

中国碳中和综合报告 2022

深度电气化助力碳中和



致谢

本报告是能源基金会与多个研究团队共同努力的成果。研究由能源基金会牵头，由马里兰大学全球可持续发展中心负责协调，国内国际多个研究机构参与。本报告作者对马里兰大学的高性能计算中心 (<http://hpcc.umd.edu>) 表示感谢。能源基金会和研究团队向报告评阅人表示感谢，他们为改进本报告的框架和具体研究内容提供了宝贵建议：

评阅人（按姓氏字母顺序排列）

Richard Baron	欧洲气候基金会贸易项目主任，2050 路径平台（2050 Pathways Platform）执行主任
Jae Edmonds	西北太平洋国家实验室（PNNL）全球变化联合研究所首席科学家，马里兰大学公共政策学院教授
Michael Greenstone	芝加哥大学哈里斯公共政策学院米尔顿·弗里德曼讲席经济学教授
Amory Lovins	落基山研究所联合创始人兼荣誉主席
Robert Stowe	哈佛大学环境经济学项目执行主任，哈佛大学气候协定项目联席主任
Massimo Tavoni	米兰理工大学气候变化经济学教授，经济与环境欧洲研究所所长
Adair Turner 勋爵	能源转型委员会主席，新经济思维研究所高级研究员
王绍达	芝加哥大学哈里斯公共政策学院助理教授，美国国家经济研究局研究员
John Ward	Pengwern Associates 咨询公司常务董事
Matthias Weitzel	欧盟委员会联合研究中心项目官员
Harald Winkler	开普敦大学能源研究中心教授，IPCC 第六次评估报告第三工作组主要协调作者
谢春萍	伦敦政治经济学院格兰瑟姆气候变化与环境研究所政策研究员
赵昌文	国务院发展研究中心中国国际发展知识中心主任

免责声明

- 若无特别声明，本报告中陈述的观点仅代表作者意见，不代表能源基金会的观点。能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。
- 凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着他们已为能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。

深度电气化助力碳中和

2022 年 11 月

研究和作者团队

主要协调作者

- 能源基金会：傅莎
- 美国马里兰大学：余莎

主要作者（按照单位和作者英文名字字母顺序排列）

- 水电水利规划设计总院：秦潇
- 能源基金会：陈灵艳，杜譞，李曼琪，梅程程，杨卓翔
- 国际应用系统分析研究所：郭非，Volker Krey
- 哈尔滨工业大学（深圳）：刘俊伶
- 劳伦斯·伯克利国家实验室：Nina Khanna, 鲁虹佑，周南
- 北京大学：吴雅珍
- 中国人民大学：王克
- 清华大学：柴麒麟，陈文颖，张枢
- 美国马里兰大学：Jenna Behrendt, 程心照，Leon Clarke, Nathan Hultman, 楼洁红

建议引文

余莎，傅莎，J. Behrendt, 柴麒麟，陈灵艳，陈文颖，程心照，L. Clarke, 杜譞，郭非，N. Hultman, N. Khanna, V. Krey, 李曼琪，刘俊伶，鲁虹佑，楼洁红，梅程程，秦潇，王克，吴雅珍，杨卓翔，张枢，周南 (2022). “中国碳中和综合报告 2022：深度电气化助力碳中和”. 能源基金会，北京，中国. <https://www.efchina.org/14FYP-zh/Reports-zh/report-lceg-20201210-zh>

前言

自 2020 年 9 月习近平主席宣布碳中和目标以来，世界共同经历了深刻而复杂的起伏变化。在新形势下，中国仍坚定不移地落实 2060 年前实现碳中和的国家目标。2021 年，中国提交了更新的国家自主贡献目标，制定《中国本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略》，并构建起碳达峰碳中和“1+N”政策体系。

能源基金会作为一家自 1999 年起在中国开展工作的非营利性慈善组织，致力于通过安全和可持续能源促进中国和世界的繁荣发展和气候安全，并一如既往地支持碳中和愿景下的科学研究和政策制定。为推动低排放发展战略的规划与实施，我们在 2018 年发起了探索“多赢”长期低碳发展路径的旗舰计划——中国中长期低碳发展战略综合工作组（LTS）。我们希望这份努力能够助力中国迈向可持续繁荣的碳中和道路。

直至今日，LTS 工作组已经启动三期旗舰项目（LTS I, II, III），与三十多家中国顶级智库合作发起超过五十个高水平研究项目，内容覆盖中国脱碳行动各重要部门、领域和主题。在 2020 年 LTS I 期成功搭建中国碳中和路径总体框架的鼓舞下，LTS II 期将研究重点转向 2035 年中国低碳转型的实施路线图，LTS III 期进一步聚焦，致力于探索碳中和下的技术创新。同时，为吸纳国际观点，能源基金会持续与国际应用系统分析研究所、马里兰大学、欧盟联合研究中心、波茨坦气候影响研究所、荷兰环境评估署、2050 路径平台、劳伦斯·伯克利国家实验室等国际一流智库和专家合作，就 LTS 模型和技术展开探讨。这些广泛而深入的交流有力推动了气候和能源领域的研究和知识共享，并建立了开放的多边知识交流平台。此外，能源基金会通过“国际咨询圆桌会议”和“经济学家对话”巩固“碳中和”在中国政策制定中的战略地位，推动“碳中和经济学”的发展和主流化。

与此同时，LTS 工作组的研究项目已经在超过 15 个省市落地生根，支持地方层面的低碳研

究和试点示范，旨在探索和实践符合碳中和愿景的高质量经济增长模型。

2020 年，我们成功发布了《中国碳中和综合报告》系列的第一篇，全面阐述了中国协同实现 2060 年前碳中和承诺以及高质量发展的长期目标的新增长路径。这份报告勾勒出中国的低碳转型战略，有效识别了整个经济体系以及各经济部门的关键要素。电气化作为中国实现碳中和目标的五大支柱之一（其他四大支柱分别是可持续能源消费、电力部门脱碳、低碳燃料替代和碳移除），与电力部门脱碳相结合，不仅为推动电力部门相比其他部门更快地实现大幅减排提供了可行选择，也为遏制并最终减少终端能源消耗提供了机会。因此，我们决定继续全面和深入地探讨碳中和背景下的电气化问题，并聚焦终端部门电气化和电力部门低碳化的协同转型。

今天，我们怀着激动的心情发布系列报告的第二篇。这份报告凝结了 9 个国际顶尖气候变化研究和模型团队的智慧结晶，汇聚了众多专家的宝贵意见。本报告特别关注电气化及相应的电力系统转型对于中国实现碳中和目标的重要作用，并为各部门提供一揽子近期行动和远期战略建议，涵盖技术可得性、区域差异和经济成本。报告所提出的近期行动、远期战略和政策框架将有力促进中国电气化和电力部门低碳化的发展进程，助力中国成功实现低碳增长。

当下，机遇与挑战共存，竞争与合作交织。中国低碳转型和经济转型比以往更迫切需要持续而深入的研究，能源基金会将不遗余力予以支持。我们将真诚不懈地与合作伙伴共同追求多方共赢的解决方案，创造、发展、共享可持续的未来，讲好中国的“新增长故事”。

在此，我由衷感谢作者团队，感谢所有专家朋友对能源基金会持续和真挚的支持。我还要特别感谢能源基金会的梦之队，拥有你们，才能梦想成真！再次诚挚地感谢！



能源基金会首席执行官兼中国区总裁

二〇二二年十一月

目录

	术语列表	v
01	引言	01
02	中国气候政策最新进展	05
	2.1 社会经济、能源和排放最新趋势	06
	2020 年以来社会经济、能源和排放趋势	06
	能源布局和排放的区域差异	07
	2.2 近期政策进展	08
	政治承诺强化气候行动决心	08
	“1+N” 政策体系逐步构建	08
	各行业和领域气候政策不断创新	09
	中国气候政策亮点纷呈	11
	政策和实施尚存在挑战	13
03	2060 年前实现净零排放路径	14
	3.1 情景设置	15
	3.2 排放路径	16
	3.3 能源转型	19
	一次能源	19
	终端能源	22
04	电气化在终端部门的角色	25
	4.1 现状	26
	4.2 未来的电气化之路	28
	4.3 政策含义	30
05	建筑部门电气化路线图	32
	5.1 现状	33
	5.2 建筑部门电气化对碳中和的作用	34
	5.3 挑战与机遇	35
	挑战	35
	机遇	35
	5.4 电气化的关键领域	36
	居住建筑采暖	36
	炊事	40
	生活热水	40
	光伏与建筑的结合应用	40
	5.5 关键政策措施	41

06	工业部门电气化路线图	43
6.1	现状	44
6.2	工业电气化对碳中和的作用	45
6.3	挑战与机遇	48
	挑战	48
	机遇	49
6.4	工业电气化的关键领域	49
	产业结构转型升级	49
	生产工艺调整和电气化替代技术推广	50
	先进的工业电气化技术研发	50
6.5	关键政策措施	55
07	交通部门电气化路线图	57
7.1	现状	58
7.2	交通运输电气化对碳中和的作用	59
7.3	挑战与机遇	62
	挑战	62
	机遇	62
7.4	交通部门电气化重点领域	63
	电动汽车制造和销售	63
	充电桩部署	63
7.5	关键政策措施	64
08	电力系统和电气化	65
8.1	现状	66
8.2	电力系统转型	66
8.3	挑战与机遇	69
	挑战	69
	机遇	70
8.4	电气化关键领域及各领域潜力	72
	供给侧灵活性	72
	需求侧灵活性	72
	电网侧灵活性	73
8.5	关键政策措施	73
09	主要结论	75
9.1	电气化对于实现中国碳中和目标的作用	76
9.2	未来研究方向	77
	参考文献	78

图目录

02	图 2.1	“1+N” 政策发布时间线（截至 2022 年 7 月底）	10
	图 2.2	2021—2022 中国主要气候行动、事件和政策	12
03	图 3.1	2060 年温室气体净零排放路径	16
	图 B3.1	碳排放强度下降趋势与中国政策目标的一致性比较	17
	图 3.2	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下各部门的温室气体排放	18
	图 3.3	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下的一次能源转型：（A）一次能源消费总量（B）分能源品种的一次能源消费总量	20
	图 B3.2	国家一次能源相关目标与建模分析结果比较：（A）化石能源和非化石能源占一次能源总量比重（B）单位 GDP 的一次能源消耗	21
	图 3.4	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下各类一次能源占比	22
	图 3.5	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下的终端能源转型：（A）终端能源消费总量（B）分能源品种的终端能源消费总量	23
	图 B3.4	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下各模型模拟的氢产量趋势	24
04	图 4.1	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下终端能源电气化率	28
	图 4.2	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下净零排放路径中的电气化：（A）中国和经合组织（OECD）国家的人均电力消费与 GDP 的关系（B）不同模型的终端能源电力需求	29
	图 4.3	电气化路线图	31
05	图 5.1	中国、日本和美国建筑部门电气化水平的历史趋势	33
	图 5.2	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国建筑部门终端能耗发展趋势：（A）终端能源消费总量（B）分能源品种的终端能源消费总量	34
	图 5.3	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国建筑部门电气化水平发展趋势（A）电力需求（B）电气化率	34
	图 B5.1	地源热泵系统	38
06	图 6.1	2014—2018 年中国制造业子部门的碳排放量	44
	图 6.2	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国工业部门终端能耗发展趋势：（A）终端能源消费总量（B）分能源品种的终端能源消费总量	45
	图 6.3	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国工业部门电气化水平发展趋势：（A）电力需求（B）电气化率	46
	图 6.4	“基于更新 NDC 的碳中和” 情景下工业部门氢能占比	46

	图 6.5	PECE_LIU_2021 模型中工业子部门的能源消费量	47
	图 6.6	PECE_LIU_2021 模型中工业子部门能源消费占比	48
	图 B6.2	排名前五省份的粗钢产量	53
07	图 7.1	中国、日本和美国交通运输部门电气化率的历史趋势	59
	图 7.2	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国客运部门终端能耗：(A) 终端能源消费总量 (B) 分能源种类的终端能源消费量	60
	图 7.3	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国货运部门终端能耗：(A) 终端能源消费总量 (B) 分能源种类的终端能源消费量	60
	图 7.4	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国交通运输部门电气化水平发展趋势：(A) 电力需求 (B) 电气化率	61
	图 7.5	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下交通运输部门终端能源消耗燃料份额	61
08	图 8.1	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下的电力系统转型：(A) 发电总量 (B) 各发电技术发电总量	66
	图 8.2	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下各发电技术装机容量	67
	图 8.3	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下各发电技术发电量占比	67
	图 8.4	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下太阳能发电和风电装机容量	68
	图 8.5	“基于更新 NDC 的碳中和”情景下可再生能源在中国大陆各省份发电总量中的占比：(A) 2030 年 (B) 2060 年	70

术语列表

(按汉语拼音顺序排列)

车网互动技术	V2G
地下换热器	GHE
地源热泵	GSHP
电弧炉	EAF
二氧化碳	CO ₂
氟化气体	F-Gases
光储直柔技术	PEDF
国际能源署	IEA
国家自主贡献	NDC
国内生产总值	GDP
化石燃料燃烧和工业过程	FFI
甲烷	CH ₄
监测、报告和核查	MRV
建筑光伏一体化	BIPV
空气源热泵	ASHP
《联合国气候变化框架公约》	UNFCCC
六氟化硫	SF ₆
农林和其他土地利用	AFOLU
千瓦时	kWh
氢氟碳化物	HFCs
全氟化合物	PFCs
热电联产	CHP
人工智能	AI
深层地埋管换热器	DBHE
太阳能区域供热	SDH
碳捕集、利用与封存	CCUS
碳排放交易机制 / 市场	ETS
温室气体	GHG 或 GHGs
物联网	IoT
新能源汽车	NEV 或 NEVs
性能系数	COP
需求侧管理	DSM
氧化亚氮	N ₂ O
《中国能源统计年鉴》	CESY

01 | 引言

@Energy Foundation China



2020年9月，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上公开承诺，中国二氧化碳（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。2021年4月，习近平主席在领导人气候峰会上宣布中国将严控煤电项目，“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少。同年9月，习近平主席在第七十六届联合国大会一般性辩论上公开宣布中国将不再新建境外煤电项目。纵观2021年，包括习近平主席在内的多位中国政要数次在各大场合重申和强化中国关于“双碳”目标的承诺，彰显中国加快低碳转型的决心。

高层承诺传达出中国对应对气候变化的高度重视，但正如在气候问题上曲折前行的其他国家一样，中国实现气候目标的道路也并非坦途，面临各种阻碍和艰难抉择。随着中国开始实施“十四五”规划、展望“十五五”及后续的五年规划，应对气候变化道路上的诸多挑战已经开始涌现。

能源安全一直是中国发展战略的重中之重，而当今复杂严峻的国际局势又为中国能源和经济发展带来了新挑战。国际方面，俄乌危机以来，全球石油和天然气价格高企，能源市场随之陷入混乱；中国作为能源进口国，随即受到能源成本和商品价格上涨的影响。国内方面，中国在2021—2022年数次经历电力短缺，进一步使能源供应的稳定性和可靠性成为能源政策的重要考量。

为履行气候承诺，中国势必要推动能源系统深刻转型，并优先保障转型过程中的能源安全。电气化是中国实现碳中和之路的重要一环。由于中国当前电力结构的碳强度较高，终端用能部门

和电力系统需要同步转型。提高终端用能部门电气化水平，配合需求侧管理措施和电力系统低碳化转型，将在提高能源安全水平的同时实现减排。要实现二氧化碳大幅减排，应充分利用低碳、零碳能源，最大程度替代建筑、工业、交通部门所使用的化石燃料；同时尽可能利用本土可再生能源发电，建设灵活、可靠的新型电力系统，提升能源安全水平。

本报告是能源基金会《中国碳中和综合报告》系列的第二篇，由多家机构共同合作完成。该系列报告的首篇已于2020年发布，聚焦中国的碳中和路径和整体经济转型。本报告旨在回顾2020年末以来，中国最新的气候政策进展及能源、排放趋势，并聚焦终端用能部门电气化和电力部门低碳化的双轨转型，深入探讨电气化对于中国实现“双碳”目标的重要作用。本报告具备扎实的研究基础，既有由多家机构协同开展的全新多模型比较分析，又有针对具体部门的深入研究报告，以及对已有相关研究的评估分析（见专栏1.1）。

本报告研究目标包括：探索中国碳中和转型的综合战略，为社会各界理解碳中和路径提供新思路，综合集成多个模型和研究团队针对中国不同转型情景的已有研究和最新分析，评估中国“双碳”政策最新进展，并分析这些短期政策目标如何服务于碳中和承诺。本报告还特别关注电气化及与之紧密相关的电力系统转型对于中国实现“双碳”目标的重要作用，并为中国各部门提出了一揽子近期行动重点和远期战略建议，从而加快电气化进程和电力部门低碳化转型，助力中国成功走向低碳发展之路。

专栏 II 报告采用的模型分析

本报告综合集成了来自多组全球模型和国家模型的量化分析，包括 China DREAM、China TIMES、GCAM-China、MESSAGEix-China、AIM-China、PECE_LIU_2021，以及 PECE V2.0（详见表 B.I.1）。各组模型基于两个协调一致的情景展开建模分析，即“基于更新 NDC 的碳中和”情景和“基于原始 NDC 的碳中和”情景。两个情景均设定中国将在 2060 年前实现温室气体（GHGs）净零排放，区别在于达峰时间不同（两个情景详情请见第 3.1 节）。本报告虽然对各组模型的模拟结果进行了整合，但并未尝试统一各模型的假设，因此研究结果如实反映了各组模

型对中国（未来）社会经济和技术发展情况的不同设想。研究团队还在建模分析的基础上，进一步分析不同部门电气化的关键问题和技术方案并形成深度专题报告，报告主题包括省级可再生能源投资需求分析、煤电转型中的搁浅资产和信贷风险评估，以及建筑、工业和交通部门的电气化转型战略研究。本报告已集成了这些专题报告的关键结论，以提升在部门、空间、技术等方面的精细化程度。完整的专题报告也将与本报告一同发布，用以提供更加详细的背景信息。

表 B.I.1: 建模团队一览

模型名称	开发机构	空间尺度	建模方法	模拟情景	覆盖气体	来源 / 参考文献
GCAM-China	美国西北太平洋国家实验室 (PNNL)、马里兰大学 (UMD)	全球模型 (中国作为独立区域)	动态递归模型，用于展现能源、水、农业和土地利用、经济及气候五大系统各自的行为和相互作用	基于更新 NDC 的碳中和；基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI、CO ₂ AFOLU、CH ₄ 、F-Gases、N ₂ O	(GCAM, 2022); (Calvin 等, 2019)
AIM-China	北京工业大学	国家模型	目前使用的模型和方法包括可计算的一般均衡模型、动态经济模型、局部均衡模型、基于详细描述线性规划技术的最低成本优化模型、产业模拟模型	基于更新 NDC 的碳中和；基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI、CO ₂ AFOLU、CH ₄ 、F-Gases、N ₂ O	(IPAC, 2020)

¹ CO₂ FFI 指化石燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放，CO₂ AFOLU 指农林和其他土地利用的二氧化碳排放，其他缩写含义详见图 3.1 说明部分。

模型名称	开发机构	空间尺度	建模方法	模拟情景	覆盖气体	来源 / 参考文献
MESSAGE-ix-China	国际应用系统分析研究所 (IIASA)	全球模型 (中国作为独立区域)	全球系统工程优化模型, 用于中长期能源系统规划、能源政策分析及情景开发	基于更新 NDC 的碳中和; 基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI、CO ₂ AFOLU、CH ₄ 、F-Gases、N ₂ O	(IIASA, 2021); (Huppmann 等, 2019)
China DREAM	美国劳伦斯伯克利国家实验室 (LBNL)	国家模型	利用低排放分析平台 (LEAP) 建立的自下而上的国家级能源系统模型, 主要驱动因素包括物理和社会经济活动水平、能源强度及技术趋势	基于更新 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI, CH ₄ , and N ₂ O	(LBNL, 2022)
China TIMES	清华大学	国家模型	动态的线性规划能源系统优化模型, 用于近期和远期的能源系统分析及应对气候变化路径开发	基于更新 NDC 的碳中和; 基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI	(S. Zhang 和 Chen, 2022)
PECE_LIU_2021	哈尔滨工业大学 (深圳)、中国人民大学	国家模型	建立于 LEAP 平台的国家级能源系统模型, 聚焦中国实现其气候目标的长期低碳转型路线图	基于更新 NDC 的碳中和; 基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI、CO ₂ AFOLU	(J. Liu 等, 2021)
PECE V2.0	能源基金会 (中国)、中国人民大学	国家模型	综合能源系统模型, 基于局部均衡框架对未来能源需求、供应和排放进行量化	基于更新 NDC 的碳中和; 基于原始 NDC 的碳中和	CO ₂ FFI、CO ₂ AFOLU、CH ₄ 、F-Gases、N ₂ O	(Fragkos 等, 2021)

02 | 中国气候政策最新进展

@Energy Foundation China



2.1 社会经济、能源和排放最新趋势

2020 年以来社会经济、能源和排放趋势

2020 年以来，中国经济正逐步迈向以“双循环”新发展格局为特征的新时代（新华网，2020）。加快构建“双循环”新发展格局是我国经济高质量发展的重大战略部署，强调了扩大内需（国内大循环）和增加出口（国际循环）在新发展阶段对经济现代化发展战略路径的关键作用。“双碳”目标与“双循环”新发展格局的内在要求相一致，致力于通过发展清洁能源和先进清洁技术以提高独立自主性，并实现经济和能源系统的根本变革。过去几年，中国能源领域新趋势不断涌现，主要包括可再生能源高速发展、煤炭消费及碳排放的显著增长。

近年来随着可再生能源的发展，中国对煤炭的依赖程度有所下降。2009 年以来，中国一直是世界上最大的能源生产和消费国，对煤炭高度依赖。2021 年，中国能源消费总量为 52.4 亿吨标准煤，煤炭占比为 56.0%，而 2005 年这一比例为 72.4%（能源消费总量为 26.1 亿吨标准煤）（国家统计局，2022b）。与此同时，中国的可再生能源发电装机容量飞速增长，2020 年创历史新高并持续至 2021 年。2021 年全口径并网风电发电量同比增长 40.5%，太阳能发电量同比增长 25.2%，而火电发电量的增幅只有 8.4%（CEC，2022a）。同年在海上风电国家财政补贴全面退出之前，中国海上风电新增装机容量自 2020 年的 300 万千瓦强劲增长至近 1700 万千瓦，自此中国海上风力发电装机容量占据世界总量的将近一半（中国电力新闻网，2022）。截至 2022 年 6 月底，中国发电装机容量为 24.46 亿千瓦——其中，水电、风电和光伏发电装机容量分别达到 4.00 亿千瓦、3.42 亿千瓦和 3.36 亿千瓦，均位居世界第一（CEC，2022c）。中国的可再生能源发电量（包括水电和生物质能）达到 2.48 万亿千瓦时，占 2021 年发电总量的 29.7%（国务院，2022b）。

中国可再生能源飞速增长，预计将提前实现政府提出的到 2030 年太阳能和风电发电总装机容量达到 12 亿千瓦以上的国家自主贡献（NDC）目标。自 2021 年 8 月起，政府终止了对新备案的光伏发电项目和陆上风电项目的中央财政补贴，实行平价上网，可再生能源的后补贴时代来临。

国家发展改革委在 2021 年 11 月发布了第一批大型风电光伏基地建设项目清单，建设规模总计 9700 万千瓦，2022 年 2 月公布了第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目，总规模达 4.55 亿千瓦。2022 年上半年，中国可再生能源发电新增装机容量接近 5480 万千瓦，占新增发电装机容量的 80%（国家能源局，2022b）。除国家级项目外，开工建设项目和省级风电、光伏装机容量目标比国家自主贡献目标更加积极。

可再生能源和相关上下游产业（制造、安装等）的快速扩张已成为中国经济新的增长引擎，创造了大量的就业机会（中国环境与发展国际合作理事会，2022）。作为全球最大的风能和太阳能生产国，中国成为全球最大的可再生能源就业市场。2021 年，中国可再生能源就业岗位总数达到 537 万个，占全球可再生能源就业岗位总数的 42.3%（IRENA 和 ILO，2022）。此外，中国是全球最大的电池组件生产国，拥有最大的电动车市场。2021 年，中国新能源汽车（NEVs）销量为 352 万辆，同比增长 1.6 倍，其中纯电动汽车占比 82.8%，插电式混合动力汽车占比 17.1%，燃料电池汽车占比 0.1%（工业和信息化部，2022）。如今，中国的电动车市场占全球新电动车销量的 50% 以上。2021 年，新能源汽车渗透率（新能源汽车销量占汽车总销量的比重）为 13.4%，随后中国设定了 2025 年新能源汽车渗透率达到 20%，2030 年达到 40% 的国家目标。2022 年上半年，新能源汽车渗透率快速增长至 21.6%，已超过设定目标（中国信息通信技术研究院，2022）。中国的电动车行业已经并将继续引发全产业链变革，刺激经济增长并创造就业机会。此外，虽然中国的氢能产业处于发展初期，但国家和地方层面对氢能重要性的认识不断提高，为氢能产业在不久的将来蓬勃发展创造了有利环境。到 2050 年，氢能预计将占中国能源结构的 10%，产值将达到 1.77 万亿美元（中国氢能联盟，2020）。

2020 年初爆发的新冠肺炎疫情直接导致了能源消费和排放的波动。疫情初期，由于封控和工业产品产量暴跌，能源消费和排放都暂时下降，中国经济增速降至 40 多年来的最低水平（2020 年 2.2%）。此后，政府实施了新

的基础设施投资和商业导向的刺激方案以提振经济，中国经济开始强劲反弹，2021年实现了近十年来的最快增长，增长率达到8.1%（国务院，2022a）。同年排放量也因此上升，国际能源署（IEA）估计中国能源部门二氧化碳排放量在2019年到2021年间增加了7.5亿吨（IEA，2022a）。2022年初暴发的新一轮新冠疫情（尤其是上海和北京）进一步加剧了家庭消费需求疲软，恶化了已陷入困境的房地产市场。中国经济在2022年第二季度仅增长0.4%，上半年仅增长2.5%，远低于2022年增长5.5%的官方目标（国家统计局，2022c）。尽管房地产市场持续放缓，可再生能源强劲增长，但是由于煤炭消费高启，2022年的能源消费和排放仍极有可能保持高位。

2022年以来，俄乌危机对中国能源行业产生了短期和长期影响。由于炼油企业趁低价大量购买俄罗斯原油，中国从俄罗斯进口的原油量在2022年达到历史新高。俄乌危机导致全球能源价格大涨，同时中国能源需求增长放缓，两者共同导致中国能源进口量下降。2022年上半年，中国天然气进口量同比下降10%，原油进口量同比下降3.1%，煤炭进口量同比下降17.5%（中国经济网，2022）。在供不应求的全球市场中，中国政府通过增加国内煤炭产量以保障供应和能源安全。2022年上半年，原煤产量达到21.9亿吨，同比增长11.0%（中国经济网，2022）。此外，由于全球对电动车的需求激增以及俄乌危机对大宗商品市场的影响，电池级碳酸锂的市场价格大幅上涨（2022年6月价格几乎是2021年同期价格的六倍），给电池制造商带来了财务压力，阻碍了电动车在中国的快速普及。作为光伏设备的主要材料，硅料价格也处境相同，给中国光伏市场带来又一次价格冲击。2021年初以来，由于光伏产业快速发展带动下游光伏制造商需求增加，以及中国的“两高”项目控制政策（控制高耗能和高排放项目）和俄乌危机对供给侧的影响，硅价上涨了三倍多。硅价上涨抑制了光伏产业的产能扩张，导致2021年新增光伏项目总装机容量低于预期。

由于煤炭消费反弹，中国的碳排在2021年达到历史新高，并可能在未来几年进入平台期。20世纪90年代以来，在经济增长驱动下中国的碳排放持续增加，直到2013年进入平台期。2017年开始，中国经济面临多重压力，政府大力刺激工业发展，使煤炭消费出现回升。2020年，中国温室气体排放总量约为130亿吨二氧化碳

当量，约占全球排放总量的四分之一，而1990年这一占比仅为10.2%。然而，中国的碳强度从2005年峰值时期的近810克二氧化碳下降到2020年的450克二氧化碳（IEA，2021a，2021b）。2021年，中国GDP快速增长，出口表现强劲，电力需求随之增长了10.3%，高于8.1%的经济增速（CEC，2022a）。这一需求增长量为7900亿千瓦时，其中一半由煤电支持，二氧化碳排放量（化石燃料燃烧和工业过程的二氧化碳排放）也达到了119亿吨的历史新高，占2021年全球二氧化碳排放量的33%（IEA，2022a）。未来几年，显著增长的可再生能源可能超过煤炭成为支持电力需求增长的主力能源。

能源布局和排放的区域差异

中国幅员辽阔，区域差异巨大。虽然北京等地已经进入碳排放平台期，但宁夏、新疆和内蒙古等西北省份的碳排放却在过去十年迅速增长。2021年，江苏、广东和河南的风电装机容量领先；新增太阳能装机主要位于山东、河北和河南（国家新能源消费监测预警中心，2022）。

回顾2021年，尽管决策者强调应梯次有序推进碳达峰碳中和工作，但地方政府的规划和实施情况各不相同。在旨在降低能耗总量和能源消费强度的“双控”制度下，一些省份通过遏制高耗能、高排放的“两高”项目和限电实现双控目标，造成部分地区煤炭和能源供应短缺。与此同时，新冠肺炎疫情后全球经济复苏，中国出口需求激增，电力需求相应攀升，与煤炭供应短缺共同推高了煤炭价格和发电成本。由于政府严格控制电价，燃煤电厂不愿亏本经营，许多电厂选择减产。2021年夏季开始，中国遭遇了严重的电力短缺，波及东部大部分地区。水泥、钢铁和铝等能源密集型行业是受限电影响最严重的行业，硅价也受到电力供应不足的影响。为了保证冬季供暖和电力供应，国家发展改革委采取了一系列措施降低煤炭价格。煤炭生产企业增加煤炭产能，燃煤电厂也积极拓展煤炭采购渠道。煤炭产量的增加使原煤产量达到创纪录的40.7亿吨，2021年，煤炭消费量已接近2013年42.4亿吨的峰值（国家统计局，2022a）。

中国可再生能源供需存在显著的空间错配，大多数可再生能源资源位于西北地区，而东南地区的电力需求最高。这种地理错配加上发电厂并网受限、跨区域输电能力不足、跨省份电力交易

机制缺乏、储能设施有限，导致“弃风弃光”现象，阻碍了可再生能源的进一步发展。2021年底，青海弃风率（弃风发电量占总发电量的比例）超过10%，西藏和青海的弃光率分别接近

20%和14%（国家新能源消费监测预警中心，2022）。此外，随着政府加速推进北方的清洁能源大基地建设，快速提升西北能源供给基地到东部缺电地区的输电能力挑战日益严峻。

2.2 近期政策进展

2021年是中国第十四个五年规划（2021—2025年）的开局之年，也是中国“双碳”目标宣布后的第一年。这一年，国家领导人频繁在国内和国际高规格会议中重申“双碳”目标的重要性，指导“双碳”行动的“1+N”政策框架成型，行业和地方政策陆续发布，一系列政策信号体现了中国推进“双碳”目标的强烈政治意愿。

政治承诺强化气候行动决心

纵观2021年，中国加强气候行动的政治意愿一直很强烈。国际上，习近平主席和其他国家领导人在众多国际场合不断强调实现“双碳”目标的坚定决心，中国更新的国家自主贡献和长期发展战略也对标了新发布的“双碳”目标。在国内，众多高层政治会议也在不断强化碳达峰碳中和对实现中国全面繁荣的重要作用，中央层面成立了由国务院副总理韩正牵头的跨部门碳达峰碳中和工作领导小组（You, 2021），作为中国“双碳”行动最高级别的协调机构，领导小组由参与碳达峰碳中和工作的各部委负责人组成并定期举行全体会议，跟踪“双碳”行动进展情况并强化实现气候目标的优先领域（Boer, 2022; 新华网, 2021a）。

2022年俄乌危机爆发，全球能源供应受其影响持续波动，能源价格不断高涨。在此背景下，中国政策将保障能源供应提升到与实现碳中和同等重要的地位。2022年第十三届全国人民代表大会第五次会议期间强调，在积极稳妥推进碳达峰碳中和的同时，还必须确保能源安全、粮食安全以及产业链供应链的稳定，呼应了2022年早些时候政治局会议上发出的政策信号（Bloomberg News, 2022; Global Times, 2022）。此外，在宏观经济发展低迷的环境下，

绿色经济和碳中和被认为是中国新的经济增长引擎，进一步增强了领导层致力于气候行动的政治意愿。

“1+N”政策体系逐步构建

2021年10月，中国宣布将陆续发布一系列重点领域和行业“双碳”目标实施方案和配套支撑保障措施，构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系（生态环境部，2021c）。在2021年《联合国气候变化框架公约》第26次缔约方大会（COP26）前夕，中共中央、国务院发布了中国气候行动的最高级指导文件《中共中央 国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（下称《指导意见》），制定了“双碳”行动的基本工作原则和边界（新华网，2021b）。这份文件代表“1+N”政策体系中的“1”，其中设定了能源和碳排放指标在关键年份的定量目标（表2.1）。《指导意见》发布之后，中国提交了更新的国家自主贡献目标和《中国本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略》，描述中国在气候减缓和适应的新目标和措施，重申了《指导意见》中的气候目标。

紧随其后，国务院发布《2030年前碳达峰行动方案》（下称《行动方案》）。作为“N”系列政策的排头兵，《行动方案》明确中国2030年前碳达峰的路线图和十大重点工作领域（新华网，2021c）。“1+N”政策体系强调，中国的“双碳”行动应坚持全国一盘棋，处理好发展和减排、整体和局部、短期和中长期的关系。《指导意见》中仍强调防范风险，处理好减污降碳和能源安全的关系，2022上半年煤炭政策基调变化便是这一工作原则的体现。

表 2.1: 中国碳达峰碳中和《指导意见》主要目标

年份	目标
2025 年	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 绿色低碳循环发展经济初步形成 ▶ 重点行业能源利用效率大幅提升 ▶ 单位国内生产总值能耗比 2020 年下降 13.5% ▶ 单位国内生产总值二氧化碳排放比 2020 年下降 18% ▶ 非化石能源消费比重达到 20% 左右 ▶ 森林覆盖率达到 24.1%，森林蓄积量达到 180 亿立方米
2030 年	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 重点耗能行业能源利用效率达到国际先进水平 ▶ 单位国内生产总值能耗大幅下降 ▶ 单位国内生产总值二氧化碳排放比 2005 年下降 65% 以上 ▶ 非化石能源消费比重达到 25% 左右 ▶ 风能、太阳能总装机容量达到 12 亿千瓦以上 ▶ 森林覆盖率达到 25% 左右 ▶ 二氧化碳排放量达到峰值并实现稳中有降
2060 年	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 非化石能源消费比重达到 80% 以上 ▶ 实现碳中和目标

步入 2022 年，国家层面重点行业和领域的碳达峰实施方案（如工业、城乡建设和农业农村）陆续发布，交通部门的双碳行动也由交通运输部等多部门进行指导，“1+N”政策体系中“N”的框架逐步形成，如图 2.1 所示。同时，相关部门也发布了运用财政手段和政策支持实现“双碳”目标的指导意见和减污降碳协同增效的实施方案。目前，相关部门正在进行钢铁、石化、有色金属、电力、石油和天然气等行业碳减排行动计划的研究和起草工作，预计将不日面世（国家发展和改革委员会，2021a）。此外，更多的支持政策也在酝酿之中，例如，国家发展改革委即将公布科技支持碳达峰碳中和的实施方案（国家发展和改革委员会，2021b）。

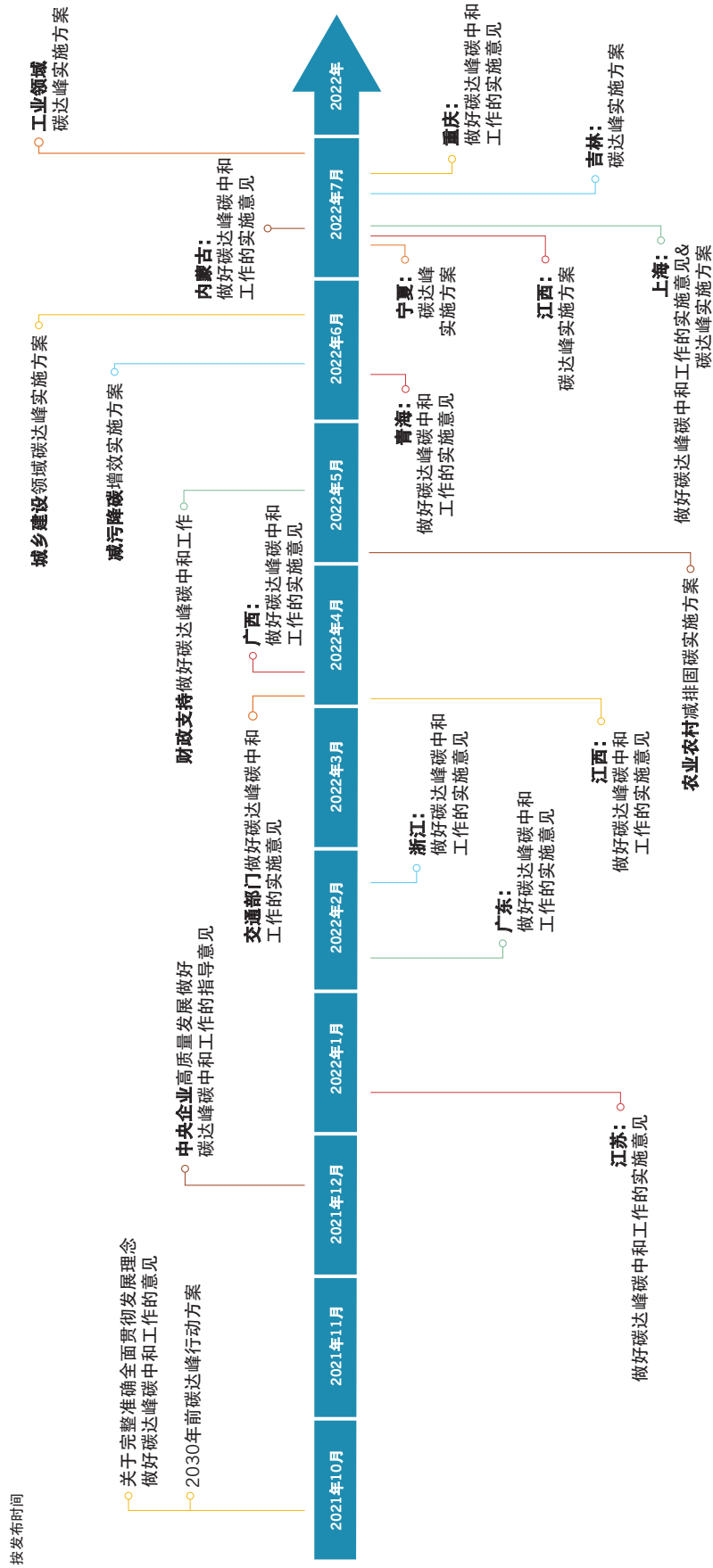
与此同时，全国各地地方政府也在制定碳达峰路线图。截至 2022 年 7 月底，已有 11 个省市颁布地方“双碳”行动的指导意见或碳达峰实施计划，如图 2.1 所示。在梯次有序推进碳达峰的指导原则下，全国目标进一步分解为各地路线图中的量化指标，地方政府结合本地社会经济发展和资源环境禀赋，因地制宜地制定实施路线。例如，为撬动粤港澳大湾区的巨大绿色金融潜力，广东省建立了健全、审慎的绿色金融服务体系为气候

行动提供投融资，支持广东省早日实现碳达峰（广东省人民政府，2022）。现在已有 37 个部门、行业和专题政策被纳入“1+N”政策体系，下一步将专注于统筹中央和地方以及各部门共同推进“双碳”目标，设计具体实施细则并追踪落地进度和情况（张璐，2022）。

各行业和领域气候政策不断创新

上述“1+N”政策体系之外，中央和地方政府都发布了关于低碳转型的重要政策，广泛覆盖绿色经济和低碳能源转型的各个领域和交叉性议题（见图 2.2）。近年来，配套支持政策的制定和出台进一步推动了整个“双碳”政策体系的形成，包括强制要求碳密集型企业披露温室气体排放信息，更新绿色债券支持项目目录，以及制定生态补偿机制（生态环境部，2021a，2021b；中国人民银行等，2021）。为促进全社会和各经济部门积极参与低碳转型，各类支持政策和机制不断创新。例如，2021 年 11 月，中国人民银行推出了碳减排支持工具，调动社会资本在清洁能源、节能、碳减排技术和其他关键行动领域的积极性（中国人民银行，2021）。

图 2.1: “1+N” 政策发布时间线 (截至 2022 年 7 月底)



更值得关注的是，中国已将构建以新能源为主体的新型电力系统作为“十四五”期间重要任务，其特征包括高比例稳定的可再生能源及安全稳定的电网。如图 2.2 所示，2021 年 5 月相关部门开始颁布一系列文件，规划了相关关键技术和行业中长期发展目标，如扩大抽水蓄能装机容量、加速发展氢能产业、广泛布局新型储能技术和项目、深化能源价格改革以及建立跨省电力交易体系。

另外一个里程碑则是全国碳排放权交易市场（简称全国碳市场）于 2022 年 7 月上线启动一周年，共纳入 2162 家发电行业重点排放企业，年覆盖约 45 亿吨二氧化碳排放，成为世界上体量最大的碳市场（生态环境部，2022b）。过去一年，全国碳市场累计碳排放配额交易量达到 1.94 亿吨，累计交易金额约 84.5 亿元人民币，碳价在每吨 40 ~ 60 元之间波动（生态环境部，2022b；王科等，2022）。目前全国碳市场的设计是通过基于强度（碳强度）的体系，而非基于总量的体系限制和减少碳排放总量，且只有发电行业参与。过去一年，七个地方试点碳市场与全国碳市场同步运行，水泥、钢铁、石化、造纸和民航等行业的减排企业在地方试点碳市场参与交易和履约（Zeng 等，2021）。履约期内，减排企业可以使用国家核证自愿减排量（CCER）存量抵消比例不超过应清缴碳排放配额的 5%，截至 2021 年底，累计 CCER 交易量约为 1.69 亿吨（谭璟玥，2022）。2017 年新的 CCER 项目暂停签发，但随着生态补偿机制、环境权益融资工具和相关法律法规的完善，全国 CCER 市场有可能在 2022 年底或 2023 年重启（徐楠，2022）。

中国气候政策亮点纷呈

《指导意见》和《行动方案》是中国为履行《巴黎协定》中的气候承诺而颁布的最高级别文件，明确了未来几年在气候行动方面的优先工作领域，包括许多政策和机制创新。

第一，中国提出新的定量长期气候目标：2060 年非化石能源消费比重达到 80% 以上，同时严控其他化石能源消费，例如，中国公开承诺石油消费在“十五五”阶段（2026—2030 年）达到峰值。

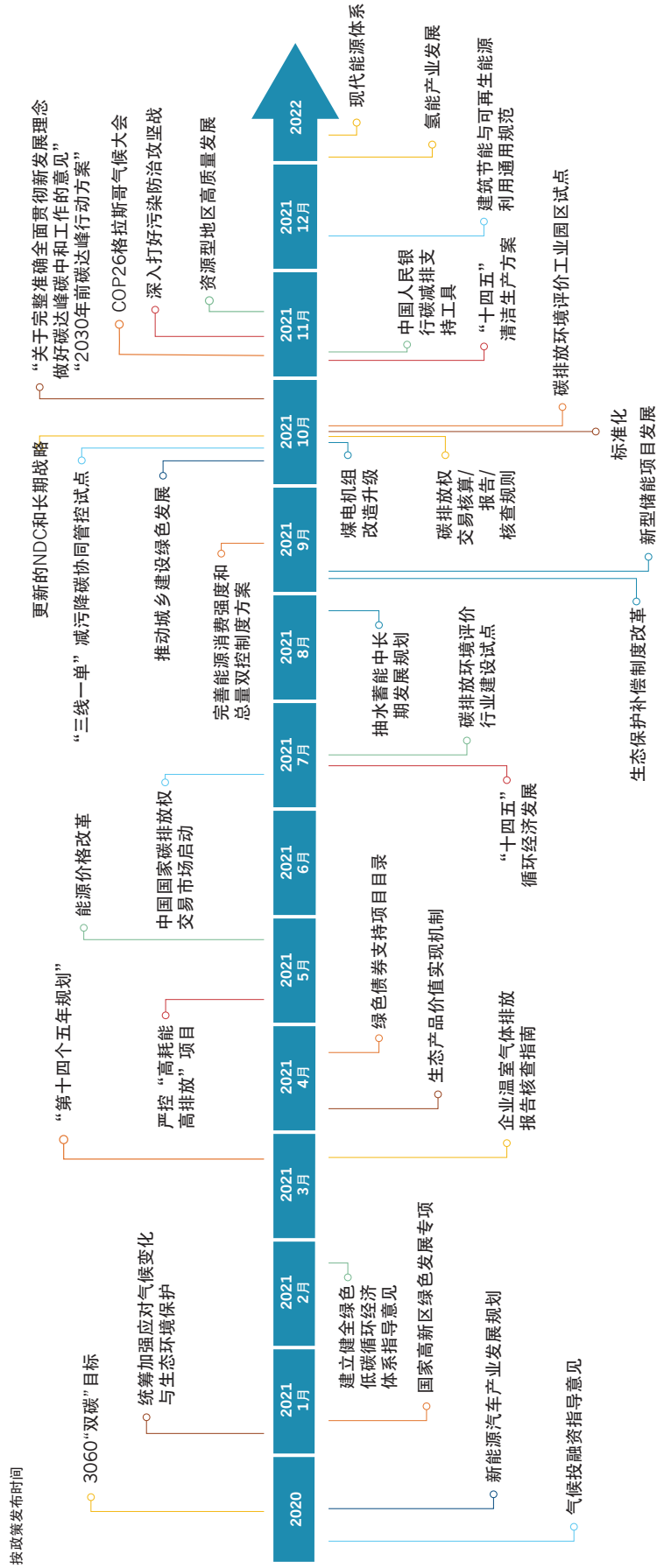
第二，“双碳”目标和“1+N”政策体系标志着中国各级政府开始将气候变化和低碳发展融入主流发展理念之中。所有的中长期规划都应考虑“双碳”目标，地方和行业也将制定专门的行动方案，推进和保障“双碳”目标的实现。

第三，强调省市等地方政府在实现“双碳”目标中的关键作用。未来，地方各级政府的绩效评估体系将纳入碳达峰碳中和相关指标，并给予较大权重。因此，这两项地方工作的监督和评估将会加强并接受中央生态环境保护督察。在实际工作中，地方政府经常将经济发展目标优先于能源和气候目标，而《指导意见》的出台将给予地方足够的政治动力，扭转其经济发展与气候行动相矛盾的落后思想理念（Hsu，2021）。

第四，《指导意见》强化了市场机制和社会经济手段在实现“双碳”目标中的优越性，尤其是投资政策、绿色金融和价税财经手段。文件还指出需要升级现有的法律和法规，出台辅助和支持政策体系框架并涵盖几个关键领域，如深化能源和电力市场改革、加强 MRV（监测、报告和核查）体系建设、遏制“两高”项目盲目发展、升级能耗和碳排放标准体系，并在社会公众和广大企业推广低碳生活和生产理念。

最后，《行动方案》指出了 2030 年碳达峰的十大行动领域，几乎涵盖了中国经济的所有关键部门，包括能源、工业、交通、城乡建设、公众意识、科技创新和循环经济。对于每一个领域，《行动方案》给出了转向可持续工作方法的简明路线图并明确工作要点和切入点。全面综合的《行动方案》强调了碳达峰碳中和是广泛而深刻的经济社会系统性变革，并将与中国迈向高质量增长模式的转型同步进行。

图 2.2: 2021—2022 中国主要气候行动、事件和政策



政策和实施尚存在挑战

虽然设定了一系列约束性的量化目标指导低碳转型，但中国仍未出台全国或地方层面的碳总量控制目标，目前的全国碳市场也不是基于碳排放总量的设计。这表明在全国范围内缺乏对于碳容量资源作为生产要素地位的认可，这将对中国各地方和部门有序实现二氧化碳排放达峰造成困难（财经，2021；高白羽，2020；马天杰，2020）。“十四五”规划和更新的国家自主贡献中也缺少类似的目标。但是2021年底的中央经济工作会议上提出了加速从能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”的调整，意味着中国可能在不远的将来出台碳总量控制目标（Sino-German Cooperation on Climate Change, 2021）。

气候立法仍落后于政策制定过程。例如，《中华人民共和国可再生能源法》和《中华人民共和国节约能源法》需要对标新的气候定量指标和对“双高”项目的严格控制，及时修订或修正。更重要的是，我国急需一部《气候变化法》或《气候法》，为能源和碳排放的约束性目标赋予法律地位，并从执法层面加强实施。此外，《气候法》还将为出台国家碳总量控制目标提供法律依据，并通过确定碳配额的初始产权分配，促进实现碳市场从基于强度到基于总量的过渡（马天杰，2020）。

排放清单和健全的MRV体系为科学、公平的碳减排行动和决策奠定了基础。然而，中国最新的官方温室气体清单仅更新至2014年，许多部门（如交通、工业和农业）仍缺少行业和排放单位层面标准通用的MRV手册和清单方法学用

以指导实际的碳排放核算活动。缺少真实可靠的基础排放数据大大推迟了全国碳市场扩大到其他行业的进程（陶青，2022）。此外，为营造一个透明守信的碳市场交易环境，杜绝数据造假和欺诈事件发生，政府对MRV体系和过程的监督能力也需加强。

目标设定方面，“1+N”政策体系提出了中国“十四五”（2021—2025年）和“十五五”期间（2026—2030年）的明确目标，然而《指导意见》中的下一个政策制定年份跨越至2060年，错过了2035年这一重要年份。根据“十四五”规划和2035年远景目标，中国在2035年应基本实现社会主义现代化和美丽中国建设目标。2035年也是碳排放峰值过渡期的重要年份节点。到2035年，中国二氧化碳排放量将在达到峰值后稳步下降；然而，对于碳排放总量、碳强度、能源消费总量和能源强度，“1+N”政策或其他气候政策尚未提出具体的量化目标。此外，目前中国还没有提出非二氧化碳温室气体（如甲烷、氧化亚氮、氢氟碳化物、全氟化碳和六氟化硫等）的减排目标。

最后，目前的政策框架中对几个专题领域缺乏充分考虑，包括地方各级政府的跨部门协调、梯次有序的地方气候行动路线图、退役机组造成的搁浅资产处理和失业人群的再教育再就业的支持政策等。举例来说，高度依赖化石燃料的部门和地方政府现已意识到巨大的转型风险，然而目前《行动方案》中对公正转型政策和制度的考虑有限。未来需要进一步探索公正转型机制，更好地落实纾困惠企政策，保证中国低碳转型过程中的普惠和包容。



@Energy Foundation China

03 | 2060年前实现净零排放路径

@Energy Foundation China



为全面了解中国实现气候雄心的不同路径，考察近期政策如何服务于长远气候目标，本报告对七支模型团队（见专栏 1.1）在两个情景（主要区别体现为近期政策选择不同）下的建模分析

结果进行评估。此类多模型比较研究有助于识别中国气候减缓政策中的优先议程并梳理不确定性高的领域。

3.1 情景设置

本报告探讨两种情景模式，用于评估中国在 2060 年之前实现温室气体（GHGs）净零排放可能产生的影响²（见表 3.1）。两种情景均设定中国 2060 年实现温室气体净零排放，仅在二氧化碳（CO₂）排放达峰速度上有所区别。“基于更新 NDC 的碳中和”情景与中国 2021 年 10 月向《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC）提交的最新国家自主贡献一致，中国将在 2030 年前（即 2025—2030 年）达到二氧化碳排放峰值，随后快速转向长期（2060 年）气候目标。该路径下的碳达峰时间较早，为此，中国需要在未来

十年出台并实施比当下更加有力的政策。“基于原始 NDC 的碳中和”情景致力于探索中国的既有政策与长期（2060 年）气候目标之间的一致性。这些政策大多在 2015 年提交的第一版国家自主贡献框架下制定出台，因此该情景与第一版国家自主贡献的契合度较高。该情景设定中国将继续执行既有政策，碳排放将在 2030 年左右达峰。本报告主要讨论“基于更新 NDC 的碳中和”情景，若无特殊说明，第 4—9 章的模型结果均来自“基于更新 NDC 的碳中和”情景。

表 3.1: 情景定义

情景	GHGs 净零排放年份	CO ₂ 排放达峰年份	与近期政策的契合度
基于更新 NDC 的碳中和	2060	2030 之前	契合更新 NDC 中 2030 年的目标
基于原始 NDC 的碳中和	2060	2030	契合原始 NDC 中 2030 年的目标

本研究中模型的温室气体覆盖范围各异。其中，四个模型考虑所有温室气体排放，假设 2060 年实现温室气体净零排放；其余模型仅考虑二氧化碳排放，假设 2050 年达到二氧化碳净零排放。这样的假设基于本报告及 2020 年首篇综合报告的研究结论，即温室气体净零排放通常在二氧化碳净零排放十年后实现。换言之，2060 年温室气体净零排放目标基本等同于 2050 年

二氧化碳净零排放目标。另外，China DREAM 和 China TIMES 两组模型没有纳入土地利用相关排放，而在结果中引用其他文献的估算排放量——约 5 亿吨二氧化碳当量 / 年（Forsell 等，2016）。其他模型的土地利用相关排放均来自模型内部计算，或是参考排放清单以及中国专家的估算。

² 在《中国本世纪中叶长期温室气体低排放发展战略》中，中国重申了在 2060 年前实现碳中和的目标。中国气候变化事务特使解振华在 2021 年的一次公开发言中表示，中国正在为 2060 年实现温室气体净零排放而努力。本报告认为“2060 年实现温室气体净零排放”反映了中国长期气候目标的内涵，也与中国先前作出的要在 2060 年之前实现碳中和的承诺一致。

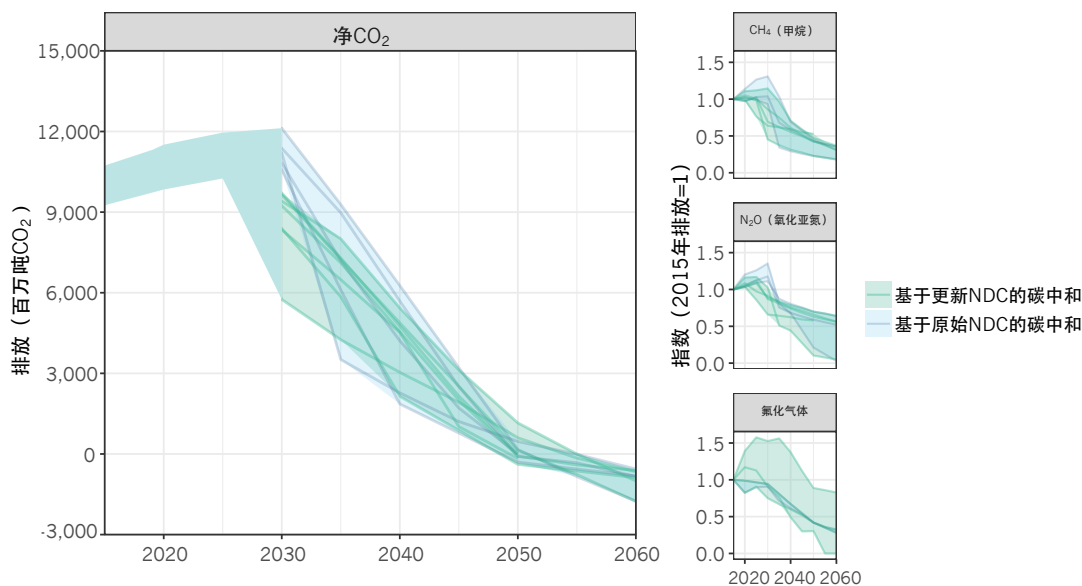
3.2 排放路径

如各模型结果所示（见图 3.1），若要在 2060 年前实现碳中和，中国二氧化碳排放需要在 2030 年前达峰，并在达峰后大幅下降。在“基于更新 NDC 的碳中和”和“基于原始 NDC 的碳中和”两种情景下，各组模型对中国净二氧化碳峰值排放的模拟结果分别为 103 亿~117 亿吨和 105 亿~121 亿吨。能源消费及工业过程碳排放与全国碳排放几乎同期达峰，两种情景下的峰值排放量分别为 110 亿~119 亿吨和 113 亿~122 亿吨。为抵消系统中尚存的非二氧化碳

温室气体，两种情景下中国将分别在 2050 年和 2055 年达到净零二氧化碳排放，并在 2060 年产生 6 亿~18 亿吨二氧化碳负排放。就温室气体排放而言，在“基于更新 NDC 的碳中和”和“基于原始 NDC 的碳中和”情景下，中国也将在 2025—2030 年达峰，峰值排放水平分别为 123 亿~143 亿吨二氧化碳当量和 129 亿~147 亿吨二氧化碳当量，随后在 2060 年实现温室气体净零排放。

图 3.1: 2060 年温室气体净零排放路径

图 3.1 中，左图表示中国在“基于更新 NDC 的碳中和”情景（绿色）和“基于原始 NDC 的碳中和”情景（蓝色）下各模型团队模拟的二氧化碳排放路径；系统转型和减排趋势均在近期呈现出更显著的（同一情景下）模型差异及（同一模型内）情景差异。右图展示非二氧化碳温室气体经过归一化处理（2015 年排放设为 1）后的减排轨迹。考虑到这类温室气体排放清单的巨大不确定性，此处未使用排放量的绝对值。甲烷（CH₄）、氧化亚氮（N₂O）和氟化气体（F-gases）的不确定性分别为 ±30%、±60% 和 ±30%（Shukla 等，2022）。



2015 年，中国非二氧化碳温室气体排放约为 20 亿吨二氧化碳当量，其中甲烷、氧化亚氮和氟化气体（包括氢氟碳化物 HFCs、全氟化合物 PFCs 和六氟化硫 SF₆）分别占比约 56%、31% 和 12%（ICCS，2020）。本研究多模型模拟结果显示，中国非二氧化碳温室气体排放将在 2025—2030 年达峰。其中，氧化亚氮和甲烷排放量在 2025/2030—2040 年下降相对较快，而氟化气体的近期（2030 年以前）排放趋势存

在较大的模型差异，但 2030 年后均出现迅速下降趋势（见图 3.2）。

具体而言，甲烷排放主要来自煤炭开采（2015 年约为 5.4 亿吨二氧化碳当量），以及农业部门的畜牧养殖和水稻种植（2015 年合计约为 4.7 亿吨二氧化碳当量）（ICCS，2020）。在“基于更新 NDC 的碳中和”情景下，由于能源部门逐步淘汰煤炭，加之煤炭减

产，甲烷排放将出现大幅下降，并在2020—2060年下降60%~80%，届时剩余的甲烷排放将大部分来自农业部门。氧化亚氮排放主要来自化肥施用、粪肥管理，以及某些特定的工业过程，2014年排放总量约为6亿吨二氧化碳当量（ICCS，2020）。各组模型模拟结果显示，随着化肥施用更加高效、粪肥管理水平提高、相关工业过程管道控制技术不断改良，中国2060年氧化亚氮排放将可能在2015年水平基础上实现45%~95%的下降。氟化气体主要来自制冷剂、

泡沫发泡剂等产品的生产过程。各模型对氟化气体减排的模拟结果较另外两种非二氧化碳温室气体差异更大，这种差异来自各模型对氢氟碳化物、全氟化合物和六氟化硫三种气体的减排速度设置不同。而且，由于部分模型未覆盖全部三种氟化气体，氟化气体对应的图表只包括四组模型的模拟结果。结果显示，中国2060年氟化气体排放将可能在2020年水平基础上实现40%~71%的下降。

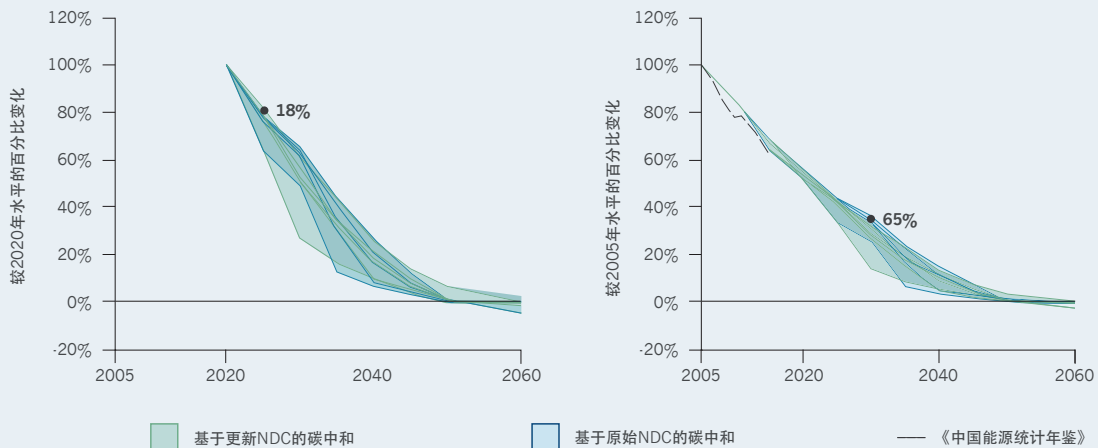
专栏 3.1 中国碳强度下降目标与净零排放路径的一致性

“十四五”规划提出，2025年全国碳排放强度（单位GDP的能源相关二氧化碳排放量）较2020年下降18%；更新的国家自主贡献将2030年碳排放强度较2005年下降超过65%作为目标。本报告多模型研究结果显示，中国“十四五”规划和更新国家自主贡献中的

碳排放强度下降目标与模型模拟的净零排放转型路径基本一致，但还存在进一步强化的空间。本次研究中的所有模型在“基于更新NDC的碳中和”情景下均实现了上述碳排放强度目标（见图B3.1）。

图 B3.1: 碳排放强度下降趋势与中国政策目标的一致性比较

碳排放强度是指单位GDP的能源相关二氧化碳排放。为评估本报告讨论的两种情景/路径与“十四五”规划目标（即2025年碳排放强度较2020年下降18%）之间的一致性，此处采用各模型2020年及以后的模拟结果；为评估两种情景/路径与中国更新国家自主贡献目标（即2030年碳排放强度较2005年下降65%以上）之间的一致性，此处对2005年数据采取两种处理方式：对于覆盖2005年的模型，采用模型模拟数据；对于不覆盖2005年的模型，采用《中国能源统计年鉴》中2005年二氧化碳排放和GDP历史数据。本研究未对各模型的GDP假设进行统一，因此碳排放强度的变化反映出各模型在经济增速和减排路径两方面的差异。



如图 3.2 和表 3.2 所示，对于“基于更新 NDC 的碳中和”情景，本研究对各部门的多模型模拟结果如下：

- ▶ **工业部门**二氧化碳排放达峰时间预计在 2020—2025 年，峰值排放约为 42 亿~48 亿吨，到 2050 年降至 4 亿~14 亿吨，并在 2060 年进一步减少至 0.9 亿~5 亿吨。尽管该部门在本世纪中叶还无法完全脱碳，但 2050 年和 2060 年将分别较 2020 年减排 69%~92% 和 87%~98%。
- ▶ **交通部门**碳排放达峰时间预计在 2025—2035 年，峰值排放水平约为 10.4 亿~13 亿吨。为了实现 2060 年温室气体净零排放，该部门 2050 年和 2060 年需要分别较 2020 年减排 54%~100% 和 84%~100%。
- ▶ 各模型对**建筑部门**碳达峰时间的模拟结果不确定性较高。七组模型中，三组模拟结果为 2015 年，两组为 2020 年，另外两组为 2025 年。该部门的峰值
- ▶ **电力部门**碳排放达峰时间约在 2020—2025 年，峰值排放约为 38 亿~49 亿吨，并且可能在 2040—2050 年实现零排放或负排放。部分模型将电力部门配套碳捕集、利用与封存（CCUS）技术的生物质能作为未来的重要负排放来源，预测其将在 2050 年产生 5 亿~9 亿吨的负排放；然而仍有三组模型预测该部门在 2050 年只会产生有限的负排放，甚至可能为净排放源。
- ▶ 不同模型在两种情景下对 2050 年陆地碳汇产生负排放的预测结果约为 1 亿~6.5 亿吨，其中一组模型甚至预测农林和其他土地利用（AFOLU）领域（包括其他二氧化碳去除）能够产生高达 13 亿吨的负排放。然而，由于各模型对电力部门及农林和其他土地利用领域产生负排放的模拟结果差异较大，这些部门/领域的碳抵消能力也存在不确定性。

图 3.2: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下各部门的温室气体排放

“其他”包括热力和气体、液体和固体化石能源在作为原料使用、上游石油精炼、供热、煤制气和煤制油等过程中产生的排放。China DREAM 和 China TIMES 两组模型未覆盖土地利用相关排放，而是采用约 5 亿吨二氧化碳当量/年作为该部门的估算碳汇量。其他模型的土地利用相关排放均来自模型内部计算，或是参考排放清单以及中国专家的估算。部分模型模拟时段仅到 2050 年，因此未出现在 2060 年的图中。MESSAGEix-China 模型对中国 2030 年排放水平的模拟结果低于其他模型，这是因为该模型假设中国在“基于更新 NDC 的碳中和”这样的低碳发展情景下将迅速关停燃煤电厂。图中历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》。PECE V2.0 模型中农林和其他土地利用（AFOLU）的结果包含其他二氧化碳去除技术（CDR）。

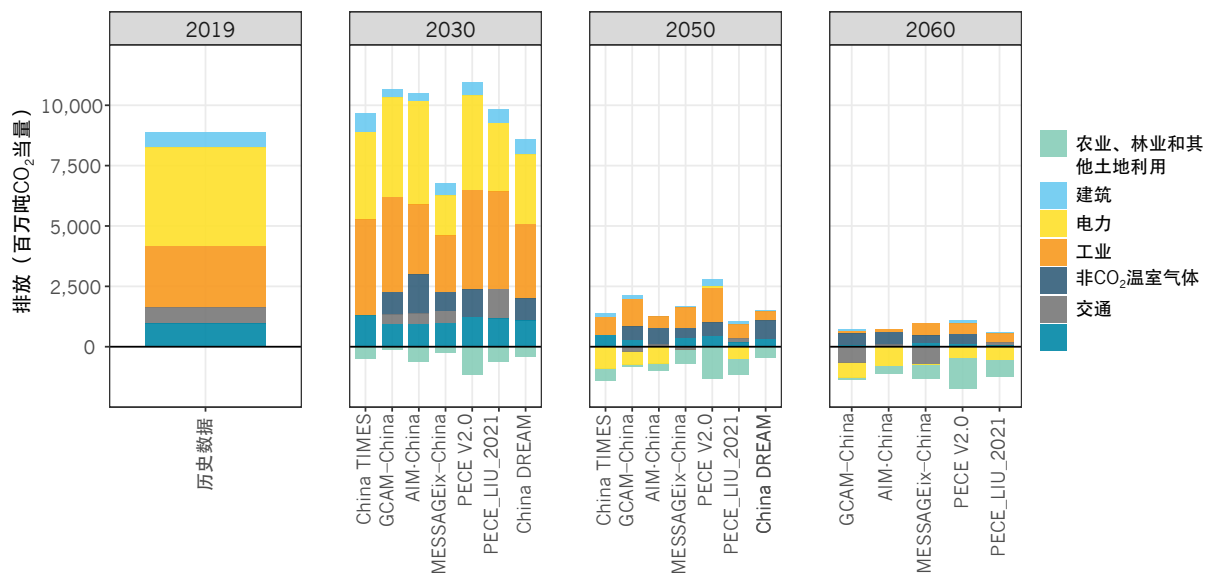


表 3.2: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下各模型模拟的直接排放与 2020 年排放水平相比的减排幅度

减排百分比³ 基于各模型 2020 年模拟排放数据计算得出, 减排超过 100% 的部门视作负排放。

部门	2030		2050		2060	
	最小	最大	最小	最大	最小	最大
工业	-10%	-40%	-70%	-90%	-85%	-100%
建筑	5%	-50%	-40%	-95%	-70%	-100%
交通	25%	-10%	-55%	-100%	-85%	-100%
电力	5%	-65%	-100%	-120%	-100%	-120% ⁴

3.3 能源转型

一次能源

为了实现净零排放承诺, 中国能源系统需要迅速从化石燃料转向低碳能源为主体的新型能源体系。本研究显示, 中国一次能源需求将在近期呈现缓慢而持续的增长, 并在本世纪中叶后开始下降 (见图 3.3)。各模型对一次能源的模拟结果在基准年份呈现出高度的一致性, 2025 年以后的差异主要来自模型在退煤和能源供应结构两大问题上的不同假设。在“基于更新 NDC 的碳中和”情景下, 化石能源 (包括配套 CCUS 的化石

能源) 在中国一次能源中的占比将从 2020 年的 79% ~ 85% 下降至 2030 年的 46% ~ 71%⁵, 进而下降到 2060 年的 16% 以下; 目前在一次能源供应中占主导地位的煤炭将是占比降幅最大、下降最快的化石能源, 预计将从目前的 51% ~ 62% 下降到 2030 年的 18% ~ 45%⁶, 到 2060 年将下降到 6% 以下; 天然气占比预计将持续增长到 2040 年左右, 随后下降 (见图 3.4), 这预示着天然气可能成为中国向可再生能源及其他低碳能源转型过程中的主要 (过渡性) 能源。

³ 译者注: 表中数值前的负号代表“减排”, 因此正值代表排放较 2020 年有所增加。“最小”“最大”均是从减排角度出发的比较, 例如, 交通部门 2030 年的最小减排幅度为排放增加 25% (表中数值为 +25%), 最大减排幅度为 10% (表中数值为 -10%)。

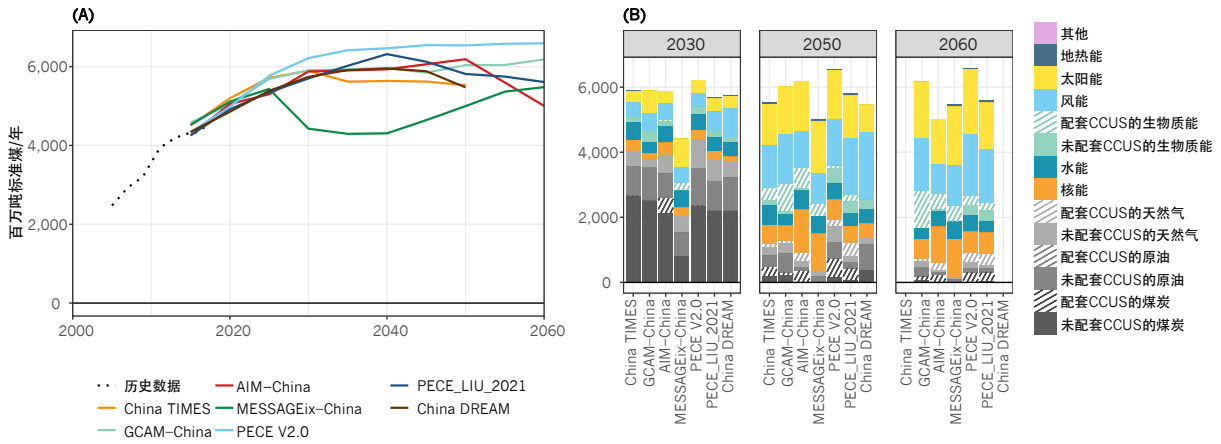
⁴ 各模型电力部门减排幅度的平均值在 2050 年和 2060 年相同, 是因为我们对表 3.2 的数据做了“四舍五入”处理。这也显示电力部门的减排主要发生在中短期, 2050—2060 年的减排空间有限。

⁵ 如果排除 MESSAGEix-China 模型, 各模型对 2030 年化石能源占一次能源比重的模拟结果为 64% ~ 71%。

⁶ 如果排除 MESSAGEix-China 模型, 各模型对 2030 年煤炭占一次能源比重的模拟结果为 38% ~ 45%。

图 3.3: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下的一次能源转型: (A) 一次能源消费总量 (B) 分能源品种的一次能源消费总量

图 3.3 中, 所有结果均基于平均能效法计算得出, 历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》。MESSAGEix-China 模型中一次能源总量的快速减少和增加一定程度上源于该模型的各种假设和计算方法, 包括在“基于更新 NDC 的碳中和”这样的低碳发展情景下的快速退煤假设、可再生能源高速增长假设, 以及直接等量法和平均能效法之间的换算等。



@Energy Foundation China

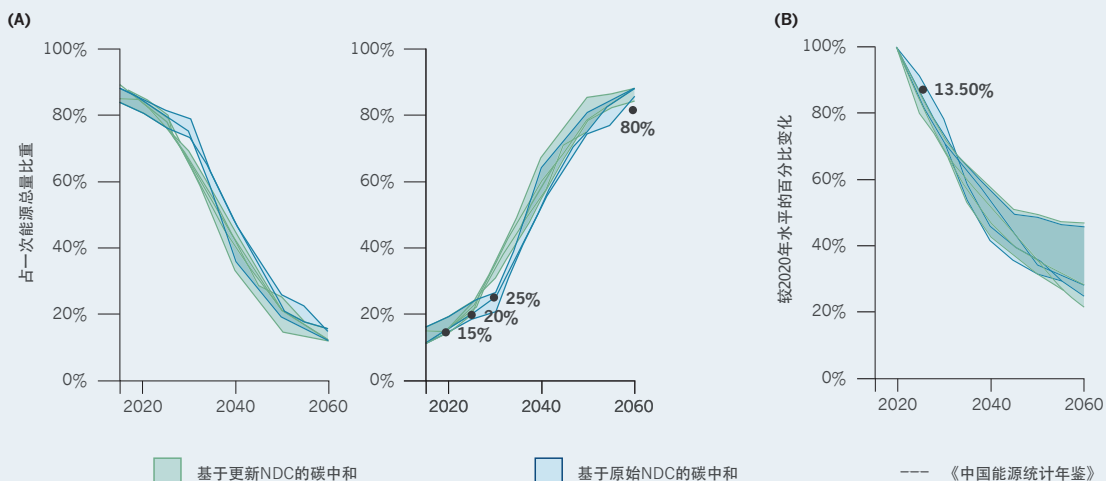
专栏 3.2 中国一次能源相关目标与本研究建模分析结果的一致性

为尽快减少化石能源使用，加速长期能源转型，中国采纳了一系列短期目标。对照“2025年单位GDP一次能源消费较2020年下降13.5%”的政策目标，大多数模型的相应模拟结果在14%~31%之间，优于目标值。对照关于2025年非化石能源占比的政策目标，本研究模拟结果也都符合或优于目标值。该指标在2030年的表现则受达峰时间影响：在“基于更新NDC的碳中和”情景下，各模型对非化石能源占一次能源总量比重的2030年模拟结果为29%~54%，全面超过“2030年非化石能

源占一次能源总量的25%”的国家目标，并在2060年继续增至84%~97%，优于中国在长期战略中提出的占比80%的目标。上述模拟评估得出更高的非化石能源目标表明，中国有潜力推动能源系统更快转型，实现更大的气候雄心。为此，可以从提升远期气候雄心的角度出发，对近期政策目标进行重新评估，考量其是否符合碳中和等长远目标的需求，以及能否为促进退煤、加速可再生能源转型提供充分支持。

图 B3.2: 国家一次能源相关目标与建模分析结果比较: (A) 化石能源和非化石能源占一次能源总量比重 (B) 单位 GDP 的一次能源消耗

非化石能源包括太阳能、风能、地热能、水力、核能，以及配套和未配套CCUS的生物质能。化石能源包括配套和未配套CCUS的煤炭、石油和天然气。由于MESSAGEix-China模型中化石能源占一次能源总量比重下降较快，因此未在图中列出该模型数据。



随着化石能源使用的下降，清洁能源占比相应地显著提升。各模型对能源供应结构的模拟结果不尽相同，太阳能和风能两大关键能源尤其如此——其占比将取决于中国在一系列近期及远期经济和政策问题上的选择。基于“更新NDC的碳中和”情景，根据各模型模拟结果，太阳能和风能在2030年分别占比6%~20%⁷、

7%~15%，2060年分别占比26%~33%和18%~30%⁸（见图3.4）。到2060年，太阳能和风能将成为中国的主力能源，共占能源供应总量的50%以上。届时，其余能源供应将来自配套和未配套CCUS的生物质能、水力、核能，以及配套CCUS的化石能源。各模型对配套CCUS的生物质能在本世纪中叶表现的预测不尽

⁷ 如果排除MESSAGEix-China模型，各模型对2030年太阳能占一次能源总量比重的模拟结果为6%~12%。

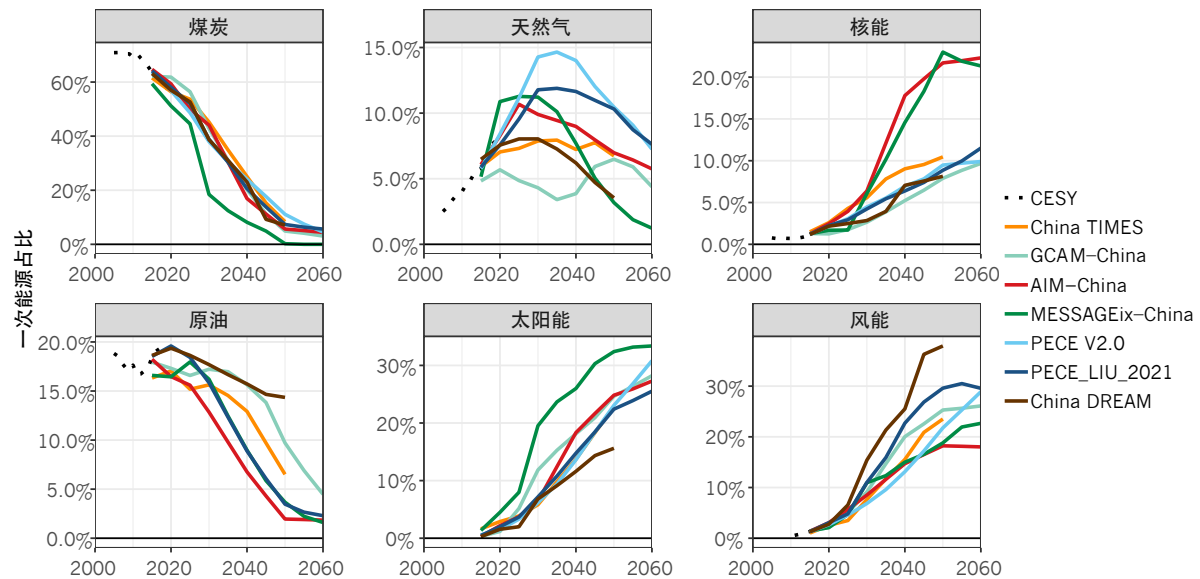
⁸ 风能占比区间的最大值在2050—2060年出现“下降”，这是由于对风能占比的模拟结果数值最大的那组模型最远仅覆盖到2050年，即由2060年模拟结果所包含的数据减少所造成的。实际上没有模型的模拟结果显示2050—2060年风能占一次能源总量比重会发生下降。

相同。以 GCAM-China 模型为例，由于该模型预测这一时期农林和其他土地利用领域负排放较低

而工业排放较高，为实现情景规定的减排目标，对配套 CCUS 的生物质能采用了较高的占比设定。

图 3.4: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下各类一次能源占比

图中化石能源包括配套和未配套 CCUS 的化石能源，历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》。



考虑到核能在成本、政策及其他非技术因素方面存在的不确定性，其占比增长趋势难以预测。大多数模型对基准年份核能占一次能源总量比重的模拟结果相似，均不足 2%，但对后续变化趋势的模拟分为两类：一类模型对核能的评估相对保守，预测其在 2060 年占比约为 10%，另一类模型则对核能更加看好，预测其在 2060 年占比将超过 20%。与第二类模型中核能占比高相对应的则是同一模型中可再生能源或配套 CCUS 的化石能源占比较低。各模型对核能应用的模拟结果差异主要反映了模型在核能成本、可应用性及相关政策选择等方面的设定差异。

CCUS 的重要性将在 2030 年后持续提升，在“基于更新 NDC 的碳中和”情境下，其二氧化碳捕获能力预计将从 2030 年的不足 5 亿吨/年一路增长到 2050 年的 8.5 亿~31.72 亿吨/年。CCUS 将在炼油、制氢、电力以及终端部门抵消碳排放。本研究综合考虑电力部门所具备的一系列特点和条件后认为，CCUS 将在电力部门

得到最广泛的应用。这些适用 CCUS 的特点和条件包括排放水平高、排放源汇易匹配，以及拥有较大的负排放潜力，如配套 CCUS 的生物质能 (S. Yu 等, 2019)。陆地封存的地质条件也是影响 CCUS 应用的因素之一，该因素主要随省份不同而发生变化 (S. Yu 等, 2019)。

终端能源

各模型对中国终端用能部门转型路径的模拟结果一致性较高：所有模型的模拟结果均显示，中国终端能源需求将在 2025—2030 年达峰，随后迅速下降 (见图 3.5)。但是，各模型对于终端能源需求总量的模拟结果存在较大差异：碳达峰时约为 32.5 亿~40.0 亿吨标准煤/年，2050 年实现碳中和时约为 24.0 亿~37.0 亿吨标准煤/年。这样的差异主要来自各模型对于能源服务需求、节能技术应用规模和替代能源组合方式的不同预测或设定。

专栏 3.3 各模型所采用历史能源消费数据的差异

各模型在基准年份（2015年）能源数据上的差异主要是由模型校准中使用的数据来源不同所导致的。各模型会根据不同的能源统计数据对历史能源消费总量的模拟数据进行校准。包括 MESSAGEix-China 和 GCAM-China 在内的全球模型使用的统计数据为国际能源署（IEA）能源平衡数据，而 China DREAM、China TIMES、AIM-China、PECE_Liu_2021 和 PECE V2.0 这些国家模型则基于历年《中国统计年鉴》和《中国能源统计年鉴》中的统计数据进行校准。IEA 能源平衡数据和中国官方统计数据在部门口径和统计方法上的差异导致了各模型基准年份模拟结果的不一致。

本研究采取了额外措施调整各模型的基准年份能耗数据，并确保不同模型采用的部门口径一致。尽管如此，各模型 2015 年建筑、工业、交通部门能耗数据仍存在一定差异，这些差异主要来自两方面。第一，模型校准

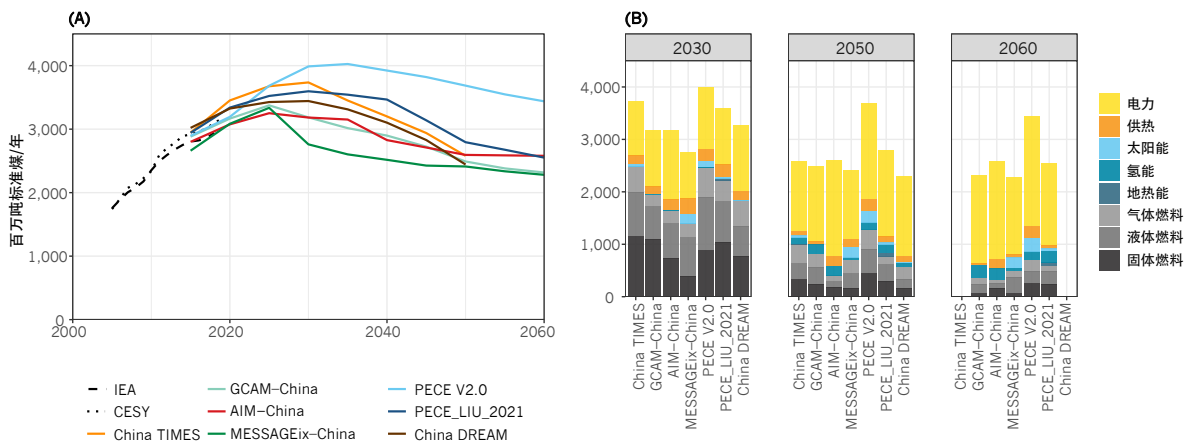
受到了同一能源统计数据在不同年份版本间发生变化的影响。例如，虽然 MESSAGEix-China 和 GCAM-China 两组全球模型均使用 IEA 能源平衡数据，但前者使用 2017 年统计版本，后者使用 2019 年统计版本。两个版本中的中国 2015 年总能耗数据及各部门能耗数据不同，因此 MESSAGEix-China 模型和 GCAM-China 模型中相应的基准年份能耗数据也存在差异。第二，一些模型有时会在校准过程中对能源平衡进行特殊调整，从而导致不同模型基准年份能耗数据的差异。以《中国统计年鉴》所采用的统计方法为例，其在统计交通部门能耗时只考虑交通运输类企业的能耗，而将制造类企业/工厂和家庭的交通能耗计入（工业、建筑、农业等）其他部门。为此，采用中国官方统计数据的各组模型均根据自身情况，将工业、建筑和农业部门能源统计数据中与交通相关的数据重新分配到交通部门，这一调整过程也导致各模型的部门能耗数据有细微差别。

各模型模拟结果显示，中国的终端用电量在 2030 年前将大幅增加，而氢能到 2030 年才会开始快速增长。到 2050 年，中国整体电气化率将达到 49%~70%，同一时期工业、交通和建筑部门的电气化率分别为 42%~65%，29%~61%⁹，60%~88%。氢能（包括建筑、工业、交通部门消耗）在终端能源需求总量中的

占比将达到 2%~7%。尽管各模型在太阳能热水器和光伏建筑一体化（BIPV）¹⁰ 等具体太阳能技术应用场景的设置各异，但对太阳能的模拟结果都体现出增长趋势，预计太阳能将在 2050 年提供 0.18 亿~2.18 亿吨标准煤/年的终端用能。上述趋势将共同推动终端用能部门中传统化石能源（气体、液体、固体）的消费量大幅下降。

图 3.5: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下的终端能源转型: (A) 终端能源消费总量 (B) 分能源品种的终端能源消费总量

图中历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》(CESY) 和国际能源署 (IEA)。



⁹ 如果排除 AIM-China 模型（交通电气化水平设定较高），各模型对 2050 年交通部门电气化率的模拟结果为 29%~46%。

¹⁰ 各模型对太阳能在终端用能部门应用的归类方式可能不同。一些模型将光伏建筑一体化（BIPV）归为电力部门太阳能应用，另一些模型则将其归入建筑部门。

专栏 3.4 氢能对推动中国实现碳中和的作用

氢能作为一种清洁、可持续的二次能源，是中国能源系统转型过程中的重要能量载体。氢能具有跨时间、空间进行存储应用的潜力，是实现终端用能部门深度低碳化的重要手段。

目前中国约有 85% 的氢气作为工业原料用于甲醇生产、合成氨、石油精炼等行业。虽然当前仅有限的氢气作为能源使用，但氢能将在未来 15 年内得到更加广泛的应用。

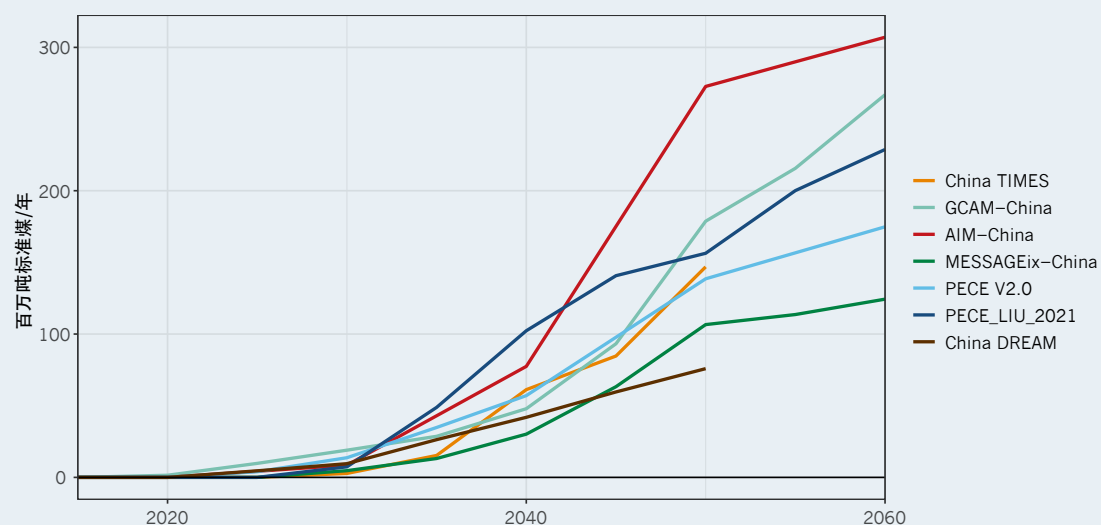
“基于更新 NDC 的碳中和”情景下，到 2035 年，氢气作为一种能源，将为工业和交通部门提供 500 万 ~ 4500 万吨标准煤的用能，并在随后进入快速扩张阶段。氢能消费总量将在 2050 年增至 0.43 亿 ~ 1.75 亿吨标准煤，并在 2060 年进一步增至 0.57 亿 ~ 2.5 亿吨标准煤，其中 36% ~ 58% 将用于货运交通领域。道路货运、氢冶金、石油精炼将是氢能推广的主要领域，建筑部门（天然气-氢气混合燃烧）和电力系统（氢储能）的应用也有助于氢能的进一步普及。

中国现阶段制氢主要依靠化石能源，如煤气化制氢、蒸汽甲烷重整制氢、石脑油重整制氢等。这些制氢技术相对成熟，也适用于大规模生产，但并不能满足未来对清洁、低碳、绿色氢能的要求。电解水制氢、核能

制氢、生物制氢等新型制氢技术能够在灵活生产的同时减少污染，从而具备以往制氢技术所不具备的优势。预计 2040 年后，绿氢将占中国氢气总产量的 70%。考虑到电解槽价格下降以及中国对可再生能源的推广，本研究的大部分模型（在其设定中相较于其他制氢技术）都更倾向于电解水制氢。而配套 CCUS 的生物制氢技术也因能够产生负排放而前景光明。

氢能的广泛应用将有助于推动钢铁、化工等难以直接电气化的行业开展大规模低碳化生产，并促进交通部门降低油耗，因而是工业和交通部门的重要技术方案。氢能产业链分为制氢、储存、运输、加注以及终端使用等环节，链条较长且需要大量新建基础设施，因此每一个产业链环节都有巨大的研发需求。虽然氢气的生产及终端利用成本近年来有所下降，但还是存在转化效率低、生产条件严苛等问题。为加快氢气生产及应用进程，中国需撬动大量投资以改善氢气运输管网，培育整个产业链并支持氢能可持续发展。由于氢能技术未来的成本、可获得性、应用情况及效率都尚不明确，无法直接进行电气化或采取能效措施的行业应高度重视氢能的相关研发工作（Weckerdt 等，2021）。

图 B3.4: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下各模型模拟的氢产量趋势



04 | 电气化在终端部门的角色

@ Photo by American Public Power Association on Unsplash



工业、交通和建筑等终端部门的电气化，加上电力供应的快速脱碳，是中国实现碳中和目标的重要支撑。终端部门电气化、能源效率提高、电力系统脱碳、低碳燃料替代和碳移除技术被认为是实现碳中和所需的五大支柱（Edenhofer 等，2014；IRENA，2019；IEA，2020a；Keramidas 等，2020；S. Yu 等，2020）。为实现中国2060年碳中和目标，电气化与电力脱碳相结合可贡献总碳减排量的61%，而单独考虑电气化的减排贡献也将达到27%（王克等，2021）。电

气化对于低碳转型的重要性，不仅体现在电力领域比其他部门更快实现大幅减排的可行性，而且体现在由于众多应用场景的能源效率显著提高，它还提供了遏制并最终减少终端能源消耗的可能。在碳中和背景下加速电气化需要全面和跨部门的整合，加强终端部门和电力部门之间的协调将有助于制定具有成本效益和效率的政策。然而，目前中国各终端部门虽然都提出了电气化目标，但这些目标是割裂的、不系统的，且缺乏部门间的协调。

4.1 现状

多年来，中国一直致力于提高终端部门的电气化水平。2019年，全经济范围电力占终端能源使用的比例约为27%（IEA，2021d），人均年用电量接近5600千瓦时，已经超过英国和意大利，接近德国和法国。如表4.1所示，中国通过实施政策以提高建筑、交通和工业部门的电气化水平。然而，中国住宅和商业建筑部门的电气

化率仍然低于经合组织和美国的平均水平（见表4.2）。所有终端部门中，建筑部门的电气化水平最高，2019年住宅电气化率达到26%，商业建筑电气化率达到45%（IEA，2021d）。工业电气化率已经满足其终端能源需求总量的近三分之一。尽管中国的交通电气化处于世界领先地位，但电气化率仍只有4%（见表4.2）。

表 4.1: 中国电气化相关的主要政策

部门	政策文件	政策目标
建筑	《城乡建设领域碳达峰实施方案》	到2030年建筑用电占建筑能耗比例超过65%。推动开展新建公共建筑全面电气化，到2030年电气化比例达到20%。
建筑	《关于推进电能替代的指导意见》（2016年）和《能源生产和消费革命战略（2016—2030）》	将推动城乡电气化发展作为重塑能源消费的关键领域（国家发展和改革委员会和国家能源局，2016a），结合新型城镇化、农业现代化建设，拓宽电力使用领域，优先使用可再生能源电力，同步推进电气化和信息化建设。
终端能源	《能源发展“十三五”规划》	实施电能替代工程，到2020年电能在终端能源消费中的比重提高到27%以上（2015年为25.8%），并实现燃料电气化（涵盖所有终端使用部门），这将增加450太瓦时的电力需求（国家发展和改革委员会和国家能源局，2016a）。
电力、建筑、交通	“十四五”规划和《关于进一步推进电能替代的指导意见》（2022年）	促进以电代煤，扩大充电基础设施建设，以及推动北方地区清洁取暖和工业窑炉治理（国务院，2021年），《“十四五”现代能源体系规划》和《关于进一步推进电能替代的指导意见》（2022年）提出进一步拓展电能替代的广度和深度，到2025年电能占终端能源消费比重达到30%左右（国家发展和改革委员会和国家能源局，2022a，2022b）。

部门	政策文件	政策目标
交通	《新能源汽车产业发展规划（2021—2035年）》	提出包括电动车在内的汽车技术创新战略。到2025年，动力电池、驱动电机、车用操作系统等关键技术取得重大突破，纯电动乘用车新车平均电耗降至12.0千瓦时/百公里，新能源汽车新车销售量达到汽车新车销售总量的20%左右（国务院办公厅，2020）。
交通	《2030年前碳达峰行动方案》	到2030年，当年新增新能源、清洁能源动力的交通工具比例达到40%左右，营运交通工具单位换算周转量碳排放强度比2020年下降9.5%左右（国务院，2021）。
建筑	《北方地区冬季清洁取暖规划（2017—2021年）》	目标是到2021年北方地区的清洁供暖覆盖率达到70%（2016年为34%）。为解决北京、天津、河北、河南、山西和山东等省份的空气污染问题，该规划为中国28个城市设定了到2021年100%使用清洁能源供热的具体目标。该规划还设定了建筑部门扩大太阳能、生物质能和地热供暖的目标（国家发展和改革委员会和国家能源局，2017）。
工业	《关于推进电能替代的指导意见》（2016年）和《关于进一步推进电能替代的指导意见》（2022年）	确定了电气化的关键部门和区域，提出了推动工业电锅炉发展（特别是东南沿海地区的纺织和木材加工行业）以满足蒸汽需求以及电炉在多个行业（包括金属加工、陶瓷、矿棉和玻璃）应用的政策措施（国家发展和改革委员会和国家能源局，2016a, 2022b）。

表 4.2: 2019 年中国与经合组织分部门电气化率比较

电气化率定义为电力消费在最终能源消费中的比例（IEA, 2021d）。

部门	中国	经合组织平均	美国	经合组织 - 欧洲
工业	28%	32%	24%	35%
交通	4%	1%	0.2%	2%
住宅	26%	37%	46%	26%
商业建筑	45%	54%	54%	50%

中国现有电气化率表明，所有终端部门的电力使用都有增长的空间，包括电气化水平较高或与经合组织平均水平相当的部门。国家电网估计，“十四五”期间电气化将带来6000亿千瓦时的

额外电力消费（接近2020年电力消费总量的8%）。中国电力企业联合会估计，到2035年电力占终端能源消费中比例将达到38%（国务院新闻办公室，2020；CEC，2020）。

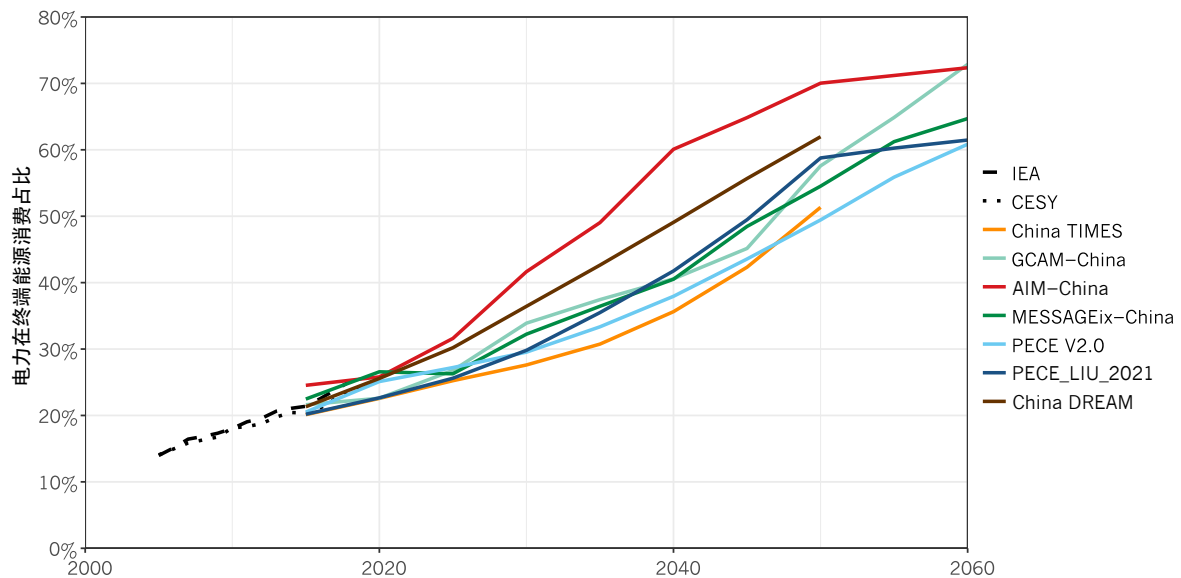
4.2 未来的电气化之路

根据本研究的“基于更新 NDC 的碳中和”情景预测，2060 年中国电力在终端能源消费中的比例将增长到 61% ~ 73%（见图 4.1），这包括间接使用电力生产其他形式的最终能源，如使用电解法生产氢气和合成燃料。尽管各模型对电气化率的趋势预测差别很大，电力仍将成为

所有终端部门的主要能源载体。虽然直至本世纪中叶，中国的终端电力需求可能会持续增加，但人均电力消费仍将低于经合组织国家的水平（见图 4.2）。工业和货运部门的普遍电气化面临巨大挑战，替代燃料（如氢气和生物能源）将有潜力成为这些难减排部门去碳化的长期选择。

图 4.1: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下终端能源电气化率

历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》(CESY) 和国际能源署 (IEA)。PECE V2.0 模型的电气化率不包括建筑和工业部门的分布式光伏的电力。

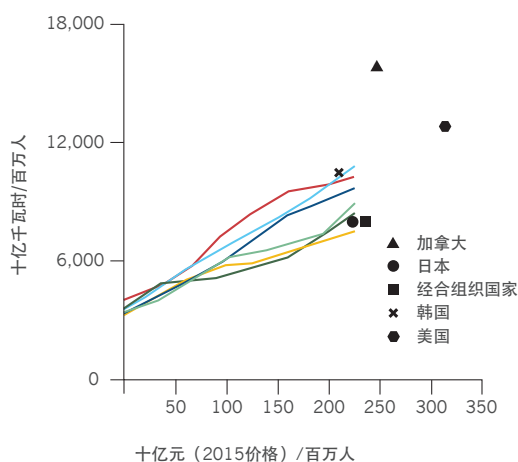


@Energy Foundation China

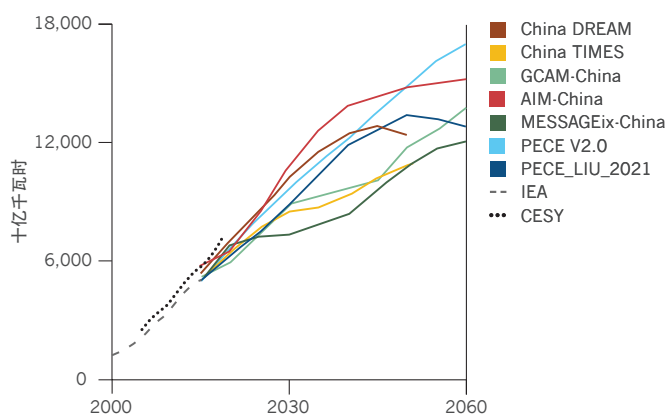
图 4.2: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下净零排放路径中的电气化: (A) 中国和经合组织 (OECD) 国家的人均电力消费与 GDP 的关系 (B) 不同模型的终端能源电力需求

右图中终端能源的历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》(CESY) 和国际能源署 (IEA)。左图中经合组织国家 2015 年人均电力消费和 GDP 数据来自经合组织 (OECD)。

(A) 人均电力消费和GDP



(B) 终端能源电力需求



为加快实现电气化，中国需进行系统性转型，包括所有终端部门的转型和电力部门的加速脱碳（见图 4.3）。在“基于更新 NDC 的碳中和”的情景下（下文皆为该情景结果），2060 年与 2020 年相比，最大的二氧化碳削减量（相对 2020 年减排 101% ~ 117%）将来自电力部门，包括快速淘汰化石燃料、扩大可再生能源，以及采用 CCUS 技术。燃料供应的间接电气化（主要用于生产直接使用的电解氢和以氢为基础的燃料）在所有模型的模拟结果中均呈上升趋势，到 2050 年氢能年产量将达到 0.75 亿 ~ 2.72 亿吨标煤。

终端部门的最大减排量（“基于更新 NDC 的碳中和”情景下，2020—2060 年减排 85% ~ 100%）将来自交通部门，主要通过近中期轻型车的直接电气化和中长期重型车的电池使用达到。到 2060 年，整个交通运输业的电气化率平均将达到 50%（各模型的电气化率范围是 37% ~ 57%）。电解产生的氢气和氢气衍生合成燃料的使用也间接促进了交通部门尤其是 2035 年后的减排。“基于更新 NDC 的碳中和”情景下，到 2060 年，电力将超过燃油成为最主要的

运输燃料。随着电池技术的进步，电力将占交通部门终端能源消费量的 37% ~ 57%。届时，电动车将在乘用车中占主导地位；很多卡车也将转换为电动系统，到 2060 年的电气化率也将达到 22% ~ 39%。

到 2060 年，工业电气化率将提升至 65%（“基于更新 NDC 的碳中和”情景下，各模型的电气化率范围是 58% ~ 69%），主要通过从化石燃料加热转向工业热泵和电锅炉，以及增加使用废钢生产电炉钢的比例来满足轻工业的中低温加热需求来实现。工业用电需求从 2020 年的 4.56 亿 ~ 5.41 亿吨标准煤，增长至 2060 年的 6.72 亿 ~ 11.00 亿吨标准煤。直接用电增长一方面来自对中低温热量的需求，特别是轻工业制造、热泵和其他电加热技术的使用。高耗能的钢铁和铝业中，再生材料（采用废金属）生产仍是电力需求增长的重要因素，尽管此类金属的产量还将下降。另一个关键增长领域是初级材料生产的间接电气化，主要发生在钢铁和化工部门，包括在钢铁行业使用氢气作为还原剂，以及化工行业使用氢气作为氨和甲醇生产的原料。

建筑部门是目前电气化水平最高的部门，在“基于更新NDC的碳中和”情景下，建筑部门的电力需求在2020—2060年激增129%~171%，达到5.31亿~6.84亿吨标准煤，2060年电气化率将达到80%（各模型的电

气化率范围是66%~93%）。主要是由于电器设备增加以及从传统的生物质和化石燃料转变为采用电力进行烹饪和供暖。建筑物性能和设备效率的提高也将减少对区域供热、制冷和照明用电的需求。

4.3 政策含义

实现上述高电气化率仍然存在很多障碍。这将需要重大技术突破、大量基础设施投资、电力系统特别是电网的改革，以及政策体制机制改革，以推动技术的规模化应用并降低转型风险。

首先，利用技术创新来提高性能和降低成本至关重要。如电动车和热泵等技术目前已广泛商业化，但与其他非电动技术相比还不具备竞争优势。其他终端技术则更加落后，特别是在重工业和长途运输方面。重工业的直接电气化面临重大技术挑战，尤其体现在有高温需求的工艺方面。此领域大多数技术目前还处于原型阶段，例如，粗钢炼制过程中，利用电力通过电解直接将铁矿石转化为钢的工艺仍处于试验阶段；航空领域，用于短途市场和部分中程市场的电动飞机原型正在开发和测试，但由于电池能量密度低的技术限制，它们距离商业化仍有较长距离。

第二，电气化给供需双方均带来巨大挑战。供给侧若管理不善，相对于终端部门的平均负荷需求而言，峰值电力需求的空前增加将可能导致电力负荷的峰谷差扩大，从而对电网安全构成巨大挑战。例如，电动车充电可能会大幅提高电力负荷的日峰值，热泵可能会增加电力负荷的季节性峰值（如中国北方的冬季）。而需求侧响应（如

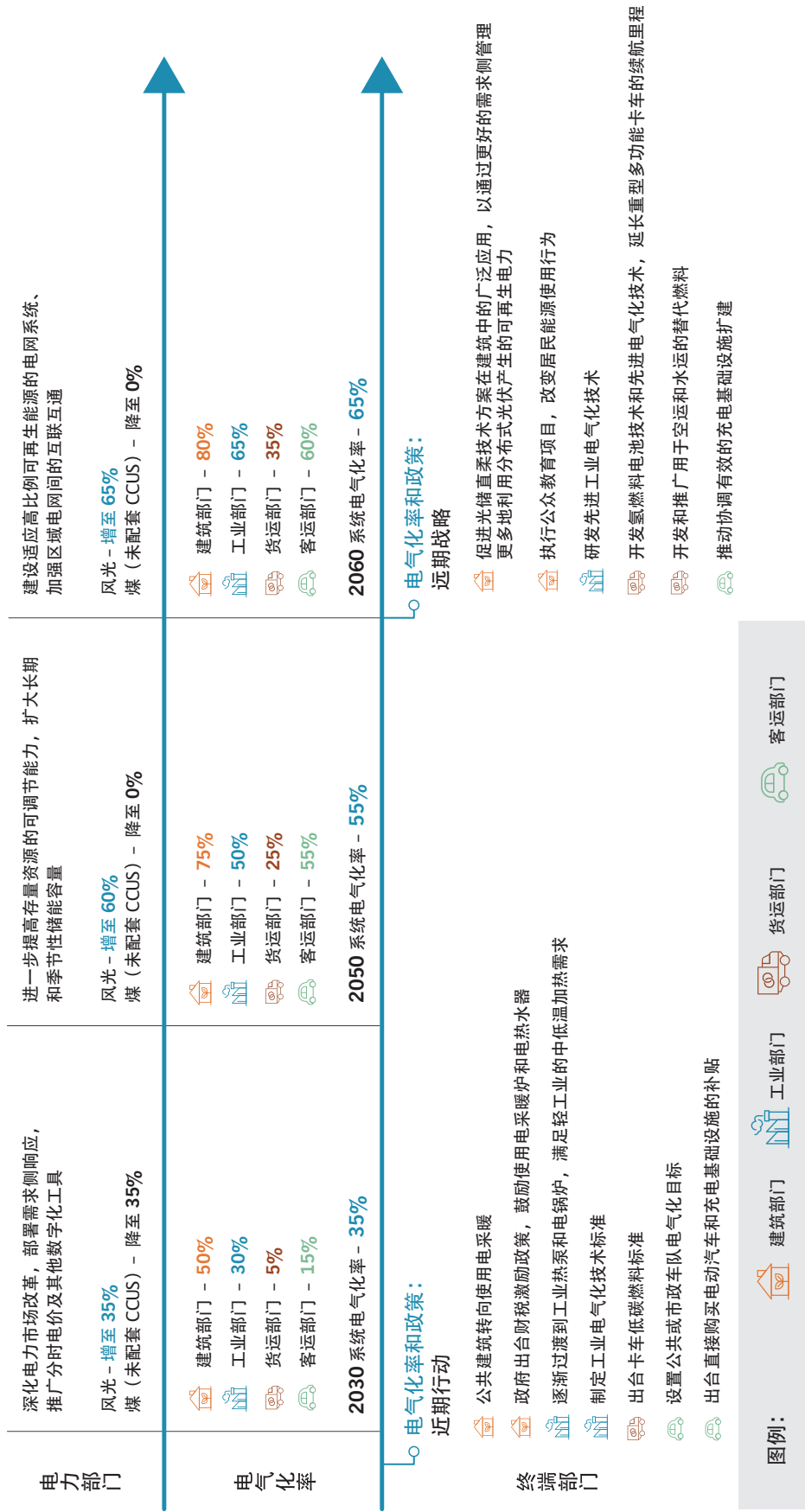
智能充电）可大大降低峰值电力需求，对于助力加速电气化不可或缺；此外，车网互动技术（V2G）甚至可以增加额外的灵活性。需求侧的电气化进程需要调整关键生产流程，并在主要终端部门进行配套的基础设施投资，这可能会导致转型风险，如现有基础设施搁浅、成本分摊和公正转型问题。

此外，目前各部门的电气化目标和行动较为分散且缺少统筹管理，需要更好地进行协调以促进各部门之间的协同效应。例如，推广电动车充电站的决定需要当地利益相关者、城市规划部门、配电运营商和中央监管机构的多方参与。

最后，现有政策不足以实现深度电气化，需要深化改革并重新设计市场机制。例如确保储能和需求侧响应的供应商能够得到应有回报，并消除他们参与电力系统的障碍。与此同时，为支持需求侧响应，还应引导消费者行为，使消费者和用能设施适应从固定定价转向实时定价的转变，接受新技术和新商业模式，随电价灵活调整自身电力需求。此外，还应进一步提供激励措施和资金，促进技术创新、推广和应用，如热泵、电锅炉、电机和其他电气设备。优化纵向（国家和地方）和横向（跨部委）的政策协调以解决和克服监管机构各自为政的问题。

图 4.3: 电气化路线图

电力供应来源占比和电气化率取所有模型在“基于更新 NDC 的碳中和”情景”下的平均值。近期和远期政策建议由各部门章节提出的行动建议总结而来。



05 | 建筑部门电气化路线图

@Energy Foundation China



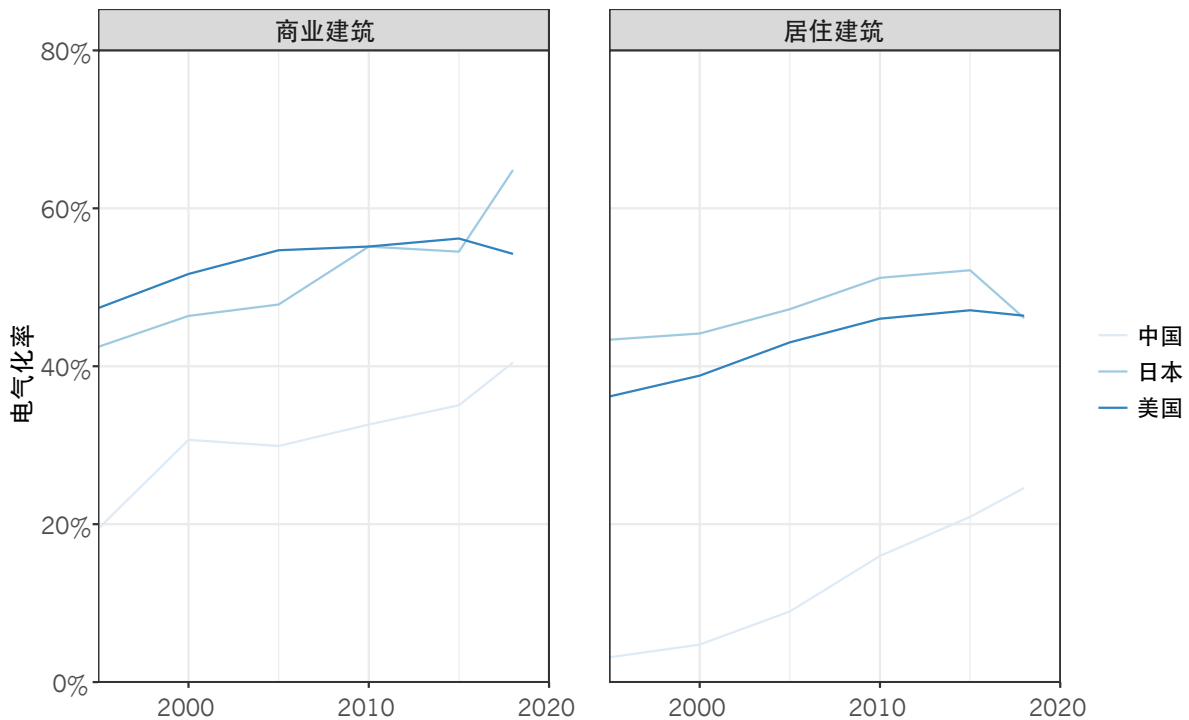
5.1 现状

中国建筑部门消耗了大量的化石能源和生物质能源。2019年两者合计消耗超过建筑部门终端能耗的60%（IEA, 2021d）。过去20多年，由于能源供应结构改变和经济增长，中国建筑部门电气化水平显著提高，从1995年的4.4%增加到了2018年的28%（IEA, 2021d）。尽管如此，中国建筑部门电气化水平仍然只有主要发达国家的一半左右。例如，中国商业建筑电气化率为40%左右，而日本和美国分别是55%和65%。居住电气化率的差距更为明显，中国居住建筑的电气化率只有26%，远低于日本和美国45%的水平（IEA, 2021d）（见图5.1）。

中国建筑部门电气化水平在不同的建筑类型和地区之间均存在差异。城市和农村、商业建筑和居住建筑依赖的能源类型不尽相同。农村居住建筑的电气化率只有9.7%，远低于城镇居住建筑47%的水平（BERC, 2019）。北方地区城镇的采暖主要依靠燃煤热电联产厂（CHP）和供热厂，大约占建筑部门终端能耗的四分之一（BERC, 2019）。然而，农村居住建筑中，生物质能占大约三分之一的终端能耗（BERC, 2021）。因此，减少北方城镇采暖和农村居住建筑中化石能源和传统生物质能的消耗，因地制宜、因情施策，是提高中国建筑部门总体电气化水平的主要措施。

图 5.1: 中国、日本和美国建筑部门电气化水平的历史趋势

（来源：IEA, 2021d）。



5.2 建筑部门电气化对碳中和的作用

模型分析结果显示，提高建筑部门的电气化水平是实现 2060 年碳中和目标的关键一环。中国建筑部门的终端能耗将在 2025—2045 年达峰。2060 年的终端能耗将和当下水平相当或有所增加，即从 2020 年的 5.30 亿~7.66 亿吨标准煤演化为 2060 年的 5.88 亿~9.80 亿吨标准

煤（见图 5.2）。建筑部门的电力需求将从 2020 年的 2.31 亿~2.84 亿吨标准煤增加到 2060 年的 5.31 亿~6.84 亿吨标准煤；这意味着 2030 年建筑部门的电气化率将从当前低于 30% 的水平增长至 41%~65%，2060 年进一步提升到 66%~93%（见图 5.3）。

图 5.2: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国建筑部门终端能耗发展趋势: (A) 终端能源消费总量 (B) 分能源品种的终端能源消费总量

历史数据来源于中国能源统计年鉴 (CESY) 和国际能源署 (IEA)；各模型的历史基年不同，2020 年并非所有模型的历史基年。

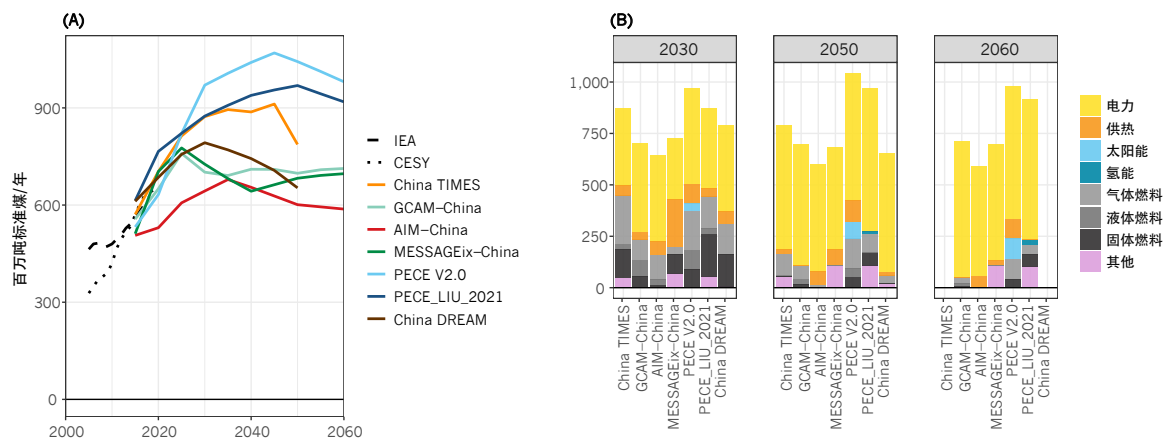
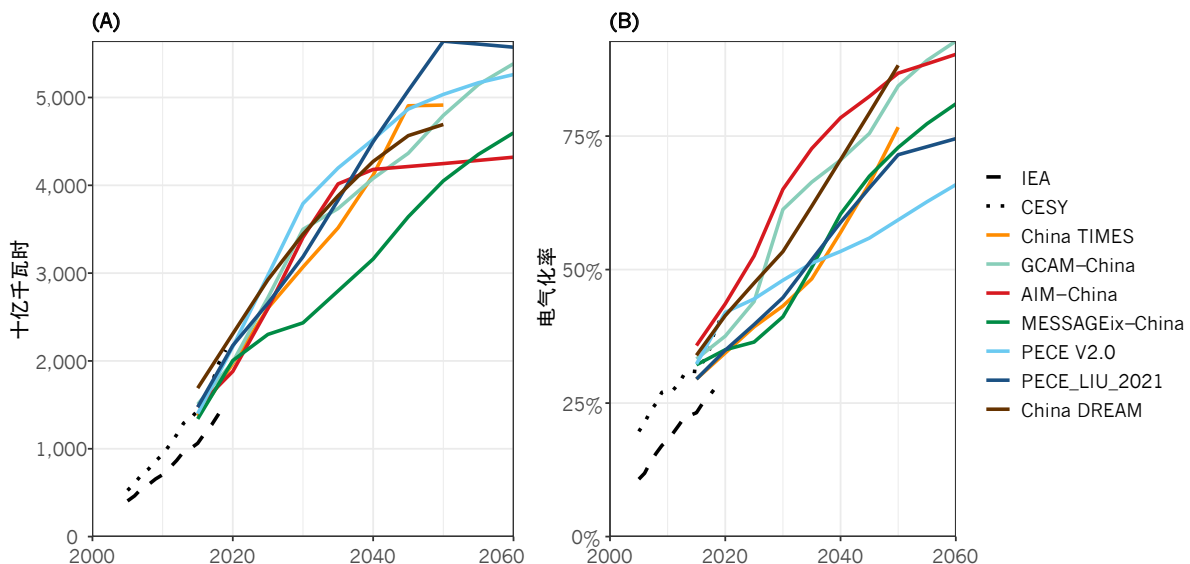


图 5.3: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国建筑部门电气化水平发展趋势 (A) 电力需求 (B) 电气化率

历史数据来源于历年中国能源统计年鉴 (CESY) 和国际能源署 (IEA)；各模型的历史基年不同，2020 年并非所有模型的历史基年。PECE V2.0 模型的电气化率不包括建筑部门的分布式光伏电力。



5.3 挑战与机遇

挑战

提高建筑部门的电气化水平面临来自技术、融资和文化等多方面挑战。为应对这些挑战，中国需妥善制定可行且全面的激励政策，包括增加电气化技术的研发投资、通过规模效益或补贴提高市场渗透率并降低成本，以及引导使用者的能源使用偏好。

作为提高采暖电气化率的一个先决条件，提高建筑围护结构的热性能至关重要。尽管在过去几年里，北方居住建筑的围护结构水平已经有了明显提高，但仍略低于一些先进发达国家水平。例如，现行的中国建筑围护结构热性能的国家标准《建筑节能与可再生能源利用通用规范》（GB 55015-2021）中，外墙和外窗在北方寒冷和严寒地区的热性能要求分别是小于 $0.25 \sim 0.45 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ 和 $1.4 \sim 2.2 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ （取决于地点），然而在德国，这一性能要求分别是外墙 $0.28 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ 和外窗 $1.3 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$ （CABP, 2021; BERG, 2017）。提高新建建筑和待改造建筑的围护结构热性能需要市场可获得的先进建筑材料和建造工艺技术。除了建筑围护结构热性能，一些针对采暖的电气化措施也需要进一步发展，以提高其可靠性，如空气源热泵（ASHP）和电力供应设施。常规的空气源热泵在严寒地区效率有限，因此，解决技术挑战并增强低温空气源热泵在供暖季的可靠性对严寒地区至关重要。严寒地区的空气源热泵能够在室外温度较低的情况下（如零下 20 摄氏度）维持大部分出力，从而避免过多使用额外电力直接加热供暖。此外，建筑或社区的电力供应设施也应相应升级，以满足建筑部门不断提升电气化的需求。

居住建筑的电气化措施通常需要较高的初始投资成本。例如，低温空气源热泵的初始投资成本通常是燃煤集中供热方式的 2 ~ 3 倍（Q. Zhang 等, 2017）。这在一定程度上阻碍了建筑电气化技术的推广应用。

能源使用偏好也是提高建筑电气化水平的一大阻碍。高温烹饪和圆底锅在中国饮食文化中几乎不可或缺，促使了燃煤、燃生物质和燃气灶具在中国家庭中的广泛应用。而烹饪温度更低、使

用平底锅的电灶具是很好的替代方案，但它的推广需要消费者用能行为的根本改变。此外，在北方地区推广电采暖需要建造更多的分布式采暖设施，如空气源热泵和地源热泵以取代现存的集中供热设施。对于习惯使用集中采暖的居民而言，自己维护采暖设施可能削弱其向电气化转变的动力。

机遇

当下，我国应抓住新建建筑增加、农村居住建筑的协同效益以及光伏应用增加等机遇，全面促进建筑部门的电气化转型。

中国基础设施建设正逐步迈向新的阶段，也是新建建筑电气化的关键窗口期。中国每年新建建筑体量约为 25 亿平方米（BERG, 2019）。由于建筑和其配套的暖通空调（供暖、通风和空调）系统的寿命常达几十年，在退役之前替换现有建筑的用能系统将进一步增加已经偏高的电气化初始投资成本。而把新的电气化手段整合进新建建筑可以避免旧有技术或高碳排放技术的长期锁定效应。

提升农村居住建筑的电气化水平可以极大提高农村住户的居住品质，改善室内空气质量，有益身体健康（J. Li 等, 2019）。用电力取代化石燃料和低效的传统生物质燃料不但能够帮助减少建筑部门的碳排放，还可以避免来自炊事和采暖的空气污染物排放，提高室内空气质量。一项研究表明，中国北方农村的燃煤采暖可能使周边居民的平均预期寿命减少 5 年（Y. Chen 等, 2013）。

此外，提高建筑部门电气化率能够促进分布式光伏系统在城镇和农村建筑中的广泛应用，降低消费者的用能成本并增加可再生能源的使用。结合其他措施如提高能效、建筑直流微电网和电动车充电桩，建筑可以成为电网负荷的柔性吸收者，甚至作为电源反向给电网供电（EFC, 2020）。

5.4 电气化的关键领域

居住建筑采暖

中国有十多个省、自治区和直辖市位于秦岭和淮河线以北，即严寒和寒冷地区，冬季采暖是刚需。集中供热是这些地区的城镇区域最主要的供热方式，采用这种供热方式的居住建筑面积大约占该地区居住建筑总面积的85%（BERC，2019）。超过40%的中国城镇人口（约3.2亿）居住在这些需要采暖的区域（国际能源署和清华大学，2018）。

目前，中国北方城镇地区采暖能耗大约占整个建筑部门能耗的25%，每年消耗大约2.14亿吨标准煤，采暖能源强度平均大约是0.4吉焦/平方米·年（BERC，2022）。由于城市化的快速推进，北方城镇地区集中采暖总面积快速增加，2006—2017年每年平均增加约13%，2017年达到120亿平方米（BERC，2019）。其中，燃煤热电联产和供热厂占77%，燃气热电联产和供热厂占14%，电供热小于5%（BERC，2019）。农村居住建筑的采暖大约占44%的终端能耗，并且主要依赖于煤和生物质能（X. Zheng等，2016）。其中，生物质能约占62%，煤约占28%，而电供热仅占2%左右（X. Zheng等，2016）。

几种电采暖方式可被用于北方地区的供热，取代现有的以化石燃料为基础的集中供热方式，如低温空气源热泵、地源热泵、电锅炉和电热膜。应用电供热设施首先需要升级建筑的电力供应系统。在城市社区应用热泵系统需要足够的安装空间，但可能带来噪声污染。与热泵技术相比，直接电热采暖方式（包括电锅炉和电热膜）的能效较低，因此它们更适用于无法应用热泵采暖的建筑。考虑到直接电热采暖的减排效果与电力部门的发电结构紧密相关，这些技术并不适合近期被优先采用，因为中国目前在很大程度上依然依赖于燃煤发电。随着未来可再生电力的增加，这些直接电热采暖方式将成为可行方案，特别是应用在难以采用热泵供热的建筑社区。此外，结合热泵技术的太阳能区域供热（SDH）也有潜力取代燃煤和燃气供热。这种供热方式在丹麦和德国已经得到应用，也适用于中国有充足太阳能资源、较长供暖季和便宜土地的区域，如新疆、青海、内蒙古和甘肃（ADB，2019）。

在农村居住建筑中，作为太阳能和压缩成型生物质能供热的有益补充，应用空气源热泵和地源热泵提高电气化率也有相当的潜力。近期应大力推广利用电采暖取代广泛使用的燃煤和传统生物质能采暖，可极大提高农村居住建筑的室内空气质量，减少由于使用传统采暖方式所引起的负面健康影响。由于清洁生物质能采暖具有较低的运行成本和对居民的协同效益。农村居住建筑围护结构的热性能通常较差，应优先提高农村居住建筑的热性能，从而提高采暖的总体能效并降低运行成本。空气源热泵和地源热泵较高的初始投资成本较高，应出台相应的补贴政策以推广其在农村居住建筑中的应用。

空气源热泵（ASHP）

传统空气源热泵采暖通常应用于中国长江流域的冬季采暖。中国北方的冬季室外温度较低，造成传统空气源热泵性能下降甚至发生故障。

随着低温空气源热泵技术的发展，空气源热泵已适用于北方地区的采暖。这些技术进步包括采用新的制冷剂、结合使用相变材料、设计新的循环系统（如两级压缩、复叠式压缩）、采用除霜技术和优化除霜策略等（Yang等，2020；Y. Zhang等，2017）。为进一步提高低温空气源热泵在北方地区冬季使用的性能系数（COP），可使用室内低温地板辐射采暖系统以降低空气源热泵冷凝器侧的运行温度。研究表明，低温空气源热泵在较低的室外温度条件下可维持可接受的性能系数。在中国最北省份的省会哈尔滨，当室内外温差为35摄氏度（即室外温度低于零下15摄氏度）时，低温空气源热泵的性能系数可超过2.2，意味着1单位电力可以给室内提供2.2单位热量（Q. Zhang等，2017）。

相比传统的燃煤集中供热和家用燃气分户采暖，低温空气源热泵的运行成本更具竞争力。一项研究（M. Yu等，2021）将两种低温空气源热泵（准二级压缩空气源热泵和潜热储能空气源热泵）在中国北方三个不同城市——北京、沈阳和哈尔滨的运行成本与其他采暖方式进行了对比（见表5.1），发现空气源热泵的运行成本与寒冷区（如北京）的燃煤集中供热成本相当，稍高于严寒区（严

寒区的 B 区和 C 区，如哈尔滨）常规的集中供热成本（约 15%）（M. Yu 等，2021）。北京案例显示，空气源热泵的采暖季平均性能系数约为 3.0（冬季最冷时为 2.6），其运行成本在峰谷电价方案下大约为 22.8 元 / 平方米（BERC，2015）。

当前低温空气源热泵技术可以取代集中供热并用于中国北方绝大多数地区，尤其是低层居民建筑、联排或独栋别墅和小型公共建筑，并保持合理的性能系数和经济的运行成本（见表 5.1）。

表 5.1: 不同供热方式运行成本比较

（来源：M. Yu 等，2021）

供热方式	运行成本（元 / 平方米）		
	北京	沈阳	哈尔滨
燃煤锅炉	33.84	40.83	42.09
分户燃气锅炉	31.93	38.77	40.01
直接电加热	105.3	128.31	132.47
空气源热泵（准二级压缩）	29.45	41.61	48.91
空气源热泵（潜热储能）	30.67	40.97	47.39

地源热泵（GSHP）

地源热泵利用地热能给建筑供热。相比于空气源热泵，地源热泵拥有相对较高的性能系数（通常为 3.5 ~ 4），主要因为采暖季的地下温度通常高于大气温度。地源热泵系统由热泵、输配系统和地下热交换器组成（通常为闭式循环）（见专栏 5.1）。

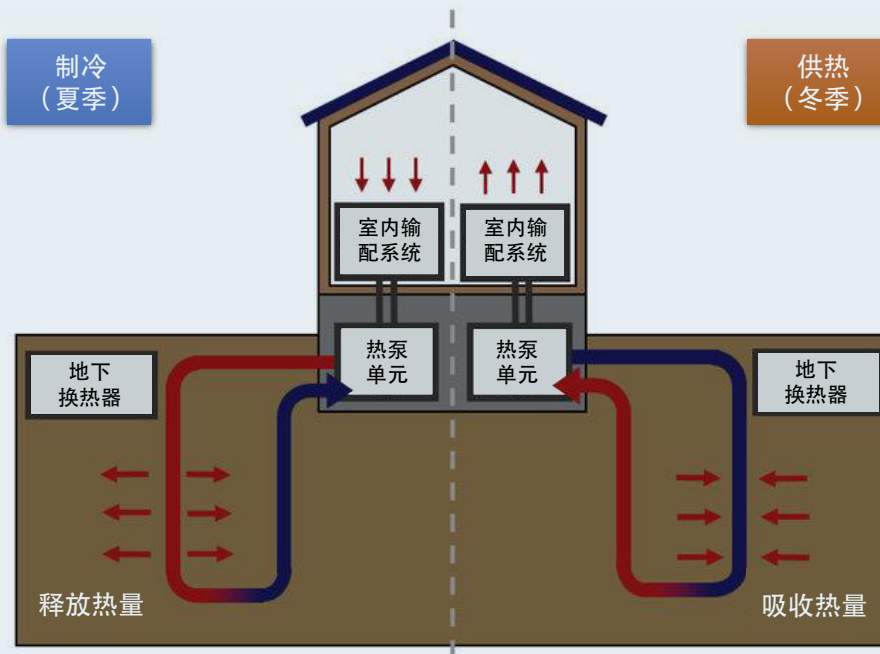
应用地源热泵给建筑供热的一大挑战是平衡建筑的供热和供冷负荷。如果一栋建筑夏季的制冷负荷比其冬季的采暖负荷小很多，地下温度会随着热泵系统的运行逐年降低，这有可能导致地源热泵系统在冬季运行时供热性能下降或者发生故障。一项针对地源热泵在中国北方三个城市（齐

齐哈尔、沈阳和北京）应用的可行性研究表明，在齐齐哈尔应用地源热泵可能具有挑战性，因为运行几年后，冬季地埋管的温度有可能低于 0 摄氏度（Z. Liu 等，2015）。这主要是因为夏季时，地源热泵系统不能在地下储存足够多的热量用于冬季供热。这一挑战可以通过在地下埋设更多管线，或者系统仅在冬季运行来解决；也可以通过采用中深层地埋管换热器（DBHE），利用中深地下层的地热能代替常用的浅层地热解决。一个位于济南的浅层地源热泵项目显示，热泵的性能系数约为 3.42，电力消耗为 15.5 千瓦时 / 平方米（EFC，2016）。另一个位于天津的中深层地源热泵项目显示，整个采暖季的热泵性能系数高达 5.72，电力消耗也仅有 11 千瓦时 / 平方米（BERC，2019）。

专栏 5.1 地源热泵系统

图 B5.1: 地源热泵系统

(来源: Cazorla-Marín, 2019)



地源热泵系统（有时也称为地热能系统）从土壤或地下水中取热并用于建筑的供热或制冷（见图 B5.1），这是因为地下温度全年保持稳定，通常在冬季高于大气温度，在夏季低于大气温度。

地源热泵系统由热泵单元、地下换热器（GHE）和室内输配系统组成。热泵单元基于逆卡诺循环的热力学原理，从低温热源向高温热源传递热量（见图 B5.1）。地下换热器通常是塑料管道，通过封闭环路实现防冻液的循环。地下换热器通过水平式（浅层壕沟，2~4 米深）或垂直式（钻井，30~200 米深）两种方式埋入地下。与垂直式系统相比，水平式系统造价较低，但是挖壕沟需要较多土地，因此更适用于新建建筑或乡村地区。由于钻井需要的土地面积较小，垂直式系统可以应

用于土地受限的既有建筑。由于地源热泵供热系统可以实现较低的冷凝侧温度，室内地板供热系统（地板下埋管）比散热器系统（利用暖气片加热室内）更为合适。

安装地源热泵系统时，需要对三个方面进行评估，即地下土壤条件、建筑的供热和制冷需求以及土地的可获得性。地源热泵系统的建造商经常需要钻探测试井，调查当地的水文地质条件，预估建设费用。

地源热泵系统的能效性能系数表征，通常为 3.5~4，也即 1 份电力消耗可以提供 3.5~4 份同等能源数量的供热量。与其他供热方式相比，地源热泵系统具有更低的二氧化碳排放（见表 B5.1）。

表 B5.1: 不同供热系统的一次能源效率和二氧化碳排放

(来源: Ahmadi 等, 2017)

供热系统	一次能源效率 (%)	二氧化碳排放 (kg/kWh 热能)
燃油锅炉	60 ~ 65	0.45 ~ 0.48
燃气锅炉	70 ~ 80	0.26 ~ 0.31
冷凝式燃气锅炉	100	0.21
当前电网条件下直接电加热	36	0.90
传统电力+地源热泵系统	120 ~ 160	0.27 ~ 0.20
绿电+地源热泵系统	300 ~ 400	0.00



@Energy Foundation China

炊事

炊事能耗大约占中国城镇住宅总能耗的 20.7%，乡村住宅总能耗的 44.1%（郑新业等，2015，2016）。炊事设备（如电饭煲、微波炉等）的电耗占住宅炊事能耗的比例较小，在城镇住宅建筑中是 15.7%，在乡村住宅建筑中是 6.2%（郑新业等，2015，2016）。排除住宅中炊事电耗的部分后，基于燃煤、燃气和燃生物质的建筑炊事能耗相当于建筑部门总体终端能耗的约 19%（郑新业等，2015，2016；BERC，2019）。炊事灶具的热效率在城乡之间差别很大。城镇住宅建筑中，嵌入式燃气灶具的热效率为 55% ~ 63%，桌上式燃气灶具的热效率为 58% ~ 66%；而农村地区广泛使用的传统生物质灶具和燃煤灶具的热效率分别只有约 15% 和 30% ~ 40%（BERC，2016）。

提高电热和电磁灶具的普及率，取代燃气、燃煤和传统生物质的灶具，是提高建筑部门电气化率的必要手段。相比于燃气灶具，电热和电磁灶具的热效率更高，分别是 70% 和 90% 以上，而其初始投资成本与燃气灶具相当（W. Feng 等，2021）。由于中国的饮食文化更偏向于明火烹饪而不是使用电磁灶具，可通过公众教育项目引导人们的烹饪方式转变。

生活热水

中国建筑中的生活热水主要由分散式的燃气、太阳能和电热水器提供。生活热水能耗在城镇住宅建筑总能耗的占比约为 14.4%，在乡村住宅建筑中约为 5.7%（郑新业等，2015，2016）。中国城镇家庭电热水器占生活热水能耗的比例约为 13.2%，农村家庭的这一比例约为 16.1%（农村家庭中该比例相对较高是因为农村区域一般缺少燃气供应设施）（郑新业等，2015，2016）。相比而言，燃气热水器占生活热水能耗的比例较高，城镇家庭为 68.3%，乡村家庭为 55.6%，余下的生活热水主要靠太阳能热水器提供。

电热水器因配套水箱而尺寸相对较大，这是其取代燃气热水器的一个主要障碍，也是消费者，特别是房间尺寸受限的城市消费者选择热水器时的主要顾虑。阻碍消费者选择电热水器的另一主要原因是耗时长，洗浴前需要一段时间预先加热水箱里的水，会对部分消费者造成不便。

光伏与建筑的结合应用

光伏对提高建筑部门的电气化率和降低二氧化碳排放至关重要。中国更新的国家自主贡献目标提高了光电和风电装机的要求，由于上网电价的激励政策，分布式光伏系统（包括屋顶光伏）预计会在接下来的几年快速增长（China Daily，2022）。截至 2021 年，中国已安装约 2700 万千瓦的屋顶光伏系统；2025 年前，一半政府出资建设的公共建筑将安装屋顶光伏系统（China Daily，2022）。

中国的大型城市，低层和高层建筑占绝大多数，限制了屋顶光伏的应用。通过遥感信息，一项研究估计北京市朝阳区可安装屋顶光伏的面积约为 67.9 万平方米，每年屋顶光伏发电潜力约为 6380 万千瓦时（Song 等，2018）。综合考虑朝阳区的人口和人均住宅电耗，全部屋顶光伏发电潜力只能满足小于 2% 的朝阳区住户的用电需求（Song 等，2018；北京市朝阳区人民政府，2022）。对于人口密集的城市区域，光伏建筑一体化（BIPV）是另一个可选项，然而当前的应用十分有限，仍处于早期阶段。发展光伏建筑一体化需要克服的障碍主要是其对内部空间的负面影响（例如，不通风的垂直光伏建筑一体化的表面温度可比空气温度高 40 摄氏度）以及维护成本相对屋顶光伏系统较高。

光伏与建筑的结合应用对提高农村地区的电气化率更有前景。2014 年，一个位于江苏省农村的屋顶光伏示范项目启动，该村 129 户住户平均每户安装 12 块太阳能电池板，全村屋顶光伏系统的年发电量约为 393 兆瓦时，不但能够完全满足本村的电力需求，还能够提供 20% 的多余电力上网（国家能源局，2014）。

为提高建筑部门的电气化率，目前正在发展中的光储直柔技术（PEDF, Photovoltaic, Energy storage, Direct current and Flexibility）是很有前景的整合解决方案。该方案将装备有直流微电网的建筑和分布式光伏（如屋顶光伏）、储能设备（如电池、冰蓄冷系统）整合，以灵活消耗具有间歇性特点的可再生电力。在数字化技术的助力下，光储直柔解决方案能够实现更好的需求侧管理（Y. Jiang，2021）。据估计，光储直柔技术方案在中国农村地区的推广应用，不但可以完全满足农村地区的能源需求，还能把相当比例的所发电量输送给电网（姜克隽，2021）。2019 年，一个涉及 27 个住户的光储直柔示范

项目在山西省芮城县庄上村启动，该示范项目显示，大约 40% 来自于分布式光伏的电力被输送给当地电网（运城市人民政府，2021）。此外，光储直柔技术已被列入国务院 2021 年发布的中国《2030 年前碳达峰行动方案》（国务院，2021）。

5.5 关键政策措施

考虑到电气化水平的潜力、市场上可获得的技术手段、成本效益和执行难度，提高供热的电气化率是近期可采取的主要手段，提高炊事和生活热水的电气化水平也具有较高的优先级。为实现这些目标，表 5.2 列出了建筑部门的关键政策方案。

首先，为提高中国北方地区采暖的电气化水平，广泛应用电采暖措施至关重要，特别是空气源热泵系统和地源热泵系统。它们可以取代目前北方城镇居于统治地位的以燃煤为基础的集中供热设施，以及北方乡村地区以燃煤和传统生物质为基础的分户供热设施。这样的重大能源转型需要各级政府的政策和激励措施支持。

其次，北方地区应用空气源热泵系统和地源热泵系统采暖仍处于早期阶段，实施效果不佳的项目有可能影响公众对这些电采暖方式的接受意愿。各地方政府应设计具有当地特色的、短期和长期的电采暖发展规划。特别是针对地源热泵系统，政府应预先全面调查当地的水文地质条件，然后基于调查结果，制定可靠和全面的地源热泵发展规划，明确可应用的区域和相应的潜力；同时出台对应的管理政策，对设备制造商、零部件供应商和建设承包商进行管理，确保项目质量满足相应的国家标准。

再次，政府还应出台财税激励政策，扩大这些电气化措施的市场份额，特别是在气候和地质条件有利于推行这些措施的地区。举例来说，为电采暖使用者提供优惠电价（如采用民用电价代替商业电价、优惠的民用电价等）、免收地源

值得指出的是，相比于光伏与建筑的结合应用，那些能够直接影响建筑电气化水平的措施更为重要，包括使用电力满足采暖、炊事和生活热水需求。

热泵系统的地下水使用费、为电采暖的运行方提供补贴、鼓励当地银行为项目发展方提供优惠贷款等。

最后，电采暖应被纳入政府公共采购目录。政府办公建筑和获得政府资金资助的公共建筑（如学校和医院）应在工程可行的前提下带头采用电采暖系统。为提高电采暖的普及率，政府可考虑把燃煤和燃气供热厂纳入已在运行中的国家碳排放交易系统（ETS）；而热电联产厂已经被纳入碳排放交易系统。考虑到燃气和燃煤供热厂的供热面积占中国北方地区集中供热面积的一半，将其纳入中国碳排放交易系统是提高建筑部门整体电气化水平的关键下一步。

中国建筑供热低碳化也存在电气化之外的其他选项，包括使用工业和发电设施的余热作为集中供热的热源、在农村地区推广生物质能清洁利用进行供热等。所有可行的、包括用电和非用电的供热低碳化措施的选择，应当结合当地的具体条件统筹考虑，使成本效益达到最优。

为了提高中国家庭炊事和生活热水制备的电气化水平，高密度的公众教育项目和有效的财税激励政策是关键。由于传统的饮食习惯，相比电灶具，中国家庭更偏好使用生物质、燃煤和燃气灶具进行高温烹饪。因此，为了提高中国家庭炊事用能的电气化率，作为第一步，可通过各种公众教育项目展示采用电灶具低温烹饪所带来的健康和室内空气品质的协同效益。此外，中国每年的新建建筑数量巨大，各级政府可要求在新建建筑中预先安装电气化设备（如电灶具和电热水器）。

表 5.2: 建筑部门行动建议一览

近期行动	远期战略
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 把电采暖纳入政府公共采购计划，促进其在政府办公建筑、获得政府资金资助的公共建筑中的应用 ▶ 发展全国行业执照管理体系，规范相关设备制造商、零部件供应商和建设承包商，确保电采暖项目的质量符合相关国家标准和规范的要求 ▶ 采用财税激励政策提高电气化措施的市场占有率，包括优惠的税收政策，以及为系统承建商、设备制造商和使用者提供补贴 ▶ 在适合的新建建筑中预先安装电炊具、电热水器等电气设备 ▶ 在农村居住建筑中采用电供暖作为清洁生物质供暖之外的有益补充 ▶ 定期升级相应的建筑设计标准，提高政府对建筑电气化水平的要求 ▶ 促进数字化技术在建筑中的应用，助力提高建筑的电气化水平 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 各地政府在自己的辖区内设计符合当地特色的、长期的电采暖发展规划 ▶ 把目前的燃煤、燃气集中供热厂纳入国家碳排放交易系统 ▶ 执行公众教育项目，引导居民的相关能源使用行为 ▶ 促进光储直柔（PEDF）技术方案在建筑中的广泛应用，通过需求侧管理（DSM）充分利用分布式光伏产生的可再生电力

06 | 工业部门电气化路线图

@Energy Foundation China



6.1 现状

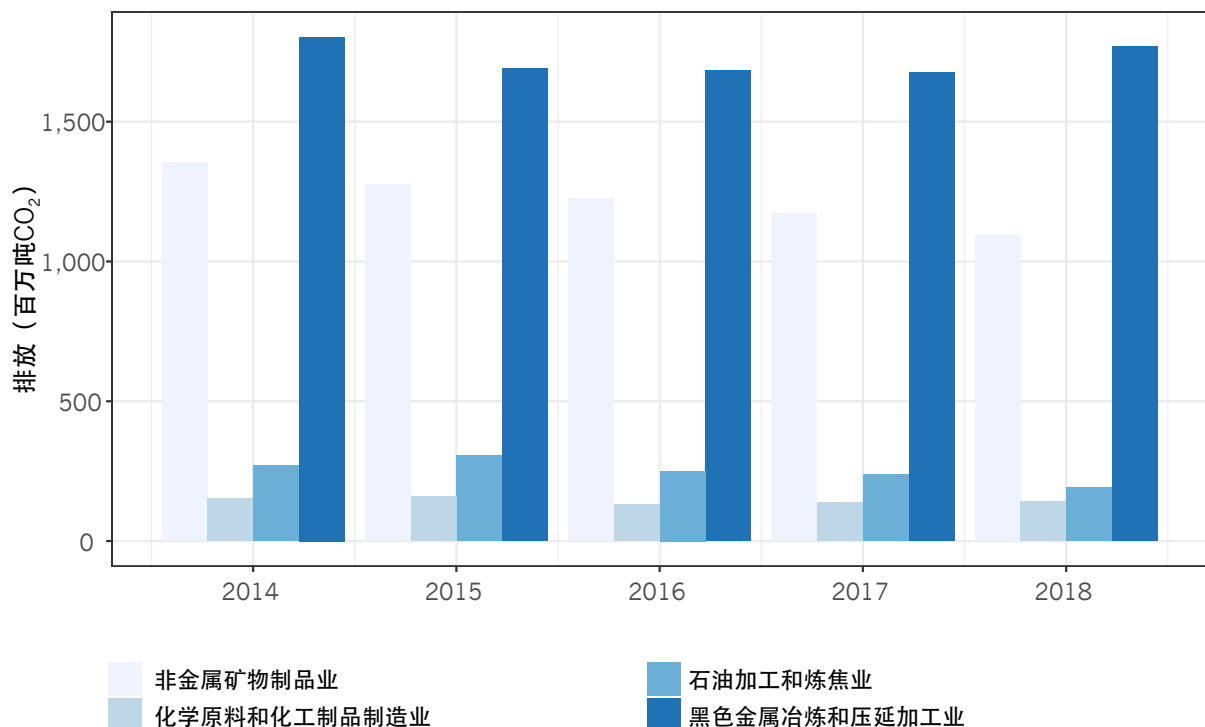
在中国，工业部门是仅次于电力部门的第二大二氧化碳排放源，2020年其碳排放占化石能源燃烧碳排放总量的35%（IEA，2021a）。全面现代化目标提出后，中央进一步明确要全面加强基础设施建设，构建现代化基础设施体系，因此钢铁、水泥等工业产品的需求将进一步扩大。新型工业化是构建2035年中国新型现代化经济体系的主要驱动力之一（NPC，2021），即构建技术水平更高、经济效益更好、资源消耗更低、环境污染更少、人力资源配置更优的工业发展战略。中国是世界最大的制造业国家，制造业增加值已全面超过美国。2018年，制造业的19个大类中，中国有18个大类产品的产量超过美国（UNIDO，2021）。中国制造了全球近60%的

水泥和粗钢，55%~65%的初级钢和铝，以及30%用于生产塑料和肥料的初级化工产品（IEA，2021a）。

工业部门高度依赖能源，通过消耗能源为设备提供所需电力或热力。黑色金属冶炼和压延加工业、非金属矿物制品业、化工原料和化工制品制造业、石油加工和炼焦业是中国的四大能源密集型高排放行业¹¹，2019年其能源消耗合计占整个工业部门的61.71%（国家统计局，2021），碳排放主要集中在钢铁、水泥和合成氨等少数工业产品的生产过程，这些工业子部门消耗了相当大比例的化石能源并造成了高碳排放（见图6.1）。

图 6.1: 2014—2018 年中国制造业子部门的碳排放量

（来源：CEADs，2021）。非金属矿物制品业排放包括化石燃料燃烧和工业过程碳排放，其他行业排放仅包括化石燃料燃烧碳排放。



¹¹ 黑色金属冶炼和压延加工业主要包括炼铁、炼钢、钢铁及铁合金加工和制造；非金属矿物制品业主要包括水泥、石灰、石膏、陶瓷等的制造；化工原料和化工制品制造业主要包括烧碱和纯碱、化肥和农药以及合成橡胶和工业颜料的生产。石油加工和炼焦业主要是指从原油中提炼石油产品，并将煤转化为焦炭和化工原料（如甲醇和烯烃）。

目前，中国部分重工业行业电气化水平低于其他发达经济体。2020年，中国电炉钢占比仅约9.2%，而美国和欧盟高达70.6%和42.4%（WSA, 2021a）。

随着全球城市化进程的快速推进，基础设施持续建设，国内外对钢铁、水泥等工业品的消费需求也不断增加，中国工业部门规模可能继续扩大。因此，在保证基础设施建设等需求增长的前提下，减少工业部门碳排放对实现碳中和目标至关重要。

6.2 工业电气化对碳中和的作用

工业领域电气化是推动中国如期实现碳中和目标的关键可行方案，与电力脱碳相结合将成为中国实现碳中和目标的关键。

短期内的碳减排需要将工业部门的发展趋势纳入考量。预计2030—2035年，工业能源需求将持续增加，到2060年，能源消费总量将由2020年的18.90亿~21.21亿吨标准煤下降到10.75亿~18.32亿吨标准煤（见图6.2）。结果显示，工业部门电气化率预计到2050年达到42%~65%，到2060年达到58%~69%。超过一半的工业能源消费转变为电力在技术层

面是可行的，2060年电力需求将达到6.72亿~11.00亿吨标准煤（见图6.3）。本报告模型结果中，氢能占比存在较大差异，2060年氢能占比为1.7%~12%，中位数为4.7%（见图6.4）。各模型对2040年前电力消费占比的估计有所不同，部分原因是对整个行业需求的预测不同。有模型认为2025年后终端能源消费量将逐渐下降，也有模型认为2030年前终端能源消费量将持续增长，电力生产需要满足显著增长的能源需求。部分模型短期内电力消费占比较低，随着化石燃料消费的逐步减少，2040年之后将迎来电力消费占比的快速增加。

图6.2：“基于更新NDC的碳中和”情景下中国工业部门终端能耗发展趋势：（A）终端能源消费总量（B）分能源品种的终端能源消费总量

历史数据来自历年中国能源统计年鉴（CESY）和国际能源署（IEA）。

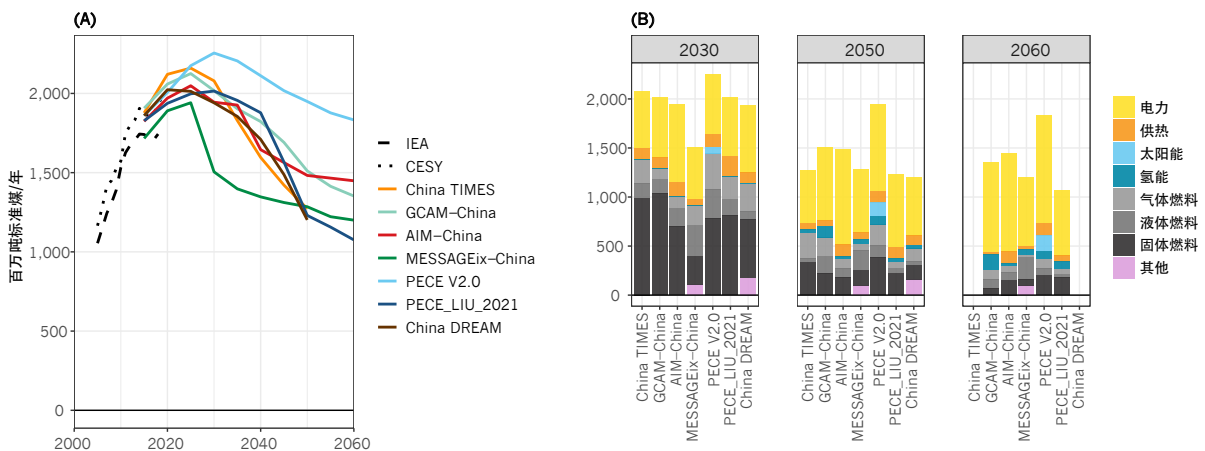


图 6.3: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国工业部门电气化水平发展趋势: (A) 电力需求 (B) 电气化率

历史数据来自历年中国能源统计年鉴 (CESY) 和国际能源署 (IEA)。PECE V2.0 模型的电气化率不包括工业部门的分布式光伏电力。

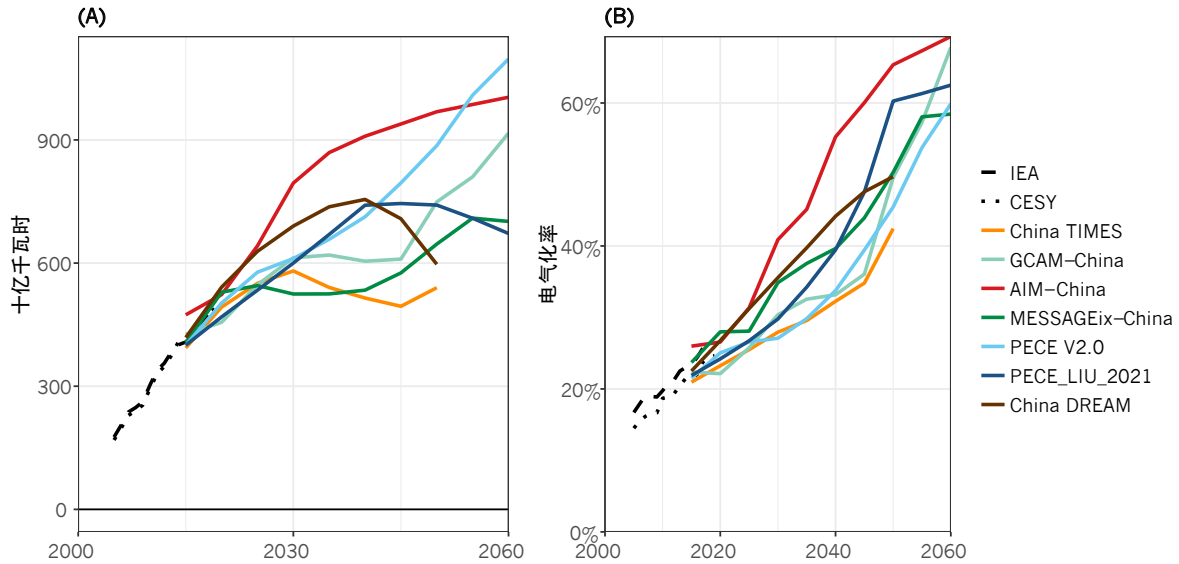
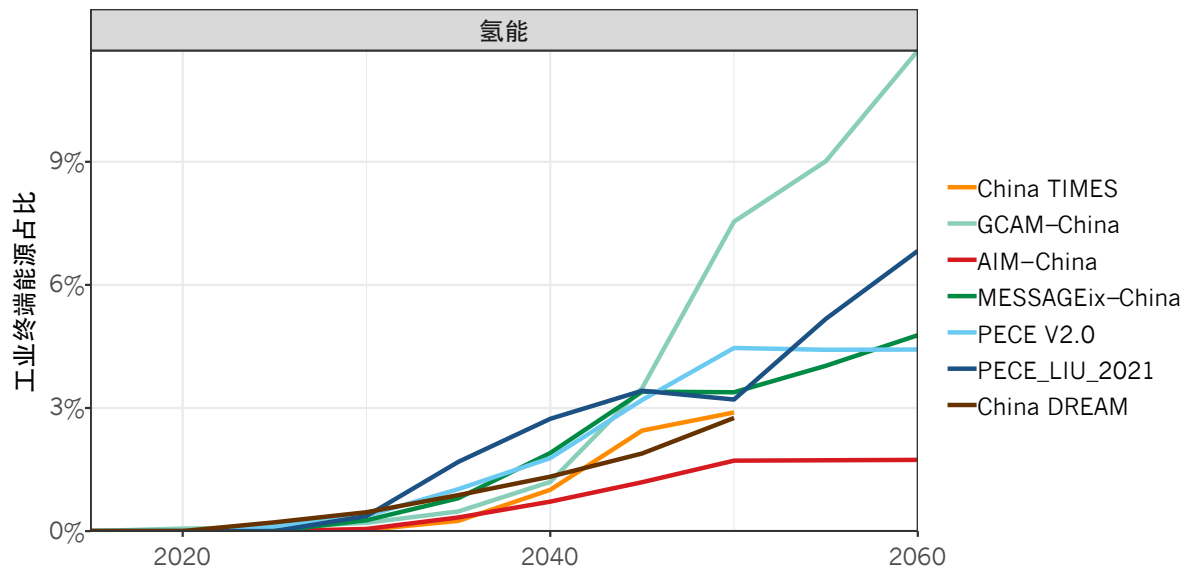


图 6.4: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下工业部门氢能占比



工业部门由能源需求和制造工艺存在很大差异的不同子部门构成。其中，重工业通常为其他工业部门提供原材料，与直接为居民消费品提供产品的轻工业相比，其生产设备更大，能耗更高。

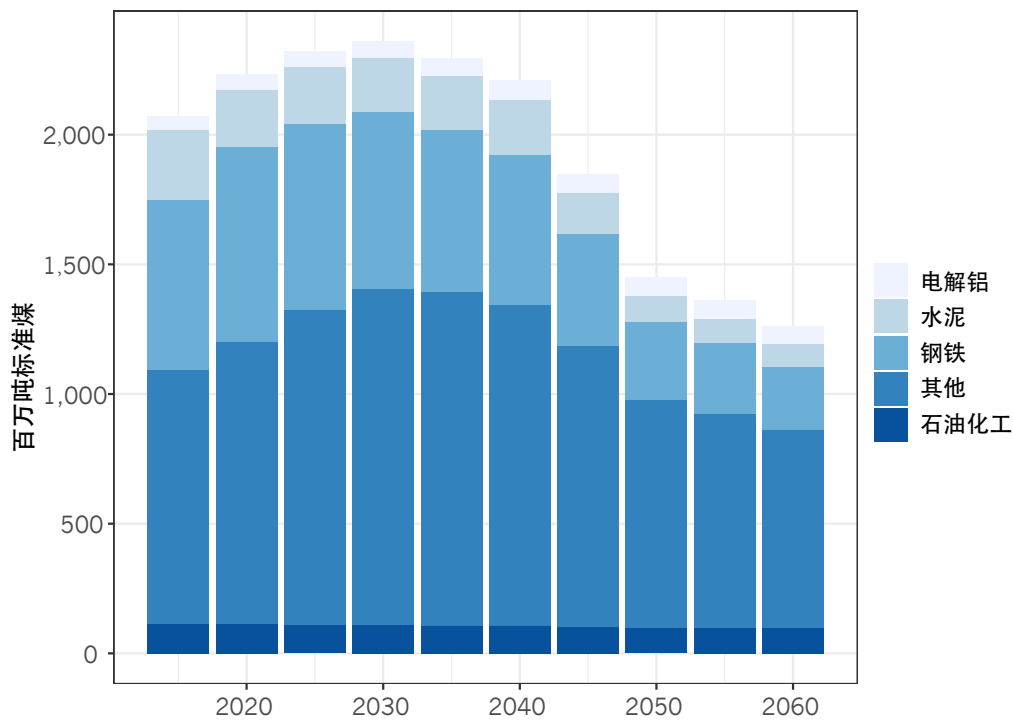
目前，中国的钢铁、水泥、石化和化工等重工业整体电气化水平较低，部分机械和设备制造部门的电气化率超过 40% (Deason 等, 2018)。鉴于对高温或其他能源密集型基础设施的依赖有

限，包括纺织、木材加工和造纸等行业的轻工业是最容易实现电气化的工业子部门。

与水泥、石化和化工行业相比，钢铁行业具有更高的电力替代率（见图 6.6）。根据过去钢铁产能和消费量初步估计，中国的废钢资源将大幅增加。而且，中国钢铁企业规模大，有充足的资金更换电气化设备。此外，绿氢作为间接电气化的手段之一，未来可应用于钢铁、化工等行业。

短期内，钢铁、水泥、电解铝和大多数石油化工产品的需求将继续增长。有模型预测，2030年前工业能源消费总量将继续增长，随后人口增长和城市化进程放缓将导致工业产品需求减少，工业能源消耗将逐渐下降。钢铁和水泥需求下降将成为 2030 年后工业能源消耗下降的主要驱动因素（见图 6.5）。

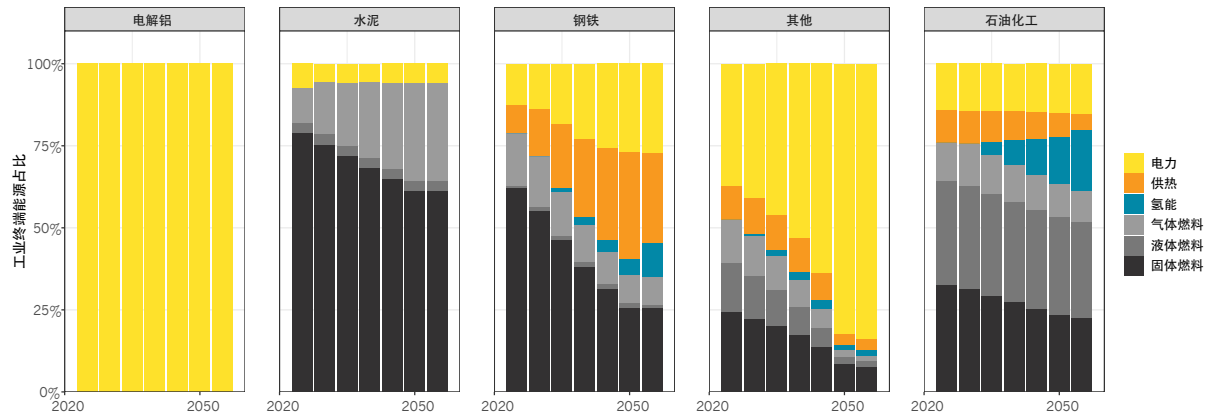
图 6.5: PECE_LIU_2021¹² 模型中工业子部门的能源消费量



¹² PECE_LIU_2021 是一个国家能源系统模型，聚焦于中国气候目标的长期低碳转型路线图（J.Liu 等，2021）。本报告对情景结果进行了更新以反映中国的碳中和途径。

图 6.6: PECE_LIU_2021 模型中工业子部门能源消费占比

只有通过电解产生的绿氢表示为氢能，煤和天然气燃烧过程中产生的氢以初始能源品种呈现。



6.3 挑战与机遇

工业电气化对产业发展、经济增长和节能减排具有重要意义。推进工业电气化进程需要合理规划、评估技术潜力，并获得决策者和行业主管部门的支持。工业电气化也将带来协同效应，提升健康水平和工艺安全性，促进经济增长。但是，对现有以化石能源为基础的工业设施和技术工艺而言，电气化改造升级将面临不小的挑战，同时也面临新的机遇。

挑战

工业设备的高集成性决定了很难单独电气化部分工艺。电气化不止是将工业设备由燃煤锅炉替换成电锅炉，发电厂的电路和企业相关电网服务也需要同步升级以满足日益增强的电力负荷。电气设备集成程度因子行业和工艺过程而异，由于设备升级可能需要重新设计和配备特定系统和生产线而产生额外费用，相关设备升级的投资往往比购买设备的一次性投资更高。同时，考虑到电价和化石能源价格等因素，与直接使用化石燃料的成本相比，用电的经济性也是影响企业电气化改造积极性的重要因素。

中国传统工业产能大、改造成本高，使得电气化更具有挑战性。中国现存生产设备设施相对较新，钢铁行业设备平均运行年限约为 15 年，而美国达到 35 年，欧洲大部分国家和地区已超过 40 年 (Tong 等, 2019; 张强等, 2021)。

对于大多数工业设备而言，寿命期内的运行维护成本较低，导致企业在设备使用寿命结束前改造升级的动力不足；而提前更换电力设备还可能致原有的资产搁浅。高炉炼钢是中国钢铁行业能源消费和碳排放的主要来源，电炉替代高炉的过程中，可能有超过 8 亿吨钢铁产能存在资产搁浅的风险 (WSA, 2021a; Zhou 等, 2020)。

相对于直接使用化石燃料的电力成本是影响电气化设备应用的关键因素。如果电价过高，电气化可能造成生产成本增加、削弱产品价格竞争力。在不考虑碳价格的情况下，将对工业生产产生广泛影响。同时，与煤、天然气锅炉等传统高温加热方式相比，高昂的废钢回收成本将导致短流程电炉炼钢的价格竞争力不足。

成本问题是部分行业电气化进程受阻的主要原因，而另外一些行业则是因为可选择的电气化设备受限。电力较难满足能源密集型工业中的高温高热需求，故一些工业过程并不支持电力使用；电气化替代方案的适用范围有限，目前还不适用于如水泥制造等高温工艺 (Deason 等, 2018)；用于干燥、固化、煅烧和熔化的加热设备也难以实现从化石燃料到电力的转变；部分电气加热技术还不够成熟，无法广泛应用，仍处于商业示范阶段 (见表 6.1)。许多工业过程需要高温电气化技术，而包括电锅炉、混合锅炉和低温工业热泵在内的高温电气化技术虽然已经商业化，但高昂的成本令人望而却步。

表 6.1: 部分工业电气化技术

(来源: IEA, 2021a)

技术	成熟度	应用时间
钢铁		
钢铁用电动隧道窑技术	示范阶段	2018 年起
高掺氢比例的直接还原铁炼钢技术	示范阶段	2020 年起
氢混合熔炼还原技术	示范阶段	预计 2021 年
掺氢高炉炼钢技术	概念阶段	2021 年起
其他氢相关技术	概念阶段	2019 年起
化学制品		
甲醇合成技术	示范阶段	已完成
甲醇制 BTX 芳烃技术	原型阶段	2013 年起

机遇

工业电气化将带来产业转型、生产工艺升级,甚至产品结构更新。其他潜在协同效益还包括技术安全性、生产稳定性以及生产工艺的提升。根据第二次全国污染源普查(生态环境部,2020),2017年工业领域排放了全国75%以上的二氧化硫和颗粒物,主要是由化石燃料燃烧造成的。减少工业煤炭消费意味着电炉的需求将不断增加,电动工业过程不依赖于化石燃料的燃烧,从而抑制终端部门的排放(Deason等,2018)。叠加电力部门脱碳,工业电气化将大大减少生产过程和上游制造业的污染物排放。如果电力部门清洁电力占比达到70%,与2014年的水平相比,电气化可以间接减少二氧化硫、氮

氧化物、颗粒物和二氧化碳的排放量比例分别为19%~25%、4%~28%、20%~29%和11%~12%(Qian等,2021)。

尽管中国是世界上最大的制造业国家,但在高科技等高附加值行业并未占据领导地位。正如中国制造强国战略行动纲领《中国制造2025》指出,电气化进程的推进、中国国内市场的扩大、高附加值产业的发展仍将持续。伴随新技术、新产品的需求增长,电气化将为工业领域创造新的模式和机遇。此外,彻底优化现有流程并采用新的电气化基础设施也将为工业全过程的能效提升带来可能性。

6.4 工业电气化的关键领域

产业结构转型升级

电气化是终端能源需求由化石能源向电力转换的过程,对产业结构的变化具有重大影响。电气化设备所需的大量原材料和配件不再从传统上

游行业中获取,化石能源及燃气轮机相关产业将面临衰退危机,而电池、电机等相关产业将迎来发展机遇。与化石燃料加工处理的产业链不同,电池、电机等产业在产业链中呈水平分布。

工业过程的升级是电气化的重要环节。随着工艺的调整和电力技术取代依赖化石能源的基础设施，工业的发展战略重点将聚焦高价值领域和数字网络，这将是工业部门效能升级的关键。产业的工艺和制造升级将面临发展机遇和挑战。这些更新升级离不开科技的支撑，以帮助发展新技术、新模式和更具战略性的新兴产业。电气化应用可配备智能控制装置，与传统自动化技术相比更能满足现代工业发展需求。电气化可以降低劳动力成本，更高效地运行电力设备，大大提高工业企业的生产质量。电气化替代通常伴生数字控制并改进生产制造的灵活性。数字化赋能的电气化将打通更多的企业和技术，为产业生态和循环供应链提供动力。提高材料和能源效率有助于通过技术改造和工艺再设计减少排放。例如，优化水泥配料可以减少 50% 的排放 (Lovins, 2021)。

生产工艺调整和电气化替代技术推广

根据世界钢铁协会的统计，中国的短流程电炉钢占比仅为 10% (WSA, 2021b)。全球电炉钢占比约为 28%，其他国家电炉钢平均占比接近 50%，而美国、欧盟、韩国和日本的电炉钢占比分别为 65%、40%、30% 和 25% (WSA, 2021a)。有预测显示，2050 年中国的电炉钢占比将增加到 45%，废钢使用量占原材料的比例将从 2019 年的 25% 提升到 50% 以上 (IEA, 2020b)。钢铁行业电气化将带来整体生产线的调整。

低温、中温、高温 (< 1000 摄氏度) 加热的电气化技术目前可用于食品加工、蒸发、蒸馏和石化产品加工等行业 (Roelofsen 等, 2020)。水泥生产过程中，石灰石煅烧的超高温技术目前仍处于研究或试验阶段 (Roelofsen 等, 2020)。在食品饮料、塑料和橡胶产业，以及某些玻璃生产中，低温加热可以用电气技术替代 (Wei 等, 2019)。

轻工业中所需的中低温加热方式已从化石燃料燃烧加热逐渐转变为工业热泵和电锅炉加热。

食品、石灰、造纸等轻工业的电气化潜力接近 100% (国家统计局, 2021)。轻工业已经通过电锅炉、电炉、热泵和电蓄冷器满足了其蒸汽需求或温度需求。短期内将有更多轻工业行业实现 100% 电气化，对于实现工业电气化目标至关重要。

先进的工业电气化技术研发

新兴的电加热技术成本高，技术成熟度不足，但在超高温加热、灭菌、固化等领域具有广泛的应用潜力，如脉冲电技术、超声波技术、紫外电渣焊技术和等离子体技术。建筑材料（如水泥、玻璃和陶瓷）加工和制造所需的温度通常约为 1500 摄氏度。平板玻璃炉（1600 摄氏度）、水泥干燥窑（1500 摄氏度）、砖窑（1200 摄氏度）等工业窑炉的电气化改造虽然具有一定难度，但技术层面仍然是可行的 (Roelofsen 等, 2020; Deason 等, 2018)。例如，电动隧道窑是一种电气化的工业窑炉，可广泛用于建筑产品的焙烧生产过程。Purr 等 (2014) 描述了如何从化石燃料转变为电炉和电解联合制氢。在建筑材料领域，工业过程电气化需要开发生产建筑材料的电加热窑炉，如水泥电熔炉、玻璃电熔炉和陶瓷电熔炉。

在工业生产中引入微波加热技术，不仅能有效提高反应转化率和选择性，而且具有节能环保等诸多优点。例如，采用微波技术处理铝酸盐水泥，不仅能满足处理温度需要（1000 ~ 1300 摄氏度），而且大大加快了熟料的烧结反应速率。微波加热技术的研发有助于扩大该技术的应用领域，尤其是具有干燥、蒸发、熔化、反应、加工和灭菌需求的工业过程。

间接电气化途径往往是通过电解制氢替代工业的化石燃料需求。以钢铁工业为例，氢能可用于氢基直接还原铁。随着未来零碳电力的实现，这项技术理论上可达到零碳。但由于该技术在 2030 年前还不够成熟，氢气和焦炭可以混合并添加到传统的 DRI-EAF 和 BF-BOF 工艺中，作为钢铁行业电气化的过渡选择 (IEA, 2020b)。

专栏 6.1 中国工业过程加热系统的电气化

什么是工业过程加热系统

工业过程加热系统为锅炉、熔炉、窑炉、烤箱、加热器、煅烧炉和其他加热系统中用于制造目的的材料提供热量。这些系统包括各种加热工艺，如蒸汽加热、流体加热、煅烧、干燥、热处理、金属处理、金属和非金属熔化、熔炼、烧结、固化和成型。工业过程加热的温度范围从低至 100 摄氏度到高达 1600 摄氏度，往往使用许多不同类型的能源来产生热量，如燃料（煤、天然气、生物质等）、电力、蒸汽、热水、液态燃料（燃料油）等。在全球范围内，工业过程加热的能源消费约占所有工业能源消费总量的三分之一，其中约 80% 由化石燃料产生（BloombergNEF 和 WBCSD，2021）。

工业过程加热系统电气化

随着可再生发电技术成本不断下降和电力部门脱碳进程进一步推进，电气化是工业低碳转型的必然选择。尽管高温制造工艺脱碳具有一定难度，但利用零碳电力促进低

温工业流程脱碳是提高工业电气化率的重要近期策略。提高零碳电力消费，不仅能够减少温室气体和主要大气污染物的排放，还具有其他非能源效益，如提高生产力、改善产品质量、提高工人操作安全性、提高生产灵活性、减少废弃物产生量、降低环境合规成本等（Rightor 等，2020）。

工业过程加热系统电气化的关键技术

表 6B.1 中梳理了一系列已经商业化或新兴的电气化技术。其中，电锅炉、混合锅炉和低温工业热泵等技术已投入商业化应用，尤其是有蒸汽需求的行业中。高温工业热泵也正在兴起，在进一步电气化进程中有较大应用潜力。其他处于商用阶段的电气化技术（如红外线加热、感应加热和电阻加热）可用于有金属或化学品加工需求的行业或有干燥、蒸发等低温需求的生产工艺中。还有许多新兴的电气化技术在初级金属冶炼、食品加工、纺织、汽车和机械制造等行业具有潜在的应用场景。

表 6B.1: 部分用于工业过程加热系统的电气化技术

（来源：Rightor 等，2020；EECA，2019；Deason 等，2018；Jadun 等，2017）

技术	成熟度	成本	工业应用
电锅炉	商业化应用	中低	有蒸汽需求的行业
混合锅炉	商业化应用	中	有蒸汽需求的行业
工业热泵	< 100 摄氏度：商业化应用 100 ~ 150 摄氏度：新兴 > 150 摄氏度：研发	低 中 高	有相应温度需求的行业
红外干燥	商业化应用	中低	有干燥、蒸发、熔融、反应、加工、模具成型需求的行业
电阻加热	商业化应用	中低	有金属、塑料、化学加工需求的行业
多孔隙粉状物质挤压技术	商业化应用	中低	有熔融、反应和加工需求的行业
感应加热	商业化应用	高	有熔融、反应和加工需求的行业
摩擦加热	商业化应用	高	有熔融、反应和加工需求的行业
欧姆干燥	新兴	中	有干燥、蒸发、熔融、反应、加工、热处理需求的行业

技术	成熟度	成本	工业应用
微波、射频	新兴	高	有干燥、蒸发、熔融、反应、加工和消毒灭菌需求的行业
脉冲电场	新兴	高	有消毒灭菌、熔融、反应和加工需求的行业
超声波	新兴	高	有强化干燥和消毒灭菌需求的行业
脉冲光	新兴	高	有消毒灭菌需求的行业
紫外线	新兴	高	有消毒灭菌和固化需求的行业
电渣、真空、等离子体	新兴	高	有高温需求的行业

中国工业过程加热系统的电气化潜力

中国工业五大能源密集型子行业（即钢铁、化工、非金属矿物、石油炼制和炼焦、有色金属）的能源消费量占制造业终端能源消费总量的 83%，是工业过程加热系统的最大用户。Lu 等（2022）分析发现，这五大能源密集型子行业的工业加热系统的能源需求占行业终端能源需求的 24% ~ 84%，其中水泥、钢铁、石油炼制、化工和铝业的这一比例分别为 84%、79%、78%、54% 和 24%。

中国的重工业电气化率一直很低，从 2000 年到 2017 年持平（国家统计局，2017,2020）。考虑工业过程加热系统和非工业过程加热系统（如机器驱动、过程冷却和制冷、电化学系统、设施暖通空调和设施照明）的电力消费情况，电力仅占石油炼制和焦化、黑色金属、非金属矿物和化学品行业终端能源消费总量的 7%、10%、15% 和 16%；有色金属行业的电气化率相对较高，已经达到 66%（Lu 等，2022）。

当前的商用电气技术，如电锅炉、混合锅炉、工业热泵、电阻加热和感应加热，将推动一部分工业过程加热系统的电气化，具体可以通过蒸汽生产电气化或用电气技术替代直接化石燃料燃烧来实现。通过结合蒸汽电气化和低温加热电气化，以上五个能源密集型行业工业加热系统的平均电气化率将从 3.5% 提高到 24%（Lu 等，2022）。

实现电气化的障碍和政策支持

提高电气化率面临许多障碍，主要包括：目前许多关键行业的电力渗透率较低；电力成本高于化石燃料；要求极其可靠和稳定的能源供应；电气化改造导致工艺流程中断的担忧；现存工业设备仍有较长使用寿命；电气化技术可靠性的信息缺乏；将电气化技术纳入现有生产工艺的难度较大；现有电气化技术缺乏成熟的商业模式；行业对投资回报周期短的技术或措施的偏好；电气化改造的前期投资成本高；以及融资困难。

为推进工业领域的低碳电力使用，发挥脱碳潜力并获得能源以外的协同效益，本报告提出以下政策工具和手段（Shen 等，2017）：

- ▶ 制定电气化技术清单和指南。
- ▶ 加强电气化技术的标准化和测试协议制定工作。
- ▶ 出台激励政策以鼓励使用可再生能源电力。
- ▶ 在能够获得低碳、低成本电力的产业集群中推广电气化技术。
- ▶ 为产业的低碳电气化转型提供有效的绿色融资机制，如从供应设备过渡到供应蒸汽或热力服务。
- ▶ 加快新兴电气化技术的研发。
- ▶ 发展公私伙伴关系，试行部署方案，以展示创新的电气化技术。
- ▶ 加强执法监管，将超低排放标准的适用范围扩大到工业过程加热系统。
- ▶ 加强对工业领域过程加热系统和电气化技术的技术支持和能力建设。

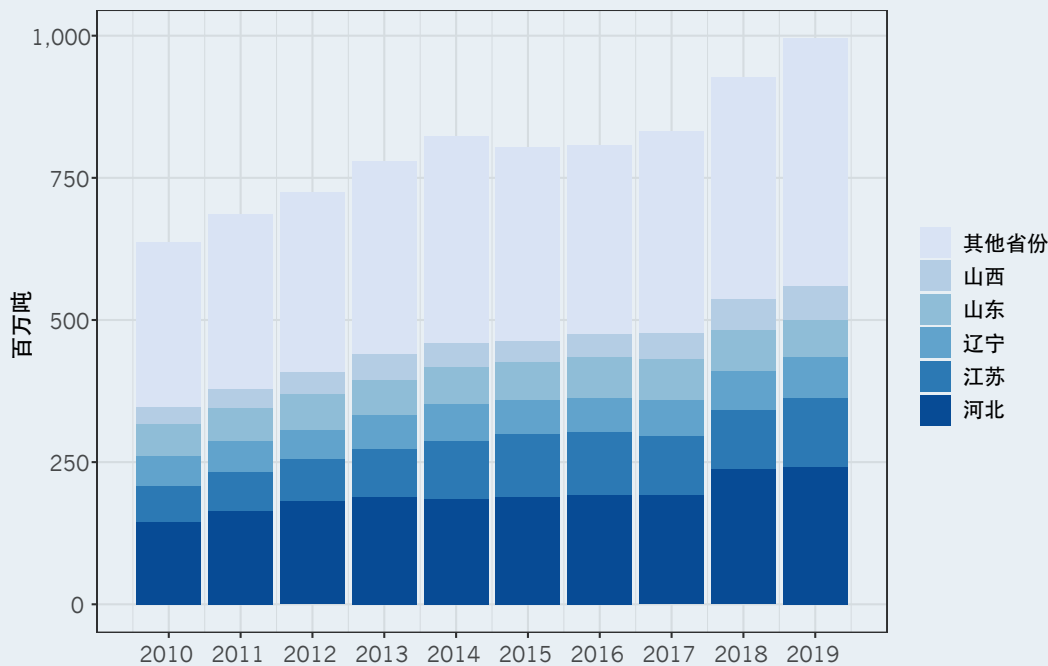
专栏 6.2 工业电气化对钢铁产能区域分布的影响：中国钢铁行业不均衡的产能分布

中国的钢铁产量居世界首位，2020 年达到 10.53 亿吨，占全球产量的 56.49% (WSA, 2021a)。从产业布局来看，生产多集中在华北和华东地区。2020 年，河北、江苏、辽宁、山东和山西五个省份的粗钢产量总计 5.93 亿吨，占全国总产量的 56% (国家统计局，2021) (图 66.2)；2019 年，广东钢铁产量仅为 3382 万吨。这种不均衡的产能分布意味着大量钢材需要长途运输，从北到南，和 / 或从国外进口。中国钢铁是资源型产业，钢铁企业往往集中于铁矿资源丰富地区，这导致钢铁企

业分布零散且远离市场。2020 年，前十大钢铁企业 (CR10) 的行业集中度仅为 39% (WSA, 2021b)，与其他钢铁产量较高的国家相比，2020 年美国、印度和日本前三大钢铁企业 (CR3) 的行业集中度分别达到 59%、58% 和 86% (WSA, 2021b)。中国钢铁行业持续推进兼并重组，预计到“十四五”末，中国钢铁行业集中度 (CR10) 将超过 60% (工业和信息化部，2020)，但这也意味着大量钢铁产能需要更长距离的运输。

图 66.2：排名前五省份的粗钢产量

(来源：国家统计局，2021)



工信部提出，到 2025 年中国短流程钢产量占粗钢总产量的比重将提高到 15% 以上，力争达到 20% (工业和信息化部，2020 年)。然而由于钢铁企业往往与消费市场距离较远，回收和运输废钢面临高成本压力，发展短流程钢对当前的中国钢铁行业布局是一大挑战。发展基于废钢的电弧炉 (EAF) 短流程炼钢不仅是中国钢铁工业实现低碳排放的重要途径，也是工业电气化进程的重要组成部分。中国废钢铁应用协会的数据显示，2019 年中国废钢

总量为 2.4 亿吨，较 2018 年增加了 2000 多万吨 (任江涛，2020)。中国废钢产量高，利用潜力大，发展电弧炉炼钢也是行业发展的一大趋势。钢铁行业要推进电气化，需重新布局钢铁企业，并规划供应链中所需材料和工艺，包括废料回收、运输、生产和供应。广东、广西和四川等省份已经涌现出许多短流程钢铁企业。其中，广东的城市化水平较高，城市建设和更新带来了丰富的废钢资源，而四川等西南地区具有区域电价优势，交通相对

便利，发展短流程炼钢可以生产满足区域需求的建筑用钢。中国宝武钢铁集团拥有超过1亿吨的钢铁产能，跻身世界钢铁生产商的第一梯队。宝武自2020年开始在广东进行产业布局，发展短流程炼钢以处理废钢资源，满足区域钢铁需求。作为中国最大的短流程炼钢集团，四川冶控集团2021年底电炉钢生产

量将达到1049万吨，年产值超过1000亿元人民币（四川冶控集团，2021）。重新设计钢铁生产供应链不仅有助于减少炼钢过程中的直接排放，提升电气化水平，还可以减少运输产生的间接排放，促进当地废钢资源的循环经济。



@Energy Foundation China



6.5 关键政策措施

工业电气化的挑战和机遇并存。为实现“双碳”目标，中国工业电气化不仅要实现技术上的突破和激励，还要从产品创新、产业模式以及新技术示范服务平台等方面做出努力。

电气化在许多工业子行业中是技术可行的，但在实施层面挑战重重，需要制定综合性政策和激励措施来应对。向深度电气化迈进过程中，需要制定跨部门融合的顶层设计框架以加强政策协调和合作。该政策框架应涉及产业政策、能源政策、环境政策、碳市场政策和金融支持等。

当下中国的工业电气化支持政策相当有限，现有的产业政策并没有提供针对电气化的支持体系、机制、政策和技术标准。推动电气化需要更多先进制造技术、高附加值产品和现代服务。相关技术创新和产业升级政策驱动带来电气化的新需求。更新制造业升级政策将帮助有电力替代能力的行业将其基础设施换成电力替代品。无论是直接电气化过程还是通过电解制氢的间接电气化过程，都需要电力技术的重大突破，而技术研发还可用于探寻各行业和满足不同基础设施需求的最佳路径。目前，电动设备和化石燃料设备的效率标准是分开制定的，采用统一的能效标准可能会缩小电动设备和化石燃料设备的差距，从而推动电动设备的部署。最新的双控政策提到，新增可再生能源消费不纳入能源消费总量控制，意味着可通过采用电气化技术，在传统能源消费限额之外使用可再生能源满足需求。此外，制定绿色公共部门和/或企业采购计划以促进公众对“低碳产品”的需求，如建设公共基础设施项目、制定认证标准以提升透明度，引导公众选择使用电力而不是化石燃料制造的商品。

电价是刺激工业企业进行电气化改造的关键因素，因此完善电力需求响应机制和电力市场设计至关重要。例如，可通过完善分时电价政策鼓励企业避开用电高峰期，节省电费并降低生产成本。目前，电解铝等高能耗、高排放行业不再享受优惠电价；具有电气化潜力和更高碳减排效益的工业子行业也没有电价优惠政策，应在考虑综合效益的基础上制定针对这些行业的差别电价。同时，工业电气化可与其他政策和技术相结合，如电价制定、产品重新设计和再利用、基础材料制作创新、生物质燃料利用或生物能源，以及更多地利用可再生能源进行工艺加热等。

鼓励金融机构扩大电气化项目的绿色信贷规模，为适宜进行电气化改造的工业项目提供金融支持，合理降低改造成本。例如，鼓励符合条件的企业发行中长期绿色债券，支持企业上市融资和再融资。同时，金融机构有必要为钢铁、石化、建材等重点行业的电气化转型和技术推广开发新的金融产品，通过金融产品创新为这些行业提供更多转型资金。

将更多工业部门逐步纳入全国碳市场将有效促进工业电气化和低碳转型。中国在2021年已正式启动全国碳市场，但仅覆盖火力发电行业。石化、化工、钢铁、有色金属等工业子行业正积极推进加入全国碳市场的相关准备工作，但工业子行业的多样性和复杂性使其参与全国碳市场的难度较大。因此，应加快制定工业碳排放数据的可获得性和可靠性标准，完善碳价格和交易机制设计，适应全国碳市场逐步扩容到更多工业子行业的需要。

工业部门电气化的近期和长期行动见表6.2。

表 6.2: 工业部门行动建议一览

近期行动	远期战略
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 逐渐过渡到工业热泵和电锅炉，以满足轻工业的中低温加热需求 ▶ 部署需求响应计划和电力市场设计、分时电价和其他数字工具 ▶ 制定工业电气化技术标准 ▶ 提供减排目标导向的转型金融产品 ▶ 尽快将能源密集型行业全部纳入碳市场 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 扩大氢气在钢铁行业中作为还原剂的使用范围，并在化学工业中作为生产氨和甲醇的原料以间接实现电气化 ▶ 增加电弧炉中的废钢使用量 ▶ 发展工业电锅炉、电加热炉、电冶金炉和工业热泵。 ▶ 推广和研究先进的工业电气化技术，包括： <ul style="list-style-type: none"> ▶ 用于水泥熟料生产的感应或微波加热技术 ▶ 基于绿氢的直接还原铁技术 ▶ 用于工艺加热的红外线和紫外线加热技术，包括电子加热技术和感应熔化技术 ▶ 完善转型金融机制，兼顾电气化资金支持和转型风险管理功能



©Energy Foundation China

07 | 交通部门电气化 路线图

@Energy Foundation China



7.1 现状

受车辆预期增长的推动，在道路、铁路、空运和水运等不同运输方式中，中国交通部门电气化行动大部分集中在道路领域。过去 20 年，中国的客运和货运车辆保有量均显著增加，从 2002 年的 2000 万辆增长到 2021 年的 3.95 亿辆以上（新华网，2022）。其中客运车辆增长最快，年均增长率为 18%，而货运车辆年增长率为 8%。此外，客运车辆的平均使用寿命约为 13 年（J. Zheng 等，2019），货运车辆的平均使用寿命约为 10 年（Moultak 等，2017）。中国目前交通运输行业仍以化石燃料消耗为主，清洁能源使用比例较低，故车辆保有量的指数级增长以及车辆使用寿命较长带来了巨大的环境和能源安全压力，明确缓解这些压力的途径至关重要。

中国在新能源汽车¹³的消费和制造方面均处于领先地位，归功于广泛的政策支持，包括财政激励措施、市政车队电气化目标、优惠许可等非财政激励措施，以及吸引公共和私营部门对技术和基础设施发展进行投资。2011—2021 年，中国的新能源汽车销量增长了 560 多倍，从 2011 年的 6189 辆增加到 2021 年的约 352 万辆（工业和信息化部，2022）。2021 年，中国新能源汽车的市场份额达到 13.4%，超过了全球 8.57% 的平均水平（Paoli 和 Gül，2022）。在 2021 年销售的 352 万辆新能源汽车中，超过 290 万辆是纯电动汽车，占总销量的 83%。其他类型的新能源汽车包括插电式混合动力汽车和燃料电池汽车，2021 年在中国市场的销量达到 60.5 万辆（工业和信息化部，2022）。在全球范围内，中国占全球新能源汽车销量的一半

以上（Paoli 和 Gül，2022）。由于受到新冠肺炎疫情、经济增长放缓、成本上升和预期补贴下降¹⁴等多种因素的影响，近年来，新能源卡车在卡车总销量中的份额有所下降，从 2018 年的 8.5 万辆（占比为 2.3%）下降到 2020 年的 4.2 万辆（占比为 0.9%），但在 2021 年缓慢增长到 4.75 万辆（维科网，2021；中国汽车工业协会，2021）。

截至 2021 年底，中国新能源汽车保有量总计达到 784 万辆（新华网，2022）。新能源汽车在中国汽车总保有量中的份额从 2017 年的 0.7% 增加到 2020 年的 2.6%。纯电动汽车占据新能源汽车保有量的绝大多数份额，2021 年占比为 82%（新华网，2022）。

在基础设施发展方面，中国的公共充电桩数量占全球已安装公共充电桩数量的 60%（McKerracher，2021），而美国仅占 6%。截至 2021 年，中国共有 261.7 万个充电桩，其中公共充电桩 114.7 万个，私人充电桩 147 万个。与 2015 年相比，中国的公共充电桩和私人充电桩数量分别增长了近 20 倍和 184 倍。

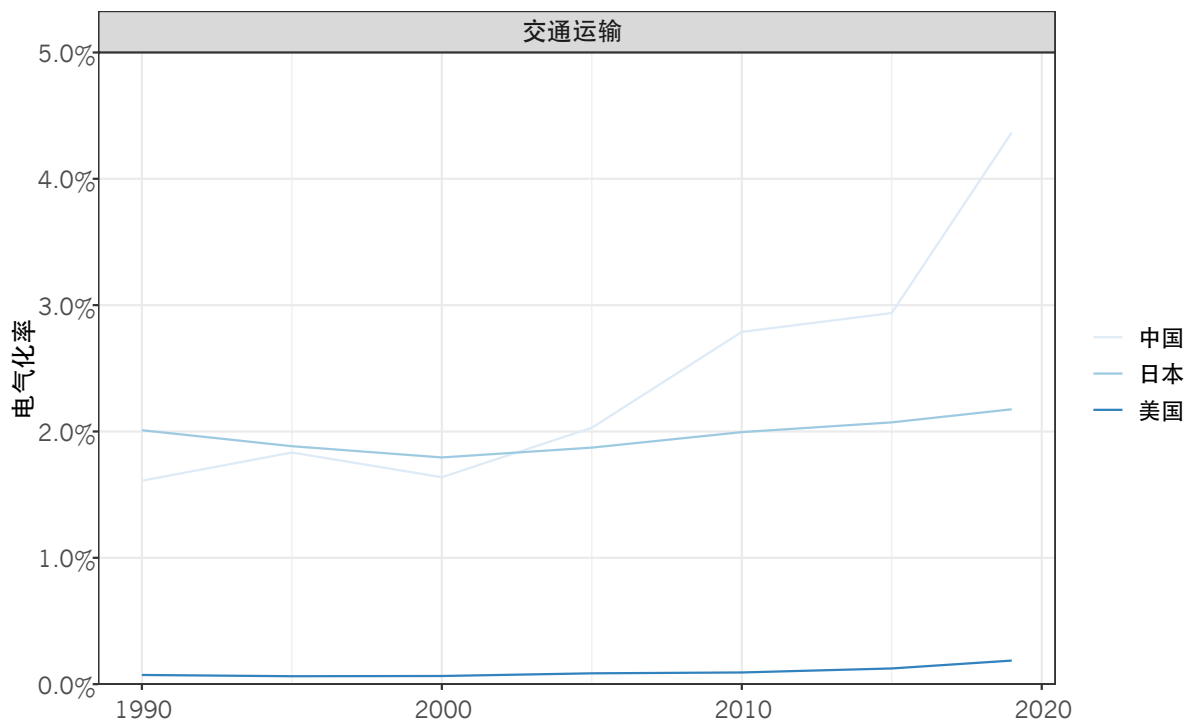
自 2000 年以来，中国的交通运输电气化率增长相当迅速，如今中国的交通运输电气化率分别是日本的两倍和美国的近四倍（见图 7.1）。目前中国是交通运输电气化领域的领导者，然而持续扩大电气化范围并帮助难以脱碳的交通行业减排，对于减缓气候变化至关重要。

¹³ 新能源汽车包括纯电动汽车、插电式混合动力汽车以及氢燃料电池汽车。

¹⁴ 2020 年 4 月，中国政府宣布将新能源汽车补贴延续至 2022 年底。同时宣布补贴平缓退坡，原则上 2020—2022 年补贴标准分别在上一年基础上退坡 10%、20% 和 30%，即 2022 年新能源汽车补贴将在 2021 年基础上减少 30%。特殊类型车辆（如，城市公交、城市物流配送、邮政快递和环境卫生等领域用车）2022 年补贴标准在 2021 年基础上退坡 20%（财政部，2021）。新能源汽车补贴将在 2022 年 12 月 31 日全面停止。

图 7.1: 中国、日本和美国交通运输部门电气化率的历史趋势

(来源: IEA, 2021d), 交通运输包括除军用燃料使用之外的所有移动运输方式。电气化率定义为由电力提供的能源在终端能源总量中的份额。



7.2 交通运输电气化对碳中和的作用

除了提高能源效率, 电力和其他低碳燃料有助于在未来几年显著降低交通运输的碳排放, 但根据建模分析结果, 在几乎所有的模型中, 空运、水运和重型货运等难以脱碳的领域仍然严重依赖不同形式的石油产品和天然气, 到 2050 年仍占交通运输能耗的 14% ~ 31%¹⁵。关于不同运输方式脱碳的建模分析假设各不相同。例如, AIM-China 模型的研究发现, 假设交通部门中难以脱碳的部门完全依赖电力、氢能、生物燃料、甲醇等 (水运依赖氨燃料), 交通运输部门在 2050 年前能够实现完全脱碳。然而, 在其他模型的测算结果中, 有限的低碳替代选择加上不断增长的出行需求和能源运输服务需求对货运部门减排提出了挑战。

到 2050 年, 电力和氢能将在客运部门能源消耗中占有较高份额, 分别为 42% ~ 70% 和 0 ~ 23% (见图 7.2、图 7.4、图 7.5), 这表明大多数公路客运可以迅速、全面地实现电气化, 然而空运仍较难实现电气化。近年来, 新能源汽车总销量和市场份额快速增长, 以及市场上新能源汽车车型的多样化, 表明私家车和公共汽车等轻中型乘用车可以相对较快地实现全面电气化。大型长途客车等重型乘用车实现全面电气化可能需要更长时间, 但中国已经成为全球燃料电池公共汽车制造领域的领导者和主导者。然而, 图 7.4 中不同车型和情景未来的电气化率差异较大, 表明在多种乘用车车型中推广电动汽车技术的前景仍存在不确定性, 并且生物燃料等替代燃料的发展和应用也存在不确定性。

¹⁵ 该测算范围排除 AIM-China 模型的结果, 该模型预测中国车辆将迅速降低甚至摆脱对石油的依赖, 在 2050 年, 石油仅占交通运输部门 0.3% 的终端能源消耗。

随着技术发展以及同城运输和物流需求不断增长，轻型和中型卡车有望迅速实现电气化，然而重型卡车的电气化将取决于多种因素，包括新能源汽车技术发展速度，尤其是更长续航里程的氢燃料电池技术、特定重型多功能卡车技术以及电池成本的下降。各模型测算结果中电气化率差异较大且总体水平较低，说明与客运部门相比，货运部门电气化难度较大、速度较缓以及不确定

性较高。到 2050 年，货运部门能耗中的电力占比为 19% ~ 30%，氢能占比为 17% ~ 66%（见图 7.3、图 7.4、图 7.5），电力和氢能占比模型测算结果差异较大，反映了未来技术开发和部署的不确定性。然而，在大多数模型中，氢能和电力在 2050 年占交通运输部门终端能源消耗总量的比例差别不大，为 38% ~ 55%¹⁶。

图 7.2: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国客运部门终端能耗: (A) 终端能源消费总量 (B) 分能源种类的终端能源消费量

图示结果包括公路、铁路和空运。“液体燃料”包括石油和生物质液体燃料。其中一组模型包括煤燃料。

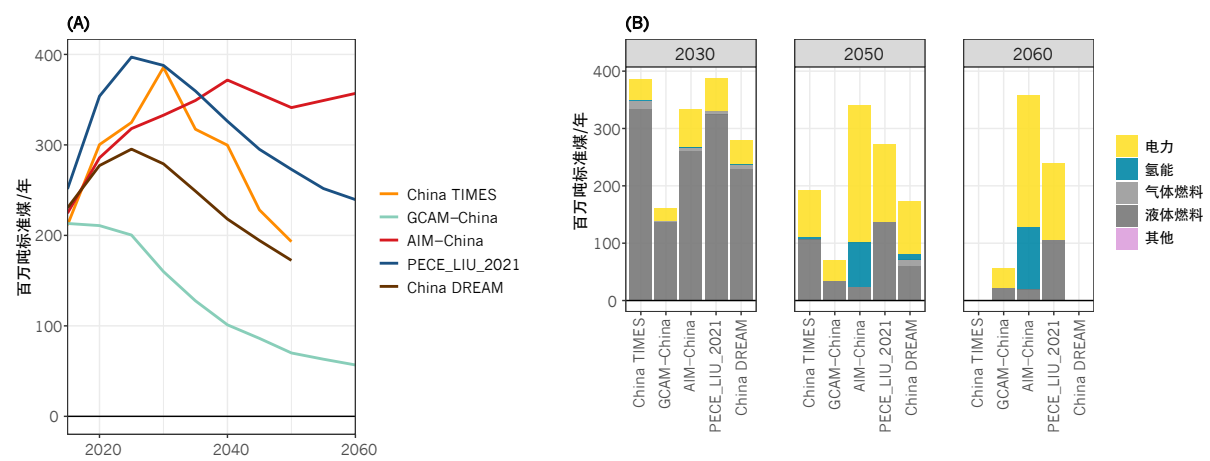
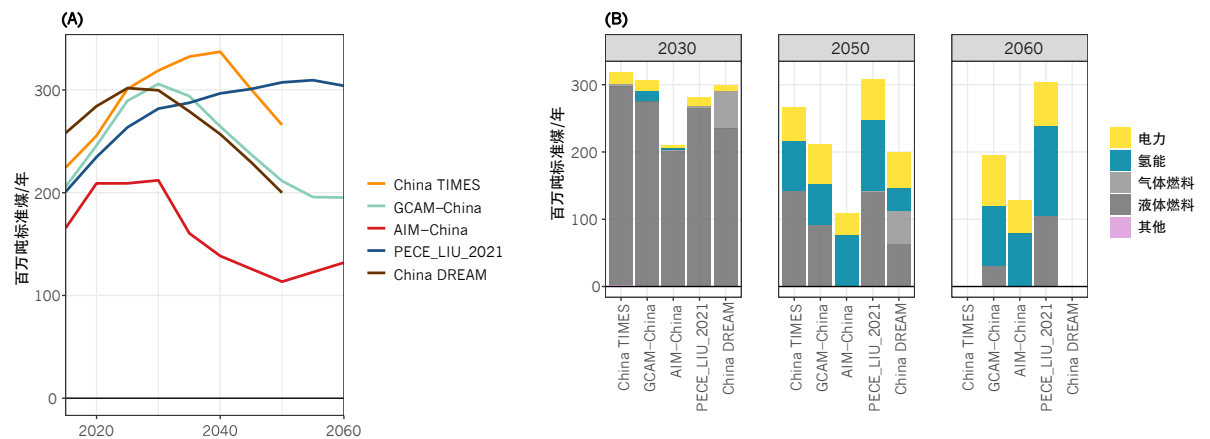


图 7.3: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下中国货运部门终端能耗: (A) 终端能源消费总量 (B) 分能源种类的终端能源消费量

图示结果包括公路、铁路和空运。“液体燃料”包括石油和生物质液体燃料。其中一组模型包括煤燃料。



¹⁶ 该测算范围排除 AIM-China 模型的结果，该模型预测中国车辆将迅速降低甚至摆脱对石油的依赖，在 2050 年，电力和氢能将占交通运输部门 94% 的终端能源消耗。

图 7.4: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下中国交通运输部门电气化水平发展趋势: (A) 电力需求 (B) 电气化率

图示结果包括公路、铁路和空运。

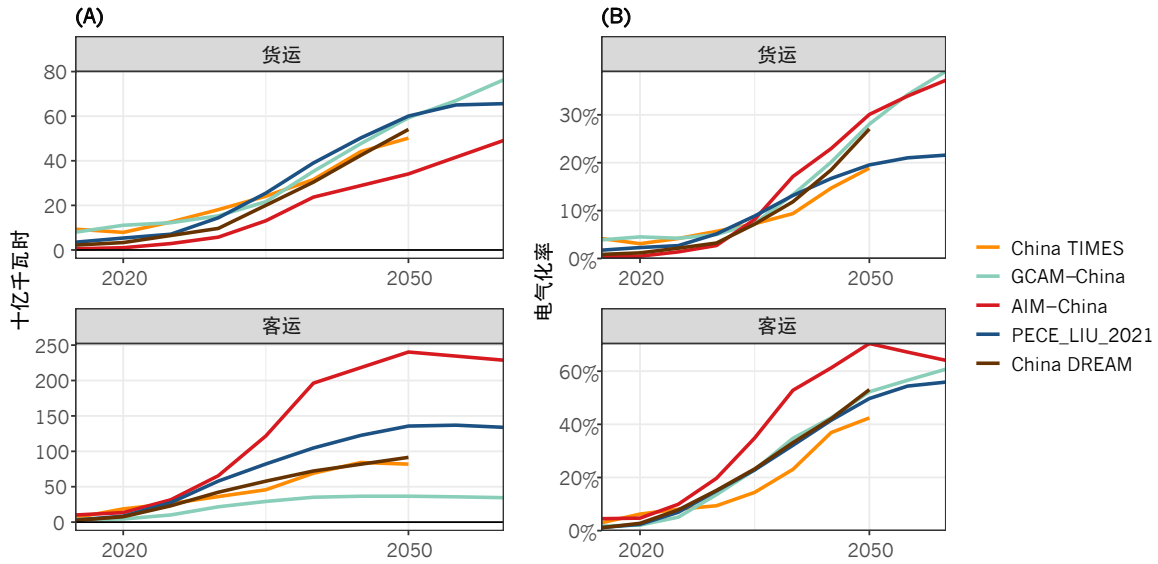
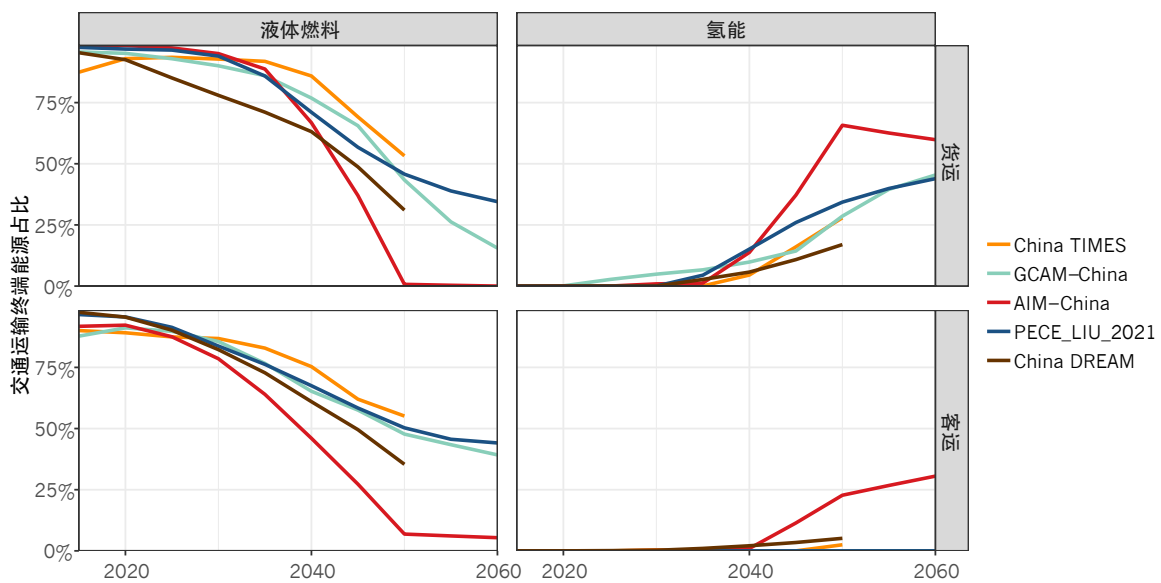


图 7.5: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下交通运输部门终端能源消耗燃料份额

图示结果包括公路、铁路和空运。“液体燃料” 包括石油和生物质液体燃料。



7.3 挑战与机遇

挑战

在现有政策支持下，新能源乘用车和公共充电基础设施的大幅增长表明，客运道路部门面临的电气化挑战将逐渐减少。部分城市在政策的支持下，出租车、公共汽车等商用和市政车队车辆已经迅速实现了电气化。然而，除了公共充电桩之外，还需要继续发展私人充电桩以匹配快速增长的新能源汽车数量，尤其是私家车。在补贴政策退出后，新能源私家车销量能否持续快速增长也将决定乘用车电气化的进程。

就货运部门特别是重型卡车而言，道路运输的全面电气化存在技术、经济和制度上的多重挑战。尽管多种电池电动重型卡车车型具有商业价值，且预计2022年燃料电池重型卡车可进入试生产阶段，但大规模量产仍然没有时间表。重型卡车的特点，例如更大的自重和载重、更长的行驶距离和运行时间，以及需要能承受更多冲放电循环的密度更大的电池等，使其电气化过程更具挑战性。电池电动重型卡车还需要快充技术和服务，否则需要更长的充电时间才能获得足够的续航里程。对于可以提供较长续航里程的氢燃料电池重型卡车，氢输配网络面临额外的安全挑战，需要大规模绿氢产能以支持全面脱碳。从经济角度来看，虽然电池成本的快速下降意味着电动重型卡车通过节省燃料可以在2025—2030年实现与传统柴油重型卡车成本平价，但氢燃料电池重型卡车面临更高的资金、燃料和基础设施成本以及更陡峭的技术学习曲线，预计将在2030年之后实现与传统重卡成本平价（Mao等，2021）。目前，重型货车的所有权和商业模式分散，新车购买对融资的依赖，都对货运部门电气化提出了制度上的挑战。此外，电网对储能电池的竞争需求和电池有限的原材料供应链可能会增加未来成本的不确定性，成为道路交通运输全面电气化的瓶颈。

电池电动汽车充电、氢能输配以及加氢等方面的基础设施建设是另一个挑战性领域。迄今为止，大多数充电基础设施都是用于乘用车的公共慢速充电桩，只有约三分之一是快充充电桩，而能够满足重型卡车充电需求的功率大于1兆瓦的“超级充电桩”则更少（IEA，2021c）。目前中国充电基础设施还面临充电桩分布不均、充电

电力供需不匹配、充电桩利用率低、充电桩兼容性差、停车困难和充电时间长等问题（McLane和Liu，2020）。这表明现有充电桩的运营和维护仍将是一个挑战，且私人充电基础设施的商业模式尚不明确。道路交通的快速电气化需构建广泛合作网络，连接和协调公共和私营部门、乘用车和货车充电网络以及快充和慢充设施。开发能够与电网和其他土地使用（例如停车管理）有效整合的下一代充电基础设施则是另一个挑战。

对于需求快速增长的空运而言，电动飞机的原型设计尚不成熟，其电气化面临技术上的挑战。目前，航程1000公里左右的飞机实现电气化非常具有挑战性，因为它需要的能量密度是当前最先进电池技术的4~5倍（Gray等，2021）。对于难以脱碳的运输方式，生物质燃料的混合喷气燃料（例如生物喷气燃料）是一种可能的“临时”替代方案，不需要重新设计，并且可以在不对飞机发动机或结构进行重大改变的前提下替代现有技术。然而，这也只是权宜之计，因为中国的生物能源资源有限。由于国际航空燃料标准的测试和认证（如ASTM D7566）需要较长的批准时间，而且合成燃料的成本较高，因此向合成燃料（如将氢与捕获的二氧化碳结合起来）过渡将更加困难（Scheelhaase等，2019）。同样，对于水运而言，混合比例限制了可用于替代燃料油的生物柴油的数量。氢燃料电池等替代燃料会降低船舶的承载能力，并面临加氢的挑战，因为大部分港口的氢气基础设施非常有限。氢燃料电池是另一种选择，但其生产效率低于氢能（Gray等，2021）。

机遇

地方层面，市政车队正在快速电气化，例如深圳在四年内成功实现了出租车和公共汽车车队的全面电气化，这为道路客运电气化提供了重要机遇。中国市场拥有全世界最多样的电动汽车车型，2020年中国纯电动汽车的平均价格下降了3%，预计到2025年将与燃油汽车价格持平（IEA，2021c）。中国也是全球燃料电池公共汽车生产领域的领导者，拥有100多种电动公共汽车车型（IEA，2021c）。

电气化还可以同步改善空气质量。减少大气污染的地方政策提高了电动公共汽车的普及率。例如，中国 10 个大气污染重点控制省市拥有的新能源公共汽车数量占全国的一半。在这些城市和省，新能源公共汽车占公共汽车市场份额的比例超过 70%，而其他地区的份额则低得多。通过额外的财政激励措施、充电基础设施建设和设置新能源公共汽车占比目标等地方政策支持，市政公共汽车车队的电气化率实现更快增长（中国汽车技术研究中心有限公司，2021）。同样，为增加新能源卡车的市场占有率，国家在京津冀地区等重点大气污染防治区域制定了到 2030 年新能源汽车占比达到 50% 的目标（生态环境部，2022a）。

利用现有的轻型卡车商业化技术以及电池电动车型的良好经济效益，轻型卡车的电气化将持续深入。与美国和欧洲相比，中国市场上出现了

部分中型电动卡车车型，但重型电动卡车车型较少（IEA，2021c）。然而，比亚迪和吉利等中国主要的新能源汽车制造商同时瞄准中国和国际市场，逐步推出一系列中重型卡车的电池电动车型，包括拖车、区域运输卡车和半挂车式卡车（Kharpal，2021）。越来越多的政策支持（包括推出新的燃料电池汽车地方补贴）也致力于提高中国氢燃料电池汽车制造商（如开沃、佛山飞驰和大运等）的产能（FuelCellsWorks，2022）。

中国在推广公共充电桩方面处于全球领先地位，与 2019 年相比，2020 年中国的慢充桩和快充桩安装量分别增长了 65% 和 44%（IEA，2021c）。公共充电桩的增长降低了充电成本，平均充电价格在 2020 年降至 1 ~ 1.8 元 / 千瓦时（McLane 和 Liu，2021），降低了城市新能源汽车车主的负担。

7.4 交通部门电气化重点领域

电动汽车制造和销售

汽车厂商和地方政府越来越支持道路客运的电气化。中国领先的汽车厂商逐渐认识到并开始挖掘国内轻型电动乘用车市场的增长潜力，同时探索出口到国外市场的机会。长安集团、东风集团和吉利集团等主要制造商宣布了增加在售电动汽车车型数量或提高电动汽车总销量市场份额的目标，而比亚迪集团已经在出口市场上获得了成功（IEA，2021c）。

随着电子商务的发展，私营部门也在推动轻型道路货运电气化，京东、顺丰和苏宁等最近纷纷宣布组建新能源汽车配送和物流车队（IEA，2021c）。同时，部分城市正在推动公共汽车车队的电气化工作，超过 15 个城市公布了 2019—2025 年公共汽车车队的电气化目标（IEA，2021c），上海和深圳等主要城市超额或提前完成了其市政车队电气化初始目标。

在重型卡车电气化方面，新能源重型卡车在中国市场的销售增长相对缓慢，但国内制造商对其越来越重视。中国的新能源重型卡车销售由东风集团、国机集团和吉利集团等少数国内领先制造商垄断，但规模和商业化范围有限，目前市场上只存在有限特定车型（Mao 和 Rodríguez，

2021）。对于纯重型卡车，青年汽车集团逐渐成长为氢燃料电池卡车制造商中的佼佼者，而对于电池电动车型和燃料电池重型多功能车，多家制造商之间仍存在激烈的竞争（Mao 和 Rodríguez，2021），这表明这一细分市场仍具有较大的增长和发展机会。

充电桩部署

在充电基础设施方面，中国已经开始准备为重型卡车电气化提供快速、高功率的充电设施，中国电力企业联合会与 CHAdeMO 协会合作开发快速直流充电器，为 900 千瓦和 1.8 兆瓦的超大充电器制定超高功率充电标准（IEA，2021c）。优化充电选址和以用户为中心的充电基础设施建设还有助于满足广大电动汽车市场中不同充电需求，如快速充电、慢速充电、家门口充电等（McLane 和 Liu，2020）。蔚来和吉利等中国公司也开发了换电业务模式，国家也通过了换电标准，这有助于解决重型车辆的续航里程限制问题。中国现有的电动汽车充电桩相对集中在北京、天津、河北、山东、长江三角洲地区和珠江三角洲地区（中汽中心，2021）。

7.5 关键政策措施

根据国内外经验，加快道路客运和货运电气化有多种政策选择（见表 7.1）。对于适用已出台国家新能源汽车政策的道路乘用车车辆，地方政策可以作为补充政策并进一步加快电气化进程。这些政策可能包括行政政策，如限制传统车辆的牌照发放和使用、为市政车队设定电气化目标，以及对零排放车辆的优惠政策和补贴。对于现有政策措施有限的货运电气化方面，通过提升销售要求或目标、设置低碳燃料标准、出台直接或间接激励措施（如零排放汽车重量豁免），以及投资货运电动汽车充电网络等政策选项及其组合，可以帮助提升货运部门电气化率。此外，地方层面的政策，如建立零排放货运通道、零排放中重型卡车专用车道以及零排放或超低排放区的试点示范，可以加速当地货运电气化。

为支持充电基础设施的协调有效发展，在推广公共充电基础设施时应适当关注公共车队和物流车队等高价值、高使用率的充电领域，有助于最大限度地提高充电基础设施利用率，从而提高充电桩投资的盈利能力（McLane 和 Liu, 2020）。优先保障建设过程中所需的土地、能源和劳动力，也有助于加速私人充电基础设施的扩建。

增加对合成燃料大规模开发和商业化所需工艺的研发投资，有助于提高空运和水运脱碳的技术可行性。补贴或政府试点等额外政策可以降低合成燃料的生产成本，同时，包括碳定价、对传统燃料增税等经济政策以及强制混合燃料配额等辅助政策，都可以提高合成燃料的市场占有率。

表 7.1: 交通部门行动建议一览

近期行动	远期战略
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 可以通过以下措施加快实现轻型和中型客车（包括私家车和公共汽车）以及轻型和中型卡车的电气化： <ul style="list-style-type: none"> ▶ 新能源汽车全车队目标或燃油汽车销售禁令 ▶ 燃油汽车提前退役的激励措施 ▶ 实施货运激励措施和政策： <ul style="list-style-type: none"> ▶ 出台卡车低碳燃料标准 ▶ 提升零排放货运汽车销售要求 / 目标 ▶ 设置零排放货运通道 / 区域和安排零排放区试点 ▶ 出台零排放汽车（重型车辆）重量豁免政策 ▶ 出台购买零排放汽车的直接激励措施 ▶ 增加电动汽车充电的直接投资和公用设施投资 ▶ 实施客运激励措施和政策： <ul style="list-style-type: none"> ▶ 对燃油汽车实施牌照限制、交通管制 ▶ 设置公共或市政车队电气化目标 ▶ 设置直接购买零排放汽车补贴和充电基础设施使用补贴 ▶ 明确零排放汽车的通行权和豁免权 ▶ 出台零排放汽车优惠停车政策 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 开发氢燃料电池技术和先进电气化技术，为重型多功能卡车提供更长的续航里程 <ul style="list-style-type: none"> ▶ 扩大电解氢和电解氢衍生燃料的使用范围 ▶ 可能通过以下措施开发用于空运和水运的生物喷气燃料 / 合成燃料： <ul style="list-style-type: none"> ▶ 补贴 ▶ 政府试点 ▶ 碳定价 / 碳税 ▶ 新燃料强制混合配额 ▶ 推动协调有效的充电基础设施扩建 <ul style="list-style-type: none"> ▶ 公共投资 ▶ 土地优先许可和保障

08 | 电力系统和电气化

@ Photo by Peace Itimi on Unsplash



8.1 现状

中国如果要在满足不断增长的能源需求的同时实现电力供应低碳化，（现有）电力系统必须发生重大变革。只有这样，终端用能部门的电气化才能在中国实现气候目标的过程中发挥更加充分的作用。目前，中国 50% 以上的燃烧排放来自热电联产电厂和热力厂（IEA，2022b），约 60% 的电力供应来自煤电厂（CEC，2021）

（更多关于能源部门趋势及政策的讨论参见本报告第 2 章和第 4 章）。如果不采取任何行动，中国煤电装机容量到 2030 年将增加 1.58 亿千瓦，

并可能在“十五五”期间突破 12.3 亿千瓦（Cui 等，2022）。研究显示，电力系统低碳化不仅在技术上可行，而且兼具经济效益（G. He 等，2020），但电力系统逐步减少化石能源使用的转型速度取决于一系列经济和政策因素，包括技术成本和市场环境等。增加电力部门（发电）装机容量、部署新增输配电基础设施、促进能源系统向可再生能源转型等相关政策将对适应电气化转型、助力实现国家气候目标发挥关键作用。

8.2 电力系统转型

各部门电气化将带来电力需求的上涨，中国电力需求总量可能将从当前的 8.31 万亿千瓦时（CEC，2022b）增加到 2060 年的 12 万亿~17 万亿千瓦时（见图 8.1）。本研究结果显示，为满足不断上升的电力需求，中国 2060 年发电量预计将翻一番（见图 8.1），届时全国将新增装机容量 53.46 亿~74.45 亿千瓦（见图 8.2）。而到 2050 年，电力部门需要减排 99%~122%，这对电力部门减少化石能源使

用、向非化石能源及可再生能源转型提出了要求，同时也将增加负排放能源使用提上了议程，如配套 CCUS 的生物质能等。所有模型均预测煤炭的发电量占比将迅速下降，未配套 CCUS 的煤电占比将从 2020 年的 57%~69% 降至 2045 年的 6% 以下（见图 8.3）。各组模型对 2050 年煤电占比的模拟结果基本一致：届时配套和未配套 CCUS 的煤电分别仅占发电总量的 7% 以下和不足 1.5%。

图 8.1: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下的电力系统转型: (A) 发电总量 (B) 各发电技术发电总量

图中历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》（CESY）和国际能源署（IEA）。

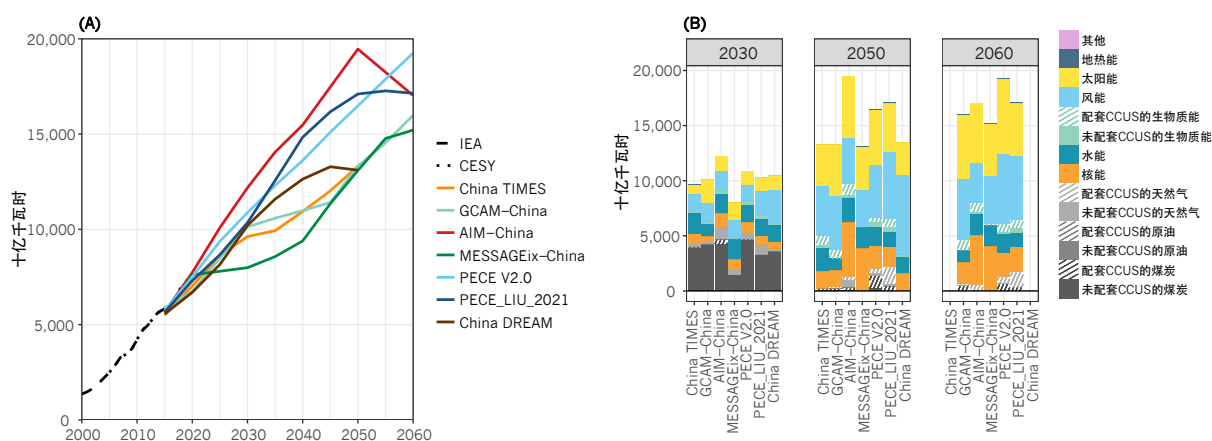


图 8.2: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下各发电技术装机容量

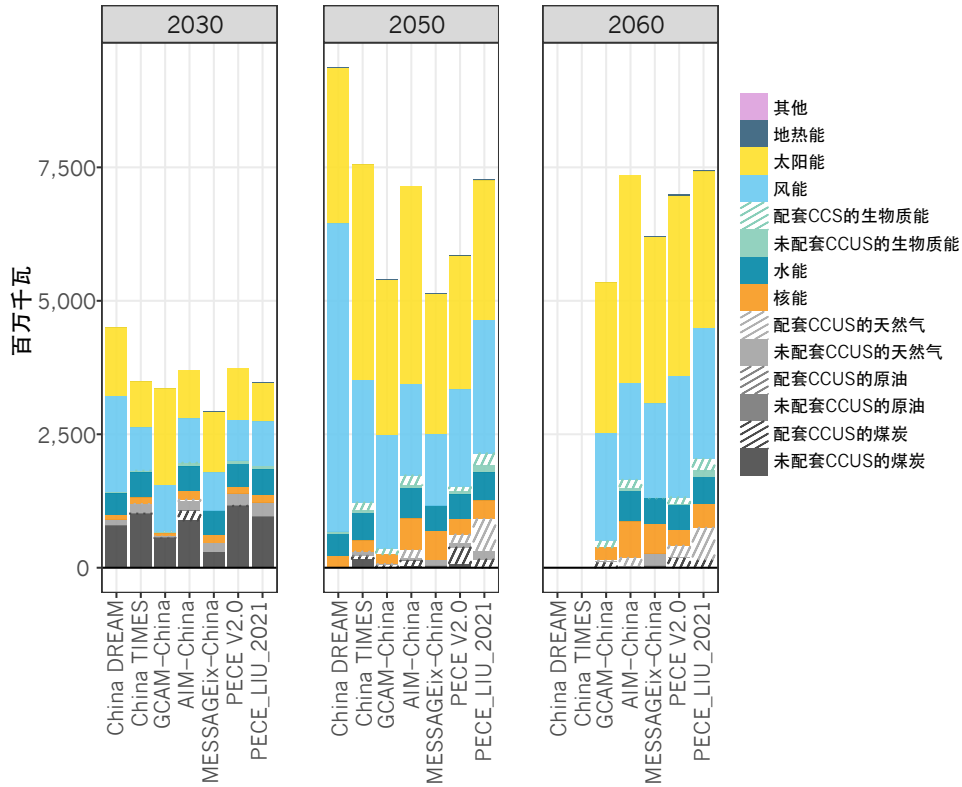
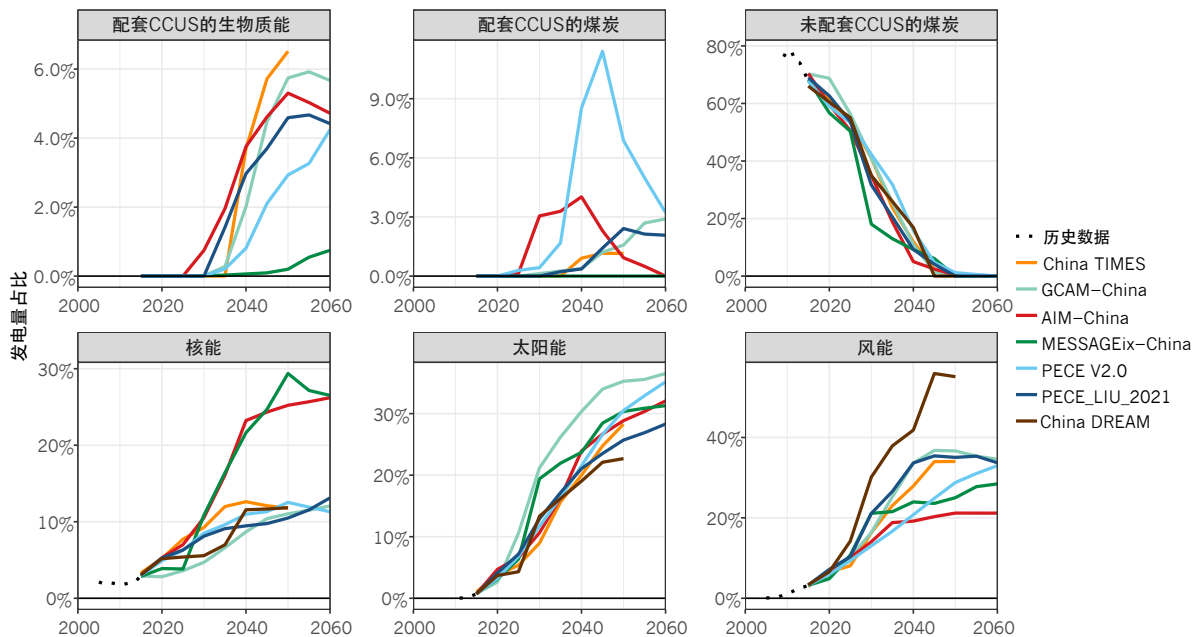


图 8.3: “基于更新 NDC 的碳中和” 情景下各发电技术发电量占比

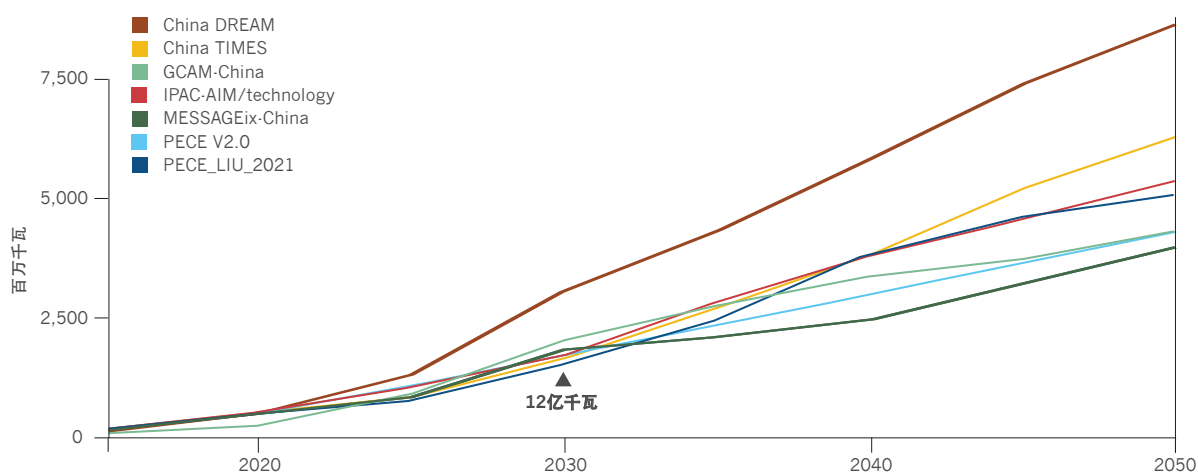
图中历史数据来自历年《中国能源统计年鉴》(CESY)。



随着中国电力需求总量和可再生能源发电量持续增加以及煤电的逐步退出，非化石能源发电技术，包括风电、太阳能发电、核电、配套 CCUS 的化石能源和生物质发电等，将需要更多的投资支持。本研究结果显示，到 2050 年，中国的发电量将大部分来自太阳能和风能，分别占发电总量的 23% ~ 35% 和 21% ~ 55%（见图 8.3、图 8.4）。在一个以可再生能源为主的电力供应结构中，配套 CCUS 的煤电、配套 CCUS 的生物质能发电和核电将共同为维持电网稳定发挥重要作用，预计这三种替代能源在 2060 年将共同占到中国发电总量的 19% ~ 31%（见图 8.3）。相关政策能够确保这些能源技术在电力市

场中发挥积极作用。这些政策所涵盖的内容应包括在新建电厂中加强 CCUS 应用、利用 CCUS 对既有设施进行改造、在有条件的地方增建核能项目等。中国在最新国家自主贡献中设定了“2030 年太阳能发电和风电装机容量合计超过 12 亿千瓦”的目标。截至 2022 年 8 月底，中国风电和太阳能发电总装机容量已达到 6.9 亿千瓦，年增长率分别为 16.6% 和 27.2%，正在向着 2030 年目标稳步迈进（国家能源局，2022b）。本研究各组模型在“基于更新 NDC 的碳中和”情景下的装机测算结果均高于该目标，装机容量达到 15.57 亿 ~ 30.88 亿千瓦，预示着这一近期目标还有进一步提升的空间（见图 8.4）。

图 8.4: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下太阳能发电和风电装机容量



专栏 8.1 中国核电规模扩张

不同于太阳能发电和风电，核电出力不会因天气影响而时断时续，从而有望成为提高电网可靠性的重要手段。中国“十四五”规划提出 2025 年核电装机容量达到 7000 万千瓦的目标。本研究中各模型对中国 2025 年核电容量的模拟结果约为 2000 万~9000 万千瓦，平均值为 7100 万千瓦，说明中国能够实现“十四五”规划提出的目标。据模型测算，2050 年核电预计占中国发电总量的 10%~13%，其中两组模型的测算结果高达 25%~29%（见图 8.3）。各模型对 2050 年中国核电装机容量的模拟结果为 1.78 亿~5.95 亿千瓦（见图 8.2），这一较大的波动范围源自各模型对前文提到核电相关关键因素的不同设定。此外，核能的应用情况还在一定程度上取决于退煤速度和可再生能源发展进程。考虑到种种影响核电发展的重要政治及经济因素，核电未来在中国电力系统低碳化中扮演的角色尚不明确（S. Yu 等，2020）。

新技术的发展有望提升核能发电的灵活性。由于核电站运行需要水源（冷却），中国核电设施集中在沿海省份，从而易受到（台风等）极端天气与/或海平面上升的威胁。低用水量的新型技术正在研发中，包括

第三代气冷技术，部分第四代技术甚至不需要任何用水，从而能够降低未来（新建核电站）对沿海选址的需求（C. He，2021）。第三代和第四代核电技术在中国发展迅速，目前正在建的第三代核电机组就有 14 个之多。部分城市还开展了通过新型核能利用技术进行供热的试点项目，将核能用于室内供暖和工业供热，核能供暖也得到了国务院的鼓励和提倡（国务院，2021）。预计在不久的将来，核电价格就能降至 0.3 元/千瓦时以下（姜克隽，2021），接近目前全国煤电均价 0.263 元/千瓦时（中国人民大学和能源基金会，2022），而核能供暖价格则可能低于燃煤和燃气锅炉（姜克隽，2022）。

中国政府对核能的政策支持也处于变化之中。政府近期对促进核能进一步发展的相关话题较为关注（国务院，2020），这与以往对核电发展的态度截然不同。近期出台的《2030 年前碳达峰行动方案》中也曾明确提及核能发展（国务院，2021）。但研究显示，核能的推广应用受一系列因素影响，其规模在未来能否扩张将取决于电力需求增长情况、技术成本、能源及气候政策，以及新建核电站的内陆省份数量等（Yu 等，2020）。

8.3 挑战与机遇

挑战

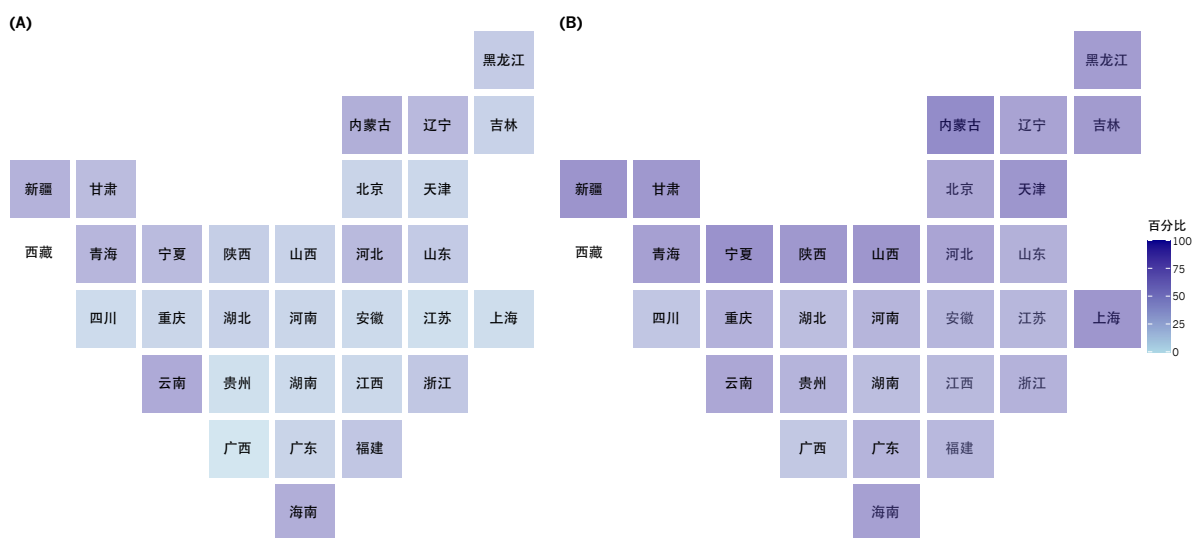
一个高度电气化的能源系统如果想要实现气候目标，势必要提高电网中可再生能源的比例。然而，风能和太阳能作为最重要的两种可再生能源，发电出力具有高度的不连续性，在安全性和稳定性方面给电力系统带来隐患。增强电网灵活性，即提高电力系统平衡供需、维持连续供电的能力，对于确保稳定、清洁的电力接入而言至关重要（Impram 等，2020）。

提高中国电力系统中的非化石能源占比，意味着需要更好地适应电力供应和需求在地理分布

上的不匹配。三个北方区域电网（东北电网、华北电网、西北电网）所在地区拥有丰富的可再生能源和煤炭资源，但全国用电负荷却主要集中在南部和东部地区（Chen 等，2010）。举例来说，北方地区的风能潜力大，华北、东北、西北地区风电装机容量共占全国陆上风电装机容量的 80% 左右（IRENA，2014），但这几个地区的用电需求并不大（W. Liu 等，2011）。研究显示，中国可再生能源发电的地理分布差异未来将持续存在。无论是近期的 2030 年还是远期的 2060 年，中国可再生能源（不含水力）发电最多的省份都是云南、海南、内蒙古、新疆和青海（Lou 等，2022）（见图 8.5）。

图 8.5: “基于更新 NDC 的碳中和”情景下可再生能源在中国大陆各省份发电总量中的占比: (A) 2030 年 (B) 2060 年

图中数据基于 GCAM-China 模型。色块颜色越深, 表示可再生能源在该省份发电总量中占比越高 (来源: Lou 等, 2022)。



每年都有大量投资涌向中国北部和西部地区, 用于发展可再生能源, 但由于可再生能源发电量远超当地用电需求, 加之没有足够的输电基础设施将电力送往人口多、需求大的地区, 这些投资最终只能换来弃电的后果——2012 年弃风率高达 17% (Dong 等, 2018)。扩大跨省输电规模, 一方面能够提高电网灵活性, 另一方面也可以将波动的可再生能源分散到各个区域电网 (以减轻单个电网的调节压力) (Y. Li 等, 2016)。然而, 尽管跨省输电能够在满足电力需求的同时缓解 (削峰填谷等) 负荷曲线问题, 实际执行中仍受潜在的障碍、风险及其他因素的限制。例如, 位于西北地区的风力发电场距离东部电力需求中心路程较远, 这就要求大规模、远距离的高效电力输送 (Alassi 等, 2019)。其他障碍包括公众出于影响美观和环境的原因反对铺设高架电缆、高架电缆短期故障, 以及不同区域电网在通信规约和电压水平方面的差异等, 其中, 输电电压的变化往往需要额外使用变压器进行调节 (Alassi 等, 2019)。为此, 远距离高压输电需要提高不同区域电网所在地区间相关标准和规范的一致性 (Alassi 等, 2019)。

新建高压输电线路一度让中国的弃风率在 2014 年下降至 7%, 但即使在远距离输电发展起来之后, 弃风率又因为种种原因在 2016 年重新回到了 17%。弃风率再次升高的原因包括当地

用电需求变化、高压输电线路利用率下降 (Dong 等, 2018)、煤电审批权下放和煤炭产能过剩 (Y. Feng 等, 2018), 以及能源接收地区在用能上更偏向当地煤电而非外省输入的可再生能源电力 (Alassi 等, 2019)。新建 (输配电) 基础设施有助于减少弃电, 但如果能源接收地区在输电线路建成后再度转回当地电源, 将导致高成本的输电基建资源得不到充分利用, 进而可能引发输电阻塞和弃电 (Alassi 等, 2019)。因此, 能源接收地区的终端用户需要与能源输出地区相互配合, 预防此类情况发生。

机遇

提高电网质量是中国的投资重点之一。国家电网公司 2021—2025 年对电网和其他相关行业的投资预计将超过 6 万亿元 (Reuters, 2020)。提高电网可靠性的手段之一是通过建设特高压输电线路减少远距离输电中的损耗并提高效率。中国目前已经建成了几条跨省和跨区域的 (特高压) 输电线路 (电力规划设计总院, 2021a), 未来还将继续扩建, 以满足可再生能源供应不足地区日益增长的能源需求。中国可再生能源储量和电力需求在地理分布上的不匹配突显出加强各区域电网间输电连接及扩大电力交易规模的重要性 (IEA, 2019), 未来更是如此。

全国统一电力市场的建立可以帮助推动跨省输电发展，增加（各地）发电能源的多样化选择，并且有利于在可再生能源发电和需求间实现平衡（Cui 等，2022）。

除了扩建跨区域输电基础设施，中国还可以通过“大型风光基地+适应当地条件的分布式能源”的组合来缓解电力供需的地理分布差异。电气化转型也有助于整合中国各地区的资源，通过在中西部供电省份大量新建储能设施和输电网络，拉动当地经济增长。

可再生能源转型能够带来更广泛的效益。战略性地推动煤电退出，考虑修订关于煤电厂使用寿命、选址和发电容量的现行政策，不仅是实现气候目标的必然需要，还能够创造额外的健康和社会效益，如改善当地空气质量、减少水资源消耗，以及加强能源安全等（Cui 等，2022）。虽然可再生能源在连续供能和灵活供能方面存在一定的隐患，但考虑到煤炭价格易波动的特性，长期来看，逐步减少煤炭使用或将促进能源安全（Cui 等，2022）。

专栏 8.2 中国发电容量增加及对上游产业的影响

可再生能源（尤其是太阳能和风能）发电规模增加是中国电力系统转型过程中不可或缺的一环。这一转型造成发电用地规模和新材料及相关制造工艺的变化，从而带来了一些新的挑战。

与化石能源相比，可再生能源发电需要更大的用地面积，这不仅包括发电站本身的占地，还包括用来输送更多可再生能源电力的新建输电设施用地（Saunders，2020）。以太阳能发电为例，发电规模扩大将带来用地需求增加，取决于该片用地所处地区和用作太阳能发电之前的用途，可能进而间接导致自然土地的减少（van de Ven 等，2021）。通过提高技术效率、减少可再生能源发展所需用地面积（van de Ven 等，2021），以及聚焦高能量密度的可再生能源技术（如聚光太阳能发电和分布式光伏）（Zalk 和 Behrens，2018），可以有效削弱可再生能源的用地影响。另外，选择多功能用地也能够降低可再生能源发电的用地影响，如在住宅安装太阳能（Zalk 和 Behrens，2018）或在畜牧草场部署太阳能（van de Ven 等，2021）等。利用许可等政策管控可再

生能源项目与农业竞争用地、鼓励在非耕地建设可再生能源项目等，也有助于缓解可再生能源引发的用地变化及影响（van de Ven 等，2021）。与此同时，优化可再生能源项目在生态方面的保护性选址要求，从而使更多可再生能源项目能够被生态保护区所接纳，也不失为一种拓宽可再生能源项目用地选择范围的方式（Saunders，2020）。

虽然相关产业的材料利用效率正在逐步提高，但相较于化石能源，可再生能源发电会产生一些新的材料需求，例如，对混凝土、水泥、玻璃和钢材的依赖性都更高（DOE，2015）。以光伏发电为例，2005—2015 年，硅的生产工艺改良在很大程度上降低了光伏生产过程的全球变暖潜能值，但相关制造业所处地区及行业本身的用能结构仍是可再生能源产业对环境产生负面影响的重要原因（Stamford 和 Azapagic，2018）。考虑到制造业对电力和氢能的依赖未来还会进一步增加，提高其上游产业的清洁化程度对减少可再生能源制造过程中产生的碳排放非常重要（S. Yu 等，2021）。

8.4 电气化关键领域及各领域潜力

对于一个太阳能和风电占比较高的电力系统而言，应分别从供给侧、需求侧和电网侧采取多种措施提高电力系统的灵活性、韧性和可靠性。

供给侧灵活性

增加可调节电力。基于可再生能源天然的波动特性，传统发电机组可能很难对新增的可再生能源电力进行调节，这对（负荷曲线）爬升和下降都较慢的基本负荷电厂提出了挑战（Impram 等，2020）。开发柔性的基本负荷电力为可再生能源应用提供支持，是维持电网可靠性的关键。中国现有的可调节电力包括火电、水电、抽水蓄能、聚光太阳能发电等，其中火电占比最高。火电的主要作用是提供基本负荷发电及输电，以及一部分热力。未来，火电可以为电力系统提供一部分调节能力，并为电网提供基本负荷支持（国家发展和改革委员会和国家能源局，2016b）。2021年中国出台分时电价相关政策后，抽水蓄能和可调节煤电项目或迎来更好的经济效益（国家发展和改革委员会，2021a）。中国还设定了抽水蓄能装机容量目标：在2025年和2030年分别达到6200万千瓦和1.2亿千瓦（国家能源局，2021）。

优化风电和太阳能发电技术。为了更好地与电力系统整合，风电和太阳能光伏发电技术还需要继续进步，争取在设计上更加精细，在运行上不断优化。例如，现在部分风力涡轮机可以配备小型储能系统，如果一个大型风电场或风电基地都使用这样的风力涡轮机，则可以为电网提供一定程度的稳定性支持（中国农业机械工业协会风力机械分会，2021）。光伏发电则可以通过改变电池板支架倾角或采用调节模式等方式，更好地匹配电力负荷曲线（中国光伏行业协会，2020）。

因地制宜。在电网薄弱的偏远地区，增加配备微电网可以对主电网起到支撑作用，但其成本可能不亚于对主电网进行一次扩建（维科网，2018）。对于不具备独立调节能力的风电和太阳能光伏装置而言，需要配合储能设施才能形成可供综合调度的集成式供电点，而这样的集成模式可以作为虚拟电厂的雏形进行推广、发展（国务院发展研究中心，2021）。在抽水蓄能、电池储

能和电网调度的共同支持下，可再生能源发电在平滑性和电网稳定性方面的表现都有提升的空间（马实一和周泊宇，2021）。此外，还有许多其他措施可以帮助提高可再生能源发电的连续性，包括严格限制（电力需求中心地区）当地煤炭使用、加强可再生能源输出省份和电力需求中心地区之间的相互协同，以及在高压输电线路中联合输送多种可再生能源等（Alassi 等，2019）。

需求侧灵活性

推广电动车。电动车可以作为可控负荷或储能设备提升电网的灵活性，但如果在选择充电时段时不考虑其他能源需求，也可能会增大电力系统峰值负荷。为了最大程度地利用电动车对电力负荷曲线的调节能力，应该对其进行有序充电，确保在满足消费者需求的同时提高效率（Hou 等，2020）。对电动车使用进行模拟分析，结果显示，如果只在太阳能发电超过电力负荷的时段充电，相应微电网的运行成本将会下降（Hou 等，2020）。针对充电时段的分时计价以及其他需求侧响应策略将有助于鼓励人们在非用电高峰时段为电动车充电，从而强化电动车对于电力负荷调节的积极作用（Goh 等，2022）。电动车不仅能作为一种可转移的负荷，还可以通过V2G技术与电网形成双向的能量流动，从而减少电力系统波动（H. Liu 等，2013）。通过控制电动车充电时段来实现需求侧电力负荷调节，将能够有效地使需求侧负荷曲线变得更加平稳（孙近文等，2014）。与电网集成并受其管理的智能充电设施也能够促进新能源汽车更加有效地利用波动的可再生能源电力，推动电力需求整体“削峰”，从而帮助提高电网灵活性（NREL，2022）。

调节需求侧用电。需求响应机制有助于将电力需求转移到一天中的不同时段，从而减少峰值负荷或增加非高峰时段的用电需求（Lund 等，2015）。采取基于市场的定价机制能够激励终端用户在非高峰时段用电，以便将用电高峰的负荷转移到一天中的其他时段（Cui 等，2022）。在需求侧激励措施的影响下，大型电力用户为了尽可能实现更大的收益，将在特定时间段降低用电负荷，或在设备承受范围内超过额定功率运行；但与此同时，技术实现难度和投资收益的不确定性也会随之增加。另外，提高终端用能部门能效

水平也有利于遏制电力需求增长，并最大化电气化和电力部门脱碳过程中的减排量。

其他调节措施还包括改变所有能源用户的用能强度或用能时段。在需求侧增加储电设施，积极利用电力现货市场或指导机制调节用能曲线，都能够在缓解负荷调节压力的同时降低供给侧成本（孙彦章等，2022；电力规划设计总院，2021b）。

电网侧灵活性

加强电网间互联互通。中国目前已在全国范围内形成六大区域电网，包括东北电网、华北电网、西北电网、华东电网、华中电网和南方电网，并且已经建成一批跨省份和跨地区的输电线路。随着未来全国电气化程度进一步提升，现有电网预计还将进一步延伸到更加偏远的地区，主网结构将继续壮大，从而提高各地区电力系统的稳定性和可靠性（电力规划设计总院，2021a）。

扩大储能规模和优化电网调度和管理。对于电网结构中相对薄弱的节点，可以通过增加储能的方式满足分布式能源的使用需求。这样不仅能够加快相应配电网的建设，还有助于在可再生能源占比高、用能终端电气化程度高的新型电力

系统中，加强系统运行的安全性和稳定性（Rong等，2021）。

一方面，由于水电和抽水蓄能的选址主要取决于地理资源条件，实际工作中应充分考虑当地电网情况，尽可能地优化调度运行模式，为电力系统提供支持。另一方面，虽然可再生能源的波动特性一直令人担忧，但中国现阶段“弃风”问题在很大程度上可能是由电网管理政策不到位、对可再生能源发电间断性考虑不足造成的（Luo等，2016）。这些电网管理政策上的不足具体表现为集中式风电远离电力需求中心地区、煤电占比高、可再生能源上网电价补贴有限、缺乏针对风电的电力系统通信规约、预测准确度低等，这些因素共同导致了中国的高弃风率（Impram等，2020；C. Li等，2015）。

其他运行调度技术。中国电网的数字化、智能化程度越来越高。例如，中国南方电网公司2020年底发布全球首份《数字电网白皮书》指出，借助云计算、大数据、物联网（IoT）、移动互联网、人工智能（AI）、区块链及其他的新一代数字技术，数字化将帮助电网朝着更加智能、安全、可靠和绿色的方向发展（CSG，2020）。随着未来全国电气化程度不断提高，电网将会集成更多基本和综合性的技术，如物联网和5G等，以便为新型电力系统中海量数据和信息流处理提供支持。

8.5 关键政策措施

中国政府目前已形成一个相对完善的政策体系支持能源转型，包括推动低碳技术发展的指导和支持性文件、关于限制和优化“两高”行业的指导意见、针对发电和输配电的价格机制，以及市场机制建设等，这些都为中国深度电气化发展打下了坚实的基础。

为推动实现碳中和目标，本报告为中国进一步加快能源转型进程提出以下政策方案：

（1）降低可再生能源成本。电力系统灵活性的提高需要资金投入，进而可能导致电力成本增加。为了使电力均价保持稳定，风电和太阳能发电需要在降低电力成本过程中发挥关键作用。为此，中国应该继续支持和推动风电及太阳能发电相关的技术进步，降低成本，从而为中国电力系统提供内生动力。与此同时，聚光太阳能发电

等其他可再生能源应用方式能够加速技术迭代，并可以作为电力系统的调节能力技术储备为系统提供低成本的可再生能源电力（国务院发展研究中心，2021）。

（2）利用价格机制降低能源成本。中国正逐步从政府指导定价向市场导向定价转型。在此过程中，首先，需要协调好发电侧和用电侧的成本构成；其次，要将不同类型用户的价格结算方式差异纳入考量，如电力现货市场及中长期交易、峰谷分时或阶梯电价等；再次，应全面综合地考查电力、能源和系统稳定性等各方面的成本、价格和价格机制（特别是辅助服务市场）；最后，电力系统中的度电碳排放水平也是必要的考虑因素（林伯强，2021）。以上各项行动都需要政府各部门就一系列相关政策展开紧密配合。

例如，绿电制氢有助于减少制氢碳排放量，并为电力系统提供负荷侧调节能力，但同时也会引起电力需求增加（国家发展和改革委员会和国家能源局，2022b）。因此，在氢能开发过程中，需要与工业相关政府部门配合协调氢气需求，与电力和价格相关政府部门协作探讨制氢过程中绿电供应的规模、稳定性和经济性，与制氢企业及价格相关政府部门共同确定制氢系统支持电力系统稳定运行所产生的效益（姜克隽等，2021）。

化石燃料补贴退出、采用分时电价等电力市场改革措施能够推动可再生能源和电动车、电池储能等其他技术的应用。在跨省市场中采用边际成本最低的调度方式将有助于降低电力部门的排放和运行成本（IEA，2021a）。将现有省级电力市场试点进一步发展成为区域间市场甚至是全国性的电力市场，将有助于提高电网整体韧性和可靠性，同时减少可再生能源弃电。

进一步拓展全国碳排放交易市场（ETS），并将工业部门企业纳入碳交易主体，将有助于整体减排和各部门减排机制的标准化（Busch等，2022）。提高碳价、减少配额发放（Wu和Zhu，2021），以及增加交易信息披露的透明度（Wang等，2022），有利于提高全国碳市场促进电力部门和终端用能部门减排的能力。

（3）加强能源部门和其他行业在政策和技术上的协同。碳中和目标意味着经济社会的系统性变革，尤其与工业、建筑、交通和其他领域的发展需求及发展速度息息相关，因此需要建立一个促进各行业和能源部门全面综合发展的技术协同体系，包括相关技术标准和规范等（北京理工大学能源与环境政策研究中心，2021）。在国家重大战略和重点项目的统筹安排方面，各领域间的协同合作（如综合能源和国家基础设施）对于实现减排目标并有效地控制成本至关重要。

（4）加强国家和地方政府协同。中国能源系统的顺利转型离不开各省份、区域电网所在地区和中央政府之间的密切协作。区域电力系统改革、可再生能源并网、全国统一电力市场建设等，都有助于推动各省份减少对煤炭的依赖、改善可再生能源弃电情况，并促进可再生能源电力的跨区域利用。退煤工作需要在更加全面的战略下开展，综合考虑与可再生能源发展、负荷平衡及输电的相互协同，从而确保总体能源供应能够持续满足能源需求（Cui等，2022）。为了尽可能避免可再生能源弃电现象的发生，仅仅增加输电基础设施是不够的，还需要确保能源接收地区有意愿、有能力在远距离输入的可再生能源电力和当地电力之间选择前者，从而推动可再生能源弃电率下降（Dong等，2018）。

表 8.1: 电力部门行动建议一览

近期行动	远期战略
<ul style="list-style-type: none"> ▶ 鼓励增加可再生能源发电份额，辅以核能、CCUS等其他灵活的低碳发电技术 ▶ 通过市场机制调节（能源用户的）用能强度和用能时段 ▶ 利用电网数字化和需求响应机制推动节能 ▶ 加强能源部门和其他部门/行业在政策和技术上的协同，推进能源基础设施集成，包括为可再生能源项目建设扫清用地限制等相关障碍 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 进一步在现有基础上增加火电、水电、燃气发电和聚光太阳能发电等可调节电力容量 ▶ 在电网薄弱地区增加微电网使用 ▶ 推动需求侧响应管理智能化，例如智能充电、车网互动技术和虚拟电厂，以减少电网峰值负荷成本，避免电力部门新增投资过剩 ▶ 加强区域电网间的互联互通 ▶ 提高储能容量（尤其长时和季节性储能），并完善辅助服务市场设计以支持储能发展 ▶ 支持电力市场改革，促进可再生能源发展，并大幅增加可再生能源并网

09 | 主要结论

@Energy Foundation China



9.1 电气化对于实现中国碳中和目标的作用

本研究结果指出，终端用能部门电气化配合电力部门低碳化是中国实现碳中和目标的一项关键战略。全部七个模型组均预测到本世纪中叶，中国的电力需求、发电总量和容量将出现大规模增长。模型模拟结果显示，未配套 CCUS 的煤电最终将在 2045 年以后被彻底淘汰，而太阳能和风能的份额则将在 2025—2050 年持续增加。如果中国碳排放在 2025—2030 年达峰，各组模型对各项指标的测算结果均优于相应的近期政策目标，包括太阳能和风力发电装机容量、碳排放强度下降率，以及非化石能源的一次能源总量占比等。而在 2030 年左右达峰的情景下，个别模型对相关指标的模拟结果略低于近期政策目标，这表明保持近期政策目标和长远目标之间一致性的重要性。

模型分析结果显示，2060 年，中国建筑部门平均电气化率将达到 80%，工业部门和客运交通部门的直接电气化率将分别达到 65% 和 60% 左右，电力将成为这三个部门的主要能源来源。但货运交通部门的平均电气化率仅为 35%，该部门与航空客运部门和重工业高温加热领域一样，有待进一步研发，通过利用氢能、合成燃料等替代燃料推动实现间接电气化和减排。

据各模型预测，2020—2060 年中国电力需求平均增幅为 125%，即增长近 50 亿千瓦。为满足大幅增长的电力需求，中国装机容量和发电总量至少需要在 2020 年基础上翻一番。在装机容量急速提高的同时，中国能源系统所用的（主要）燃料也将快速迭代：中国将在 2050 年或更早淘汰未配套 CCUS 的煤炭使用，并增加对太阳能、风能、核能，以及配备 CCUS 的化石能源和生物质能源的应用。中国电力部门将因此迎来大幅减排，并在本世纪中叶实现零排放甚至负排放。然而，虽然所有模型结果达成一致，即电力部门大幅减排和退煤（未配套 CCUS 的煤炭），但实现路径却各不相同。具体而言，各模型均认可太阳能和风力发电将大规模增加，但对配套 CCUS 的生物质能和化石燃料以及核能等其他能源的占比存在较大分歧。现实中，未来电力部门的电源结构将取决于政策选择、技术可得性和经济成本变化。

确保电力供需的双向匹配和平衡是电网面临的永恒挑战。中国电力部门正极力寻求这种平衡，而低碳转型又为其带来新的挑战和机遇。一方面，利用间歇性的可再生能源满足持续增长的电力需求、调整制造业供应链、更换现有能源基础设施等促进电力低碳转型的行为，都将增加电网的不稳定性。但同时也要看到更多积极的方面，如电动车应用普及、电池储能发展和消费者行为引导都有助于降低电力峰值负荷；微电网和小规模可再生能源系统可为偏远地区提供电力接入；扩大电网基础设施规模能够增加电力供应的多样性，并加强电力系统整体的可靠性。

要同步完成低碳能源容量扩建、退煤（未配套 CCUS）及三大终端用能部门的电气化率提升等任务，离不开跨部门的高度协作整合。例如，分布式光伏系统搭配智能汽车充电桩 / 站将达到效益最大化，而风光上游的制造业减排又取决于电力部门的低碳化水平。从政策角度而言，针对某一部门的政策往往与其他部门有所联系，因此政策执行通常也离不开跨部门协作。跨部门政策可以将各终端用能部门的电气化目标与碳中和长期目标统筹兼顾，协同社会经济发展等其他关键计划共同发挥作用。这也让各个领域和维度的同步转型成为可能。因此，在省级和部门层面的电气化政策制定过程中融入电力系统规划，将有望减少可再生能源弃电，提高电力需求预测准确度，并为能源调度提供更加可靠的信息依据。

本报告为中国各终端部门通过加速电气化和电力系统转型实现自身低碳化发展提供了一揽子近期和远期方案。此外，中国还可以采取进一步行动，推动与电气化相关的综合性规划，例如：为终端基础设施电气化提供财务激励，将原有终端基础设施替换为已经市场化的电气化方案；在尚不具备电气化条件的用能终端扩大研发投入；完善电网市场机制；提高跨省输配电能力；以及制定跨部门电气化政策等。

9.2 未来研究方向

本报告也识别出几项关键问题，但因超出了本报告的研究范围未做深入讨论。这些问题可以在未来的报告中进一步探讨，以更全面地刻画中国的碳中和转型。

本次研究中的大部分模型将技术成本作为决定未来路径的关键动因之一。但能源和技术成本是一系列经济、政策和社会因素（包括能源转型速度在内）共同作用的结果，因此存在较大的不确定性（Way 等，2021）。本次研究对各模型针对能源技术成本的不同模型假设并未进行全面评估和标准化处理，但后续研究可以从这方面入手，分析建模结果背后的差异，以便更好地理解模型表现。

未来，相关研究还需要在技术和部门方向上提供更加细致的信息，并对各项技术方案进行评估。例如，后续研究可将风电技术进一步分为陆上风电和海上风电，并分别对它们的趋势进行评估，以便更深入地了解中国的可再生能源部署情况。另外，本次研究中部分模型无法展示详细的部门和子部门信息，如具体的工业子行业或不同交通出行方式等。政策建议和未来化石燃料使用预测可能会随着行业和交通模式转型而显著变化。这一问题有望随着模型能力的提高得到改善。不仅如此，未来还应有更多研究对储能在中国能源转型过程中的作用进行深入评估，并对电池以外的储能技术进行探讨，如季节性储能、抽水蓄能、液流电池储能、压缩空气储能以及液态空气储能等。本研究未评估报告中涉及技术的投资需求，也未利用模型对太阳能电池板和热泵等制造技术相关的能源需求进行模拟。本报告未考虑道路交通的替代性出行方案及其低碳化影响，但事实上推广自行车等替代性出行方案可以帮助减少轻型车的使用，从而降低排放。

在实现碳中和的过程中，确保低碳转型的普惠和包容性至关重要且需要更深入的研究，而提高人们的能源支付能力则是保障公正低碳转型的关键之一。本次研究未考查电力定价的时序变化，尽管它是能源规划和可及性的重要因素。影响人们能源支付能力的另一个因素是 GDP 增长，本研究也未对其展开深入的模型间比较。除一组模型预测 GDP 增长速率的轻微下降，大部分模型对人均 GDP 的模拟结果在 2040 年以前呈现出相似的线性增长趋势。由于 GDP 增长是各模型内部决策制定的重要驱动因素，对其进行更加深

入的研究可以为中国实现近期目标、预测未来电气化需求提供重要参考。本次研究也没有涉及转型可能带来的其他财务类影响，包括投资需求、就业变化以及家庭间的分配差异等。未来相关研究应考虑评估低碳转型所造成的影响在各类社会经济变量中的分配差异，这些变量包括地域、收入和文化等。

要评估能源转型路径，需要先对电价结构、碳市场发展等经济转型进行评估。未来这方面的研究应该考虑（转型）所需的经济投入，以及其他潜在的跨部门互联研究领域，如循环经济和材料利用效率。针对未来商品和服务需求的预测是评估（低碳转型）经济和能源影响的关键。这对工业部门尤其重要，因为消费者行为、城市化、人口增长和技术发展情况在未来均有可能发生变化，从而导致工业部门未来需求的不确定性。

氢能技术是实现深度低碳化的一项关键技术。本报告聚焦直接电气化，因此并未对间接电解（水）制氢做展开讨论。本研究将氢气生产及其在终端用能部门的使用作为一项技术纳入模型中进行模拟，但相较于氢能在能源转型中的重要地位，本报告的相关探讨显得不够充分。由于低碳转型需要终端用能部门电气化、氢能技术发展及制氢规模提升的共同支持，未来氢能领域的研究应该重点关注制氢、氢能的终端利用潜力、关键的扶持政策以及实现氢能全面应用需要克服的经济障碍。同时，后续研究还应考虑由终端用能部门和电解（水）制氢共同引起电力需求增加所产生的影响。

考虑到中国温室气体排放总量中很大一部分为二氧化碳排放，本次分析主要关注二氧化碳。虽然为了与碳中和目标保持一致，研究要求参与的模型团队设定中国在 2060 年实现温室气体净零排放，但未对各模型的具体减排假设进行评估，也未比较不同部门之间的非二氧化碳减排潜力和路径。由于非二氧化碳温室气体的增温效应显著，因此未来的相关研究应该对其排放路径、（减排）技术和相关政策方案进行深入讨论。

未来的后续研究还应关注跨部门电气化政策的障碍、机遇及涉及的关键政府部门。促进各部门政策协同整合，加强部门间的充分沟通和协作，将能高效地实现能源供需平衡，并有效地控制成本。

参考文献

1. Ahmadi, M. H., Ahmadi, M. A., Sadaghiani, M. S., Ghazvini, M., Shahriar, S., & Alhuyi Nazari, M. (2017). Ground Source Heat Pump Carbon Emissions and Ground-Source Heat Pump Systems for Heating and Cooling of Buildings: A review. *Environmental Progress & Sustainable Energy*, 37(4), 1241–1265. <https://doi.org/10.1002/ep.12802>
2. Alassi, A., Bañales, S., Ellabban, O., Adam, G., & MacIver, C. (2019). HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112, 530–554. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>
3. Asian Development Bank (ADB). (2019). Solar District Heating in the People's Republic of China Status and Development Potential (China, People's Republic of). Asian Development Bank. <http://dx.doi.org/10.22617/TCS190028-2>.
4. Bloomberg News. (2022). Xi Jinping Says China Green Goals Can't Compromise Energy Security. Bloomberg.Com. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-01-26/xi-jinping-says-climate-targets-can-t-compromise-energy-security>
5. BloombergNEF, & World Business Council on Sustainable Development (WBCSD). (2021). Hot Spots for Renewable Heat: Decarbonizing Low- to Medium-Temperature Industrial Heat Across the G-20. BloombergNEF & WBCSD. <https://www.wbcsd.org/contentwbc/download/12957/190622/1>
6. Boer, D. de. (2022). Leaders Group on Climate Change Meets Before Two Sessions. CCICED. <https://cciced.eco/ecological-progress/leaders-group-on-climate-change-meets-before-two-sessions/>
7. 清华大学建筑节能研究中心 (BERC). (2015). 中国建筑节能年度发展研究报告 2015.
8. BERC. (2016). 中国建筑节能年度发展研究报告 2016.
9. BERC. (2017). 中国建筑节能年度发展研究报告 2017.
10. BERC. (2019). 中国建筑节能年度发展研究报告 2019.
11. BERC. (2021). 中国建筑节能年度发展研究报告 2021.
12. BERC. (2022). 中国建筑节能年度发展研究报告 2022.
13. Busch, C., Hu, M., & Chen, M. (2022). Next Steps for China's Carbon Emissions Trading System to Improve Efficiency, Achieve Climate Goals. <https://energyinnovation.org/wp-content/uploads/2022/04/Next-Steps-For-Chinas-Emissions-Trading-System.pdf>
14. 中国碳核算数据库 (CEADs). (2021). 中国分部门核算碳排放清单 1997 - 2019. <https://www.ceads.net.cn/data/nation/>
15. 财经 . (2021). 能源基金会中国首席执行官邹骥：有必要将碳确立为生产要素，并将碳市场发展为主要生产要素市场 <http://m.caijing.com.cn/article/235180?target=blank>
16. Calvin, K., Patel, P., Clarke, L., Asrar, G., Bond-Lamberty, B., Cui, R. Y., Di Vittorio, A., Dorheim, K., Edmonds, J., Hartin, C., Hejazi, M., Horowitz, R., Iyer, G., Kyle, P., Kim, S., Link, R., McJeon, H., Smith, S. J., Snyder, A., ... Wise, M. (2019). GCAM v5.1: Representing the Linkages between Energy, Water, Land, Climate, and Economic Systems. *Geoscientific Model Development*, 12(2), 677–698. <https://doi.org/10.5194/gmd-12-677-2019>
17. Cazorla-Marín, A. (2019). Modelling and Experimental Validation of an Innovative Coaxial Helical Borehole Heat Exchanger for a Dual Source Heat Pump System. https://www.researchgate.net/publication/334736444_Modelling_and_experimental_validation_of_an_innovative_coaxial_helical_borehole_heat_exchanger_for_a_dual_source_heat_pump_system

18. 北京市朝阳区人民政府 . (2022). 朝阳区常住人口情况 . <http://www.bjchy.gov.cn/chaoyang/cygk/rkqk/>
19. Chen, W., Li, H., & Wu, Z. (2010). Western China Energy Development and West to East Energy Transfer: Application of the Western China Sustainable Energy Development Model. *Energy Policy*, 38(11), 7106–7120. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.07.029>
20. Chen, Y., Ebenstein, A., Greenstone, M., & Li, H. (2013). Evidence on the Impact of Sustained Exposure to Air Pollution on Life Expectancy from China’s Huai River Policy. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 110(32), 12936–12941. <https://doi.org/10.1073/pnas.1300018110>
21. 中国信息通信研究院 . (2022). 2022 年上半年新能源汽车行业运行报告 . <http://www.caict.ac.cn/kxyj/qwfb/qwsj/202207/P020220727606061522187.pdf>
22. 中国建筑出版社 (CABP). (2021). 建筑节能与可再生能源应用通用规范 (GB 55015-2021). <https://library.gbpn.org/library/bc-detail-pages/china-severe-cold>
23. 中国汽车工业协会 . (2021). 2020 年中国汽车工业经济运行报告 . <http://lwzb.stats.gov.cn/pub/lwzb/zxgg/202107/W020210723348607396983.pdf>
24. 中国汽车技术研究中心有限公司 (中汽中心) . (2021). 中国汽车产业发展年报 2021. <https://chinabookshop.net/shop/ols/products/china-automotive-industry-yearbook-2020>
25. 中汽中心 . (2020). New Energy Buses in China: Overview on Policies and Impact. https://www.changing-transport.org/wp-content/uploads/2020_GIZ_New-Energy-Buses-in-China.pdf
26. China Daily. (2022). Rooftop solar energy to power nation’s green development. <https://global.chinadaily.com.cn/a/202203/30/WS6243b41aa310fd2b29e5416d.html>
27. 中国经济网 . (2022). 国家统计局十名局长解读 2022 年 “半年报” http://www.ce.cn/xwzx/gnsz/gdxw/202207/15/t20220715_37873930.shtml
28. 电力规划设计总院 . (2021a). 中国电力发展报告 .
29. 电力规划设计总院 . (2021b). 中国电力发展报告 2021.
30. 中国电力企业联合会 (CEC). (2020). 2019 年中国电气化报告 . <https://www.cec.org.cn/upload/zt/2019report/>
31. CEC. (2021). 2020-2021 年度全国电力供需形势分析预测报告 . <https://english.cec.org.cn/detail/index.html?3-1128>
32. CEC. (2022a). 2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告 . <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-306241>
33. CEC. (2022b). 中电联发布《2021-2022 年度全国电力供需形势分析预测报告》. 中国电力企业联合会 . <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-306171>
34. CEC. (2022c). 2022 年 1-6 月份电力工业运行简况 . <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-311529>
35. 中国氢能联盟 . (2020). 中国氢能及燃料电池产业白皮书 (2019 版) . <http://www.zg-kg.com/files/%E3%80%8A%E4%B8%AD%E5%9B%BD%E6%B0%A2%E8%83%BD%E6%BA%90%E5%8F%8A%E7%87%83%E6%96%99%E7%94%B5%E6%B1%A0%E4%BA%A7%E4%B8%9A%E7%99%BD%E7%9A%AE%E4%B9%A6%E3%80%8B.pdf>
36. 中国光伏行业协会 . (2020). 2019-2020 年中国光伏产业年度报告 . http://www.chinapv.org.cn/annual_report/821.html
37. 中国电力新闻网 . (2022). 2021 年中国新增风电和光伏发电能力超过 1 亿千瓦 . http://www.cpnn.com.cn/news/xwtopb/202201/t20220126_1478906.html
38. 中国南方电网 (CSG). (2020). 数字电网白皮书 . http://eng.csg.cn/Press_release/News_2020/202011/t20201126_315793.html

39. Cui, R., Cui, X., Cui, D., Song, J., Zhang, X., Dai, F., Gordon, J., Chen, Z., Hultman, N., & Kammen, D. (2022). A Decade of Action: A Strategic Approach to Coal Phase-Down for China Environmental and Socioeconomic Benefits of Targeted Coal Retirements in China's 14th and 15th Five-Year Plans. <https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2022-03/A%20Decade%20to%20Act-Main%20Report-March%202022.pdf>
40. Deason, J., Wei, M., Leventis, G., Smith, S., & Schwartz, L. C. (2018). Electrification of Buildings and Industry in the United States: Drivers, Barriers, Prospects, and Policy Approaches. Lawrence Berkeley National Lab. (LBNL), Berkeley, CA (United States). <https://doi.org/10.2172/1430688>
41. Department of Energy (DOE). (2015). Quadrennial Technology Review an Assessment of Energy Technologies and Research Opportunity. Department of Energy. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/quadrennial-technology-review-2015_1.pdf
42. 国务院发展研究中心 . (2021). 新型电力系统的发展趋势与展望 . <https://guangfu.bjx.com.cn/news/20210923/1178275.shtml>
43. Dong, C., Qi, Y., Dong, W., Lu, X., Liu, T., & Qian, S. (2018). Decomposing Driving Factors for Wind Curtailment Under Economic New Normal in China. *Applied Energy*, 217, 178–188. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.040>
44. Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., Sokona, Y., Minx, J. C., Farahani, E., Kadner, S., Seyboth, K., Adler, A., Baum, I., Brunner, S., Eickemeier, P., Kriemann, B., Savolainen, J., Schlömer, S., Stechow, C. von, & Zwickel, T. (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_frontmatter.pdf
45. 北京理工大学能源与环境政策研究中心 . (2021). 全球气候治理战略和中国的碳中和的路径展望 . <https://ceep.bit.edu.cn/docs/2021-01/d714a0f1049d4ed79c881150abfdbc83.pdf>
46. Energy Efficiency & Conservation Authority (EECA). (2019). International Technology Scan - Alternative Technologies for Process Heat. <https://www.eeca.govt.nz/insights/eeca-insights/international-tech-scan/>
47. 能源基金会 (EFC). (2016). Best Practices of Energy Efficiency Projects in the Buildings Sector.
48. 能源基金会 (EFC). (2020). 中国现代化的新征程：“十四五”到碳中和的新增长故事 . <https://www.efchina.org/Reports-en/report-lceg-20201210-en>
49. Feng, W., Zhou, N., Wang, W., Khanna, N., Liu, X., & Hou, J. (2021). Pathways for Accelerating Maximum Electrification of Direct Fuel Use in China's Building Sector. https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/electrification_of_buildings_in_china_v2_clean_edited92821.pdf
50. Feng, Y., Wang, S., Sha, Y., Ding, Q., Yuan, J., & Guo, X. (2018). Coal Power Overcapacity in China: Province - Level Estimates and Policy Implications. *Resources, Conservation and Recycling*, 137, 89–100. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2018.05.019>
51. Forsell, N., Turkovska, O., Gusti, M., Obersteiner, M., Elzen, M. den, & Havlik, P. (2016). Assessing the INDCs' Land Use, Land Use Change, and Forest Emission Projections. *Carbon Balance and Management*, 11(1), 26. <https://doi.org/10.1186/s13021-016-0068-3>
52. Fragkos, P., Laura van Soest, H., Schaeffer, R., Reedman, L., Köberle, A. C., Macaluso, N., Evangelopoulou, S., De Vita, A., Sha, F., Qimin, C., Kejun, J., Mathur, R., Shekhar, S., Dewi, R. G., Diego, S. H., Oshiro, K., Fujimori, S., Park, C., Safonov, G., & Iyer, G. (2021). Energy System Transitions and Low-carbon Pathways in Australia, Brazil, Canada, China, EU-28, India, Indonesia, Japan, Republic of Korea, Russia and the United States. *Energy*, 216(C). <https://ideas.repec.org/a/eee/energy/v216y2021ics0360544220324920.html>

53. FuelCellsWorks. (2022). Buses And Trucks Accelerate as Chinese FCEV Vehicles Hit Overdrive. <https://fuelcellsworks.com/news/buses-and-trucks-accelerate-as-chinese-fcev-vehicles-hit-overdrive/>
54. 高白羽. (2020). 邹骥：“十四五”应设定碳排放总量指标. 中外对话. <https://chinadialogue.net/en/energy/china-should-set-up-a-carbon-cap-zou-ji-on-the-next-national-energy-targets/>
55. GCAM. (2022). GCAM v6 Documentation: GCAM Model Overview. <https://jgcri.github.io/gcam-doc/overview.html>
56. 国务院办公厅. (2020). 新能源汽车产业发展规划(2021-2035年). http://www.gov.cn/zhengce/content/2020-11/02/content_5556716.htm
57. Global Times. (2022). Xi Stresses Energy Security When Carrying Out Carbon Reductions. <https://www.globaltimes.cn/page/202203/1254108.shtml>
58. Goh, H. H., Zong, L., Zhang, D., Dai, W., Lim, C. S., Kurniawan, T. A., & Goh, K. C. (2022). Orderly Charging Strategy Based on Optimal Time of Use Price Demand Response of Electric Vehicles in Distribution Network. *Energies*, 15(5), 1869. <https://doi.org/10.3390/en15051869>
59. Gray, N., McDonagh, S., O’Shea, R., Smyth, B., & Murphy, J. D. (2021). Decarbonising Ships, Planes and Trucks: An Analysis of Suitable Low-Carbon Fuels for the Maritime, Aviation and Haulage Sectors. *Advances in Applied Energy*, 1, 100008. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2021.100008>
60. He, C. (2021). Research on the Ancillary Effects of Climate Change Mitigation: A Case Study of China’s Energy Transition and Water Demand [Doctor thesis]. Peking University.
61. He, G., Lin, J., Sifuentes, F., Liu, X., Abhyankar, N., & Phadke, A. (2020). Rapid Cost Decrease of Renewables and Storage Accelerates the Decarbonization of China’s Power System. *Nature Communications*, 11(1), 2486. <https://doi.org/10.1038/s41467-020-16184-x>
62. Hou, H., Xue, M., Xu, Y., Xiao, Z., Deng, X., Xu, T., Liu, P., & Cui, R. (2020). Multi-objective Economic Dispatch of a Microgrid Considering Electric Vehicle and Transferable Load. *Applied Energy*, 262, 114489. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114489>
63. Hsu, A. (2021). Opinion | Don’t Be So Quick to Doubt China’s Climate Change Dedication. *The New York Times*. <https://www.nytimes.com/2021/11/07/opinion/cop26-china-climate.html>
64. Huppmann, D., Gidden, M., Fricko, O., Kolp, P., Orthofer, C., Pimmer, M., Kushin, N., Vinca, A., Mastrucci, A., Riahi, K., & Krey, V. (2019). The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the ix Modeling Platform (ixmp): An Open Framework for Integrated and Cross-Cutting Analysis of Energy, Climate, the Environment, and Sustainable Development. *Environmental Modelling & Software*, 112, 143–156. <https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2018.11.012>
65. Impram, S., Varbak Nese, S., & Oral, B. (2020). Challenges of Renewable Energy Penetration on Power System Flexibility: A survey. *Energy Strategy Reviews*, 31, 100539. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100539>
66. Integrated Energy and Environment Policy Assessment Model for China (IPAC). (2020). IPAC-AIM/ Technology. <http://www.ipac-model.org.cn/>
67. International Energy Agency (IEA). (2019). China Power System Transformation - Assessing the Benefits of Optimised Operations and Advanced Flexibility Options. https://iea.blob.core.windows.net/assets/fd886bb9-27d8-4d5d-a03f-38cb34b77ed7/China_Power_System_Transformation.pdf

68. IEA. (2020a). Energy Technology Perspectives 2020 - Analysis. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>
69. IEA. (2020b). Iron and Steel Technology Roadmap. <https://www.iea.org/reports/iron-and-steel-technology-roadmap>
70. IEA. (2021a). An Energy Sector Roadmap to Carbon Neutrality in China - Analysis. <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>
71. IEA. (2021b). CO2 Emissions from Fuel Combustion. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-browser>
72. IEA. (2021c). Global EV Outlook 2021. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2021>
73. IEA. (2021d). IEA Online Database. <https://www.iea.org/data-and-statistics>
74. IEA. (2022a). Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021. <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-co2-emissions-in-2021-2>
75. IEA. (2022b). Greenhouse Gas Emissions from Energy - Data Product. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy>
76. 国际能源署 (IEA), 清华大学. (2018). 中国区域清洁供暖发展研究报告: 优化和多元的选择方案. https://iea.blob.core.windows.net/assets/590cc681-349a-4a55-9d3f-609eff6cde0b/District_Energy_Systems_in_China_Chinese_version.pdf
77. International Institute for Applied Systems Analysis (IIASA). (2021). The MESSAGEix Framework. <https://docs.messageix.org/en/stable/>
78. International Renewable Energy Agency (IRENA). (2014). Renewable Energy Prospects: China. <https://www.irena.org/publications/2014/Nov/Renewable-Energy-Prospects-China>
79. IRENA. (2019). Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050 (2019 edition). <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition>
80. IRENA & International Labor Organization (ILO). (2022). Renewable energy and jobs: Annual review 2022. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Sep/IRENA_Renewable_energy_and_jobs_2022.pdf
81. Jadun, P., McMillan, C., Steinberg, D., Muratori, M., Vimmerstedt, L., & Mai, T. (2017). Electrification Futures Study: End-Use Electric Technology Cost and Performance Projections Through 2050 (NREL/TP-6A20-70485). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). <https://doi.org/10.2172/1416113>
82. 姜克隽. (2021). 碳中和目标下能源的高安全度供应系统. 中国电力企业管理 (7), 2. <https://mall.cnki.net/magazine/article/ZGDQ202107008.htm>
83. 姜克隽. (2022). 碳中和目标下能源和经济转型中的能源安全因素. 阅江学刊, 14(6),7. <http://www.yjxk.cbpt.cnki.net/wkg/WebPublication/paperDigest.aspx?paperID=05c4a5aa-f0bc-43b6-ba45-2ab53d23546f>
84. 姜克隽, 向翩翩, 贺晨旻, 冯升波, 刘昌义, 谭新 ... & 邓良辰. (2021). 零碳电力对中国工业部门布局影响分析. 全球能源互联网 (01),5-11. . <https://www.gei-journal.com/cn/upload/files/2021/1/issn2096-5125202101002.pdf>
85. Jiang, Y. (2021). Develop PEDF solution to facilitate net-zero carbon power system. Presentation at 2021 China Electricity Distribution Summit Forum.
86. Keramidas, K., Diaz Vazquez, A., Weitzel, M., Vandyck, T., Tamba, M., Tchung-Ming, S., Soria Ramirez, A., Krause, J., van Dingenen, R., So Chai, Q., Fu, S., & Wen, X. (2020). Global Energy and Climate Outlook 2019: Electrification for the Low-Carbon Transition (JRC Research Reports No. JRC119619). Joint Research Centre (Seville site). <https://econpapers.repec.org/paper/iptiptwpa/jrc119619.htm>

87. Kharpal, A. (2021). Chinese Auto Giant Geely Launches Electric Truck, Its Rival to Tesla's Semi. CNBC. <https://www.cnbc.com/2021/11/08/chinas-geely-launches-electric-truck-its-rival-to-teslas-semi.html>
88. Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL). (2022). Energy Modeling and Pathways-China DREAM. <https://international.lbl.gov/energy-modeling-pathways>
89. Li, C., Shi, H., Cao, Y., Wang, J., Kuang, Y., Tan, Y., & Wei, J. (2015). Comprehensive Review of Renewable Energy Curtailment and Avoidance: A Specific Example in China. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 41, 1067–1079. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.09.009>
90. Li, J., Chen, C., & Liu, H. (2019). Transition From Non-Commercial to Commercial Energy in Rural China: Insights from The Accessibility and Affordability. *Energy Policy*, 127, 392–403. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.022>
91. Li, Y., Lukszo, Z., & Weijnen, M. (2016). The Impact of Inter-Regional Transmission Grid Expansion on China's Power Sector Decarbonization. *Applied Energy*, 183, 853–873. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.09.006>
92. 林伯强 . (2021). 中国能源发展报告 2021. 科学出版社 . ISBN: 9787030703910
93. Liu, H., Hu, Z., Song, Y., & Lin, J. (2013). Decentralized Vehicle-to-Grid Control for Primary Frequency Regulation Considering Charging Demands. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 3480–3489. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2252029>
94. Liu, J., Yin, M., Xia-Hou, Q., Wang, K., & Zou, J. (2021). Comparison of Sectoral Low-Carbon Transition Pathways in China Under the Nationally Determined Contribution and 2 °C Targets. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149, 111336. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111336>
95. Liu, W., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Zhang, X. (2011). Potential of Renewable Energy Systems in China. *Applied Energy*, 88(2), 518–525. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.07.014>
96. Liu, Z., Xu, W., Qian, C., Chen, X., & Jin, G. (2015). Investigation on the Feasibility and Performance of Ground Source Heat Pump (GSHP) in Three Cities in Cold Climate Zone, China. *Renewable Energy*, 84, 89–96. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.06.019>
97. Lou, J., Yu, S., & Adofoli, V. (2022). On the Road to Carbon Neutrality: Green Investment Needs in China. Center for Global Sustainability, University of Maryland, College Park. https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2022-05/%E6%8E%92%E7%89%88%E7%A8%BF05062022_Green%20Investment%20Needs%20in%20China.pdf
98. Lovins, A. B. (2021). Profitably Decarbonizing Heavy Transport and Industrial Heat: Transforming These “Harder-to-Abate” Sectors Is Not Uniquely Hard and Can Be Lucrative. https://rmi.org/wp-content/uploads/2021/07/rmi_profitable_decarb.pdf
99. Lu, H., Price, L., Fridley, D., & Zhou, N. (2022). Quantifying Electrification Potential in Process Heating Systems in China.
100. Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J., & Salpakari, J. (2015). Review of Energy System Flexibility Measures to Enable High Levels of Variable Renewable Electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785–807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
101. Luo, G., Li, Y., Tang, W., & Wei, X. (2016). Wind Curtailment of China's Wind Power Operation: Evolution, Causes and Solutions. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 1190–1201. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.075>
102. 马实一，周泊宇 . (2021). 抽水蓄能与储能协同配置 助力新型电力系统构建 . 国家电网报 . <https://news.solarbe.com/202110/26/345504.html>

103. 马天杰 . (2020). 中国 2060 碳中和路线图浮出水面 . 中外对话 . <https://chinadialogue.net/en/climate/researchers-unveil-roadmap-for-a-carbon-neutral-china-by-2060/>
104. Mao, S., Basma, H., Ragon, P.-L., Zhou, Y., & Rodríguez, F. (2021). Total Cost of Ownership for Heavy Trucks in China: Battery Electric, Fuel Cell, and Diesel Trucks. International Council on Clean Transportation. <https://theicct.org/publication/total-cost-of-ownership-for-heavy-trucks-in-china-battery-electric-fuel-cell-and-diesel-trucks/>
105. Mao, S., & Rodríguez, F. (2021). Race to Zero: How Manufacturers are Positioned for Zero-Emission Commercial Trucks and Buses in China. <https://theicct.org/publications/china-race-to-zero-aug2021>
106. McKerracher, C. (2021). EV Charging Data Shows a Widely Divergent Global Path. <https://www.bloomberg.com/news/articles/2021-03-23/ev-charging-data-shows-a-widely-divergent-global-path>
107. McLane, R., & Liu, Q. (2020). China's Timely Charging Infrastructure Plan. <https://rmi.org/chinas-timely-charging-infrastructure-plan/>
108. McLane, R., & Liu, Q. (2021). What China Can Teach the U.S. about EV Fast-Charging Roll-outs. <https://www.greenbiz.com/article/what-china-can-teach-us-about-ev-fast-charging-rollouts>
109. 生态环境部 (MEE). (2020). 关于发布《第二次全国污染源普查公报》的公告 . https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202006/t20200610_783547.html
110. 生态环境部 (MEE). (2021a). 碳排放权交易管理办法 (试行). https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk02/202101/t20210105_816131.html
111. 生态环境部 (MEE). (2021b). 关于印发《企业温室气体排放报告核查指南 (试行)》的通知 . https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202103/t20210329_826480.html
112. 生态环境部 (MEE). (2021c). 习近平在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上的主旨讲话 https://english.mee.gov.cn/News_service/media_news/202110/t20211012_956262.shtml
113. 生态环境部 (MEE). (2022a). 关于印发《减污降碳协同增效实施方案》的通知 . https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk03/202206/t20220617_985879.html
114. 生态环境部 (MEE). (2022b). 生态环境部召开 7 月例行新闻发布会 . https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202207/t20220721_989385.shtml
115. 财政部 (MOF). (2021). 关于 2022 年新能源汽车推广应用财政补贴政策的通知 . http://jjs.mof.gov.cn/zhengcefagui/202112/t20211231_3780322.htm
116. 工业和信息化部 (MIIT). (2020). 《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》(征求意见稿). https://wap.miit.gov.cn/jgsj/ycls/gzdt/art/2020/art_8fc2875eb24744f591bfd946c126561f.html
117. 工业和信息化部 (MIIT). (2022). 工信部举行 2021 年汽车工业发展情况新闻发布会 . http://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MjM5OTUwMTc2OA==&mid=2650854434&idx=1&sn=400fde0bad77237af752fa0a25ec4e81&chksm=bccefe858bb97793d1b5208f95182044eddb8e7855d1947a8276ca94f39c91d489b7948453c45#rd
118. Moultak, M., Lutsey, N., & Hall, D. (2017). Transitioning to Zero-emission Heavy-duty Freight Vehicles. https://theicct.org/sites/default/files/publications/Zero-emission-freight-trucks_ICCT-white-paper_26092017_vF.pdf
119. 国家统计局 (NBS). (2017). 中国能源统计年鉴 2017. <https://data.cnki.net/trade/Yearbook/Single/N2018070147?zcode=Z023>
120. 国家统计局 (NBS). (2021). 中国能源统计年鉴 2020. <https://data.cnki.net/Trade/yearbook/single/N2021050066?zcode=Z023>

121. 国家统计局 (NBS). (2022a). 2021 年 12 月份能源生产情况 . http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202201/t20220117_1826406.html
122. 国家统计局 (NBS). (2022b). 2022 年二季度和上半年国内生产总值初步核算结果 . http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202207/t20220715_1886607.html
123. 国家统计局 (NBS). (2022c). 中华人民共和国 2021 年国民经济和社会发展统计公报 . http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202202/t20220227_1827960.html
124. 国家发展和改革委员会 (NDRC). (2021a). 国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知 . https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202107/t20210729_1292067.html?code=&state=123
125. 国家发展和改革委员会 (NDRC). (2021b). 国家发展改革委 11 月新闻发布会通知 . https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/wszb/novfbh/wap_index.html
126. 国家发展和改革委员会和国家能源局 (NDRC & NEA). (2016a). 关于推进电能替代的指导意见 . 国家发展与改革委员会 . https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201605/t20160524_963071.html?code=&state=123
127. 国家发展和改革委员会和国家能源局 (NDRC & NEA). (2016b). 电力发展“十三五”规划 . <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/201612/P020190905497888172833.pdf>
128. 国家发展和改革委员会和国家能源局 (NDRC & NEA). (2017). 关于印发北方地区冬季清洁取暖规划 (2017—2021 年) 的通知 . http://www.nea.gov.cn/2017-12/27/c_136854721.htm
129. 国家发展和改革委员会和国家能源局 (NDRC & NEA). (2022a). 国家发展改革委等部门关于进一步推进电能替代的指导意见 . <https://www.eqxun.com/news/16846.html>
130. 国家发展和改革委员会和国家能源局 (NDRC & NEA). (2022b). 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035). http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310525630_16479984022991n.pdf
131. 国家能源局 (NEA). (2014). 江苏首个“光伏发电村”正式并网发电 . http://www.nea.gov.cn/2014-01/09/c_133031324.htm
132. 国家能源局 (NEA). (2021). 抽水蓄能中长期发展规划 (2021-2035). http://zfxxgk.nea.gov.cn/1310193456_16318589869941n.pdf
133. 国家能源局 (NEA). (2022a). 国家能源局发布 1-8 月份全国电力工业统计数据 . http://www.nea.gov.cn/2022-09/21/c_1310664624.htm
134. 国家能源局 (NEA). (2022b). 国家能源局 2022 年三季度网上新闻发布会文字实录 . http://www.nea.gov.cn/2022-08/02/c_1310648934.htm
135. 国家新能源消费监测预警中心 (NNECM). (2022). 2021 第四季度全国新能源电力消耗评估与分析 . http://mp.weixin.qq.com/s?__biz=MzU5NDg1OTc5MQ==&mid=2247484277&idx=1&sn=408fa1722d13fbd644a28bc3fa5e83d5&chksm=fe7b8115c90c0803b8c039c203a78ab4f57f3696a1098be1920fd1969d6efd6fedd5a916ab53#rd
136. National Renewable Energy Laboratory (NREL). (2022). Electric Vehicle Smart Charging at Scale. <https://www.nrel.gov/transportation/managed-electric-vehicle-charging.html>
137. 维科网 . (2018). 微电网和分布式能源的应用场景 . <https://solar.ofweek.com/2018-01/ART-260006-8420-30190430.html>
138. 维科网 . (2021). 2020 年新能源商用车数据下滑 . <https://nev.ofweek.com/2021-01/ART-71011-8500-30481068.html>
139. Paoli, L., and Gül, T. (2022). Electric Cars Fend off supply Challenges to More than Double Global Sales. IEA. <https://www.iea.org/commentaries/electric-cars-fend-off-supply-challenges-to-more-than-double-global-sales>
140. 广东省人民政府 . (2022). 广东省人民政府办公厅关于印发广东省发展绿色金融支持碳达峰行动方案的通知 . http://www.gd.gov.cn/zwgk/wjk/qbwj/ybh/content/post_3972447.html

141. Purr, K., Strenge, U., Werner, K., Nissler, D., Will, M., Knoche, G., & Volkens, A. (2014). Germany in 2050 - A Greenhouse - Neutral Country. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/07_2014_climate_change_en.pdf
142. Qian, H., Xu, S., Cao, J., Ren, F., Wei, W., Meng, J., & Wu, L. (2021). Air Pollution Reduction and Climate Co-Benefits in China's Industries. *Nature Sustainability*, 4(5), 417–425. <https://doi.org/10.1038/s41893-020-00669-0>
143. 任江涛. (2020). 我国废钢铁行业现状及发展趋势浅析. https://www.sohu.com/a/371392978_313737
144. 中国人民大学, 能源基金会. (2022). 中国煤电成本分析与风险评估. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20211020/%E4%B8%AD%E5%9B%BD%E7%85%A4%E7%94%B5%E6%88%90%E6%9C%AC%E4%B8%8E%E9%A3%8E%E9%99%A9%E5%88%86%E6%9E%90.pdf>
145. Reuters, S. (2020). China to Invest Nearly \$900 Billion in Power Grids: State media. <https://www.reuters.com/article/china-electricity/china-to-invest-nearly-900-billion-in-power-grids-state-media-idUSKBN26V0MO>
146. Rightor, E., Whitlock, A., & Elliott, R. N. (2020). Beneficial Electrification Industry. Research Report. American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE). <https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/ie2002.pdf>
147. Roelofsen, O., Somers, K., Speelman, E., & Witteveen, M. (2020). Plugging in: What Electrification Can Do for Industry. <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Electric%20Power%20and%20Natural%20Gas/Our%20Insights/Plugging%20in%20What%20electrification%20can%20do%20for%20industry/Plugging-in-What-electrification-can-do-for-industry-vF.pdf>
148. Rong, S., Lu, W., Li, S., Chen, M., & Bu, Z. (2021). Study on Economy of Power Grid Side Energy Storage. *Energy and Conservation*, 3, 35–38+72.
149. Saunders, P. J. (2020). Land Use Requirements of Solar and Wind Power Generation: Understanding a Decade of Academic Research. https://www.innovationreform.org/wp-content/uploads/2020/10/1909-Energy-Reform-Land-Use-Requirements_digital.pdf
150. Scheelhaase, J., Maertens, S., & Grimme, W. (2019). Synthetic Fuels in Aviation - Current Barriers and Potential Political Measures. *Transportation Research Procedia*, 43, 21–30. <https://doi.org/10.1016/j.trpro.2019.12.015>
151. Shen, B., Han, Y., Price, L., Lu, H., & Liu, M. (2017). Techno-Economic Evaluation of Strategies for Addressing Energy and Environmental Challenges of Industrial Boilers in China. *Energy*, 118, 526–533. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.083>
152. Shukla, P. R., Skea, J., Reisinger, A., Slade, R., Fradera, R., Pathak, M., Khourdajie, A. A., Belkacemi, M., van Diemen, R., Hasija, A., Lisboa, G., Luz, S., Malley, J., McCollum, D., Some, S., & Vyas, P. (2022). Climate Change 2022 Mitigation of Climate Change - Summary for Policymakers. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_SPM.pdf
153. 四川冶控集团. (2021). 冶控集团企业简介. <http://www.scykjt.cn/?Info189.htm>
154. Sino-German Cooperation on Climate Change. (2021). China 2021 Central Economic Work Conference (CEWC) Sets the Tone to Encourage Renewable Energy. <https://climatecooperation.cn/climate/china-2021-central-economic-work-conference-cewc-sets-the-tone-to-encourage-renewable-energy/>
155. Song, X., Huang, Y., Zhao, C., Liu, Y., Lu, Y., Chang, Y., & Yang, J. (2018). An Approach for Estimating Solar Photovoltaic Potential Based on Rooftop Retrieval from Remote Sensing Images. *Energies*, 11(11), 3172. <https://doi.org/10.3390/en11113172>

156. Stamford, L., & Azapagic, A. (2018). Environmental Impacts of Photovoltaics: The Effects of Technological Improvements and Transfer of Manufacturing from Europe to China. *Energy Technology*, 6(6), 1148–1160. <https://www.semanticscholar.org/paper/Environmental-Impacts-of-Photovoltaics%3A-The-Effects-Stamford-Azapagic/82da494d620b-5b7495ae04cfaa5365e3df676aa>
157. 国务院新闻办公室. (2020). “十四五”时期电能替代潜力预计超 6000 亿千瓦时. <http://www.scio.gov.cn/ztk/dtzt/42313/44537/44544/Document/1695090/1695090.htm>
158. 孙近文, 万云飞, 郑培文, 林湘宁. (2014). 基于需求侧管理的电动汽车有序充放电策略. *电工技术学报*, 29(8): 64-69. <http://dgjxb.ces-transaction.com/CN/abstract/abstract2584.shtml>
159. 孙彦章, 郭贺宏, 侯哲晖, 邓学飞, 孙健. (2022). 国外提升电力系统灵活性措施及对我国的经验启示. *现代管理*, 12(1): 37-44. <https://doi.org/10.12677/MM.2022.121006>
160. 谭璟玥. (2022). 全国碳市场运行首年盘点. 中外对话. <https://chinadialogue.net/en/climate/the-first-year-of-chinas-national-carbon-market-reviewed/>
161. 陶青. (2022). 绿色金融 60 人论坛: 当前工业行业纳入碳市场存在较大挑战. http://www.cnen-ergynews.cn/huanbao/2022/05/31/detail_20220531124246.html
162. 中国环境与发展国际合作委员会 (CCICED). (2022). 多重挑战下的中国低碳转型之路——国合会 2022 年年会论坛综述. http://www.cciced.net/dxhd/nh/2018_8823/nhxw/202206/t20220621_131254.html
163. 清华大学气候变化与可持续发展研究院 (ICCS). (2020). 《中国长期低碳发展战略和转型路径研究》综合报告. *中国人口、资源与环境*, 30(11), 1-25. <https://image.Oversea.cnki.net/kcms/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&dbname=CJFDTEMP&filename=ZGRZ202011001>
164. 全国人民代表大会 (NPC). (2021). 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. <http://www.npc.gov.cn/npc/kgfb/202103/bf13037b5d-2d4a398652ed253cea8eb1.shtml>
165. 中国人民银行 (PBC). (2021). 人民银行推出碳减排支持工具. <http://www.pbc.gov.cn/en/3688110/3688172/4157443/4385345/index.html>
166. 中国人民银行, 中国发展与改革委员会, 中国证券监督管理委员会 (PBC & NDRC & CSRC). (2021). 中国人民银行 发展改革委 证监会关于印发《绿色债券支持项目目录(2021 年版)》的通知. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-04/22/content_5601284.htm
167. 国务院. (2020). 李克强主持召开国务院常务会议. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1676728457964485666&wfr=spider&for=pc>
168. 国务院. (2021). 《2030 年前碳达峰行动方案》. http://english.www.gov.cn/policies/latest-releases/202110/27/content_WS6178a47ec6d0df57f98e3dfb.html
169. 国务院. (2022a). 2021 年国内生产总值比上年增长 8.1%. http://english.www.gov.cn/archive/statistics/202201/17/content_WS61e4d14ec6d09c94e48a3b8c.html
170. 国务院. (2022b). 2021 年我国可再生能源利用总量达 7.5 亿吨标准煤. http://www.gov.cn/xinwen/2022-06/24/content_5697606.htm
171. Tong, D., Zhang, Q., Zheng, Y., Caldeira, K., Shearer, C., Hong, C., Qin, Y., & Davis, S. J. (2019). Committed Emissions from Existing Energy Infrastructure Jeopardize 1.5 °C Climate Target. *Nature*, 572(7769), 373–377. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1364-3>
172. Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnhaichner, A., Everall, J., Sacchi, R., & Luderer, G. (2021). Potential and Risks of Hydrogen-Based E-Fuels in Climate Change Mitigation. *Nature Climate Change*, 11(5), 384–393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
173. United Nations Department of Economic and Social Affairs (UNIDO). (2021). UNIDO Statistics Data Portal. <https://stat.unido.org/database/INDSTAT%20%202021,%20ISIC%20Revision%203>

174. van de Ven, DJ., Capellan-Peréz, I., Arto, I., Cazcarro, I., de Castro, C., Patel, P., & Gonzalez-Eguino, M. (2021). The Potential Land Requirements and Related Land Use Change Emissions of Solar Energy. *Scientific Reports*, 11(1), 2907. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>
175. 王科, 李思阳, 卢梅, 王家钰, 魏一鸣. (2022). 中国碳市场回顾与展望 (2022). (CEEP-BIT-2022-006). <https://ceep.bit.edu.cn/docs//2022-01/eb3a1bf65b6e499281122c-9d55ef2f7d.pdf>
176. 王克, 刘芳名, 尹明健, 刘俊伶. (2021). 1.5°C温升目标下中国碳排放路径研究 气候变化研究进展, 17(7-17). <https://doi.org/10.12006/j.issn.1673-1719.2020.228>
177. Wang, X., Su, C., Lobont, O.-R., Li, H., & Nicoleta-Claudia, M. (2022). Is China's Carbon Trading Market Efficient? Evidence from Emissions Trading Scheme Pilots. *Energy*, 245, 123240. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123240>
178. Way, R., Ives, M. C., Mealy, P., & Farmer, J. D. (2021). Empirically Grounded Technology Forecasts and the Energy Transition. Institute for New Economic Thinking at the Oxford Martin School. https://www.inet.ox.ac.uk/files/energy_transition_paper-INET-working-paper.pdf
179. Wei, M., McMillan, C. A., & de la Rue du Can, S. (2019). Electrification of Industry: Potential, Challenges and Outlook. *Current Sustainable/Renewable Energy Reports*, 6(4), 140-148. <https://doi.org/10.1007/s40518-019-00136-1>
180. 中国农业机械工业协会风力机械分会. (2021). 中国风电产业发展报告.
181. World Steel Association (WSA). (2021a). Steel Statistical Yearbook 2021. https://worldsteel.org/publications/bookshop/ssy_subscription-2021/
182. WSA. (2021b). Top Steelmakers in 2020. <https://worldsteel.org/steel-by-topic/statistics/top-producers/>
183. Wu, L., & Zhu, Q. (2021). Impacts of the Carbon Emission Trading System on China's Carbon Emission Peak: A New Data-driven Approach. *Natural Hazards*, 107(3), 2487-2515. <https://doi.org/10.1007/s11069-020-04469-9>
184. 新华网. (2020). 中国聚焦: 理解“双循环”及其对世界的意义. http://www.xinhuanet.com/english/2020-09/05/c_139345700.htm
185. 新华网. (2021a). 韩正主持碳达峰碳中和工作领导小组第一次全体会议并讲话. http://www.gov.cn/guowuyuan/2021-05/27/content_5613268.htm
186. 新华网. (2021b). 《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》全文. http://www.news.cn/english/2021-10/24/c_1310265726.htm
187. 新华网. (2021c). 《2030年前碳达峰行动方案》全文. http://www.news.cn/english/2021-10/27/c_1310270985.htm
188. 新华网. (2022). 公安部发布 2021 年全国机动车和驾驶人数据. <http://www.xinhuanet.com/auto/20220112/96eb38da7fbe4340aab55ad1ec182669/c.html>
189. 徐楠. (2022). CCER 复出: 中国碳市场的 2022 悬念. 中外对话. <https://chinadialogue.net/en/climate/rebooting-chinas-carbon-credits-what-will-2022-bring/>
190. Yang, Y., Li, R., Zhu, Y., Sun, Z., & Zhang, Z. (2020). Experimental and Simulation Study of Air Source Heat Pump for Residential Applications in Northern China. *Energy and Buildings*, 224, 110278. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2020.110278>
191. You, X. (2021). Explainer: China Creates New 'Leaders Group' to Help Deliver Its Climate Goals. *Carbon Brief*. <https://www.carbonbrief.org/explainer-china-creates-new-leaders-group-to-help-deliver-its-climate-goals>

192. Yu, M., Li, S., Zhang, X., & Zhao, Y. (2021). Techno-Economic Analysis of Air Source Heat Pump Combined with Latent Thermal Energy Storage Applied for Space Heating in China. *Applied Thermal Engineering*, 185, 116434. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.116434>
193. Yu, S., Horing, J., Liu, Q., Dahowski, R., Davidson, C., Edmonds, J., Liu, B., Mcjeon, H., McLeod, J., Patel, P., & Clarke, L. (2019). CCUS in China's Mitigation Strategy: Insights from Integrated Assessment Modeling. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 84, 204–218. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.03.004>
194. Yu, S., Lehne, J., Blahut, N., & Charles, M. (2021). 1.5°C Steel Decarbonizing the Steel Sector in Paris-Compatible Pathways. https://9tj4025o153byww26jdkao0x-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/1.5C-Steel-Report_E3G-PNNL-1.pdf
195. Yu, S., Yarlagadda, B., Siegel, J. E., Zhou, S., & Kim, S. (2020). The Role of Nuclear in China's Energy Future: Insights from Integrated Assessment. *Energy Policy*, 139, 111344. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111344>
196. 运城市人民政府 . (2021). 一个村庄的“碳中和”探索 . <https://www.yuncheng.gov.cn/doc/2021/08/25/137693.shtml>
197. Zalk, J., & Behrens, P. (2018). The Spatial Extent of Renewable and Non-renewable Power Generation: A Review and Meta-analysis of Power Densities and Their Application in The U.S. *Energy Policy*, 123, 83–91. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.08.023>
198. Zeng, X., Li, W., & Xingyue, G. (2021). The Guangdong Carbon Emissions Trading Scheme: Progress, Challenges and Trends (Harvard Project on Climate Agreement). <https://www.belfercenter.org/sites/default/files/files/publication/zeng-et-al-guangdong-ets-english-v2.pdf>
199. 张璐 . (2022). 解振华：实现双碳目标，中国将协同推进减污、降碳、扩绿等领域 . <https://www.bjnews.com.cn/detail/165528143614587.html>
200. 张强，同丹，Steven J Davis, 关大博，徐若翀，覃馨莹，闫柳，陈翠红 . (2021). 全球能源基础设施碳排放及锁定效应 2021. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20220303>
201. Zhang, Q., Zhang, L., Nie, J., & Li, Y. (2017). Techno-economic Analysis of Air Source Heat Pump Applied for Space Heating in Northern China. *Applied Energy*, 207, 533–542. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.083>
202. Zhang, S., & Chen, W. (2022). Assessing the Energy Transition in China towards Carbon Neutrality with a Probabilistic Framework. *Nature Communications*, 13(1), 87. <https://doi.org/10.1038/s41467-021-27671-0>
203. Zhang, Y., Ma, Q., Li, B., Fan, X., & Fu, Z. (2017). Application of an Air Source Heat Pump (ASHP) for Heating in Harbin, the Coldest Provincial Capital of China. *Energy and Buildings*, 138, 96–103. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.044>
204. Zheng, J., Zhou, Y., Yu, R., Zhao, D., Lu, Z., & Zhang, P. (2019). Survival Rate of China Passenger Vehicles: A Data-Driven Approach. *Energy Policy*, 129, 587–597. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.037>
205. 郑新业，魏楚，秦萍 . (2015). 中国家庭能源消费研究报告 2014. 中国科技出版传媒股份有限公司 .
206. 郑新业，魏楚，宋枫，谢伦裕 . (2016). 中国家庭能源消费研究报告 2015. 中国科技出版传媒股份有限公司 .
207. Zhou, D. D., Xu, K., Zhou, P., & Jiang, X. (2020). The Production of Large Blast Furnaces of China in 2018 and Thoughts of Intelligent Manufacturing in the Ironmaking Process. *Ironmaking & Steelmaking*, 47(6), 650–654. <https://doi.org/10.1080/03019233.2020.1807289>

排版印制 / 136 7111 7637

mirodesign

米罗空间品牌设计



电话：+86-10-5821-7100
邮箱：china@efchina.org
网址：<https://www.efchina.org>
地址：北京市建国门外大街 19 号国际大厦 2403 室，100004



printed on eco-friendly paper