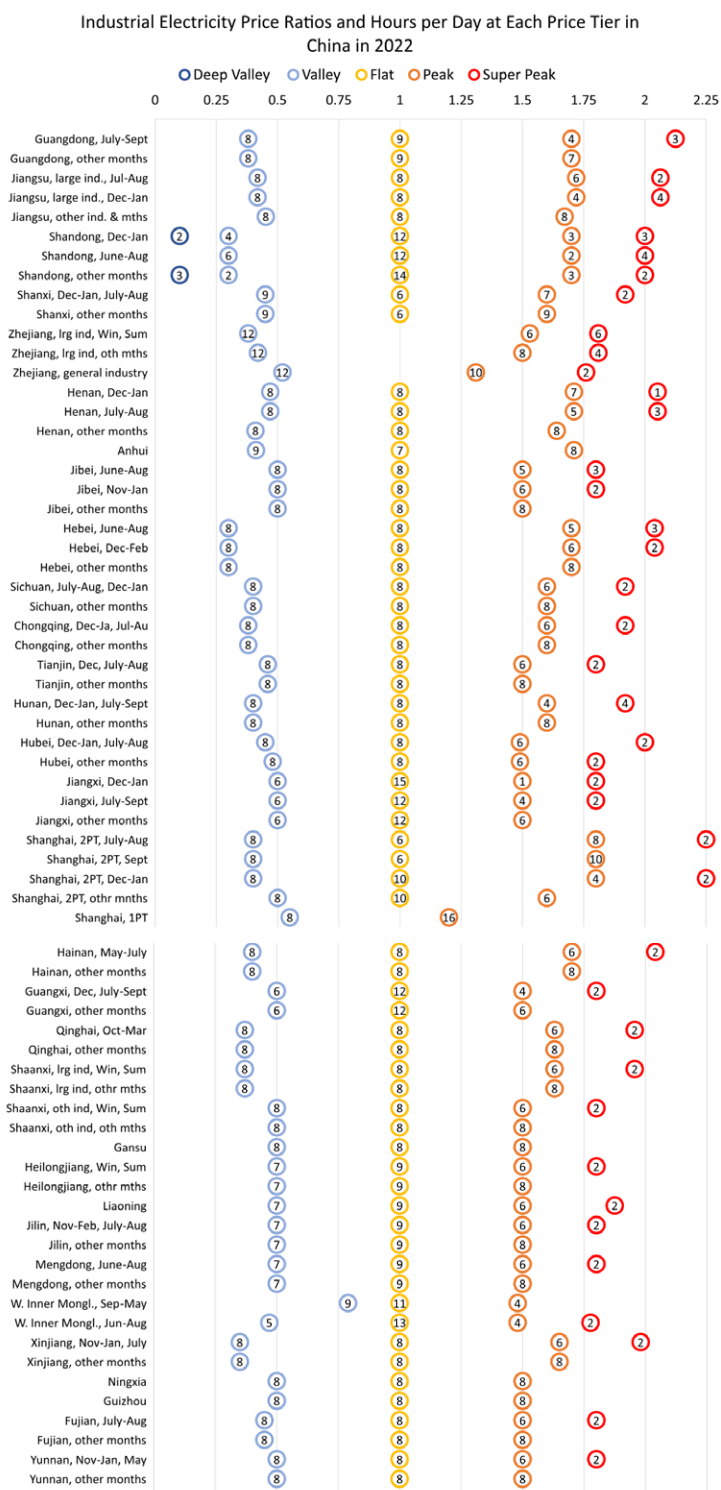
资料来源 [45,28,46,48,47,49,51]

注：LHV = 较低热值；COP = 性能系数；CHP = 热电联产。高温热泵的 COP 为 2.2，相当于温度上升 90 度，这意味着热源温度为 10-75 °C。这包括室温热源。低温热泵的 COP 值为 3.7，相当于温度上升 45 度，这意味着热源温度为 45-65°C。如果热源由工厂内其他工业设备的废热加热，则可以实现这一目标。

有关这些供热技术在中国的具体投资成本和非能源运营成本（人工成本和维护成本）的信息更难找到。本研究使用了 Agora 报告的投资成本和非能源运营成本^[46]。对德国的资本和非能源运营成本进行了报告，但对中国的成本进行了调整^[52,53]。

此外，我们还使用了《中国能源统计年鉴》中的中国燃料能源含量（以 LHV 为单位）^[54]。的燃料二氧化碳排放系数^[55]。这些能源含量和排放因子是中国国内温室气体排放清单中使用的^[56]。同样，中国国内温室气体清单使用的 2021 年电网电力排放强度为 0.581 吨 CO₂/MWh^[56]，本分析也采用了该值。

在 2013 年开始的地方碳排放交易试点之后，中国于 2021 年 7 月启动了全国碳排放交易计划（ETS）。目前，全国碳排放交易计划仅涵盖电力行业，但预计将扩大到其他行业，如钢铁、水泥和电解铝行业。2022 年，中国的平均碳价格为 55.3 元人民币 / 吨二氧化碳（8.3 美元 / 吨二氧化碳）^[57]。2022 年中国碳定价调查》对中国约 500 个行业利益相关者进行了调查，根据该调查，到 2025 年，中国的碳价格预计将提高到 87 元 / tCO₂（13 美元 / tCO₂），到 2030 年将提高到 130 元 / tCO₂（19.5 美元 / tCO₂）^[33]。我们在分析中使用的是 2030 年的数值，因为这远在新工业设备的运行寿命之内，所以谨慎的设备管理者在决定今天购买哪种设备时应考虑这些碳成本。

图 A. 3. 2022 年中国工业用电用户当日电价差异^[58]。

注圆圈的颜色表示电价处于深谷（大幅折扣）、低谷（折扣）、平谷（典型）、峰值（高）还是尖峰值（极高）。每个圆圈内的数字表示每天电价处于该价格体系的小时数。在上海的表格中，“2PT”指“两部制电价”，“1PT”指“单一制电价”，这是两种电费计费方式。

热电池的日电量差异

在一天中，中国电网的电价各不相同，有些时段的电价会比一般或“统一”电价优惠。相反，在“高峰”和“尖峰”时段，电价比“统一”电价时段更贵。图 A.3 显示了 2022 年中国工业用电的日内价格比，不同省份和不同月份的价格比有所不同，有时还受其他因素的影响。

如上所述，蓄电池可以并网，也可以离网。在本分析中，我们假设蓄电池是并网的，在电价低廉的时段充电（“谷价”和“深谷价”），在其他时段放电，这样工业企业就可以避免在平峰、高峰或超高峰时段购电。我们所模拟的热电池位于广东省或山东省，这是中国人口最多的两个省份，同时也是日电价差异最大的两个省份，这一特点使得热电池更具成本效益。（由于这些原因，广东省或山东省很可能是最早部署热电池的地区）。因此，使用蓄热电池的工业企业购买电网电力的成本仅为必须每小时平均购买电力的企业（如模拟的电阻锅炉和热泵技术）的 34%。

A. 5. 分析结果详情

表 A. 3. 中国供热技术成本比较

	燃煤 锅炉	天然气 锅炉	电 锅炉	工业热泵 (80-100°C)	工业热泵 (100-165°C)	热电池	燃煤热电 联产	天然气热 电联产
单位：元 / 兆瓦时 th								
资本支出	¥25	¥21	¥14	¥74	¥77	¥85	¥83	¥83
运营支出 - 能源	¥168	¥297	¥641	¥172	¥289	¥224	¥93	¥138
运营支出 - 人工和维护	¥20	¥10	¥4	¥15	¥26	¥4	¥83	¥89
潜在碳成本（2030）	¥51	¥28					¥46	¥15
平准化成本	¥264	¥355	¥659	¥260	¥391	¥314	¥305	¥325
单位：美元 / 兆瓦时 th								
资本支出	\$4	\$3	\$2	\$11	\$11	\$13	\$12	\$12
运营支出 - 能源	\$25	\$44	\$95	\$25	\$43	\$33	\$14	\$20
运营支出 - 人工和维护	\$3	\$1	\$1	\$2	\$4	\$1	\$12	\$13
潜在碳成本（2030）	\$8	\$4					\$7	\$2
平准化成本	\$39	\$52	\$97	\$38	\$58	\$46	\$45	\$48

注 1) 资本支出包括购买、安装和集成。2) 就电力而言，假定碳价格反映在电价中^[34]。见图 4 详见图 4 注释 2。3) 假设热电池 OPEX 与电锅炉 OPEX 相似，因为没有关于热电池维护成本的数据，而且它们使用与电锅炉相似的组件（电阻加热和泵）。

A. 6. 障碍和政策选择

中国工业清洁电气化的障碍

在中国，工业加热广泛采用清洁电力有两个主要障碍：一是可再生能源电力与化石燃料（尤

其是煤）之间的价格差异，二是某些类型工业设备的电气化选择有限。

此外，电力部门必须转向零碳能源，如风能、太阳能、地热能、水电和核能（同时还要增加电力产出和提升电网容量，以满足日益增长的工业用电需求）。电力行业的增长和脱碳超出了本文的讨论范围，但研究人员已经绘制了路线图，包括国际能源署^[59]、能源基金会中国^[35]、Abhyankar et al.^[60]、RMI^[61]、中国电力企业联合会^[62]、国家电网能源研究所^[63]、中国工程院^[64]。因此，本文重点讨论上述工业电气化的两大主要障碍。

能源价格

中国化石燃料的单位能源价格低于电力成本。对于工业能源购买者而言，煤炭的价格约为 134 元 / 兆瓦时（19.8 美元 / 兆瓦时），而天然气的价格为 337 元 / 兆瓦时（49.6 美元 / 兆瓦时），电力的价格为 635 元 / 兆瓦时（93.6 美元 / 兆瓦时）（图 A.4）。中国工业用电价格高的部分原因是，工业用电客户的电费平均比居民用电客户高出约 40%，以帮助补贴日常消费者的用电成本^[65]（在美国和欧洲，工业用电价格低于居民用电价格，这反映了一个事实，即工业大量购买电力，每单位电力的服务成本较低）。对工业用电客户征收附加费是对工业电气化的一种抑制。

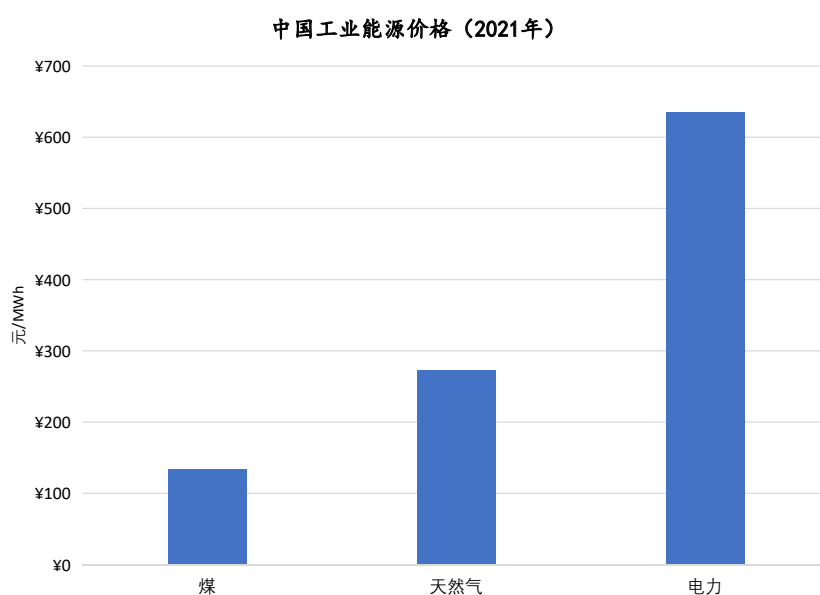


图 A. 4. 中国工业能源购买价格

注：图示为平均价格。电价可能全天大幅波动；有关“峰值”和“谷值”电价，请参见图 A.3。

煤炭和煤炭产品是中国工业工艺加热最常用的燃料，而煤炭的单位能耗成本仅为电力的五分之一。在工业供热方面，电的使用效率要高于煤（如表 A.2 所示，将效率为 80% 的燃煤锅炉与效率接近 100% 的电锅炉进行了比较），但这往往不足以克服煤与电之间的巨大成本差距。但

是，正如我们所讨论的，有两种电力技术可以提供比通常更多的节约：热泵和热电池。

热泵的效率是电阻式电加热器的数倍，因此与其他电气技术相比，热泵可以大大缩小成本差距。例如，系数为 3.75（即效率为 375%）的热泵的效率是效率为 75% 的燃煤锅炉的五倍，因此就单位热量的能源成本而言，这两种技术基本相当。

热电池的效率约为 95%，与大多数其他电力技术相当。热电池可以让工业企业在最便宜的时段购买电力，而避免在最昂贵的时段购买电力，从而实现成本节约。在中国，工业企业的购电成本因省市和时间而异。在许多省份，最低成本时段的电价仅为同一地点平均电价的 30-40%（图 A.3）。例如，如果将效率为 60% 的燃煤蒸汽系统替换为效率为 95% 的热电池，同样可将设施的平均电费降低 60%，那么单位能源的燃料成本几乎相等。

其他电气化技术（如无蓄热的电阻式电加热器、红外线加热器、电磁感应、电介质加热、激光等）本身的效率不足以缩小价格差距。即使是热泵和蓄热电池，也只能在特定条件下缩小价格差距（例如，当热泵配置为提供小幅度升温时，或者当蓄热电池所在的省份每小时电价波动较大，并将这些波动传导给工业用户时）。通常情况下，煤炭至少保持较小的价格优势。

因此，政府政策对于帮助电气化技术的运营成本低于燃煤技术至关重要。这可以采取激励措施，降低清洁电力的成本；也可以采取碳定价或其他政策，提高煤炭的成本；还可以采取能效或排放标准，要求煤炭具有更好的环保性能。此外，燃煤会排放对健康有害的常规（非温室气体）污染物，严格限制这种污染的标准可以通过要求煤电厂安装和使用更好的废气处理技术来增加煤电成本。

电气化设备的可用性

部分由于上述能源价格障碍，对某些工业技术电气化版本的需求有限。虽然可以买到电气化锅炉和工业热泵，但热电池还很新，一些技术的电气化等效物（如蒸汽裂解炉或水泥窑的电加热）仍处于研究阶段。即使是商业技术，如高温工业热泵，如今也只能少量生产，因此热泵制造商需要提高产量，以满足中国工业加热电气化可能带来的大量需求。

由于采用率有限，中国的工业设施对工业热泵所能提供的效益和潜力认识有限。有关商业化工业热泵的信息并不广泛。它们的性能和主要特点（制热量、能耗、稳定性、空间要求）需要验证和广泛共享。需要将工业热泵在不同工业部门和流程中的应用作为相关案例研究介绍给工业设施（有关实例，请参见上文“工业热泵的商业现状”部分）。热电池的情况也大致相同，其商业应用还处于早期阶段。

在这方面，政府政策同样可以发挥作用，鼓励对这些技术的需求，并让制造商确信需求将持续多年（这样他们就可以放心投资新的生产线和工厂来制造电气化工业设备）。随着每年生

产更多的设备，单位成本将因规模回报和边干边学而下降，这有可能推动更多的需求。因此，政策可以启动一个良性循环，逐步降低技术成本，增加市场需求。

其他技术障碍

采用电气化供热技术还面临其他一些挑战。首先，以电力取代化石燃料可能要求工业设施大幅改变其当前的电力 / 热能系统。这需要对不同规模、地点和时间（日和 / 或季）的热需求和热源进行优化和匹配。一个设施拥有的集成系统越多，使用无须改造设备的技术直接实现设施供热需求电气化的难度就越大。

其次，升级现有的工业加热系统不仅需要投资新的生产设备，还可能需扩建现有的电力基础设施，无论是在工厂内、工厂外，还是两者兼而有之。工厂可能需要更多的变压器、开关装置、配电盘和电线，以支持新增电气化加热系统带来的电力需求增长。设施通常需要与当地公用事业公司合作进行这些升级。

第三，由于担心工艺中断、需要对员工进行再培训以及新技术的长期可靠性或维护需求的不确定性，工业设施通常会规避风险。

第四，工业设备的使用寿命通常较长，而目前大部分设备都依赖化石燃料制热。因此，等到现有设备磨损殆尽后再用电气化设备取而代之，会大大延缓工业电气化进程。

工业电气化政策

对新技术的财政激励（资本支出）

虽然电力成本是主要障碍，但购买和安装新的电气化工业设备的成本也可能成为工业企业的障碍。**设备退税**可以降低符合特定效率或排放强度阈值的新资本设备的成本。这些激励措施可以根据设备的性能进行调整：返利的大小可以根据设备的环保性能超过阈值的程度来确定。设备制造商可以申请这些返利，并且必须提交测试结果，以证明其设备达到了所要求的性能阈值；如果时间和资金允许，政府可以对产品进行测试，以独立验证制造商提交的材料⁶。

同样，**改造补助**也可以为符合条件的企业采用新技术提供类似的资金支持，帮助他们支付安装新设备的费用（以及在安装过程中暂时停止生产）。政府可以对有资格获得改造补贴的企业和活动类型进行限制，例如要求安装的设备符合排放基准，或要求企业为当地社区提供一定数量的高薪工作。其他国家也制定了此类计划。例如，2024 年 3 月，美国清洁能源示范办公室

6 如果清洁设备在取代燃烧化石燃料的设备之前至少 5 到 10 年（即在没有额外激励措施的情况下）就被取代，则可以提供额外的激励措施，条件是燃烧化石燃料的设备必须被可核查地销毁（不得出售给任何买家，无论是在中国境内还是境外）。政府可将此作为一项报废计划，由政府购买旧设备，并将其熔化，制成再生钢。

向 33 个工业脱碳项目提供了超过 60 亿美元的资金，其中许多项目涉及对现有设施进行改造，所有项目都带来了显著的社区效益、工人保护和就业机会^[66]。

当资金用于购买电气化设备和改造设施时，政府还可以**通过改善获得低息贷款、债券和其他融资机制的途径**，使资本支出更易于管理。当政府与私人贷款人合作时，这种方式会更加灵活，成本效益也更高，无论是通过集合（将多个较小的工业项目集中在一起以扩大规模和分散风险）、共同贷款以分担贷款风险和利润、实施贷款损失准备金或担保以减少私人贷款人在贷款无法偿还时的风险，还是通过出售免税债券为工业电气化项目筹集资金。对政府来说，这些办法比退税或税收抵免成本更低，因为贷款是连本带利偿还的。绿色银行，如康涅狄格州绿色银行（美国历史最悠久的绿色银行），展示了政府或准政府实体如何利用这些工具为节能和清洁能源项目融资^[67]。

能效与排放标准

制定温室气体排放和能效标准是促进工业脱碳的进一步途径。标准将性能最低的产品清除出市场，确保所有新出售的设备都达到一定的最低环保性能水平。为了推动持续创新，标准应随着时间的推移而变得更加严格，而不是保持一个静态的基准。最佳做法是在一开始就在标准中加入改进机制，例如每 3 年确定市场上前 50% 的产品成为下一个 3 年期新的最低性能阈值。这样既能确保标准无需定期重新评估和辩论，又能让工业企业了解标准是如何制定的，以及未来几年的预期。（当产品接近实用或热力学效率极限时，市场上产品的效率范围会变得越来越小，因此可以将标准写得收紧更慢，或停止收紧）。

有些标准可适用于特定的设备，如将电能转化为有用热量的效率。更灵活的方法是将标准适用于整个工业设施，规定每生产一种产品可以排放多少电力或废气。对于商品产品，如特定化学品，这通常是最简单的方法。对于非商品产品，工厂可以报告其当前的能源使用和相关排放情况，并根据这一基准线或在有前几年数据的情况下根据历史平均值制定有针对性的改进计划。

典型的标准决定了哪些产品可以在市场上销售（卖给任何买家），而**绿色政府采购 (GPP) 计划**则可以专门为政府采购的产品制定排放强度标准。由于政府采购大量工业产品来支持建筑和基础设施，因此它们在许多热激励产品（如钢材、混凝土和玻璃）的主要买家。2019 年，中国中央政府的采购总额约为 0.5 万亿美元，如果包括国有企业的采购，则超过 2 万亿美元^[68]。此外，GPP 标准不一定只适用于政府所有的设施，也可以扩展到任何接受政府资金或补贴作为支持条件的项目。因此，对政府采购制定标准仍然可以为清洁工业产品创造一个巨大的市场，而且在政治上可能比在整个市场上执行这些标准更加可行。这为清洁工业技术创造了一个受保护的启动市场，使其能够扩大规模并降低成本。

中国于 2006 年启动了首个 GPP 项目，如今，中央、省、县、市等各级政府的 GPP 项目和要求错综复杂^[69]。这为促进工业电气化提供了强有力的政策基础，例如，将电气化生产作为政府在现有 GPP 项目下决定购买产品时的一项标准。

研发支持

通过支持研究与开发（R&D）来促进早期技术的发展，是加快基础性进步并将技术从实验室推向市场的重要途径。例如，20 世纪 70 年代对太阳能光伏研究的投资，在后来成为美国国家可再生能源实验室的过程中发挥了关键作用，促进了成本的下降，使太阳能产业最终在全球范围内蓬勃发展^[70]。像中国科学院这样的政府实验室可以为正在进行的工业电气化技术优化和规模化研究提供一个理想的场所，而提高电气化工业技术的能效和集成便利性的研究也可以列入科技部的重点项目清单。

政府实验室最有效的方式不是孤立运作，而是**与学术机构和私营企业合作**。通过合作，可以获得更广泛的专业知识，并有助于确保研究项目了解私营企业的市场知识，如工业企业的具体需求。在一些伙伴关系中，私营企业还可以提供成本分担支持，以换取知识产权（IP）所有权或优惠的知识产权许可条款。例如，美国能源部建立了创新中心，将政府、学术界和私营部门的合作伙伴聚集在一起，共同开发技术，以解决特定的脱碳挑战^[71]。同样，中国也主张建立一种创新模式，将产业、高等教育和更广泛的研究社区的研发工作结合起来（产学研一体化）。

德国的 Fraunhofer-Gesellschaft 是一个由 76 家应用研究机构组成的网络，其收入的大约 30% 来自联邦和州政府，其余部分则用于合同研究。这些研究机构在绿色氢能、生物塑料和氢转化为甲醇**技术**方面取得了多项进展^[70]。

政府拨款还可以**激励独立机构对特定技术进行投资**；2019 年，此类拨款推动了美国 44% 的基础研究和 33% 的应用研究^[72]。政府应将这些补助金用于旨在开发和完善工业电气化技术的研究项目，包括工业热泵和热电池。

在实验室阶段之后，政府可以通过成本分摊安排，帮助**资助**利用创新工业供热脱碳技术的**试点或示范工厂**，这有助于私营企业在更大范围内展示新技术的性能和竞争力。在实验室阶段，在某些情况下，由政府提供 100% 的研究费用是合适的。但随着技术的成熟和发展，到了建设试验或示范工厂的阶段，成本分担（而不是由政府为整个项目提供资金）有助于优化政府资源的使用，只支持私营企业认为具有市场潜力并愿意提供资金的技术。

停产令豁免

在中国的一些地区，政府要求工业企业在空气质量差于特定阈值的日子停止运营^[73]。政府可以为使用最低比例电加热设备的工业企业提供豁免，允许它们在高污染日继续运营。

工业企业教育

电气化工业供热技术，尤其是工业热泵和热电池等新技术，在中国还不为人所知。提高工业企业对工业加热直接电气化方案的熟悉程度对于采用这些方案至关重要。为此，应开展**有关电气化技术的全国性教育活动，编制目录、指南和案例研究**，帮助工业企业的决策者了解相关选项、优势和挑战。这将使他们能够就何时过渡到电加热、使用哪种类型的设备、其设施可能需要哪些电力基础设施升级等问题做出深思熟虑的决定。一旦某项技术足够普及，教育工作通常可由行业贸易团体负责。例如，中国热泵联盟 (CHPA) 和中国节能协会 (CECA) 提供有关热泵的教育材料，并举办年度会议。类似的协会也可以在教育企业了解热电池或其他电气化技术方面发挥作用。

促进煤电价格平价 (OPEX)

除了设备的可用性，工业电气化的最主要障碍是单位能源的电费远远高于化石燃料（图 A.4 所示）。这种成本差距可通过高效电气技术（如工业热泵）或有选择地在低价时段购电并将其储存在热电池中（图 A.2 所示）来部分弥补。然而，即使考虑到这些技术优势，如果没有政策支持，电力通常仍比煤炭昂贵。因此，帮助促进煤电价格平价的政策措施是加速清洁技术应用的有力工具。

一种方法是对**工业企业购买清洁电力的成本进行补贴**。这可以刺激清洁发电能力和电气化工业设备的部署，但不能激励能效的提高，因为补贴不提供减少能源消耗的信贷。一种更为灵活的方法是，如果产出的产品完全使用清洁能源生产，则对这些产品的生产进行补贴。这不仅可以激励制造商转向使用清洁能源，还可以降低生产过程中的能源强度。与清洁电力补贴相比，基于产出的激励措施涉及更多的监管复杂性，因此它们最适用于商品产品（如钢铁或甲醇），在这些产品中，产出数量易于衡量，不同生产设施和公司生产的材料也具有可比性。通过制定国际公认的指南，工业企业可以用来测量其产品的碳强度，从而进一步降低复杂性，使企业只需测量和报告一次其排放强度，这些数据既可用于国内（例如，获得基于产出的补贴），也可用于国际（例如，将产品出口到具有碳边界调整机制的地区，如欧盟）。

电费的另一个方面是升级向工业设施供电的电力线、变压器和其他设备所需的投资。政府可以提供补贴以**降低这些升级的成本**，也可以直接指示电力公司降低电力服务升级的费用，特别是当政府直接控制电力公司时，可以根据需要向电力公司提供指导和财政支持。

碳定价还可以鼓励工业加热技术的直接电气化。自 2021 年 7 月起，中国开始在全国范围内实施碳排放交易体系（ETS），该体系目前仅涵盖发电厂，应扩大至工业设施，尤其是五大高排放行业：黑色金属、化工、非金属矿物、炼油和炼焦以及有色金属。

归根结底，碳定价体系的目标是促使工业企业转向清洁工艺，而不是让企业支付碳费用后继续使用肮脏工艺。然而，如果碳价较低，支付碳价可能比改用清洁工艺更便宜。政府可以利用“碳差价合同”来解决这个问题，即政府与使用低碳或无碳工艺的制造商之间的协议。制造商的温室气体减排成本与碳价格之间的任何差额都由政府支付，从而有效地缩小了通过减排来合规的企业与通过支付碳价格来合规的企业之间的潜在成本差距。政府可以采取“反向拍卖”的方式，让制造商参与竞标，以尽可能低的价格向政府资助的项目提供某种产品（如钢铁或水泥），同时只使用清洁生产方法，而不是与特定的制造商谈判合同（这可能很复杂，成本很高，而且会刺激制造商夸大其清洁生产成本）。然后，政府根据反向拍卖中的最低（中标）出价设定适用于**所有**制造商的“碳差价合同”价值。这有助于确保政府不会为清洁产品支付过高的费用，并避免了评估单个公司的财务和环境绩效以及制定公司特定合同的监管复杂性。

促进获得清洁电力的政策

要使工业电气化为中国的气候目标做出贡献，工业企业使用的电力必须是不排放二氧化碳。因此，在制定促进采用电气化供热技术的政策的同时，还必须制定帮助工业企业获得清洁电力的政策。（帮助中国电网全面脱碳的政策也很有帮助，但不在本文讨论范围之内）。

扩大省际电力交易

目前，中国的省际电力交易非常少。2022 年，省际电力交易占售电量的 12%^[74]，这些交易大多基于长期合同，而非有助于电网平衡或可再生能源整合的动态供需信号^[75]。

中国某些西部和西北部省份存在可再生能源过剩问题，这些地区可再生能源装机容量大，但城市中心和工业设施较少。2022 年，八个省区（甘肃、贵州、内蒙古、宁夏、陕西、青海、新疆和云南）的风能和太阳能装机容量分别占中国总装机容量的 43% 和 48%^[76]，但占中国国内生产总值的比例却不到 12%^[77]。大多数制造业都在东部省份，那里几乎没有多余的可再生能源电力可供购买。东部省份生产的可再生能源电力通常需要用于填补政策规定的配额，如可再生能源组合标准（RPS），因此无法由特定的工业企业通过购电协议进行采购，或者即使进行采购，也不会产生额外的温室气体减排效果。

为了扩大电力交易，并帮助将清洁电力从电力过剩地区输送到拥有大量工业设施的地区，中国需要**扩大有形电力传输基础设施，并建立省际监管和“现货”电力市场——即根据供需情况进行电力交易**，交易时间通常从日前到送电前不到 60 分钟不等^[78]。中国已开始朝着这个方向

大步迈进。2023 年，中国启动了省际电力现货交易试点项目，目标是到 2030 年建成全国电力现货市场^[75]。

利用中国绿色能源证书制度的最佳实践

为了确定是否遵守了要求提供或使用可再生能源电力的法律（如中国的 RPS 或 ETS），有必要跟踪可再生能源的发电量。在包括中国在内的许多国家，这种跟踪是通过可在市场上交易的可再生能源证书（RECs）来实现的。不同国家的可再生能源证书版本略有不同；中国的版本称为绿色电力证书（GEC）。

开发可再生能源证制度的一个关键挑战是避免重复计算，即不能为了满足要求而多次计算同一种可再生能源。从历史上看，中国允许对同一种电力提供几种不同类型的激励措施。例如，可再生能源发电企业在获得全球可再生能源补贴的同时，还可参与基于同一发电量的碳补偿市场^{[79]7}。在 2023 年对 GEC 项目进行改革之前，一些可再生电力生产商能够将 GEC 与所生产的电力“拆分”，将 GEC 出售给一家公司，使其能够满足清洁电力使用要求，然后将实际电力出售给电网公司，电网公司会将这些电力计入中国的 RPS 要求，这又是一个重复计算的例子^{[80]8}。

RE100 是一个由数百家国际公司组成的联盟，它为其成员公司是否有资格使用可再生能源制定了集中化准则^[79]。但是，RE100 发现，GEC 证书本身并不符合额外性和避免重复计算的国际标准。该联盟认为，为了使清洁能源的使用在中国境外得到认可，全球可再生能源证书用户必须清退为可再生能源发电签发的所有证书和其他“环境和社会”文书，确保没有任何证书被出售、转让或在其他地方被索取^[79]。这种变通办法并不总是切实可行或具有成本效益，因此中国企业很难确保其使用的清洁电力得到国际认可。

国际认可之所以重要，有几个原因。首先，一些从中国采购零部件或材料的国际公司已承诺使其供应链脱碳，或者他们希望将产品卖给有此类要求的买家。其次，无法证明其产品是清洁生产的中国出口商可能会被征收基于碳的边境费用，如欧盟的碳边境调整机制。美国也在讨论碳基边境税。第三，向政府销售或用于政府资助的项目可能需要遵守绿色政府采购规则。在这方面，只有国际认可的可再生能源证才算数。

一些国家使用国际机构管理的可再生能源证，如国际可再生能源证（I-RECs）和全球可再生能源可交易工具（TIGRs），而不是制定自己的可再生能源证制度和标准。中国的一些可再生

7 在某些情况下，可再生能源发电企业除获得证书外，还可获得上网电价补贴，但现在已不再允许获得全球可再生能源证书的项目这样做^[83]。

8 这些并非中国可再生能源证制度面临的唯一挑战。例如，在估算清洁电力的环境效益时，监管机构根据年平均电网排放系数，假设清洁电力取代了电网平均电力。但当大部分清洁电力被调度时，用清洁电力替代电网电力的排放效益就会降低。估算效益的更准确方法是将可再生能源电力的调度时间与同一小时电网的排放强度相匹配。

能源项目发行了 I-RECs 和 TIGRs，以迎合跨国公司的需求^[80]。然而，由于担心失去对该项目及其要求的控制，中国政府通过了一项法律，规定全球可再生能源证书将是中国唯一用于跟踪可再生能源的工具，而其他证书（如 I-REC）的使用将被逐步淘汰^[81]。此举还避免了省级和地方官员设计和推出自己的、相互竞争的证书计划。

避免出现大量不同类型的可再生能源证是一件好事，因为这可以确保清洁电力在全国范围内按照统一标准进行衡量，并可减少重复计算的机会。但是，中国选择将 GEC 标准化，这就要求 GEC 的设计必须稳健，并得到国际认可。中国应确保 GEC 标准完全符合国际标准。为避免重复计算，可能有必要要求可再生能源生产商为其所发的每一度电选择单一的激励措施（如参与碳市场或获得 GEC 证书）。

一个复杂因素是，中国在中断六年后于 2023 年重新启动了自愿碳市场。该项目使用可交易的中国核证减排量（CCER）证书。合并 GEC 和 CCER 项目可能是有益的，例如，在碳市场中使用 GEC 而不是 CCER^[81]。这需要协调，因为这两个项目由不同的部委管理。GEC 由中国国家能源局签发，而 CCER 则由生态环境部负责。

逐步淘汰工业化石燃料现场发电

截至 2018 年，中国工业企业的火力发电容量约为 153 千兆瓦，占中国火力发电总容量的 13%。超过 97% 的工业自发电能力依赖煤炭^[82]。对于这些设施而言，如果通过燃烧更多化石燃料来生产更多现场电力，那么改用用电设备可能会加剧排放。对这些企业来说，重要的是要从电网购买电力，因为电网中可再生能源电力的比例已达到约 30%（年平均），并将根据中国的国家目标（如上所述）进一步脱碳。大多数工业企业不可能在现场安装大量的可再生能源发电设备，因此用电网电力取代自发自用是这些企业的最佳选择。

参考文献

- [1] 潘聪超庞建明. 氢冶金技术的发展溯源与应用前景 [J]. 中国冶金, 2021.
- [2] EBENSTEIN, A., M. FAN, M. GREENSTONE, G. HE, P. YIN and M Z. Growth, Pollution, and Life Expectancy: China from 1991—2012[J]. American Economic Review, 2015.
- [3] 郑艳, 翟建青, 武占云等. 基于适应性周期的韧性城市分类评价——以我国海绵城市与气候适应型城市试点为例 [J]. 中国人口·资源与环境, 2018.
- [4] 朱民, NICHOLAS STERN, JOSEPH E.STIGLITZ 等. 拥抱绿色发展新范式: 中国碳中和政策框架研究 [J]. 世界经济, 2023.
- [5] ZHANG Q, ZHENG Y, TONG D et al. Drivers of improved PM2. 5 air quality in China from 2013 to 2017[J/OL]. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2019. DOI:DOI: 10.1073/pnas.1907956116.
- [6] 中华人民共和国生态环境部. 2023 年中国生态环境状况公报 [R/OL]. (2024). <https://www.mee.gov.cn/hjzl/sthjzk/zghjzkgb/202406/P020240604551536165161.pdf>.
- [7] 郑逸璇, 宋晓晖周佳等. 减污降碳协同增效的关键路径与政策研究 [J/OL]. 中国环境管理, 2021. DOI:10.16868/j.cnki.1674-6252.2021.05.045.
- [8] 褚旸晰, 韩文超, 张海杰等. 关于我国环境空气质量标准修订技术方法体系的思考 [J]. 环境保护, 2023.
- [9] 王宗爽, 郭敏, 谭玉菲等. 关于我国环境空气质量标准未来发展的建议 [J]. 环境保护, 2023.
- [10] XUE T, WANG R, WANG M et al. Health benefits from the rapid reduction in ambient exposure to air pollutants after China's clean air actions: progress in efficacy and geographic equality[J/OL]. National Science Review, 2024. DOI:10.1093/nsr/nwad263.
- [11] CHINA N B of S of. China Energy Statistical Yearbook 2011[R/OL]. (2022). <http://www.stats.gov.cn/english/>.
- [12] CHENG J, TONG D, LIU Y et al. A synergistic approach to air pollution control and carbon neutrality in China can avoid millions of premature deaths annually by 2060[J/OL]. One Earth, 2023. DOI:10.1016/j.oneear.2023.07.007.
- [13] SHI X, ZHENG Y, LEI Y et al. Air quality benefits of achieving carbon neutrality in China[J/OL]. Science of the Total Environment, 2021. DOI:10.1016/j.scitotenv.2021.148784.
- [14] LEI Y, YIN Z, LU X et al. The 2022 report of synergetic roadmap on carbon neutrality and clean air for China: Accelerating transition in key sectors[J/OL]. Environmental Science and Ecotechnology, 2024. DOI:10.1016/j.ese.2023.100335.
- [15] 中国碳中和与清洁空气协同路径年度报告工作组. 中国碳中和与清洁空气协同路径 2023—降碳 减污 扩绿 增长 [R]. 2023.
- [16] HARVEY H, ORVIS R, RISSMAN J. Designing Climate Solutions A Policy Guide for Low-Carbon Energy[M/OL]. 1 版. Washington, DC.: Island Press Washington, DC, 2018. DOI:<https://doi.org/10.5822/978-1-61091-957-9>.

-
- [17] CLEANENERGY STATS ALLIANCE. Table of 100% Clean Energy States[EB]//CleanEnergy Stats Alliance.
- [18] BARBOSE G. U.S. State Renewables Portfolio & Clean Electricity Standards: 2023 Status Update[EB/OL]//Berkeley Lab. (2023). https://live-etabiblio.pantheonsite.io/sites/default/files/lbnl_rps_ces_status_report_2023_edition.pdf.
- [19] AEMO. Draft 2024 Integrated System Plan: For the National Electricity Market[R/OL]. (2024). https://aemo.com.au/-/media/files/stakeholder_consultation/consultations/nem-consultations/2023/draft-2024-isp-consultation/draft-2024-isp.pdf?la=en.
- [20] EVANS S. Record-low price for UK offshore wind is nine times cheaper than gas[EB/OL]//CarbonBrief. (2022). <https://www.carbonbrief.org/analysis-record-low-price-for-uk-offshore-wind-is-four-times-cheaper-than-gas/>.
- [21] COMMISSION C E. California Energy Storage System Survey[EB/OL]//California Energy Commission. (2024). <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/california-energy-storage-system-survey>.
- [22] BEITER P, HEETER J, SPITSEN P 等. Comparing Offshore Wind Energy Procurement and Project Revenue Sources Across U.S. States[R/OL]. (2020). <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76079.pdf>.
- [23] HARVEY H, O' BOYLE M, GOPAL A 等. Accelerating U.S. Clean Energy Deployment Through Investment_Grade Policy[R/OL]. (2023). <https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/08/Investment-Grade-Policy.pdf>.
- [24] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2022[R/OL]. (2022). <https://www.cec.org.cn/upload/zt/fzbgzt2021/zt2021/index.html>.
- [25] SAWE, N., YU, H., RISSMAN, J., TIAN, Z., & ZHOU N. Clean Industry in China: A Techno-Economic Comparison of Electrified Heat Technologies, Barriers, and Policy Options.[J/OL]. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2024. <https://escholarship.org/uc/item/7tg4x3n3>.
- [26] DEASON, J., WEI, M., LEVENTIS, G., SMITH, S., & SCHWARTZ L. Electrification of Buildings and Industry in the United States: Drivers, Barriers, Prospects, and Policy Approaches.[J/OL]. Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL), Berkeley, CA (United States), 2018. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/electrification_of_buildings_and_industry_final_0.pdf.
- [27] NBS. China Energy Statistical Yearbook 2022.[J]. China Statistics Press., 2023.
- [28] RISSMAN J. Decarbonizing Low-Temperature Industrial Heat in the U.S.[R]. SAN FRANCISCO, 2022.
- [29] UNIVERSITY. I E A & T. The Future of Heat Pumps in China.[R/OL]. (2024). <https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps-in-china>.
- [30] ARPAGAU, C., BLESS, F., UHLMANN, M., SCHIFFMANN, J., & BERTSCH S S. High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials.[J/OL]. Energy, 2018. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.03.166>.
- [31] RISSMAN, J., & GIMON E. Industrial Thermal Batteries: Decarbonizing U.S. Industry While Supporting a High-Renewables Grid[J/OL]. Energy Innovation LLC, 2023. <https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2023/07/2023-07-13-Industrial-Thermal-Batteries-Report-v133.pdf>.
- [32] HENZE V. Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh.[J/OL]. BloombergNEF, 2022. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>.
- [33] SLATER, H., WANG, S., & LI R. 2022 China Carbon Pricing Survey[J/OL]. ICF, 2023. https://www.cet.net.cn/storage/files/2022/CCPS_Report-EN.pdf.

- [34] YANG, X., & LIN S. How to effectively connect power market with the carbon market?[J/OL]. China Energy Newspaper, 2023. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-04/17/content_25978285.htm.
- [35] YU, S., FU, S., BEHRENDT, J., CHAI, Q., CHEN, L., CHEN, W., CHENG, X., CLARKE, L., DU, X., GUO, F., HULTMAN, N., KHANNA, N., KREY, V., LI, M., LIU, J., LU, H., LOU, J., MEI, C., QIN, X., ... ZHOU N. Synthesis Report 2022 on China' s Carbon Neutrality: Electrification in China' s Carbon Neutrality Pathways.[J/OL]. Energy Foundation China, 2022. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20221104/Synthesis-Report-2022-Electrification-in-Chinas-Carbon-Neutrality-Pathway.pdf>.
- [36] AGENCY. I E. Application of Industrial Heat Pumps[R/OL]. (2014). <https://iea-industry.org/app/uploads/annex-xiii-part-a.pdf>.
- [37] ZHANG, J., ZHANG, H.-H., HE, Y.-L., & TAO W Q. A comprehensive review on advances and applications of industrial heat pumps based on the practices in China.[J/OL]. Applied Energy, 2016. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.049>.
- [38] FOCUS. C. China now has 30 CSP projects with thermal energy storage underway.[J/OL]. SolarPACES, 2022. <https://www.solarpaces.org/china-now-has-30-csp-projects-with-thermal-energy-storage-underway/>.
- [39] LABORATORY. U S N R E. Concentrating Solar Power Projects in China[J/OL]. 2023. <https://solarpaces.nrel.gov/by-country/CN>.
- [40] REDDY R G. Molten Salts: Thermal Energy Storage and Heat Transfer Media.[J/OL]. Journal of Phase Equilibria and Diffusion, 2011. DOI:<https://doi.org/10.1007/s11669-011-9904-z>.
- [41] EPP B. Worldwide overview of high-temperature energy storage system providers.[J/OL]. Solarthermalworld., 2024. <https://solarthermalworld.org/news/worldwide-overview-of-high-temperature-energy-storage-system-providers/>.
- [42] NBS. Market price changes of key means of production in circulation during the first ten days of August 2023[J/OL]. 2023. https://www.gov.cn/lianbo/bumen/202308/content_6898148.htm.
- [43] China | Gas Price: 36 City | CEIC[J/OL]. CEIC, 2023. <https://www.ceicdata.com/en/china/gas-price-36-city>.
- [44] SASAC. International electricity price comparison.[R/OL]. (2021). <http://www.sasac.gov.cn/n16582853/n16582883/c17715327/content.html>.
- [45] ZUBERI, M., HASANBEIGI, A., & MORROW W. Electrification of Boilers in U.S. Manufacturing[J/OL]. 2021. DOI:<https://doi.org/10.2172/1867393>.
- [46] ENERGIEWENDE A. Software & Daten—Transformationskostenrechner Power-2-Heat.[J/OL]. 2021. DOI:<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/transformatiionskostenrechner-power-2-heat/>.
- [47] LIU, R., ZHAO, Y., GUO, T., & CHEN J. Analysis on Effects of Energy Efficiency Standards of Industry Boiler in China.[J/OL]. MATEC Web of Conferences, 2018. DOI:<https://doi.org/10.1051/mateconf/201817504004>.
- [48] SHEN, B., PRICE, L. K., LU, H., LIU, X., TSEN, K., XIANGYANG, W., YUNPENG, Z., JIAN, G., RUI, H., JUNFENG, Z., YUQUN, Z., SHUMAO, X., YAFENG, H., & MANZHI L. Curbing Air Pollution and Greenhouse Gas Emissions from Industrial Boilers in China[J/OL]. 2015. DOI:<https://doi.org/10.2172/1233607>.
- [49] CHINA SPECIAL EQUIPMENT INSPECTION AND RESEARCH INSTITUTE, CHINA NATIONAL INSTITUTE OF STANDARDIZATION & L B N L. Research on China industrial boiler energy efficiency indicators and evaluation system[R/OL]. (2017). <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-cip-20170601/中国工业锅炉能效指标体系研究.pdf>.
- [50] ORGANIZATION]United Nations Industrial Development. Energy Efficiency Potentials in Industrial Steam Systems in China.[R/

- OL]. (2014). https://www.unido.org/sites/default/files/2015-09/EE_Potentials_Steam_Systems_China_0.pdf.
- [51] STATE ADMINISTRATION FOR MARKET REGULATION & S A of C. Minimum allowable values of energy efficiency and energy efficiency grades of industrial boilers[R]. 2021.
- [52] HAN, Y., SHEN, B., & ZHANG T. A Techno-economic Assessment of Fuel Switching Options of Addressing Environmental Challenges of Coal-Fired Industrial Boilers: An analytical work for China.[J/OL]. Energy Procedia, 2017. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.12.448>.
- [53] YANG, M., & DIXON R K. Investing in efficient industrial boiler systems in China and Vietnam.[J/OL]. Energy Policy, 2012. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.030>.
- [54] NBS. China Energy Statistical Yearbook 2021.[J]. China Statistics Press., 2022.
- [55] IPCC. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.[R/OL]. (2006). <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>.
- [56] MEE. The notice to implement 2022 enterprise greenhouse gas emissions accounting and reporting work.[R/OL]. (2022). https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202203/t20220315_971468.html.
- [57] (CHINA) E D. The meaning of increased carbon price.[R/OL]. (2023). http://paper.ce.cn/pad/content/202311/26/content_284876.html.
- [58] NETWORK P S. China Inventory 2022: Panorama of time-of-use electricity prices for industrial and commercial users across the country[J/OL]. Shoudian BJX, 2023. <https://news.bjx.com.cn/html/20230106/1281579.shtml>.
- [59] AGENCY. I E. An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China.[R/OL]. (2021). <https://iea.blob.core.windows.net/assets/9448bd6e-670e-4cfd-953c-32e822a80f77/AnenergysectorroadmaptocarbonneutralityinChina.pdf>.
- [60] ABHYANKAR, N., LIN, J., KAHRL, F., YIN, S., PALIWAL, U., LIU, X., KHANNA, N., LUO, Q., WOOLEY, D., O' BOYLE, M., ASHMOORE, O., ORVIS, R., SOLOMON, M., & PHADKE, A. (2022).ABHYANKAR, N., LIN, J., KAHRL, F., YIN, S., PALIWAL, U., LIU, X., KHANNA, N., LUO, Q. A . Achieving an 80% carbon-free electricity system in China by 2035.[J/OL]. iScience, 2022. DOI:<https://doi.org/10.1016/j.isci.2022.105180>.
- [61] CHEN, Z., GAO, S., LI, T., LIU, Y., LIU, Z., YAO, Y., & ZHOU Q. Exploring China' s Pathway to a New Power System. Rocky Mountain Institute.[J/OL]. 2023. <https://rmi.org/insight/exploring-chinas-pathway-to-a-new-power-system>.
- [62] COUNCIL C E. Study of Power Sector Carbon Peaking and Carbon Neutrality Development Pathways.[J/OL]. China Electricity Council., 2021. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-305486>.
- [63] LIU B. Clearer Views of Pathways of Clean Transition in China' s Power Sector: State Grid Energy Research Institute.[J/OL]. 2023. https://www.cpn.com.cn/news/hy/202304/t20230417_1596775.html.
- [64] SHU, Y., ZHANG, L., WANG, Y., LU, G., YUAN, B., & XIA P. China Power Sector Carbon Peaking and Carbon Neutrality Study[J/OL]. 2021. <https://finance.sina.com.cn/wm/2021-12-02/doc-ikyakumx1550786.shtml>.
- [65] EI. China Energy Policy Simulator[EB]//Energy Innovation: Policy & Technology, LLC and Innovative Green Development Project. 2022.
- [66] ENERGY. U S D of. Industrial Demonstrations Program Selections for Award Negotiations. Energy.[J/OL]. Gov., 2024. <https://www.energy.gov/oced/industrial-demonstrations-program-selections-award-negotiations>.
- [67] Connecticut Green Bank.[EB/OL]//Connecticut Green Bank. (2024). <https://www.ctgreenbank.com/>.

- [68] SCHONBERG A. Government Procurement and Sales to State-Owned Enterprises in China.[J/OL]. U.S.-China Business Council., 2021. https://www.uschina.org/sites/default/files/uscbe_government_procurement_report_2021.pdf.
- [69] DENJEAN, B., DION, J., HUO, L., & LIEBERT T. Green Public Procurement in China: Quantifying the Benefits. International Institute for Sustainable Development.[J/OL]. 2015. <https://www.iisd.org/system/files/publications/green-public-procurement-china-quantifying-benefits-en.pdf>.
- [70] RISSMAN J. Zero-Carbon Industry: Transformative Technologies and Policies to Achieve Sustainable Prosperity.[J/OL]. Columbia University Press., 2024. <https://zerocarbonindustry.com/>.
- [71] CHO A. Department of Energy’ s ‘mini-Manhattan Projects’ for key energy problems wind down.[J/OL]. Science, 2021. <https://www.science.org/content/article/departement-energy-s-mini-manhattan-projects-key-energy-problems-wind-down>.
- [72] FOUNDATION U S N S. National Patterns of R&D Resources: 2019-20 Data Update[J/OL]. 2022. <https://nces.nsf.gov/pubs/nsf22320>.
- [73] LEE L. Northwest China cities halt heavy industries to curb pollution.[J/OL]. Reuters, 2023. <https://www.reuters.com/world/china/northwest-china-cities-halt-heavy-industries-curb-pollution-2023-12-27/>.
- [74] ZHANG, Y., ZHOU, F., PENG, L., & YU Y. The current state of China’ s electricity market.[J/OL]. China Dialogue, 2023. <https://chinadialogue.net/en/energy/the-current-state-of-chinas-electricity-market/>.
- [75] HOWE C. China plans to launch inter-provincial power trading by year-end. Reuters.[J/OL]. 2023. <https://www.reuters.com/article/china-power-spot-idUKL4N3C30M3>.
- [76] GEM, CREA, E3G 等 . Boom And Bust Coal 2022[R]. 2022.
- [77] CHINA N B of S of. China Statistical Yearbook 2022.[R]. 2022.
- [78] CONSULTING. K E. What is spot power trading?[R]. 2023.
- [79] RE100. Green Electricity Certificate (GECs) of China: Technical Assessment Report.[R/OL]. (2020). https://www.there100.org/sites/re100/files/2020-10/Chinese GEC Paper_RE100_2020 FINAL.pdf.
- [80] FISHMAN D. Chinese Green Energy Certificates (GECs).[J/OL]. The Lantau Group., 2023. https://www.lantaugroup.com/file/FAQ_China_Green_aug23.pdf.
- [81] ZHANG, J., & WANG M. China Lays Out New Scheme for Green Electricity Certificate[J/OL]. Orrick, 2023. <https://www.orrick.com/en/Insights/2023/11/China-Lays-Out-New-Scheme-for-Green-Electricity-Certificate>.
- [82] COUNCIL C E. Survey of Self-Generation Power Plants and CO2 Emissions Trading System.[J/OL]. China Electricity Council., 2019. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-282214>.
- [83] FISHMAN D. Chinese Green Energy Certificates (GECs)[A]. The Lantau Group, 2023.

致 谢

课题组衷心感谢中国环境与发展国际合作委员会（国合会）设立并支持“降碳减污扩绿增长协同机制”专题政策研究，为中外专家提供了充分讨论与交流的平台。

特别感谢国合会中方首席顾问刘世锦先生、外方首席顾问 Scott Vaughan 先生，以及生态环境部大气环境司赵春丽处长在课题实施过程中提供的宝贵咨询和建议。

同时感谢课题组支持专家——北京大学环境科学与工程学院张世秋教授、湖石可持续发展研究会胡涛理事长、绿色创新发展研究院胡敏主任、国家发展和改革委员会能源研究所李忠副所长、国际气候研究中心 CICERO 高级研究员 Jan Ivar Korsbakken 和瑞典查尔默斯理工大学工业能源政策教授 Tomas Kåberger——对项目报告的审阅和建议。

特别感谢国合会国际支持办公室专家 Kristine St-Pierre 对性别议题的指导。感谢国合会秘书处张慧勇处长、庞骁先生、费成博女士，以及秘书处和国际支持办公室的王美真女士等在组织与协调方面的大力支持。

