



CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

中国能源转型展望

2024

中国宏观经济研究院能源研究所

执行单位



资金支持单位



技术支持单位



本报告仅反映中国能源转型展望（CETO）项目组的研究发现，不代表各支持机构的观点或立场。

除特别说明外，报告中的数据均来自 CETO 模型数据库及相关的分析结果。

欢迎对《中国能源转型展望2024》报告提出反馈意见，请将意见发送至 ceto2024@cet.energy。

“在气候变化挑战面前，人类命运与共，单边主义没有出路。我们只有坚持多边主义，讲团结、促合作，才能互利共赢，福泽各国人民。”

习近平主席

在“气候雄心峰会”上的讲话

2020年12月12日

“我们要顺势而为、乘势而上，以更大力度推动我国新能源高质量发展，为中国式现代化建设提供安全可靠的能源保障，为共建清洁美丽的世界作出更大贡献。”

习近平总书记

在中共中央政治局第十二次集体学习时的讲话

2024年2月29日

前言

2020年9月22日，习近平主席在第75届联合国大会一般性辩论上作出中国二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值、努力争取2060年前实现碳中和的重大宣示。四年来，中国各地区、各部门全面推动碳达峰碳中和工作，扎实推进“碳达峰十大行动”，促进经济社会各方面发生一系列前所未有的变化。

与此同时，近年全球气候变化的形势日趋严峻，洪水、高温等极端天气事件频发，已威胁到包括中国在内许多国家的经济社会发展和人民生计，对电力安全供应和生产生活带来冲击。我们呼吁各国进一步认识到应对全球气候变化形势的严峻性和全球能源转型的紧迫性，切实采取务实有效的措施，团结一致应对全球气候变化，共同拯救地球家园。

《中国能源转型展望2024》（CETO 2024）结合中国最新的发展形势，在分析中国实现碳达峰碳中和目标的同时，探讨了加强国际合作对中国能源转型的潜在影响。报告通过设定两个情景，分析了不同国际合作形势下中国能源转型的技术路径和前景。除了情景分析以外，CETO 2024还对构建新型能源体系、工业低碳转型、电制燃料等热点话题开展了专题研究。丹麦能源署（DEA）、美国哥伦比亚大学全球能源政策中心（CGEP）等国际机构为模型分析和专题研究提供了技术支持，为中国了解全球能源转型最新进展，借鉴国际最新经验，提供了重要支撑。

《中国能源转型展望2024》是智库研究报告，每年会根据上年中国发展动态和对未来技术发展的最新判断定期更新。我衷心希望这份报告能为中国和全球制定能源战略规划和重大政策提供有益参考，推动各国减少纷争、加强合作，携手共同应对全球气候变化挑战。



中国能源转型展望 2024

在此，我衷心感谢能源研究所课题组和中方其他参与单位的全体同事在报告研究和撰写过程中付出的不懈努力，特别感谢国家发展改革委有关司局（室）、国家能源局有关司对报告修改完善提出的重要意见和建议。同时，感谢丹麦能源署、哥伦比亚大学全球能源政策中心、Ea能源分析机构（Ea）对本研究的大力支持和宝贵建议。最后，感谢我们的长期合作伙伴——儿童投资基金会（英国）（CIFF），多年来对能源研究所开展《中国能源转型展望》研究和编写报告提供的资助和支持。

吕文斌

中国宏观经济研究院能源研究所 所长

目 录

前 言	1
《中国能源转型展望 2024》阅读指南	12
摘要：情景分析的关键结论和建议	14
中国能流图	21
第一篇 全球和中国能源转型形势	24
第一章 国际能源转型进展	25
一、全球气候变化的形势及其对能源的影响	25
二、全球能源转型进展及展望	31
第二章 中国能源转型进展	38
一、能源消费革命	38
二、能源供给革命	42
三、能源技术革命	47
四、能源体制革命	49
五、能源国际合作	51
第二篇 中国迈向零碳能源系统的路径研究	54
第三章 能源部门零碳发展路径	55
一、主要结论	55
二、CETO2024 的情景设计	56
三、情景主要假设与边界条件	58
四、情景分析结果	61
第四章 终端消费部门的能源转型	74
一、主要结论	74
二、终端能源需求的总体趋势	75
三、工业部门	78
四、建筑部门	83
五、交通运输部门	92
第五章 电力部门转型	101

一、主要结论	101
二、电力供需结构	102
三、以风光为主体的电力供应	105
四、电力系统灵活性资源	109
五、“海绵式”智能电网新形态	113
六、未来新型电力系统的生产消费模拟	114
七、电力行业碳捕获	116
第六章 能源转型的经济社会影响	118
一、主要结论	118
二、改进动态可计算一般均衡模型对产业结构变化的刻画方法	118
三、中国产业结构变化	119
四、中国能源转型的社会经济影响评价	123
第三篇 专题研究	139
第七章 新型能源体系的新模式新业态	139
一、主要结论	139
二、新型能源体系的新业态新模式	139
三、新能源和传统能源融合发展	141
四、电热氢碳系统耦合发展	144
五、能源生产和消费者一体化	147
第八章 适应高比例可再生能源电力市场研究	152
一、主要结论	152
二、中国促进新能源发展的电力市场建设改革探索	152
三、新能源参与电力市场的实践与风险挑战	153
四、以差价合约机制促进新能源参与电力市场的建议	154
第九章 电制氢氨醇燃料	159
一、主要结论	159
二、中国电制氢氨醇燃料的探索与进展	159
三、全球电制氢氨醇燃料的实践经验与前景展望	164

四、电制氢氨醇对中国能源系统深度脱碳的作用	174
第十章 工业部门低碳转型	177
一、主要结论	177
二、中国工业低碳转型的成效	177
三、全球工业低碳转型前景和典型案例	180
四、中国工业低碳转型展望	183
五、中国钢铁行业的低碳转型路径与案例	192
第十一章 建筑供热的低碳转型	195
一、主要结论	195
二、中国建筑供热低碳转型历史与成效	195
三、建筑供热低碳转型国际经验	203
四、中国建筑供热低碳转型路径和前景展望	209
第十二章 能源数字化智能化发展	222
一、主要结论	222
二、能源数字化智能化发展的技术进展与政策动向	222
三、全球能源数字化智能化发展的典型案例	227
四、中国能源数字化智能化发展的典型实践——以电力为例	230
五、中国能源数字化智能化发展前景展望	236
第十三章 能源领域降碳减污技术协同评价	239
一、主要结论	239
二、中国推动能源转型的减污降碳政策进展和效果评价	239
三、能源转型关键技术的环境影响分析	248
第十四章 典型地区能源转型的做法与成效	257
一、主要结论	257
二、山西开展能源革命综合改革试点的总体进展	257
三、山西开展能源革命综合改革试点的典型案例	260
四、山西开展能源革命综合改革试点的主要经验	263
五、云南能源转型的现状与进展	266



中国能源转型展望 2024

六、云南深化能源转型面临的问题与挑战	269
七、深化能源转型塑造云南竞争新优势	272
第十五章 能源转型国际合作	274
一、主要结论	274
二、全球能源转型国际合作现状与面临形势	274
三、中国引领和参与能源转型国际合作状况	282
参考文献	288

CETO2024 课题组

课题组组长

吕文斌

国内首席专家

王仲颖

首席顾问

韩文科

课题组成员

中国宏观经济研究院能源研究所

所领导

吕文斌 孙 颖

能源效率中心

白 泉 谷立静 符冠云 张建国
伊文婧 裴庆冰 田聿申 刘政昊
郑雄领

能源环境与气候变化研究中心

熊华文 谭琦璐 杨宏伟 郭敏晓
胡珮琪

能源可持续发展研究中心

田智宇 赵 盟 廖虹云 付毕安
王恬子 刘赫川 闫 君 王 璐

课题组副组长

白 泉 赵勇强

国际首席专家

Kaare Sandholt (单国瑞)

可再生能源发展中心

赵勇强 郑雅楠 安 琪 何 则
陶 冶 时璟丽 胡润青 任东明
钟财富

能源经济与发展战略研究中心

高 虎 杨 晶 田 磊 蒋茂荣
刘 凡 李 海 王嘉懿 杨万涛

能源系统分析研究中心

冯升波 王 娟 刘 坚 邓良辰
费佳颖



中国能源转型展望 2024

国际能源合作研究中心 办公室

朱跃中 刘建国 蒋钦云 戢时雨 侯文森
李东雅

科研外事处

苏 铭 姚明涛 张思遥 李 楠

项目办公室

樊丽娟 高莲娜 涂 亮 于 霏 王 月

丹麦能源署 (DEA)

Xu Jie (许洁), Wang Xinnan (王心楠), Matteo D' Andrea, Francesco Lovat Arranz, Mourad Boucenna, Konstantinos Athanasiou, Paolo Zuliani, John Tang, Jens Hein和Clara Bredsdorff Bendtsen参与报告意见与反馈。

Ea能源分析机构 (Ea)

Lars Møllenbach Bregnbæk, Phil Swisher, Lars Pauli Bornak, Helena Uhde, Sara Shapiro-Bengtson

哥伦比亚大学全球能源政策中心 (CGEP)

David Sandalow, James Glynn, Kevin Tu (涂建军), Sally Qiu, Yan Sheng (颜盛), Antoine Halff, Robert L. Kleinberg, Raymond C. Pilcher, Olexandr Balyk

课题组对提供研究建议的以下机构致谢：

中国宏观经济研究院社会发展研究所，中国可再生能源学会，清华大学，山西财经大学，北京国宏新能咨询有限公司，云南数极智能科技有限公司。

缩略语

AI	人工智能
AIIB	亚洲基础设施投资银行
APEC	亚太经合组织
BCNS	基准碳中和情景
BIPV	建筑光伏一体化
CBAM	碳边境调节机制
CCA	社区售电公司集成团购优选套餐
CCS	碳捕集与封存
CCUS	碳捕集、利用与封存
CETPA	中国能源转型社会经济影响评价
CETO 2024	中国能源转型展望报告 2024
CfD	差价合约
CGE	可计算一般均衡模型
CGEP	哥伦比亚大学全球能源政策中心
CHP	热电联产
CH ₄	甲烷
CIFF	儿童投资基金会（英国）
CO ₂	二氧化碳
COP	联合国气候变化框架公约缔约方大会
DAC	直接空气捕获
DCL	直接煤制油工艺
DEA	丹麦能源署
DHN	区域供暖网络
DPA	国防生产法
Ea	Ea 能源分析
EDO	电力与热力部署优化模型
EIA	美国能源信息署
EPD	环境声明
ERI	中国宏观经济研究院能源研究所
ERI-EDO	中国电力热力部署优化模型
ERI-LEAP	中国终端能源需求分析模型
EV-V2G	电动汽车车网互动

Fit for 55	“减碳 55%”一揽子计划
GDP	国内生产总值
ICL	间接煤制油工艺
ICNS	理想碳中和情景
IEA	国际能源署
IEF	国际能源论坛
IIJA	美国基础设施投资和就业法案
IMF	国际货币基金组织
Invest EU	投资欧盟计划
IOA	投入产出分析
IPCC	政府间气候变化专门委员会
IPEEC	国际能效合作伙伴关系组织
IRA	美国通货膨胀削减法案
IRENA	国际可再生能源署
LCA	生命周期评价
LCCC	低碳合同公司
MPP	大规模并行处理
MRIO	多区域投入产出
NDB	金砖国家新开发银行
NDC	国家自主贡献
NO _x	氮氧化物
N ₂ O	氧化亚氮
OECD	经济合作与发展组织
PEM	质子交换膜
PSLF	公共部门贷款机制
REPowerEU	重新赋能欧洲
SO ₂	二氧化硫
the Green Deal	清洁能源法案
UNCTAD	联合国贸易和发展会议
UNEP	联合国环境规划署
UNFCCC	联合国气候变化框架公约
V2G	车网互动
WMO	世界气象组织

《中国能源转型展望 2024》阅读指南

《中国能源转型展望2024》（CETO 2024）由摘要和三大部分组成（网址为：<https://www.cet.energy>）。

《中国能源转型展望2024》摘要总结了报告的主要结论，是整个报告的精华，可单独阅读。

在《中国能源转型2024》报告中：

第一部分，简要分析了全球气候变化和全球能源转型形势（第一章），回顾了近十年中国能源生产和消费体系的巨大变化（第二章）。

第二部分，利用模型对2060年前实现碳中和的目标愿景下，中国能源系统的转型前景进行情景分析¹，主要分为四章。其中，第三章总结了我国能源系统转型的前景，包括情景设计和主要结论；第四章分析了终端用能部门的能源转型前景，主要包括工业、建筑、交通运输等；第五章分析了电力部门的能源转型前景，重点描绘了可再生能源、灵活性资源的发展前景；第六章分析了中国能源转型对中国经济转型和社会发展的影响。

第三部分，主要包含近年在中国发生巨大变化，并受到各方关注的热点话题，主要分为九章。其中，第七章描述了中国构建新型能源体系相关的能源新模式和新业态；第八章探讨了如何建设与高比例可再生能源相适应的电力市场；第九章展示了电制氢、氨、醇等燃料在中国和全球发展的新动态；第十章分析了中国工业低碳转型的前景；第十一章分析了中国建筑采暖领域低碳转型的路径；第十二章展示了中国推动能源领域数字化智能化发展的最新政策和

¹ 如无特殊说明，报告第二部分相关数据（包括基年数据）基于 CETO 数据库及模型测算。

案例；第十三章评价了重点技术减污降碳效果的协同性；第十四章介绍了中国中西部地区两个省份（山西省、云南省）推动能源转型的典型做法；第十五章分析了中国加强能源转型的国际合作重点领域和具体做法。第三部分的分析，为第二部分的模型构建和转型路径分析提供了更加充分的政策、信息和技术支持。



图 1 《中国能源转型展望 2024》的结构

对模型分析感兴趣的读者，可以阅读《中国能源转型展望2024》的第二部分，更全面、深入地了解各重点部门的分析过程和具体结论。对热点话题感兴趣的读者，可以阅读《中国能源转型展望2024》第三部分，各章可以独立阅读。

期待您能通过本报告更好地了解中国能源转型的最新动态，发现加强合作的新机遇。祝您阅读愉快！我们非常欢迎您对报告内容提供反馈意见。请将您的意见发送到以下邮箱：ceto2024@cet.energy。

本报告仅反映中国能源转型展望（CETO）项目组的研究发现，不代表各支持机构的观点或立场，与官方意见无关。

摘要：情景分析的关键结论和建议

研究的背景

《中国能源转型展望2024》（CETO 2024）展望了中国2060年前能源转型的路径和前景。中国已经制定了在本世纪中叶实现全面建成社会主义现代化强国的战略目标，具体分为两步走：第一步是从2020年到2035年，基本实现社会主义现代化；第二步是从2035年到本世纪中叶，建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国。中国拥有巨大的人口规模，以全体人民共同富裕作为努力目标，重视物质文明和精神文明的协调，强调人与自然的和谐共生，坚持走和平发展道路，因此中国的现代化既有各国现代化的普遍特征，更有基于中国国情的中国特色。

中国承诺2030年前实现二氧化碳排放达峰，2060年前实现碳中和。这一承诺不仅是中国实施现代化战略的重要组成部分，也是对应全球气候变化的重要贡献。通过推动能源转型，中国不仅能够有效应对全球气候变化挑战，更能以此为契机，推动经济结构转型、提升产业竞争力，使中国的现代化进程更加和谐、更加繁荣、更可持续。立足中国国情，借鉴国际经验，统筹中国的经济社会发展和碳排放目标愿景，以中国式现代化统领中国的能源转型，为构建新型能源体系描绘蓝图，是本研究的重点和难点所在。

CETO 2024在分析近年全球能源转型发展的基础上，回顾了近十年中国能源转型的最新成效，系统分析了能源生产和消费的转型前景，重点探讨不同情景条件下，中国实现能源系统净零碳排放的路径和技术解决方案。课题组立足中国实际，分别采用中国终端能源需求分析模型（ERI-LEAP）、中国电力热力部署优化模型（ERI-EDO）和中国能源转型社会经济影响评价模型（CETPA），分析了终端能源消费、电力热力供应及分布、能源转型对经济社会和环境的影响，在最大程度上实现经济发展、能源发展、社会发展、能源

安全与碳减排的统筹协调。

能源转型的两个情景

在对2060年前中国能源转型的分析中，课题组设置了两个情景。两个情景的共同点，是中国将在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。考虑到全球气候变化形势日益紧迫，但是国际政治经济态势日趋复杂多变，课题组设置了**基准碳中和情景（BCNS）**和**理想碳中和情景（ICNS）**。其中：

基准碳中和情景（BCNS）描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现。但是，未来国际政治经济形势日趋复杂，地缘冲突时有发生，应对气候变化在某些国家退居次要位置甚至发生“退群现象”；气候变化相关的贸易壁垒纷争较多，形成共识难度大；低碳零碳技术研发合作、产业合作难度大；新技术因全球市场分割而成本降低难度大。在这种国际形势下，中国要坚持做好自己该做的事，以2030年前实现二氧化碳排放达峰、2060年前经济社会系统实现碳中和为目标，推动中国中长期能源转型，为中国实现2060年前经济社会系统的碳中和作出决定性贡献。

理想碳中和情景（ICNS）描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现，全球气候变化的严峻形势唤醒了各国采取行动的强烈意识，各国决定把加快能源转型作为本国发展的优先事项，虽然政治经济冲突在个别地区、个别时间段偶尔发生，但各国愿意为应对气候变化，加强能源转型的政治合作、经济合作、贸易合作、产业合作、技术合作、资金合作、人才合作、知识共享和数据共享，形成合力，使低碳、零碳、负碳技术研究开发的成本更低，各国都能更早、更低成本地大规模使用低碳零碳技术，帮助能力不足的发展中国家提高应对气候变化能力。中国作为“地球村”的一员，在力所能及的基础上，为其他国家提供技术、装备、能力建设等支持，携手推动全球

能源转型，共同拯救地球家园。

主要结论

通过情景分析，课题组的主要结论如下：

经过巨大努力，能源转型能为中国实现2060年前经济社会系统的碳中和作出决定性贡献。到2060年，中国经济规模将增长到2020年水平的3.3~3.6倍。按当量热值计算，一次能源消费总量先增加后下降，到2060年时一次能源消费总量比峰值下降三分之一左右。BCNS和ICNS两种情景下，随着能源转型技术（包括碳捕集等负碳技术）和相关产业加快发展，中国能源系统可以在2060年前实现净零碳排放，助力2060年前实现经济社会系统的碳中和。

通过模型分析和专题研究，课题组得到五个重要结论：

（一）节能和提高能效是能源转型的前提，持续的电气化是迈向碳中和的有效途径。如果不能有效节约能源，则能源转型对绿色能源的需求量更大，实现能源转型难度更大、速度更慢。因此，节能和提高能效是能源转型的前提和基础。在节能和提高能效方面，狭义的节能和提高能效，是指提高能源技术效率；广义的节能和提高能效，是指提高能源经济效率（即降低经济发展对能源消费的依赖程度）。中国一次能源消费量（按电热当量法计算，下同）将先上升后下降，2060年时一次能源消费量比峰值下降三分之一左右。在电气化方面，狭义电气化是指终端用能部门直接用电，广义电气化是指终端用能部门使用电力、由电制备的合成燃料，以及用电产生的商品热。2023年，中国的狭义电气化率和广义电气化率为28%左右，预计2060年中国的狭义电气化率提高到59%~62%，广义电气化率提高到79%~84%。交通运输部门的电气化率提升最快，建筑部门电气化可达到的比例最高。2060年时，终端用能领域中工业、货运、航空等领域仍然需要一些化石能源作为支撑，是最难减排的领域。模型分析表明，加强能源转型国际合作，有利于最新的高效

节能技术和电气化技术在中国和全球推广，加快工业、建筑、交通领域的低碳转型步伐。

（二）建设风光为主体的新型电力系统，是能源转型的必然选择。能源供应低碳化是能源供应侧转型的主要途径，非化石能源电力替代化石能源电力是核心要务。2023年，中国发电装机结构中，非化石能源发电装机占53.9%，化石能源发电装机占46.1%。**到2060年**，中国发电总装机需要达到105.3~118.2亿千瓦，是2023年的4倍左右。其中，可再生能源发电装机占比将达到96%左右；可再生能源发电量占比达到93%~94%。2060年时，核电和抽水蓄能装机分别达到1.8亿千瓦和3.8亿千瓦，加装碳捕集与封存设备的生物质发电装机容量超过1.3亿千瓦。能源转型要始终坚持“先立后破”，在新能源和可再生能源发电能力增长和电力系统控制能力逐步增强的基础上，煤电一边从基荷电源向调节电源、备用电源逐步转型，一边自然退役。模型分析表明，加强能源转型国际合作，有利于中国进一步提高非化石能源供应能力和电网安全。

（三）构建高度智能化的电网新形态，是新型电力系统建立的关键举措。构建新型电力系统是中国能源转型的核心举措，必须坚持全国一盘棋，统筹好“源—网—荷—储—氢”各类资源的发展，形成“大互联，小平衡”电网形态。**一是优化电网格局**，到2035年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，利用数字化智能化技术，使电网像“海绵”一样灵活应对电力供需变化；到2060年，西北、东北、华北地区的电力外送规模合计比2022年提高140%~150%。**二是持续加强配电网建设**，适应大规模分布式新能源发展，推动配电网从“无源”的单向辐射网络向“有源”的双向交互系统转变；以工业、农业、商业、居民可再生能源自发自用为重点，形成海量零碳配电网支点，为超过50亿千瓦分布式光伏、分散式风电发展提供有力支撑。**三是推进多网融合**，借鉴国际合作经验，构建以电氢为枢纽、电力热力交通全面融合的能源网络新形态。到2060年，绿氢的规模需要达到3.4~4.2亿吨标准煤，电制氢和电制

合成燃料将成为支撑电网负荷平衡、促进电网跨季节调节的重要补充手段。电化学储能能力达到2.4~2.8亿千瓦，电动汽车保有量达到4.8~5.4亿辆，相关的车网互动能力达到8.1~9.0亿千瓦，为电力系统提供即时响应能力。

（四）科技创新是能源转型的动力来源，能源新质生产力孕育着广阔的市场空间。发展新质生产力是中国能源转型的鲜明特点，能源生产和消费相关的低碳零碳负碳新技术、新装备、新产业具有广阔的市场空间，孕育着巨大的投资机遇。**从能源装备需求看**，2060年中国风电、光伏装机合计将达到100亿千瓦左右，中国风电、光伏、热泵等供电供热设备的资金需求将从2023年2万亿元/年左右增长到2060年6万亿元/年左右，未来三十多年投资需求累计超过160万亿元。**从用能设备需求看**，能源转型需要中国在未来三十年间对工业、建筑、交通运输等各个领域的用能设备进行更新或改造，电炉钢、氢基竖炉炼钢、绿氢化工、超低能耗建筑、高效热泵采暖、电动汽车、燃料电池汽车等低碳零碳用能设备孕育着前所未有的市场需求。**从实现碳中和的零碳、负碳技术看**，发展碳捕集与封存（CCS）、工业二氧化碳循环利用等技术是实现碳中和不可或缺的重要手段，必须从当前着手开始研发和规划。未来三十年，中国能源系统的设备更新和改造将全面进入加速期，能源设备更新改造需求规模持续扩大，将为中国经济增长提供持续的内生动力。加强能源转型国际合作，有利于中国与世界各国携手降低能源转型新技术的制造成本、服务成本和使用成本，推动全球和中国更早实现碳中和。

（五）能源体制机制改革需不断深化，同时构建推动能源转型的法律制度体系。能源转型的顺利推进，必须要有能源体制机制的改革作为保障。**从能源法律制定和修订看**，化石能源主导时期建立的能源法律法规标准已难以适应能源转型的需要，要建立与碳达峰碳中和目标愿景相匹配的能源法律制度，明确责任主体、强化法律义务、制定奖惩措施。**从能源市场改革看**，要打破区域壁垒，建立全国统一的电力市场，逐步推动构建适应高比例可再生能源特性的

电力市场体系。从能源价格改革看，要发挥碳定价对能源活动的“指挥棒”作用，持续推进电力、煤炭、石油、天然气等能源价格改革。从能源统计等基础制度看，要提高可再生能源电力和热力、生物质能、氢能等非化石能源的统计能力，完善绿色电力证书制度，建立绿氢、绿氨、绿醇等绿色能源证书制度。加强能源转型的国际合作，有利于与世界各国在立法和能源治理方面深入交流，为中国能源转型提供更好的政策保障。

中国推进能源转型仍然面临一系列的困难和挑战。主要包括：一是经济结构偏重。钢铁、水泥、化工等高耗能产业在中国经济中占据重要地位，经济结构调整、产业转型难度大、任务重。二是能源结构偏煤。中国是世界上能源消费量最大的国家，煤炭占中国能源消费量一半以上。如何跨越“油气时代”直接用新能源和可再生能源大规模替代煤炭，在人类历史尚无先例可循。三是电力需求一边高速增长、一边实施转型难度加大。近年来，中国电力需求快速增长，既要绿色低碳，又要保障安全，还要价格可承受。特别是近几年中国电力需求出现快速增长，但可再生能源发展面临着本地国土空间保障不足、系统消纳能力不够、储能成本较高等现实制约，进一步加快发展难度大。四是能源转型的市场驱动力亟待增强。长期以来，中国高碳能源价格低、低碳能源价格高，各地区能源价格差异较大，利用市场手段推动能源转型，任务相当艰巨。

展望未来，中国能源系统低碳转型面临的不确定性值得高度关注。主要的不确定性有：一是未来产业结构调整仍存在较大不确定性，钢铁、水泥、电解铝、化工等高耗能产品的产量变化对中国能源供需规模和转型前景影响巨大，目前很难准确预测。二是数字化、智能化对中国电力需求增长的影响力度和数智化相关的电力消耗规模，目前很难准确判断。三是零碳技术和负碳技术在中长期的成熟度、安全性、经济性，目前仍很难把握。四是与能源转型国际合作相关的产业发展、国际贸易和产业链供应链发展前景，目前仍存在一定的不确定性。

总之，中国的能源转型是一项长期而艰巨的社会工程。有别于欧美国家早已实现碳排放达峰、正在迈向碳中和，中国需要在不到四十年的时间里先越过碳排放峰值、再实现碳中和，挑战大、任务艰巨。这更需要决策者直面挑战并发现解决办法，从各种不确定性中寻找确定性，确保中国的能源转型在正确道路上行稳致远。

中国要从能源消费电气化、能源供应低碳化、能源供需互动化、能源科技产业化、能源治理现代化五个方面同步推进能源转型，同时加强能源转型国际合作，共同探索能源转型之路，在推动中国能源转型顺利前行的同时，为全球能源转型贡献中国力量。

中国能流图

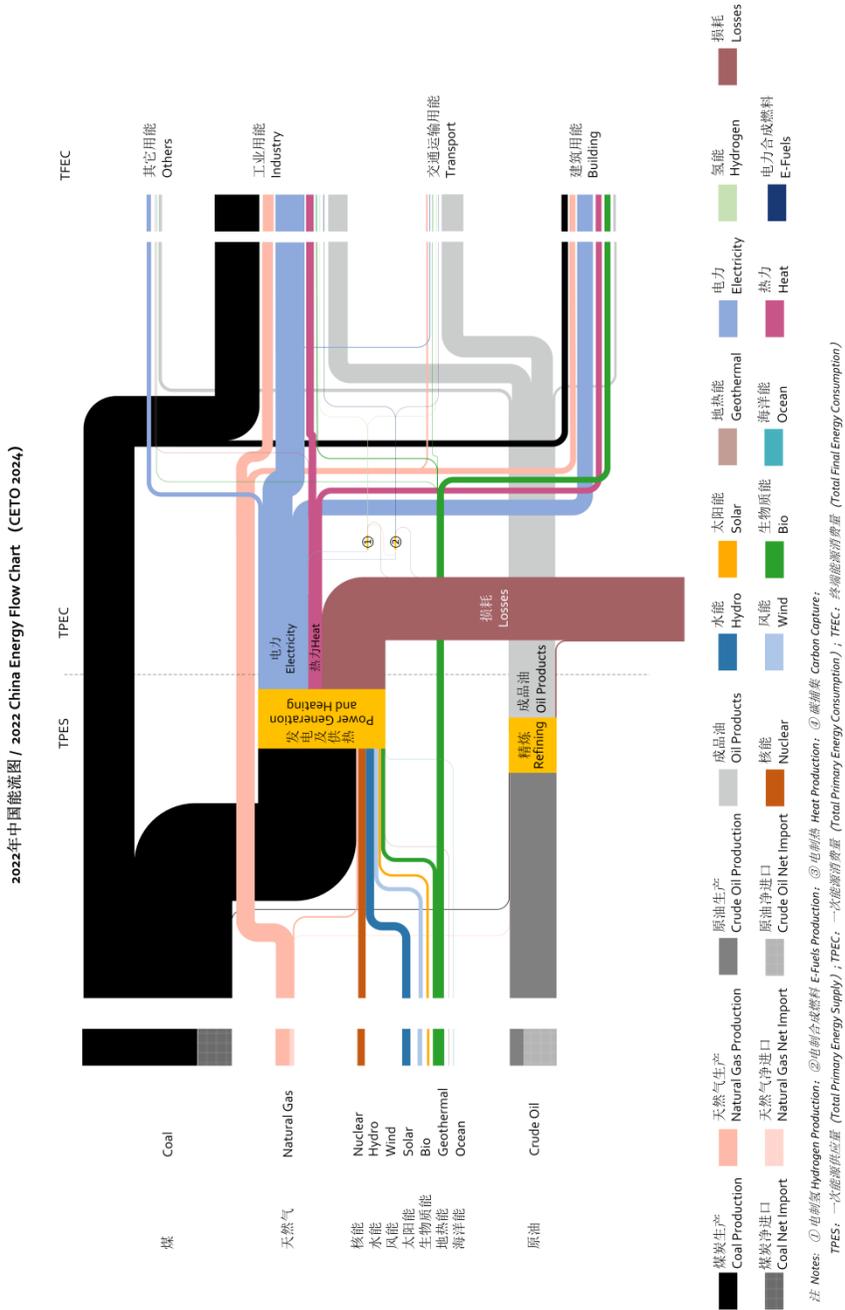


图 2 2022 年中国能流图

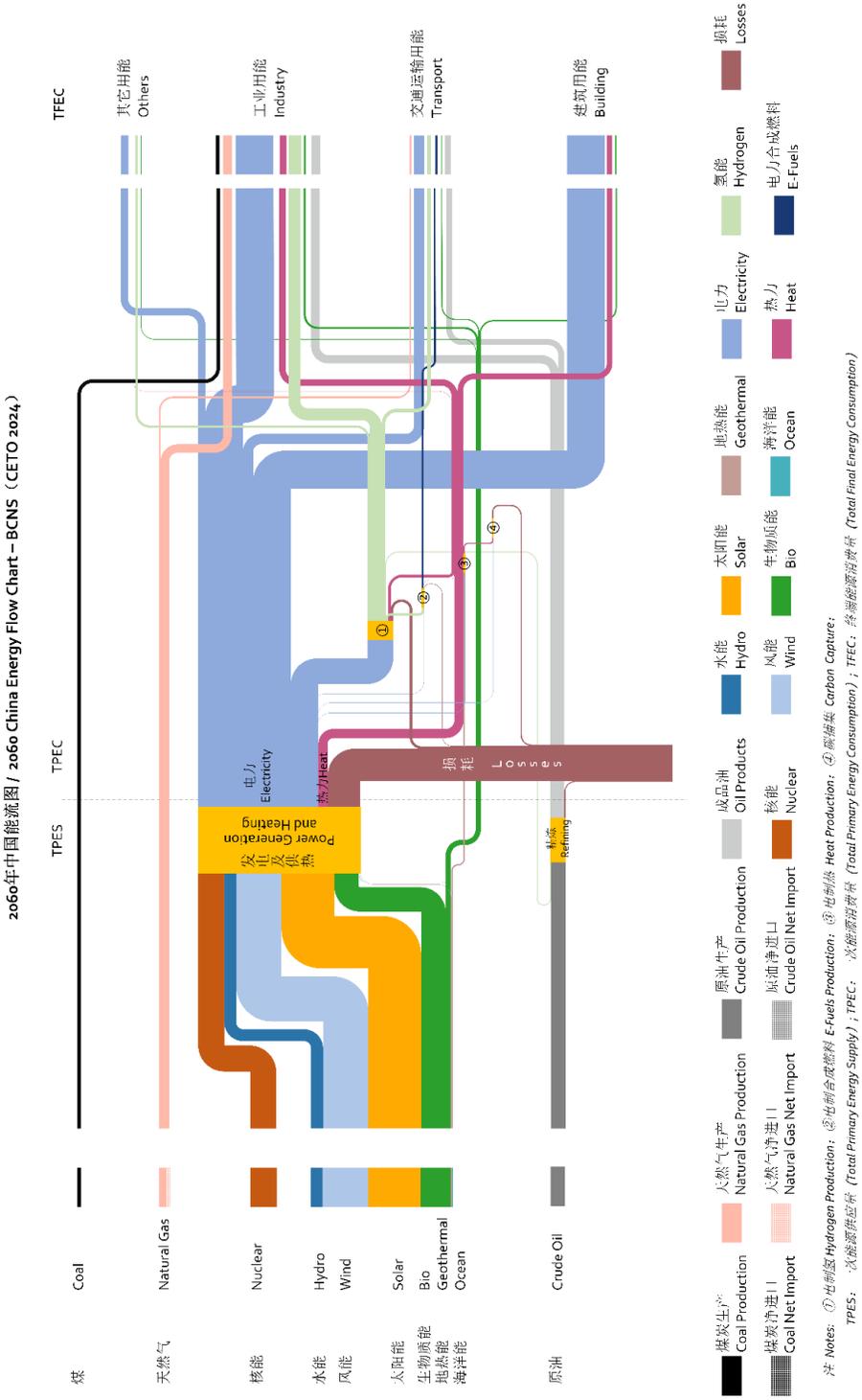


图 3 2060 年中国能流图 BCNS 情景

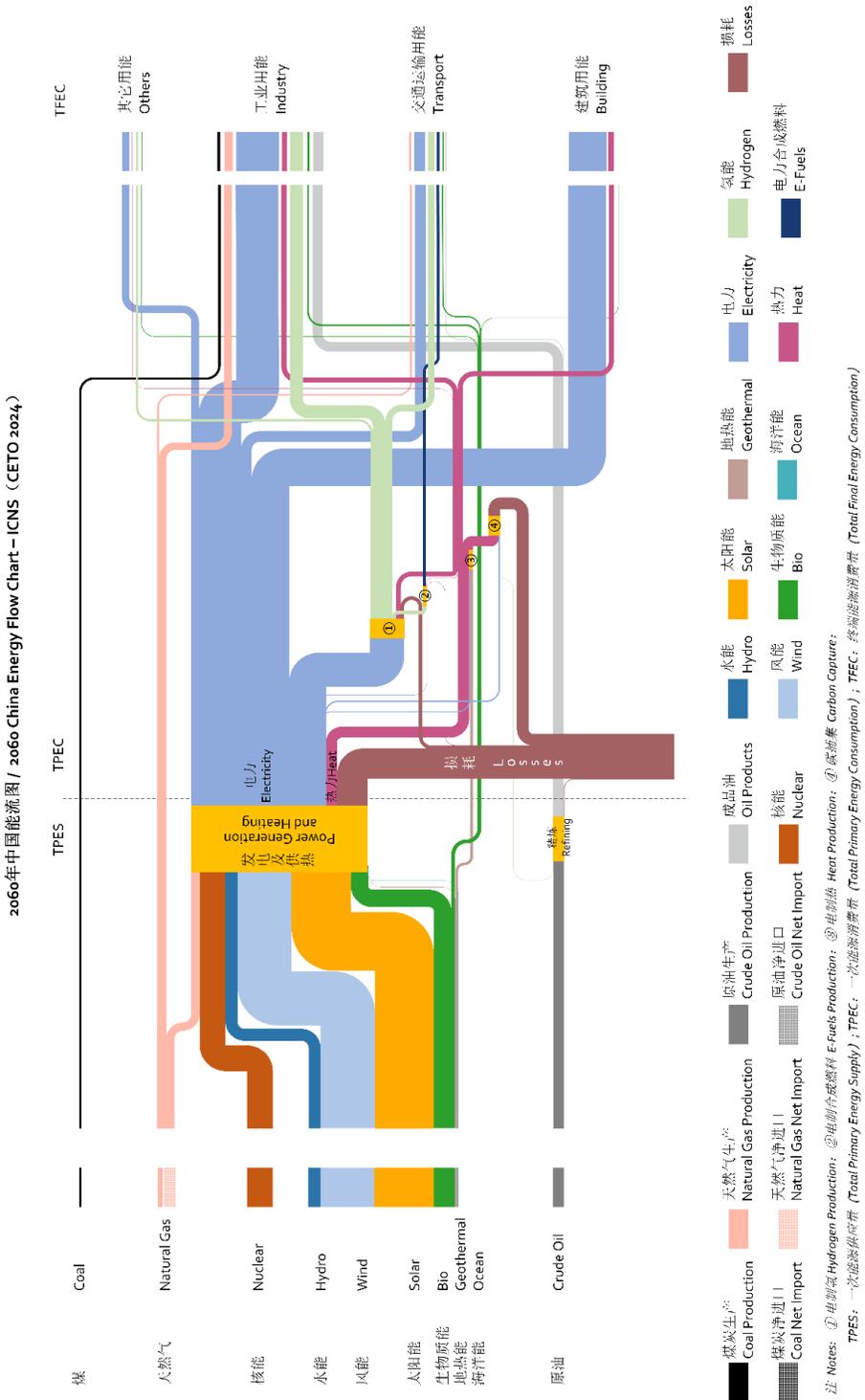


图 4 2060 年中国能流图 ICNS 情景

第一章 国际能源转型进展

一、全球气候变化的形势及其对能源的影响

（一）全球气候变化形势：温升加速 影响加剧

全球气候变化是当前世界面临的重大挑战之一。2024年初，世界气象组织（WMO）发布新闻公报，正式确认2023年为有气象记录以来最热的一年。3月，WMO发布的《2023年全球气候状况》报告显示，2023年全球平均气温比工业化前水平高 1.45°C ，温室气体水平、地表温度、海洋热量和酸化、海平面上升、南极海洋冰盖和冰川退缩等方面的纪录再次被打破，有些纪录甚至被大幅刷新，而且变化速度还将加快（如图1-1所示）。6月，WMO发布的《全球年度至十年气候更新》报告预计，2024年至2028年，每年全球平均近地表温度将比1850年至1900年基线高出 1.1°C 至 1.9°C 。根据ERA5数据集，7月22日的全球日平均气温达到 17.15°C ，创历史新高，刷新了前一日创下的 17.09°C 和一年前在2023年7月6日创下的 17.08°C 的记录。7月4日，中国气象局发布《中国气候变化蓝皮书（2024）》，指出中国平均气温亦创有完整气象观测记录以来历史新高。国家气候中心预测，未来30年，中国区域平均极端最高温度将上升 $1.7\sim 2.8^{\circ}\text{C}$ ，其中华东地区和新疆西部增幅最大；中国区域平均高温热浪天数将增加7~15天。

全球温升加速标志着气候变化进程加快，联合国气候变化专门委员会划定的15个临界点标志不断被激活。北极海冰、北方针叶林、格陵兰冰盖、永久冻土、亚马逊雨林、大西洋经向翻转环流、西南极冰盖、暖水珊瑚、东南极部分地区等9个早在2020年就被激活，从目前发展趋势来看，仅剩下的物种加速灭绝、地下水枯竭、高山冰川融化、空间碎片、难以忍受的高温、无法投保的未来等6个临界点，人类也很难守住。一旦15个气候临界点都被突破，人类将会

面临全球气温失常，极端气候的频率会更加频繁无序，甚至不再适合人类生存。

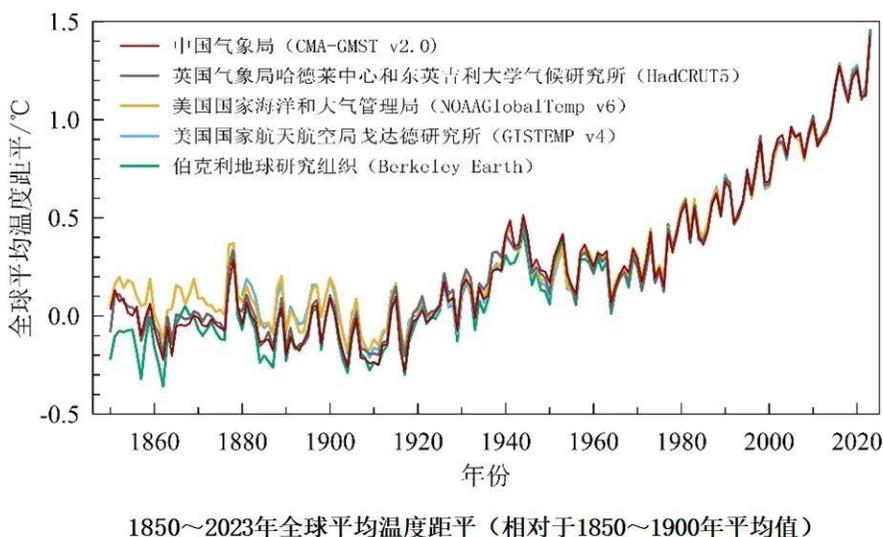


图 1-1 工业化后全球温升速度

资料来源：《中国气候变化蓝皮书（2024）》

事实上，2024 年以来，全球极端天气发生的频次、范围和强度进一步扩大。4 月 17 日，迪拜突降 75 年以来最严重的暴雨，一天内的降雨量相当于当地平均一年半的雨量，导致迪拜国际机场关闭三日。4 月 27 日，广州市遭遇强雷雨、局部大暴雨，并发生龙卷风，导致 5 人死亡，33 人受伤，141 家厂房受损。印度北部 6 月的最高气温接近 50°C，首都新德里自 5 月 14 日起连续 38 天最高气温达到或超过 40°C，导致逾 4 万人疑似中暑，至少 110 人死亡。6 月 23 日，沙特政府发布消息称朝觐期间已有 1300 人在该国因极端高温死亡，预计 7 月和 8 月的气温峰值将飙升至 50 摄氏度以上。7 月，巴西最南端的南里奥格兰德州遭遇“80 年未遇的特大洪水”，导致至少 171 人死亡、800 多人受伤、60 多人失踪。总的来说，2024 年全球极端天气事件频发，不仅对人类社会造成了巨大的损失，也敲响了应对气候变化的警钟。世界经济论坛最新发布的《全球风险报告》

直言，未来 10 年，全球首要风险不是武装冲突，不是社会分化，而是极端天气事件。

亚洲是世界上受气候变化影响最严重地区，洪水和风暴造成的人员伤亡和经济损失最高，高温热浪的影响也在进一步加重。中国也承受了巨大的经济损失甚至人员伤亡。根据应急管理部统计，2023 年中国全年各种自然灾害共造成 9544.4 万人次不同程度受灾，因灾死亡失踪 691 人，紧急转移安置 334.4 万人次；倒塌房屋 20.9 万间，严重损坏 62.3 万间，一般损坏 144.1 万间；农作物受灾面积 10539.3 千公顷；直接经济损失 3454.5 亿元。采取政策行动减缓气候变化刻不容缓。

（二）全球能源活动导致的二氧化碳排放：明显反弹 持续增长

人类活动是导致气候变化的重要原因，温室气体中占比最高的二氧化碳主要是燃烧化石能源的产物，化石燃料长寿命基础设施使能源系统清洁低碳转型面临着巨大压力（如图 1-2 所示）。

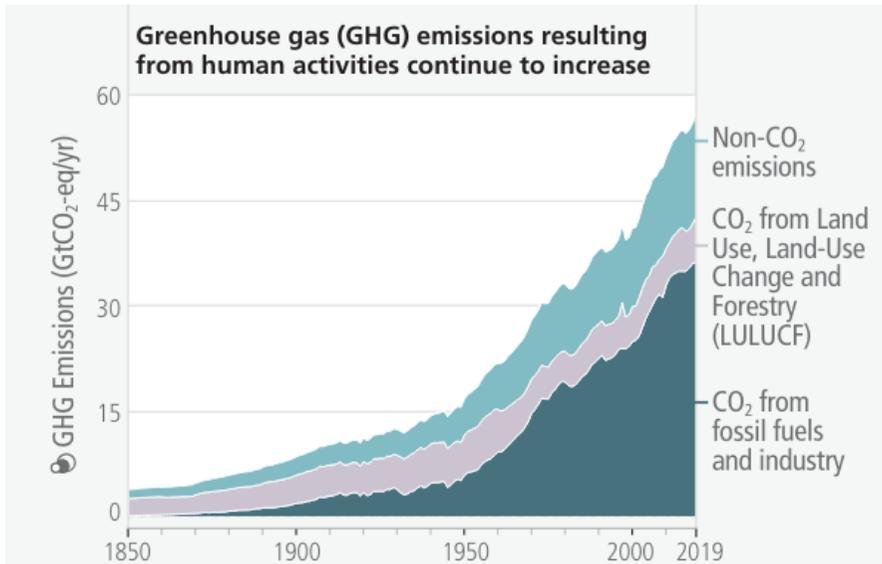


图 1-2 能源消费和人类活动是造成全球气候变化的首要因素

资料来源：IPCC, Climate Change 2023 Synthesis Report

根据联合国环境规划署（United Nations Environment Programme，

简称 UNEP) 发布的《2023 年排放差距报告》，能源消费贡献了全球二氧化碳排放量的 86%。若要将全球温升限制在 1.5°C 内，且不超过或仅小幅超出这一范围，温室气体排放量最迟需在 2025 年之前达到峰值，然后迅速下降，到 2030 年，相较 2019 年的水平下降 43%，到 2035 年下降 60%。但全球既有和规划中的化石能源长寿命基础设施产生的未来二氧化碳排放量（约为 850 Gt CO₂）已经超过达到 1.5°C 目标的累计净二氧化碳排放总量，与实现 2°C 目标的均值累计排放量接近。化石能源长寿命基础设施将会把社会锁定在碳密集型生活方式和实践中，影响转型速度（如图 1-3 所示）。

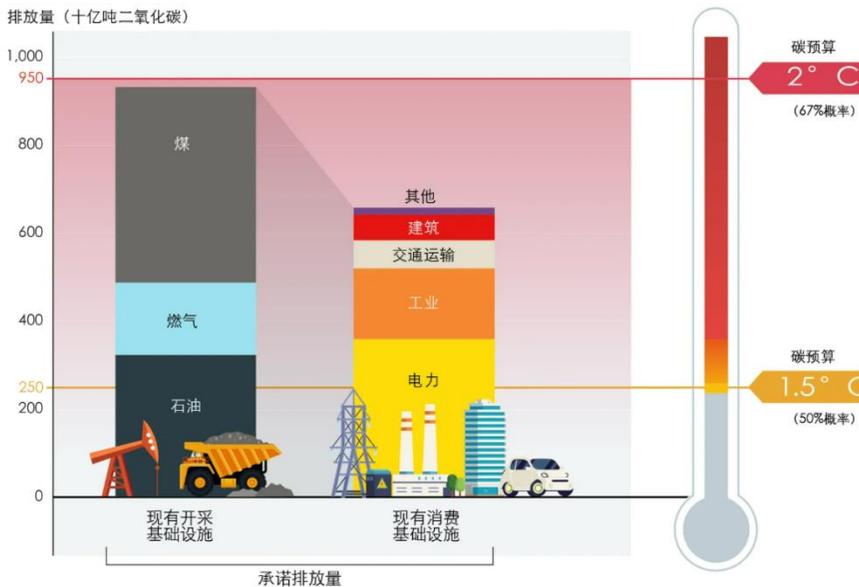


图 1-3 技术锁定效应影响能源转型和影响气候变化速度

资料来源：UNEP《2023 年排放差距报告》

在新冠疫情造成的全球经济活动减弱、特别是化石燃料的使用大幅减少的影响下，全球能源活动导致的二氧化碳排放于 2020 年经历了一次显著的下降。然而，随着疫情的逐渐控制和经济的复苏，全球二氧化碳排放量在 2021 年出现了明显的反弹，并在后续年份持续增长（如图 1-4 所示）。

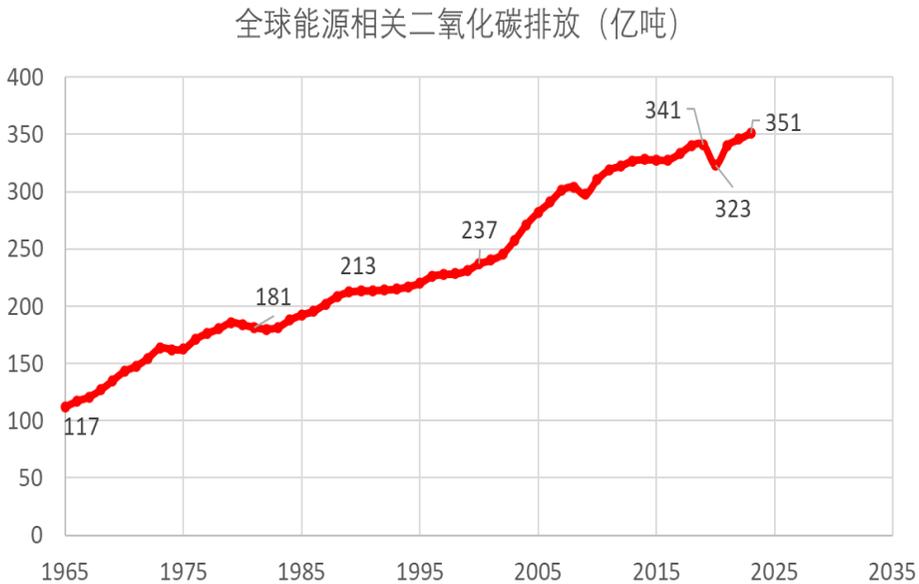


图 1-4 全球能源相关二氧化碳消费量出现大幅反弹

全球能源活动导致的二氧化碳排放反弹的主要驱动因素包括以下几个方面：

一是经济快速复苏。随着全球经济从新冠疫情中快速复苏，对能源的需求迅速增加，尤其是化石燃料的使用，这直接导致了二氧化碳排放量的增加。

二是电力需求大幅增长和煤炭使用的增加。电力系统排放量增加且由于天然气价格飙升，许多地区出现了从天然气向煤炭的转变，导致煤炭消耗量大幅增加。

三是可再生能源增长不足。可再生能源增长速度不足以覆盖能源需求增长从而替代化石燃料，因此二氧化碳排放量仍然呈现上升趋势。

四是交通活动的复苏。随着疫情管控措施的逐步放宽，交通部门的活动逐渐恢复，尤其是国际航空业的复苏，导致了石油需求的增加和相应的二氧化碳排放增加。

五是工业和建筑部门的排放增长。在全球范围内，工业和建筑部门的经济活动增加，导致二氧化碳排放相应增加。

六是极端气候和异常天气的影响。不利的气候和天气条件加剧了能源需求，同时降低了可再生能源出力水平，例如干旱降低了水力发电量，需要更多的火电来补充电力供应，进一步增加了电力相关的排放。

（三）全球气候变化对能源发展的影响：需求增长 供应承压

能源部门既是造成气候变化的温室气体的主要来源，也是气候变化的脆弱部门，尤其是极端气候现象造成制冷、供热需求增长，供需偏紧、电网承压，对能源系统的安全稳定运行提出了挑战。

2024 年以来，全球极端天气事件呈多发、强发态势，对电力保供产生不利影响。1 月开始，南美地区遭受严重干旱，导致水电站发电量大减。巴西和巴拉圭的主要水电站因为降水减少、河流径流量下降而发电量跌至历史最低值。2 月，美国德州遭遇寒潮，天然气产量大幅减少，导致天然气和电力价格飙升，化石燃料的电力系统也因运输和生产中断而难以保障供应。4 月，欧洲和东亚地区的极端降雨和洪水不仅影响水力发电，还对电力基础设施造成直接破坏。德国和比利时因遭遇严重的洪水灾害，许多电力设施被迫停运。6 月，高温导致巴尔干地区多国电网崩溃，多地停电交通瘫痪。对于中国来说，气候变化使西南地区东部和南部年降水量减少，而四川、云南等作为水电大省，能源结构中水电占比较高，导致当地电力供应不足、生活和产业用电受限。中国 2024 年夏季北方地区近期出现大范围高温天气，预计全国最高用电负荷同比增长超 1 亿千瓦，电力保供面临一定压力。6 月至 7 月湖南省强降雨和引发的洞庭湖洪水对电力设施造成了严重损毁，多个地区电网受损，出现停电和电力供应困难。

从需求角度来讲，气候变化带来的极端天气事件如极端高温、严寒、暴雨和暴雪灾害等，一方面制冷或取暖带来的直接能源或电力需求在短时间内激增，另一方面灾后产业链和供应链恢复也意味着大量的能源需求。因此，全球气候变化对电力系统的韧性提出了

更高的要求，适应电力需求的剧烈波动。从供给的角度来讲，在现有的技术条件下，光伏、风力还是水力等可再生能源发电，都高度依赖天气和气候条件，光照、风力和降水等天气状况直接决定了风光水发电的出力水平；极端气候条件下燃料供应受阻，常规能源的供应安全同样受到威胁。台风、大风、强对流、雨雪冰冻等灾害性天气甚至会影响发电设备和能源供应网络的安全，可再生能源的电力供应存在极强的不稳定性。电力和能源供应需要更加稳定、形式更加灵活，同时提高抵抗极端气候灾害的能力。

因此，能源转型是全球应对气候变化、实现低碳发展的关键途径，而气候条件同样制约了能源转型进程。全球在推进能源转型的同时，加强能源系统的韧性建设，确保在复杂多变的气候条件下实现平稳、可持续的能源供应。这些额外的措施需要投入大量的资金和技术资源，这会提高能源转型的成本。

二、全球能源转型进展及展望

（一）全球能源绿色低碳转型态势：渐成趋势 不可逆转

在应对气候变化和能源安全的双重压力之下，以及为了刺激经济发展和创造更多的就业机会，各国政府及多边组织积极推动能源的绿色低碳转型、落实《巴黎协定》下的国际承诺，这一趋势已经成为全球范围内的共识。以欧盟、中国和美国为代表的主要国家或经济体，采取了多层次、多领域、全方面的政策和行动，加速能源绿色低碳转型。

欧盟以《清洁能源法案》（the Green Deal）将其国家自主贡献（Nationally Determined Contributions，简称 NDC）以法律的形式加以确认，并提出“减碳 55%”（Fit for 55）一揽子计划和“重新赋能欧洲”（REPowerEU）计划等。其中后者直接提出了能效提升 13% 的目标和可再生能源发展目标，包括将 2030 年能效提升目标提高至 13%、可再生能源目标提高至 45%、发电装机容量提高至 12.36 亿千瓦，以及减少天然气需求和强制性降低峰值时段电力使用量等，并



中国能源转型展望 2024

落实于多元化能源供应、保障可负担的能源供应、节约能源和投资可再生能源等一系列行动。欧盟整合国家援助计划、欧洲投资开发银行、碳交易收入和动员私人部门投资等多渠道资金，推出财政和金融优惠政策激励国家和企业积极行动，同时加强国际合作，保障和加快能源绿色低碳转型，并通过投资欧盟（Invest EU）计划下的公正转型计划、公正转型基金（Justice Transition Fund）和欧洲投资银行支持的公共部门贷款机制（Public Service Loan Forgiveness，简称 PSLF）帮助欧盟成员国范围内受低碳转型影响较大的地区、产业、公民和工人的利益，减轻负面影响，确保经济和社会的平稳过渡。2023 年，欧盟可再生能源发电装机容量达到 6.14 亿千瓦，发电量占比达到 44%。

2021 年中国在提交的最新国家自主贡献中提出 2030 年前碳达峰的目标，并进一步强调了 2060 年前实现碳中和的承诺，还将 2030 年碳强度降低目标从 60%~65%提高至 65%以上，同时非化石能源占一次能源消费比重达到 25%左右，风能、太阳能发电装机容量达到 12 亿千瓦以上。中国以“双碳”目标引领经济社会全面绿色转型，并构建碳达峰碳中和“1+N”政策体系，加强战略谋划和制度建设，坚持从生产侧和消费侧同时发力，加速能源体系绿色低碳转型。2023 年，中国推动能耗双控目标逐步转向碳排放双控目标，为低碳能源发展留出更多空间，加速绿色低碳转型。2023 年，中国可再生能源总装机容量达到 14.7 亿千瓦，发电量占比达到 31.8%，彰显了中国在能源结构调整和绿色低碳转型成果。

2021 年美国重返《巴黎协定》，并提交更新的国家自主贡献，承诺到 2030 年温室气体排放减少至 2005 年水平的 50%~52%，发电部门在 2035 年前实现净零排放。为支撑上述目标实现，美国在“投资美国议程”（Investing in America）这一宏观政策框架下，通过“基础设施投资和就业法案”（IIJA）、“通货膨胀削减法案”（IRA）等立法保障上述目标的实现并刺激经济增长和就业，其中前者聚焦于交通和电网等基础设施建设，后者侧重支持清洁能源技术创新和产业化及传统能源社区转型，推动美国向更清洁低碳的能源转型。具体举措包括直接投资、税收补贴、优惠贷款与贷款担保等。资金来源

主要包括美国政府 2 万亿美元的基础设施计划、美国能源部投资等，同时动员了私营主体投资，其中 1730 亿美元投向电动汽车和电池领域、770 亿美元投向清洁能源制造和基础设施领域、1550 亿美元投向清洁电力。

（二）全球能源绿色低碳转型成就：成绩斐然 前景可待

全球各国采取了一系列政策行动和国际合作，改变能源生产和消费模式，加速自身能源绿色低碳转型，在碳排放总量控制、化石能源消费削减、可再生能源发展和技术创新方面取得了令人瞩目的成果。

全球能源转型最显著的成效体现在可再生能源发电和电动汽车领域，可再生能源发展和电动汽车销售量快速增长，可再生能源发电和电动汽车成本逐渐变得具有竞争力。根据国际能源署（International Energy Agency，简称 IEA）发布的《清洁能源市场监测》报告，2023 年全球清洁能源部署达到新高，相比于 2022 年，太阳能光伏和风能分别增长 85%和 60%，新增装机容量达到近 540 吉瓦；电动汽车销量同比增长 35%；热泵销量在 2021 年和 2022 年连续两年增长，2022 年达到创记录的水平，但在 2023 年略有下降(3%)；全球制氢电解槽装机容量超过 1 吉瓦，达到 1.3 吉瓦，增长率达到 360%。尽管长期以来中国引领了可再生能源发展和电动汽车销量增长，但欧盟也呈现满意的成绩。根据欧盟 2022 年发布的《2020 年可再生能源目标实现报告》，欧盟超额完成了其目标，可再生能源在终端能源消费总量的份额达到 22.1%。

尽管全球碳排放总量及能源相关的碳排放量依然保持上升趋势，但欧盟、美国、日本等发达经济体的碳排放总量已经实现了一定程度的削减，中国、巴西等新兴经济体的碳排放强度也基本呈现下降趋势。根据 Ember 数据，2023 年欧盟排放量同比减少 19%，其中电力部门排放量仅占全球的 4.6%。根据美国能源信息署（Energy Information Administration，简称 EIA）分析，美国 2023 年能源相关碳排放降低了 3%，其中电力部门排放削减幅度为 7%，贡献了其中的 80%，主要是由于太阳能和天然气发电的替代导致燃煤发电量减

少。中国碳排放强度连续十年保持下降趋势。

随着可再生能源的占比增加以及终端能源电气化程度提高，化石能源在能源结构中的重要地位逐渐下降。从 2015 年到 2022 年，G7 国家为代表的发达经济体的煤炭发电量减少了 35%，英国和法国分别以 93% 和 63% 的下降幅度领先；尽管 G7 国家对天然气的依赖程度依然很高，但增速有所放缓，尤其是 2022 年天然气危机使 G7 国家意识到天然气供给的脆弱性并重新考虑对天然气的依赖。

（三）全球能源绿色低碳转型问题：合力不足 需增共识

作为应对气候变化最主要的手段，各国做出的能源绿色低碳转型的承诺远达不到控制温升目标的要求。Climate Action Tracker 分析表明，按照截至 2023 年 12 月各国向联合国气候变化框架公约（United Nations Framework Convention on Climate Change，简称 UNFCCC）提交的 NDC 构建的情景排放路径，与 1.5°C 兼容路径在 2030 年的差距达到 190~220 亿吨二氧化碳当量（目标差距，如图 1-5 所示）。UNFCCC2023 年发布的《第一次全球盘点报告》指出，即使当前所有 NDC 目标都能完全落实，2100 年全球平均温升只能控制在 2.1~2.8°C 范围内，2030 年和 2035 年全球温室气体排放量需要在 2019 年基础上分别减排 43% 和超过 60%，才有可能实现将温升控制在 1.5°C 范围内的目标（如图 1-6 所示）。UNEP 发布的《2023 年排放差距报告》对进一步减排需求的估计结果与之相近。

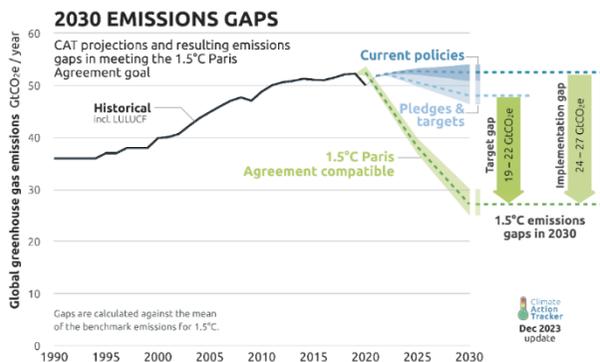
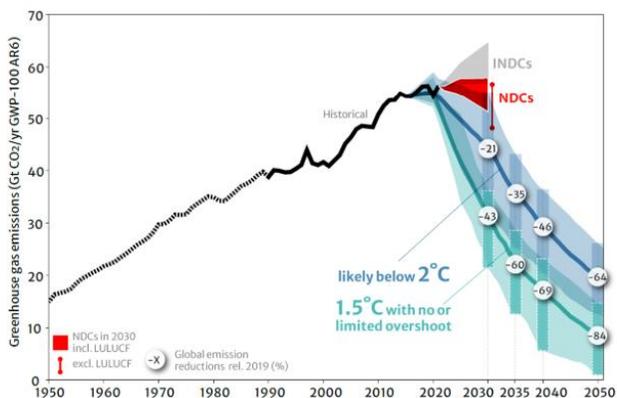


图 1-5 各国承诺及行动路径与 1.5°C 兼容路径的差距

资料来源：Climate Action Tracker



	Reductions from 2019 emission levels (%)				
	2030	2035	2040	2050	
Limit warming to 1.5°C (>50%) with no or limited overshoot	GHG	43 [34-60]	60 [49-77]	69 [58-90]	84 [73-98]
	CO ₂	48 [36-69]	65 [50-96]	80 [61-109]	99 [79-119]
Limit warming to 2°C (>67%)	GHG	21 [1-42]	35 [22-55]	46 [34-63]	64 [53-77]
	CO ₂	22 [1-44]	37 [21-59]	51 [36-70]	73 [55-90]

图 1-6 实现 2/1.5°C 需要进一步的减排努力

资料来源：UNFCCC 《第一次全球盘点技术报告》

部分国家实际采取的政策与行动也不足以支撑其 NDC 目标的实现。由于大多数国家的气候承诺并没有落实到实际战略和规划中并通过政策和规制实施，当前行动与 NDC 目标情景两种路径的差距到 2030 年将达到 240~270 亿吨二氧化碳当量（实施差距，如图 1-7 所示）。国际可再生能源署（International Renewable Energy Agency，简称 IRENA）预估这一差距将持续扩大，到 2050 年甚至达到 340 亿吨二氧化碳当量，进一步凸显了加速转型的综合行动的紧迫性。因此，各国需要同心协力，提升应对气候变化和能源绿色低碳转型目标，更重要的是加强实际政策与行动力度。

全球能源绿色低碳转型是一个复杂的过程，在资金、技术和能力建设方面都需要全球各国的通力合作，但因为涉及到国家间责任分配，全球能源转型国际合作面临着很多冲突和挑战。无论是减缓还是适应气候变化，资金的重要性不言而喻，但发展中国家经济发展压力大、负担气候支出的可能性较低，发达国家负有向发展中国家提供资金支持的义务，但却一直没有兑现气候融资的承诺。根据《坎昆协议》，发达国家缔约方承诺，实现到 2020 年每年筹集 1000 亿美元气候资金的目标，而实际上，根据经合组织（OECD）的计算，

2020 年发达国家提供和调动的资金达到历史最高值 833 亿美元，低于承诺目标，并且“繁琐的制度和官僚作风”也使最不发达国家难以获取资金。大国博弈与“逆全球化”背景下的创新合作与技术转移更是障碍重重。地缘政治干扰、经济利益冲突、法律制度限制等多种因素作用下，科技领域政治化、贸易保护主义盛行、技术禁令滥用，“脱钩断链”、“近岸外包”、“友岸外包”等行为阻碍了技术研发合作、规模化部署以及商业应用模式的创新，限制了行业创新水平和生产力水平的进一步提高，无形中增加了全球能源清洁低碳转型的成本。

（四）全球能源绿色低碳转型展望：重在行动 重在担当

根据 Climate Action Tracker 评估，只有挪威、埃塞俄比亚、摩洛哥、尼日利亚等少数且对温室气体排放贡献占比非常低的经济体的国内政策行动大约能够支撑其 NDC 目标，而所有国家的努力之和达不到 1.5°C 兼容路径要求的力度。因此，全球各方都需要强化责任担当意识、提高承诺力度，增强国内政策力度、提升国际合作水平，促进能源系统公正、有序和公平地绿色低碳转型。

政策支持是推动能源绿色低碳转型的基础保障。各国应完善国内相关制度体系，制定具体的转型目标、战略和行动计划，给利益相关方明确的政策预期。切实推动可再生能源发展及能效提升，通过财政和税收激励制度激励主体参与转型行动，尤其是私营部门。此外，政府应当优化监管和支持机制以营造创新友好型环境，在政策制定和调整过程中应当充分考虑对创新和竞争的影响，鼓励潜在的新进入者和领先的既有主体拓展更有潜力的创新转型技术和商业模式，使政策更好地服务于技术创新和商业化部署。

提升技术水平甚至实现颠覆性突破是能源绿色低碳转型的根本途径。根据 IEA 发布《全球能源行业 2050 年净零排放路线图》，尽管依靠现有技术能够实现 2030 年的减排目标，但若实现 2050 年净零排放目标，一半的减排必须来自目前尚处于示范或原型阶段的技术，特别是在重工业和长途运输等难以减排的领域，这一问题更突出。从长期发展来看，全球各国应当行动起来，鼓励和支持能源、工

业和交通等部门的技术创新和规模化应用，包括发电、电力输配、储能、能源转化、绿氢、关键矿物等关键环节或领域。

改革和重建金融体系是实现能源绿色低碳转型不可或缺的支撑。根据国际货币基金组织（IMF）和德勤的估计，在 2050 年实现净零排放，低碳转型投资需要增加到每年 5 至 7 万亿美元，而目前这方面的投资不到每年 2 万亿美元，低碳转型投资面临着巨大的缺口。IMF 和普华永道认为，发展中国家因其更高的投资风险，投资者兴趣更低，面临着更大且越来越大的资金缺口。发展中国家面临越来越大的资金缺口，原因是风险较高，因此投资者的兴趣较低。IEA 估计新兴市场和发展中经济体在 2030 年前每年需要投资 2 万亿美元才能实现 2050 年净零排放，而联合国贸易和发展会议（United Nations Conference on Trade and Development，简称 UNCTAD）估计仅能源领域的投资缺口就高达每年 2.2 万亿美元。因此，各国应充分动员能源转型领域投资，尤其是发达国家应当体现责任与担当，加强对发展中国家的资金转移，支持其能源转型和减缓气候变化。普华永道认为公共投资增长空间有限，私人部门必须要做出重大贡献，必须提供所需投资的 80%，需要各国及多边合作平台搭建转型友好的金融框架体系、构建低碳转型金融激励机制、创新多元化的金融产品，动员私营部门参与能源转型投资。

加强国际合作是提高能源转型工作效率的有效路径，包括但不限于完善政策、研发技术、促进投资等维度。各国和国际多边组织应当帮助转型需求迫切的国家和地区加强能力建设，尤其是在制度和标准的制定方面，为产业转型提供更好的环境；发达国家应当加速对发展中国家的资金转移，扩大公共部门的气候资金承诺额度并强化目标兑现；推动对发展中国家的技术转让，充分考虑当地能源转型处境，合作促进技术有效且经济可行的技术落地实施。

第二章 中国能源转型进展

2014年6月13日，习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上指出，中国面临着能源需求压力巨大、能源供给制约较多、能源生产和消费对生态环境损害严重、能源技术水平总体落后等挑战。在会议上，习近平总书记就推动能源生产和消费革命提出5点要求：第一，推动能源消费革命，抑制不合理能源消费。第二，推动能源供给革命，建立多元供应体系。第三，推动能源技术革命，带动产业升级。第四，推动能源体制革命，打通能源发展快车道。第五，全方位加强国际合作，实现开放条件下能源安全。

过去十年中，中国在能源消费、能源供应、能源技术、能源体制、能源国际合作等五个方面推动能源转型，经济发展对能源消耗的依赖程度稳步下降，能源供给能力显著提高，能源科技和产业能力明显增强，能源市场化改革扎实推进，能源国际合作全面深化。

一、能源消费革命

（一）经济发展对化石能源消费的依赖程度稳步下降

2014年~2023年，中国以年均3.2%的能源消费增长速度，支撑了中国经济年均6.0%的增长速度。2023年，中国的国内生产总值为126.1万亿元，能源消费量为57.2亿吨标准煤，单位GDP能耗为0.48吨标准煤/万元（2020年可比价）；2013年，中国的国内生产总值为59.3万亿元人民币，能源消费量为41.7亿吨标准煤，单位GDP能耗为0.62吨标准煤/万元。以2013年为基准年，2023年单位GDP能耗累计下降了23.2%（如图2-1所示），累计形成12.2亿吨标准煤的节能量。在全球迈向碳中和的大背景下，中国经济发展对化石燃料消耗的依赖程度逐步降低。2014~2023年，中国国内生产总值增长了78.5%，但化石能源消耗只增长了37.2%，单位GDP化石燃料消费从2013年的0.53吨标准煤/万元下降到2023年的0.35吨标准

煤/万元，下降了 33.7%，化石燃料消耗强度降低了三分之一以上，经济发展对化石燃料消耗的依赖程度持续降低。

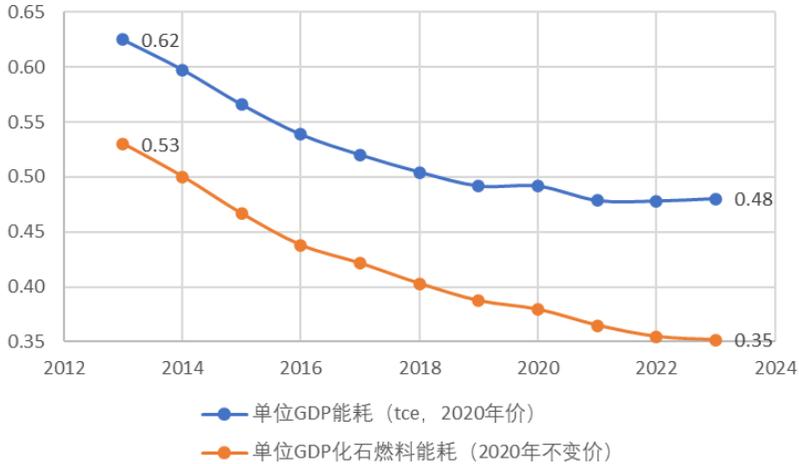


图 2-1 近 10 年中国的单位 GDP 能耗变化

能源消费结构持续改善。2014~2023 年，非化石能源占中国一次能源消费的比重从 2013 年的 10.2%提高到 2023 年的 17.9%，提高了 7.7 个百分点。其中，煤炭占一次能源的比重从 2013 年的 67.4%下降到 2023 年的 55.3%，下降了 12.1 个百分点（如图 2-2 所示）。

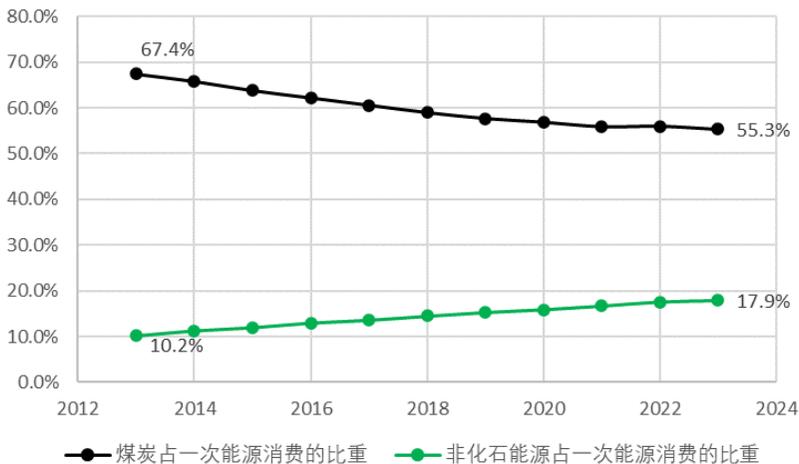


图 2-2 近 10 年中国非化石能源和煤炭占一次能源消费的比重

（二）能源效率稳步提高

工业重点行业能源效率稳步提高。工业部门是中国经济发展的重要支柱，占国内生产总值的 30% 以上，同时，工业能源消费是中国能源消费的最主要领域，长期占中国能源消费总量的 60% 以上。近 10 年，中国一方面持续淘汰落后生产能力，加快发展先进制造能力，推动工业结构向高端化、绿色化、数字化升级。另一方面，中国持续推广节能低碳技术，用先进高效技术代替传统技术。2022 年，中国的火电厂发电煤耗、火电厂供电煤耗、水泥综合能耗分别比 2013 年下降了 7.4% 和 9.5%（如图 2-3 所示）。中国重点大中型企业的吨钢综合能耗、电解铝综合交流电耗已经达到世界先进水平（如图 2-4 所示）。

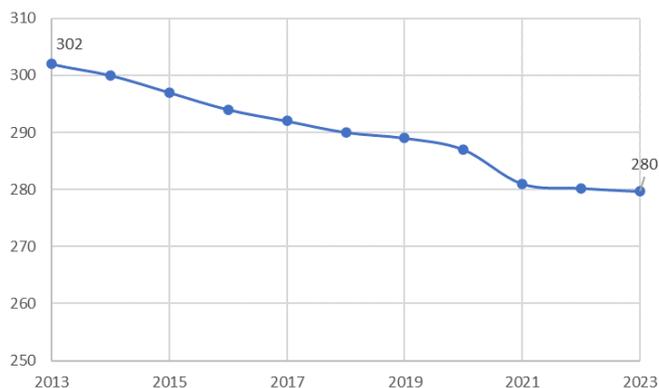


图 2-3 近 10 年中国的火电厂发电煤耗

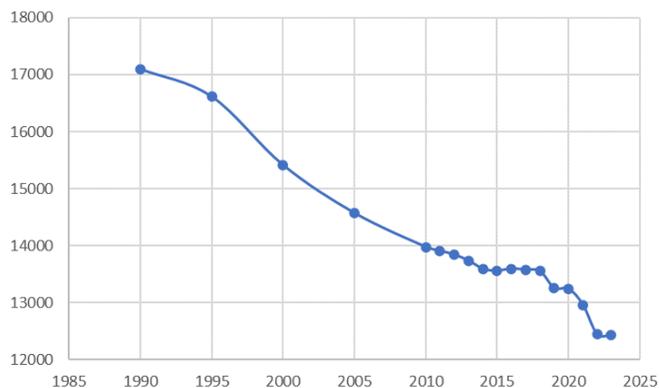


图 2-4 近 10 年中国的电解铝综合电耗

（三）能源消费绿色转型加快

电动汽车加快推广。交通运输领域的能源消费占中国能源消费总量的 10%左右。作为替代汽油车、柴油车的交通运输工具，中国新能源汽车的保有量从 2013 年的 2 万辆左右，持续增加到 2023 年的 2041 万辆，是 2013 年的 1000 倍左右。2023 年，中国的新能源汽车产量达到 951 万辆，位居世界第一，市场渗透率已经超过 30%（如图 2-5、图 2-6 所示）。与之匹配的是，中国充电基础设施从 2014 年几乎可以忽略不计增长到 2023 年的 860 万台，便捷的充电基础设施有效地提高了中国消费者对电动汽车的接受程度。

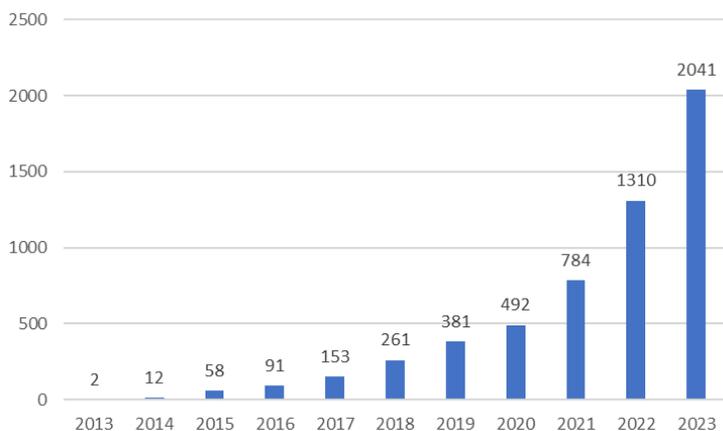


图 2-5 近 10 年中国新能源汽车的保有量

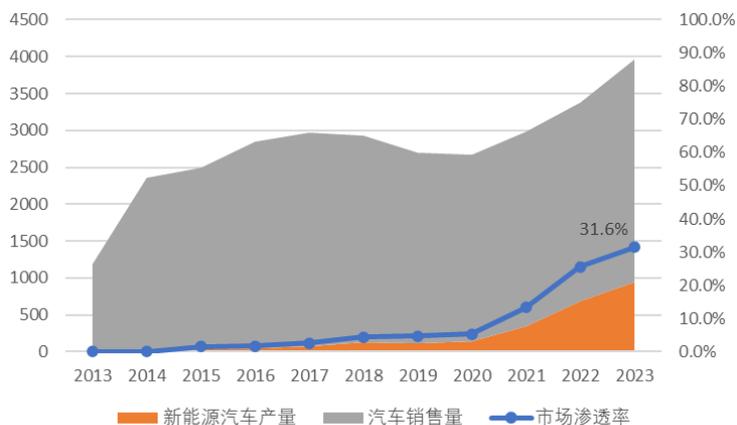


图 2-6 近 10 年中国新能源汽车的市场渗透率

二、能源供给革命

（一）新能源发电能力明显提高

中国新能源和可再生能源发电高速发展。10年来，中国可再生能源发电装机保持了年均接近15%的高速增长。2023年，中国的可再生能源发电装机历史性超过了火电装机，在全部发电总装机中的比重突破了50%。2023年，中国非化石能源发电（包括可再生能源发电和核电）占全部发电装机的比重已经达到53.9%（如图2-7所示）。

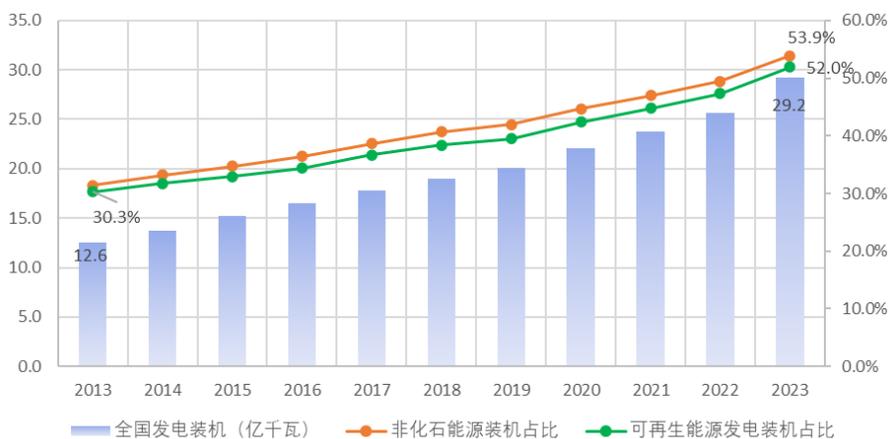


图 2-7 近 10 年中国的发电装机和非化石电力、可再生电力装机比重

光伏和风电是近 10 年中国新能源发展的热点。2013 年至今的 10 年时间里，中国的风力发电装机规模连续位居全球第一；2015 年以来，中国的光伏发电装机连续 8 年保持全球第一，生物质发电装机连续 7 年位居世界前列。2023 年，中国的水电站（含抽水蓄能电站）装机容量为 4.2 亿千瓦，是 2013 年的 1.5 倍；风力发电装机容量为 4.41 亿千瓦，是 2013 年的 5.8 倍；光伏发电装机容量为 6.09 亿千瓦，是 2013 年的 38.4 倍；生物质发电装机容量为 0.44 亿千瓦，是 2013 年的 5.7 倍（如图 2-8 所示）。

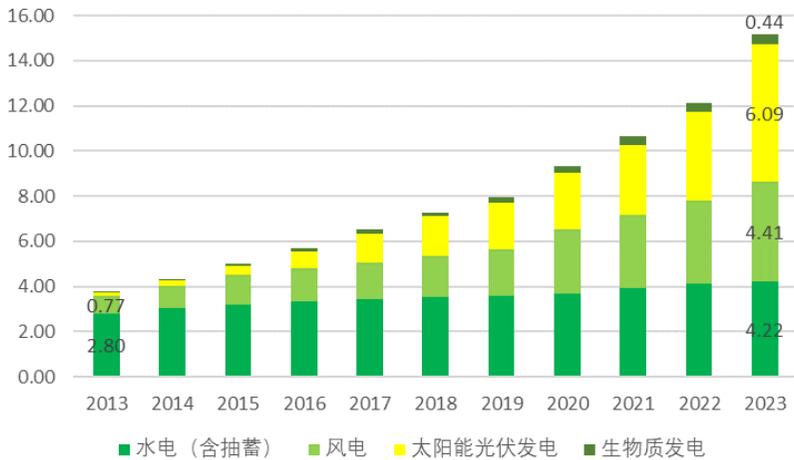


图 2-8 近 10 年中国各类可再生能源发电的装机容量

可再生能源发电量从十分弱小发展到提供全国三分之一的发电量。2023 年，中国可再生能源的发电量已经超过 3 万亿千瓦时，约占全社会用电量的三分之一左右（如图 2-9 所示）。2014~2023 年，中国风电、光伏的发电量的年均增速，连续十年保持在 10 个百分点以上。2023 年，中国风电和光伏的发电量之和，已经达到 1.45 万亿千瓦时，约占全社会用电量的 16%，相当于中国 14 亿人，每人每年消费 1000 千瓦时的风电和光伏电力。

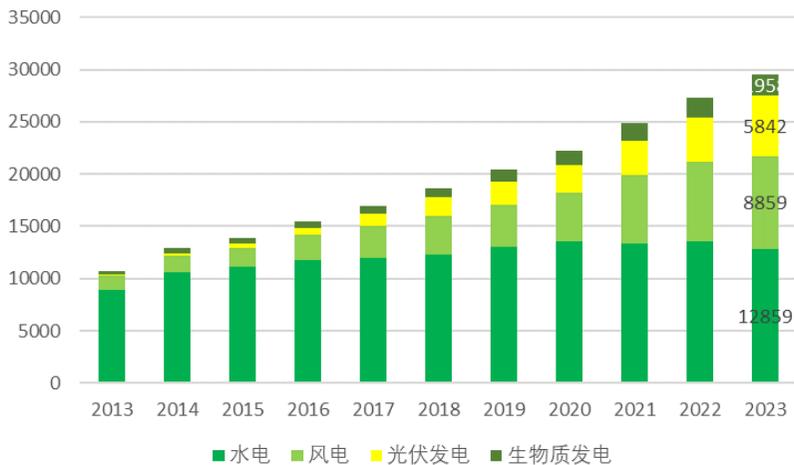


图 2-9 近 10 年中国可再生能源发电量

(二) 核能和天然气加快发展

核电为满足沿海地区电力负荷增长发挥了重要的支撑作用。核电是能量密度高、稳定性好、碳排放低的发电电源，核电规模化发展对优化中国沿海地区电力结构、增强电力安全保供能力、降低沿海地区碳排放至关重要。2014~2023年，中国核电装机规模持续提高。2023年，中国在运的核电机组共55台，装机容量达到5691万千瓦，占全国电力装机的比重为2%左右。2023年中国核电的装机容量比2013年增长4225万千瓦，装机规模达到2013年的3.9倍（如图2-10所示）。中国在运的核电装机规模仅次于美国、法国，位居全球第三名。此外，中国正在建设的核电机组装机容量为4342万千瓦，在建装机的规模位居世界首位。

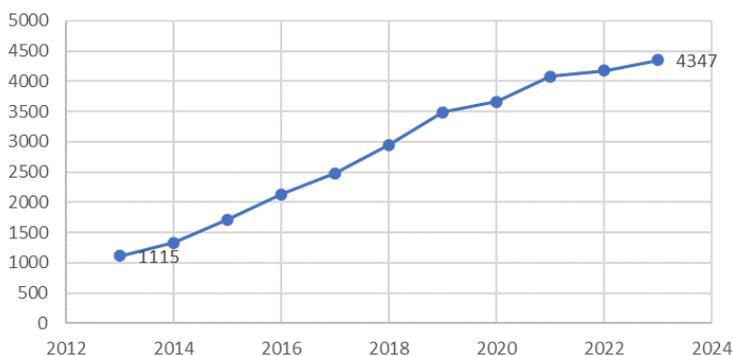


图 2-10 中国核电的装机规模

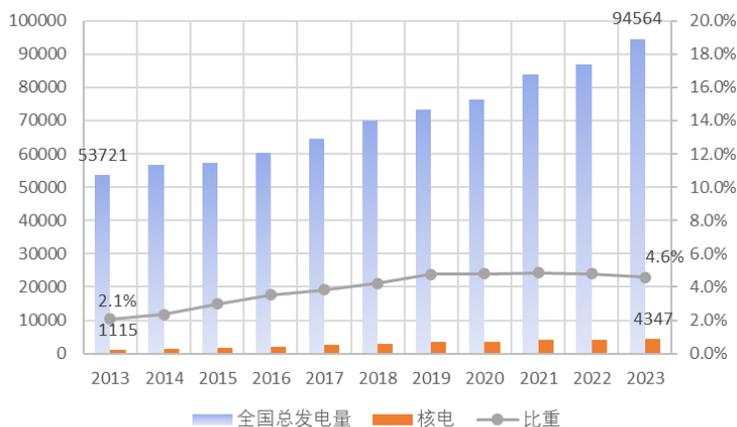


图 2-11 中国核电的发电量及在全国发电量的比重

天然气对替代煤炭发挥了重要的作用。天然气是清洁低碳的化石能源。2014~2023年，中国把发展天然气视为替代煤炭的重要解决方案，先后制定了大气污染防治、打赢蓝天保卫战、实施北方地区清洁取暖等多个政策，完成了全球规模最大的“以气代煤”工程。中国的天然气消费从2013年的1705亿立方米，迅速提高到2023年的4017亿立方米，10年增长了136%，年均增加231亿立方米。中国天然气市场的规模用10年时间实现了“三级跳”，连续跨越了2000亿立方米、3000亿立方米、4000亿立方米三个大台阶，中国已成为全球第三大天然气消费国。与此同时，中国的天然气生产量也持续提高。2023年，中国天然气产量达到2324亿立方米，是2013年的1.9倍，十年间产量几乎翻了一番（如图2-12）。

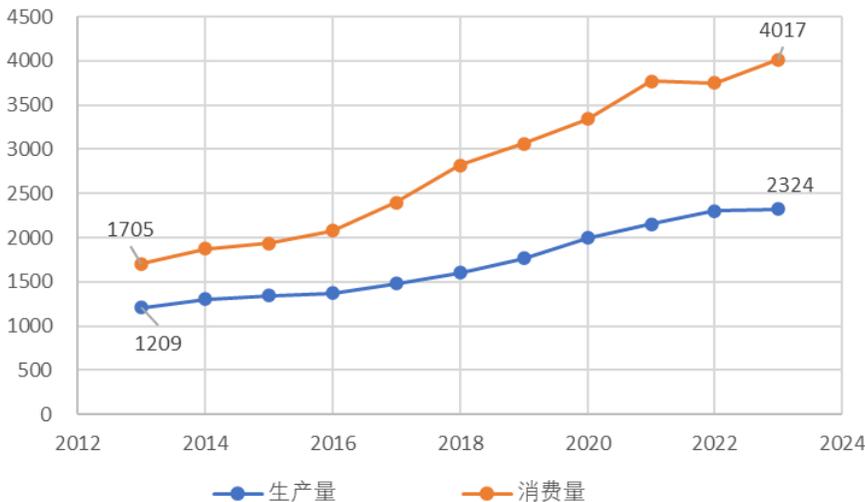


图 2-12 中国天然气产量和天然气消费量

（三）电力供应多元化持续推进

电力供应的多元化明显增强。经过10年的发展，电力结构从过去“煤电为主、水电为辅”的格局，正在向“可再生能源、核电、气电加快发展，电网互济、储能、需求侧响应为支撑，火电提供辅助服务和兜底保障”的新格局转变。近10年，中国可再生能源加速发展，风电和太阳能发电的装机容量从2013年的0.92亿千瓦发展到2023

中国能源转型展望 2024

年的 10.5 亿千瓦。2023 年，中国天然气发电装机容量为 1.25 亿千瓦，主要分布电力负荷中心地区（如珠三角、长三角、京津冀和川渝等），对提升当地电力负荷峰值时期的电力支撑能力发挥了重要的作用（如图 2-13 所示）。

电力灵活性资源更加丰富。截至 2023 年底，中国抽水蓄能电站的装机容量达到 5000 万千瓦，比 2012 年翻了一番左右，核准和开工建设规模为 1.6 亿千瓦，已建、在建的抽水蓄能装机规模位居世界首位。2023 年，中国锂离子电池储能、压缩空气储能等新型储能项目的装机规模达到 3139 万千瓦/6687 万千瓦时（平均储能时长超过 2 小时），已提前三年完成 2025 年 3000 万千瓦的规划目标（如图 2-14 所示）。中国的火电厂加快实施节能降碳改造、灵活性改造和供热改造“三改联动”。2016 启动了 1700 万千瓦的煤电灵活性改造试点，之后全面推进“三改联动”工作，2020~2022 年，中国实施燃煤机组灵活性改造 1.88 亿千瓦，完成了五年规划目标的 90% 左右。改造后，燃煤机组的负荷调节能力大幅提高，为可再生能源发展和电网安全提供重要支撑。

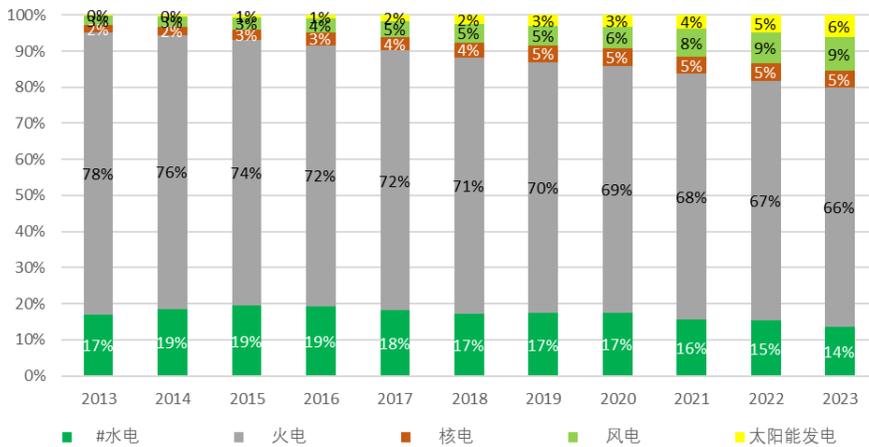


图 2-13 中国的电力供应结构

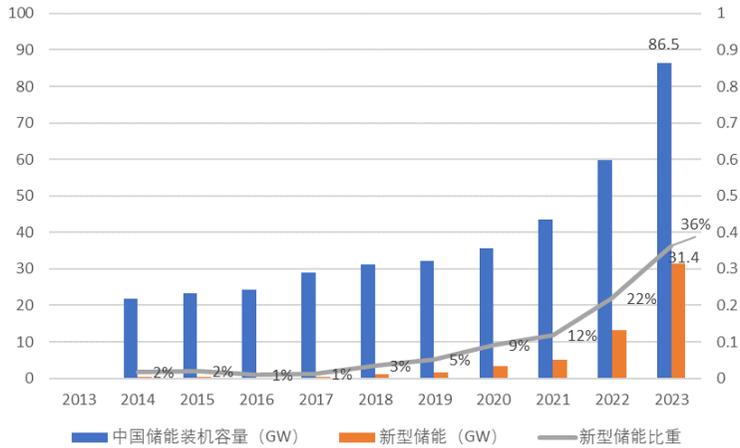


图 2-14 中国新型储能的发展

三、能源技术革命

（一）新技术研发取得突破

近 10 年，中国在可再生能源科技创新方面取得一系列新成绩。2023 年，中国光伏企业自主研发的晶硅-钙钛矿电池效率创造了 33.9% 的全球光伏发电效率最高记录。随着 N 型电池和大尺寸硅片技术的发展，2023 年光伏组件单片功率从 600 瓦升级到 700 瓦以上（如图 2-15）。

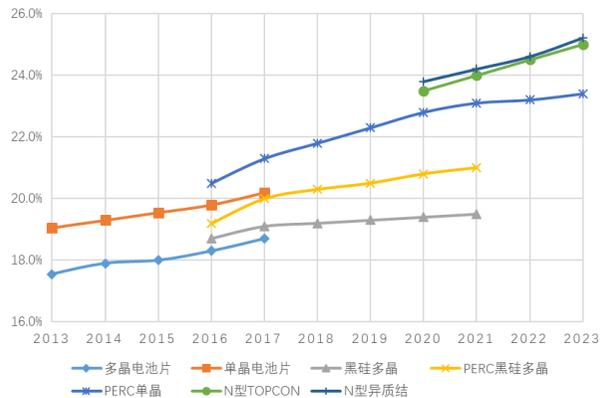


图 2-15 晶硅太阳能电池效率变化情况

数据来源：中国光伏行业协会

第四代核电技术在全球首次实现商业化示范应用。高温气冷堆是第四代核电技术，具有独特的不外泄、不失控、不熔毁的“固有安全性”。2023年，全球首座第四代高温气冷堆商业核电站——山东石岛湾高温气冷堆电站示范工程正式投入运行，这标志着中国的第四代核电技术研发和应用达到世界领先水平。同时，中国多用途小堆、微型堆的研发取得积极进展，这说明中国新一代核能系统的研发与美国、俄罗斯、欧洲基本同步。

新型输电技术不断取得突破。在柔性直流输电方面，近10年中国建成并投运了河北张北、江苏如东等柔性直流输电工程。与传统直流输电不同，柔性直流输电能够实现有功功率和无功功率的解耦控制，独立调节电压和频率，可以更好地适应新能源发电的波动性和不确定性，此外具有柔性直流输电的线路损耗小、输电距离长、环境适应性强的特点，能够在更复杂的环境下稳定运行。柔性直流输电技术不断取得突破，为提升可再生能源的外送水平、增强电网调节能力奠定了更加坚实的基础。

（二）能源装备制造和施工能力显著提高

近10年，中国的可再生能源装备制造能力显著提高。在风机制造方面，中国掌握了陆上15MW和海上22MW的超大容量风力发电机组制造技术，低风速、抗台风的风电技术位居世界前列。中国形成了全球最完整的产业链，整机和关键零部件的成本相对较低，具有一定的市场竞争优势。

实现了从第二代核电向自主掌握第三代核电技术的跨越。在核电方面，中国通过消化吸收再创新，形成了具有自主知识产权的“华龙一号”“国和一号”等三代核电技术。全国已有多台“华龙一号”机组建成投运，“国和一号”示范工程有序推进，目前已经形成了每年供应10台/套左右核电站机组主设备成套供给能力。同时，中国核电的建设管理水平持续提高，具备了同时建造多台和电机组的工程

施工能力，工程建造和总承包能力进入世界先进行列。

建成了多项技术含量高、施工难度大的世界级大型水电工程。近 10 年，中国建造了全球最大、单机容量 100 万千瓦的水电机组，先后建成了白鹤滩、乌东德水电站等重大水电工程，装机容量分别为 1600 万千瓦和 1020 万千瓦，规模和技术水平位居世界前列。

（三）新技术、新模式、新业态加快发展

积极尝试核能供热、核能海水淡化等新应用场景。在中国的山东海阳、浙江秦山、辽宁红沿河等地区，中国开始利用核电站的余热为周边提供热力服务和供暖服务，实现零碳热源的跨区域互通共享。2023 年，山东海阳核电站为海阳市、乳山市两个城市提供核电供暖服务，供热面积达到 1250 万平方米，满足两个城市共计 40 万人口的冬季清洁取暖需求。2023 年 3 月，华能石岛湾高温气冷堆也开始为周边居民提供供暖服务。

能源服务新模式新业态加快发展。2013 年时，中国节能服务公司数量为 4852 家，截至 2023 年底，节能服务公司数量增长到 1.2 万家，节能服务业产值超过 5000 亿元，是 2013 年的一倍左右。2016 年中国加快推行清洁采暖以来，中国供热产业进入发展的加速期，一大批企业利用太阳能、地热能、生物质能等清洁能源技术为城镇和工业企业提供供热服务。截至 2023 年，中国从事清洁供热的企业数量达到 8350 家，清洁供热产业总产值 9200 亿元，从业人员达到 125 万人，在中国北方地区 245 亿平方米的供热面积中，已有 186 亿平方米实现清洁供热，清洁供热率达到 76%。

四、能源体制改革

（一）电力市场化改革稳步推进

中国电力市场化改革加速推进。在改革之前，中国电力行业长期实行行政计划管理，电网企业实行“统购统销”、“输配售一体化”

的经营模式，电力价格由政府制定，发电侧执行标杆电价，用户侧执行销售电价，按终端用户的电压等级、用户类型确定用电价格。2015 年开始，中国按照“管住中间、放开两头”的思路，进一步推进电力市场化改革。

中国电力交易的品种和平台日趋丰富。2021 年中国正式取消了工商业目录销售电价，工商业用户开始按照市场价格购电，售电的价格套餐也越来越丰富。截至 2023 年，中国已建成了涵盖中长期交易、现货交易、辅助服务等交易品种，形成了省内、省间两级市场的电力市场体系。目前，电力中长期交易是中国电力市场体系的主体，在全国范围内已实现常态化运行。近年来，中长期电力市场交易的交易规模和交易电量不断提高，交易周期从多年、到多日均有覆盖，对稳定电力供需发挥了重要作用。截至 2023 年，电力现货市场已开展 2 批、共建立了 14 个现货市场交易试点，南方区域电力现货市场已实现全区域结算试运行，电力现货市场对发现实时电力价格的作用逐步显现。在电力辅助服务市场方面，2023 年，中国电力辅助服务市场已经全面覆盖了 6 大区域、33 个省区电网，建立了包括调峰、调频、备用在内的多种辅助服务市场机制，灵活性资源在电力市场中的经济价值初步得到体现。在电力交易机构方面，2015 年以来，中国已建立北京和广州两个区域电力交易中心以及 32 个省级电力交易中心，形成了相对独立、公平规范的电力市场交易平台。

除了电力交易市场以外，中国还建设了绿证交易市场和专门的绿电交易市场。2017 年中国开始核发绿证，实行绿证自愿认购。2021 年 9 月，绿电交易正式启动。近几年，绿电和绿证的交易规模持续扩大，环境溢价不断提升。截至 2023 年底，中国已累计实现绿色电力交易 1059 亿千瓦时，累计核发绿证 1.76 亿张。

（二）能源价格改革还能源以商品属性

近 10 年来，中国把“由市场决定能源价格”作为改革方向，按照“管住中间、放开两头”的思路，推动能源价格改革。

一方面，对具有自然垄断性质的能源环节实行价格核准。例如，按照“准许成本+合理收益”的原则，建立了电力、天然气等领域自

然垄断环节的价格体系。在电力领域，构建了包括省级电网、区域电网、跨省区输电的多层次输配电价格体系。在天然气价格方面，在对跨省天然气管道的成本进行审核的基础上，按照西北、东北、中东部和西南四个价格区，分别核定了天然气管道运输价格。

另一方面，中国主动放开竞争性领域和竞争性环节的价格。在上网电价方面，实行燃煤发电上网“基准价+上下浮动”的市场化价格机制。在送电价格方面，形成了电力跨省区交易按“风险共担、利益共享”的原则协商或者通过市场化方式形成送电价格。在天然气方面，上游气源供气、直供用户用气、储气设施购销气和进入交易中心公开交易的天然气，价格已经由市场形成。

五、能源国际合作

（一）积极推动全球能源绿色低碳转型

为全球提供性能可靠、价格合理的能源装备。中国超大规模市场和完整的工业体系为能源装备制造企业提供了良好条件。据国际可再生能源署发布的《可再生能源发电能力统计 2024》，过去 10 年，全球风电和光伏发电项目平均度电成本分别累计下降超过 60%和 80%，其中很大一部分归功于中国创新、中国制造和中国工程。中国新能源产业为全球尤其是广大发展中国家提供大量优质高效的能源装备，支持全球绿色转型。2023 年中国光伏和车载电池关键组件产能占全球 70%以上，风电制造业产能占全球 50%以上，电解槽出货量占全球近 80%。2023 年中国新能源汽车、锂电池、光伏产品等“新三样”出口首次突破 1 万亿元大关。中国风电、光伏产品已经出口到全球 200 多个国家和地区，帮助这些国家和地区特别是广大发展中国家绿色转型。

积极推进绿色能源的国际合作。中国在大力推动国内新能源产业发展的同时，不断加强国际合作。中国企业海外新能源投资涵盖风电、光伏发电、水电等领域，有力支撑了相关国家和地区绿色转

型和绿色产业发展。在装备制造方面，目前中国已培育出一批国际一流能源装备制造企业，全球前 5 家风电整机企业中有 4 家是中国企业，前 10 家电动汽车电池制造商里有 6 家是中国企业，中国企业已成为稳定全球清洁能源供应的重要力量。

（二）依托“一带一路”推进与能源转型合作

支持亚洲国家能源转型。在东南亚，老挝的南欧江流域梯级水电站是中国企业在海外首个全流域整体规划、投资建设的项目，已累计为老挝输送超过 120 亿千瓦时的清洁能源。在中亚，中哈合资建设了中亚最大风电项目江布尔州 100 兆瓦风电项目，同时，中国企业承建的乌兹别克斯坦纳沃伊 100 兆瓦光伏电站，是乌境内首座大型光伏电站。在中东地区，中国企业参与建设的阿联酋艾尔达芙拉光伏电站项目是全球规模最大的单体光伏电站项目，被誉为“阿布扎比之光”。中国企业参与建设的摩洛哥努奥三期 150 兆瓦塔式光热电站项目是全球单机容量最大的塔式光热电站项目，被摩洛哥政府授予“社会贡献奖”和“经济就业促进奖”。

支持欧洲、南美能源转型。在中东欧，由中国企业与马耳他政府共建的黑山莫祖拉风电项目，被誉为中东欧风电行业标杆和示范性项目。在南美，阿根廷胡胡伊省高查瑞光伏电站是共建“一带一路”倡议提出以来首个在阿根廷建设的项目，也是南美洲最大的光伏电站项目。

支持非洲能源转型。在非洲，中国已与安哥拉、布隆迪、马里、几内亚、埃塞俄比亚、坦桑尼亚等国共同建设了一大批水力发电项目，与南非、埃塞俄比亚、肯尼亚等国共同开展了风电项目建设，与阿尔及利亚、尼日利亚、摩洛哥等国开展了光伏项目合作，其中安哥拉卡古路卡巴萨水电站、埃塞俄比亚阿达玛风电场、阿尔及利亚 233 兆瓦光伏电站，分别是非洲最大的水电、风电、光伏项目。

（三）依托国际合作平台推进全球能源转型合作

搭建绿色发展综合性交流合作平台。2019年4月，中外合作伙伴共同发起成立了“一带一路”绿色发展国际联盟，通过分享绿色发展理念与政策、生态环境保护和污染防治知识与数据，以及开展绿色技术合作，凝聚国际发展机构、智库、企业、社会组织和其他利益相关方共建绿色丝绸之路合力，目前已有来自43个国家的150余家合作伙伴参与。

建立能源领域专业性交流合作平台。2019年4月，中国与29个国家共同发起成立“一带一路”能源合作伙伴关系，通过举办年度“一带一路”能源部长会议、开展人才培养项目等方式，深入研究解决能源发展面临的重大问题，目前成员国已达到33个，成为能源领域首个由中方发起成立的国际合作平台。

依托区域能源合作平台开展工作。10年来，中国与相关国家和地区先后共同成立了亚太经合组织可持续能源中心、中国—东盟清洁能源培训中心、中国—中东欧国家能源项目对话与合作中心、中国—非盟能源伙伴关系、中国—东盟清洁能源合作中心等5个区域能源合作平台，聚焦政策沟通、规划对接、能力建设、技术交流和联合研究，促进了相关国家和地区在能源领域的共同发展、共同繁荣。

近十年，中国的能源生产和消费体系出现了显著变化。展望未来，中国已经确定了“二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和”的长远目标。中国将坚持先立后破，在保障能源安全、经济可承受的同时积极推动能源转型，与世界各国一起，共同应对全球气候变化。

第二篇 中国迈向零碳能源系统 的路径研究



第三章 能源部门零碳发展路径

一、主要结论

➤ **能源转型为中国经济社会实现碳中和提供决定性支撑。**随着低碳零碳负碳技术和相关产业加快发展，中国一次能源需求和电力需求结构将出现重大变化，能源结构将从 2022 年化石能源占 80% 以上，转变为 2060 年非化石能源占 80% 以上，中国能源系统可以在 2060 年前实现净零碳排放，助力 2060 年前实现经济社会系统的碳中和。

➤ **电气化和节能提效是终端用能部门迈向碳中和的重要途径。**近中期，终端部门能源转型主要依靠经济高质量发展、产业结构调整和提高能源效率；中远期，主要依靠电气化和低碳零碳燃料替代。此外，终端用能部门“柔性用能”和“供需互动”，将成为能源转型的重要任务。

➤ **建设风光为主体的新型电力系统是能源转型的必然选择。**伴随以风光为主体、兼顾发展与安全的新型电力系统全面建成，到 2060 年，全国发电装机达到 105.3~118.2 亿千瓦，其中风电光伏装机为 93.2~107.0 亿千瓦。同时，新型储能和电制氢等灵活性资源达到 52.8~58.7 亿千瓦，为电力系统安全稳定提供重要支撑；跨区电力互济能力显著提高，全国电网格局进一步优化。

➤ **能源转型为投资增长、产业升级和就业等提供新机遇。**未来三十多年，风电光伏等电力和热力供应部门的投资需求累计超过 160 万亿元。中国能源转型逐步深入，将推动新技术的成本逐渐下降，带动全球能源转型成本下降。能源低碳转型和产业结构升级相互促进、互相支持，推动经济增长和碳排放逐步脱钩，对就业和劳动工资率提高等作出贡献。

➤ **中国的能源转型，并不是轻而易举就能实现的。**中国能源转型面临着经济结构偏重、能源结构偏煤、电力系统一边高速发展且一边快速转型难度大、能源转型的市场驱动力亟待增强等四大挑战，还有诸多不确定性，都值得高度关注。

二、CETO2024 的情景设计

（一）经济社会发展与碳达峰碳中和远景目标

《中国能源转型展望2024》报告的总体思路是：立足中国国情，借鉴国际经验，推动构建新型能源体系，统筹中国的经济社会发展和碳排放目标愿景，以中国式现代化统领中国的能源转型。

中国已经制定了在本世纪中叶实现全面建成社会主义现代化强国的战略目标，具体分为两步走：第一步是从2020年到2035年，基本实现社会主义现代化；第二步是从2035年到本世纪中叶，建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国。中国拥有巨大的人口规模，以全体人民共同富裕作为努力目标，重视物质文明和精神文明的协调，强调人与自然的和谐共生，坚持走和平发展道路，因此中国的现代化既有各国现代化的普遍特征，更有基于中国国情的中国特色。

中国承诺二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。这是中国应对气候变化的重要承诺，也是中国实施现代化战略的重要组成部分。通过推动能源转型，中国不仅能够有效应对全球气候变化挑战，更能以此为契机，推动经济结构转型、提升产业竞争力，使中国的现代化进程更加顺利、更加繁荣、更可持续。

（二）能源转型的两个情景

在对2060年前中国能源转型的分析中，课题组设置了两个情景。

两个情景的共同点，是中国将在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。考虑到全球气候变化形势日益紧迫，但是国际政治经济态势日趋复杂多变，课题组设置了基准碳中和情景（BCNS）和理想碳中和情景（ICNS）。

表 3-1 CETO2024 情景名称

中文名	英文名	缩写名
基准碳中和情景	Baseline Carbon Neutrality Scenario	BCNS
理想碳中和情景	Ideal Carbon Neutrality Scenario	ICNS

基准碳中和情景(BCNS)描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现。但是，未来国际政治经济形势日趋复杂，地缘冲突时有发生，应对气候变化在某些国家退居次要位置甚至发生“退群现象”；气候变化相关的贸易壁垒纷争较多，达成一致难度大；低碳零碳技术研发合作、产业合作难度大；新技术因全球市场分割而成本降低较慢。在这种国际形势下，中国要坚持做好自己该做的事，以2030年前实现二氧化碳排放达峰、2060年前经济社会系统实现碳中和为目标，推动中国中长期能源转型，为中国实现2060年前经济社会系统的碳中和作出决定性贡献。

理想碳中和情景(ICNS)描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现，全球气候变化的严峻形势唤醒了各国采取行动的强烈意识，各国决定把加快能源转型作为本国发展的优先事项，虽然政治经济冲突在个别地区、个别时间段偶尔发生，但各国愿意为应对气候变化，加强能源转型的政治合作、经济合作、贸易合作、产业合作、技术合作、资金合作、人才合作、知识共享和数据共享，形成合力，使低碳、零碳、负碳技术研究开发的成本更低，各国都能更早、更低成本地大规模使用低碳零碳负碳技术，帮助能力不足的发展中国家提高

应对气候变化能力。中国作为“地球村”的一员，在力所能及的基础上，为其他国家提供技术、装备、能力建设等支持，携手推动全球能源转型，共同拯救地球家园。

专栏 3-1 ICNS 情景的设计理念

课题组根据当前全球能源转型的多种现实风险，从积极角度出发畅想能源转型各种理想化因素提出的一个情景，以期倡导国际社会合作共赢、携手注入绿色低碳发展信心。

这一情景的前提条件包括：一是全球能源转型积极稳定推进，没有国家“开倒车”；二是能源转型体现世界大同、紧密合作，国际先进技术能及时在中国普及，中国能源转型的优势也可以得到充分发挥；三是主要国家政策同行相向，各国能源转型取长补短，促进交流贸易，能源转型的知识和技术交流更顺畅；四是全球能源安全协同推进，维护共同安全，不相互损害。

三、情景主要假设与边界条件

根据情景定义，BCNS与ICNS情景满足一致的经济发展和碳达峰碳中和目标。具体而言，两个情景面临的资源环境约束和能源安全要求一致，主要表现在风能太阳能资源上限、生态环境保护红线、电力系统安全要求保持一致。从具体参数看，两个情景的人口、城镇化率保持一致，但不同情景下经济增长速度、能源生产和消费相关关键技术的成本等参数，因国际合作的力度不同而有所不同。

表 3-2 CETO2024 分情景主要边界条件与假设

	基准碳中和情景 (BCNS)	理想碳中和情景 (ICNS)
经济社会发展目标		

第三章 能源部门零碳发展路径

经济社会发展目标愿景	到 2035 年，基本实现社会主义现代化；到本世纪中叶，建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国	
碳达峰碳中和目标愿景	二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和	
资源环境和能源安全约束		
水能可用资源上限	一致	
风能可用资源上限	一致	
太阳能可用资源上限	一致	
生物质能可用资源上限	一致	
生态环境保护红线	一致	
电力系统安全要求	一致	
主要假设		
宏观经济社会与政策参数		
人均 GDP	采用基准假设	更高
人口	一致	
城镇化率	一致	
国际合作的前景	采用基准假设	更紧密、更顺畅
能源需求侧		
工业部门		
工业增加值	采用基准假设	更高
高耗能行业增加值比重	采用基准假设	更低
高耗能产品产量	采用基准假设	钢铁、水泥等产量更低；烯烃、有色金属等产量更高
交通部门		
交通运输客货周转量	采用基准假设	更高
汽车保有量	采用基准假设	更高
电动车渗透率	采用基准假设	更高
建筑部门		
建筑总面积	采用基准假设	更高
超低/近零能耗建筑比例	采用基准假设	更高
能源供应侧		
能源转型技术的成本	采用基准假设	更低
电力系统灵活性技术的成本	采用基准假设	更低

碳捕集、利用与封存技术的成本	采用基准假设	更低
能源转型的融资成本	采用基准假设	更低
核电装机	一致	
抽水蓄能装机	一致	
化石燃料价格	一致	

（一）宏观经济社会参数

1. 经济增长

中国的发展目标是：到2035年，经济实力、科技实力、综合国力大幅跃升，人均国内生产总值迈上新的大台阶，达到中等发达国家水平；到本世纪中叶，把中国建成富强民主文明和谐美丽的社会主义现代化强国。

基于中国式现代化强国建设目标考虑，经济增长参数主要采用人均GDP进行表征，并对两个情景分阶段设置不同的经济增长参数。BCNS和ICNS情景下，2023~2035年国内生产总值年均增速分别设置为4.7%和4.9%；到2035年，人均GDP分别达到14.4万元和15.1万元，比2020年翻一番以上，人均GDP达到中等发达国家水平；2035~2060年，中国进入中等发达国家水平后GDP增速有所放缓；到2060年，人均GDP分别达到26.8万元和29.5万元（如图3-1）。

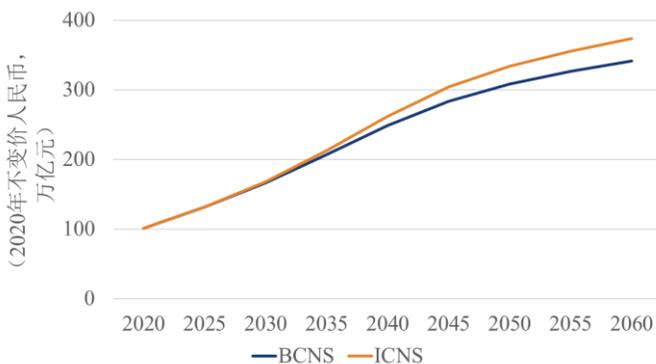


图 3-1 2020~2060 年国内生产总值的假设

2. 人口和城镇化

人口规模和城镇化对能源生产和消费产生重要影响。从规模看，中国人口正进入低速增长的拐点阶段。2022年，中国人口60年来首次出现负增长，2023年为14.1亿人。根据相关预测，中国人口总量将在2025~2030年达到峰值，并进入负增长时期。在新型城镇化战略驱动下，中国的常住人口城镇化率从2012年的53.10%提高至2023年的66.16%，城镇常住人口为9.33亿。根据中国宏观经济研究院社会研究所、世界银行等研究，未来随着中国城镇化步入快速发展阶段后期，尽管增速将有所放缓，但仍有一定提升空间。考虑近中期人口政策的影响，两个情景采用一致的人口和城镇化率参数，2060年人口为12.4亿、城镇化率为83%（如图3-2所示）。

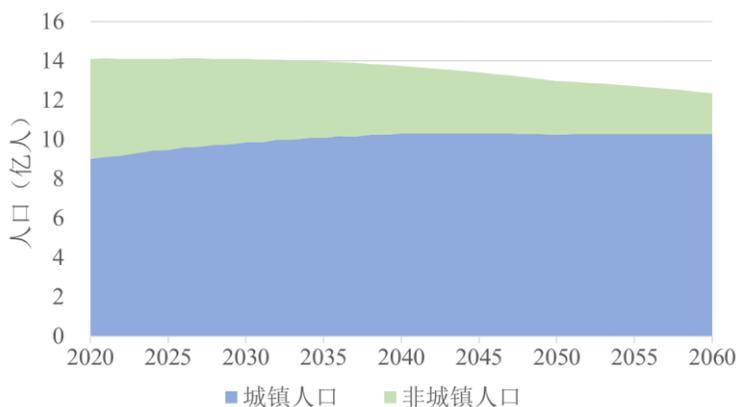


图 3-2 2020~2060 年人口与城镇化率假设

四、情景分析结果

经过巨大努力，能源转型能为中国实现 2060 年前经济社会系统的碳中和作出决定性贡献。到 2060 年，中国经济规模将增长到 2020 年水平的 3.3~3.6 倍。按当量热值计算，一次能源消费总量先增加后下降，到 2060 年时一次能源消费总量比峰值下降三分之一左右。BCNS 和 ICNS 两种情景下，随着能源转型技术（包括碳捕集等负碳技术）和相关产业加快发展，中国能源系统可以在 2060 年前实现净

零碳排放，助力 2060 年前实现经济社会系统的碳中和。

（一）一次能源需求和电力需求结构将出现重大变化

能源转型后，中国的能源结构将从 2022 年的化石能源占 80% 以上，转变为 2060 年的非化石能源占 80% 以上。2022 年中国一次能源消费量（按电热当量法计算，下同）为 49.0 亿吨标准煤，之后先上升后下降，预计 2060 年比峰值下降三分之一左右（如图 3-3 所示）。2022 年，非化石能源占一次能源消费的比重为 17.6%，化石能源占比为 82.4%；2060 年，非化石能源占一次能源消费的比重为 85% 左右，化石能源占比为 15% 左右。中国非化石能源与化石能源的比例，将实现从“2:8”向“8:2”的颠覆式变化。能源转型的国际合作，有利于加速中国的能源转型进程，2060 年实现更高比例的非化石能源消费（如图 3-4 所示）。

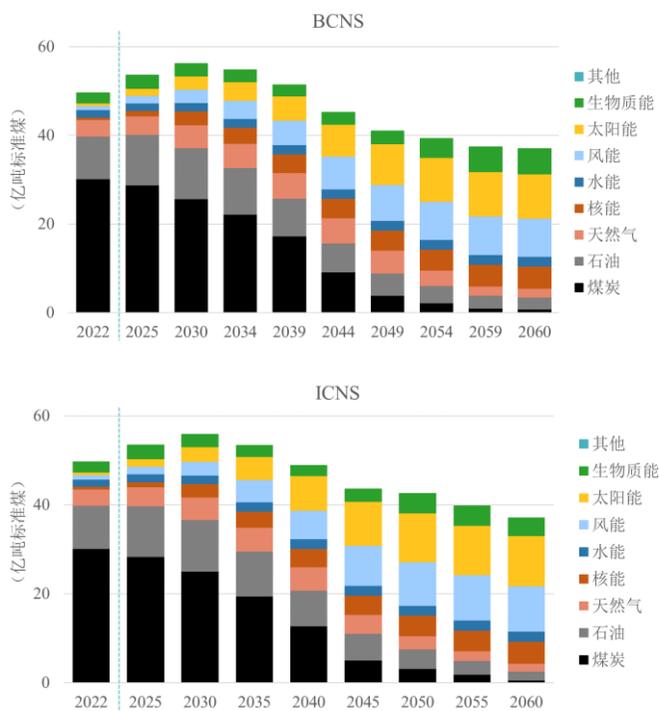


图 3-3 2022~2060 年一次能源需求总量和结构（电热当量法）



图 3-4 2022 年和 2060 年一次能源需求结构对比

能源转型后，传统终端用电领域占全社会用电量的比重将下降到 68%~72%。2060 年，全社会用电量将达到 20.0~22.2 万亿千瓦时。终端用能部门（主要包括工业、建筑、交通运输）等传统终端用电领域的电力需求量占全社会用电量的比重将从 2022 年的 89%，下降到 2060 年的 68%~72%。未来几十年间，用于加工转换的电力需求（如电制氢、电制热、电制合成燃料等）占全社会用电量的比重将持续提高。其中，2060 年电制氢和电制燃料用电量合计为 4.1~5.4 万亿千瓦时，占全社会用电量的比重为 21%左右；电制热用电量为 6600~8700 亿千瓦时，占比为 4%左右（如图 3-5 所示）。

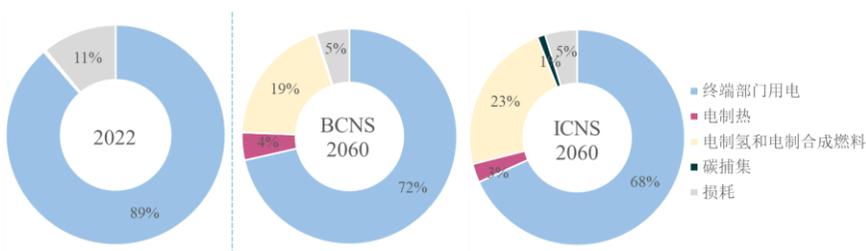


图 3-5 2022 年和 2060 年全社会用电需求结构对比

（二）能源转型为中国经济社会实现碳中和提供决定性支撑

随着能源转型技术（包括碳捕集等负碳技术）和相关产业加快发展，中国能源系统可以在 2060 年前实现净零碳排放。中国能源系统的碳排放，主要来自于终端用能部门和能源加工转换，2018 年能源活动碳排放占中国二氧化碳排放总量的 86.5%。模型分析表明，中国能源系统的二氧化碳排放将在 2030 年前达到峰值，为中国实现经济社会系统 2030 年前碳达峰提供重要支撑。2030 年后，中国能源系

中国能源转型展望 2024

统的碳排放将逐步下降。2060 年时，终端用能领域中工业、货运、航空等领域仍然需要一些化石能源作为支撑，是最难减排的领域。为实现能源系统净零排放，需要工业和电力等部门等采取负排放技术。BCNS 和 ICNS 两种情景下，随着可再生能源加快发展，终端用能方式加快转型，以及碳捕集与封存（CCS）、工业碳循环等零碳和负碳技术的普及，中国能源系统可以在 2060 年前实现净零碳排放，助力 2060 年前实现经济社会系统的碳中和。

（三）电气化和节能提效是终端用能部门迈向碳中和的重要途径

终端用能部门转型的路径，近中期主要依靠经济高质量发展、产业结构调整和提高能源效率，中远期主要依靠电气化和低碳零碳燃料替代。按当量热值法计算，中国的终端能源需求先上升后下降，2060 年终端能源需求比峰值低 30%左右（如图 3-6 所示）。在这个过程中，电力需求增长是拉动终端能源需求增长的最主要因素。

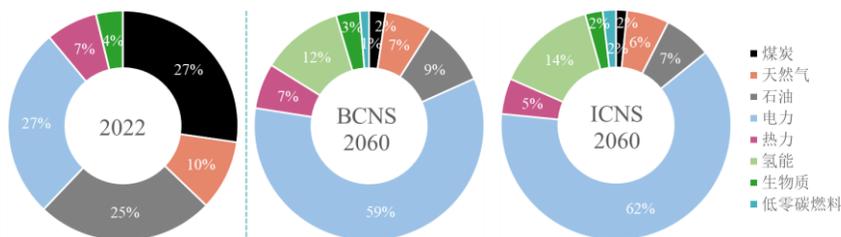


图 3-6 2022 年和 2060 年终端用能品种结构对比

注：低碳零碳燃料主要包括电制合成燃料和生物质乙醇。

电力和氢能成为支撑中国终端能源低碳转型的新兴力量。“十四五”期间电力将取代煤炭，成为中国终端能源需求的最主要品种。电力占终端能源需求的比重将从 2023 年的 28%左右，提高到 2040 年的 44%~45%和 2060 年的 59%~62%。氢能占终端能源需求的比重，将从目前约等于 0%，提高到 2040 年的 2%左右和 2060 年的 12%~14%（如图 3-7 所示）。2060 年，氢能将成为中国终端能源需求的第二大能源品种。

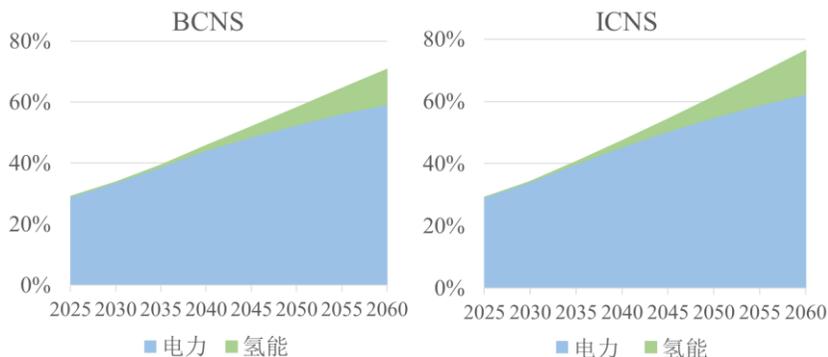


图 3-7 2025~2060 年终端能源需求电能与氢能占比

终端用能部门电气化比重逐渐提高，最终实现高比例电气化。

终端用能部门的电气化包括狭义电气化和广义电气化两类：**狭义电气化**是指终端用能部门直接用电，**广义电气化**是指终端用能部门使用电力、由电制备的合成燃料、以及用电产生的商品热。在终端用能部门中，交通运输部门是电气化发展速度最快的领域，2022 至 2060 年，交通运输部门的狭义电气化率从 4%提高到 42%~45%，广义电气化率从 4%提高到 64%~83%；工业部门的电气化率持续稳定提升，工业部门的狭义电气化率从 28%提高到 49%~53%，广义电气化率从 28%提高到 73%~76%；建筑部门是电气化程度最高的领域，建筑部门的狭义电气化率从 37%提高到 84%~87%，广义电气化率从 37%提高到 92%~93%。

电动汽车比重快速上升，成为能源消费转型的中国典范。2060 年，电动汽车保有量达到 4.8~5.4 亿辆，占乘用车保有量的比重接近 100%。电动化、智能化的汽车与为电网提供灵活性服务的充电基础设施一起，将成为中国能源消费转型的重要标志。

终端用能部门“柔性用能”和“供需互动”是能源转型的重要任务。在有色金属、化工、轻工等工业，需要对用电设备进行改造，以匹配更加便宜、但波动更大的可再生能源电力。在建筑领域，需要发展光储直柔建筑、公共建筑用电设备智能群控、家庭用电柔性调控等技术，支撑高比例可再生能源下的电力安全。在交通运输领域，需要发展有序充电、车网互动（Vehicle to Grid，简称 V2G）等

技术，为电力系统安全提供支撑。未来三十多年，终端用能领域需要开发一系列“柔性用能”和“能源供需互动”新技术，在日度电力平衡中实现负荷的灵活调节，才能满足未来能源转型的需要。

（四）以风光为主体建设新型电力系统，助力经济社会发展全面绿色转型

1. 以风光为主体实现电力绿色化

建设风光为主体的新型电力系统，是能源转型的必然选择。能源供应低碳化是能源供应侧转型的主要途径，非化石能源电力替代化石能源电力是核心要务。2023年，中国发电装机结构中，非化石能源发电装机占53.9%，化石能源发电装机占46.1%。到2060年，中国发电总装机需要达到105.3~118.2亿千瓦，是2023年的4倍左右。其中，可再生能源发电装机占比将达到96%左右（如图3-8所示）；可再生能源发电量占比达到93%~94%（如图3-9所示）。2060年时，核电和抽水蓄能装机分别达到1.8亿千瓦和3.8亿千瓦，加装碳捕集与封存设备的生物质发电装机容量超过1.3亿千瓦。能源转型要始终坚持“先立后破”，在新能源和可再生能源发电能力增长和电力系统控制能力逐步增强的基础上，煤电一边从基荷电源向调节电源、备用电源逐步转型，一边自然退役。模型分析表明，加强能源转型国际合作，有利于中国进一步提高非化石能源供应能力和电网安全。

风电和光伏发电装机大幅增长，分布式光伏发电潜力最大。2060年，中国风电光伏发电装机合计需要达到93.2~107.0亿千瓦，风电装机为29.5~34.6亿千瓦，光伏装机为63.7~72.4亿千瓦，光伏发电装机占中国风光装机之和的三分之二左右。光伏发电装机中，分布式光伏占70%，居于主导地位。配电网需要从“无源”的单向辐射网络向“有源”的双向交互系统转变，为超过50亿千瓦的分布式光伏、分散式风电提供有力支撑。

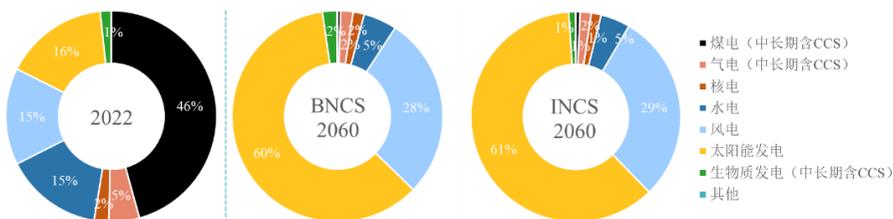


图 3-8 2022 年和 2060 年发电装机结构对比

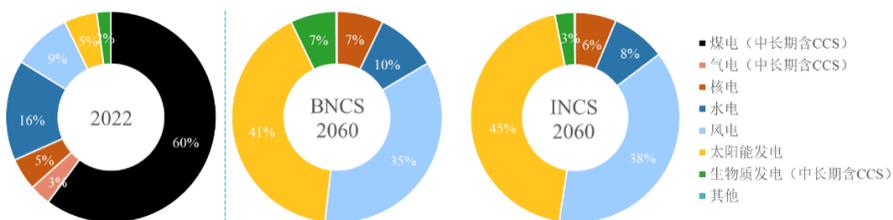


图 3-9 2022 年和 2060 年发电量结构对比

2. 构建灵活安全的新型电力系统

2060 年，兼顾发展与安全的新型电力灵活性资源体系基本建成。2040 年，中国抽水蓄能和新型电力灵活性资源量合计需要达到 17.0~23.5 亿千瓦。同时，灵活性煤电和抽水蓄能在实时平衡中发挥重要作用。峰值负荷时，需要工业需求侧响应提供灵活性服务。2060 年，中国的电力灵活性资源量需要进一步提高到 52.8~58.7 亿千瓦（如图 3-10 所示），随着电力与用能、储能领域的耦合进一步深化，新型储能、电制氢和电制合成燃料将成为主要的电力灵活性资源，电力系统对煤电的需求将显著降低。

大规模发展新型储能和电制氢，可对电力系统安全稳定提供重要支撑。到 2060 年，电制氢和电制合成燃料的能力需要提高到 31.1~35.6 亿千瓦，占新型灵活性资源的比重达到 60% 左右。参与电力实时平衡的同时，电制氢和电制合成燃料将承担电力“跨季节调节”的新任务。2060 年，中国新型储能占新型灵活性资源的比重需要达到 20% 左右，其中电动汽车保有量将有 5 亿辆左右，相关的电动汽车车网互动能力（EV-V2G）达到 8.1~9.0 亿千瓦；电化学储能电站在电源、电网、用电荷侧实现大规模普及，电化学储能能力达到 2.4~2.8 亿千瓦。

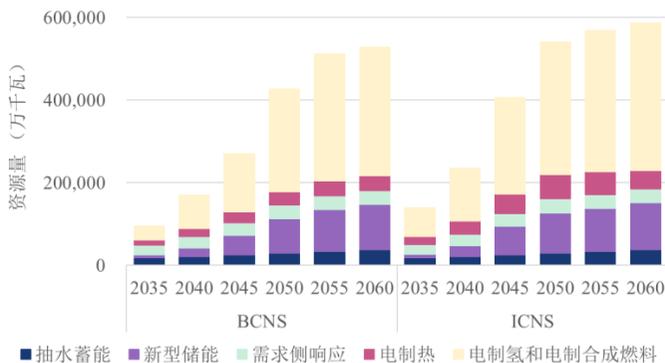


图 3-10 2035~2060 年灵活性资源量需求规模和结构

注：新型灵活性资源包括新型储能（电化学储能电站和 EV-V2G）、需求侧响应、电制热（电锅炉和热泵）、电制氢和电制合成燃料。

坚持“先立后破”，煤电一边从基荷电源向调节电源、再向备用电源转型，一边自然退役。目前，中国现役的煤电机组已经成为电力系统灵活性的重要手段。近中期，煤电作为电力系统灵活性调节资源的角色更为明显。在中长期转型过程中，要坚持“先立后破”，在新能源和可再生能源发电能力增长和电力系统控制能力逐步增强的基础上，煤电将一边从基荷电源向调节电源、备用电源转型，一边自然退役。到 2050 年左右，煤电主要作为电力系统的应急电源和备用电源，在紧急情况下发挥保障作用。

跨区电力互济能力显著提高，全国电网格局进一步优化。未来三十多年，中国的电网格局将逐步演进，需要借助电力系统智能化的新机遇，到 2035 年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，使电网能够像“海绵”一样灵活应对各地区的电力供需变化。到 2060 年，西北、东北、华北地区的合计电力外送规模将比 2022 年提高 140%~150%。

（五）能源转型为投资增长、产业升级和就业等提供新机遇

中国能源低碳转型和产业结构升级相互促进、互相支持，推动经济增长和碳排放逐步脱钩，催生产业发展新机遇。作为制造业大

国，中国能源转型投资带动能源技术装备升级和成本下降，有助于降低全球能源转型成本。能源转型不仅能够从源头减少碳排放和环境污染，助力美丽中国建设，还能增加社会福利和改善就业。

1. 能源转型意味着新的市场需求和巨大的投资机遇

中国能源转型为能源生产和消费相关的低碳零碳负碳新技术、新装备、新产业带来广阔的市场需求，孕育着巨大的投资机遇，将为经济增长提供持续的内生动力。从实现碳中和的零碳、负碳技术看，发展碳捕集与封存（CCS）、工业二氧化碳循环利用等技术是实现碳中和不可或缺的重要手段，必须要从当前着手开始研发和规划。从用能设备需求看，实现能源转型需要在未来三十年间对工业、建筑、交通运输等各个领域的用能设备进行更新或改造；电炉钢、氢基竖炉炼钢、绿氢化工、超低能耗建筑、高效热泵采暖、电动汽车、燃料电池汽车等低碳零碳用能设备孕育着巨大的市场需求。从能源装备制造资金需求看，2060年中国风电、光伏装机合计将达到100亿千瓦左右，中国风电、光伏、热泵等供电供热设备的资金需求将从2023年2万亿元/年左右增长到2060年6万亿元/年左右，未来三十多年投资需求累计超过160万亿元（如图3-11所示）。

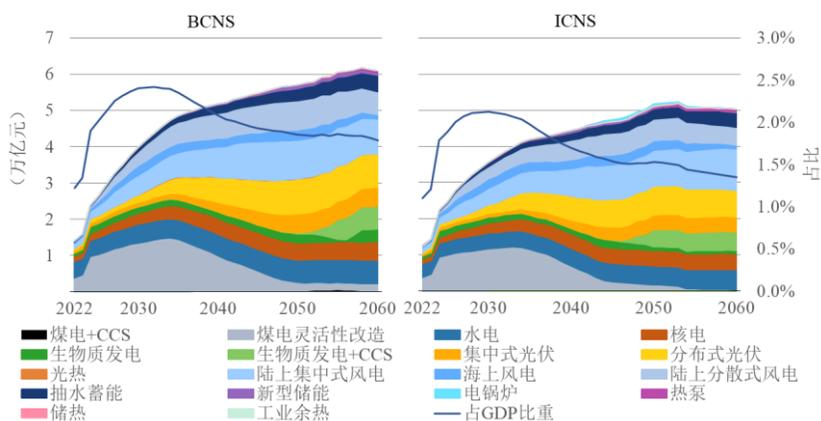


图 3-11 2022~2060 年能源转型投资需求（电力与热力供应部门）

注：*图内新型储能包括电化学储能和电动汽车车网互动。**GDP按2020年不变价计算。

2. 中国能源转型有利于降低全球能源转型成本

中国大规模的风电光伏等新能源开发，持续推动新能源及其相关技术开发成本的下降。在规模效应的带动下，储能等灵活性技术成本下降的潜力将快速释放。ICNS 情景下，得益于良好国际环境下的产业合作和技术交流，全球能源转型投资规模更大、融资成本更低，技术开发成本下降更快，进一步促进能源转型技术的广泛应用。随着钙钛矿光伏等颠覆性技术在 2030~2035 年普遍应用，BCNS 情景下 2060 年光伏成本比 2023 年降低三分之一以上，ICNS 情景下降低一半左右。加强能源转型国际合作，有利于中国和世界各国降低能源转型新技术的制造成本、服务成本和使用成本，推动全球更早实现碳中和。

3. 能源转型有利于经济社会发展和就业改善

中国能源转型可以推动中国经济社会的绿色低碳发展。非化石能源的大规模、高质量发展在为经济社会发展提供能源保障的同时，通过持续替代化石能源，可以从源头减少碳排放和环境污染排放，为实现美丽中国和碳达峰碳中和目标提供关键支撑。同时，在能源转型的过程中，能源产业不断创造新的就业岗位，劳动者报酬持续上升，增加了社会福利，说明能源转型更有利于社会公平，有利于能源行业的公正转型（Just Transition）。

两个情景下模拟结果的对比表明，ICNS 情景下中国能源转型产生了比 BCNS 情景下更积极的社会经济影响，展示出中国与国际社会一起共同努力，创造条件推动能源转型走上理想路径的美好前景（如图 3-12 和图 3-13 所示）。

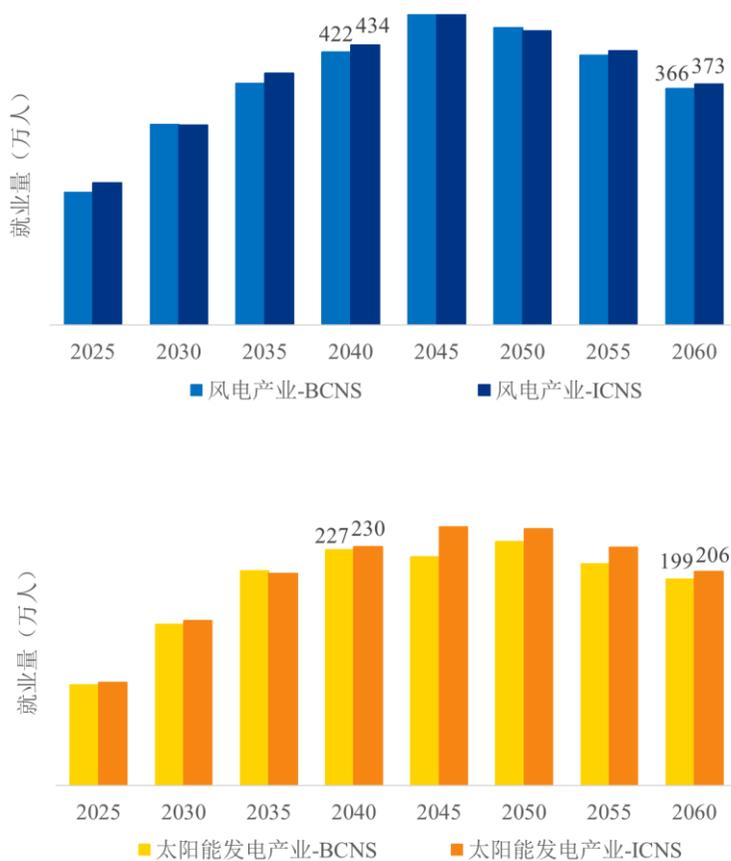


图 3-12 2025~2060 年风电和太阳能发电产业相关的就业规模

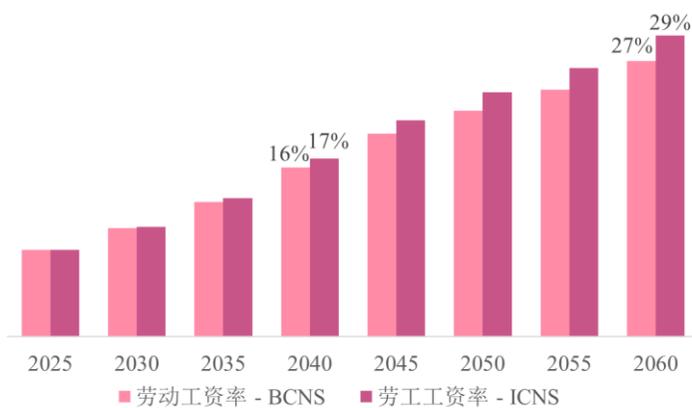


图 3-13 2025~2060 年劳动工资率增长趋势

（六）困难挑战和不确定性分析

中国的能源转型，并不是轻而易举就能实现的。从目前情况看，中国面临的挑战主要包括：**一是经济结构偏重**。钢铁、水泥、化工等高耗能产业在中国经济中占据重要地位，经济结构调整、产业转型难度大、任务重。**二是能源结构偏煤**。中国是世界上能源消费量最大的国家，煤炭占中国能源消费量一半以上。如何跨越“油气时代”直接用新能源和可再生能源大规模替代煤炭，在人类历史上尚无先例可循。**三是电力系统一边高速发展、一边加快转型难度大**。近年来，中国电力需求快速增长，既要绿色低碳，又要保障安全，还要价格可承受。特别是近几年中国电力需求出现高速增长，但可再生能源发展面临着国土空间保障不足、系统消纳能力不够、储能成本高等现实制约，进一步加快发展难度大。**四是能源转型的市场驱动力亟待增强**。长期以来，中国高碳能源价格低、低碳能源价格高，各地区能源价格差异较大，利用市场手段推动能源转型，任务相当艰巨。

展望未来，中国能源转型的不确定性值得高度关注。主要的不确定性有：**一是**未来经济发展增速、产业结构调整 and 工业品产量仍存在一定不确定性，特别是钢铁、水泥、电解铝、化工等高耗能产品的产量变化对中国能源供需规模和转型前景影响巨大，目前很难准确预测。**二是**数字化、智能化对中国电力需求增长的影响力度和数智化相关的电力消耗规模，目前很难准确判断。**三是**零碳技术和负碳技术在中长期的成熟度、安全性、经济性，目前仍很难把握。**四是**与能源转型国际合作相关的产业发展、国际贸易和产业链供应链发展前景，目前仍存在一定的不确定性。

总之，中国的能源转型是一项长期而艰巨的社会工程。中国需要在不到四十年的时间里先越过碳排放峰值、再实现碳中和，挑战大、任务艰巨。这更需要决策者直面挑战并发现解决办法，从各种不确定性中寻找确定性，时刻确保中国的能源转型在正确道路上行稳致远。

中国要从能源消费电气化、能源供应低碳化、能源供需互动化、能源科技产业化、能源治理现代化五个方面同步推进能源转型，同时加强能源转型国际合作，共同探索能源转型之路，在推动中国能源转型顺利前行的同时，为全球能源转型贡献中国力量。

第四章 终端消费部门的能源转型

一、主要结论

➤ **终端能源需求先上升、后下降。**终端能源需求（按当量热值法计算）将在 2030 年左右达到峰值，2060 年终端能源需求比峰值低 30% 左右。BCNS 情景与 ICNS 情景终端能源需求趋势相似，差异保持在 2% 左右。在这个过程中，电力需求增长是拉动终端能源需求增长的最主要因素。

➤ **电力和氢能成为支撑中国终端能源低碳转型的新兴力量。**“十四五”期间，电力将取代煤炭成为终端能源需求的最主要品种。电力占终端能源需求的比重将从目前的 28% 左右，提高到 2040 年的 44%~45% 和 2060 年的 59%~62%。氢能占终端能源需求的比重将从目前几乎忽略不计，提高到 2040 年的 2% 左右和 2060 年的 12%~14%，到 2060 年氢能将是终端能源需求的第二大能源品种。

➤ **终端用能部门的直接碳排放先上升、后下降，2030 年前达到峰值，2060 年需借助碳移除技术实现“净零碳排放”。**从各重点领域的直接碳排放看，建筑领域将最先达到“净零碳排放”，工业、交通运输领域 2060 年可以减少 90% 以上，但很难实现“净零碳排放”，需借助碳移除技术作为“兜底”解决方案。

➤ **工业领域**低碳转型的主要路径：一是持续调整产业结构，二是推广节能低碳工艺技术，三是发展循环经济，四是大规模应用电力氢能等清洁能源。预计 2030 年左右工业终端能源需求达到峰值，2060 年工业用能需求比 2020 年少 25% 左右（ICNS 情景的工业能源需求略高于 BCNS 情景），但 2060 年中国的工业增加值将是 2020 年的 4 倍左右。

➤ **建筑领域**低碳转型的主要路径：一是提升新建建筑节能水平，二是推进既有建筑节能改造，三是发展低碳零碳供热，四是提升电

气化率，五是加快绿色农房建设。预计建筑部门终端能源消费量在 2030~2035 年达到峰值，峰值比 2020 年高出 15%~18%（BCNS 情景比 ICNS 达峰更晚、峰值更高）。2060 年，建筑部门终端能源消费量比峰值降低 11%左右。建筑部门电气化率 2060 年为 84%~87%，其余用能需求由零碳热力和生物质能源满足。数据中心的电力需求将进入爆发性增长，预计 2060 年数据中心电力需求是 2020 年的 10 倍左右。

➤ **交通运输领域**低碳转型的主要路径：一是优化交通运输结构，二是推广电动汽车，三是开展低碳零碳燃料替代。预计交通运输终端能源消费将在 2030 年左右达到峰值，2060 年交通运输用能需求与 2020 年基本相同（ICNS 情景的交通运输能源需求与 BCNS 情景基本相同）。2035 年乘用车的新能源汽车渗透率（包括电动汽车、混合动力汽车和燃料电池汽车）超过 95%，2060 年电动汽车保有量将达到 4.8~5.4 亿辆。

➤ **终端部门能源需求管理**将成为能源转型的重要组成部分。在工业领域，有色金属、化工、轻工等行业将改造用电设备，可以在一定程度上与波动性电源相匹配。在建筑领域，虚拟电厂、大型公共建筑用电设备智能群控、家电负荷柔性调控等技术，可以降低峰值电力负荷、削峰填谷。交通运输领域的有序充电（Smart Charging）和车网互动（V2G）技术可以按电力系统调度需要进行充放电。终端用能技术将开发更多灵活性资源，通过与能源供应系统的互动，降低电力装机需求，并为电网提供辅助服务，支撑电力系统的安全高效运行。

二、终端能源需求的总体趋势

两个情景下，终端能源需求的趋势类似（如图 4-1 所示）。两个情景的终端能源需求在 2030 年左右达到峰值，随后由于市场需求变化、能效提升和深度电气化，中国的终端能源需求逐步下降。到 2060 年，BCNS 情景下的终端能源需求降至 30.6 亿吨标准煤，ICNS 情景下的终端能源需求降至 30.9 亿吨标准煤。

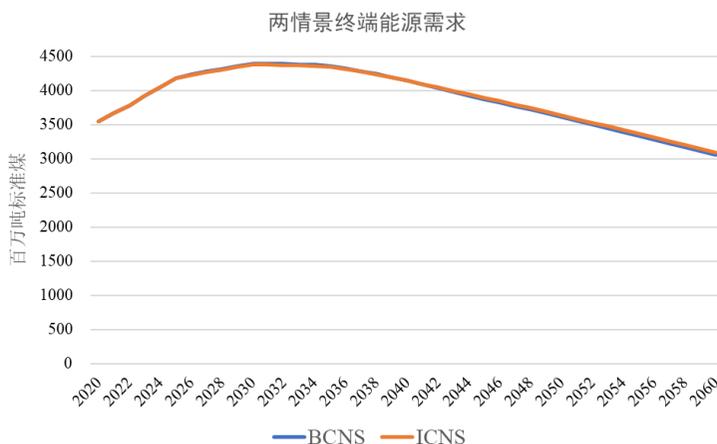
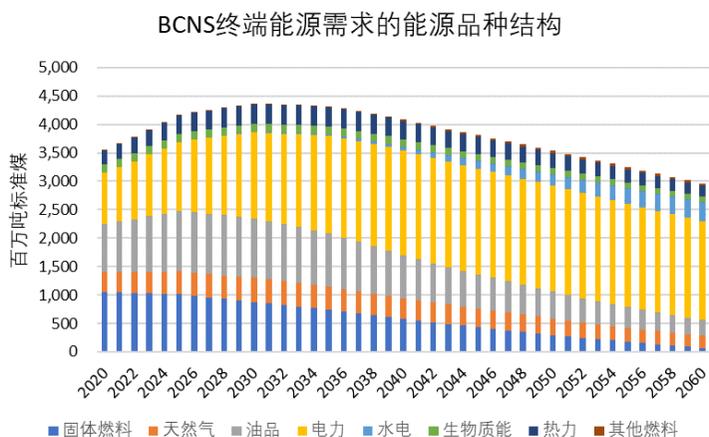


图 4-1 两个情景终端能源需求

在两个情景下，终端能源需求中清洁能源比重持续增加。在 BCNS 情景下，煤炭在终端能源需求中的比重从 2020 年的 29.6% 下降到 2060 年的 2.3%，在 ICNS 情景下，该比重到 2060 年下降到 1.5%。在 BCNS 情景下，石油需求比重从 2020 年的 23.8% 下降到 2060 年的 9.0%，在 ICNS 情景下，该比重到 2060 年下降到 6.5%。在 BCNS 情景下，天然气需求比重从 2020 年的 10.0% 下降到 2060 年的 7.0%，在 ICNS 情景下，该比重到 2060 年下降到 6.4%（如图 4-2 所示）。



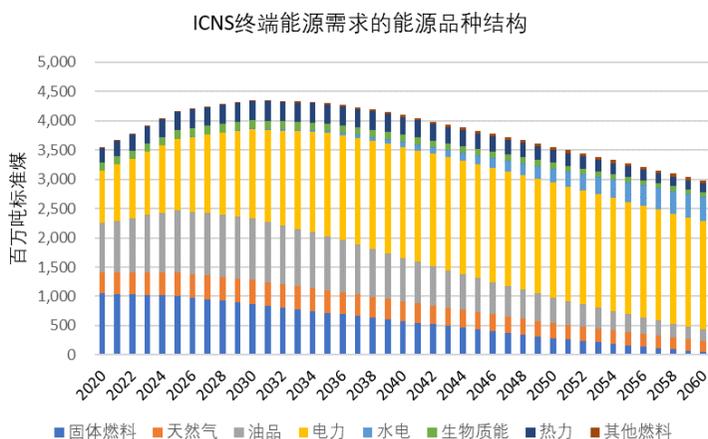


图 4-2 两个情景终端能源需求的结构

在两个情景下，终端电力需求在 2050 年前保持上升趋势，在 2050 年左右达到峰值，此后呈现稳中有降趋势（如图 4-3 所示）。到 2060 年，BCNS 的终端电力需求为 14.2 万亿千瓦时，ICNS 的终端电力需求为 15.1 万亿千瓦时。在两个情景下，电气化率都在持续增加。在 BCNS 情景下，直接电力消耗在终端能源需求中的比重从 2020 年的 25.4%，增加到 2035 年的 39.4% 和 2060 年的 57.0%；在 ICNS 情景下，终端能源需求中电力比重到 2035 年和 2060 年分别为 40.4% 和 60.5%。

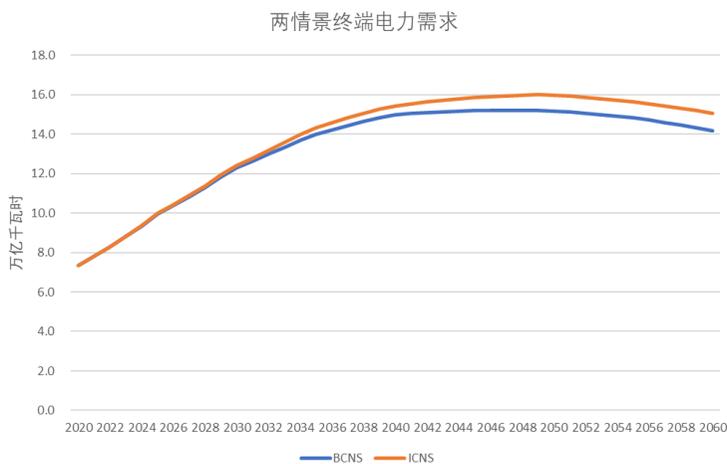


图 4-3 两个情景终端电力需求

三、工业部门

（一）工业终端用能将有望在 2030 年前达到峰值

工业低碳发展是实现碳达峰碳中和的关键。工业是中国的立国之本、兴国之器和强国之基，长期以来支撑经济和社会平稳较快发展，贡献了 30% 以上的 GDP 和社会就业。同时，工业也是中国能源消费和碳排放的主要来源，对于实现碳达峰碳中和目标至关重要。未来工业部门深度脱碳将是一个战略性、全局性的变革过程，也是一项长期、复杂的系统工程，需要理念、技术、模式、路径的全面创新，在产业升级、需求减量、能效提升、能源替代等多个路径同时发力并取得突破（如图 4-4 所示）。

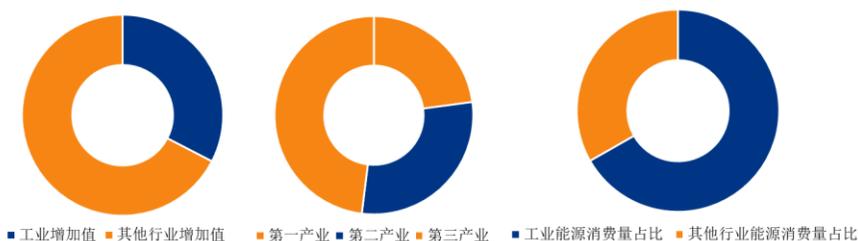


图 4-4 2020 年工业部门增加值、就业和能耗占比

数据来源：中国统计年鉴

在 BCNS 情景下，工业能源需求从 2020 年的 21.9 亿吨标准煤增长到 2030 年 27.0 亿吨标准煤左右的峰值，然后开始逐步下降到 2060 年的 15.3 亿吨标准煤。在 ICNS 情景下，工业能源需求同样在 2030 年左右达峰，峰值水平与 BCNS 情景基本相当，2060 年工业能源需求下降至 16.1 亿吨标准煤，因 ICNS 情景国际环境更有利于发挥中国在工业领域的比较优势，工业能源需求略高于 BCNS 情景（如图 4-5 所示）。

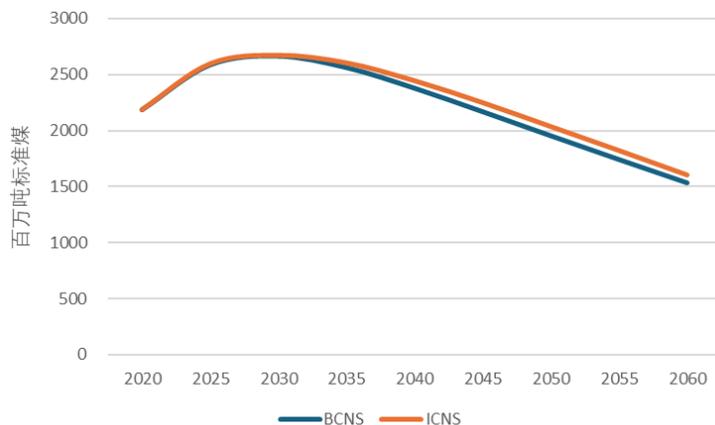


图 4-5 2020~2060 年工业部门终端能源需求展望

工业低碳发展将重塑中国产业版图和生产布局。工业低碳发展将改变既有生产函数和要素供给条件，进而重构区域比较优势及发展格局。在产业迭代、要素成本上涨、环境和碳排放约束强化的多重作用之下，既有高碳产能将加快转移。中西部地区丰富的可再生能源资源将成为碳中和时代最为重要的比较优势，成为资源/资本密集型产业的重要承接地，预计 2060 年中国超过 50% 的电炉钢产能、60% 的电解铝产能、70% 以上的合成氨等化工产能都将布局在中西部可再生能源富集地区，实现绿电、绿氢资源的就地消纳以及工业产品的深度脱碳，带动相关地区跨越式发展和低碳繁荣。

（二）工业部门实现碳中和的四大路径

1. 工业经济迈向高端化、集约化、服务化

过去十几年来，中国工业体系成功通过了国际贸易争端、新冠肺炎疫情冲击等“压力测试”，为全球树立了工业高质量发展“中国样板”。未来，中国将持续推动工业结构优化、规模减量、打造服务经济。2060 年，中国工业结构将呈现高端化、集约化和服务化特点。以医药、机械制造、电子产品为代表的高附加值产业增加值比重将从 2020 年不足 35% 提升至 50% 以上（如图 4-6 所示）；以钢铁、水泥、石化、有色为代表的传统高耗能产业增加值比重将从 2020 年接

中国能源转型展望 2024

近 40% 下降至 30% 以下，同时，相关高耗能产品产量也将于“十四五”时期陆续达到峰值，2060 年产量将比 2020 年下降 30%~50%（如图 4-7、图 4-8 所示）。

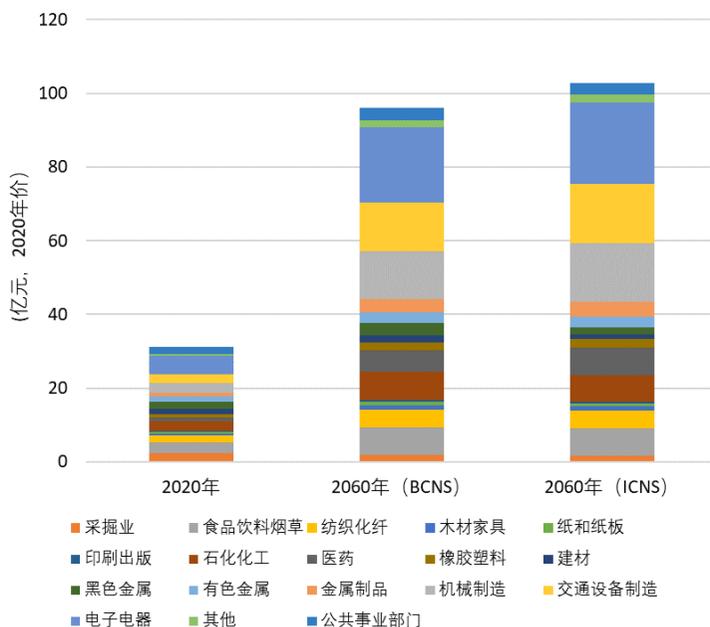


图 4-6 2020 年和 2060 年工业分行业增加值结构对比

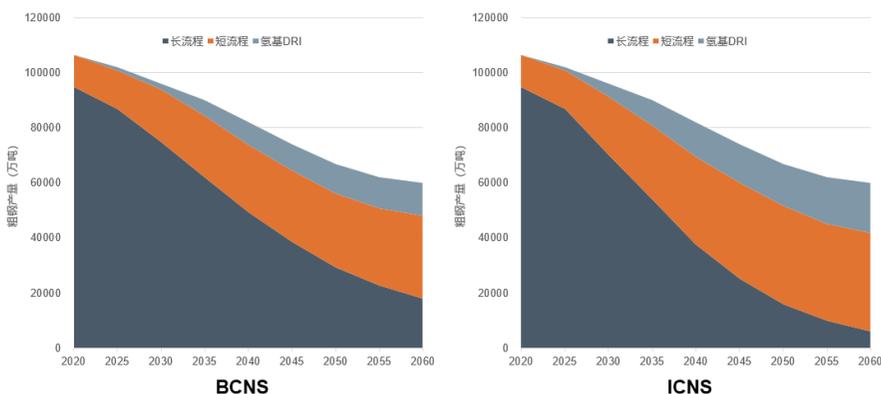


图 4-7 2020~2060 年粗钢产量变化（分工艺）

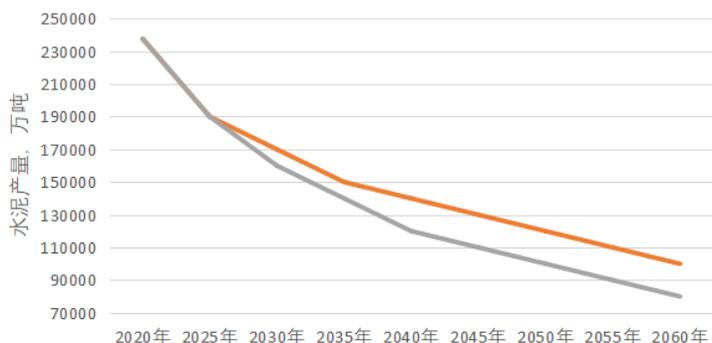


图 4-8 2020~2060 年水泥产量变化 (橙色为 BCNS、灰色为 ICNS)

2. 循环耦合成为工业发展新形态和工艺变革新方向

中国工业循环发展体系已初具规模，2020 年再生铝、电炉钢、再生塑料产量占比分别达到 17%、11% 和 22%， “十三五” 期间循环经济对碳减排的综合贡献率达 25%。循环经济作为一种新的经济增长模式，以“减量化、资源化、再利用”为基本原则，将成为中国工业发展新形态和工艺变革新方向，推动工艺结构由原生资源向再生资源转变。2060 年，BCNS 情景下再生铝、电炉钢、再生塑料产量占全部产量比重将提升至 40%、50% 和 35% 左右；在 ICNS 情景下，低碳政策力度更为明显，产量比重将进一步提升至 60%、65% 和 50%（如图 4-9 所示）。

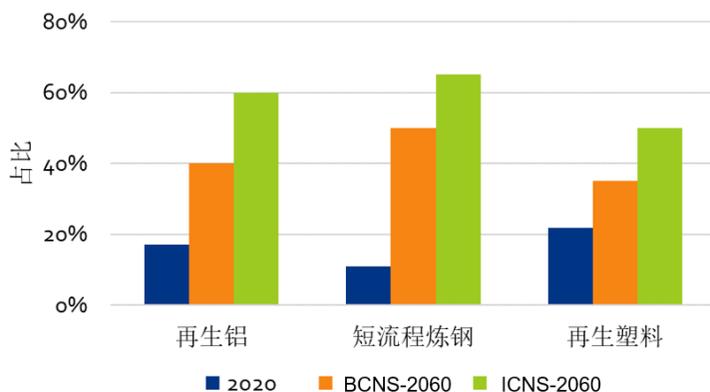


图 4-9 2020 年和 2060 年主要产品再生资源工艺产量占比

3. 智能制造和先进生产技术将持续提升能源利用效率

中国工业部门节能提效工作已取得长足进展，主要高耗能产品能效水平显著提升。在以智能化、数字化、网络化为显著特征的新一轮工业革命浪潮中，工业能效水平将有望得到进一步提升。在 BCNS 情景中，2060 年主要产品能效将比 2020 年水平提升 15%~25%。在 ICNS 情景中，依托于智能制造、先进生产技术装备和商业模式等深度应用，特别是数字化升级将创造巨大的能效提升空间，2060 年主要产品能效将比 BLS 情景再提升 10%~15%，届时中国将打造出一批世界级能效工厂，成为全球工业能效的引领者（如图 4-10 所示）。

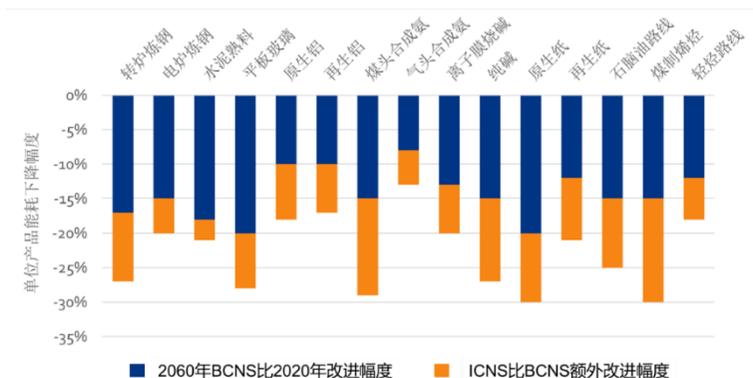


图 4-10 2060 年主要产品单位能耗下降情况

4. 电气化和氢能共同引领工业部门能源消费革命

近年来，中国工业部门用能结构持续优化。煤炭在能源结构中的比重保持下降态势，2021 年已降至 56%，煤炭占比今后会持续降低，利用方式将向清洁高效、绿色低碳方向发展。同时，电气化和氢能（特指绿氢）将共同引领工业部门能源消费革命。BCNS 情景下，2060 年电气化率和氢能占比分别达到 49.0%和 14.5%，在 ICNS 情景下，得益于电加热技术的大规模应用及绿氢成本大幅下降，2060 年电气化率和氢能占比分别提升至 52.9%和 15.1%（如图 4-11 所示）。



图 4-11 2020~2060 年工业部门电力和氢能需求占比

四、建筑部门

（一）建筑部门终端能源需求先增后降

建筑领域是中国能源消耗和碳排放的重要领域之一。经济的持续增长、城镇化的进一步推进以及建筑服务水平的不断提升，将拉动中国建筑部门能源需求进一步增长；同时，建筑节能标准提升、节能技术产品的持续普及和不断升级，也将实现用更少的能源提供更高品质的服务。两方面因素共同作用下，中国建筑部门终端能源需求将在近中期进一步增长，在中远期则逐步下降。

2020 年，按照当前国家能源消费统计口径（仅计入商品化能源），建筑部门终端能源需求约 7.0 亿吨标准煤，占终端能源消费总量的 20% 左右；此外，农村地区还有约 1.2 亿吨标准煤的非商品化生物质能消费量，两者合计约 8.2 亿吨标准煤。考虑到未来生物质能源消费将逐步商品化并计入能源消费统计，本章后续均按照计入全部生物质能源的口径分析建筑部门相关的终端能源需求和用能结构。

1. 建筑部门终端能源需求

在 BCNS 和 ICNS 情景下，建筑部门终端能源需求均呈现先增后降的趋势，达峰时间分别为 2035 年和 2030 年，峰值分别为 9.6 亿

吨标准煤和 9.4 亿吨标准煤，2060 年分别降至 8.6 亿吨标准煤和 8.4 亿吨标准煤。ICNS 情景下，2060 年建筑部门终端能源需求较 BCNS 情景下降 2.5%（如图 4-12 所示）。

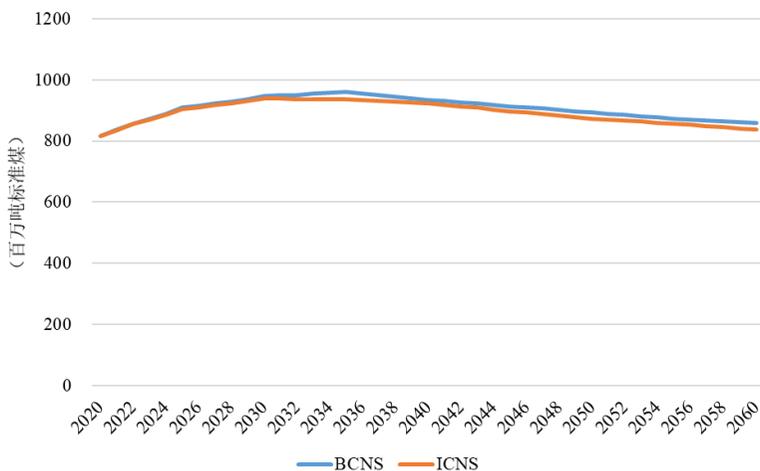


图 4-12 不同情景建筑部门终端能源需求

2. 分建筑类型的终端能源需求

在建筑面积和终端用能强度变化趋势的共同作用下，不同类型建筑能源需求发展变化趋势不尽相同。以 BCNS 情景为例，城镇住宅终端能源需求先增后降，在 2030~2035 年之间进入平台期，峰值在 3.4 亿吨标准煤左右，此后逐步下降，到 2060 年降至 2.8 亿吨标准煤，略低于 2020 年水平；农村住宅终端能源需求持续下降，到 2060 年降至 0.7 亿吨标准煤，仅为 2020 年水平的 1/4 左右；公共建筑（不含数据中心）终端能源需求整体呈增长态势，2035 年之前增速较快，2035 年达到 3.0 亿吨标准煤，之后基本进入平台期，2060 年缓慢增长到 3.1 亿吨标准煤。ICNS 情景下，国际合作交流更加顺畅，有望促进节能低碳技术成本的进一步下降，使得先进技术普及率更高，同时也可能带来更多样化、高端化的终端用能产品和服务需求。综合来看，与 BCNS 情景相比，ICNS 情景下，2060 年城镇住宅、农村住宅终端能源需求有所下降，公共建筑（不含数据中心）终端能源需求略有增长，三者合计下降 3.2%（如图 4-13 所示）。

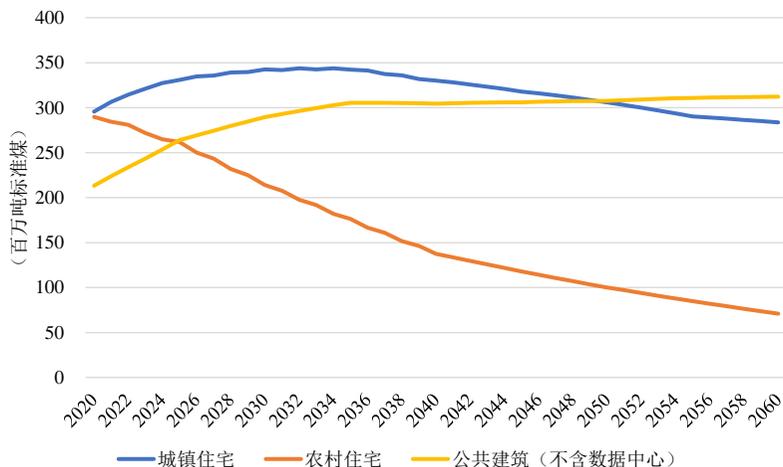


图 4-13 BCNS 情景各类建筑终端能源需求展望

3. 数据中心终端能源需求

数据中心终端能源需求将呈爆发式增长态势。一方面，人工智能、大数据分析等业务推动数据中心算力指数级增长，拉动数据中心用能需求快速攀升。另一方面，硬件技术突破和深度学习技术的进步，可以在提高计算性能的同时降低单位算力用能需求。此外，数据中心电能利用效率（PUE）指标仍有进一步下降空间。从长期来看，算力与计算效率的发展均存在较大不确定性，数据中心终端能源需求预测较为困难。与 BCNS 情景相比，ICNS 情景下数据中心算力需求有可能更高，但 IT 设备和数据中心的能效水平也有望更高，为此，本研究暂未考虑两个情景下数据中心终端能源需求的差异。预计到 2060 年中国数据中心电力需求将接近 1.6 万亿千瓦时，较 2020 年水平增长近 10 倍（如图 4-14 所示）。

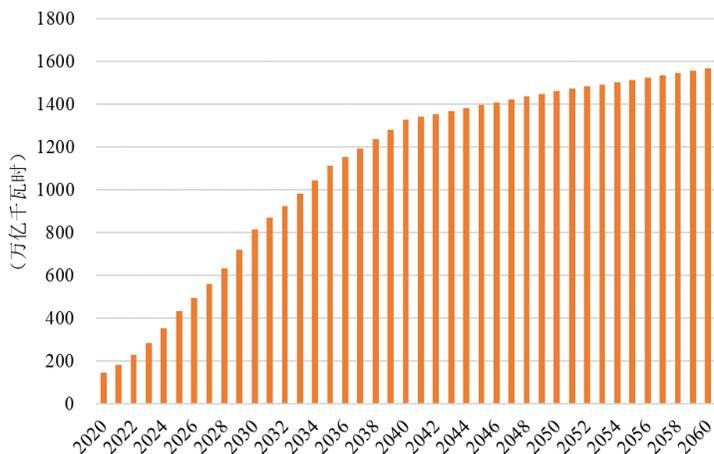
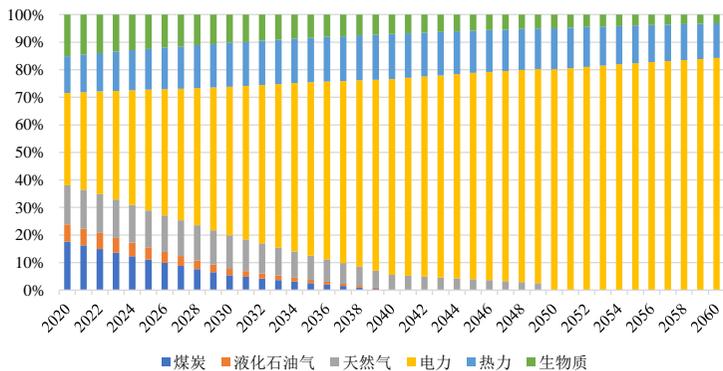


图 4-14 数据中心电力需求展望

4.分能源品种的终端能源需求

提高建筑终端电气化率，更多使用绿色电力替代煤炭、天然气等化石能源直接利用是建筑部门用能低碳转型的重要途径。供热是建筑部门化石能源消费最为集中的领域，因此，着力推进低碳零碳供热对于建筑部门脱碳尤为重要。两个情景下，化石能源、生物质能源消费占比均不断下降，煤炭、石油、天然气消费依次清零；电力消费占比持续上升；热力消费占比先增后降，总体基本稳定。ICNS情景下，化石能源消费占比下降更快。到 2060 年，建筑部门终端能源需求绝大部分来自可再生能源电力，其余为零碳热力和生物质能源（如图 4-15 所示）。



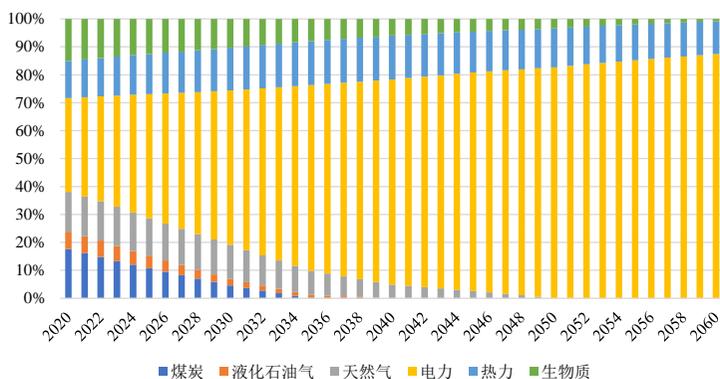


图 4-15 两个情景下建筑部门终端用能结构

（上图为 BCNS 情景，下图为 ICNS 情景）

（二）建筑部门终端能源需求受多种因素驱动

1. 建筑面积总量将进一步增长，增速逐渐放缓

2023 年，中国城镇化率为 66.16%，与发达国家相比，仍有一定提升空间，预计 2060 年将超过 80%，这将带动城镇住宅需求进一步提升，而农村住宅需求不断下降。同时，服务业的持续增长也将拉动公共建筑需求继续攀升。

从人均面积看，目前中国城镇人均住宅面积已接近发达国家中较低水平，预计未来还有一定增长空间；农村人均住宅面积已接近发达国家中等水平，预计未来将基本保持稳定，2060 年略高于当前水平；人均公共建筑面积与发达国家相比还有较明显差距，特别是医院、学校等公共建筑，预计未来仍有较大幅度增长空间。

测算结果显示，两个情景下，中国民用建筑总面积在 2035 年前仍保持较快增长态势，之后增速放缓，2040 年左右达到峰值，而后基本处于平台期，稳中略降。ICNS 情景下，考虑到国际交流合作更加频繁，将在一定程度上拉高酒店建筑的需求，使公共建筑总面积较 BCNS 情景有所增长，但增幅有限。BCNS 情景和 ICNS 情景下，中国民用建筑总面积峰值分别为 777 亿平方米和 778 亿平方米，2060 年分别为 758 亿平方米和 764 亿平方米（如图 4-16 所示）。

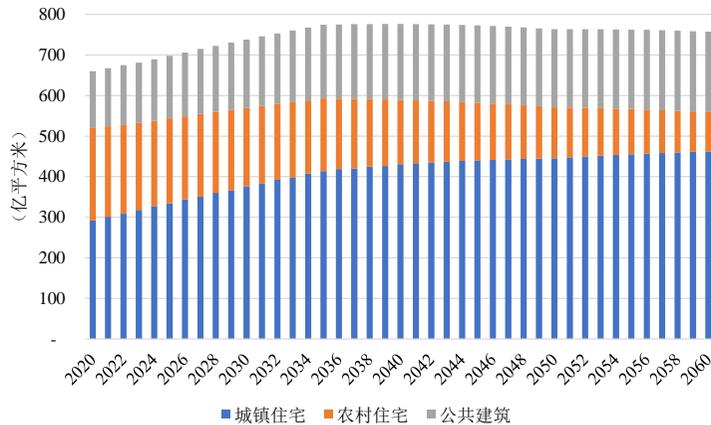


图 4-16 BCNS 情景下各类建筑面积展望

2. 人民对美好生活的需求拉动建筑服务水平进一步提升

随着人民生活水平的提高和服务业服务功能、质量的提升，未来，越来越多的消费者将更加关注建筑品质，对建筑功能和室内环境提出更高要求，从而拉动多种建筑终端用能能耗强度的持续上涨。2060 年，预计城镇住宅单位面积电器用能需求将增长到 2020 年的 6.5 倍左右；预计公共建筑单位面积热水用能需求将增长到 2020 年的 2.5 倍左右。

（三）建筑部门低碳转型的途径

1. 持续提高节能建筑占比，有效降低建筑用能强度

节能建筑具有热工性能更好的围护结构，可以有效降低建筑供热、制冷需求，部分节能建筑对采光性能进行了考虑，还可以降低建筑照明需求。目前，中国城镇存量建筑仍有 1/3 为非节能建筑，绝大部分农村建筑还是非节能建筑。未来，大力推进节能建筑建造或改造，加快提升节能建筑占比，是降低建筑部门能源消费和碳排放的重要途径之一。

（1）提升城镇新建建筑节能水平

未来，中国将进一步提升新建建筑节能设计标准，并加快建设

超低能耗、近零能耗建筑。《城乡建设领域碳达峰实施方案》提出：2030年前，严寒、寒冷地区新建居住建筑本体达到83%节能要求，其他地区新建居住建筑本体达到75%节能要求，新建公共建筑本体达到78%节能要求。两个情景均据此进行设置。BCNS情景下，考虑北方城镇地区居住建筑、其他地区居住建筑、公共建筑分别于2030年、2045年、2040年全面执行超低能耗建筑标准，分别于2045年、2055年、2050年全面执行近零能耗建筑标准。ICNS情景下，得益于更顺畅的国际合作和技术共享，超低能耗、近零能耗建筑推广力度更大，基本上较BCNS情景提前5年全面执行相应标准。

两个情景下，各地区居住建筑和公共建筑中，非节能建筑占比持续下降，直至为0；近零能耗建筑占比不断增加；节能建筑、超低能耗建筑占比均先增后降。与BCNS情景相比，2060年，ICNS情景节能建筑、超低能耗建筑占比更低，近零能耗建筑占比更高。以北方地区城镇居住建筑为例，BCNS情景下，2060年超低能耗、近零能耗建筑占比从几乎为0分别提升至28.9%、21.4%，节能建筑占比下降至49.7%；ICNS情景下，2060年超低能耗、近零能耗建筑占比分别提升至22.0%、28.4%，节能建筑占比下降至49.6%（如图4-17所示）。

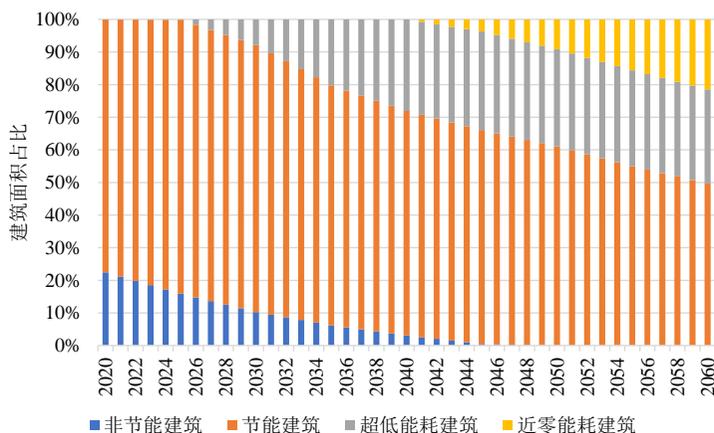


图 4-17 BCNS 情景下北方地区城镇居住建筑中不同节能等级建筑分布

(2) 推进既有建筑深度节能改造

在技术经济可行的前提下，开展既有建筑节能改造可带来 20% 以上的节能潜力。未来，进一步深化既有建筑节能改造，是降低建筑用能强度的重要举措。模型中考虑优先对各类非节能建筑进行改造，其次是早期低水平节能建筑，改造后力争达到届时现行的建筑节能标准要求。ICNS 情景相比 BCNS 情景节能改造力度更大，累计改造面积更多。由于两个情景改造力度差异主要从 2030 年之后开始考虑，ICNS 情景下各类建筑五年规划期节能改造率较 BCNS 情景大多提高 5 个百分点，因此两个情景因既有建筑节能改造力度不同带来的节能建筑占比差异并不显著。

（3）加强绿色农房建设

中国农村地区尚未执行强制性建筑节能标准，目前绝大部分农村建筑仍是非节能建筑，导致单位制冷供热面积的用能需求较高，且室内热环境普遍较差。未来，应加快推进各类绿色农房建筑，提高围护结构热工性能，推动新建农房执行节能设计标准，并在清洁取暖工作中统筹推进既有农房节能改造，大幅提升农村节能建筑占比，并在条件适宜地区推进近零能耗农房建设。预计未来农村建筑中非节能建筑占比将持续较快下降。与 BCNS 情景相比，ICNS 情景下农村地区节能建筑、超低能耗、近零能耗建筑推广力度更大，2060 年占比更高。以北方地区农村住宅为例，ICNS 情景下，2060 年超低能耗和近零能耗建筑占比将提升到 25%。

2. 加快优化建筑用能结构，尽早实现建筑用能低碳转型

（1）因地制宜开展电能替代

电气化是建筑部门替代化石能源直接利用的重要途径，是建筑部门实现低碳发展的重要前提。当前，中国建筑部门电气化水平距离低碳发展要求还有较大差距。未来，应因地制宜加快推广热泵、电热水器、电炊具等技术产品，替代化石燃料器具，持续提升建筑部门电气化率。BCNS 情景下，2060 年建筑部门电气化率将提升至 84.2%。ICNS 情景下，电能替代技术产品创新更加活跃，成本更低，渗透率更高，2060 年建筑部门电气化率将提升至 87.4%（如图 4-18

所示)。

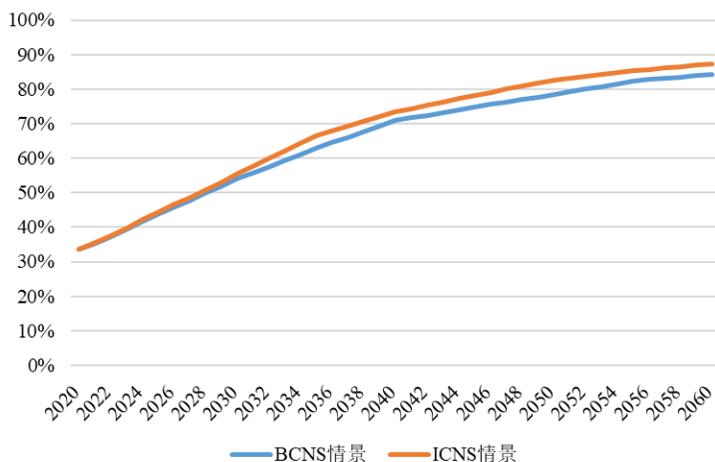


图 4-18 两个情景下建筑部门电气化率

(2) 推进低碳零碳供热

建筑供热能源消费超过建筑部门能源消费量的 30%，同时，建筑部门超过 70%的煤炭消费用于供热，为此，供热低碳转型对于建筑部门脱碳至关重要。未来，需针对不同气候区、不同功能建筑采取差别化的供热低碳转型路径。北方城镇地区应继续用好既有集中供热管网，优先并充分利用电厂、工业、数据中心等余热资源替代原有化石能源供热，不足部分通过可再生能源电力、生物质能等零碳能源生产；在集中供热管网未覆盖区域或超低能耗、近零能耗建筑中，因地制宜发展各类热泵（空气源、地源、水源、污水源等）、中深层地热、太阳能、生物质等供热技术。BCNS 情景和 ICNS 情景下，到 2060 年北方地区城镇居住建筑（不含超低能耗、近零能耗建筑）中余热供热技术占比将由 2020 年的不足 2%分别增长到 31%和 33%。夏热冬冷地区城镇建筑宜优先采用热泵供热，用电动热泵逐步替代燃煤、燃气等化石燃料供暖，其中居住建筑更适宜采用分散供热方式，公共建筑可以楼宇集中供热方式为主。农村建筑应在做好建筑节能改造的基础上，优先考虑空气源热泵分散供热方式；暂不适宜热泵供热的地区，如严寒地区，可考虑电锅炉、电加热器、生物

质炉等供热方式（如图 4-19 所示）。

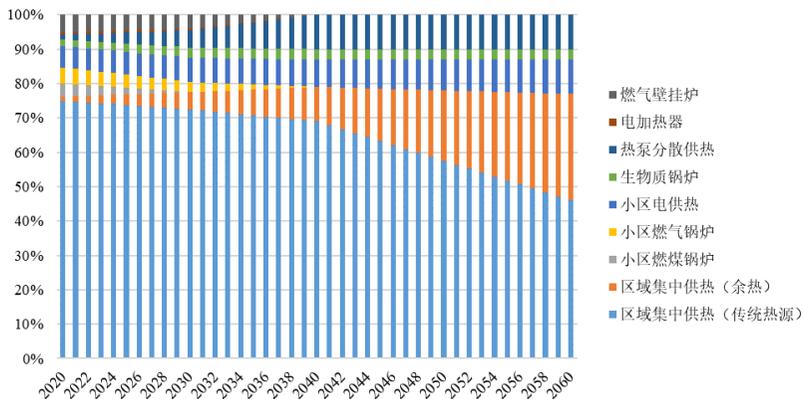


图 4-19 BCNS 情景下北方地区城镇居住建筑供热技术分布变化

五、交通运输部门

（一）交通运输终端能源需求先增后降

1. 交通运输部门终端能源需求

从终端能源需求总量看，在 BCNS 情景下，交通运输部门能源需求峰值为 6.99 亿吨标准煤，到 2060 年下降到 4.70 亿吨标准煤。在 ICNS 情景下，峰值为 6.78 亿吨标准煤，到 2060 年回落到 4.55 亿吨标准煤（如图 4-20 所示）。

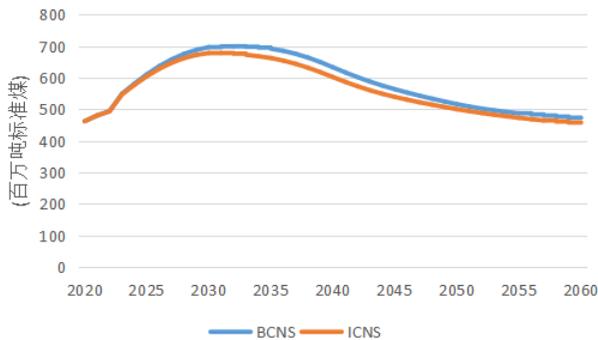


图 4-20 2020~2060 年交通运输终端能源需求

2.分能源品种的终端能源需求

从能源品种看，2045年后，电力将成为能源结构主体（如图4-21所示）。在BCNS情景下，2060年电力比重达到41.5%，氢能比重升至14.5%，而在ICNS情景下，2060年电力需求比重更高，达到44.6%，同时氢能应用也得到加强，比重达到27.9%，油品比重下降到2.9%，生物燃料比重增加到4.9%，电制燃料比重达到8.8%。

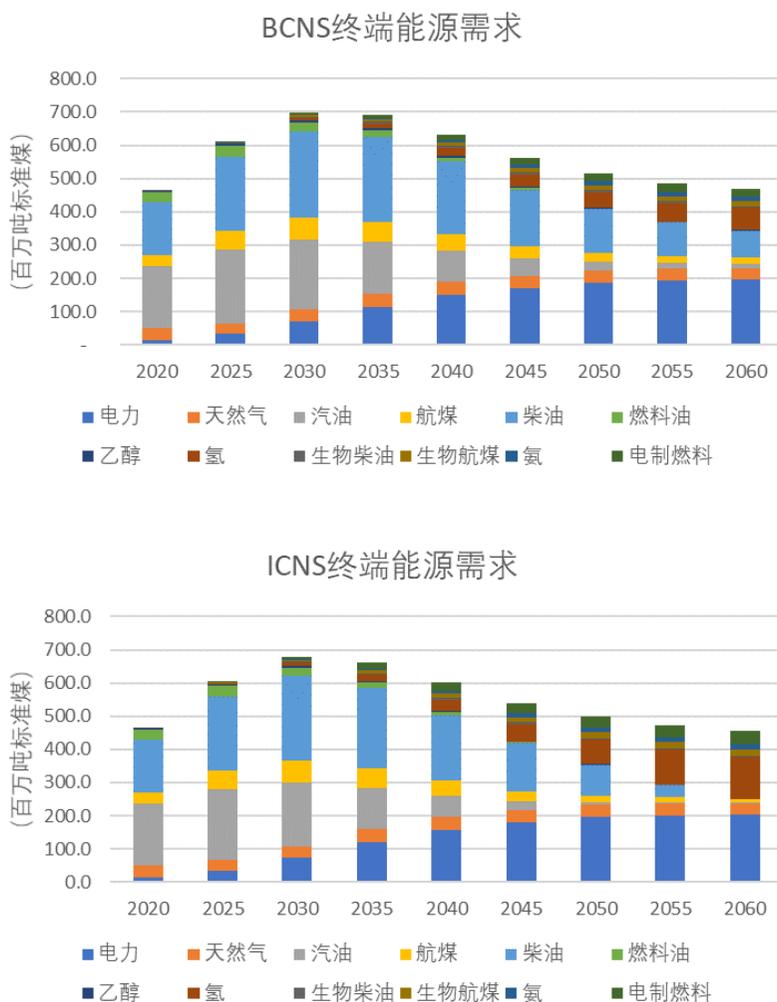


图 4-21 2020~2060 年交通运输终端能源需求结构

（二）交通运输部门终端能源需求受多种因素驱动

1. 汽车保有量增长

随着出行需求的增长和汽车产业的蓬勃发展，未来中国汽车保有量有较大提升空间。不同情景下，乘用车（私家车、出租车）保有量均呈现先增长后稳定的趋势（如图 4-22 所示），2060 年两个情景下乘用车保有量分别为 5.4 亿辆（BCNS）和 5.7 亿辆（ICNS）。

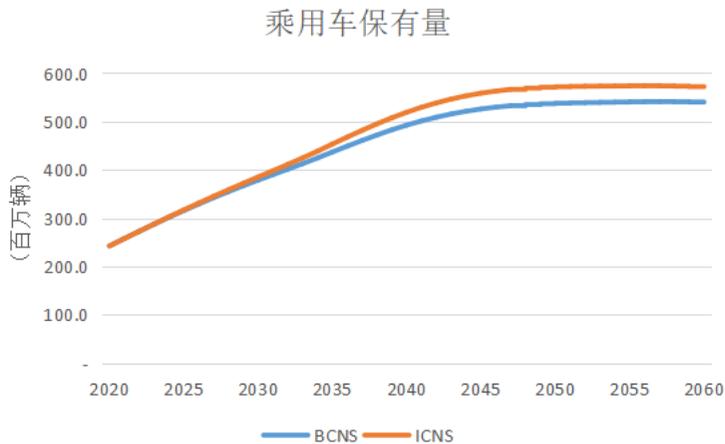


图 4-22 乘用车保有量变化

从货车保有量来看，不同情景下均呈现逐步上升趋势。2020 年的货车保有量为 3261 万辆，2030 年达到 4612 万辆，2060 年达到 5555 万辆。不同情景下，货车的燃料结构呈现较大差别。2020 年，柴油货车占比达到 73%，到 2060 年，柴油车占比锐减，BCNS 情景和 ICNS 情景下分别为 2.7%和 0.1%，电动货车占比逐步上升，BCNS 情景和 ICNS 情景下占比分别高达 77%和 83%（如图 4-23 所示）。

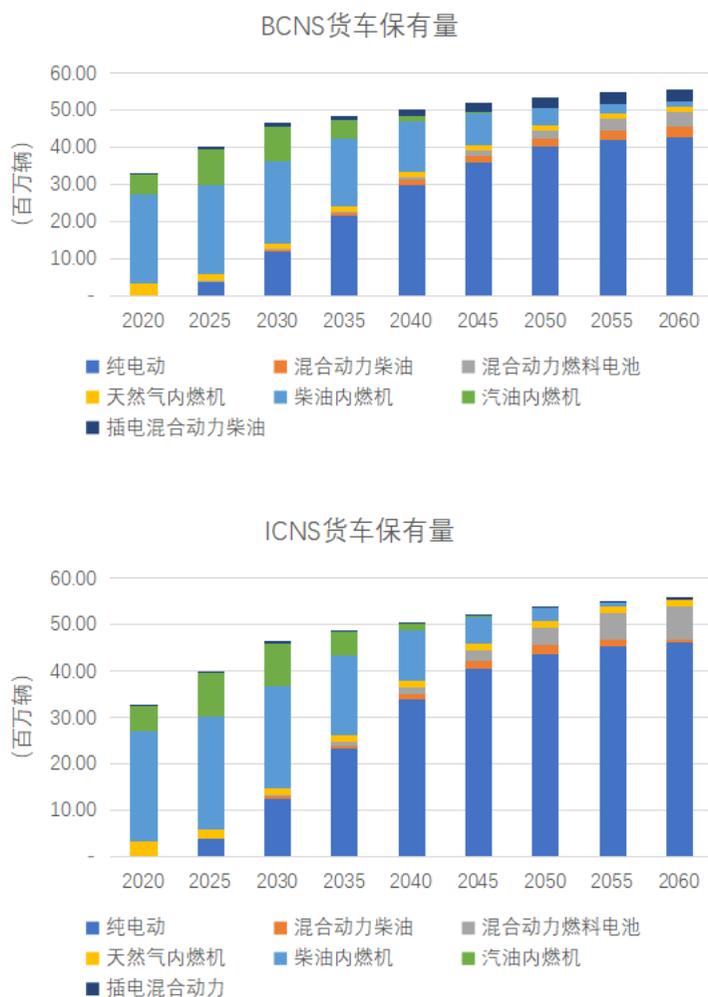


图 4-23 货车保有量情况

2. 客运周转量增加

非道路运输客运周转量在整个预测期内持续增加。到 2060 年，BCNS 情景和 ICNS 情景的客运周转量（城际）将由 2020 年的 1.8 万亿人公里分别增至 5.7 万亿人公里和 5.8 万亿人公里（如图 4-24 所示）。

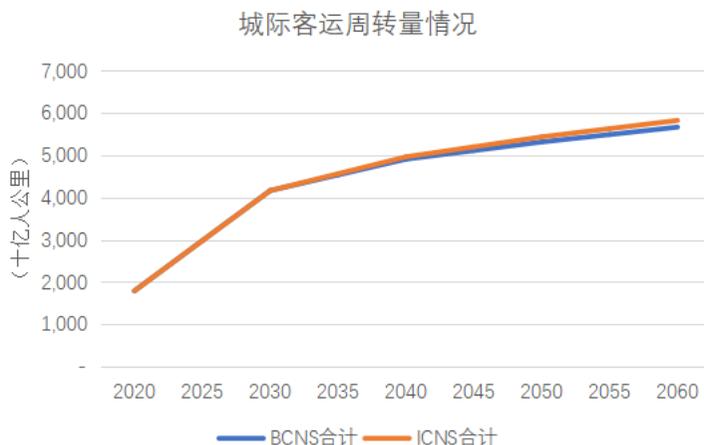


图 4-24 客运周转量情况

3. 货运周转量增加

货物运输周转量受经济增长驱动，到 2060 年，BCNS 情景和 ICNS 情景分别达到 39.3 万亿吨公里和 42.5 万亿吨公里（如图 4-25 所示）。

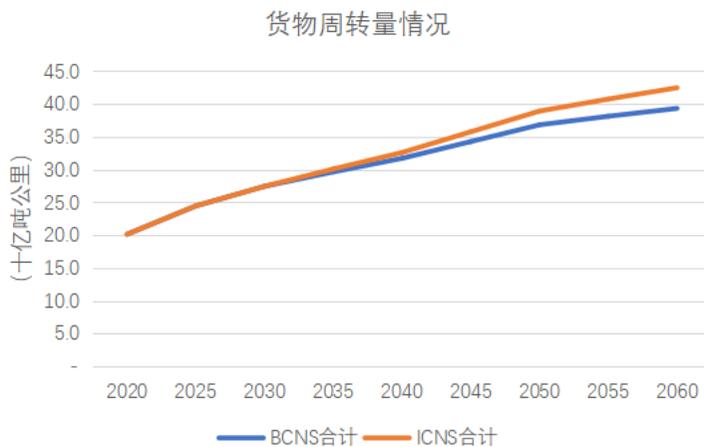


图 4-25 未来货运周转量变化情况

(三) 交通运输部门低碳转型的三条途径

1. 优化交通运输结构

未来，随着国际交流需求提升和航空技术的进步，航空客运量将逐渐提高，到 2060 年，BCNS 和 ICNS 情景下的航空客运量分别增长至 2.3 万亿人公里和 2.5 万亿人公里（如图 4-26 所示）。此外，在有良好的基础设施和规划的前提下，高铁具备乘车方便、行李容量大等优势，能够在 800 公里左右的行程计划中与航空形成竞争，因此未来高铁将在城际客运中发挥更加重要的作用，预计 2060 年高铁客运量将突破 3.3 万亿人公里。

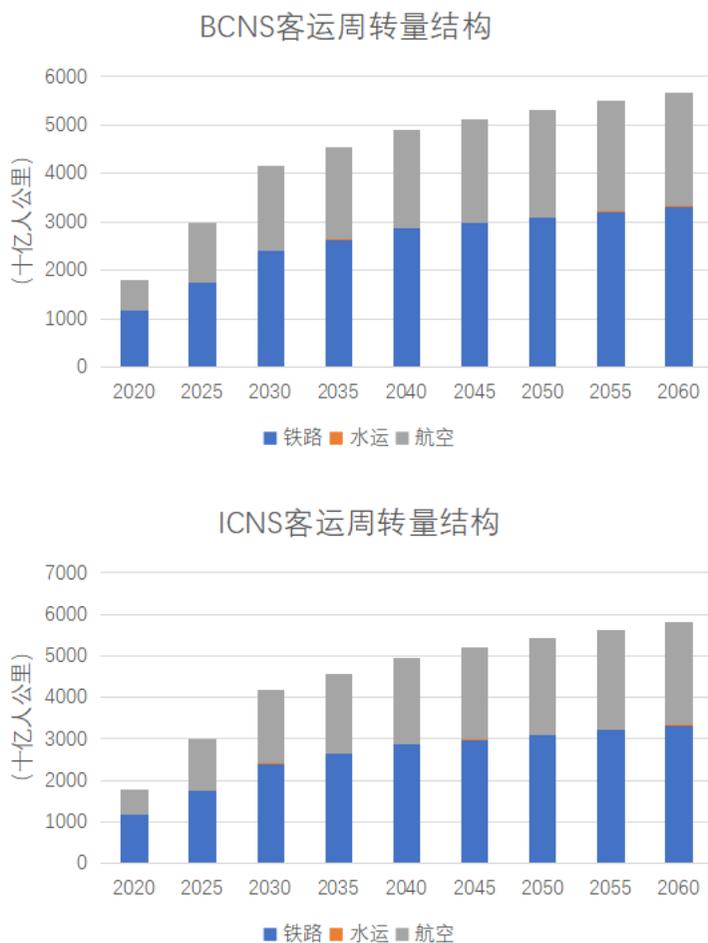


图 4-26 未来客运周转量结构情况

货运领域，水路和铁路运输将继续发挥节能高效的优势，并逐步替代公路货运，成为货物运输的主力。到 2060 年水路、铁路的货

中国能源转型展望 2024

运周转量均持续上升，BCNS 情景和 ICNS 情景下，水路货运周转量将分别达到 20 万亿吨公里和 23 万亿吨公里，水运货物周转量占比持续超过 50%，水运将始终是最主要的货运方式，铁路货运周转量占比将增长至 25%左右。与 2020 年相比，2060 年水运货运量两个情景下分别增长 78%（BCNS 情景）和 102%（ICNS 情景），铁路货运增长 167%（如图 4-27 所示）。2030 年之后，公路货物周转量增速逐年放缓，占比逐年降低。

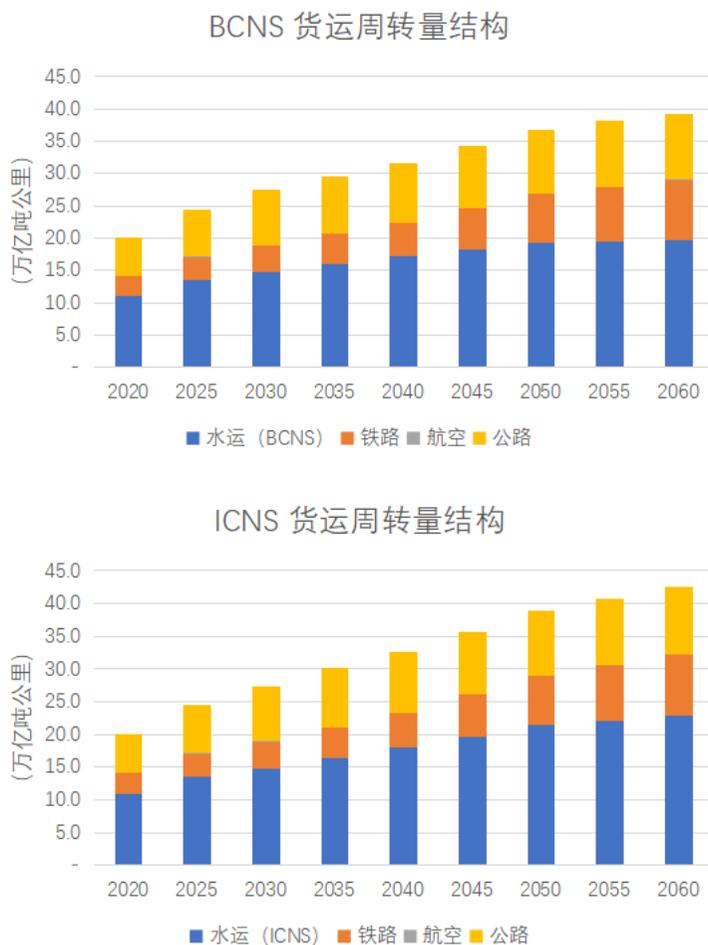


图 4-27 未来货运周转量结构情况

2.全面普及新能源汽车

随着新能源汽车技术快速进步与政策持续支持，以电动汽车为代表的新能源汽车规模将持续扩大，新能源汽车在乘用车中的渗透率将加速提升。2024年8月，中国新能源汽车渗透率已达到53.9%。到2035年，中国乘用车中新能源汽车渗透率（包括电动汽车、混合动力汽车和燃料电池汽车）将超过95%。

到2060年，新能源汽车中的电动汽车将占据绝对优势，从保有量上看，2060年，BCNS情景下，电动汽车占比将增长至89.9%，ICNS情景下则达到94.3%，插电混动汽车占比降至更低水平，分别为8.2%和3.7%，燃料电池汽车占比为1.9%~2.0%，燃油车将完全退出（如图4-28所示）。

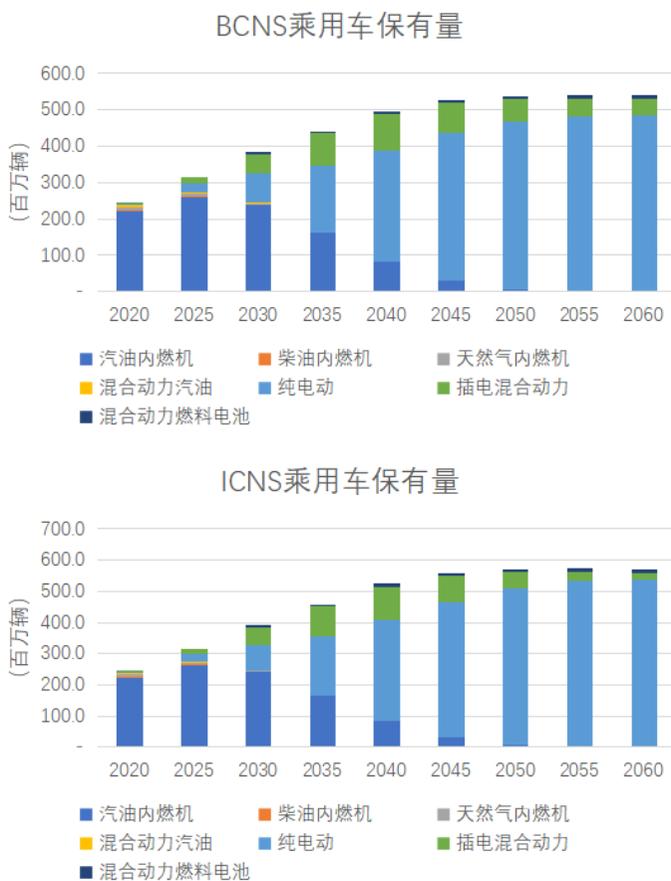


图 4-28 未来乘用车保有量结构情况

3. 加快低碳零碳燃料替代

随着国际间科技合作的增加，低碳技术在各领域的渗透率加速提高。在航空领域，液体替代燃料快速发展。2060年，航空领域电制燃料占比提高至23%~29%，生物燃料占比则增至23%~28%，航空煤油则降至30%以下。在水运领域，2030年开始，氨能在水运领域能源需求占比逐步提高，电制甲醇、氢能和生物柴油也有所增长，到2060年，BCNS情景氨能占比增长至37%，ICNS情景增长至39%，除此以外氢能的占比分别增长至17.4%和20.5%，都将为降低碳排放提供动力（如图4-29所示）。

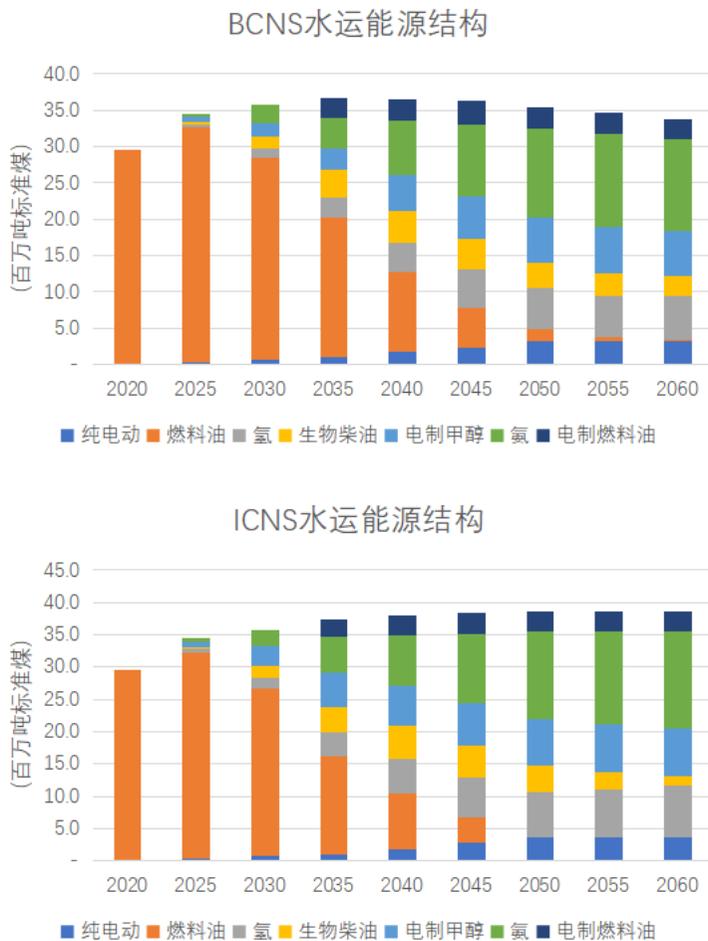


图 4-29 未来水运领域能源结构情况

第五章 电力部门转型

一、主要结论

➤ **加快建设新型电力系统，有助于更好满足持续升高的全社会用电需求。**2060年，全社会用电量升高到20.0~22.2万亿千瓦时。其中，电制氢、电制合成燃料和电制热等加工转换部门成用电需求新增长极，用电量合计占比达到25%左右。加快建设清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，有助于促进能源领域实现净零排放，更好满足持续升高的全社会用电需求。

➤ **发电装机进一步增长，电力系统全面实现清洁转型。**2060年，中国发电总装机达到105.3~118.2亿千瓦，其中可再生能源发电装机占比达到96%左右；可再生能源发电量占发电总量的比重达到93%~94%。

➤ **风电和光伏发电装机大幅增长，分布式光伏发电潜力巨大。**2060年，中国风电光伏发电装机合计需要达到93.2~107.0亿千瓦，其中风电装机为29.5~34.6亿千瓦，光伏装机为63.7~72.4亿千瓦。光伏发电装机占中国风光装机之和的三分之二左右；光伏发电装机中，分布式光伏占70%。

➤ **2060年兼顾发展与安全的新型电力灵活性资源体系基本建成。**到2060年，中国的电力灵活性资源量需求进一步提高到52.8~58.7亿千瓦，新型储能、电制氢和电制合成燃料将成为主要的电力灵活性资源。其中，电制氢和电制合成燃料的能力需要提高到31.1~35.6亿千瓦，电动汽车车网互动能力达到8.1~9.0亿千瓦，电化学储能能力达到2.4~2.8亿千瓦。电力系统对煤电的需求将显著降低。

➤ **跨区电力互济能力显著提高，全国电网格局进一步优化。**到2035年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，使电网能够像“海绵”一样灵活应对各地区的电力供需变化。到2060

年，西北、东北、华北地区的合计电力外送规模将比 2022 年提高 140%~150%。

二、电力供需结构

(一) 全社会用电量持续增加

2060 年前全社会用电量总体呈增加趋势。随着终端电气化不断加快，数据中心等新型用电负荷规模化增长，电动汽车车网互动(EV-V2G)、需求侧响应资源大幅提升，电制氢、电制合成燃料和电制热领域深度耦合，以及中长期负碳技术的引入，全社会用电量总体保持快速上升态势。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，全社会用电量分别达到 16.5 万亿千瓦时和 17.5 万亿千瓦时；2060 年，进一步提升至 20.0 万亿千瓦时和 22.2 万亿千瓦时（如图 5-1 所示）。



图 5-1 2022~2060 年全社会用电需求和结构

加工转换部门的电力需求比重持续提高。随着高比例新能源电力系统逐步建立，风电和光伏的波动性、间歇性出力特性逐渐凸显，电力系统的灵活性需求显著增加。新型储能和需求侧响应资源大幅增长，不增加全社会用电量，同时有利于用电“削峰填谷”。低成本、规模化的绿电制氢、绿电制合成燃料和电制热等的电力需求（这类电力需求属于加工转换部门）成为全社会用电需求的主要增量。随着全国统一电力市场体系的完善，电力现货市场、辅助服务市场、容量机制（市场）协同运行，实时变化的价格信号有效激发电锅炉和热泵的发展，增加电制热的用电需求。BCNS 和 ICNS 情景下，2060 年，电制氢和电制合成燃料用电量合计分别为 4.1 亿千瓦时和 5.4 万亿千瓦时，占全社会用电量的 19%和 23%；电制热用电量分别为 8700 亿千瓦时和 6600 亿千瓦时，占比达到 4%和 3%（如图 5-2 所示）。

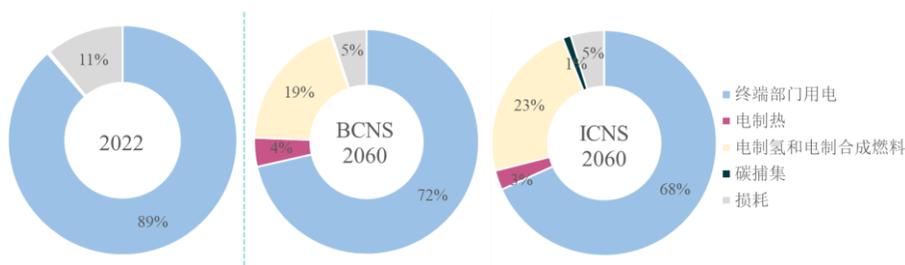


图 5-2 2022 年和 2060 年全社会用电需求结构对比

（二）可再生能源成为装机和发电量主体

加快建设清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，是促进能源领域实现净零排放的核心举措。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，全国发电装机分别达到 76.9 亿千瓦和 93.7 亿千瓦，可再生能源发电装机占比达到 82%和 86%，可再生能源发电量占比达到 69%和 77%。届时，可再生能源分别成为发电装机和发电量的主体，煤电向保障性和调节性电源转型。BCNS 和 ICNS 情景下，2060 年，全国发电装机分别达到 105.3 亿千瓦和 118.2 亿千瓦（如图 5-3 所示），是 2022 年的 4 倍左右；发电量达到 20.0 万亿千瓦时和 22.2 万亿千瓦时（如图 5-4 所示）。BCNS 和 ICNS 情

中国能源转型展望 2024

景下，2060年可再生能源发电装机占比达到96%左右（如图5-5所示），可再生能源发电量占比达到93%和94%（如图5-6所示）。

从常规电源看，BCNS和ICNS情景下，2060年，煤电和气电逐步转为备用电源或自然退役，核电装机达到1.8亿千瓦左右，水电装机（不含抽水蓄能）达到5.4亿千瓦左右。在BCNS和ICNS情景下，2060年，加装CCS的生物质发电装机分别达到1.6亿千瓦和1.2亿千瓦。

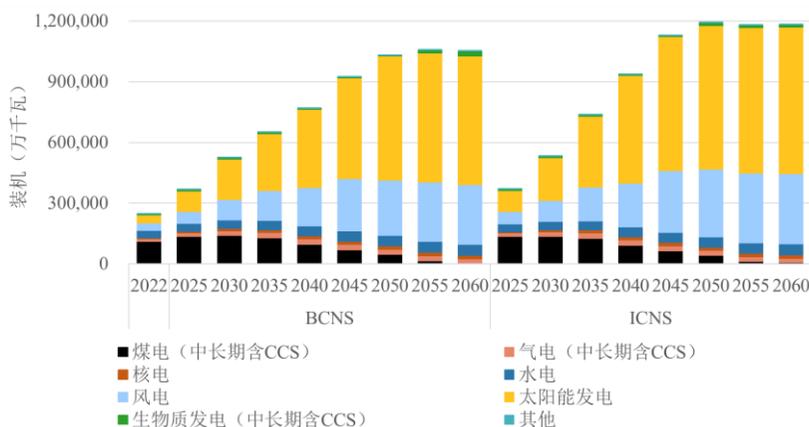


图 5-3 2022~2060 年发电装机和结构

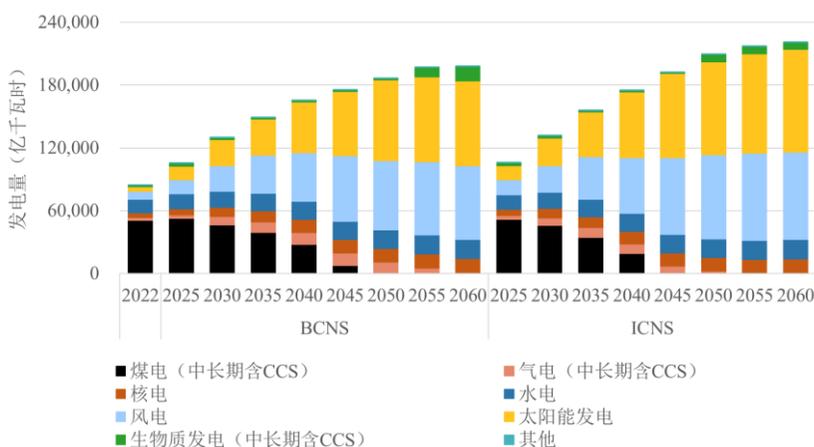


图 5-4 2022~2060 年发电量和结构

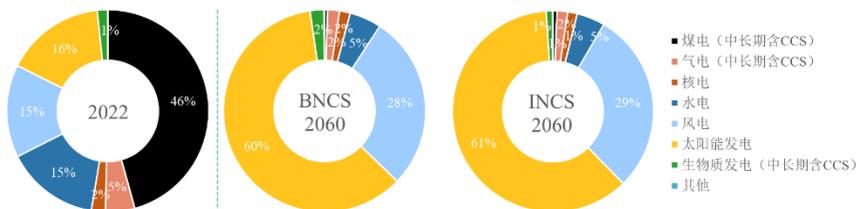


图 5-5 2022 年和 2060 年发电装机结构对比

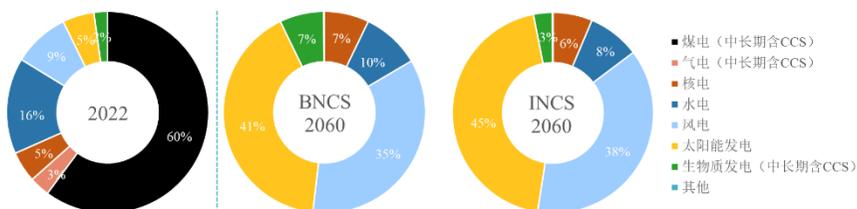


图 5-6 2022 年和 2060 年发电量结构对比

三、以风光为主体的电力供应

综合考虑可再生能源项目投资成本和产业发展趋势，BCNS 和 ICNS 情景下，风电和光伏发电的新增装机保持较快增加速度，新增装机进一步提高。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，风电光伏发电装机合计分别达到 57.6 亿千瓦和 74.8 亿千瓦。2050 年后，风电光伏的发展基本进入峰值平台期。到 2060 年，两个情景下，风电光伏装机合计达到 93.2 亿千瓦和 107.0 亿千瓦（如图 5-7 所示），其中光伏发电装机占三分之二左右。

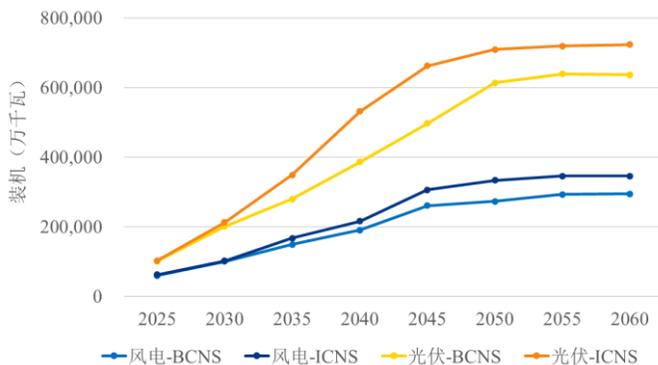


图 5-7 2025~2060 年风电和光伏装机规模

（一）陆上风电是风电发展的主导力量

BCNS 和 ICNS 情景下，2023~2040 年，风电总装机分别从 4.4 亿千瓦增至 19.0 亿千瓦和 21.6 亿千瓦。到 2040 年，陆上风电占比达到 92%和 93%，海上风电装机达到 1.6 亿千瓦左右。此后随着低风速风机技术进一步成熟，陆上风电成本继续下降，新增装机继续提速；随着海上风电向深远海推进，离岸距离增加，建设成本提高。2045 年后，风电装机速度趋缓。2060 年，风电总装机分别达到 29.5 亿千瓦和 34.6 亿千瓦（如图 5-8 所示）。



图 5-8 2025~2060 年分技术风电装机规模

从区域分布看，“三北”地区（西北、华北、东北）的风力资源和土地资源丰富，适于集中布局大规模陆上风电。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，61%和 65%的陆上风电装机集中在“三北”地区，到 2060 年，占比进一步提升至 70%和 75%（如图 5-9 所示）。综合考虑海风资源和海床条件等因素，华东和南方区域建设海风项目成本更低。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，华东和南方区域的海上风电合计占比达到 84%和 85%，华北和东北有少量布局。到 2060 年，华东和南方电网区域海上风电装机规模进一步提高，这两个区域的海上风电装机占比合计进一步提高到 83%和 89%（如图 5-10 所示）。

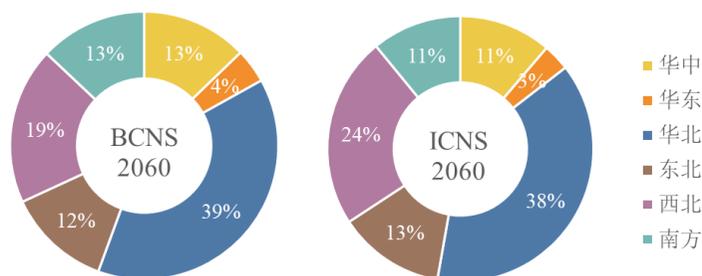


图 5-9 2060 年陆上风电装机区域部署

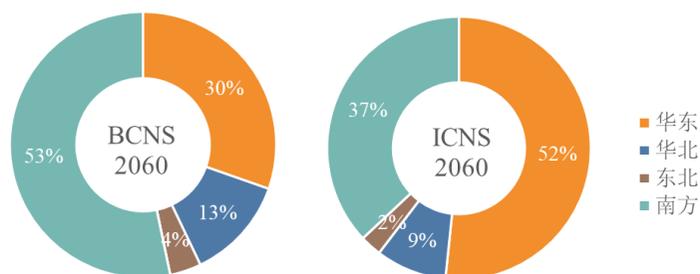


图 5-10 2060 年海上风电装机区域部署

(二) 分布式光伏是光伏发展的主导力量

中国太阳能光伏资源潜力丰富，中长期看其安装成本将进一步降低，特别是建筑屋顶和立面光伏开发潜力巨大。BCNS 和 ICNS 情景下，2023~2040 年，光伏发电装机分别从 6.1 亿千瓦增至 38.6 亿千瓦和 53.2 亿千瓦；其中，分布式光伏发电逐渐成为光伏发电装机增长主体。到 2040 年，分布式光伏装机显著超越集中式光伏；BCNS 和 ICNS 情景下，分布式光伏占比均达到 75% 以上。此后，光伏成本继续下降，年新增装机仍维持较大规模。2050 年后，光伏装机速度放缓，存量光伏电站规模化自然退役。2060 年，BCNS 和 ICNS 情景下，光伏装机分别达到 63.7 亿千瓦和 72.4 亿千瓦，分布式光伏占 70%，居于主导地位（如图 5-11 所示）。

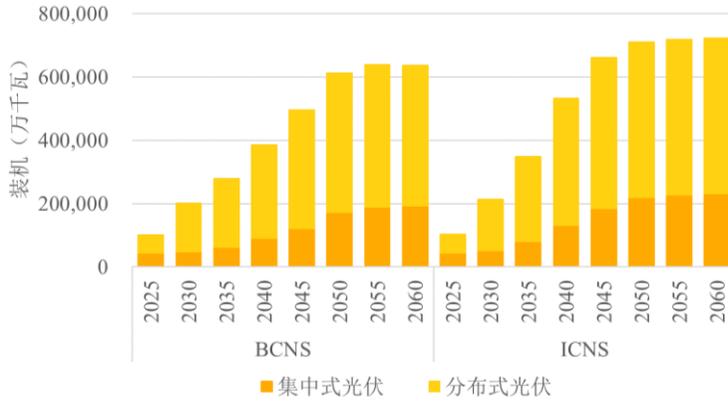


图 5-11 2025~2060 年分技术光伏装机规模

从区域分布看，“三北”地区光照充足、土地资源相对充足、对外输电线路建设条件较好，建设集中式光伏项目有明显成本优势。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，“三北”地区的集中式光伏占集中式光伏装机的比重分别为 78%和 75%；到 2060 年，该占比进一步提升至 79%和 75%（如图 5-12 所示）。受城市屋顶资源限制，分布式光伏的发展重点逐步从东部负荷中心向“三北”地区转移。2040 年，华中、华东和南方区域的分布式光伏装机占全部分布式光伏装机的比重达到 60%以上；到 2060 年，BCNS 和 ICNS 情景下，这三个区域分布式光伏装机占全部分布式光伏装机的比重小幅降至 57%和 60%，届时分布式光伏的区域布局更加均衡（如图 5-13 所示）。

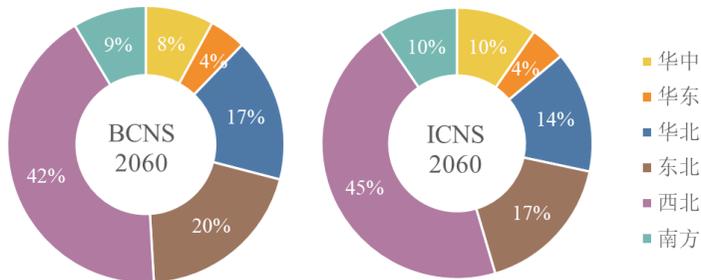


图 5-12 2060 年集中式光伏装机区域部署

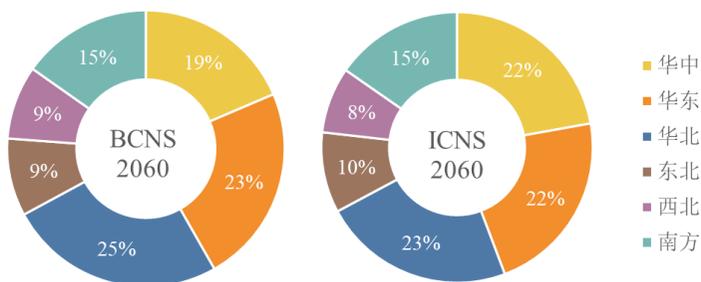


图 5-13 2060 年分布式光伏装机区域部署

四、电力系统灵活性资源

(一) 灵活性资源总体快速增长

模型分析显示，2060 年风电光伏发电装机和发电量分别比 CETO2023 增加 18%和 7%，对电力系统的灵活性提出了更高要求。在情景设置方面，在考虑提升电力系统实时调节能力的基础上，还需要考虑增加跨季节调节能力。为此，课题组将灵活资源分为六类，包括经灵活性改造后的煤电机组、抽水蓄能、新型储能（电化学储能电站和 EV-V2G）、需求侧响应、电制热（电锅炉和热泵）、电制氢和电制合成燃料。其中，新型灵活性资源包括新型储能（电化学储能电站和 EV-V2G）、需求侧响应、电制热（电锅炉和热泵）、电制氢和电制合成燃料，是未来保障新型电力系统安全稳定运行的重要新兴力量。

BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，中国抽水蓄能和新型灵活性资源量合计需要达到 17.0~23.5 亿千瓦，此外灵活性煤电在实时平衡中还需发挥重要作用。2060 年，抽水蓄能和新型灵活性资源量进一步提高到 52.8~58.7 亿千瓦（如图 5-14 所示）。随着电力与热力、用电与储能等领域的耦合进一步深化，新型储能、电制氢和电制合成燃料、电制热将成为主要的灵活性资源。在整个过程中，始终坚持“先立后破”，在新能源和可再生能源发电能力增长、新型灵活性资源提高和电力系统控制能力逐步增强的基础上，煤电将一边从基

荷电源向调节电源、备用电源转型，一边自然退役。

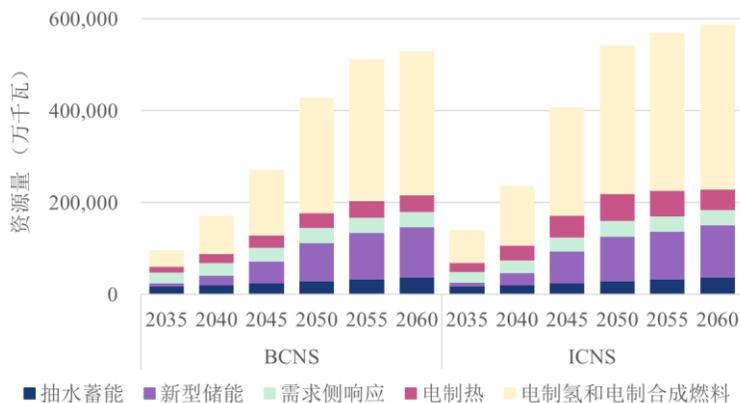


图 5-14 2035~2060 年抽水蓄能和新型灵活性资源量需求规模

(二) 抽水蓄能规模持续增长

统筹考虑设备产能、设计和施工能力和建设周期等因素，2040 年，抽水蓄能电站装机增至 2.2 亿千瓦。此后发展速度有所放缓，2060 年，抽水蓄能电站装机达到 3.8 亿千瓦左右。从区域看，抽水蓄能电站的开发重点自东向西转移，与中国建设清洁能源大基地的区域部署大致保持一致。BCNS 和 ICNS 情景下，2040 年，华中、南方和西北地区抽水蓄能电站装机之和占全国抽水蓄能装机的比重达到 62%左右；到 2060 年，该比重进一步升至 68%左右（如图 5-15 所示）。

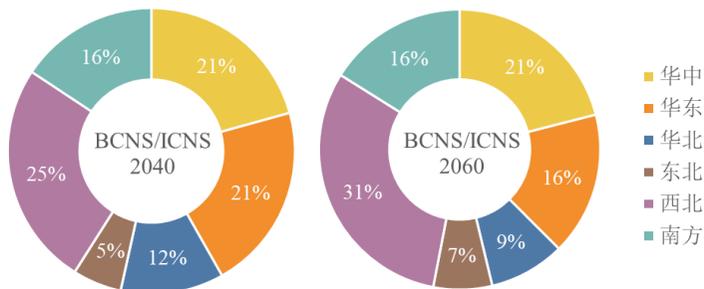


图 5-15 2040 年和 2060 年抽水蓄能装机区域部署

（三）新型灵活性资源加快发展

2040年，风电光伏发电量合计占总发电量的比重超过50%，绿色电力成为电量主体。届时，BCNS和ICNS情景下，火电、核电、生物质发电和抽水蓄能等传统可调节电源装机分别占峰值负荷的63%和55%，电化学储能电站、EV-V2G、需求侧响应、电锅炉、热泵、电制氢和电制合成燃料等新型灵活性资源量需求占峰值负荷的56%和72%，传统可调节电源与新型灵活性资源的在电力系统中的角色和功能形成有效互补，保障了电力系统的安全稳定运行。分技术来看：

- 综合考虑电化学储能电站建设运营成本、电动汽车参与V2G的市场意愿等因素，BCNS和ICNS情景下，2040年，电化学储能和EV-V2G的装机合计达到2.5亿千瓦左右。
- BCNS和ICNS情景下，需求侧响应能力在2040年均达到2.7亿千瓦左右。
- 丰富且便宜的绿电助力电制氢和电制合成燃料规模化发展。BCNS和ICNS情景下，2023~2040年电制氢和电制合成燃料能力合计分别增长32%和36%，达到8.1亿千瓦和12.7亿千瓦。
- 在电制热方面，BCNS和ICNS情景下，2023~2040年，电锅炉需求分别增长51%和56%，达到1.9亿千瓦和3.2亿千瓦。

2060年，BCNS和ICNS情景下，风电光伏发电量合计占总发电量的比重达到76%和84%，灵活性资源对电力系统运行支撑能力更为显著。届时，两个情景下，新型灵活性资源量需求分别达到峰值负荷的129%和126%，替代传统可调节电源成为电力系统的主力调节资源（如图5-16、图5-17所示）。分技术来看：

- 2060年，BCNS和ICNS情景下，随着建设成本不断降低，电化学储能电站在源、网、荷等方面实现灵活普遍应用，电

化学储能能力大幅提升至 2.8 亿千瓦和 2.4 亿千瓦；与此同时，电动汽车保有量达到 5 亿辆以上，电动汽车参与 V2G 的市场意愿大幅提高，BCNS 和 ICNS 情景下，EV-V2G 能力分别达到 8.1 亿千瓦和 9.0 亿千瓦；两者合计占新型灵活性资源量需求的 23%和 20%。

- BCNS 和 ICNS 情景下，需求侧响应能力均达到 3.4 亿千瓦左右。
- BCNS 和 ICNS 情景下，电制氢和电制合成燃料装机合计将分别增至 31.1 亿千瓦和 35.6 亿千瓦，占新型灵活性资源量需求的 63%和 65%；电制氢和电制合成燃料不仅参与电力系统的实时平衡，还承担跨季节调节功能。
- 2060 年，电锅炉需求分别达到 2.9 亿千瓦和 3.6 亿千瓦，热泵需求分别达到 0.7 亿千瓦和 0.9 亿千瓦。

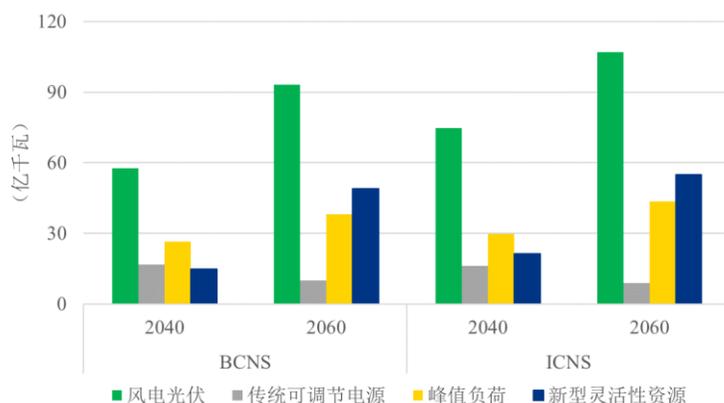


图 5-16 2040~2060 年风电光伏装机合计、峰值负荷与各类灵活性资源对比

注：传统可调节电源包括火电、核电、生物质发电和抽水蓄能，新型灵活性资源包括电化学储能电站、EV-V2G、需求侧响应、电锅炉、热泵、电制氢和电制合成燃料。

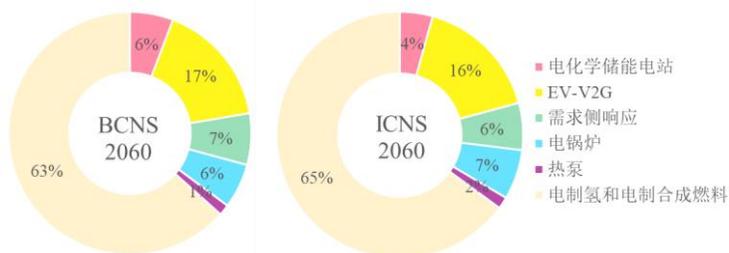


图 5-17 2060 年新型灵活性资源量需求结构

五、“海绵式”智能电网新形态

构建高度智能化的电网新形态，是新型电力系统建立的关键举措。坚持全国一盘棋，形成“大互联，小平衡”电网形态。一是优化电网络局，到 2035 年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，利用数字化智能化技术，使电网像“海绵”一样灵活应对电力供需变化；到 2060 年，西北、东北、华北地区的电力外送规模之和比 2022 年提高 140%~150%（如图 5-18 所示）。二是持续加强配电网建设，适应大规模分布式新能源发展，推动配电网从“无源”的单向辐射网络向“有源”的双向交互系统转变；以工业、农业、商业、居民可再生能源自发自用为重点，形成海量零碳配电网支点，为超过 50 亿千瓦分布式光伏、分散式风电发展提供有力支撑。三是推进多网融合，借鉴国际合作经验，构建以电氢为枢纽、电力热力交通全面融合的能源网络新形态。

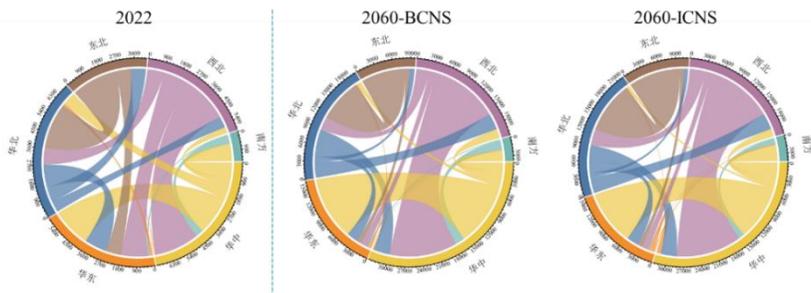


图 5-18 2022 年和 2060 年跨区电量输送（亿千瓦时）

六、未来新型电力系统的生产消费模拟

生产模拟曲线是每小时级的电源出力曲线和用电负荷曲线，曲线的变化反映了电力系统供需的动态平衡（如图 5-19、图 5-20、图 5-21 所示）。图中，基础负荷包括终端部门用电和线损，灵活性资源包括抽水蓄能、电化学储能、EV-V2G、电制热、电制氢和电制合成燃料、需求侧响应等。

2022 年夏季典型周的生产模拟曲线中，煤电、水电、核电等电源出力稳定，为满足电力负荷需求提供了重要支撑（如图 5-19 所示），电力系统呈现出“源随荷动”的特征。到 2060 年，BCNS 和 ICNS 情景下，太阳能光伏发电和风电成为主体电源后，多时间尺度的各类储能和需求侧响应资源将替代传统可调节电源，为新型电力系统安全稳定运行提供重要调节支撑。届时，电力系统的源荷互动特征将发生明显转变。如，需求侧响应和 EV 智能充电等灵活性资源将用电负荷从夜间转移至白天，从而使得用电负荷曲线与光伏发电等波动性电源的出力曲线更加匹配（转移前的电力负荷曲线如黑色虚线所示），以 BCNS 情景下的夏季典型周和冬季典型周为例：

- 在夏季白天，日照充足、光伏出力快速上升并在午后下降。当发电出力超过用电负荷时（如图 5-20 第一天），抽水蓄能、电化学储能、电制氢、电制合成燃料、电动汽车和工业需求侧响应资源开始启动。峰值时，灵活性资源的负荷占峰值负荷的 60%。
- 在夏季夜间，光伏出力为零、风电出力较大。当风电出力增加时（如图 5-20 中第五天），电制氢和电制合成燃料的用电量增加，其用电负荷占届时电力负荷的 20% 左右。在风电出力较低时（如图 5-20 中第六天），抽水蓄能、电化学储能和 EV-V2G 开始大量放电，出力合计占总出力的 32% 左右。

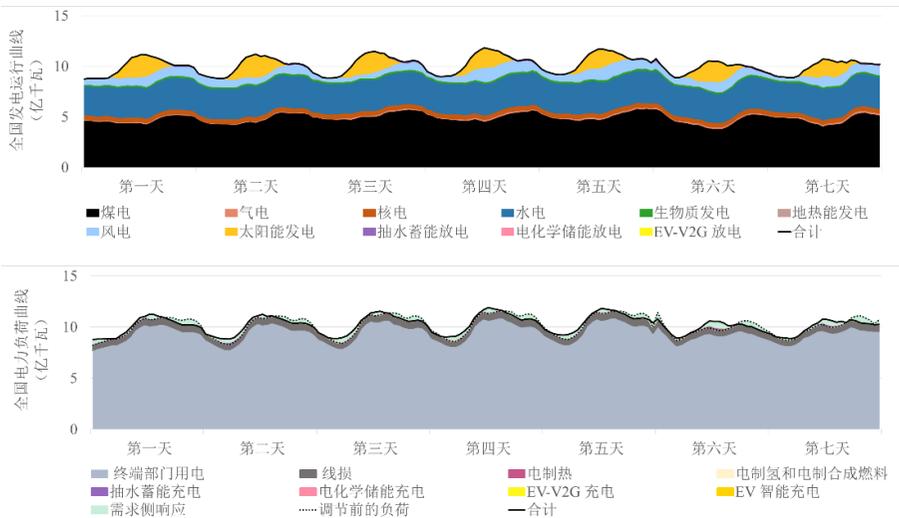


图 5-19 全国电力系统一周的小时级电力平衡-2022 年夏季

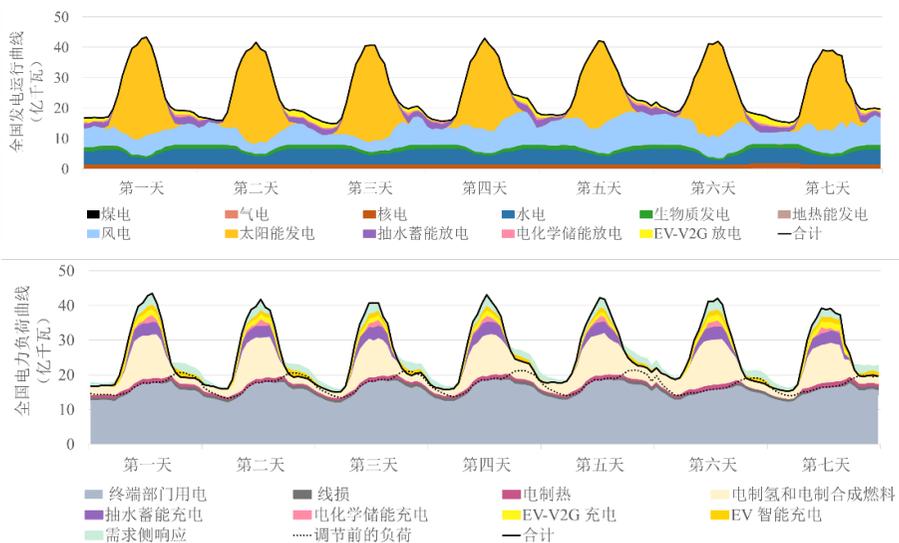


图 5-20 BCNS 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡-2060 年夏季

- 在冬季，光伏发电的出力时间和最大出力相较夏季均有所下降，而风力发电出力则较夏季有所增加。整体用电负荷相较夏季略有降低，但取暖需求导致电制热的用电负荷明显增加，储热对新型电力系统动态平衡的重要性有所上升（如图 5-21 所示）。

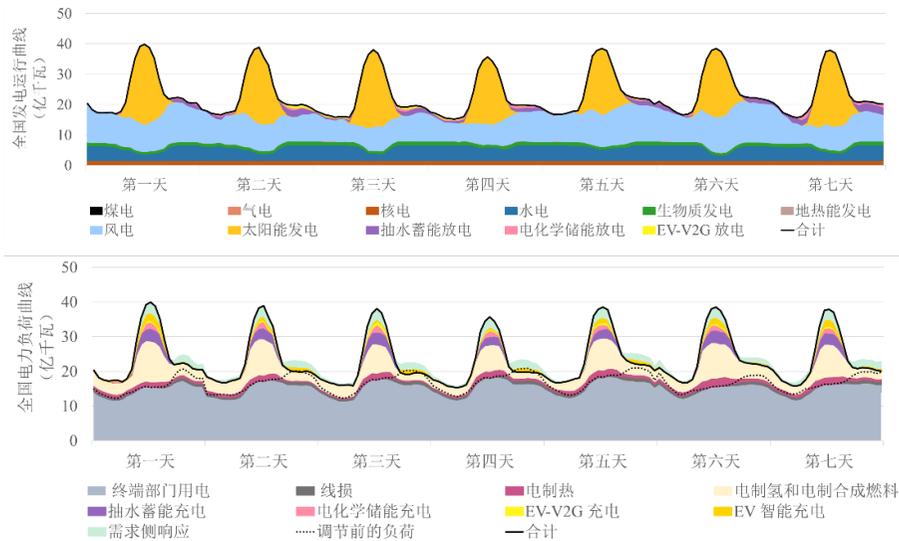


图 5-21 BCNS 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡-2060 年冬季

七、电力行业碳捕获

生物质发电碳捕集与封存（BECCS）可以为电力部门和能源系统提供负碳排放。在充分考虑农业、林业、城市垃圾和沼气等资源上限的基础上，课题组核算了全国生物质资源量。考虑生物质资源的可用规模有限，且在多个部门都可以使用同一种生物质资源，因此课题组以全社会使用成本最低为原则，将生物质资源依次分配到建筑、交通和电力部门。两个情景下，建筑部门用生物质资源供暖的规模不同，交通运输部门消费生物质基航空燃料的规模不同，因此用于电力部门的生物质资源量、BECCS 的发电规模和二氧化碳捕集能力存在差异。

预计 2030 年后，电力部门开始部署 BECCS 技术，提升电力系统负碳能力。BCNS 和 ICNS 情景下，BECCS 分别自 2050 年和 2045 年起进入快速发展阶段。2060 年，两个情景下，BECCS 总装机分别达到 1.6 亿千瓦和 1.2 亿千瓦（如图 5-22 所示）。ICNS 情景下，剩余二氧化碳排放由直接空气捕获（Direct Air Capture，简称 DAC）技术解决。

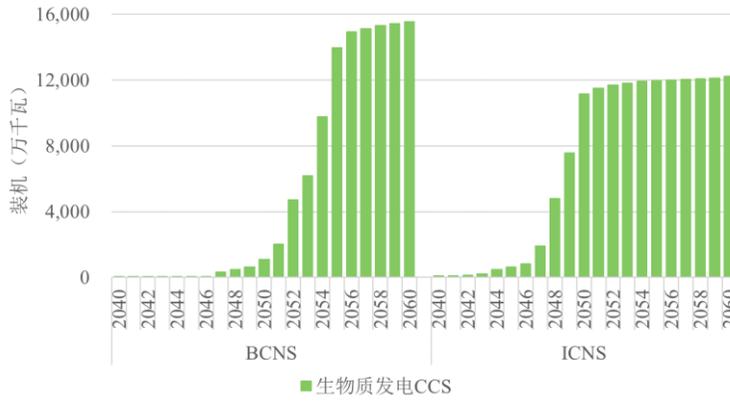


图 5-22 2040~2060 年加装碳捕集与封存设备的生物质发电装机

第六章 能源转型的经济社会影响

一、主要结论

➤ 中国能源转型可以促进中国经济更好地绿色低碳发展。非化石能源的大规模、高质量发展在为经济社会发展提供能源保障的同时，通过持续替代化石能源，可以从源头减少碳排放和环境污染物排放，为实现美丽中国和碳达峰碳中和目标提供关键支撑。

➤ 在能源转型的过程中，能源产业不断创造新的就业岗位。劳动者报酬持续上升，增加了社会福利，说明能源转型更有利于社会公平，有利于能源行业的公正转型。

➤ 国际合作有利于中国推动能源转型，获得更多的经济增长机会和更好的社会发展效益。能源转型两个情景下模拟结果的对比表明，ICNS 情景下中国能源转型产生了比 BCNS 情景下更积极的社会经济影响。这说明，中国与国际社会一起共同努力，将创造条件推动能源转型走上理想路径的美好前景。

二、改进动态可计算一般均衡模型对产业结构变化的

刻画方法

（一）刻画产业结构变化是动态可计算一般均衡模型的难点

在应用动态可计算一般均衡（Computable General Equilibrium，简称 CGE）模型进行政策评价研究中，如何刻画宏观经济的产业结构动态变化是一个难点。目前，国内外相关研究，以及中国能源转型社会经济影响评价（China Energy Transformation Policy Assessment 简称 CETPA）模型对产业结构的动态变化都采用设定外生参数的刻画方法，存在一定的主观性。

为此，课题组立足中国经济发展和产业结构变化实际，研究并

完善了 CETPA 模型刻画产业结构和能源结构变化的方法，避免了对产业结构动态变化外生参数的依赖，进一步增强了 CETPA 模型与课题组的能源模型情景模拟结果的对接，为更好地开展能源转型社会经济影响评价提供了技术支持。

（二）改进 CETPA 模型对中国产业结构变化的刻画方法

部门细化，增强了模型的应用范围。第二产业更细分，可以使模型更多地用于重化工业的转型升级、高端设备制造业的发展、建筑业的转型升级、一次能源的结构转型、电力结构转型升级、可再生能源和新能源的发展、核能技术的开发利用等方面的研究。第三产业的细分，可以使模型更多地用于交通运输业的转型和发展、商业和饮食业的发展、医疗卫生产业的发展、科教产业的发展、旅游、人文和公共服务等方面的研究。

未来时段部门经济增长率内生，增强了模型的灵活性和模拟结果的准确性。由于未来宏观经济不同部门的增长率的内生，模型自动得到对应的数据，即从未来能源转型数据，内生得到未来宏观经济不同部门的增长率，增强了模型的快捷和简化应用。同时，设置了外生变量，可以结合对未来不同年份宏观经济和产业发展的判断，直接引入到模型中，及时反映经济和能源发展形势的变化，增强模型的灵活应用性，减少模拟结果的不确定性。

三、中国产业结构变化

（一）改革开放以来产业结构变化趋势

改革开放以来，中国产业结构演进表现出明显的工业化和现代化特征，主要表现在：

——第一产业占比持续下降，从 1978 年的 27.7% 下降到 2018 年的 7.0%，下降了 20.7 个百分点。2018 年之后维持在 7% 左右波动，2020 年为 7.7%，2023 年为 7.1%。

——第二产业占比经历了三个阶段：一是 1978~1990 年第二产业占比下降阶段，新中国成立后，中国实施了优先发展重工业的发展战略，工业占比水平较高，1978 年时第二产业比重高达 47.7%。改革开放后，轻工业得到长足发展，产业结构不断优化，第二产业占比有所下降，1990 年下降到 41.0%。二是 1991~2006 年工业占比稳步上升阶段。随着社会主义市场经济体制的建立和发展，制造业增长迅速，工业占比逐步提升，到 2006 年提高到 47.6%，形成了完备的工业体系。三是从 2007 年以来第二产业占比不断下降阶段。2007 年以来，制造业出现严重的产能过剩，工业发展进入调整时期，第二产业占比 2016 年下降至 40% 以下，2023 年下降到 38.3%。

——第三产业占比不断上升。改革开放初期，第三产业发展滞后，占比仅为 24.6%。改革开放以来，第三产业不断发展，尤其是 2008 年以来，第三产业发展加速，2013 年超过第二产业，达到 46.9%，2015 年超过 50%，到 2023 年第一、二、三次产业结构为 7.1:38.3:54.6。。

从整体趋势上，中国产业结构从以农业为主向以工业为主转变，继而再向以服务业为主转变，演进路径符合产业结构演进的一般规律。1978 年产业结构呈现“二一三”格局，三次产业比例为 27.7:47.7:24.6。1985 年第三产业规模首次超过第一产业，三次产业比例实现“二一三”向“二三一”的重大转变，三次产业比例调整为 27.9: 42.7: 29.4。2012 年第三产业规模再次超过第二产业，成为推动国民经济发展的主导产业，三次产业结构实现“二三一”向“三二一”的历史性转变，三次产业比例调整为 9.1: 45.4: 45.5。当前中国经济发展步入新阶段，经济结构战略性调整和转型升级加快推进，2019 年三次产业比例为 7.1: 38.6: 54.3，“三二一”产业格局更加巩固，经济发展的全面性、协调性和可持续性显著增强。2020 年受新冠疫情影响，三次产业比例为 7.7: 37.8: 54.5。到 2023 年，产业结构在波动中变化，三次产业比例又调整为 7.1: 38.3: 54.6，回归到疫情前的发展趋势。

具体来看，第一产业增加值占国内生产总值比重不断下降，由

1978年的27.7%下降至2023年的7.1%，期间下降了20.6个百分点；第二产业增加值占国内生产总值比重经历了先下降后上升再下降的震荡式发展轨迹，由1978年的47.7%下降至1990年的41.0%，随着新一轮对外开放政策的实施，又震荡上升至2006年的47.6%，之后再逐步下降至2020年37.8%，期间下降了9.9个百分点，到2023年震荡上升到38.3%；第三产业增加值占国内生产总值比重稳步上升，由1978年的24.6%上升至2020年的54.5%，期间上升了29.9个百分点。2020年后受新冠疫情影响第三产业增加值比例下降到2022年52.8%，2023年上升到54.6%，超过了疫情前的水平。

在三次产业结构不断升级的同时，农业、工业和服务业的内部结构也在调整中持续优化。

——农业基础地位更加巩固，农林牧渔业全面发展。改革开放初期，农业发展以种植业为主，产品种类单一，发展不平衡。随着农业政策不断优化调整，农业综合生产能力稳步提高，现代农业体系初步建立和完善。农林牧渔业总产值中，传统农业比重不断下降，由1978年的80%降至2022年的54.1%；林、牧、渔业比重上升，分别由3.4%、15%和1.6%升至2022年的4.4%、26.0%和9.9%。

——工业发展向中高端迈进，现代工业体系逐步建立。改革开放初期，中国工业以劳动密集型的一般加工制造为主。随着工业化快速发展，工业结构调整取得明显成效，逐步从结构简单到门类齐全、从劳动密集型工业主导向劳动资本技术密集型工业共同发展转变。目前，中国已成为拥有联合国产业分类中全部工业门类的国家，200多种工业品产量居世界第一，制造业增加值自2010年起稳居世界首位。

——服务业层次不断提升，现代服务业、新兴服务业迅猛发展。改革开放初期，中国服务业发展相对滞后，主要以批发零售、交通运输等传统服务业为主。随着经济发展和人民生活水平提高，生产性和生活性服务需求快速增长，现代服务业蓬勃兴起，发展势头迅猛。2017~2022年规模以上战略性新兴服务业营业收入年均增长

14.9%，明显快于规模以上服务业营业收入。顺应居民消费升级的大趋势，旅游、文化、体育、健康、养老等幸福产业发展方兴未艾。

（二）“十四五”时期产业结构变化特征

2012年以来，中国特色社会主义进入了新时代，经济发展已由高速增长阶段转向高质量发展阶段。“十四五”时期，中国产业高端化和绿色转型发展不仅迎来了战略机遇期，更是承担起了推动经济发展质量变革、效率变革、动力变革和提高全要素生产率的重任。

——新一代科技与产业变革为中国产业高端化和绿色转型提供了新机遇。当前，新一代科技与产业革命正在全球范围蓬勃兴起，生产方式、分工方式和产业组织正在发生深刻的历史性变革。世界各国积极培育高新技术产业，努力在国际市场取得领先地位。中国顺应新一轮科技和产业变革机遇，利用互联网、大数据、云计算、物联网、人工智能等新一代信息技术改造提升传统产业，加速推动产业高端化和绿色转型。特别是，以建设制造强国和“互联网+”行动计划为契机，以先进制造业为突破口，推动工业“高端化、智能化、集约化、绿色化”转型发展。

——创新驱动发展为产业高端化和绿色转型提供了坚实的支撑。产业转型升级的根本出路在于创新，使创新成为驱动发展的主要动力。2006年国务院发布了《国家中长期科学和技术发展规划纲要（2006-2020年）》，明确了国家创新体系建设的方向。2012年党的十八大报告正式确立了创新驱动发展战略，中国步入创新发展的全新轨道。创新驱动发展战略实施以来，重大创新成果竞相涌现，科技体制改革取得实质性突破，创新主体活力和能力持续增强，国家创新体系效能大幅提升。《2020年全球创新指数报告》显示，中国创新能力全球排名第14位，连续两年位居世界前15行列，进入国际创新先进国家行列。2019年中国研发经费占国内生产总值的2.23%，超过欧盟平均水平；研发人员数量稳居世界第1位，形成了世界上规模最庞大的科技人才队伍；发明专利授权量居世界首位，国际科技论文数量和国际科技论文被引次数均位居世界第2位。这些创新

优势为产业高端化和绿色转型提供了新的动力源。

——在碳达峰碳中和目标引领下，产业绿色转型步伐加速。碳排放和产业结构之间存在着相互作用的关系。一方面产业结构升级能够减少碳排放、提升碳排放绩效，另一方面控制碳排放的政策对产业结构绿色转型升级也有推动作用。中国作为“世界工厂”和制造业大国的现实情况，决定了产业转型与能源转型和碳排放控制之间必然是最密切的关联关系，推动产业结构优化和产业技术进步是实现碳达峰碳中和目标的重中之重。“十四五”时期既要严格遏制高耗能、高排放行业盲目发展，通过节能提效优化存量产能，加速推动传统产业的低碳转型，同时还要加快高技术产业、先进制造业、数字经济等战略性新兴产业发展，大力发展新型绿色低碳经济，推进产业结构调整 and 升级，逐步实现经济增长和碳排放脱钩。

四、中国能源转型的社会经济影响评价

本章应用上述改进的 CETPA 模型对中国能源转型的社会经济影响进行评价，评价内容包括能源部门生产的商品供给价值量、产业结构、部门就业量、部门投资量，以及不同情景下经济增长的要素贡献率。最后对两种情景下社会经济影响的差异，如能源部门的经济增长贡献、部门投资量和就业量进行了比较。

（一）BCNS 情景模拟结果分析

1. BCNS 情景下的产业结构变化趋势

将整个宏观经济按照三大产业分类，BCNS 情景下三大产业的产业结构及其变化趋势如图 6-1 所示。

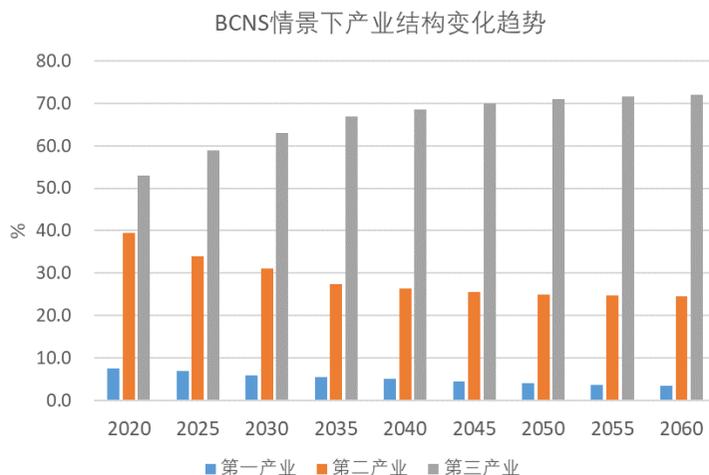


图 6-1 BCNS 情景下的三产结构及其变化趋势

从图 6-1 可以看出，BCNS 情景下三次产业的占比及其变化趋势符合三产优于二产、二产优于一产的主观预期：第一产业占比较小，而且随着时间的推移，占比逐年下降，从 2020 年 7.5% 下降到 2060 年 3.5%；第二产业 2020 年占比为 39.4%，随后逐年下降，2030 年占比为 31%，2060 年占比为 24.5%；第三产业 2020 年占比为 53.1%，随后逐年上升，2030 年占比为 63%，2060 年占比为 72%。从图 6-1 可以看出，2035 年后三次产业的结构占比变化趋缓。

第二产业各个经济部门不同年份的产出 GDP 占比及其变化趋势如图 6-2 所示。从图 6-2 可以看出，第二产业中设备制造业的产出占 GDP 的比例，基本保持不变，这说明设备制造业与宏观经济保持基本相同的增长速度。由于第二产业产出占 GDP 的比例在逐年下降，第二产业其他部门的产出占 GDP 的比例，也在逐年下降。下降最快的部门是重工业，接着是轻工业和建筑业。能源部门的 GDP 占比也在逐年下降，但总体下降速度较缓，这主要是能源总体变化相对平稳，掩盖了各个能源部门 GDP 占比的变化趋势。

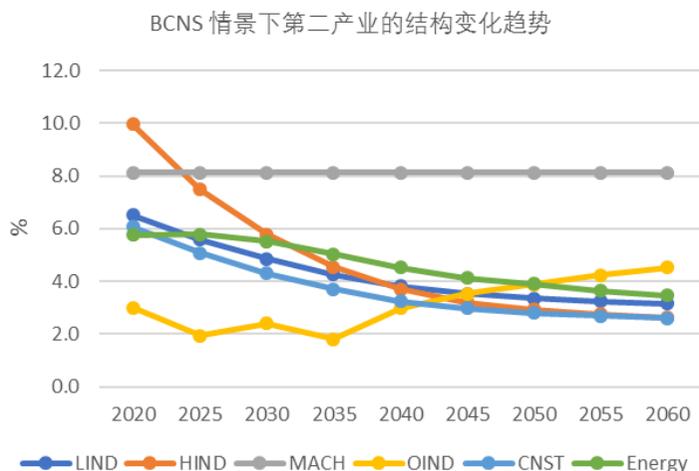


图 6-2 第二产业各部门产出 GDP 占比及其变化

各个电力部门的 GDP 占比及其变化趋势如图 6-3 所示。从图 6-3 可以看出，从 2020 年开始，火电的 GDP 占比快速下降，直到 2055 年再缓慢下降；风电和太阳能发电的 GDP 占比快速上升，风电的占比大于太阳能发电占比，风电占比在 2045 年上升至巅峰 1.72% 后缓慢下降，而太阳能发电在 2050 年达到巅峰 1.24% 后缓慢下降。

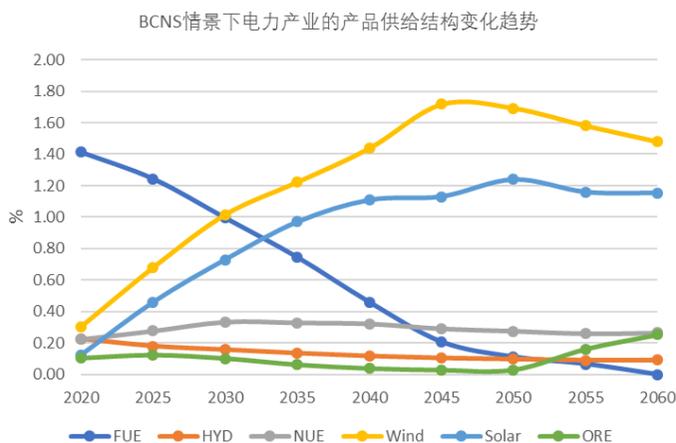


图 6-3 BCNS 情景下电力产业的结构变化趋势

将能源部门分为化石能源和电力两部分，能源部门、化石能源

部门、电力部门的 GDP 占比及其变化趋势如图 6-4 所示。从图 6-4 可以看出，能源部门的 GDP 占比总体呈下降趋势，但其中化石能源部门的 GDP 占比快速下降，而电力部门的 GDP 占比则呈上升趋势。

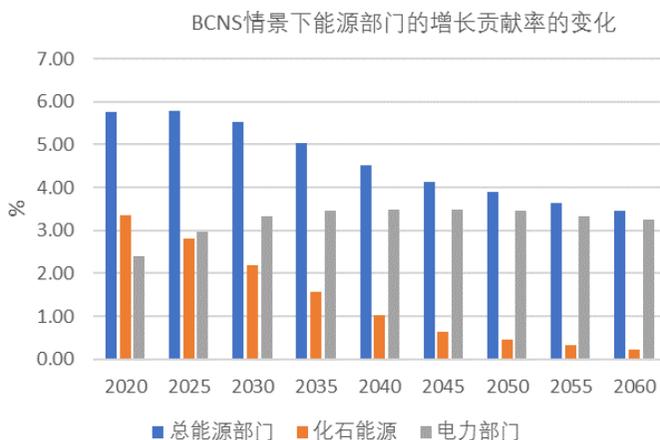


图 6-4 BCNS 情景下能源部门的增长贡献率的变化

2. BCNS 情景下的能源部门供给价值量占比

BCNS 情景下宏观经济的各个产业生产的产品价值量，体现了国内生产的供给价值，主要用于国内市场的商品供给和国外的商品出口。BCNS 情景下能源产业的生产产品价值量结构如图 6-5 所示。

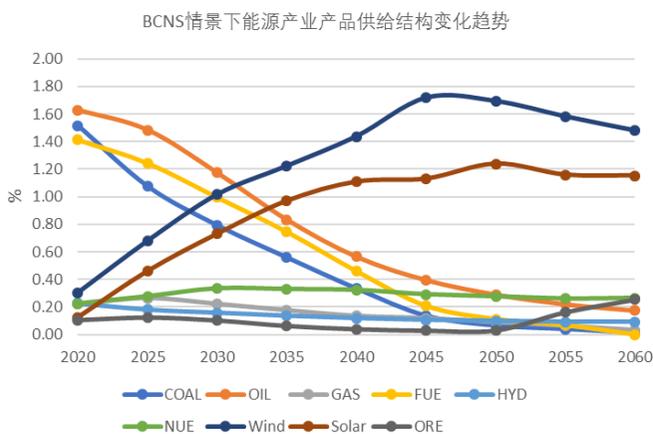


图 6-5 BCNS 情景下能源产业的产品供给价值结构

能源产业的产品供给价值量结构的含义，是指某一能源产品供给的价值量占整个宏观经济的商品供给价值量总量的比例。从图 6-5 可以看出，随着时间的推移，煤炭、石油、火电的产品供给的价值量在逐渐下降，其中 2020~2040 年间产品供给的价值量占比快速下降，2040~2060 年占比仍在下降，但下降速度趋缓。风电、太阳能发电的供给价值量占比呈现快速上升趋势，2050 年后增速趋缓。当然由于总体宏观经济的商品生产供给的总价值量很大，风电、太阳能发电的商品供给绝对量仍是继续上升，只是价值量的占比增速趋缓。换个角度看，从各部门增加值相对于自己的变化趋势更能直观说明这种变化，如图 6-6 所示，相对于 2020 年各部门的增加值水平而言，太阳能发电和风电是成长最显著的两个部门，2060 年增加值分别达到了 2020 年的 31 倍和 16 倍。

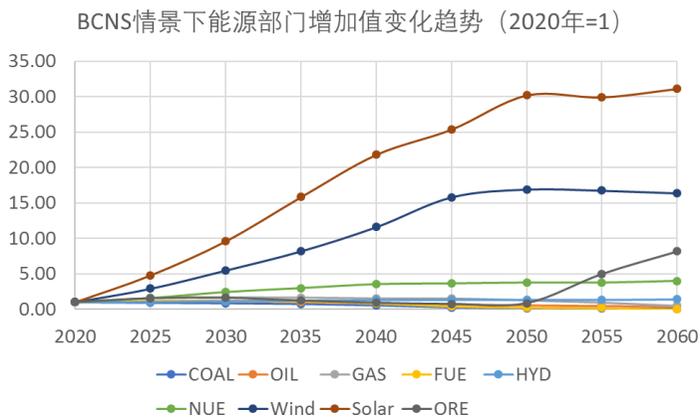


图 6-6 BCNS 情景下能源部门增加值变化趋势

图 6-7 展示了 BCNS 情景下不同电力产业部门的商品供给价值量占比的变化趋势。可以看出，火电、水电的供给价值量占比 2020 年后逐渐下降，风电、太阳能发电和核电的供给价值量占比则总体呈上升趋势。

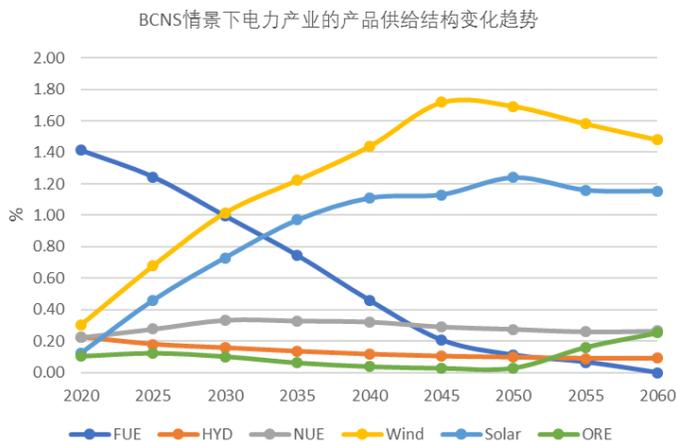


图 6-7 BCNS 情景电力产业供给的价值量占比变化趋势

3. BCNS 情景下的就业量变化趋势

BCNS 情景下经济各个部门的就业量及其变化趋势如图 6-8 所示。能源部门的就业量相对较小，大量就业的部门主要是第三产业、除能源以外的第二产业、第一产业。随着时间的推移，农业部门的就业量一直在下降，轻工业、重工业、建筑业等部门的就业量也一直在下降；设备制造业、其他工业、交通、商业和饮食业、医疗卫生、教育科技、其他服务业等部门的就业量呈现先升后降趋势，峰值出现在 2035 年左右。

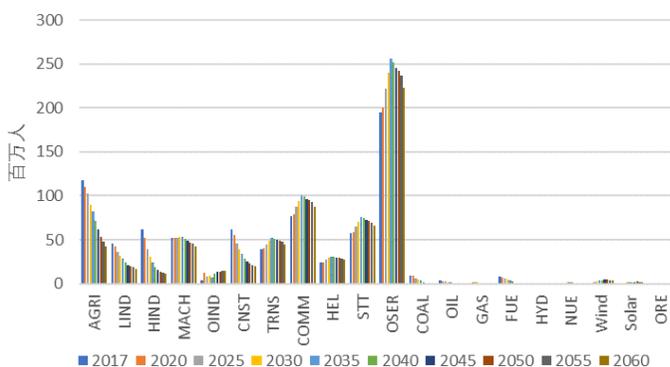


图 6-8 BCNS 情景经济各部门的就业量及其变化趋势

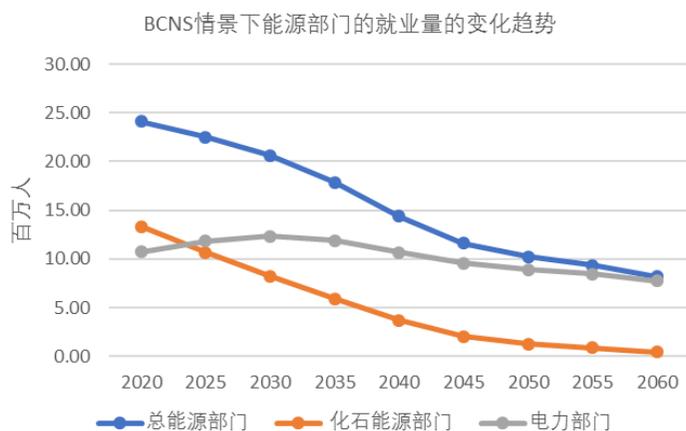


图 6-9 BCNS 情景能源部门的就业量及其变化趋势

图 6-9 和图 6-10 显示了 BCNS 情景下的能源部门就业量及其变化趋势。图 6-9 显示了总体能源部门、化石能源部门和电力部门的就业量和变化趋势，随着时间的推移，能源部门的总体就业量呈下降趋势。从各个能源部门细分的就业量变化趋势看，太阳能发电和风电就业量提供了最多的新增就业量，与 2020 年水平相比，2060 年这两个新能源部门的就业量分别达到了 2020 年的 8 倍和 4 倍，如图 6-10 所示。

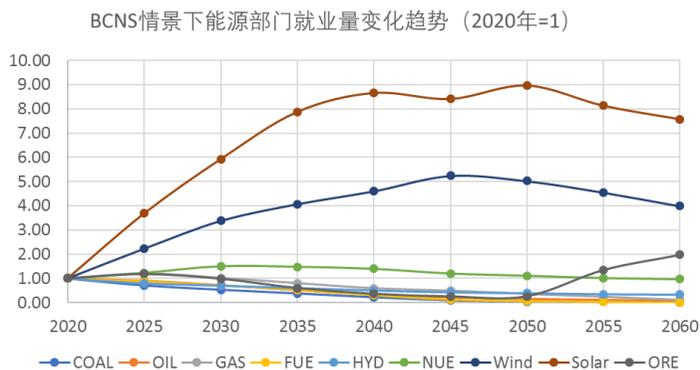


图 6-10 BCNS 情景能源部门就业量变化趋势

4. BCNS 情景下的投资变化趋势

BCNS 情景下各能源部门投资收益率及其变化趋势如图 6-11 所

中国能源转型展望 2024

示。随着时间的推移，各个能源部门的投资收益率的变化呈现不同趋势。煤炭、石油、天然气、火电、水电的投资收益率呈现下降趋势，而核电、风电、太阳能发电的投资收益率先上升再下降。

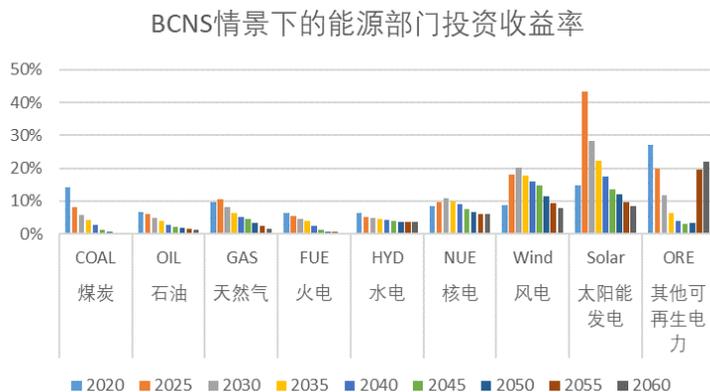


图 6-11 BCNS 情景下的能源部门投资收益率及变化趋势

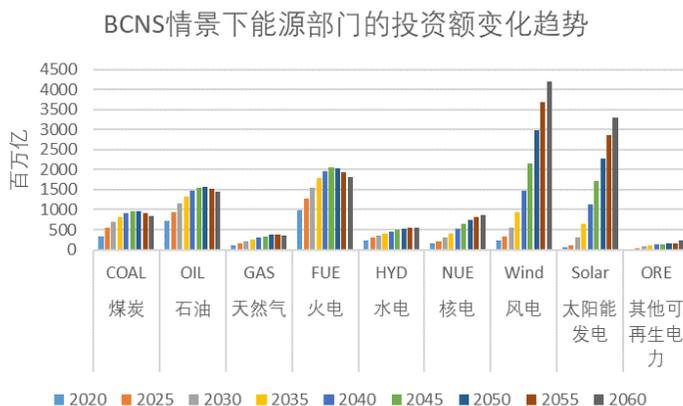


图 6-12 BCNS 情景各能源部门投资额及变化趋势

BCNS 情景下的能源部门投资额及变化趋势图 6-12 所示。煤炭、石油、天然气、火电部门的投资额，随着时间的推移，先逐渐上升，达到峰值后快速下降；水电、核电部门的投资额，随着时间的推移，先逐渐上升，达到峰值后缓慢下降；风电、太阳能发电部门的投资额则呈现持续上升趋势。

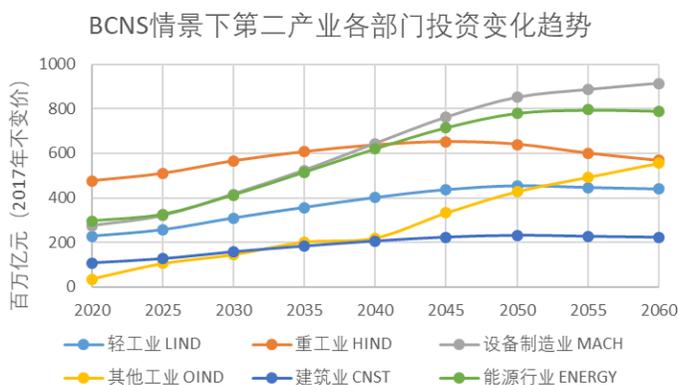


图 6-13 BCNS 情景下第二产业各部门的投资变化趋势

BCNS 情景下第二产业各部门的投资额及其变化趋势如图 6-13 所示。第二产业各部门的投资额总体呈上升趋势，建筑业、轻工业的投资增长较缓，设备制造业、能源部门、其他工业增速较快，而重工业在中后期投资由升转降。

5. BCNS 情景下的增长要素贡献率

BCNS 情景经济增长的要素贡献率及变化趋势如图 6-14 所示。BCNS 情景下的经济增长中，资本和技术的贡献率较大，劳动的贡献率较小，甚至为负贡献。随着时间的推移，资本、劳动、技术进步的贡献率在变化。从整个宏观经济角度看，未来经济增长主要靠技术进步和资本投资。由于人口和就业量总体呈现下降趋势，劳动的增长贡献率很小，并逐渐转为负值。

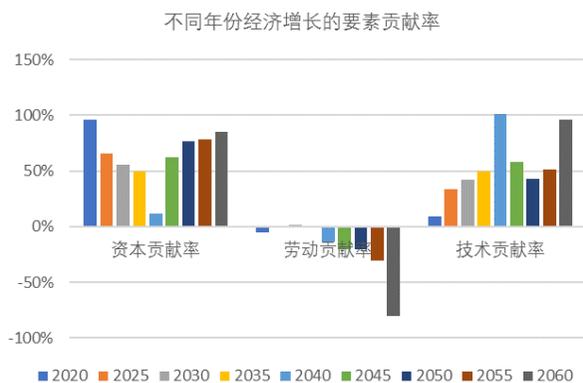


图 6-14 BCNS 情景经济增长的要素贡献率及变化趋势

（二）ICNS 情景模拟结果分析

1. ICNS 情景下的产业结构变化趋势

将整个宏观经济按照三次产业进行分类，ICNS 情景下三次产业的结构及其变化趋势如图 6-15 所示。ICNS 情景下第一产业占比较小，而且随着时间的推移，占比逐年下降；第二产业占比也呈现下降趋势；第三产业占比最大且呈现持续上升趋势。

第二产业各个经济部门不同年份的产出 GDP 占比及其变化趋势如图 6-16 所示。第二产业中设备制造业的产出占 GDP 的比例，基本保持不变，这说明未来设备制造业与宏观经济保持相同的增长速度。由于第二产业产出占 GDP 的比例在逐年下降，第二产业其他部门的产出占 GDP 的比例，也在逐年下降。下降最快的部门是重工业，接着是轻工业和建筑业。能源部门的 GDP 占比也在逐年下降，但总体下降速度较缓，这主要是能源作为总体，变化相对平稳，掩盖了各个能源部门 GDP 占比的变化趋势。

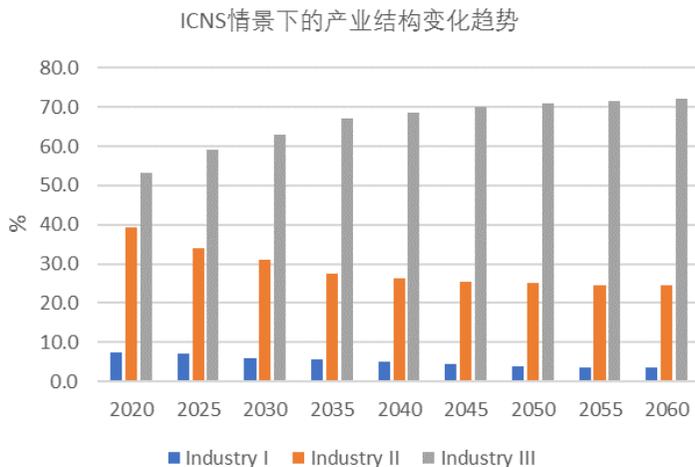


图 6-15 ICNS 情景三大产业的结构及其变化趋势

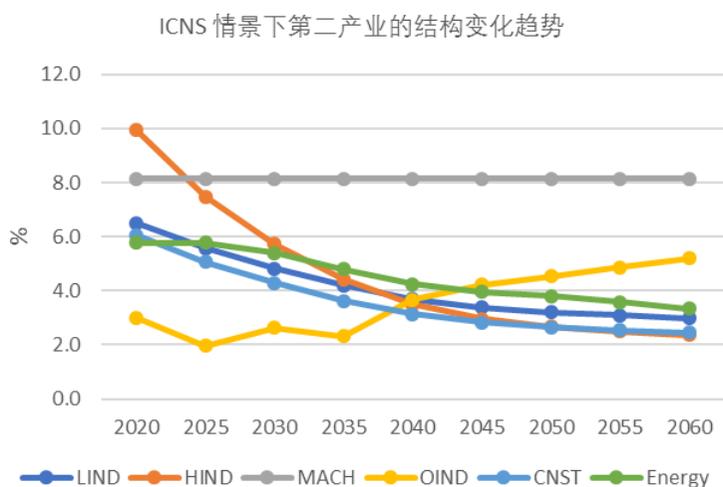


图 6-16 第二产业各部门产出 GDP 占比及其变化

2. ICNS 情景下的能源部门供给价值量占比

ICNS 情景下宏观经济的各个产业生产的产品价值量，体现了国内生产的供给价值，主要用于国内市场的商品供给和国外的商品出口。ICNS 情景下能源产业的生产产品价值量结构，如图 6-17 所示。随着时间的推移，煤炭、石油、火电的产品供给的价值量在逐渐下降，其中 2020~2050 年间产品供给的价值量占比快速下降，2050~2060 年占比仍在下降，但下降速度趋缓。风电、太阳能发电的商品供给量呈现快速上升趋势。换个角度看，从各部门增加值相对于自己的变化趋势更能直观说明这种变化，如图 6-18 所示，相对于 2020 年各部门的增加值水平而言，太阳能发电和风电是成长最显著的两个部门，2060 年增加值分别达到了 2020 年的 35 倍和 18 倍。

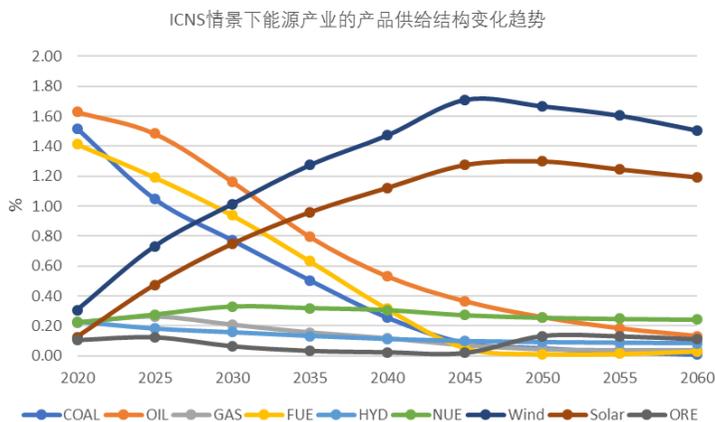


图 6-17 ICNS 情景下能源产业的产品供给价值结构

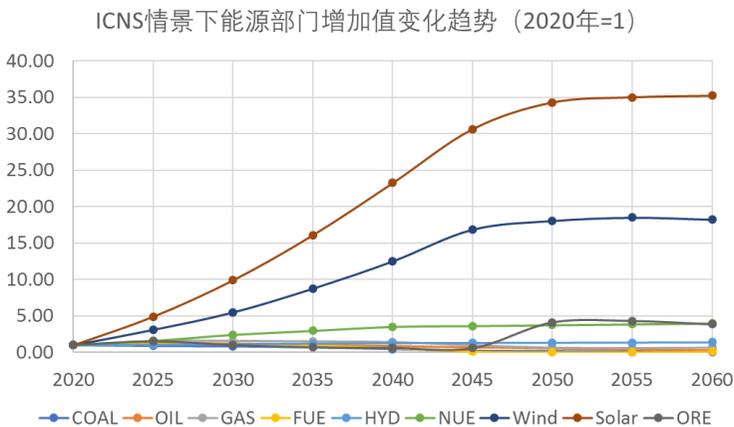


图 6-18 ICNS 情景电力产业供给的价值量占比变化趋势

3. ICNS 情景下的就业量变化趋势

ICNS 情景下经济各个部门的就业量及其变化趋势如图 6-19 所示。能源部门的就业量相对较小，大量就业的部门主要是第三产业、第二产业中的非能源部门以及农业部门。随着时间的推移，农业部门的就业量一直在下降，轻工业、重工业、建筑业等部门的就业量也一直在下降；设备制造业、其他工业、交通、商业和饮食业、医疗卫生、教育科技、其他服务业等部门的就业量先上升后下降。

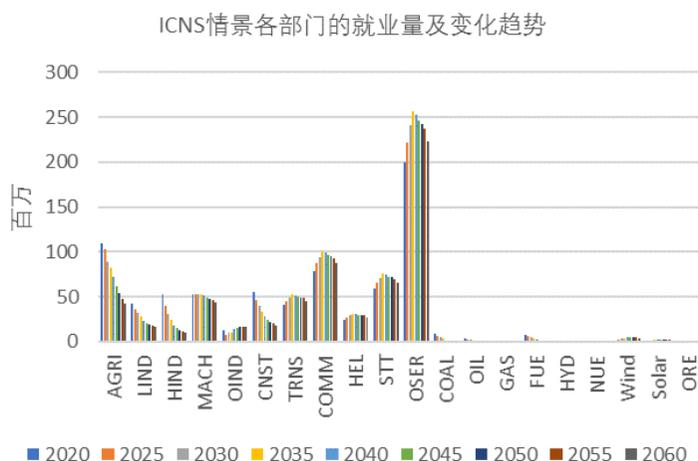


图 6-19 ICNS 情景下经济各部门的就业量及其变化趋势

能源部门就业量的变化波动如图 6-20 所示。随着时间的推移，煤炭、石油、火电、水电的就业量稳中趋降，太阳能发电和风电就业量提供了最多的新增就业量，与 2020 年水平相比，2060 年这两个新能源部门的就业量分别保持在 2020 年的 8 倍和 4 倍水平上，如图 6-20 所示。

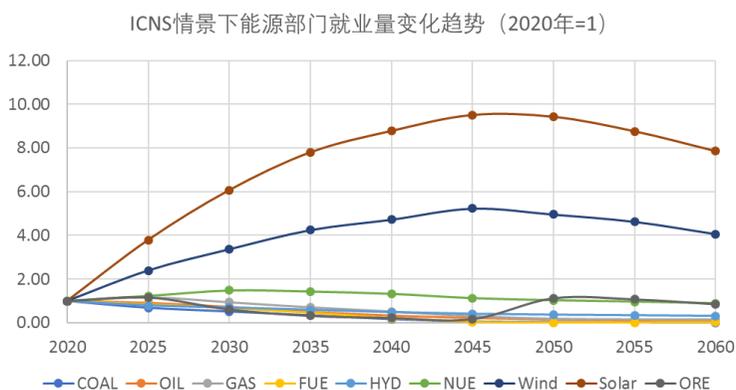


图 6-20 ICNS 情景下能源部门就业量变化趋势

4. ICNS 情景下的投资变化趋势

ICNS 情景下各能源部门投资收益率及其变化趋势如图 6-21 所

示。随着时间的推移，各个能源部门的投资收益率的变化呈现不同趋势。煤炭、石油、天然气、火电的投资收益率呈现下降趋势。核电、风电、太阳能发电的投资收益率先上升再下降。

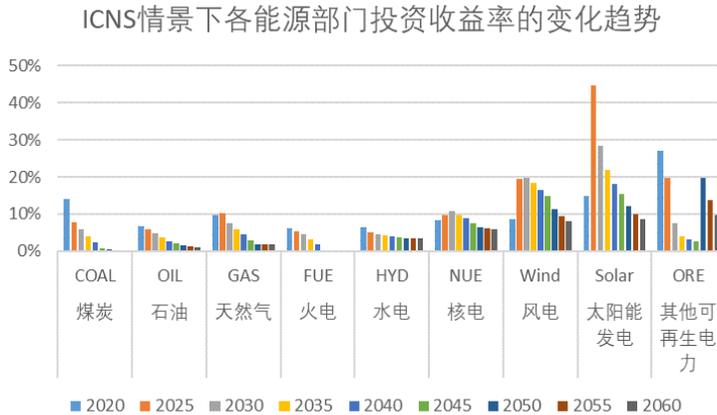


图 6-21 ICNS 情景各能源部门投资收益率及变化趋势

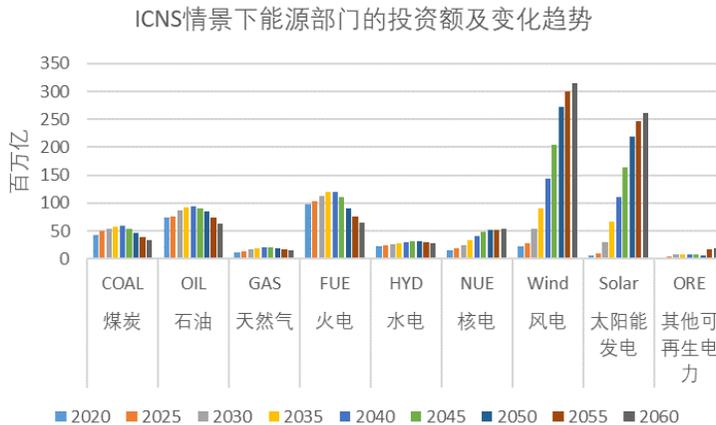


图 6-22 ICNS 情景下的能源部门投资额及变化趋势

ICNS 情景下的能源部门资本投资额及变化趋势图 6-22 所示。煤炭、石油、天然气、火电、水电、核电部门的投资额，随着时间的推移呈现为由升转降的变化过程，而风电、太阳能发电部门的投资额则呈现持续上升趋势。

5. ICNS 情景下的增长要素贡献率

ICNS 情景经济增长的要素贡献率及变化趋势如图 6-23 所示。ICNS 情景的经济增长中，资本和技术的贡献率较大，劳动的贡献率较小，甚至为负贡献。随着时间的推移，资本、劳动、技术进步的贡献率在变化。从整个宏观经济角度看，未来经济增长主要靠技术进步和资本投资。由于人口和就业量减少，劳动的增长贡献率很小，并逐渐转为负值。

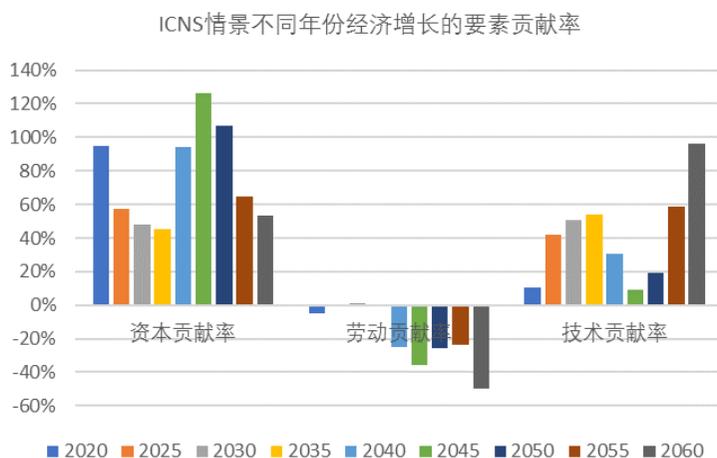


图 6-23 ICNS 情景下经济增长的要素贡献率及变化趋势

(三) 主要发现

通过上述采用 CETPA 模型对中国能源转型社会经济影响评价的测算结果表明，无论是在 BCNS 情景还是 ICNS 情景下，中国能源转型都促进了中国经济的绿色低碳发展，非化石能源的高水平、高质量发展在为经济社会发展提供能源保障的同时，通过替代化石能源实现了从源头减少碳排放和环境污染排放，为实现美丽中国及碳达峰碳中和目标提供关键支撑；同时，能源转型过程中不断创造新的就业岗位，劳动者报酬持续上升，增加了社会福利，从根本上体现了能源转型的公正性。

此外，如图 6-24 和图 6-25 所示，两个转型情景下模拟结果的对比表明，ICNS 情景下可以带来比 BCNS 情景下更积极的社会经济影

响，从一个侧面展示出中国与国际社会一起共同努力，创造条件推动能源转型走上理想路径的美好前景。

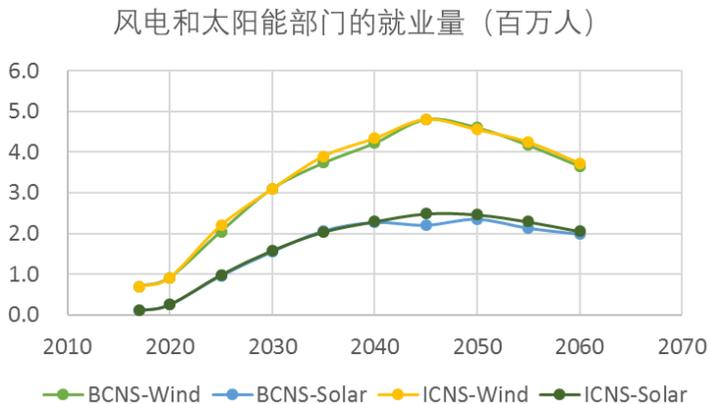


图 6-24 风电和太阳能产生的就业量

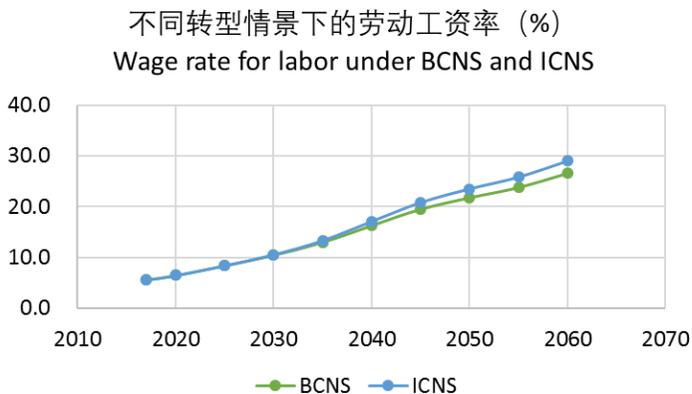


图 6-25 BCNS 和 ICNS 情景下的劳动工资率增长趋势



中国能源转型展望 2024

第七章 新型能源体系的新模式新业态

一、主要结论

➤ 新型能源体系的本质要求，是实现能源绿色、安全、经济的更高水平统一。要坚持统筹发展与安全，先立后破，加快规划建设新型能源体系，推动能源消费、供给、产业、市场和治理的系统性变革，使各类能源品种以及能源生产、服务和消费各类主体之间加强协同、互动、融合，培育新的产业形态。

➤ 未来要推动能源产业从资源驱动为主，向科技驱动为主转变，以能源新技术新模式新业态发展新质生产力。推动清洁能源生产供给由集中开发、大范围统一输配为主，向区域自平衡和跨区优化配置并重转变。推动终端能源消费转型由电能替代为主，向电、氢、氨等多元清洁替代转变，使主要用能领域成为能源转型的重要引擎。

➤ 需要重点关注四个方面的新任务：一是新能源和传统能源的融合发展，二是电—热—氢—碳的耦合，三是能源生产和消费者的一体化，四是新技术支撑新模式新业态发展。

二、新型能源体系的新业态新模式

（一）能源新模式新业态发展形势

长期以来，能源发展存在支撑经济发展、服务民生需要和保护生态环境之间的选择和权衡，导致三者难以兼顾，能源的经济性、安全性和绿色性一直被认为是“不可能三角”。

但是，随着技术进步和发展模式转变，能源产业将从资源驱动变为科技驱动为主，从资源成本考量为主转变为环境可持续性为主，从能源生产供应侧主导转为能源与各终端部门进行深度供需融合互动，能源的全社会成本更低、生态环境更友好、系统安全韧性水平

更高。

新型能源体系的本质要求就是要实现能源绿色、安全、经济的更高水平统一。要通过新型能源体系的逐步建成，协同推动经济高质量发展和平稳运行，民生用能服务质量持续提升，美丽中国和碳达峰碳中和目标的实现，从而将所谓的“不可能三角”变为“包容性三角”。

（二）先立后破推动能源新模式新业态

构建新型能源体系，就是要推动能源消费、供给、产业、市场和治理的系统性变革。

形成以电力为中心、各类终端能源互补联动的能源消费新体系。电力将在工业、建筑和交通等诸多领域更高比例、更大规模使用，成为最主要的终端能源品种。电力将与油、气、热、氢等一起，多能互补、协同联动，共同保障经济需要和民生需求。

形成以新能源为主体、各类能源优化组合的能源供给新体系。太阳能、风能、生物质能和水能等可再生能源及核能开发利用规模将大幅提高，逐步成为能源供应主体。煤炭、石油、天然气等化石能源角色定位将逐步发生改变，通过与新能源优化组合，共同夯实能源体系基础。

形成以创新驱动为根本、竞争力不断提升的能源产业新体系。能源消费和供给体系的变化，将引发对能源领域关键核心技术和装备的迫切需要。要着力增强能源科技创新能力，推动绿色低碳技术重大突破，加快能源全产业链数字化智能化升级，提升能源产业链。

形成以数字化智能化技术为支撑、开放竞争的能源市场新体系。随着先进数字智能信息技术在能源体系中广泛应用，将促进能源产供储销（用）系统在各环节实现高度数字化、智慧化升级。能源系统将由供应单向调节向智能灵活调节、供需实时互动转变，推动能源各环节各市场主体在海量复杂的数据和信息下精准决策，实现能源体系的整体优化。

形成以维护市场公平开放为导向、政府管理积极有为的能源治理新体系。政府管理加快与能源市场体系建设要求相适应，发挥有为政府作用，一方面完善政府宏观管理职能，努力破除既有能源体制机制障碍，加快构建与新型能源体系相适应的新体制、新机制和新政策，另一方面做好市场监管，维护市场公平开放。

三、新能源和传统能源融合发展

（一）水风光综合基地一体化开发

水风光一体化是一种清洁的可再生能源规模化开发方式，加速探索建设水风光一体化基地具有重要意义。

水风光一体化开发，水电是载体。水风光一体化的实质，是将流域水电基地升级改造为流域可再生能源综合基地。首先流域范围内风光等新能源资源要丰富，且地形条件好、场址分布集中；其次流域调节能力要强，且规划新建水电项目较多。对于流域调节能力，主要看水库调节库容和抽水蓄能规模。如果两个条件都具备，就适合先期开展水风光一体化建设。比如雅砻江、澜沧江、金沙江上游等都可作为先期示范。围绕水能开发，中国规划了包括金沙江、雅砻江、大渡河、澜沧江、怒江、乌江、长江上游、黄河上游等在内的13大水电基地。

其中雅砻江流域是国家规划的首个大型水风光一体化示范基地。雅砻江流域地处川西风能和太阳能资源富集区域，沿江具备良好的风电和光电建设条件。根据相关研究成果，雅砻江流域两岸风光资源可开发装机数千万千瓦，是水电装机规模的两倍。虽然太阳能与风能取之不尽、用之不竭，但均受天气影响巨大，因此光伏发电与风力发电具有“靠天吃饭”的特性，输出的电力波动较大，极其不稳定，无法直接接入电网，必须将电力调整成稳定输出。雅砻江上规划有22级水电站，然后在两边60公里范围之内，又有很多光伏电站和风电站，它们组合在一起以后是一个百分之百的清洁能源基地，截至目前累计发电量突破10000亿千瓦时。

（二）新能源与煤炭基地转型协同发展

中国“富煤贫油少气”的能源资源禀赋，决定了在协同推进降碳、减污、扩绿、增长的过程中，必须坚持先立后破、稳妥有序的原则，一手抓好煤炭清洁高效利用，一手促进新能源与清洁能源发展，持续推动煤炭和新能源优化组合、融合发展，确保安全降碳。

煤炭生产企业应重点推进煤炭、煤电、新能源产业一体化协同，加快实施煤炭用能结构优化调整，大力发展循环式生产、循环式组合，不断推动资源高效利用和绿色低碳发展，确保如期实现碳达峰目标。

依托煤炭矿区发展新能源。中国煤炭生产重心进一步向沙漠、荒漠、戈壁地貌较广的西部地区集中，煤矿布局与大型风电、光伏基地布局趋于一致，煤炭、煤电、新能源协同互补优势更为明显，一体化实施的条件更为齐备。推动煤矿、煤电、新能源联营，发展联营以增量新能源项目为抓手，以煤矿项目为支撑，化解煤炭供需和电网调峰矛盾，实现产业协同发展。发展井工煤矿采煤沉陷区新能源发电，统筹推进光伏发电与生态修复，近年产煤省区采煤沉陷区光伏示范项目已有许多并网发电案例。发展露天煤矿新能源发电配套换电重卡，在排土场、边坡等闲置土地建设光伏发电项目，配套换电站实现电池储能，可做到全额自发自用不上网，并实现压降运营成本 and 降低碳排放。

利用清洁能源发展低碳供热。目前，煤矿供热以燃煤锅炉为主，太阳能、风能、空气能、地热能和其他余热资源，为煤矿清洁供热提供了更多选择。发展可再生能源供热，光照条件具备时优先使用太阳能集热和地热能系统，当温度无法满足时启动热泵、电锅炉等辅助热源。推广余热能源回收。煤矿生产中伴生的低品位热能包括矿井水余热、乏风余热以及设备余热和洗浴废水余热等，均蕴含丰富热能。

结合用能替代开展零碳（低碳）示范。煤矿作为工矿企业，在生产环节要开展清洁能源替代，发展低碳、零碳能源消费模式。建设

分布式光伏、风电项目。充分利用煤矿工业场地建（构）筑物屋顶、闲置空地和护坡等，建设分布式光伏、风电，适当配套储能系统，按照自发自用的模式，以绿电替代生产生活所需网购电。构建煤矿矿区分布式智能微电网系统。统筹煤矿分布式电源与用电需求，配合储能装置和智能控制系统，采用先进的互联网及信息技术，在煤矿用电侧建设矿用智能微网，实现电力供应和消费的优质匹配，提升绿电使用比例。

（三）新能源和油气田融合发展

随着部分老油田在为国家油气供应保障作出巨大历史贡献后，已经整体或逐步进入开发后期，面临油气资源接替不足、稳产难度大、生产成本高等难题。油气开采行业必然要面对资源枯竭的问题。依托油区及周边资源，以油气产业为基础加强新能源开发利用，整体推动资源枯竭型油气田企业向新能源等战略性新兴产业转型发展，是推动油气田企业绿色低碳转型升级、实现可持续高质量发展的迫切需要。

《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023—2025年）》要求，大力推动油气与新能源全面协同融合发展，推进油气田节能扩绿，在油气矿区及周边地区发展风电、光伏发电，以及地热、余热、光热利用项目，实施油气勘探开发用能的清洁电力和热力替代，构建低碳油气生产体系；推动油气生产与新能源开发利用同步建产，以低成本绿电支撑开展化学驱、二氧化碳吞吐等三次采油开发试验，提高油气采收率，以新能源发展支撑油气供给增长；加快用能终端设备电气化改造，大力推进压缩机电代气、钻机电代油，以提升电气化率和绿电消纳能力。

面对新形势新要求，中国油气企业必须将绿色低碳纳入公司发展战略体系，着力构建绿色产业结构和低碳能源供应体系，积极探索向“油气热电氢”综合性能源公司和“油气电氢非”综合能源服务商转型，持续提升油气净贡献率和综合能源供应保障能力。大力发展新能源产业，推动从单一油气业务向“油气、地热、风光发电、气



中国能源转型展望 2024

电、绿氢、储能”等多元供能转型升级，依托油气产业链综合优势，重点在地热、清洁电力、氢能等领域发力，发挥天然气和气电联营对新能源发展的关键支撑作用，通过优化天然气产供储销格局，以“风光气氢储”发展模式积极参与沙戈荒新能源大基地建设，支撑高比例新能源大基地电力外送。

四、电热氢碳系统耦合发展

（一）以储热为核心的电热耦合

随着现代城市面临环境问题，原来燃煤的热水和空间供暖设备已逐渐被电锅炉和热泵等电气设备所取代。此外，集中生产热能并通过管网分配热能的区域供暖系统，由于其高效，在冬季漫长的地区愈受欢迎。供暖设备电气化和区域供暖网络（District Heating Networks，简称 DHN）的迅速发展，以及高比例新能源电力系统的灵活性低碳城市的建设离不开新型城市能源系统建设。

电热综合能源系统是综合能源系统的重要组成部分，通过热电联产（Combined Heat and Power，简称 CHP）机组等电热耦合设备打破多重异质能源间的壁垒，提高能源利用率，还可以通过配置灵活热源和能量储存设备，提升系统灵活性，促进可再生能源消纳。

电热综合能源系统优化规划由于能够刻画能源系统扩建源、网、储的投资结构、容量、时间与分布，为电热耦合系统转型提供了一条可量化、有效、可行的途径。然而，关于电热综合能源系统规划研究目前还处于初步阶段，不断探索对在电热耦合规划层面开发风电消纳路径、发挥异质能源优势互补、推动能源系统转型至关重要。

城市配电网、热网、气网的三网协同发展肯定是一个长期的过程。但在园区或者区域层面，不同能源的融合与协同共赢已经处在一个走向三网融合的前期阶段。尤其并网型微网的建设，致力于多能互补、冷热电多能协同，以及源网荷储协同互动，是可行的。在微

网里，骨干电网与其他能源系统进行协同，应该是未来城市能源变革的一个可行路径。发展一定阶段后，电、热、气的“三网协同”在城市层面将具有紧迫性。

（二）风光氢氨醇一体化生产

随着全球能源危机和环境问题的日益突出，传统的化石能源已经难以满足人类可持续发展的需求。因此，寻找清洁、高效、可再生的能源和化工原料成为了当务之急。在这样的背景下，风光电氢氨醇一体化产业流程应运而生，它不仅将风光发电与电解水制氢、氨合成、醇类生产等多个环节紧密结合，而且实现了能源与化工产业的绿色转型，为未来的可持续发展开辟了新的道路。

氢气储运难、安全性差，是制约氢能产业发展的主要瓶颈。单纯制绿氢无法实现大规模商业化，要突破氢能产业发展瓶颈，需要发展成熟、安全、高效的配套产业链，而绿氨和绿色甲醇，具有高能量密度、易于液化、储运成本低、安全性高等优势。比如以氨为氢储运载体，可以解决传统氢能储运的难题。而且，氨还有其他广泛的应用，如制冷、采矿、制药、水处理、塑料和纤维、减少氮氧化物（NO_x）等。但更关键的是，氨正在成为取代传统化石燃料的新燃料，可成为固定式发电的零碳燃料，国际航运业也正在把氨作为脱碳的主要燃料。

风光氢储氨醇一体化项目由新能源（绿电）、储能、制氢、合成氨醇四部分组成，实现从风光—绿电—储能—绿氢—绿氨绿醇，从资源端到消纳端的全产业链，最后赋能化工、工业、交通运输等下游应用。

现有风光氢储氨醇一体化项目具有以下特点：

一是投资规模大。一个典型的风光氢储氨醇一体化项目，配置的 500MW 风光单元就需 25 亿元投资。加上制氢单元和化工单元，整个项目的投资约为 50 亿元左右。

二是由于风电和光伏良好的互补效果，大部分一体化项目同时

配备风电场和光伏电站。也有少量项目只配置风电场，或者只配置光伏电站。

三是一般只配置低比例储能，风光绿电仅有少量上网（或者完全自用）。随着可再生能源柔性制氢技术的发展，对于绿电仅有少量上网的风光氢储氨醇一体化项目，低比例的储能已经足以满足项目运行需要。

四是需要合理配置电化学储能和储氢罐的比例，以实现总投资最优的同时，确保下游化工装置的运行经济性和安全性。因此，风光氢储一体化的优化调度显得尤为重要。

五是风光氢储氨醇一体化项目大部分选择绿色甲醇或者绿氨其中一种作为下游化工装置，也有部分项目把绿氢作为产品，出售给合作的化工企业。

但是，由于在绿电转绿氢，绿氢制绿氨和绿醇的过程中，效率逐渐递减，最后付出的绿色溢价市场能否接受，技术是否过关，目前还缺乏完整的示范项目，需要进一步通过技术进步和产业融合提高竞争力。

（三）电碳市场耦合

电碳市场的协同发展趋势，主要体现在电碳市场主体重合度提升、协同机制逐步完善、绿电项目接入碳市场三个方面。

受益于碳市场规模扩大和电力市场改革进步，市场主体规模不断扩大，越来越多的电力市场主体被纳入碳市场。从 2011 年开始，碳排放权交易试点范围在不断地扩大，并且将电解铝等行业逐步纳入到碳市场交易范围之中，这意味着碳市场规模的扩张以及市场主体数量的增加。同时，电力市场化改革从 2015 年开始，市场主体数量显著增加，成熟度也逐步提高，随着新能源电源的发展，市场主体的绿色交易思想获得了提升。在这样的背景下，越来越多的电力市场主体参与到碳市场的交易当中。

绿色电力发展成为电力市场和碳市场协同的媒介。由于交易标的的不同，碳市场和电力市场的协同一直是亟待解决的问题。绿色电力的出现和发展，为电碳协同提供了媒介。北京、上海、天津三地的碳市场，支持绿电核算外购电的间接排放量时计 0；全国碳市场支持水泥、铝行业核算外购电排放时，扣除非化石能源电力消费量。这种机制设计，支撑了新能源电源的发展，给予绿色电力的环保价值，推动新型电力系统的建设和发展。

碳市场的发展和完善，为绿色电力项目进入碳市场提供了充足的空间。集中式绿电项目和分布式绿电项目，分别与自愿减排市场和地方碳市场建立并加强了联系。绿电项目根据自身属性，参与到自愿减排市场和地方碳市场，通过发挥其环境属性来获得收益。

电碳耦合的关键问题在于如何确定电力市场和碳市场的边界与定位，以及如何进行两个市场之间的价格联动和传导。电力市场和碳市场两个市场的边界和定位，需要相关政策以及市场规则来进行明确，并设置相应的市场机制来推动电碳市场进行联动，同时，也需要加强市场主体的相关意识，通过主体行为促进电碳交易的关联互动。另一方面，目前中国碳市场交易价格并未直接影响或传导到电力市场中，碳排放成本没有影响到电力价格。这一点侧面证明了电、碳两个市场联系不够紧密，发电主体的环境成本没有有效地反映到电力价格中。

五、能源生产和消费者一体化

（一）社区共享太阳能

美国商业模式创新有力推动了美国光伏发电市场的快速增长，创新的模式包括社区售电公司集成团购优选套餐、消费者加盟的光伏社区及第三方将光伏资源打包在资本市场融资等，其中社区售电公司集成团购优选套餐模式和消费者加盟光伏公社对中国分布式光伏发电新模式拓展具有借鉴意义。

1. 社区售电公司集成团购优选套餐（Community Choice Aggregation, 简称 CCA）

CCA 是由当地政府成立的非盈利售电服务公司，宗旨是通过投资社区级可再生能源项目或集中采购可再生能源电力为本地电力用户提供更高比例的绿色电力供应选择。CCA 模式的核心驱动是在成本不增加甚至减少的前提下实现可再生能源配额(RPS)目标和高比例可再生能源，实施基础是州立法强制原来提供服务的公共事业公司为转到 CCA 的用户继续提供电力传输和配送服务、电力调节平衡服务、电力托底服务及电费结算服务。CCA 用户除了不用支付电量费用外，仍向本地服务的公用事业公司支付政府电力监管部门批准的其它各项税费。用户参与 CCA 是默认的选择，除非用户主动选择仍留在原来的公用事业公司而不参加 CCA。CCA 依可再生能源在资源构成比例的高低提供套餐选择。比如用户如果选择比原来公用事业公司绿电比例高些的基础绿电，度电价格会比原来的公司的价格低一定比例。如果用户选择高比例可再生（比如 100%），价格在基础绿电上增加一些。由于 CCA 公司是政府创办，因而享受免税和融资低利息优惠，同时 CCA 作为售电公司通过把本地用户的需求集成，形成较大的购买力，可以获得较低的电价，再加上 CCA 作为非营利机构不用像上市的公用事业公司那样分红给股东，因此可让利给用户，因此售电公司提供了比公用事业公司可再生能源比例更高且电价更低的绿色电力。目前美国有七个州出台了推动 CCA 的立法，加州是最早实施的，目前该州有 260 万电力客户获取 CCA 服务。加州政府估计到 2025 年，加州的 85%的负荷将由 CCA 和分布式资源提供。

2. 消费者加盟的共享光伏社区（shared solar）

共享太阳能也可称为“社区太阳能”或“光伏共享社区”。共享光伏社区是消费者加盟的共享系统，由多个家庭、企业或个人共有。它可以使居住在高层建筑或租住建筑无法安装太阳能的电力用户也可以投资共享社区光伏系统。在美国，共享社区太阳能系统战略性选点，一般选择在社区荒地废地或电网电力输送拥堵的地方，可通

过共享系统发电有效缓解电力拥堵，受到电力公司支持。这个模式使分布式光伏市场可以突破建筑屋顶建光伏等自然条件的限制，家庭和企业可以按投资额多少持有或租赁社区光伏系统的某一部分，电力公司通过虚拟的净计量模式进行成员费用结算和管理，即用系统成员所占系统的份额等同比例的发电量来冲抵其电费支出。社区共享光伏系统可以由电力公司、企业、地方政府、非营利组织或这些机构独立或联合建设和运营。共享社区太阳能项目的融资模式包括成员共同投资、第三方融资或电力公司直接投资等。

（二）工业绿色微电网

中国工业能源消费量占全社会能源消费总量的 65%左右，工业领域电力消费占全社会用电量的 64%以上。在双碳目标的指引下，工业领域亟须形成具有行业特色的碳达峰碳中和路径举措，加快推动工业绿色低碳转型。自 2021 年《“十四五”工业绿色发展规划》首次提出“鼓励工厂、园区开展工业绿色低碳微电网建设”以来，工业和信息化部、国家发展改革委等部委在《工业能效提升行动计划》《工业领域碳达峰实施方案》等多项政策文件中明确加快工业绿色微电网建设。工业绿色微电网是提高能效、保障工业稳增长合理用能需求的重要途径，是培育绿色增长新动能、锻造产业竞争新优势的重要方向，是促进高比例利用可再生能源、推动落实“双碳”目标的重要路径。2023 年 8 月，工信部节能与综合利用司组织开展工业绿色微电网典型应用场景与案例征集工作，以可再生能源消费占比、清洁能源消费占比、可再生能源装机规模、可再生能源就地消纳比例、电力负荷调节能力、新型储能装机规模、氢能开发利用、工业余能利用率等指标作为申报标准，2023 年 12 月，共遴选出工业园区、钢铁、石化、5G 基站等 10 类 19 个工业绿色微电网典型应用场景与案例。

回溯微电网的发展，中国从 2008 年起通过“973 计划”“863 计划”等国家级重点科研项目，开展了微电网建设相关的基础研究，2015 年《深化电力体制改革的若干意见》发布以来，国家发展改革

委、国家能源局陆续推进实施了 28 个新能源微电网等一批示范项目，在微电网技术与工程方面具备坚实的基础。与以往微电网示范项目多关注供给侧（发电与电网）不同，工业绿色微电网的典型特点是工艺流程（负荷）与能源系统的深度融合。工业绿色微电网是基于工业园区和企业用能需求特点，采用先进的数字信息以及互联网技术，由分布式能源、用电负荷、配电设施、储能装置、智能管控等组成，实现电、热、冷、氢等多种形式能源高效互补利用的综合能源系统。

基于近年来针对钢铁、石化等传统行业及数据中心等新兴行业的研究与实践，围绕工业绿色微电网建设需求，凝练出六类关键技术：1) 先进电力电子技术，规模化新能源在用户侧的接入带来频繁的能量双向流动需求，引起电能质量下降等问题，需要能源交换机、无功补偿等电力电子装置提升供能质量；2) 热电耦合技术，电和热是工业生产过程中的主要用能形式，冶金等工业生产过程具有丰富的余热，通过余热利用、能源梯级利用等形式可显著提升用能效率；3) 新型储能技术，新型储能技术路线多样，不同类型储能系统具有不同的功率与容量特性，可满足工业绿色微电网从动态、暂态到稳态的应用需求；4) 碳管理技术，为践行双碳战略，同时也是为了应对世界范围内对低碳产品的需求，需要在工业绿色微电网中加强碳管理，减少工业品生产过程中的碳排放；5) 智慧能源管控技术，新能源出力随机性强，多种能源系统时间尺度等特性差异大，需要应用基于先进信息技术的“云-边”协同智慧能源管控系统；6) 绿氢制备与利用技术，在冶金、石化等行业中具有广泛的用氢需求，灰氢制备过程能耗高且产生大量碳排放，可再生能源电解制氢碳排放最低且具有灵活调节特性，能有效应对新能源带来的波动性、随机性。

未来，需要通过技术创新，锻造新质生产力，补齐产业链短板、锻造产业链长板；同时针对不同行业的用能特性，打造高能效、高灵活互动特性的定制化工业绿色微电网解决方案，并通过完善标准体系等方式，实现经验模式的复制推广。

（三）光储充（换）一体站

在双碳目标下，大力发展光储充（换）多位一体的超级充电服务中心，实现清洁能源多能互补循环，挖掘超级充电服务中心的系统集成和服务能力，是推动能源和道路交通从高碳、向低碳和零碳发展的重要举措。

随着分布式光伏发电的普及、微电网技术的成熟应用、储能动力电池的成本下调等利好因素，光储充（换）一体化超级充电服务中心建设具有可行性和必要性。在光伏和电动汽车全面普及的未来，光储充（换）多位一体化综合能源充电服务中心是真正意义上的电动汽车充电智慧能源综合管理的应用场景。

光储充（换）多位一体化超级充电服务中心可实现清洁能源多能互补，打造一个完整的可再生清洁能源生态链，形成一个绿色清洁能源交换的理想场所，其发展不仅方便广大新能源车主进行绿色能源交换，而且也是清洁环保、节能高效的新能源发展理念的最佳践行方式，势必引领未来充电场所的建设方向。

光储充（换）一体站的突出价值是实现多能互补、削峰填谷。光伏、储能和充（换）电设施通过电气连接形成了一个微电网，通过新能源（光伏、风电）发电进行储能存储或夜间利用谷电储能蓄电，待新能源车辆充电时释放绿色电能。同时根据充电需求与公共电网智能互动，可实现并网、离网 2 种不同运行模式，提高充电服务中心的供电可靠性。光伏+储能系统的应用缓解了充电桩大电流充电时对电网造成的冲击。因此，光储充（换）多位一体综合能源管理的充电站不仅能为电动汽车提供清洁电能，还能实现电力供应削峰填谷等辅助服务功能，可有效提高电网的运行效率。

随着 V2G 技术的不断成熟和国家电价的调整，未来光储充（换）一体化超级充电服务中心将是能源交换的最佳场景。关于储能设备的能量管理策略、如何高效利用分时电价差、如何与光伏发电系统互动等问题，还需要不断探索。

第八章 适应高比例可再生能源电力市场研究

一、主要结论

➤ 随着多地电力现货市场逐步转入正式运行，以及《电力现货市场基本规则》的颁行，中国已建立起以“中长期+现货+辅助服务”为框架的电力市场。

➤ 下一步构建适应高比例可再生能源的电力市场，需要重视以下几个方面的工作：一是建设全国统一电力市场体系，二是逐步推动新能源全面进入电力市场，三是建立分布式新能源参与电力市场的价格形成机制，四是完善容量电价机制。

二、中国促进新能源发展的电力市场建设改革探索

可再生能源装机规模发展迅速。截至 2023 年底，中国可再生能源装机规模达到 14.72 亿千瓦，其中水电装机规模达到 4.22 亿千瓦，风电装机规模达到 4.41 亿千瓦，光伏发电装机规模达到 6.09 亿千瓦，装机规模稳居全球首位。根据中电联预测，预计到 2030 年，中国电源装机 41.7 亿千瓦，可再生能源装机占比达到 54.2%，可再生能源将逐步成为新型电力系统的主体电源。可再生能源发电量占比稳步提升。截至 2023 年底，中国可再生能源发电量达到 27526.8 亿千瓦时，占总发电量的 29.60%，同比增长 8.31%；

新能源当前主要通过三种模式消纳：保障性收购、绿色电力交易以及常规电能量交易。目前，中国新能源以“保量保价”的保障性收购为主，保障小时数内对应的电量执行按项目核准/备案时的固定电价；新能源保障小时数以外电量及新能源增量项目可参与绿色电力市场化交易或常规市场化交易，通过市场竞争形成价格。

随着各地新能源渗透率的持续提高，新能源参与电力市场的方式增加、范围扩大、规模和比例迅速上升，2023 年新能源参与市场

的电量比例为 47%，考虑分布式光伏当年未参与市场，2023 年风电和集中式光伏参与市场的电量占比已超过 55%。

从是否参与市场来看，全国已有 26 个省（区、市）的新能源参与电力市场化交易。新能源占比低的地区以“保量保价”的保障性收购为主，不参与市场化交易；新能源占比较高的地区，如华北、西北、东北等多数省份以“保障性消纳+市场化交易”结合方式消纳新能源，保障小时数以外的电量由新能源自主参与各类市场化交易。

从参与市场程度来看，2023 年，全国新能源市场化交易电量达 6845 亿千瓦时，占全部新能源发电的 47.3%。各省新能源参与市场交易的程度不同，且差异较大。西北新能源富集地区新能源市场化率较高，东部以分布式新能源为主的地区市场化比例较低。

从参与市场方式来看，新能源中长期合约主要通过和用户（售电公司）签订分时合约的方式约定发用电曲线，在现货市场运行后，中长期合约与日前或实时出清结果的偏差部分按照日前或实时市场电价结算。新能源参与电力市场以山西、甘肃、山东等地较为典型。

国家发展改革委《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见（发改体改〔2023〕118 号）》明确了宏观指引和目标，“到 2030 年新能源全面参与市场交易”。《关于进一步加快电力现货市场建设工作的通知（发改办体改〔2023〕813 号）》提出“加快放开各类电源参与电力现货市场”“分布式新能源装机占比较高的地区，推动分布式新能源上网电量参与市场”，2024 年一些地方已制定修订或拟出台相应的政策，如浙江省修订了市场化交易工作细则，山东省针对分布式光伏参与市场征求意见等。通过市场实现新能源增量项目优化配置、各类新能源项目电量优先上网和消纳已成必然趋势。

三、新能源参与电力市场的实践与风险挑战

新能源参与市场对项目最直接的影响是面临消纳和度电收益的不确定性，二者直接决定了总收益水平，进而影响新能源投资，这一点已在 2024 年二季度部分地区户用光伏增量市场有所体现。主要

问题包括:

一是新能源参与市场度电收益下降，程度不同且普遍，尤其是在光伏发电装机量较高省份影响或今后潜在影响更大，2024年十多个省份将中午几个小时甚至白天高达8小时作为分时电价的平段或谷段，在现货市场边界出清规则下，上网侧电价也呈现了这一趋势，中长期市场如甘肃将白天作为上网电价谷段，交易基准价为当地燃煤基准价的一半；

二是同一地区在过去几年内建设的新能源项目投资水平和度电成本都有不小的差距，如果采用同样参与市场的边界条件，且不论与煤电竞争的不利地位（煤电中长期带曲线价格锁定、容量电价等），仅新能源项目之间“起跑线”不同也会带来实际不公平竞争；

三是保障收购电量和市场电量的划分，各地各年均根据电力市场建设和新能源发展情况在变化，2030年新能源全面参与市场交易的目标下如何逐步调整全额保障收购与参与市场关系，路径尚不明晰。

四、以差价合约机制促进新能源参与电力市场的建议

中国在《可再生能源法》生效后的18年来，通过稳定的上网电价机制有效促进了新能源市场和产业发展。实现2025年和2030年非化石能源20%和25%占比目标，考虑能源消费总量增长，风光新能源作为电量增量主体，需要保持较高水平的装机，因此新能源参与电力市场及价格机制应以稳规模、促发展为前提，运用好规制和市场两种手段，保障新能源稳定的基本收益。

（一）差价合约的国际经验

差价合约是可与电力市场融合应用并为发电项目提供一定收益保障的一种可行机制。新能源领域差价合约机制的应用典型是英国的差价合约（The Contracts for Difference，简称CfD）制度，政府授权的低碳合同公司（Low Carbon Contracts Company，简称LCCC）

与可再生能源发电企业签订长期合同确定履约价格，发电项目直接按照电力市场规则参与市场交易，如果市场电价低于合同履约价，则 CfD 资金池向发电企业提供补贴至合同履约价，反之则发电企业向资金池返还高出的部分，因此 CfD 是一种将电力市场机制下变动的电价风险转换为固定履约价格的方法。CfD 履约价格是由多方竞争招标确定的合同价格（Strike price），不能高于履约价格上限，上限则由政府部门根据对不同技术发电成本最新统计和供应曲线情况确定。2017 年英国 CfD 实施该机制以来取得了很好的效果，竞标价格方式大幅度降低了可再生能源电价水平和政府在可再生能源项目上的总体支出（尤其是相较于之前的可再生能源义务制度），2021~2023 年欧洲天然气价格高位期间，电力市场价格上涨，根据 CfD 机制规则可再生能源项目开始向资金池反哺资金。

（二）差价合约的国内实施基础

随着电力市场化推进，中国有关政策文件中提出了差价合约的方式，《电力现货市场基本规则（试行）》主要是考虑中长期和现货市场衔接，提出了中长期差价合约电费计算的原则和公式，并明确针对不同发电类型可设计不同的政府授权合约结算公式。2022 年的现货市场文件曾提出“鼓励新能源以差价合约形式参与电力市场”。但由于中国电力市场对差价合约或政府授权合约尚未有专门的官方定义，新能源差价合约在合约期限、确定合约方式、差价基准、差价疏导、合约电量曲线等关键问题上没有明晰，部分地方如浙江在绿电绿证市场化交易工作细则中提出政府授权差价合约，但如果不是长期合约（如英国近期 CfD 项目的合约期限是 15 年），仍难以降低或打消新能源开发企业、投资者和金融机构对于收益风险的顾虑。

（三）机制设计建议

结合中国电力化进程和新能源电力持续大规模高质量发展需求，参照英国 CfD 机制经验，对采用政府授权差价合约机制支持新能源参与电力市场的机制设计方面，提出如下建议。

1. 合约期限

差价合约应是长期的政府授权差价合约机制。合约电价采用竞配方式确定,合约期限的核心是长期,可以是15年或20年或25年,也可以是累计等效利用小时数,以合约期限及可能的曲线小时数分解作为竞配边界条件。

2. 合约电量

合约可以适用新能源发电项目所有电量,也可以适用年度一定小时数内的电量。前者可为新能源项目提供更好保障,且理论上可以降低合约电价,但全部电量补偿至合约电价的方式,不能激励新能源企业提升预测出力曲线,且在市场边界出清价格机制下没有问题,但非边界出清情况下有交易双方联手获利漏洞。如果是后者,则需要约定合约电量曲线,主要是电力市场不同时段价格差异大,没有合约电量曲线则失去了合约意义。

3. 差价含义

差价被减数是合约电价,对于增量项目,合约电价通过竞争配置形成;对于存量项目,合约电价是燃煤基准价或竞配电价(取决于项目原本适用的电价政策和水平)。合约反映的是新能源电能量价格,绿色价值可通过绿证交易体现,也可包含在合约中但需单列(即差价基准仍是合约的电能量价格)。差价减数是电力市场价格(现货出清价格,或现货市场同时段平均价格,或者其他交易价格)。需注意的是,在电力市场负电价时段,不应执行差价合约,这样会带来一些按目前政策不计入合理利用率限电,但有利于提升系统整体经济性,引导新能源、储能等灵活设施合理布局。

4. 差价疏导

有效疏导是差价合约可以实施的前提,建立如英国 CfD 机制类似的资金池存在难度,定期(如按年度)的预算需求也难以预估。建议差价由一定地域内全部工商业用户承担,建立按月清算机制。

5. 责权利统一

政府授权差价合约在竞配组织、差价疏导上应有责权利统一的原则。责权利统一也可一定程度上解决地方资源换产业和收取各类资源费用的问题，降低非技术成本，有利于新能源产业健康发展。建议如果竞配组织和电量消纳在省级，则差价疏导至该省域全部工商业用户，在地市则差价疏导在地市全部工商业用户，对于跨省跨区消纳和参与受端电力市场的项目，由受端省份组织竞配或确定合约价格竞配上限，差价分摊在受端。

6. 自愿原则

政府授权差价合约可作为新能源参与电力市场一种方式，对于增量项目，可以与直接参与电力市场机制并行，即地方政府定期组织合约类项目竞配（分布式新能源项目可以聚合竞配或参照竞配价格执行），企业也可以自愿开发非竞配类直接参与电力市场的项目，这主要是考虑部分新能源和可再生能源技术和项目参与市场有获得更多收益的可能性，此外也给予企业更多开发和运营项目的机会，有利于扩大市场规模和增加绿色电量供给。

7. 单向机制

对于政府授权差价合约项目，企业可以在运营期间选择取消合约转向直接参与电力市场，但不能转回，非竞配类直接参与电力市场项目则不能转向差价合约。这一单向机制有助于推进新能源市场化，但在竞配组织时需关注企业仅以低价中标拿到项目为目的，带来恶性竞争的风险，即单向机制的具体规定需在机制设计时周全考虑。

8. 适用范围

在与电力市场结合上，政府授权差价合约机制是可以适用于所有项目的，既适用于增量项目，也适用于既往有补贴项目和已建成并网的无补贴平价低价上网项目，既可包括风光新能源项目，也可以适用目前还达不到平价上网水平的光热发电、农林剩余物发电、深远海风电等。对于存量项目，差价基准需要与之前价格政策一致，小时数和曲线等则需要考虑与项目之前的全额保障性收购政策协调。



中国能源转型展望 2024

存量项目也采用差价合约带来的问题是，对部分省份和地区直接带来较高的“台阶式”偏差合约资金，短期内差价疏导难度大，而如果先期仅适用于增量项目和一些需要特别支持的目前尚不达到平价上网水平的技术，则合约电量和偏差资金是逐步增加的，且随着合约机制和市场的成熟，未来偏差为正为负都有可能，机制可以相对平滑实施推进。

第九章 电制氢氨醇燃料

一、主要结论

➤ 电制氢、氨、醇等电制合成燃料是全球迈向碳中和不可或缺的重要技术途径，是未来能源转型的新型能源载体。

➤ 一些国家积极规划电制合成燃料发展规划，强化低碳标准要求。美国制定了《国家清洁氢能战略和路线图》，德国制定了新版氢能战略，日本出台了 2023 年版氢能发展战略。同时，各国不断强化电制燃料的低碳零碳特征。

➤ 国内电制合成燃料政策不断优化，产能快速增长。在氢能方面，2023 年河北、广东、内蒙古等地建设了多个大型绿氢项目。在绿醇及绿氨方面，目前中国已建成及在建绿色低碳甲醇项目 11 项。

➤ 电制合成燃料产业初具规模，成本不断下降。2023 年中国碱性电解槽进入技术迭代阶段，随着光伏/风电发电、制氢电源、电解槽的成本下降，电制燃料经济性仍有较大提升空间。

➤ 电制合成燃料发展经济性有待提升，仍面临多重挑战。目前绿氢、绿氨、绿醇等电制燃料成本是同类型化石燃料生产成本的 2 倍左右，供给与需求之间的空间错配进一步加大了电制燃料的利用难度。下一阶段，要构建制备—储存—运输—利用的产业生态，推动行业可持续发展。

二、中国电制氢氨醇燃料的探索与进展

近年随着碳达峰碳中和理念不断深化，电制氢、氨、醇作为碳中和的重要抓手，在低碳能源转型中将扮演越来越重要的角色。由于电制氨、电制醇仍面临较高的技术与经济性障碍，目前国内外电制燃料工作主要围绕电制氢开展。

（一）中国电制燃料相关政策

电制燃料横跨电力、化工、交通、建筑等多个行业，产业链长、涉及部门广泛。2022年3月，国家发展改革委、国家能源局联合发布《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》（以下简称《氢能中长期规划》）提出氢能产业发展的基本原则、阶段目标以及重要举措等，为中国氢能产业的高质量发展提供了明确的方向及目标。产业定位方面，氢能被正式确定为能源，且是能源体系的重要组成部分，氢能产业链的相关环节也被纳入国家战略新兴产业的范畴。发展目标方面，到2025年氢燃料电池汽车保有量达到5万辆，可再生能源制氢规模在10~20万吨。下游应用方面，《氢能中长期规划》提出了包括交通、储能、分布式能源以及工业领域的减碳四大领域，打造创新应用示范工程。

2023年，在顶层设计的指引下，氢能产业从中央到地方向着更全面、更完善的方向迈进。国家层面，国家标准委、国家发展改革委等六部门联合发布《氢能产业标准体系建设指南（2023版）》，系统构建了氢能制、储、输、用全产业链标准体系，涵盖基础与安全、氢制备、氢储存和输运、氢加注、氢能应用五个子体系。地方层面，氢能已被30多个省市纳入“十四五”发展规划，北京、河北、四川、内蒙古等省份出台了详细的氢能产业发展实施方案。

燃料电池汽车方面，2021年财政部、工业和信息化部、科技部、国家发展改革委、国家能源局正式批复燃料电池汽车示范应用首批示范城市群，分别为京津冀、上海、广东；次年1月，由郑州牵头的河南城市群和由张家口牵头的河北城市群正式获批，成为第二批燃料电池汽车示范城市群。从目标规模来看，京津冀城市群5300辆、上海城市群5000辆、广东城市群10000辆、河北城市群7710辆、河南城市群5000辆。2024年5月，财政部印发《关于提前下达2024年节能减排补助资金预算的通知》，公示了第一年度燃料电池汽车示范应用奖励资金，23个市区公示第一年度示范应用奖励资金11.42

亿元。

绿氢、绿氨等电制燃料在电力系统的应用潜力也受到越来越多关注，与之配套的国家政策不断出台。2022年1月，国家发展改革委、国家能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出到2025年氢储能、热（冷）储能等长时间尺度储能技术取得突破，推动长时间电储能、氢储能、热（冷）储能等新型储能项目建设，开展可再生能源制储氢（氨）、氢电耦合等氢储能示范应用。2023年，针对长时储能、氢储能的政策进一步细化。国家层面，2023年1月，工信部等六部门发布《关于推动能源电子产业发展的指导意见》，提出应将促进新能源发展摆在更为重要的位置，加速固态电池、钠离子电池、氢储能/燃料电池等新型电池的研发。2023年9月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于加强新形势下电力系统稳定工作的指导意见》，提出充分发挥氢储能等各类新型储能的优势，结合应用场景构建储能多元融合发展模式，提升安全保障水平和综合效率。地方层面，风资源较好的中西部地区7个省份都在积极鼓励氢储能产业的发展。“风光发电+氢储能”“海上风电+氢储能”“光伏+氢储能”等方案也开始出现在各地政策中。从全国来看，目前已有超过20个省份将“氢储能”列入了政策规划。

（二）中国电制燃料发展现状

近年来，中国电解水制氢、氢燃料电池在关键技术、装备制造方面取得重要突破，已基本构建了较为完整的制氢、储运、加注和应用的氢能产业链。

在技术方面，国内在电解槽、燃料电池的核心技术攻关以及各项核心零部件方面实现了大范围的国产化替代，关键性能指标向国际先进水平看齐。国内碱性电解槽进入技术迭代阶段，2023年约有10款2000 Nm³/h单槽制氢量电解槽推出，最大单槽制氢量达到3000 Nm³/h。PEM电解槽零部件供应链逐渐形成，国产质子交换膜、催化剂技术等逐渐实现量产。目前中国已初步掌握催化剂、质子交换膜、

碳纸、膜电组件、双极板等关键材料的制备技术和工艺，全面掌握氢燃料电池电堆设计与制造技术，基本建立了具有自主知识产权的燃料电池汽车动力系统技术平台。

在绿色燃料制备环节，2023 年全国电解水制氢新增产能约 3.7 万吨/年，截至 2023 年底累计产能约 7.2 万吨/年，其中 63% 产能集中在新疆、宁夏两省份，80% 产能采用光伏制氢，大型绿氢项目以并网、半离网等为主。电解水制氢成本稳中有降，采用光伏直接连接制氢的情况下，绿氢生产成本在 20 元/kgH₂ 以上。绿醇及绿氨方面，截至 2023 年，国内已建成及在建的绿色低碳甲醇项目 11 项，绿色低碳甲醇产能约 36.6 万吨/年，绿氨项目开工 13 项，对应已披露绿氨产能约 79 万吨/年，大多计划于 2024、2025 年建成。

在存储运输环节，目前中国氢气的储运主要以 20MPa 高压长管拖车高压气态运输方式为主，同时开展纯氢管道输氢和天然气管道掺氢运输方式。氢液化规模突破 10 吨/天，民用液氢实现大幅跨越。在加注环节，全国已建成加氢站数量超过 350 座，约占全球总数的 40%，位居世界第一，35MPa 智能快速加氢机和 70MPa 一体式移动加氢站技术获得突破。

在终端应用环节，交通作为氢能应用的先导性场景快速发展，工业、储能等领域不断取得突破，部分国产化装备竞争力提升明显。交通方面，氢燃料电池汽车保有量超万辆，已成为全球最大的氢燃料电池商用车生产和应用市场。工业方面，氢基化工规模化试点落地，氢冶金技术示范项目开启。能源方面，发电与热电联产完成重点技术试点示范。建筑方面，全国首个氢能进万家智慧能源示范社区项目在佛山落地。

（三）中国电制燃料面临的挑战

一是生产成本仍然偏高。绿氢、绿氨、绿醇经济性问题 and 下游真实需求是关键影响因素。从经济性的角度来看，目前西部可再生

能源资源富集地区绿氢生产成本约 20 元/千克，明显高于煤制氢 10 元/千克。绿氨、绿醇成本为市场常规产品价格的 2 倍以上，如国内绿色甲醇价格大约 5000~6000 元/吨之间，而传统甲醇市场价格仅为 2500 元/吨左右。

二是供需空间错配。国内电制燃料的产、用空间分布存在天然错配，可再生能源集中在西北、东北等地区，而应用场景大多集中在东南部地区，供需之间的错配进一步提升了电制燃料使用成本。目前氢气储运长管拖车仍以 20MPa 为主，单车运输氢气量 260~460 千克，储运成本高、效率较低。当前国内已实现 10 吨/天的液化规模，但距离美国 100 吨/天的氢液化工厂仍有明显差距。目前国内输氢管道总长度仅为几百公里，管道建设主要依赖中石化等国有企业，缺乏顶层设计和区域规划。考虑到氢的长距离储运效率低、能耗损失大，因地制宜扩大氢供给，在西北地区推动氢电耦合、氢化工等一体化项目落地，实现绿氢的大规模制取和就地消纳仍需各方努力。

三是应用仍需政策激励。近年来各地方积极出台氢能产业政策，但目前氢能在多地仍参考危化品管理，为制氢加氢一体站建设、氢运输和应用都造成了一定的困难。行政审批方面，氢能项目的建设往往需要跨部门协同，各地主管单位不尽相同。河北、广东、辽宁、安徽、广东、新疆等地先后放开化工园区外电解水制氢和制氢加氢一体站准入，内蒙古鄂尔多斯、新疆克拉玛依、广东深圳等地针对风光制氢一体化项目及电解水制氢加氢一体站给予生产补贴或电费减免。如何在全国层面协调不同部门之间的责权利关系，简化审批流程，仍需政策与技术标准的完善。此外，风光储氢一体化项目往往需要匹配一定的电网电力，电价是影响电制燃料边际成本的最主要因素，因此出台专项支持政策，给予上述项目一定的电价优惠，也成为推动电制燃料产业发展的重要议题。

三、全球电制氢氨醇燃料的实践经验与前景展望

(一) 全球电制氢氨醇燃料发展概况

1. 制定更积极的发展目标

在积极应对气候变化和能源危机双重要求下，主要国家和地区都调高了电制燃料发展目标，调整前后目标如表 9-1 所示。欧盟方面，为填补天然气供应缺口、促进可再生能源消纳，欧盟委员会在 REPowerEU 中提出，到 2030 年实现 1000 万吨可再生氢本地生产和 1000 万吨可再生氢进口，相当于 2030 年欧盟可再生氢能需求将达到 2000 万吨，该目标比 2020 年《欧洲氢能战略》翻了一番。日本方面，2023 年 6 月，日本经济产业省发布了《氢能基本战略》（修订版），修订版大幅提高了中长期氢能发展目标，由之前的 500~1000 万吨调整为 2040 年 1200 万吨（含氨）和 2050 年 2000 万吨（含氨）。德国方面，新版《国家氢能战略》（2023 年）将 2030 年国内电解水制氢目标由 2020 年版的 5 吉瓦提高到至少 10 吉瓦，氢能需求量从 90~110 太瓦时提高至 95~130 太瓦时。美国方面，2023 年 6 月发布的《美国国家清洁氢能战略和路线图》分别提出了近、中、远期氢能发展目标，2030 年、2040 年、2050 年清洁氢需求分别将达到 1000 万吨、2000 万吨和 5000 万吨，而 2020 年发布的《氢能源计划》中仅提出了 2050 年美国本土氢能需求为 4100 万吨的远期目标。

表 9-1 主要国家和地区氢能发展目标调整情况

	调整前	调整后
日本	2030 年达到 300 万吨， 2050 年达到 1000 万吨	2030 年、2040 年、2050 年分别 达到 300 万吨、1200 万吨、 2000 万吨（均含氨）
美国	预计 2050 年本土氢能需求 4100 万吨	2030 年、2040 年、2050 年清洁 氢需求分别达到 1000 万吨、 2000 万吨、5000 万吨
欧盟	到 2030 年，安装至少 40 吉瓦可再生能源电解槽，	到 2030 年欧盟可再生氢产量达 到 1000 万吨，可再生氢进口量

	达到可再生能源制氢年产量 1000 万吨	达到 1000 万吨。到 2030 年工业用氢气中 42%应来自非生物来源可再生燃料 (RFNBOs)，到 2035 年比例提升至 60%；到 2030 年航空燃料 1.2%绿氢合成燃料。
德国	2030 年国内电解水制氢目标达到 5 吉瓦；氢能需求为 90~110 太瓦时	2030 年国内电解水制氢目标提高到至少 10 吉瓦；氢能需求为 95~130 太瓦时
英国	到 2030 年实现 5 吉瓦低碳氢产能	计划将 2030 年低碳氢生产能力提高至 10 吉瓦，其中一半将完全绿色化
韩国	到 2040 年，氢气年供应量将达到 526 万吨	到 2030 年和 2050 年，可再生氢年产量分别达到 100 万吨和 500 万吨，并将氢气自给率升至 50%

2. 着重强化电制燃料的低碳属性

主要国家和地区都着重强化电制燃料的低碳属性，加快制定发布不同类型电制燃料的碳排放标准。日本 2017 年发布的《氢能基本战略》因未考虑氢能的低碳属性而广受诟病，2023 年版《氢能基本战略》不仅规定了清洁氢的碳排放应低于 $3.4\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ ，更是规定了清洁氢的碳排放应低于 $0.84\text{kg CO}_2/\text{kg NH}_3$ 。美国《国家清洁氢能战略和路线图》(2023) 明确清洁氢碳排放认定标准为小于 $4.0\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ 。2022 年 8 月，美国通货膨胀削减法案 (IRA) 提出为绿氢提供税收减免，制氢工厂每千克氢气产出的二氧化碳排放单量小于 4 kg 可获得税收抵免。根据碳排放量不同 ($0.45\sim 4\text{ kg CO}_2\text{e}/\text{kg H}_2$)，税收抵免额度为 $0.12\sim 0.6\text{ 美元}/\text{kg H}_2$ ，且对于 2033 年以前开始建设的制氢项目，项目运营的前 10 年将获得 5 倍的税收抵免额度，即 $0.6\sim 3\text{ 美元}/\text{kg H}_2$ 。欧盟在设定积极的可再生氢发展目标同时，在欧盟可再生能源指令 II 也将清洁氢阈值设定为 $3.38\text{kg CO}_2/\text{kg H}_2$ ，同时要求可再生氢用新建可再生能源发电厂所发电力生产。不同国家和地区清洁氢与可再生氢的认定标准如表 9-2 所示。总体来看，已发布低碳氢标准的国家和地区“殊途同归”，都低于 $4.0\text{kg CO}_2\text{e}/\text{kg H}_2$ 。以目前技术条件而言，只有可再生能源电解水制氢和配

备 CCS 的化石能源制氢才能达到低碳氢标准要求。

表 9-2 主要国家和地区对清洁氢的碳排放规定

	发布机构	文件名称	清洁氢标准 kgCO ₂ e/kg H ₂
美国	美国能源部	国家清洁氢能战略和路线图	4.0
日本	日本经产省	氢能基本战略（修订版）	3.4
欧盟	欧盟委员会	欧盟可再生能源指令 II	3.38

3. 拓展更加多元的应用场景

为推动“难以减排领域”的深度脱碳，主要国家和地区都围绕实现碳中和目标来重新谋划氢能发展路径，拓展更加多元的氢能应用场景。日本 2017 年版氢能发展战略格外突出氢能在交通运输及发电领域的应用，提出到 2030 年推广燃料电池乘用车 80 万辆、热电联供系统 530 万台，但这本质上只是日本擅长的氢燃料电池装备制造和汽车产业的融合和延伸，并没有将氢能放在碳中和目标之下进行通盘谋划。2023 年版的氢能发展战略将发展路径与实现碳中和目标相结合，将氢能应用场景拓展至钢铁、化工、航空等“难以减排领域”，并积极推动氢氨燃料在煤电领域应用。韩国与日本类似，《氢经济路线图》(2019 年)提出到 2040 年推广燃料电池汽车 620 万辆，工业用燃料电池发电 15GW，户用燃料电池 2.1GW；目前已扩展至钢铁和化工等重点碳排放领域。德国 2020 年版氢能战略虽然初步构建了包括工业、交通等在内的多元应用场景，但在交通领域重点集中在重型货车。新版氢能战略将氢能在交通领域的应用扩展至航空和海运，将氢和富氢燃料（氨、醇等）作为可持续燃料，推动航空和海运领域的深度脱碳。美国《国家清洁氢能战略和路线图》预计未来清洁氢需求将呈现多元化，如工业、交通、电力、生物/合成燃料分别有 600~1100、500~800、400~800、200~600 万吨氢气需求。而之前发布的《氢能源计划》重点侧重于交通运输，其次为生物/合成燃料、石油炼制。

表 9-3 主要国家和地区支持氢能发展的重点领域

	调整前	调整后
日本	交通运输、发电应用	拓展至钢铁、化工、航空，推动氢氨燃料在煤电领域应用
韩国	交通运输、发电应用	拓展至钢铁、化工
德国	重点集中在重型货车	拓展至航空和海运
美国	交通运输、生物/合成燃料、石油炼制	拓展至工业、交通、电力、合成燃料等多个领域

4. 构建更具韧性的供应链

当前全球能源供应链风险集聚，主要国家和地区格外重视氢能供应安全，构建更具韧性的氢能供应链。例如，欧盟采取了内外并举方式，一方面着力提升本土可再生氢制取能力，计划部署 40GW 电解槽，同时出台《绿色协议工业计划》、《净零工业法案》等，不惜使用贸易保护手段来提升欧盟境内电解槽生产能力；另一方面着力提升氢气进口能力，计划在北非和乌克兰等地区部署 40GW 电解槽，欧盟委员会先后发布天然气掺氢的法律提案和欧洲氢能银行计划，允许在天然气网络中掺入最多 20% 的低碳氢，引导鼓励天然气管道掺氢及跨国纯氢管道运输。再如，日本采取了“气不打一处来”方式，积极开展国际氢能贸易，通过液氢、液氨、有机储氢等多种方式，从澳大利亚、沙特、文莱等国家进口氢气或氨，以分散氢气进口渠道来提升氢能供应安全。此外，韩国也明确提出了 2050 年将氢能自给率提升至 50% 的目标。

（二）主要国家电制氢氨醇燃料实践经验与启示

全球主要发达国家高度重视电制燃料产业发展，关键核心技术趋于成熟，基础设施建设明显提速，规模明显增大，区域性供应网络正在形成，燃料电池出货量快速增长且成本持续下降。在能源安全、气候变化驱动下，世界各国都在加快推进电制燃料产业发展，美国、德国、法国和日本等 26 国已出台氢能规划，以上国家超过世界经济总量的 60%，并基于各自国情明确了氢能发展定位。

尽管电制燃料对实现碳中和目标和提升能源系统安全保供能力的作用举足轻重，但各国选择电制燃料推进自身能源转型的原因不尽相同。欧盟将发展电制燃料作为实现经济复苏、保障能源供应安全和深度脱碳的重要抓手，大力推广电制燃料在工业和建筑领域的应用，同时高度注重基础技术和共性技术研发投入。美国作为最早提出氢能发展的国家，初期将氢能发展作为能源安全的重要保障，后期将发展氢能先进技术作为战略投资，以保持其国际市场竞争力和技术领先地位。日本将构建“氢能社会”作为终极发展目标，以保障能源安全为驱动，大力发展氢能产业，推动氢能多领域应用。韩国致力于将氢能产业发展成为继显示器、半导体、汽车之后第四大支柱产业，通过燃料电池技术对外输出带动经济增长。总体来看，各国对电制燃料发展越来越重视，均制定了相关发展计划，并出台了一系列相关产业政策，凸显出电制燃料的重要性日渐上升。

1. 政策发力点不同

欧盟寻求长期脱碳和能源自立，《欧盟氢能战略》、REpower EU 等规划明确提出，至 2030 年在欧盟本土部署 1000 万吨/年可再生氢能产能，同时自可靠供应国进口氢能 1000 万吨/年目标。至 2050 年，欧盟将推动绿氢大规模用于难以通过电气化实现零碳排放的领域。欧盟委员会于 2023 年 5 月发布欧盟碳边境调节机制（Carbon Border Adjustment Mechanism，简称 CBAM）过渡期实施细则，CBAM 提出 2026 年起欧盟将对部分进口商品征收碳边境税，第一批纳入征收范围的行业包括钢铁、水泥、电力、化肥、铝和氢气等。其中，绿氢将免于碳关税。在碳关税落地的大背景下，未来进口欧洲的氢气基本上都是绿氢，绿氢设备环节将率先受益。

美国发展电制燃料的目标在于占据战略性新兴技术高地，保证美国国家综合实力，因此在政策制定中主要将氢在生产、储存、运输及商业应用过程中的成本和性能作为主要目标，期望通过技术研发催化出跨越性、突破性的技术，实现氢能的经济性并提升国际竞

争力。

日本是最早开发电制燃料的国家之一。受国土资源限制及地理环境因素制约，日本很早就积极将发展氢能产业、打造氢能社会作为实现能源独立、推动经济发展的核心战略。日本先后发布多个氢能政策文件，规划实现氢能社会战略技术路线，大力推广交通、住建、重工和石油冶炼等领域的氢能应用，重点推进可大量生产、运输氢的全球性供应链建设。

韩国氢燃料汽车和燃料技术属世界一流，但氢能产业尚处于初期发展阶段，因此 2018 年韩国政府将“氢经济”作为创新增长三大战略投资领域，旨在通过发展氢能拉动经济创新增长、创造更多就业岗位。韩国最新氢能政策提出扩大、建立、提升氢能产业，以建立清洁的氢能供应链并培育世界领先的氢能产业为目标，着力打造成为全球氢能发电厂。

2. 政策目标和路径不同

欧盟采用增强基建、扩大产能、搭建网络、规模应用的渐进式发展路线。《欧盟氢能战略》明确了欧盟 2020~2050 年的战略规划，2020~2024 年，欧盟将在境内建造一批单个功率达 100MW 的绿氢电解设备，全欧的绿氢制备总功率将达到 6GW，绿氢年产量超过 100 万吨。所有蓝氢设备将全面完成碳捕捉和储存设施的安装。预计到 2030 年，欧盟的绿氢年产能将超过 1000 万吨，绿氢制备总功率达到 40GW。2025-2030 年，在继续加大绿氢制备产能的基础上，建成多个地区性制氢产业中心。2031-2050 年的重点是氢能在能源密集产业的大规模应用。

美国采用降低成本、改进性能、创造需求等方式扩大市场与产能，同时推动清洁、经济、可靠的电制燃料技术研发和规模化应用。2020 年《为地球奋斗氢能计划》提出 10 年内将绿氢成本降低至 1 美元/kg，降幅 80%，将氢需求提升至目前水平的 5 倍。2022 年 6 月美国总统决议授权美国能源部利用《国防生产法》(Defense Production

Act, 简称 DPA) 加速国内包括电解槽、燃料电池和铂族金属在内的五项关键能源技术的生产, 以加快清洁能源经济的发展。

日本根据《能源基本计划》不断对氢能源发展目标和路径进行调整优化, 总体上致力于氢燃料电池终端利用革命、海外氢气资源进口等举措改变能源使用结构。首先依靠《能源基本计划》推进燃料电池技术研发及项目示范验证, 此后在全球发布首个国家氢能战略, 提出以 2030 年目标为基础, 由工业界、学术界、政府共同致力于建设氢能源社会的 2050 年目标和方向。《第六次能源基本计划》提出围绕应对气候变化与日本能源供需结构转型两大核心目标, 力争 2030 年将氢的成本降低至与化石燃料同等水平, 加速商业化应用。

韩国以氢燃料汽车普及的方式扩大用氢市场, 打造大规模的氢气需求, 2021 年 12 月, 韩国政府发布首个《氢经济发展基本规划》, 提出到 2050 年韩国氢能将占最终能源消耗的 33%, 发电量的 23.8%, 成为超过石油的最大能源。2022 年 11 月, 韩国政府公布氢经济发展战略, 计划到 2030 年普及 3 万辆氢能商用车。同时通过技术创新确保在氢产业链中掌握各环节核心技术。

3. 不同环节支持力度有差异

欧盟主要采用了增加投资、增加碳税、成员国共同参与、激励私人投资, 增加公共基金等措施推动可再生氢的发展, 同时给予相关企业优惠的碳许可证、氢能在能源耗费中具有行政性规定配额等措施支持氢能发展。2023 年 3 月, 欧盟委员会发布了欧洲氢能银行计划, 于秋季启动首批可再生氢能试点拍卖, 专项预算为 8 亿欧元 (约合人民币 58 亿元), 选定的试点项目将以每公斤制氢固定溢价形式获得补贴, 最长十年。

美国颁布了《基础设施投资和就业法案》, 明确提出拨款 95 亿美元氢能专款, 用于清洁氢能中心建设、电解制氢研究开发以及清洁氢制取利用。2022 年, 美国《通胀削减法案》提出为绿氢提供最

高 3 美元/千克的税收抵免，氢气生产税补贴和投资税补贴，帮助实现灰氢向绿氢的过渡，同时根据氢气生产过程中二氧化碳的排放量来确定补贴规模。

日本推出了 2 万亿日元的绿色创新基金用以建设大规模的绿氢供应链，包括大规模氢供应链建设项目和利用可再生能源等电力电解制氢示范项目，为大型氢供应链建设、可再生能源制氢以及下一代飞机开发、船舶开发、智能出行、燃料制造、塑料制造等氢气应用场景提供资金支持。同时对购买燃料电池车的消费者提供丰厚的购车补贴。韩国提出扩大氢能公共汽车和货车的购买补贴，延长购置税、通行费减免等措施，创造氢能需求。2021 年韩国民间企业计划未来 20 年在氢经济领域投资 43 万亿韩元用于发展氢能源生产、存储、运输和应用等氢经济领域产业。

4. 结合本国技术优势制定标准

欧盟氢能标准化工作主要围绕氢能制取、氢储运、基础设施建设、安全、试验规范等方面展开，由欧洲标准化委员会等机构组织实施推进，协调成员国的标准化工作，制定欧洲标准并进行区域性认证，促进欧盟内部的贸易和技术交流。各国标准化工作由各国标准化组织基于国际标准化组织、国际电工委员会等相关技术标准，结合各国技术优势制定符合本国的氢能标准。

美国在规划氢能发展路线初期就将标准化作为重要工作内容予以推进，在氢安全、制氢、氢储运、加氢站、氢能应用领域都制定了配套标准，现已成为氢能技术标准制定最活跃积极、成果最丰硕的国家。特别是，美国持续对燃料电池汽车标准体系进行研究完善，并成立了“术语、安全、接口、性能、排放和能耗、可回收”等专项工作组重点推进相关工作。

日本氢能标准化工作由日本工业标准调查会负责组织实施，目前在燃料电池汽车、智能电网及氢储能技术、氢能安全标准化方面的标准已经走在国际前列，尤其在燃料电池领域形成了较为完善的

中国能源转型展望 2024

标准法规体系，支撑其在燃料电池研发、乘用车开发、氢储运和小型化氢能应用领域形成了独具特色的核心技术，成为日本推动氢能产业发展的重要竞争力。

韩国由韩国技术标准署和韩国标准协会等组织开展标准化工作，对标准政策、产品安全、合格评定和技术法规等内容进行统一管理。同时在新能源领域专门设立了“新能源再生能源中心”，负责新能源技术标准化以及新能源项目评估、管理等。目前韩国氢能领域标准已达 34 项目，且主要集中在燃料电池领域，如 2023 年 4 月韩国发布了船舶氢燃料电池标准，旨在推进氢燃料新造船发展。

表 9-4 全球主要地区氢能发展现状与定位

地区	国家	现状	定位
欧盟	德国、法国	<ul style="list-style-type: none"> ● 氢气生产端，利用可再生能源电解水制取低碳氢燃料，构建规模化绿氢供应体系。 ● 氢气利用端，绿氢用于天然气掺氢、分布式燃料电池发电或供热、氢能炼钢、化工和氢燃料电池汽车等多个领域 	可再生能源制氢实现深度减碳
日韩	日本、韩国	<ul style="list-style-type: none"> ● 氢源依赖海外进口 ● 应用聚焦于氢燃料电池为核心的车用和家用领域 ● 材料和设备等技术领先，龙头企业聚集 	抢占关键技术新兴产业发展制高点
澳加中	澳大利亚、加拿大、中东	<ul style="list-style-type: none"> ● 基于自身资源优势，提出多元化低碳氢源供应体系，拓展氢能新兴市场出口需求 	资源出口创汇新增增长点
美国	美国	<ul style="list-style-type: none"> ● 重点考虑氢能在实现本土“碳中和”目标中发挥的重要作用 ● 重视“制-储-输-加-用”全环节的研发和规模化示范，在氢能关键核心技术、产业技术链、产业链布局和供应链建设成体系化发展 	作为中长期战略技术储备

（三）全球电制氢氨醇燃料前景展望

国际可再生能源署（IRENA）认为提升能效水平、提高电气化和可再生能源可以实现减碳目标的 70%，但需要氢能实现重工业、长途运输和季节性储能等难脱碳领域的深度减排（如图 9-1 所示）。在 IRENA 1.5°C 情景下，氢能消费将占 2050 年全球终端能源消费的 12%，并贡献全球减碳量的 10%。

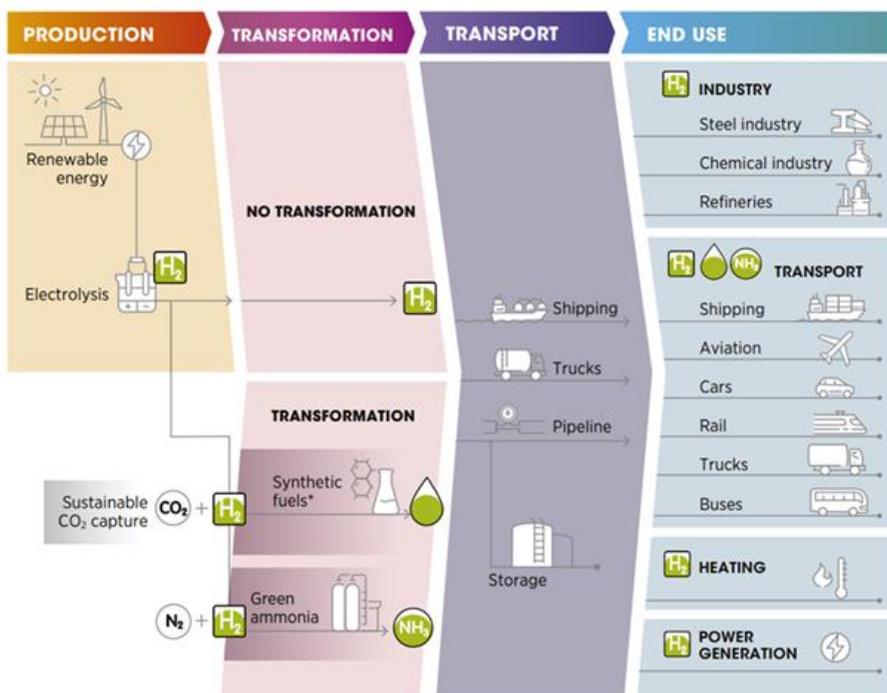


图 9-1 氢能生产消费格局

来源：国际可再生能源署

根据国际能源署统计，2022 年全球氢气消费总量约 9500 万吨，其中石化精炼和工业领域消费分别为 4200 万吨和 5300 万吨。根据净零排放情景（NZE），到 2030 年全球氢能消费总量将达到 1.5 亿吨，其中石化精炼消费需求有所下降至 3500 万吨，工业用氢需求将增加至 7100 万吨，交通运输及发电领域氢气需求将快速增长至 1600 万吨和 2200 万吨；到 2050 年全球氢能消费将达到 4.3 亿吨，工业、交通运输、发电领域氢能需求将分别达到 1.39 亿吨、1.93 亿吨和 7400

万吨，低碳氢（可再生能源制氢、化石能源制氢+CCUS）占全部氢能产量 98%，电解水设备、氢气管道及地下储氢基础设施规模大幅增长（如图 9-2 所示）。

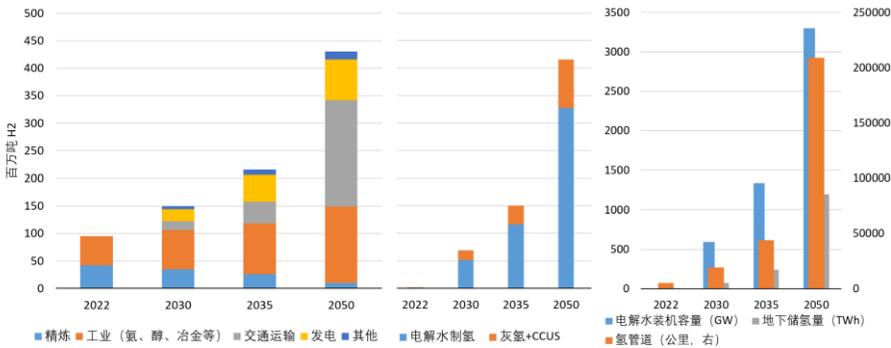


图 9-2 净零排放情景全球氢能消费、生产、基础设施展望

来源：国际能源署

根据国际氢能理事会的预测，净零排放情景下，2050 年全球氢能需求进一步达到 6.6 亿吨，占全球最终能源需求的 22%，避免二氧化碳排放 70 亿吨/年。到 2050 年，低碳氢可以累计减少全球 800 亿吨二氧化碳，大约是目前每年人为排放量的两倍，占净零排放情景下全球减碳量的 11%。到 2050 年，蓝氢将占供应量的 20%~40%（1.4~2.8 亿吨）；可再生氢将占供应量的 60%至 80%（4~5 亿吨氢气），电解水制氢装机规模将达到 3~4 太瓦，对应可再生能源发电规模达到 4.5~6.5 太瓦。

四、电制氢氨醇对中国能源系统深度脱碳的作用

（一）电制氢氨醇是碳中和能源系统的重要组成部分

实现碳中和目标意味着必须彻底颠覆从工业革命建立起来的以化石能源为主导的能源体系，重构以非化石能源为主体的世界能源新结构。电制燃料是未来国家能源系统的重要组成部分，充分发挥绿氢、绿氨、绿醇等电制燃料作为可再生能源规模化高效利用的重

要载体作用及其大规模、长周期储能优势，可促进异质能源跨地域和跨季节优化配置，推动氢能、电能和热能系统融合，促进形成多元互补融合的现代能源供应体系。此外，电制燃料也是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体，加强电制燃料的绿色供应可营造形式多样的氢能消费生态，提升中国能源安全水平。特别是面向新型能源体系建设需求，有必要发挥电制燃料对碳中和目标的支撑作用，深挖电-氢-热跨界应用潜力，因地制宜引导多元应用，推动交通、工业等用能终端的能源消费转型和高耗能、高排放行业绿色发展，减少温室气体排放。

（二）电制氢氨醇是电气化困难领域的重要解决方案

从清洁低碳角度看，大规模电气化是中国多个领域实现降碳的有力抓手，例如交通领域的电动汽车替代燃油汽车，建筑领域的电采暖取代传统锅炉采暖等。然而，仍有部分行业是难以通过直接电气化实现降碳的，最为困难的行业包括钢铁、化工、公路运输、航运和航空等。电制燃料具有能源燃料和工业原料双重属性，可以在上述难以深度脱碳的领域发挥重要作用。在交通领域，公路长途运输、铁路、航空及航运将电制燃料视为减少碳排放的重要燃料之一。现阶段氢燃料电池汽车保有量超过 2 万辆，车型主要以客车和中重型货车为主。在工业领域，氢气可代替焦炭和天然气作为还原剂，可以消除炼铁和炼钢过程中的绝大部分碳排放。利用可再生能源电力电解水制氢，然后合成氨、甲醇等化工产品，有利于化工领域大幅度降碳减排。在建筑领域，通过热电联产方式的综合效率可达 85%，氢燃料电池在为建筑发电的同时，余热可回收用于供暖和热水。在氢气运输至建筑终端方面，可借助较为完善的家庭天然气管网，以小于 20%的比例将氢气掺入天然气，并运输至千家万户。在电力领域，电制燃料可成为一种新型的储能形式。在用电低谷期，利用富余的可再生能源电力电解水制取绿色燃料；在用电高峰期，再将其通过燃料电池或透平装置进行发电。电制燃料储能规模巨大，可根据太阳能、风能、水资源等产出差异实现季节性存储。

（三）电制氢氨醇发展依赖于技术进步与成本下降

目前电制氢氨醇成本仍然偏高，以可再生能源资源相对丰富的西部地区 0.3 元/kWh 的绿电成本计算，绿氢项目用电成本约 20 元/kg H₂，再考虑电解水等设备折旧及运维投入，绿氢生产端的成本高达 25 元/kg H₂，是化石能源制氢成本的 2~3 倍。资源地域的供需错配客观上增加了氢能储运的难度。现有高压氢气管束车短途运氢方式无法满足绿氢大规模、长距离输送需求，未来氢能长途储运存在高压气态、低温液态、固态合金、有机液体、合成燃料，以及公路、铁路、水路、管道、电网等不同储运技术和方式的选择。但随着可再生能源电力成本的降低和储运技术突破，绿色电能和电制燃料的经济性将得到提升，有望被大众广泛接纳和使用。作为能源枢纽，电制燃料更容易耦合热能、冷能、燃料等多种能源，共同建立互联互通的现代能源网络，形成极具韧性的能源供应体系，提高新型能源体系整体运行效率、经济性和安全性。

第十章 工业部门低碳转型

一、主要结论

► 近年来，中国工业部门低碳转型取得的成绩举世瞩目，表现在产业结构持续调整、新技术新工艺加快应用、节能环保水平显著提升和清洁低碳能源加速替代等方面。

► 模型测算结果显示，通过不断普及节能低碳工艺技术、大规模应用电力氢能等清洁能源、持续调整产业结构等措施，中国完全能够以较少的能源资源投入和较低的碳排放支撑工业经济的平稳较快发展。

► 为将低碳转型愿景转变为现实，中国工业部门需要开展四项重大战略行动：一是锻造现代高端的产业体系，在满足“制造强国”要求下，推动粗钢、水泥等高耗能高排放产品产量下降 40%~60%；二是构建循环耦合的组织形态，逐步将再生钢铁、再生铝、再生塑料等产量比重提升至 50%以上；三是形成数智高效的生产方式，面向重点行业实施极致能效工程，深挖数字化系统化能效提升潜力；四是重塑用能结构，推动电力氢能等对传统化石能源的替代，2060 年电氢化率达到 70%左右。

二、中国工业低碳转型的成效

工业是中国能源消费和碳排放的主要领域，对于生态文明建设、实现碳达峰碳中和目标的影响举足轻重。近年来，中国工业保持了平稳较快的发展，在推动低碳转型方面取得了突出成绩，为全球树立了工业低碳转型的“中国样板”。

（一）结构调整取得积极进展

中国开启了供给侧结构性改革工作，将煤炭、钢铁等行业“去

产能”作为重点任务之一，煤炭、钢铁行业“去产能”工作提前超额完成。工信部数据显示，“十三五”时期全国累计压减粗钢产能 1.7 亿吨以上，取缔“地条钢”产能 1.4 亿吨，退出煤炭落后产能 10 亿吨以上，关停落后煤电机组 2000 万千瓦以上，均提前两年完成“十三五”去产能目标任务。“十四五”以来进一步压减钢铁产能超 4000 万吨，电解铝、水泥行业落后产能已基本退出。

中国以战略性新兴产业为重点，出台专项发展规划及配套行动工程，持续推动工业内部结构的调整。国家统计局数据显示，截至 2022 年底，新一代信息技术、高端装备、新能源汽车等战略性新兴产业增加值占国内生产总值比重超过 13%。产业结构调整带动产品结构升级。2023 年全国新能源汽车产量为 958.7 万辆，每三辆汽车中就有一辆新能源汽车，光伏组件产量已连续 16 年位居全球首位，多晶硅、硅片、电池片、组件等产量和产能的全球占比均达 80% 以上，2023 年“新三样”产品合计出口金额破 1 万亿元人民币。

（二）新技术新工艺加快应用

绿色低碳技术研发和产业化提速，在部分关键领域实现与发达国家“并跑”甚至“领跑”。在国家绿色发展和节能降碳政策指引下，全社会创新资源加速向绿色低碳领域汇集，涌现出一批新技术、新工艺。以原油直接裂解制烯烃为例，该技术顺应了“由油转化”的总体趋势，可跳过原油精炼过程，将原油直接转化为乙烯、丙烯等化学品，进而大大缩短了生产流程、降低了生产成本、大幅降低能耗和碳排放。2023 年，中国成功实现了原油直接裂解制烯烃的全球首次工业化应用，成为该工艺技术路线的全球领跑者。

工业化信息化加速融合发展，协同推进生产过程数智化、低碳化升级。智能化、精细化的制造范式可以有效节省能源及原材料消耗，提高能源资源利用效率。10 年来，中国依托新一代信息技术和完备的数字基础设施，大力推动工业化信息化融合，“中国智造”引领全球数字化变革。自 2018 年至今，世界经济论坛公布了 11 批全

球智能制造“灯塔工厂”名单共计 153 家，中国占到 62 家，2023 年公布的 21 家中，中国占 11 家。

（三）协同推进节能减污降碳

工业是中国节能降耗工作的重中之重，国家发展改革委、工信部等部门发布了重点产品、设备能效基准和标杆水平，并在钢铁、石化化工、有色金属、建材等重点行业实施节能降碳升级改造重大工程和行动。与 2014 年相比，全国工业单位增加值能耗下降超过 20%，形成节能量超过 9 亿吨标准煤，减少 SO₂ 排放 250 万吨、NO_x 排放 270 万吨以上，累计减少二氧化碳排放近 20 亿吨。同时，主要产品能效水平大幅提升。较 2014 年，中国 2022 年吨钢可比能耗下降幅度超过 25%、水泥综合能耗下降幅度超过 7%、电解铝交流电耗下降幅度接近 5%、合成氨综合能耗下降幅度超过 6%、纸和纸板综合能耗下降幅度超过 10%，仅上述产品形成的节能量就超过 2.2 亿吨标准煤，几乎相当于一个中等发达国家能源消耗。

节能提效推动了装备制造业升级和新业态的培育，释放经济发展新动能。截至目前，全国高效节能电机年产量达到 1.7 亿千瓦；再如大力淘汰小型低效燃煤工业锅炉，推动锅炉产品向大型化、自动化、高效化发展，新生产燃煤锅炉热效率不低于 80%，燃气锅炉热效率不低于 92%等。健全节能提效市场化机制，培育发展合同能源管理、综合能源服务等新业态。节能提效相关工作产生了提质量、促升级、扩产业等外溢效益，不仅为稳增长、保就业作出了突出贡献，更为中国制造增添了“新名片”。

（四）清洁低碳能源加速替代

中国扎实推进燃煤工业锅炉结构优化、用能清洁化相关工作。燃煤工业锅炉数量从最高的 50 余万台减少到目前的 7.3 万台，锅炉燃料结构得到了根本性改善，针对工业窑炉，各地区因地制宜推动天然气燃料替代，陶瓷、玻璃等行业天然气窑炉比例显著提升，产

生了节能、环保和提高产品质量等多重效益。

在电气化方面，近几年电导加热、微波加热等新型电加热技术进展迅速，全球进入了“电气化 2.0 时代”。当前中国工业电气化率已达 26%，高于许多发达国家。在氢能发展方面，作为工业深度脱碳的关键路径之一，中国积极开展氢能应用示范，绿氢化工、氢冶金应用迈出产业化的关键一步，为中长期发展实现绿色脱碳目标作好技术储备。截至 2023 年底，中国已规划超 45 个绿色甲醇项目，合计规划年产能超 1500 万吨；规划超 60 个绿氨项目，合计规划年产能超 1450 万吨，低碳清洁氢冶金工程项目近 20 个，合计年产能超 1200 万吨。

三、全球工业低碳转型前景和典型案例

当前，积极应对气候变化已成为全球共识。工业是二氧化碳排放的重要领域，且具有碳排放量大、成因复杂、降碳难度高等特点，其低碳转型得到了越来越多的关注。国际能源署、国际可再生能源署、BP 等机构分别构建了全球可持续发展愿景，分领域探讨低碳发展目标和路径，其中关于工业低碳转型的主要结论包括以下三个方面。

（一）工业将对全球实现可持续发展目标作出重大贡献

当前全球约 30% 的二氧化碳排放来自于工业，因此工业脱碳对于全球碳减排的影响巨大。IEA 认为，为实现全球升温“1.5°C”目标，全球与能源相关和工业过程二氧化碳排放量需要从 2020 年约 350 亿吨下降至 2050 年接近于 0，其中工业部门将减排超过 70 亿吨，占全球碳减排的 22%。IRENA 认为，全球碳排放需要从 2020 年的 369 亿吨下降至 2050 年的-4 亿吨，工业部门碳排放将从 2021 年的 91.6 亿吨下降至 2050 年的-18.4 亿吨，对全球碳减排的贡献为 30%。BP 认为，全球在 2050 年实现净零排放，共计将减排 396 亿

吨二氧化碳，工业部门将贡献 159 亿吨，占比高达 40%（如

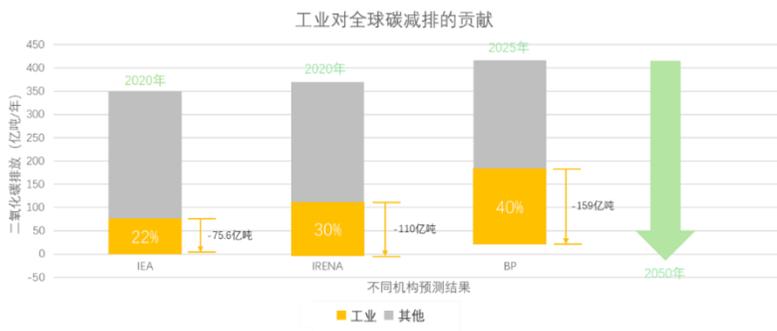


图 10-1 所示)。



图 10-1 不同机构预测工业对全球碳减排的贡献

(二) 工业及主要行业低碳转型将收获巨大碳减排效果

工业及其重点行业碳排放将大幅下降。IEA 认为工业二氧化碳排放量从 2020 年约 84 亿吨到 2050 年降至 8.4 亿吨，减排幅度高达 90%；IRENA 认为工业将实现 110 亿吨的碳减排并实现负碳排放，减排幅度约 120%；BP 则认为工业部门碳排放将从 2025 年的 156 亿吨下降至 2050 年的 7.5 亿吨，减排幅度约为 95%。重点行业方面，IEA 分析认为，化工行业碳排放将从 2020 年 13 亿吨下降到 2050 年约为 0.65 亿吨，减排幅度为 95%；钢铁行业从 2020 年的 24 亿吨下降到 2050 年 2 亿吨，减排幅度为 92%；轻工业碳排放 2020 年约 24 亿吨到 2050 年下降至 1.2 亿吨，减排幅度为 95%(如图 10-2 所示)。

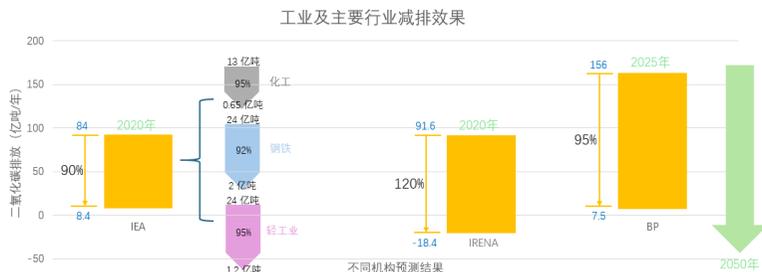


图 10-2 不同机构预测工业及主要行业减排效果

（三）工业脱碳需要工艺技术和用能方式的全面革新

工业领域由于有大量原料和高温热需求，难以采用电气化手段脱碳，需要在大幅提高能源利用效率的基础上，推动工艺技术和用能方式的全面革新。IEA 认为近期应采取塑料的回收和再利用、更有效地使用氮肥，以及提高能源效率的措施。到 2050 年，近 60%的减排是利用目前正在开发的技术（大型原型或示范规模）实现的，氢气和 CCUS 技术共同贡献了重工业减排的 50%左右。IRENA 认为氢能与电气化相结合可满足工业领域 27%的减排需求，节能和提高效率为减排贡献 25%。到 2050 年，氢能及其衍生物将占终端能源使用的 12%，它们将在钢铁和化工等难以脱碳的能源密集型部门发挥重要作用。BP 认为在重工业领域 2030 年之前需要做好提高能效和应用市场上已有的技术来降碳；2030 年以后碳捕集、利用与封存（CCUS）和氢基技术将发挥关键作用，在轻工业领域，持续提升电气化水平将作为最主要的降碳手段（如图 10-3 所示）。

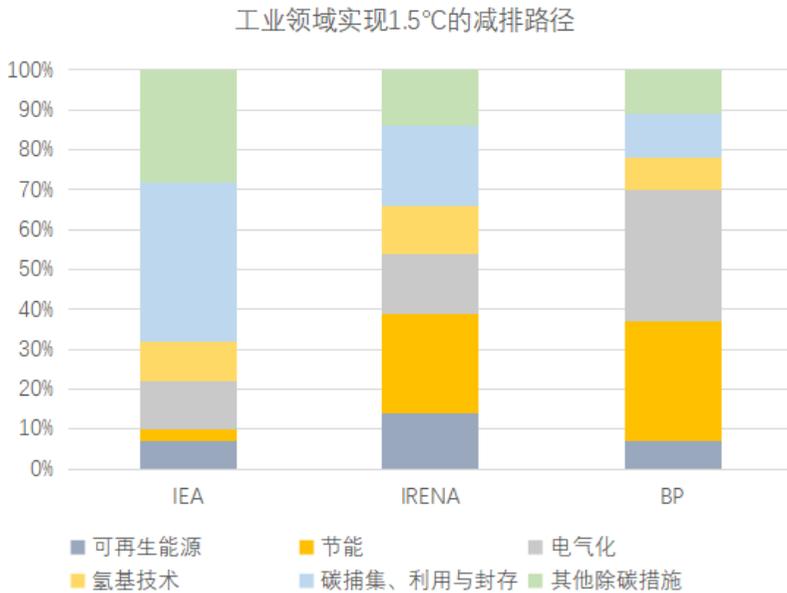


图 10-3 不同机构预测工业碳减排路径及贡献

四、中国工业低碳转型展望

未来中国将持续调整产业结构、升级生产工艺技术、变革能源消费方式等，通过大幅提高能源利用效率、高比例电气化和创新氢能等利用，工业经济发展有望与碳排放逐步脱钩，实现“由大到强”的战略转变，进一步巩固中国在全球产业分工格局中的枢纽地位。

（一）中国工业低碳转型情景展望

课题组采取情景分析法，设置了 BCNS 和 ICNS 两个情景对工业部门能源需求进行预测。BCNS 情景下，中国将“以我为主”坚定履行碳达峰碳中和对外承诺，主要立足国内市场需求、依托自主低碳技术，稳步推动工业部门低碳转型。ICNS 情景下，碳中和成为各个国家和地区的首要目标之一，全球产业链供应链畅通，中国工业经济将充分发挥比较优势服务于全球市场，同时低碳工艺技术等方面国际合作加速，推动工业部门高质量发展和大幅度减排。

在情景分析的过程中，采取定性分析与定量分析相结合的方式，对影响能源供求的宏观社会经济因素、政策因素及未来可能的演变趋势进行研判，并对产业结构、工业内部结构、产品结构和规模、消费需求进行了量化分析。对于设定的情景，借助于模型工具，对不同情景下各部门生产结构调整、能源消费结构调整、技术进步可能的发展情况进行了模拟计算。

1.工业部门终端能源需求展望

从总量上看，工业结构将向高端化发展，传统高耗能行业能源消费趋于饱和，先进制造等新兴领域用能持续增长，因此工业领域能源需求增长将放缓。根据模型测算结果，如图所示，工业部门终端能源需求将于 2030 年左右达到峰值，并开始稳中有降。BCNS 情景下，2060 年工业领域终端能源需求预计为 15.3 亿吨标准煤，比 2020 年下降约 30%；ICNS 情景下，得益于中国在全球产业分工中的作用逐步强化，工业经济将获得更多发展动能和潜力空间，能源需求会略高于 BCNS 情景，预计 2060 年工业领域终端能源需求为 16.1 亿吨标准煤（如图 10-4 所示）。

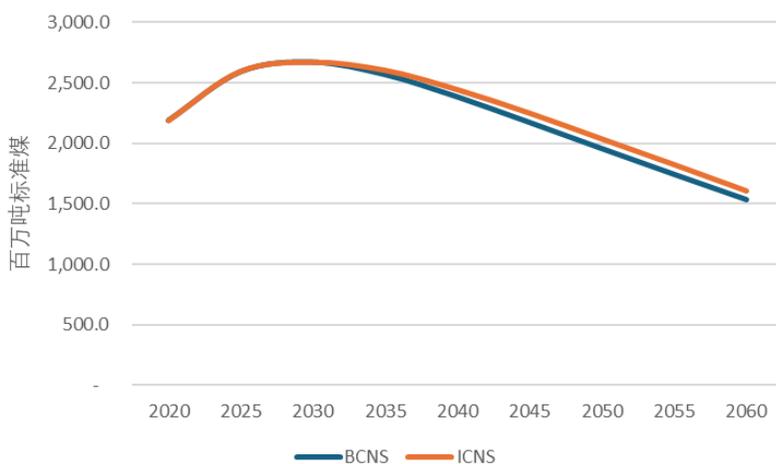


图 10-4 工业部门终端能源需求展望

2.工业主要行业终端能源需求展望

分行业看，中国工业部门能耗由四大高耗能行业（黑色金属、建筑材料、有色金属、石化化工）主导的局面将被明显改变。2020年四大高耗能行业终端能耗占工业终端能耗比重高达78.8%，而在BCNS和ICNS情景中，2060年占比将下降至60%左右。相比之下，以机械制造、交通设备、医药为代表的高附加值行业，终端能源需求将出现显著提升。BCNS情景中，2060年三类高附加值行业终端能源需求分别是2020年的1.8、2.3和2.6倍；ICNS情景中数字被进一步提升至2.1、3.0和3.5倍（如图10-5、图10-6所示）。

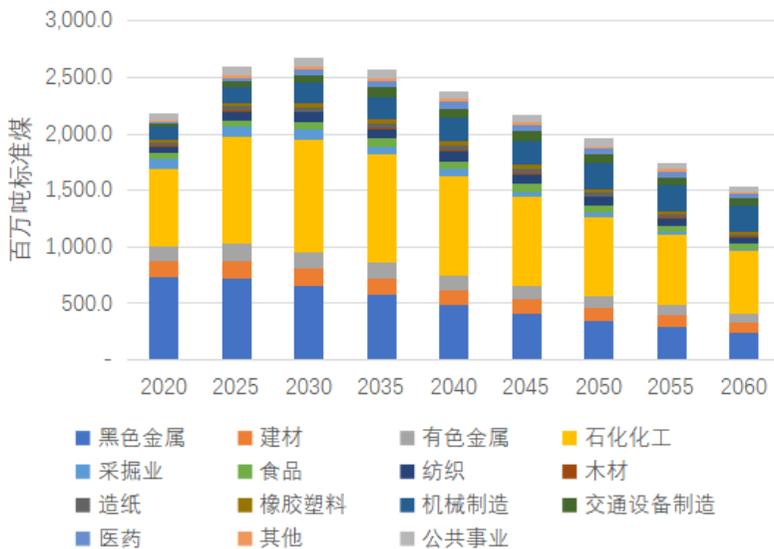


图 10-5 BCNS 情景下，分行业终端能源需求展望

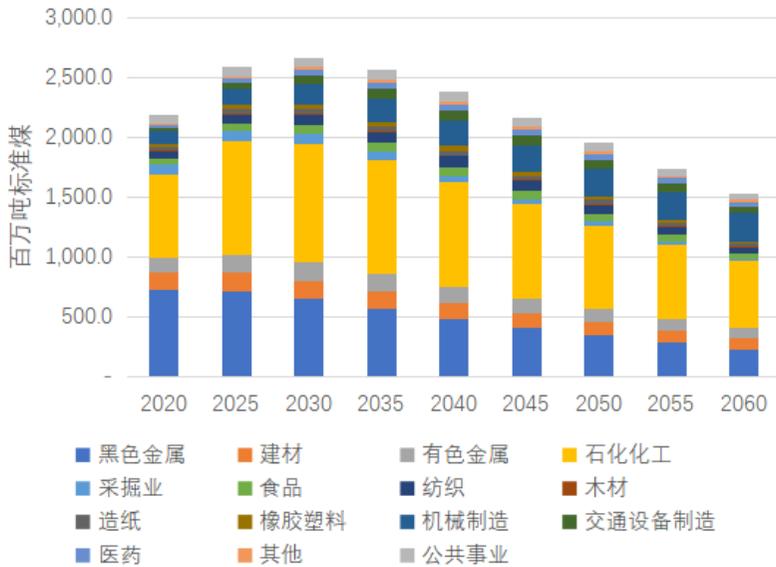


图 10-6 ICNS 情景下，分行业终端能源需求展望

3.分品种能源需求展望

分能源品种来看，工业部门能源结构将出现跨越式变革，实现从煤炭时代直接向电氢时代的升级。2020 年工业终端用能结构中，煤炭（含焦炭等）占比超过 45%，BCNS 和 ICNS 情景下降至 2%以内，取而代之的是电力和氢能的高速发展，电氢化率从 2020 年的 25% 上升至 2060 年的 64% 和 68%，其中电力需求占比将分别达 49% 和 53%，绿氢需求占比达 15% 左右（如图 10-7、图 10-8 所示）。值得一提的是，尽管 2060 年中国工业部门仍然还有少量化石能源使用，但基本都作为原料进行利用，如石脑油、焦炭等分别作为化工原料和还原剂。

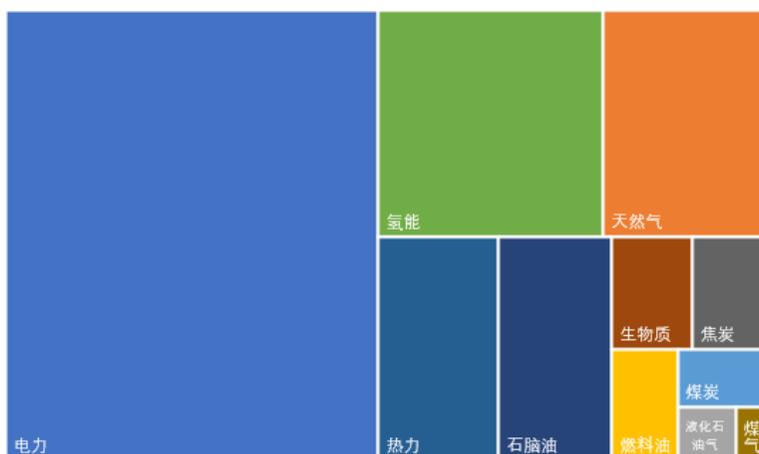


图 10-7 BCNS 情景下，2060 年工业终端用能结构

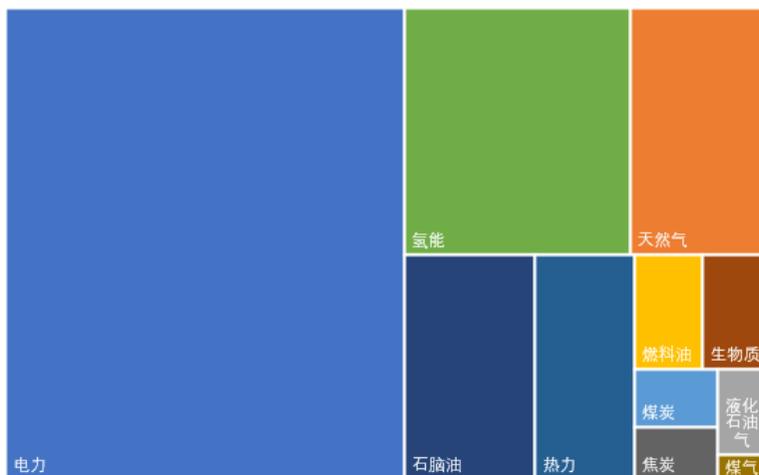


图 10-8 ICNS 情景下，2060 年工业终端用能结构

（二）工业低碳转型重大战略行动

未来中国需要综合实施产业结构调整、工艺路线优化、节能提高能效、低碳能源替代等转型任务，采取积极有力措施，做好工业低碳发展的“加减法”，顺利完成从传统工业化向新型工业化的转型。

1. 锻造现代高端的产业体系

引导传统产业集约化高端化发展。一方面持续推进淘汰落后产

能工作，优化生产力布局、发挥规模效益，另一方面顺应消费升级潮流，优化产品结构、提升产品附加价值，实现增长与物耗能耗双解耦。加快推进工业结构优化升级，将发展重心从高耗能产业转移至高附加值、高科技含量产业和战略性新兴产业，重点突破工业机器人、高端数控机床、新材料、新能源等领域关键技术和核心装备，实现以更少的能源投入创造更多经济产出。2060年中国的高附加值产业、轻工业和高耗能产业将基本形成“三分天下”的格局。

合理引导高耗能原材料需求。减少和杜绝“大拆大建”现象，合理控制建筑面积和基础设施建设规模与节奏，削减对高耗能原材料的不合理需求。提升基础原材料性能质量要求，大力发展推广高强度钢筋、高标号混凝土等绿色、轻量、长寿命产品。优化出口结构，减少高能耗、高排放、低附加值产品出口，推动国际贸易格局向低碳方向转型。钢铁、水泥、合成氨等传统高耗能产品产量力争“十四五”时期达峰，乙烯、PX、甲醇等产品产量力争“十五五”或2030年前后达峰，2060年粗钢、水泥等主要高耗能产品产量比2020年下降40%~60%。

推动高耗能高排放产能空间布局优化。根据市场需求、上下游产业及基础设施配套等因素，有序引导高耗能产业/产能集群化发展，更好发挥规模效益。依托中西部地区清洁能源资源优势，逐步推动钢铁、有色金属、化工等产能向相关地区转移。构建低碳、高质量区域协作网络，提高产业链编辑能力，推动制造业对外直接投资与国内产业链的联动，加大与“一带一路”、东盟等国家和地区产能合作，根据各地区比较优势，推动形成更加合理互惠的区域产业链、供应链、价值链闭环。

2.构建循环耦合的组织形态

逐步提升资源回收和再生水平。随着工业化城镇化持续推进，中国已逐渐进入废弃资源大量产生阶段，废钢、废铝、废塑料等资源量将大幅增加，为调整高耗能产品工艺结构创造机遇。迈向碳中

和时代过程中，原材料产品生产工艺结构将逐步由当前以原生资源为主，向再生资源为主转变。当前中国除纸和纸板以外，再生铝、再生铜、再生塑料、再生钢等再生资源路线占比均较低，分别为 18%、30%、20%和 15%，2060 年这一比例将提升至 60%、70%、50%和 50%，再生资源路线将成为原材料产品生产的主体工艺，实现由原生资源路线向再生资源路线的转变。

推动企业间、工业与城市的生态链接和融合发展。在工业化由粗放转向集约、工业化与城镇化深度融合发展的现实条件之下，亟待对传统无序的工业发展模式做出重大调整，需要重新思考工业体系中各组分、成员之间的关系，也要重新审视工业与城市之间的关系。在深入了解企业物质流、信息流、能量流和价值流运转特点基础上，根据每个经济活动单元的特点，通过综合运用清洁生产、生态设计、绿色制造、绿色供应链管理等各种手段，优化物质、能源和信息流动网络，构建多目标生产体系，并建立企业与企业、企业与社会生态链接，从而实现资源能源利用效率最大化、废弃物减量化、环境污染排放最小化等目标。

3.形成数智高效的生产方式

设备更新与系统优化并举实现极致能效。当前，能效提升工作进入“深水区”，须以新理念、新视角，依托新技术、新模式，深入挖掘节能潜力。未来需要从“单点节能、多点节能、流程节能”三个角度入手，挖掘系统节能潜力。通过实施节能技术改造、应用节能设备，将工艺各环节统筹起来，优化生产组织方式，优化工艺路线、各生产单元配置和分工，实现能源的最优化利用。迈向碳中和目标过程中，工业部门主要产品能源利用效率将得到持续提升，长流程炼钢、电炉炼钢、水泥熟料、乙烯装置等能耗将保持下降，2060 年比 2020 年下降 15%~20%。

工业化信息化融合发展开发数字化节能潜力。数字化节能主要指应用数字化技术，对主要用能设备和工艺流程进行实时监测、动

态寻优、交互反馈，进而减少能量损失、提高能源利用效率和用能精细化管理水平。已有企业实践表明，应用数字化手段可以将产品能效提升 10% 以上，同时还有利于提高生产制造的灵活度与精细性，实现柔性、绿色、智能生产，并产生提质增效降本等多重效益。未来需要加快工业化与信息化的深度融合，挖掘更多数字化节能潜力。

4. 重塑电氢协同的用能结构

加快工业部门电气化进程。增量方面，未来工业节能降碳应前瞻考虑能源转型趋势，新上项目应更多采用电气化用能手段和设备，以更好适应能源供应体系变革。存量方面，加快推广电加热、自动化控制等先进生产技术工艺对传统化石能源工艺设备的替代，并利用厂房屋顶、厂区空地等，发展可再生能源，使企业由能源消费者变为能源“产消者”。同时，应加强工业用能（用电）设备的灵活性改造升级，在建设以可再生能源为主体的新型能源体系中作出更大贡献。2060 年工业部门电气化率力争达 50% 以上。

推进氢能作为绿色原料和低碳燃料的规模化应用。氢能对于工业部门深度脱碳至关重要。考虑到未来中国对合成氨、甲醇、烯烃等仍然有一定规模的需求，氢能将扮演绿色原料的角色，广泛应用于石化、化工、钢铁等行业。同时，氢能也是高温热领域深度脱碳的重要替代方案。未来需要在统筹氢能供应规模、成本、碳排放等因素的基础上，逐步在石化行业、化工行业、钢铁行业等行业开展绿氢替代灰氢，以及氢冶金、天然气掺氢等技术示范。2060 年工业部门氢能需求有望超过 2.5 亿吨标准煤（约合 6000 万吨）以上。

（三）里程碑和实施路线图

未来工业低碳转型是一个战略性、全局性的变革过程，需要理念、技术、模式、路径的全面创新，力争本世纪中叶成为全球制造的引领，实现“制造强国”目标，工业增加值 2060 年接近 100 万亿元（2020 年价格），工业占 GDP 的比重保持在 30% 左右水平。逐步构

建全球领先的绿色、高效的生产体系，工业能源生产力增长 4 倍。在实现工业经济高质量发展的同时，工业部门将经历三个阶段，逐步迈向碳中和：达峰期、过峰期、和深度减排期。不同阶段发展特点不同、降碳的主要矛盾不同、减排路径和工作重点不同。

- ◇ 达峰期（2024~2030 年）工业部门发展主题为“控产能、提质量、抓能效、促环保”。要正视高碳产业/产品对经济社会发展的支撑作用，以需求减量引导生产减量。严禁“暴力限产”行为，加大力度抑制不合理需求、降低全社会需求水平，引导高碳产业减量化发展。同时，要充分认识节能对能源增长“减压阀”作用，加大节能提效工作力度。加快推广先进节能技术装备，加快探索数字化转型、挖掘数字节能潜力。
- ◇ 过峰期（2030~2050 年）工业部门发展主题为“目标倒逼、系统优化、优势重构、技术引领”。这段时期中国已基本完成工业化、城镇化，能源需求企稳，为碳减排创造较好环境，但低碳技术、产业仍有短板，过峰期应坚持成本效益最优原则，逐步有序开展高碳存量替代。更重要的是，过峰期需要面向碳中和目标，对钢铁、化工、航空等“难以减排领域”开展技术攻关和应用探索，确保中国处于全球低碳技术领先地位。
- ◇ 深度减排期（2050~2060 年）工业部门发展主题为“智能化、数字化、网络化、无碳化”。这段时期中国将加速向中等发达国家行列迈进，碳约束日益强化，成为最重要的约束变量之一，深度减排期将是中国工业部门在降碳中获取新的发展动能的关键时期。全球深度脱碳及碳排放成本上升，将催生一大批低碳产业和技术发展，须紧紧抓住此轮变革，将低碳成为发展的重要引领。

不同行业将梯次实现达峰中和。工业部门直接二氧化碳排放力争 2025 年左右达峰，钢铁、水泥、有色金属等行业碳排放于“十四

五”中后期达峰，石化化工等行业于“十五五”末达峰，随着绿色生产工艺和低碳能源的大规模应用，工业企业将为全社会提供高质量、全生命周期零碳排放的原材料和产品。具体来看，钢铁、水泥等高耗能行业已步入饱和和减量发展阶段，能耗和碳排放将稳中有降；石化化工行业在近中期还有一定增量扩张空间，特别是乙烯、丙烯、对二甲苯及部分下游精细化工产品，产量还将出现较大增长幅度，因此整个行业的能耗和碳排放峰值将晚于钢铁水泥的各行业，甚至滞后于工业部门整体，同时，石化化工行业产品结构、工艺路线、用能方式都将出现重大变革。

工业部门低碳转型将拉动相关产业发展，并引发新一轮科技创新、投资和商机。面向 2060 年碳中和目标，中国工业部门将向集约化、循环化、高效化、低碳化转型，由此将带动节能环保、清洁能源、再生塑料和再生金属等静脉产业、新材料制造业、绿电绿氢生产等一系列产业发展，例如再生塑料、再生金属产量将从目前不足 20% 提升至 50% 以上，绿电绿氢消费比重将从目前 25% 左右提升至 70% 以上。低碳转型过程中，还需要电气化设备、绿氢化工等科技创新，背后蕴含巨大的投资需求和商业机会。

五、中国钢铁行业的低碳转型路径与案例

钢铁行业是中国国民经济的重要基础产业，也是能源消耗和碳排放最高的工业行业之一，碳减排工作难度高、挑战大。未来应在保障钢铁供应链产业链安全的前提下，推动需求减量化、调整生产工艺结构、提升能效水平、加快低碳能源替代，力争以较低碳排放实现尽早达峰，并为碳中和奠定基础。

（一）推动需求减量和结构优化

合理引导钢铁需求是钢铁行业碳减排的源头控制手段。钢铁是最重要的基础性原材料之一，被广泛应用于国民经济的各个部门。近年，中国约 50% 以上的钢材被用于建筑业、17% 用于机械装备制造

造、8%用于交通设备制造。中国已处于工业化、城镇化发展中后期，每年新增竣工建筑面积已基本稳定在 40~42 亿平米，预计“十四五”将逐步回落至 35 亿平米左右，在此基础上通过减少“大拆大建”、延长基础设施寿命等措施，建筑用钢将有望稳中有降。在机械装备和交通设备制造方面，中国已是全球最大的机床、汽车生产国，国内及海外市场需求已居高位，需要通过优化产品结构、提升钢材使用强度等方式稳住相关领域用钢需求。虽然 5G 基站、特高压等新基建会拉动钢铁需求，但由于基数较小，不会对粗钢产量产生重大影响。因此，在建筑、机械、汽车等主要用钢领域合理引导钢铁需求，中国粗钢产量有望在“十四五”时期达到峰值，2060 年粗钢产量预计为 5.5~6 亿吨。

（二）逐步提升电炉炼钢比重

提升电炉钢比重是大幅降低粗钢碳排放强度的重要措施。短流程电炉钢的吨钢能耗仅为长流程的 1/3 左右，如果所用电力全部来自可再生能源，则可实现近零排放炼钢，加快提高电炉钢占比是钢铁行业实现碳达峰碳中和的必由之路。国际来看，发达国家电炉钢占比普遍超过 30%（欧盟平均为 42%、日本接近 30%、美国超过 60%），相比之下 2020 年中国电炉钢产量占比仅为 10%左右，有较大提升空间。截至目前，中国钢铁蓄积量已突破 100 亿吨，人均蓄积量超过 7 亿吨，未来废钢资源可获得量将显著增加，发展电炉钢具备较好资源保障。我们构建了“自下而上”分析模型，从建筑材料、终端消费品和生产过程三个领域测算不同时点废钢资源可获得量，并根据设备投资、电价等参数对中国电炉钢发展作出研判。结果显示，中国 2025 年电炉钢占比将小幅提升至 12~15%，2030 年提升至 20%甚至更高，2060 年有望达到 50%以上。

（三）实施极致能效系统工程

节能提高能效是近中期钢铁行业减少碳排放最经济、最有效途

径。“十三五”时期中国钢铁工业节能成效显著，但不同钢铁企业间能效水平参差不齐，行业整体仍有提升空间。“十四五”以来，中国钢铁行业正在实施极致能效工程，旨在通过成熟技术快速推广应用、共性难题技术协同研发以及系列政策、法规、标准等国家治理能力与行业自律能力的协同提升来提升钢铁企业能源利用效率。目前极致能效体系包括 50 项节能技术，整体可将能效提升 10%~15%。值得一提的是，过去钢铁行业节能主要聚焦于每个工序单元，提升工序间能效的界面技术是未来钢铁行业能效提升的重要新领域，如“一罐到底”、“近净成形”技术等。发展界面技术可以实现生产过程中的物质流、能量流、温度、时间等参数的衔接、匹配、协调，达到紧凑化、连续化和高效化的效果，从而提高能源利用效率。综上所述，通过实施极致能效工程，2060 年炼钢能耗有望比 2020 年下降 15~25%。

（四）发展氢冶金和绿电替代

能源结构优化是中长期实现深度减碳的必由之路。钢铁工业所消耗的化石能源，一部分用作燃料来提供高品位热力，另一部分用作原料来还原铁矿石。燃料方面，可使用电加热、核能供热、纯氢燃烧等方式来替代煤炭等化石能源；原料方面，可再生能源生产的绿氢及氢冶金技术将大规模替代焦炭。上述能源结构调整措施都是钢铁工业实现碳中和的重要支撑。但是，由于钢铁生产工艺长、上下游环节连接紧密、能源系统平衡复杂，能源结构调整会“牵一发而动全身”，清洁能源、尤其是电能替代难度较大。尽管近几年氢冶金技术在全球备受关注，中国宝武、河钢、酒钢等钢铁企业也都开展了氢冶金试点示范。但从已有试点项目情况看，氢能炼钢存在着技术不成熟、成本过高、绿氢资源供应不足等问题，预计 2035 年以后能够迎来较快发展，2060 年氢基竖炉直接还原铁产量占比有望提升至 20%~30%，高炉炼铁过程也将混入氢气以替代焦炭使用。

第十一章 建筑供热的低碳转型

一、主要结论

➤ 供热是建筑部门能源消费的最主要领域，目前建筑供热能耗超过中国建筑能源消费量的 30%，且建筑部门 70% 以上的散煤消费用于供热²。

➤ 中国地域广阔、气候多样，不同气候区、不同功能建筑的供热方式不同。其中，北方城镇建筑供热能源消费量占主导地位，并以集中供热方式为主，目前燃煤热电联产和大型燃煤、燃气锅炉仍是最主要的热源，燃煤热电联产占比超过 50%。北方地区农宅、夏热冬冷地区城镇居住建筑以分散采暖方式为主。

➤ 从国际推进建筑供热低碳转型的经验看，丹麦重点发展高效的区域供热系统，热源整合了多种可再生能源和余热资源；美国以分散供热为主，并将热泵视为未来供热脱碳的重要选择。

➤ 中国未来建筑供热低碳转型路径需要因地制宜；北方城镇建筑仍以集中供热方式为主，并充分利用各类余热资源替代化石能源热源；农村居住建筑、夏热冬冷地区城镇居住建筑优先采用空气源热泵进行分散供热；夏热冬冷地区公共建筑结合资源条件优先发展热泵供热系统。同时，中国还应加强超低/近零能耗建筑推广和既有建筑深度节能改造。到 2060 年，中国建筑部门有望实现零碳供热。

二、中国建筑供热低碳转型历史与成效

中国建筑的供热方式呈现出多元化特征，为推动建筑供热低碳转型，中国政府持续发力，取得明显成效。

² 建筑供热主要包括建筑供暖、生活热水、功能建筑用蒸汽等，其中建筑供暖占主导，本章所说的建筑供热仅指建筑供暖。

（一）建筑供热现状

中国地域广阔、气候多样，不同气候区、不同功能建筑的供热方式呈现出不同特点。

1. 城镇供热现状

北方城镇地区以集中供热为主、分散供热为辅，供热能耗强度较高，在中国建筑供热中占主导地位。中国北方地区冬季气候寒冷，单位建筑面积热需求较高，其中城镇地区长期以集中供热系统作为主要供热方式，是中国建筑供热用能的最主要区域。2022年，中国北方城镇供热面积约167亿平方米（如图11-1所示），一次能源消费量约为2.2亿吨标准煤，约占建筑部门一次能源消费量的19.4%，单位面积供热能耗约为 $13.0\text{kgce}/\text{m}^2$ 。北方城镇地区主要通过市政管网进行集中供热，热源主要包括燃煤热电联产、大型燃煤锅炉、大型燃气锅炉、燃气热电联产等；部分地区尚有一些建筑采用区域或楼宇集中供热方式，如高校、机关单位、商业区等，热源主要为各类供热锅炉和大型热泵系统。市政和区域、楼宇集中供热合计约占北方城镇地区供热面积的近90%。其余建筑主要采用空气源热泵、燃气壁挂炉、电加热器等分散供热方式。

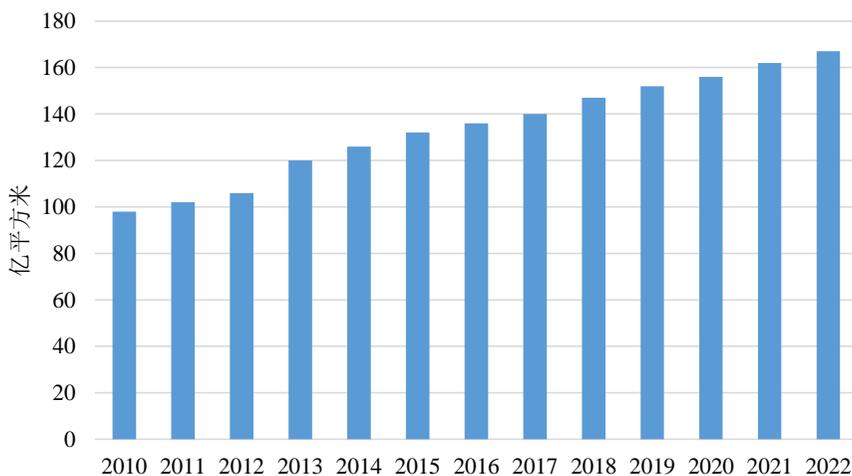


图 11-1 2010~2022 年北方城镇建筑供热面积

数据来源：清华大学建筑节能研究中心

夏热冬冷地区城镇建筑以分散供热方式为主，供热能耗强度相对较低。与北方地区相比，夏热冬冷地区冬季室外平均温度相对较高，需要供热的时间较短，单位面积热需求相对较低。因此长期以来，该地区建筑供热并非强制性要求，大部分城市没有市政规模的集中供热系统。居住建筑以家用空气源热泵、户式燃气壁挂炉、电暖器等分散供热方式为主，公共建筑以供热锅炉、各类热泵系统等楼宇集中供热方式为主，目前该地区供热能耗远低于北方地区水平。近些年，随着经济社会发展水平和居民生活水平不断提升，夏热冬冷地区提高冬季室内舒适度的需求日益增长，个别城市效仿北方地区建设了城市或区域集中供热系统，供热时间也有所增加，建筑供热能耗呈增长态势。

2. 农村供热现状

农村地区以多元化的分散供热方式为主，近年来商品能源消费占比逐步升高。农村地区建筑供热也没有强制性要求，属于用户自主行为。农村建筑整体热工性能不及城镇地区，因此单位建筑面积热需求较同地区城镇建筑高。但由于仅在部分时间、对部分空间进行供热，维持较低温度的室内热环境，所以农村地区总体供热能耗低于城镇建筑。中国自 2017 年开启清洁取暖行动，在此之前，农村建筑供热主要以小煤炉、火炕、炭盆等传统方式为主，薪柴、秸秆等生物质和散煤是供热消耗的主要能源品种。清洁取暖政策实施后，受环保政策、气候条件、资源禀赋等因素影响，北方农村供热方式呈现出区域化差异。京津冀及周边地区、长三角地区和汾渭平原等大气污染防治重点地区，农村建筑供热以空气源热泵、电暖器、燃气壁挂炉等供暖方式为主，生物质炉为辅；生物质资源丰富的东北地区则以生物质供热为主，电供热为辅；除新疆以外的大多数西北地区，选择了生物质炉、空气源热泵、电暖器、燃气壁挂炉等组合取暖方式，新疆则主推电供热方式。由于生活水平不断提高，夏热冬冷地区农村供热方式也呈现出逐步向空气源热泵、电暖器等电供

热为主转变的趋势。

（二）建筑供热低碳转型政策

减少建筑供热带来的碳排放，一方面需要减少建筑用热需求，另一方面需要降低高碳热源比重。长期以来，中国政府针对上述两方面持续发力，采取了一系列政策措施。

1. 不断提升建筑节能标准要求

中国的建筑节能工作始于 20 世纪 80 年代，为了提升建筑围护结构热工性能，政府开始制定建筑节能设计标准。第一部是 1986 年出台的针对北方采暖地区居住建筑的节能设计标准，要求新建建筑能耗在 1980~1981 年当地通用设计能耗水平基础上普遍降低 30%，也称 30% 节能标准。此后，中国针对不同气候区的居住建筑、公共建筑陆续出台节能设计标准，并不断提高标准要求。目前，严寒和寒冷地区居住建筑执行 75% 节能标准，其他地区居住建筑执行 65% 节能标准，公共建筑执行 72% 节能标准。2022 年发布的《城乡建设领域碳达峰实施方案》要求，2030 年前严寒、寒冷地区新建居住建筑本体达到 83% 节能要求，其他地区新建居住建筑本体达到 75% 节能要求，新建公共建筑本体达到 78% 节能要求。以上节能标准均为强制性标准，但 2000 年前这些标准的执行率较低，自“十一五”以来，建筑节能主管部门严抓标准落实，强制性标准执行率实现大幅提升，目前设计阶段和施工阶段标准执行率均达到 100%。此外，中国政府出台了《近零能耗建筑技术标准》（GB/T 51350-2019）推荐性标准，为加快超低能耗、近零能耗、零能耗等建筑建设提供了依据。

2. 持续推进既有建筑节能改造

在推行新建建筑节能设计标准的同时，中国也逐步启动了既有建筑节能改造工作，将其作为历次建筑节能五年规划的重点任务之一。该项工作仍然从北方采暖地区既有居住建筑开始，逐步向公共建筑和其他气候区居住建筑推进。“十一五”时期，中国实施了北方

采暖地区既有居住建筑供热计量及节能改造，重点针对外墙、门窗和供热系统等薄弱环节，采取了加装保温、更换节能门窗等措施，累计完成 1.82 亿平方米建筑的节能改造；启动了国家机关办公建筑和大型公共建筑节能监管体系建设，推进公共建筑能耗统计、能源审计、能效公示工作，带动了节能运行与改造的积极性。“十二五”时期，中国启动了夏热冬冷地区既有居住建筑节能改造，并逐步探索夏热冬冷地区既有居住建筑节能改造模式；确定了 11 个公共建筑节能改造重点城市，带动全国实施改造 1.1 亿平方米；在严寒和寒冷地区结合农村危房改造，推进农房节能改造。“十三五”“十四五”时期都进一步明确了既有建筑节能改造工作目标。此外，2017 年中国开展清洁取暖工作后，在北方农村地区推进热源替代时，也同步开展了部分农宅的节能改造。

3. 大力优化热源结构

推行供热热源的高效清洁替代不仅是节能工作的重要内容，也是环保工作的重要要求。“十一五”时期，中国将区域热电联产工程作为十大重点节能工程之一，用热电联产集中供热为主的方式替代城市燃煤供热小锅炉，有效提升了供热系统能源利用效率，降低了污染排放。“十二五”时期，《大气污染防治行动计划》要求在工业领域加快推进集中供热工程建设，新建建筑推广地源热泵、空气源热泵、热电冷三联供等技术。2017 年，中国开始推进清洁取暖工作，印发了《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021）》，提出 2021 年北方地区清洁取暖率达到 70% 的总体目标，并针对“2+26”重点城市、其他地区的城市、县城和城乡结合部、农村分别提出了差异化目标；要求各地区因地制宜选择供暖热源，包括可再生能源、天然气、电力、工业余热、清洁燃煤等清洁供暖；并以试点地区为抓手推进，先后明确了 5 批 88 个清洁取暖试点地区。2022 年发布的《城乡建设领域碳达峰实施方案》也要求推动建筑热源端低碳化，综合利用热电联产余热、工业余热、核电余热，根据各地实际情况应用尽用。

4、建立健全激励机制

为配合推进前述供热节能降碳工作，中国政府制定了相应的激励机制。2007年，财政部出台《北方采暖区既有居住建筑供热计量及节能改造奖励资金管理暂行办法》，设立中央财政专项资金，制定单位面积奖励标准，按改造任务量补贴北方采暖地区各省市建筑节能改造工作，较多省市配套安排了地方财政专项补贴资金。2012年，财政部印发《夏热冬冷地区既有居住建筑节能改造补助资金管理暂行办法》，将中央财政补贴扩大到长江中下游及其周边地区，共涉及12个省市。2017年，四部委联合发布《关于开展中央财政支持北方地区冬季清洁取暖试点工作的通知》，按照地市规模设立奖补标准支持清洁取暖试点地区，中央财政累计为5批试点地区安排奖补资金超过1000亿元，拉动地方财政和社会资本投入超过4000亿元。除财政资金支持外，中国也通过完善价格、税收、金融等激励机制支持建筑供热低碳转型。例如，2017年，国家发展改革委印发《北方地区清洁供暖价格政策意见的通知》，要求综合运用完善峰谷价格、阶梯价格，扩大市场化交易等价格支持政策，建立有利于清洁供暖的价格机制。相关地区按照该通知要求陆续出台了具体价格政策。

（三）建筑供热低碳转型成效

经过多年的努力，中国推进建筑供热低碳转型取得了明显成效，主要表现在以下几个方面：

1. 节能建筑占比显著提升

多年来，城镇地区新建建筑强制执行节能设计标准，有力推动了节能建筑面积的增长。截至2023年底，中国已累计建成节能建筑326.8亿平方米，节能建筑占城镇既有建筑面积比例超过64%，较十年前提升了近30个百分点。近年来，超低能耗、近零能耗建筑的建设也不断加快，已累计建成超过4370万平方米。持续推进的既有建筑节能改造工作也进一步增加了节能建筑规模，截至2020年底，中

国已累计完成城镇既有居住建筑节能改造超过 17 亿平方米，既有公共建筑节能改造近 3 亿平方米。节能建筑占比的提升，从整体上有力降低了建筑单位面积平均供热需求。

2. 供热热源结构明显优化

调研数据显示，2020 年北方城镇地区供热热源结构较 2016 年明显改善，燃煤锅炉占比下降了 13 个百分点，燃煤热电联产占比增加了 6 个百分点，热泵、生物质、工业余热等其他清洁低碳供热方式占比提高了 6 个百分点左右（如图 11-2 所示）。2023 年，中国北方地区清洁取暖率已接近 80%，清洁取暖面积从 2016 年的 69 亿平方米增长到 2022 年的 179 亿平方米（如图 11-3 所示）。

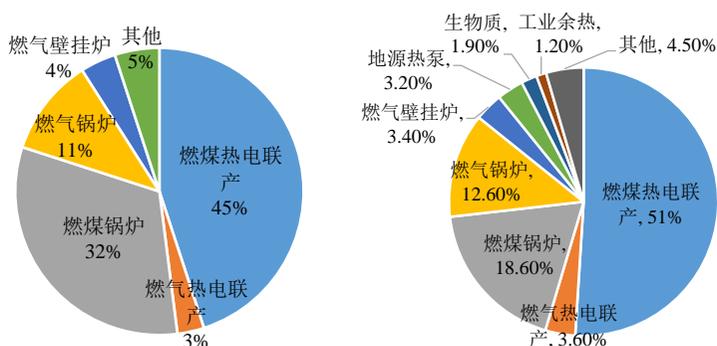


图 11-2 2016 年（左）和 2020 年（右）北方城镇地区供热热源结构

数据来源：清华大学建筑节能研究中心

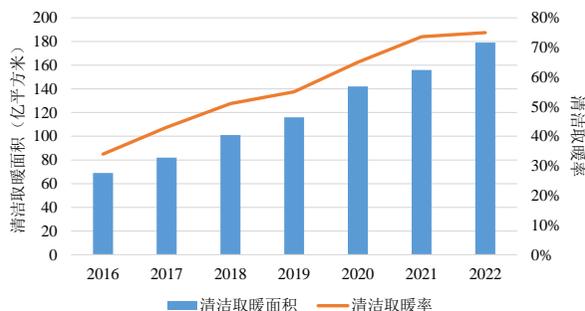


图 11-3 2016~2022 年北方地区清洁取暖面积和清洁取暖率

数据来源：清洁供热产业委员会

3.建筑供热单耗大幅下降

得益于建筑节能水平的提升和热源结构的优化，北方城镇地区建筑单位面积供热能耗显著下降。2010—2022年，北方城镇建筑供热面积增幅超过70%，而供热能耗仅增加了33%，单位面积供热能耗从16.6kgce/m²下降到13.0kgce/m²，降幅达21.7%（如图11-4所示）。

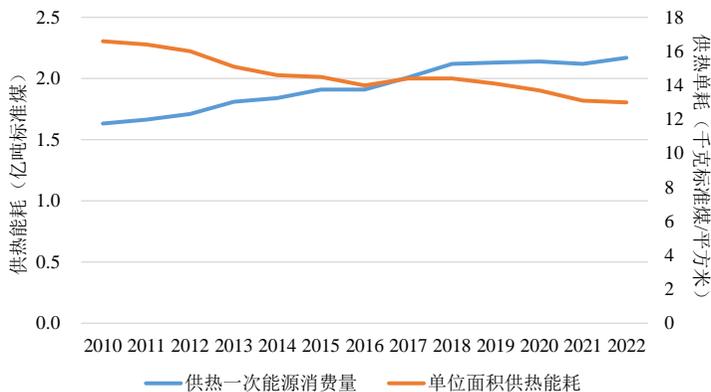


图 11-4 北方城镇建筑供热能耗和单位面积供热能耗

数据来源：清华大学建筑节能研究中心

4.空气质量明显改善

供热热源的清洁化，也显著改善了北方地区冬季空气质量。数据显示，2019~2020年秋冬季，京津冀及周边地区PM2.5平均浓度和重污染天数较三年前未开展清洁取暖工作时分别下降33%和61%；农村清洁取暖对京津冀和汾渭平原PM2.5减排贡献分别达到39%和35%。国家能源局指出，清洁取暖对本地PM2.5平均浓度改善和空气质量综合指数改善的贡献率均达三分之一以上。

5.清洁供热技术和产业迅速发展

建筑供热低碳转型的政策举措也带动了相关技术和产业加快发展。近年来，热泵技术取得了突破，不仅适用区域更广、适用场景更

丰富,产品成本也大幅下降,产销量均有明显增长(如图 11-5 所示)。同时,清洁供热产业规模稳步提升,2017—2022 年,企业数量从 7700 家增长到 8300 家,从业人数从 110 万增长到 121 万。

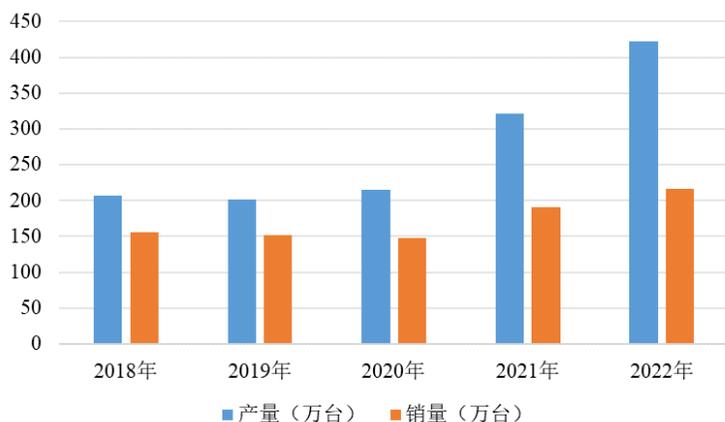


图 11-5 2018~2022 年国内热泵产销量

数据来源: 清洁供热产业委员会

三、建筑供热低碳转型国际经验

推进建筑供热低碳转型,国际上已有一些先进技术和政策实践,可为中国提供有益参考。本节对丹麦和美国的经验进行了梳理,并总结了对中国的启示。

(一) 丹麦

1. 供热现状

丹麦位于欧洲北部,日德兰半岛上,南邻德国,西濒北海,北与挪威和瑞典隔海相望。丹麦的气候属于北半球的温带海洋性气候,冬冷夏凉,温和平稳,通常不出现极端天气。

丹麦有三分之二的家庭通过区域供热系统进行供热。丹麦的区域供热系统被公认为是全球最高效的供热系统之一。该系统在热源处整合多种可再生能源或余热、废热,如木料、秸秆、沼气等,燃料

中仅 16% 为化石燃料。热电联产方式在系统中发挥着重要作用，2021 年，66% 的区域供热量来自热电联产（如图 11-6 所示）。与常规区域供热系统相比，丹麦的区域供热系统可在较低温度下运行，供回水温度仅为 70/40°C，这是丹麦区域供热系统先进高效的另一个原因。同时，丹麦的区域供热系统各层级均安装了自动控制装置，可以将热量精确分配到末端热用户，减少过量供热浪费，而且终端用户可以通过自控装置调节供热量，以满足各自对舒适度的差异化需求。此外，丹麦的区域供热系统还可同时为住户提供生活热水。

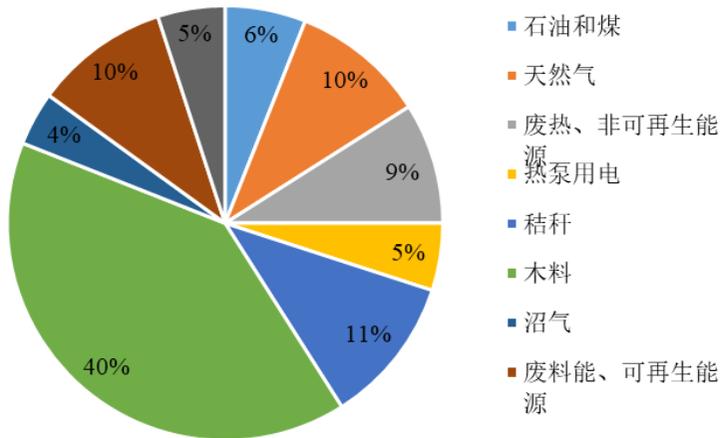


图 11-6 丹麦区域供热能源结构

数据来源：丹麦能源署

2. 供热转型历史回顾

早在 1903 年，丹麦就开始使用区域供热系统并建立供热网络。石油危机之前，丹麦在大型发电厂周围或没有发电厂的城市建立了区域供热网络，以利用廉价的重油。1973 年石油危机后，丹麦开始制定供热政策并迅速部署区域供热系统。1976 年，丹麦推出首个能源计划，旨在减少对石油的依赖，并转向使用煤炭和可再生能源。

1979 年，丹麦正式制定了《供热法》，旨在促进供热能源的高效经济利用，并通过扩大区域供热面积、增加天然气利用来减少对石

油的依赖。《供热法》为丹麦供热规划提供了指导性纲领，并对几乎所有供热相关方面的监管提供了依据。《供热法》随着能源形势的变化而不断调整，但其核心原则至今仍然有效。几十年来，在《供热法》的指引下，丹麦供热系统从以煤炭为主、天然气为辅的高碳供热系统逐渐转向以可再生能源为主的清洁低碳供热系统。1994~2020年，丹麦燃煤供热占比从49.6%下降到5.5%，以木材为燃料的可再生能源供热从7.1%上升到39.1%。

3. 供热转型政策机制

《供热法》为丹麦在不同时期推进供热转型明确了方向，但还需要配套相应的激励约束机制推动目标任务的落实，丹麦为此出台了一系列经济激励政策和行政管理政策。

经济激励政策方面：1982年，丹麦对用于供热的煤炭征税。1992年，引入二氧化碳税，包括对天然气热电联产电厂的新补贴；天然气热电联产电厂的电价系统包括高峰负荷价格、高负荷价格和低负荷价格，由于高峰负荷价格极高，推动了天然气热电联产电厂装机规模的进一步扩大和储热装置的安装。2000年，电价系统从固定价格调整为根据供需情况按小时定价，转变了传统热电联产系统的作用，使其努力与电力系统实现低碳、经济的一体化运行。2000年之后，超过20MW的供热公司被纳入欧盟碳排放交易体系，提高了使用生物燃料的积极性。2004年，对热电联产电厂的补贴计划启动；同时，立法要求降低热电联产系统中燃气锅炉和电锅炉的税收。2018年，丹麦通过较低的电力税激励热泵用于区域供热。近年来，丹麦政府进一步降低供热用电的税收，并补贴热泵投资。

行政管理政策方面：丹麦不允许填埋可燃垃圾，也禁止在田地里焚烧秸秆，从而推动可燃垃圾、生物质资源大量用于区域供热系统。

4. 未来供热转型路线图

丹麦政府提出了国家温室气体减排的战略目标，即：到 2045 年实现气候中和，到 2030 年温室气体排放较 1990 年减少 70%。实现这一目标，少不了供热系统的贡献，丹麦将继续采取相关举措推动区域供热部门在 2030~2035 年间实现化石燃料中和。具体路径主要包括：1) 提高新建和既有建筑改造的节能标准；2) 用区域供热系统替代独立燃油燃气供热锅炉，在不适宜区域供热的地区，用独立电热泵替代，预计 2035 年，所有建筑都采用非化石能源供热；3) 优化区域供热热源和运行方式，用工业余热、生物质、可燃垃圾等资源替代化石燃料，用热泵替代低效热电联产机组，用生物甲烷替代天然气进行调峰，通过储热装置实现热电解耦，预计 2028~2035 年间，天然气热电厂将 100%改用生物甲烷；4) 用热泵充分收集废水处理厂、数据中心、变电站、气体压缩机、地下系统等基础设施的余热资源用于供热；5) 进一步完善税收、价格、补贴、碳交易等激励机制，推动供热低碳转型；6) 注重区域供热行业相关技术人员、管理人员的培养。

(二) 美国

1. 供热现状

在美国，供热能耗约占商业建筑能耗的 1/3，约占住宅建筑能耗的 40%以上。受气候等因素影响，各州建筑供热能耗差异较大。美国建筑供热以分散方式为主，如户用锅炉和热泵，73%的美国家庭以此为供热设备。在人口稠密的城市地区，如纽约、波士顿等地，区域供热也比较普遍。例如，Con Edison 运营的纽约市区域供热系统是美国最大的供热系统，为曼哈顿约 1500 栋建筑提供蒸汽，覆盖了纽约市大型建筑的 10%。

2. 转型历史回顾

美国建筑供热经历了几次重大变革。20 世纪初，煤炭是住宅和商业建筑供热的主要燃料，煤炉在当时很常见，但污染较为严重。

20 世纪中期，建筑供热燃料逐渐从煤炭转向清洁、高效、易用的天然气，20 世纪 70 年代，天然气已经在很大程度上取代了煤炭。20 世纪末和本世纪初，随着热泵技术的发展、天然气价格的上涨，以及对应对气候变化的共识，天然气供热开始逐渐向电力供热转变。尽管目前天然气供热在许多地区仍然更为普遍，仅有 13% 的家庭使用热泵供热，但热泵使用率正在迅速攀升，2020 年热泵销售额同比增长了 15%。

3. 供热转型政策机制

美国的建筑供热政策主要由各州市自主制定，联邦政府具有监督职能，但权力有限。各州政策导向也不尽相同，加利福尼亚、纽约和其他一些州制定了推动供热系统向电动热泵转型的积极政策，而德克萨斯、宾夕法尼亚等拥有丰富天然气资源的州，则对供热转型持保留态度。

美国建筑供热相关政策大致有三类。一是建筑标准和许可。各州市越来越多地采用严格的建筑标准，包括在新建建筑中淘汰化石燃料，使用高效供热系统，如热泵系统；加利福尼亚州、纽约州等激进地区正在推行净零能耗建筑标准。二是财政激励措施。联邦政府推出了多项财政激励政策，如 2022 年出台的《通胀削减法案》为热泵和其他节能电器的安装提供了大量抵税和退税政策；此外，房主和企业采取能效提升措施还可以获得低息贷款。三是能源之星计划。该计划由环境保护局设立，旨在推广节能产品和实践，多年来显著提高节能技术的市场渗透率，高效供热产品也在该计划当中，符合能源之星标准的热泵被广泛采用。

4. 未来供热转型路线图

从最新政策看，美国未来推进建筑供热低碳转型主要有两方面的关键部署。

一方面，推动实施更严格的建筑节能标准。2022 年，拜登政府

发布《联邦建筑性能标准》，要求到 2030 年，联邦机构减少 30% 的建筑能源使用，并实现设备和电器的电气化。2024 年 6 月，美国能源部明确了净零建筑的定义，从联邦层面设定了净零建筑的最低能效标准，包括是否采用先进节能技术，并将能源之星和其他标准作为最低要求。该举措旨在使各州净零建筑的定义和实践标准化，促进净零建筑的推广。

另一方面，积极推广以热泵为代表的高效低碳供热方式。美国近期发布的建筑标准中增加了对建筑电气化的支持条款，并将扩大对高效供热系统的财政激励。联邦和各州激励政策将推动建筑供热方式从化石能源向电动热泵转型，如：美国气候联盟承诺，到 2030 年部署 2000 万台热泵。此外，加利福尼亚、马萨诸塞等州还在积极推进技术创新，如探索智能电网技术和需求响应管理的整合，以提高电供热系统的效率和可靠性。

（三）对中国的启示

从丹麦和美国推进供热低碳转型的实践看，有以下几方面经验值得借鉴。

1. 完善国家层面供热法规

丹麦的《供热法》为按照最佳经济社会效益建设区域供热系统明确了法律框架，为供热规划和行业监管提供了全方位依据。中国可借鉴这一成功经验，完善国家层面供热法规，为供热行业管理提供更有力的法律依据，为省级供热管理条例的落实和地方供热规划的实施提供更好的上位法支持。

2. 健全低碳供热激励政策

丹麦和美国在推进低碳供热转型过程中，较为注重采用财政、税收、价格等多元化的经济激励政策，辅以必要的行政管理措施。中国采用的财政补贴政策相对较多，在推进清洁取暖中也出台了一

些地方性的价格激励政策，但税收政策相对较少。未来，可考虑通过供热燃料税、碳税等机制促进低碳热源发展。

3.立足国情稳步推进供热低碳转型

丹麦和美国对低碳供热路径的选择都充分考虑了资源禀赋和经济性，美国允许各州有不同的路径取向和转型节奏。中国不同气候区、不同类型建筑也应结合气候特征、资源禀赋、用能特点、经济条件等设计差异化的转型路径，发展多样化的低碳热源和低碳供热方式，推动化石燃料供热稳步退出。

4.大力发展热泵和储热技术

丹麦和美国都将热泵作为供热低碳转型的重要技术选择，中国近些年的清洁取暖工作也促进了热泵供热技术的大规模推广应用，未来可进一步加强技术创新研发，扩大技术适用范围，丰富市场应用场景。丹麦的区域供热系统普遍配有储热设施，同时丹麦也在致力于研究长周期储热技术，如跨季节储热。中国未来要充分利用各类余热、可再生资源，储热设施也是必不可少的，当前应积极做好相关技术储备。

5.持续推进建筑节能

丹麦和美国都非常重视通过提高建筑能效水平从源头减少建筑供热需求，美国正在积极推进近零能耗建筑建设。长期以来，中国也一直围绕提高建筑节能水平持续开展节能标准提升、节能改造等工作。中国存量建筑规模巨大，其中城镇建筑中约有 1/3 仍为非节能建筑，且未来还将有较大规模的新建需求，为避免高能耗锁定，需要加大既有建筑节能改造力度，并加快推进超低能耗、近零能耗建筑的规模化发展。

四、中国建筑供热低碳转型路径和前景展望

通过加快提升节能建筑比例，大力优化热源结构，未来中国建

筑供热终端用能需求有望实现大幅下降，热源将主要为各类余热资源和零碳热力。

（一）转型路径

中国多年来推进建筑供热领域节能降碳的实践为未来进一步实现供热低碳零碳转型奠定了良好的基础，国际社会推进建筑供热低碳转型的实践也为中国提供了有益的借鉴。结合中国实际和国际经验，本研究认为未来低碳供热的核心路径依然是降低供热需求和优化热源结构两个方面，同时需要针对不同地区、不同类型建筑设计差异化的具体路径，并完善保障政策体系。

1.多措并举降低建筑供热需求

通过提升围护结构热工性能、应用被动式技术，可以进一步降低建筑供热需求，针对城镇建筑、农村建筑、新建建筑、既有建筑需要有差异化的举措。

（1）加快超低/近零能耗建筑推广

超低能耗建筑可比执行 65%节能标准的建筑再节能 50%以上，近零能耗建筑可比执行 65%节能标准的建筑再节能 60%~75%以上，因此，推动超低/近零能耗建筑规模化发展，有助于进一步降低建筑供热需求。建议有关部门做好超低/近零能耗建筑规模化发展的顶层设计，明确中长期发展目标，综合考虑不同地区经济发展水平、技术和产业基础，制定分步骤、分区域推进计划；鼓励工作基础较好、条件较为齐备地区率先推进超低/近零能耗建筑规模化发展，支持政府投资的公共建筑率先按超低/近零能耗建筑标准建设。同时，建议强化技术研发和产业培育，针对不同地区、不同类型建筑，分别提出适用技术体系，重点推动国产高性能门窗、遮阳系统、保温材料、高效新风热回收设备等关键部件和设备的发展，加快降低增量成本。此外，建议积极推进绿色低碳建造，探索用装配式方式建造超低/近零能耗建筑，并强化绿色建材在其中的应用。

(2) 加大既有建筑节能改造力度

相关实践表明，在技术经济可行的前提下，既有建筑节能改造可以带来 20%以上的节能潜力。中国目前尚有大量非节能建筑，应进一步加大既有建筑节能改造力度，挖掘更多节能潜力。建议全面开展城镇既有建筑摸底调查，结合能效诊断情况建立改造数据库，以城市为单位明确既有建筑改造目标任务和进度安排；结合城市更新、老旧小区改造、大规模设备更新、清洁取暖等工作统筹推进既有建筑节能改造；探索创新商业运作模式，引导社会资金参与既有建筑节能改造。针对不同地区、不同类型建筑，明确差异化的改造重点，就降低供热能耗需求而言，严寒和寒冷地区建筑以外墙保温、门窗更新改造、供热管网保温及智能调控改造等为重点；夏热冬冷地区建筑应综合考虑冬季保温和过渡季散热需求，以适度提升围护结构保温隔热性能、改善冬季门窗密闭性为重点；公共建筑还应关注中央空调系统节能运行和智慧化改造；农村地区可在农户自愿、经济适用的前提下推进墙体、门窗、屋面、地面等围护结构菜单式微改造，或采用增加阳光间等被动式节能技术。

2.因地制宜优化供热热源结构

提高低碳供热方式占比，是建筑供热脱碳的关键。未来需要针对不同地区、不同类型建筑的供热需求特点采取差别化的低碳热源替代方案。

超低/近零能耗建筑：按照标准要求，新建超低/近零能耗建筑的供热需求都很低，建议优先采用电热泵供热，新建居住建筑优先采用分户供热方式，新建公共建筑综合考虑功能、外观等需要优先采用楼宇集中供热或分散供热方式，以避免采用区域集中供热带来的输配损失。

北方地区城镇建筑：对于非超低/近零能耗建筑，其单位面积供热用能需求仍然较高，建议继续延用区域集中供热方式，利用好既有的区域集中供热管网资源，并着力优化热源结构，充分回收火电、

核电、工业（钢铁、建材、有色、化工等）、数据中心、污水等余热资源，发展生物质锅炉，推广储热技术，逐步替代现有燃煤、燃气热源（包括调峰热源），同时推进供热基础设施优化升级，大力发展智慧供热。在建筑容积率较低（小于3）的低密度区域或难以接入区域集中热网的区域，优先推广空气源热泵、地源热泵、中深层地热、太阳能供热等方式。

夏热冬冷地区城镇建筑：不适宜大规模采用区域集中供热方式，居住建筑应优先采用空气源热泵分户供热，并逐步推进以电代气；公共建筑优先采用热泵楼宇集中供热方式，热源可结合现场条件和经济性考虑空气源、水源（地下水、江水、污水等）、地源等方式。当周边有充足、便捷的余热或可再生能源时，在高效、低碳、经济的前提下，也可考虑采用小区或商业区集中供热方式，但要确保终端不直接利用化石能源。

农村建筑：建议在北方农宅中继续推行清洁取暖，在技术、经济可行前提下同步推进农房节能改造，并充分发展光伏、光热等可再生能源建筑应用。其中，寒冷地区优先采用空气源热泵分散供热，暂不适合采用热泵供热的严寒地区，可考虑电锅炉、电加热器、生物质炉等供热方式。建议夏热冬冷地区农宅采用空气源热泵分散供热，逐步替代散煤利用，并同步推进绿色农房建设和改造。

3.健全保障机制

为保证转型路径的有效推进，还需要从技术研发、法规制度、激励政策等方面健全保障机制。

技术方面，建议加强热泵、余热回收、长距离输热、跨季节储热、智慧供热等低碳供热关键技术的研发、示范和推广。在重点科技研发专项中设立必要的技术攻关任务，加大财政资金支持力度。鼓励产学研协同创新，推动科技研发、成果转化、产业培育协同发展。加快长距离输热和跨季节储热试点示范项目建设，进一步论证

技术可行性和经济性。在条件成熟地区，着力推广相关技术应用。

法规制度方面，在完善供热管理条例的基础上，研究制定国家层面的供热法规，为国家能源政策在供热领域的贯彻落实提供更有力的保障，为省级供热管理条例执行和地方供热规划实施提供更好的上位法支持。加快推进热计量收费，实行基本热价和计量热价相结合的两部制热价，合理确定基本热价比例和终端供热价格。

激励机制方面，完善有利于低碳供热的财政、税收、价格、金融等经济激励政策。结合大气污染防治、清洁取暖、大规模设备更新等工作，加大财政资金对建筑节能改造、余热供暖、热泵供暖、智慧供热等低碳供热技术应用的支持，必要时设立专项资金。落实建筑节能相关税收优惠政策，引导更多的产品设备制造、节能服务等企业投身低碳供热转型领域。完善分时电价、居民阶梯电价等价格政策，激励业主和居民选择低碳供热方式。鼓励银行、保险等金融机构结合低碳供热项目特点，创新绿色金融产品和服务。探索研究有利于低碳供热转型的行政激励措施，如容积率奖励、审批流程简化等。

（二）分析方法简介

本研究采用 LEAP 模型通过自下而上方法对中国未来建筑部门终端能源需求进行情景分析，其中包括对建筑供热终端能源需求的分析。

考虑到供热能耗受建筑功能、气候条件、建筑本体热工性能、供热方式等多种因素影响，模型架构划分为 4 个层级，以便逐一考虑各类因素的影响。各层级从上到下依次是：1) 模型将建筑划分为城镇居住建筑、农村居住建筑、公共建筑三大类；2) 每类建筑划分为北方地区、过渡地区（即夏热冬冷地区）、南方地区 3 个气候区；3) 各地区各类建筑依据所执行的建筑节能标准划分为非节能建筑（未执行任何节能标准）、节能建筑（包括所有执行超低能耗建筑标

准以下节能标准的建筑)、超低能耗建筑、近零能耗建筑 3 类; 4) 不同功能、不同地区、不同热工性能的建筑再依据采用的具体供热方式进一步细分。

模型中具体设置了三大类建筑的总面积、不同气候区建筑面积占比、不同节能水平建筑分布、供热有用能需求、供热方式占比(技术分布)等参数。其中, 三大类建筑的总面积依据人口和人均建筑面积的现状和趋势研判设置; 不同气候区建筑面积占比参考人口分布现状和趋势研判设置; 供热有用能需求为热负荷指标, 即单位建筑面积的热量需求(不等同于供热能源消费量), 基年设置主要参考各地区、各类建筑对应的现行节能设计标准和相关研究成果, 未来研判主要考虑居民和公共建筑对供热品质需求的变化; 不同节能水平建筑分布依据建筑节能标准以往执行情况 and 未来提升推广情况研判, 通过存量分析模型确定; 供热技术分布参考现有研究成果和转型路径考虑设置。

考虑报告篇幅有限, 本章将重点阐述不同节能水平建筑分布和供热技术分布两个核心参数的设置, 并展示基于上述所有相关设置计算得到的情景分析结果。但受认知和时间所限, 以及技术、政策等因素持续变化影响, 模型众多参数设置难免有不准之处, 进而影响情景分析结果。课题组将持续开展相关研究, 在后续报告中对相关设置、结果、结论进行完善更新。

(三) 关键假设

本研究按照前述转型路径对不同节能水平建筑分布和供热技术分布进行了设置。总体来看, 未来超低能耗、近零能耗等高水平节能建筑占比将显著提升, 余热、可再生能源制热、电力等低碳零碳热源将成为主导。

1. 超低能耗和近零能耗建筑占比显著提升

当前, 不同地区、不同类型建筑中节能建筑、超低/近零能耗建

筑的占比不尽相同。由于中国建筑节能工作始于北方地区城镇居住建筑，所以该类建筑中非节能建筑占比最低，夏热冬冷地区城镇居住建筑和公共建筑中占比次之，农村建筑中占比最高。考虑到北方地区城镇居住建筑节能基础相对较好，未来推进超低/近零能耗建筑建设、既有建筑节能改造的力度将更强，进度将更快，2060年超低/近零能耗建筑占比相应更高。

未来，中国将继续提升新建建筑节能标准要求、加快推动超低/近零能耗建筑规模化发展、持续开展既有建筑节能改造、强化绿色农房建设，各地区、各类建筑中非节能建筑占比都将不断下降。

BCNS 情景下，考虑北方地区城镇新建居住建筑、其他地区城镇新建居住建筑、新建公共建筑分别于 2030 年、2045 年、2040 年全面执行超低能耗建筑标准，分别于 2045 年、2055 年、2050 年全面执行近零能耗建筑标准。ICNS 情景下，2030 年后，考虑得益于更顺畅的国际合作和技术共享，各地区、各类型超低/近零能耗建筑推广力度更大，可较 BCNS 情景提前 5 年全面执行相应标准。

BCNS 情景下，考虑持续开展既有建筑节能改造，优先对各类非节能建筑进行改造，其次是早期低水平节能建筑，改造后力争达到届时现行的建筑节能标准要求。ICNS 情景下，考虑技术成本较 BCNS 情景更低，节能改造推进力度更大，累计改造面积更多，2030 年后，各类建筑五年规划期节能改造率基本较 BCNS 情景提高 5 个百分点或更高。

BCNS 情景下，农村新建建筑逐步按照节能标准建造，2040 年之后开始大力发展近零能耗建筑，占比逐步提升。ICNS 情景下，农村地区节能建筑、近零能耗建筑推广力度更大，2035 年之后开始加快发展近零能耗建筑。

总的来看，两个情景下，各地区城乡居住建筑和公共建筑中，非节能建筑占比持续下降，近零能耗建筑占比不断增加，节能建筑、超低能耗建筑占比先增后降；2060 年，ICNS 情景非节能建筑占比较

BCNS 情景更低，近零能耗建筑占比更高。

具体来看，2060 年，BCNS 情景下北方地区城镇居住建筑中超低能耗、近零能耗建筑占比分别提升至 28.9%、21.4%，ICNS 情景下分别提升至 22.0%、28.4%；BCNS 情景下夏热冬冷地区城镇居住建筑中超低能耗、近零能耗建筑占比分别提升至 13.5%、9.8%，ICNS 情景下分别提升至 13.9%、15.6%；BCNS 情景下公共建筑中超低能耗、近零能耗建筑占比分别提升至 21.8%、11.0%，ICNS 情景下分别提升至 18.9%、16.0%；BCNS 情景下北方地区农村居住建筑中超低能耗和近零能耗建筑占比提升至 20%，ICNS 情景下提升至 25%；BCNS 情景下夏热冬冷地区农村居住建筑中超低能耗和近零能耗建筑占比提升至 10%，ICNS 情景下提升至 15%（如图 11-7 所示）。

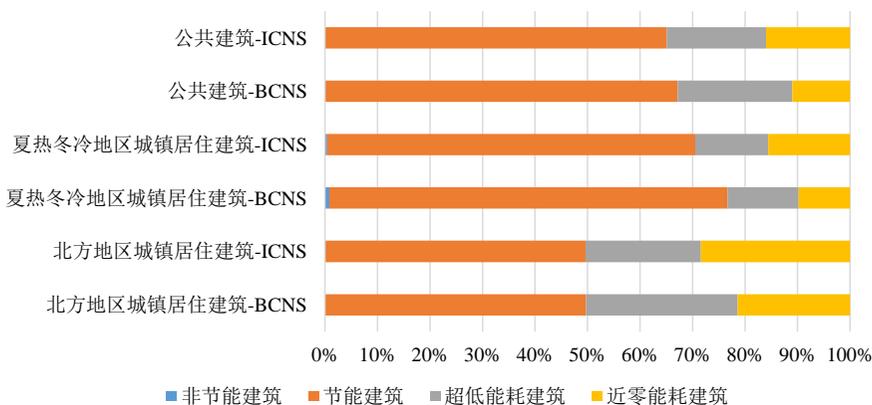


图 11-7 两个情景 2060 年各地区、各类城镇建筑中不同节能等级建筑分布

2. 热源结构不断优化

按照前述低碳热源替代方案，本研究对各地区、各同类型建筑的供热技术分布情况分别进行了展望。对于超低/近零能耗建筑均考虑采用热泵分散供热方式，对于非超低/近零能耗建筑结合气候特点、功能特点确定低碳热源替代路线。总的来说，对于单位面积供热用能需求较高的北方城镇建筑以区域集中供热为主，并将各类余热资

源和可再生能源电力制热作为最主要的热源；其他各地区、各类型建筑均优先选择热泵供热，并尽可能采用分散供热方式。具体如下：

北方地区城镇建筑：包括居住建筑和公共建筑，逐步淘汰小区/楼宇规模的燃煤、燃气锅炉集中供热，用市政热网集中供热取代。在热网覆盖不到的地区，视情况优先选择分户热泵供热、小区/楼宇热泵系统集中供热方式；在不适宜使用热泵的地区，也可考虑电锅炉、生物质锅炉及其他可再生能源供热方式。到 2030 年全面淘汰小区/楼宇燃煤锅炉供热，到 2040 年全面淘汰小区/楼宇燃气锅炉供热。同时，市政热网的热源加快低碳转型，通过整合电厂、工业、数据中心等各类余热资源，替代原有化石能源供热，不足的部分主要通过可再生能源电力驱动热泵制备，并由生物质锅炉、储热等满足调峰热源需求。考虑到区域集中供热的输配损失高于小区/楼宇集中供热和分散供热，且总体能效也低于热泵方式，ICNS 情景的区域集中供热占比较 BCNS 情景低。BCNS 情景和 ICNS 情景下，北方地区城镇居住建筑中，市政集中供热占比分别达到 77%和 72%；北方地区城镇公共建筑中，市政集中供热占比分别达到 77%和 67%（如图 11-8 所示）。

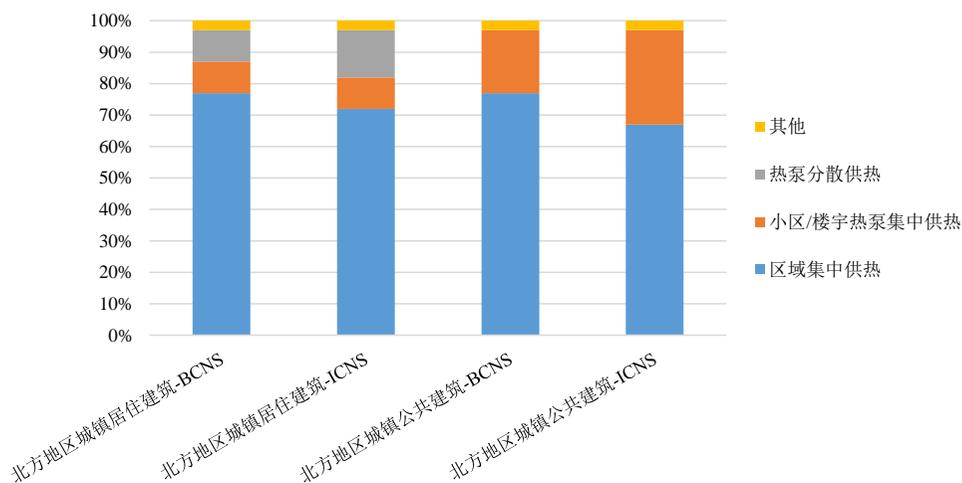


图 11-8 两个情景 2060 年北方城镇建筑供热技术分布

注：其他包括生物质锅炉、电锅炉及其他可再生能源供热方式

夏热冬冷地区城镇建筑：居住建筑采用空气源热泵分户供热方式逐步替代其他供热方式。公共建筑到 2030 年全面淘汰燃煤锅炉供热，到 2040 年全面淘汰燃气锅炉供热，优先替代为各类热泵供热，结合实际需求和条件，可进行楼宇集中供热或分散供热。考虑个别小区或商业区周边有充足、便捷的余热或可再生资源，在高效、低碳、经济且不直接利用化石能源的前提下，采用集中供热方式，但占比很低。2060 年，两个情景下，夏热冬冷地区城镇居住建筑中，热泵分散供热占比均达到 95%；夏热冬冷地区公共建筑中，小区/楼宇热泵集中供热和分散供热均各占 50%。

农村建筑：逐步用空气源热泵分散供热替代小煤炉、燃气壁挂炉以及电锅炉、电暖器等直接电加热供热方式。在气候条件不适宜采用热泵的个别地区，可考虑采用生物质炉、直接电加热等供热方式。到 2040 年全面淘汰小煤炉供热。2060 年，BCNS 情景和 ICNS 情景下，北方地区农村居住建筑中，热泵分散供热占比分别达到 65% 和 85%；夏热冬冷地区农村居住建筑中，热泵分散供热占比分别达到 75% 和 100%。

（四）前景展望

基于以上路径和参数设置，本研究对未来中国建筑供热能源需求进行了展望。结果显示，2060 年中国建筑供热终端能源需求将显著低于当前水平，并有望实现热源零碳化。

1. 供热终端能源需求大幅下降

按照本研究能源消费测算口径（计入工业余热和农村生物质能源消费），未来，中国建筑供热终端能源需求将大幅下降，不同地区、不同类型建筑的供热终端能源需求变化呈现不相同趋势。总体来看，ICNS 情景下，供热低碳转型速度更快，供热终端能源需求下降更显著。

北方地区城镇建筑供热终端能源需求近期增幅有限，长期降幅明显。2020年，中国北方地区城镇建筑供热终端能源消费量约为1.98亿吨标准煤。随着建筑面积的进一步增长，近期北方地区城镇建筑供热终端能源需求还将小幅上涨，BCNS情景和ICNS情景均在2030年前达到峰值，峰值分别约为2.07亿吨标准煤和2.04亿吨标准煤；而后伴随高效低碳供热技术占比的进一步提升，北方地区城镇建筑供热终端能源需求持续较快下降，到2060年分别降至1.31亿吨标准煤和1.27亿吨标准煤，较2020年分别下降34%和38%（如图11-9所示）。

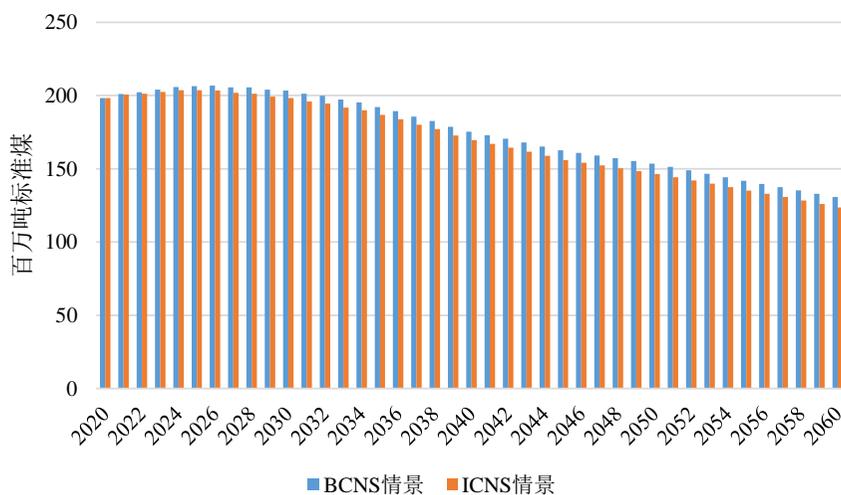


图 11-9 两个情景下北方地区城镇建筑供热终端能源需求

夏热冬冷地区建筑供热终端能源需求先增后降，升降均较为平缓。2020年，中国夏热冬冷地区建筑供热终端能源消费量约为0.25亿吨标准煤。伴随建筑面积的持续增长，未来该地区建筑供热终端能源需求还将进一步攀升，BCNS情景和ICNS情景均在2035年左右达到峰值，峰值分别约为0.27亿吨标准煤和0.26亿吨标准煤；而后伴随高效低碳供热技术占比的进一步提升，夏热冬冷地区城镇建筑供热终端能源需求稳步下降，到2060年分别降至0.22亿吨标准煤和0.21亿吨标准煤，较2020年分别下降10%和13%。

农村居住建筑供热终端能源需求持续快速下降³。2020年，中国农村建筑供热终端能源消费量约为1.6亿吨标准煤，其中北方地区占比超过80%。伴随农村居住建筑面积持续减少和高效热源占比不断提高，BCNS情景和ICNS情景下，农村居住建筑供热终端能源需求均呈持续快速下降态势，到2060年分别降为0.18亿吨标准煤和0.11亿吨标准煤，仅为2020年水平的11%和7%。

2. 供热用能逐步实现零碳化

随着终端直接利用化石能源供热方式逐步退出，建筑供热终端用能逐步实现零碳化。

北方地区城镇建筑供热终端能源需求将以零碳热力为主。两个情景下，北方地区城镇建筑供热终端能源需求中，化石能源直接利用量逐步减少，煤炭在2030年完全退出，天然气在2040年完全退出；电力需求占比持续增长，BCNS情景和ICNS情景下，2060年分别达到14%和17%；区域集中供热的热力需求占比先增后降，BCNS情景和ICNS情景下，2060年分别达到83%和80%（如图11-10所示）。

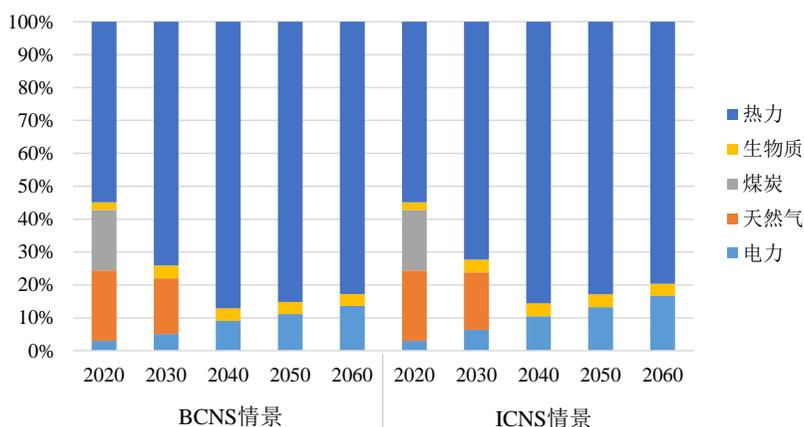


图 11-10 两个情景下北方地区城镇建筑供热终端能源需求结构

³ 包含非商品化生物质能源消费量。

与此同时，区域集中供热的热力生产也逐步实现零碳化。燃煤、燃气热电联产和锅炉供热占比逐步下降，2050年燃煤制热全面退出；工业余热、热泵、生物质热电联产+CCS等低碳、零碳、负碳热源占比逐步提升。2060年，BCNS情景和ICNS情景下，工业余热占热力总产量的比例分别为20.5%和30.9%；热泵产热量占热力总产量的比例分别为39.9%和36.7%（如图11-11所示）。

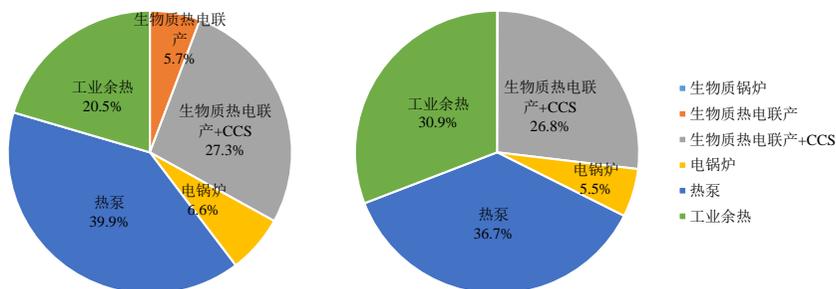


图 11-11 两个情景下 2060 年建筑热力生产热源结构

（左图：BCNS 情景，右图：ICNS 情景）

夏热冬冷地区城镇建筑供热终端能源需求将全面实现电气化。夏热冬冷地区城镇建筑供热终端能源需求中，化石能源直接利用量逐步减少，电力需求占比持续提升。BCNS情景和ICNS情景下，煤炭在终端的直接利用分别在2040年和2035年完全退出，天然气在终端的直接利用分别在2055年和2050年完全退出；供热终端用能分别在2055年和2050年全面实现电气化。

农村地区建筑供热终端能源需求中电力占比将大幅提升。化石能源在农村地区建筑供热终端能源需求中的占比持续下降，BCNS情景和ICNS情景下，煤炭分别在2040年和2035年完全退出；2060年电力需求占比分别达到40%和78%，其余为生物质能源。

第十二章 能源数字化智能化发展

一、主要结论

➤ 建设数字中国是数字时代推进中国式现代化的重要引擎。近几年，全球已进入数字经济时代，数字技术与实体经济深度融合是产业转型升级和经济高质量发展的客观需求。当前，绿色化和数智化已成为能源转型变革的趋势性特征，提高能源数字化智能化水平既顺应了全球数字经济发展浪潮，也是构建新型能源体系和新型电力系统的客观需要。

➤ 中国能源的数字化智能化发展，以能源行业特别是电力行业为重点。中国积极推动能源领域的数字化智能化转型，在政策制定、基础设施建设、业态模式探索、标准制定等方面积累了一定经验。围绕电源侧、电网侧、负荷侧、系统侧等四个重点环节，展示了中国电力系统数字化智能化转型的典型案例。

➤ 值得关注的是，中国能源领域的数字化智能化发展，仍面临标准建设滞后、商业模式制约、信息安全风险增加、数据确权不清晰、算力短缺等五方面挑战。展望未来，大数据、云计算、人工智能、区块链、数字孪生等关键技术将在未来能源领域数字化、智能化过程中发挥更大作用，还需在完善政策体系、强化基础设施升级、健全标准体系、培育新业态等方面进一步努力。

二、能源数字化智能化发展的技术进展与政策动向

（一）数字化智能化技术掀起快速迭代浪潮

当前，中国对发展数字经济做出了大量部署，积极推进数字技术与实体经济深度融合，促进传统产业数字化转型升级，加快数字产业化、产业数字化发展，并取得积极成效。

1. 数字技术创新方面

近年来计算机技术和互联网技术的复合型应用，产生了大数据、云计算、人工智能、物联网、移动互联和区块链等新技术，数字技术研发应用不断驱动数字经济发展。中国先进技术、人工智能、5G/6G等关键核心技术不断取得突破，高性能计算持续处于全球第一梯队。中国数字经济飞速发展，自2012年以来，中国数字经济增速连续11年显著高于同期GDP增速，根据中国信通院数据显示，2023年中国数字经济规模达56.1万亿元，总量稳居世界第二，占国内生产总值比重达40%以上。

2. 数字基础设施方面

数字基础设施建设夯实数字经济发展底座，规模能级大幅提升。中国数字基础设施不断扩容提速，根据工信部数据，截至2023年底，中国在用数据中心机架总规模超过810万标准机架，近5年年均增速超过20%，算力总规模达到了230EFLOPS，就是每秒230百亿亿次浮点运算，居全球第二位。网络基础设施不断夯实，根据工信部数据，截至2023年底，累计建成5G基站337.7万个，服务能力持续升级，数实融合全面深化，5G应用融入97个国民经济大类中的71个，工业互联网覆盖全部41个工业大类。移动物联网终端用户数超20亿户，成为全球主要经济体中首个实现“物超人”的国家。中国数据要素市场日趋活跃，根据《全国数据资源调查报告(2023年)》，2023年数据生产总量达32.85ZB，同比增长22.44%。

(二) 能源领域数智技术应用场景不断拓展

1. 煤炭行业

煤炭行业在地质建模、采矿流程优化和自动化、预测性维护等方面逐步推广数字化技术的应用。例如，借助低成本传感器随时掌握采矿关键设备的状态，并通过数据分析和计算机辅助模拟对实际配置和生产流程进行优化，从而改善采矿的限制因素，提高采煤产

出并减少其对环境的影响；又如，数字化预测维护的引入也改进了设备的运行性能，有益于煤矿安全生产。

2. 油气行业

油气行业的数字化转型起步较早，走在前列。目前中国各大型油气田企业均不同程度地进行了油气生产自动化、数字化建设。上游勘探和生产环节是油气行业数字化发展的重点，例如，通过超大数据集描述油藏轮廓和结构，通过高度复杂的传感器优化井眼定位，通过数据分析和通信远程控制作业钻头的实时动态等，这些数字化的措施都显著提升了油气开采率和生产效率。此外，在下游运营环节，也可以通过智能终端、数据分析等探索零售服务新模式。

3. 电力行业

电力行业在能源行业中数字化转型最为迫切和必要，也具备最好的基础条件和潜力前景。当前电力系统“双高”、“双随机”特征日益明显，分布式能源、储能、电动汽车等交互式设施广泛接入，数字化已经成为新型电力系统建设的必要组成，深入源网荷储各环节，在监测控制、设备运维、供需预测、调度优化、综合能源管理等领域越来越多地应用并具备广阔的潜力空间。例如，在发电侧和电网侧，数字传感器和数据分析的广泛应用能够汇集发电厂、电网输配各环节的实时状态信息，提升系统全息感知、灵活控制、系统平衡等能力，优化电力决策行为。又如，在消费侧，智能家电、智能电表等智能终端的安装和推广，不仅通过数字化帮助用户优化用电行为，节约用电成本，也使用户有条件以需求响应等方式越来越多地参与源荷互动，从而促进电力系统源网荷储一体化发展。

（三）能源数智化发展相关政策机制日益丰富

1. 国家层面

2014年6月，习近平总书记在中央财经领导小组第六次会议上

提出“四个革命，一个合作”能源安全新战略，努力推动能源高质量发展，着力构建“清洁低碳、安全高效”的能源体系，为国民经济社会发展 and 民生改善提供坚强的能源保障。国家发展改革委、国家能源局印发《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》（发改能源〔2016〕392号）提出，“围绕构建绿色低碳、安全高效的现代能源体系，建设以智能电网为基础，多种类型网络互联互通，多种能源形态协同转化、集中式与分布式能源协调运行的综合能源网络。建设覆盖电网、气网、热网等智能网络的协同控制基础设施。逐步培育虚拟电厂、负荷集成商等新型市场主体，增加灵活性资源供应。发展分布式电源、储能和电动汽车应用、智慧用能和增值服务、绿色能源灵活交易、能源大数据服务应用等新模式和新业态，营造开放共享的能源互联网生态体系。”

随后，国家能源局发布《关于公布首批“互联网+”智慧能源（能源互联网）示范项目的通知》（国能发科技〔2017〕20号），公布了首批“互联网+”智慧能源（能源互联网）示范项目共55个。2023年3月国家能源局发布《关于加快推进能源数字化智能化发展的若干意见》，强调加快行业转型升级，其中包括以数字化智能化技术加速发电清洁低碳转型、以数字化智能化电网支撑新型电力系统建设等方面。可见，推进电力领域的数字化智能化技术发展在国家层面的重要性上了一个新的台阶，同时电力数字化转型是国家发展的需要。

2. 地方层面

在国家的支持和引导下，“智能电网”“大数据”“新能源”“电力市场交易”等关键词频频出现在各省市的政策规划中，全国多省市积极响应国家能源数字化智能化发展要求，分别在“十四五”能源发展规划中提出构建智慧能源系统、推动能源产业数字化智能化等相关内容，不断推动中国能源系统数字化智能化建设。整体来看，各省市十分重视智能电网、储能以及特高压基建等方面的规划与建

设。局域来看，上海、浙江等发达地区着力研制综合能源系统，共建智慧能源平台，加快电网基础设施智能化改造和智能微电网建设。陕西等地区则充分挖掘地方优势，推进新能源并网建设，加快新一代技术与电力系统的融合，建设现代能源基础设施。

（四）数智化绿色化融合成为能源发展新趋势

1. 宏观层面

当前中国经济社会已经进入高质量发展阶段，要求能源电力系统加速实现质量变革、效率变革、动力变革；同时，在碳达峰碳中和战略指引下，能源作为碳达峰碳中和主战场，亟需加快绿色低碳转型，推动能源全要素生产率提高。这就需要利用人工智能、大数据与区块链技术等数字化技术，带动传统能源产业升级，通过提高生产要素流动效率与降低交易成本，从而提升全要素生产率。

2. 中观层面

能源行业将经历能源结构从传统能源为主到新能源占比逐渐提高、能源流从单向到双向、能源网从封闭到开放的转变。在能源电力供应侧，能源数字化与可再生能源的结合将充分发挥倍增效应，推动能源供给从高碳转向低碳。依靠数字技术统筹分析有关气象要素、电源状态、电网运行、用户需求、储能配置等变量因素，能有效提高新能源和水能功率预测能力和水平。在能源电力消费侧，能源产品和服务将以消费者的需求为核心导向，能源消费者同时也将成为是能源提供者，能源产消一体化趋势显现。通过数字技术赋能，有利于深入挖掘需求侧潜力，引导用户优化调整用能行为，推动实现柔性负荷智能管理、精准匹配需求响应资源等，提升能源电力消费侧与供给侧智能互动水平。

3. 微观层面

能源企业面临绿色低碳转型和经营水平提升的双重目标，而数

字技术在能源企业的大规模应用可以降低能源生产成本。据国际能源署预测,数字技术大规模应用,将使油气生产成本减少 10%至 20%,到 2040 年将太阳能光伏发电和风力发电的弃电率从 7%降至 1.6%。显而易见,能源企业进行数字化转型是提高生产经营效率和竞争力的必由之路。

三、全球能源数字化智能化发展的典型案例

(一) 传统能源产业数字化转型

全球各国积极推动传统能源产业数字化进程,数字化技术已经覆盖了油气勘探开发、加工、运输、储存等环节,有利于优化油气生产、提高能源供应可靠性和保障能源安全。在实践层面,传统油气企业与互联网企业深度合作,推动数字化技术与油气行业系统融合。早在 2014 年,斯伦贝谢油服公司就与谷歌公司合作,利用谷歌眼镜替代计算机手持设备,向工人提供指令清单、数据等,进行油气田的操作与维护。与此同时,斯伦贝谢还建立了软件技术创新中心,专注于研究高性能计算、云、大数据、物联网、工业互联网转件等技术应用。2018 年 4 月,道达尔和谷歌达成协议,将在石油人工智能领域开启联合,为油气开发提供全新解决方案。

(二) 数智技术与新能源融合发展

国际上,大数据、人工智能、区块链等技术在能源领域应用逐步深入,欧美国家已经将数智技术与新能源发展相结合,支撑新能源发电运营管理。例如德国意昂(E.on)集团以数字化、信息化解决方案满足客户需求,在可再生能源利用方面,通过 Sunroof 等线上工具,利用卫星和气象数据帮助客户计算屋顶光伏发电潜力。以色列初创公司 Raycatch 利用人工智能技术进行太阳能发电厂智慧管理,推出了基于 AI 的诊断和优化解决方案,可获取并分析太阳能发电厂所有的生产数据,并对日常管理进行优化和指导。

（三）能源基础设施数智化升级

能源基础设施数智化建设升级是能源领域数字化转型的关键，通过数智化技术，可以实现对电力设施的智能化管理和运营，提高电力设施的智能化程度和管理水平，为用户提供更加便捷、高效的电力服务。欧美等国家将智能电表作为提升电力系统智能化的基础环节，这是因为智能电表的部署将有效提升电网的感知能力，同时也将帮助政府实现能效目标并减少碳排放。欧洲地区智能电表的发展较为成熟，欧盟委员会要求成员国在 2020 年之前全面推广智能电表，德国已经完成了全国范围内的智能电表部署，意大利和法国也积极推进智能电表普及工作。美国 2009 年推出了“智能电网行动计划”，要求在 2020 年之前实现智能电表的普及。此外，欧美国国家利用区块链技术去中心化和分布式的特点，打造电力交易平台，大幅降低电力交易成本、提高交易效率。

（四）能源行业的大数据应用

大数据与人工智能可以实现能源流的智能分析与管理，通过收集大量发电、电网以及天气、环境等数据信息，建立预测模型，支撑电力系统平稳运行。在欧美国家，一些大数据公司已经将电力企业大量、庞杂、无序的智能仪表数据与天气数据、建筑物信息等结合起来，经过深度分析挖掘后，实现商业智能分析，从而辅助管理人员进行决策，对生产业务进行智能调控。德国 E.on 集团基于大数据技术实现实时用电查询，除了能够监测电网状态和测量用户用电，还可将历史 24 个月电表数据存储并加密保护，提供实时用电消费计算及实时查询。加拿大 BCHydro 公司基于大数据的用户行为分析，实现了实时用电消费计算及呈现，客户用电模式分析及呈现，用电断供通知以及快速恢复，窃电检测及节能管理。

（五）总结与启示

一是政策导向推动电力数智化发展。能源数字化受到欧美发达

国家高度重视，相关文件及法案频出。美国将智能电网和综合能源网络建设作为向能源数智化转型发展的重点，出台了一系列相关战略规划政策，并通过立法的形式将智能电网发展设立为国家战略；德国联邦经济和能源部发布“智慧能源——能源转型数字化”计划，在德国五个大型示范区域进行能源数字化研究及试点项目；英国发布《2021年智能系统与灵活性计划》，在全市场范围内推出智能电表，推广应用兼具互操作性和安全性的智能设备。

二是强化电力数智化基础设施建设。欧美等国家以智能电网建设为核心，加强电力数智化基础设施建设。美国积极构建以智能电表为主的先进测量基础设施网络，全面提升电网感知能力；英国制定《2050年智能电网线路图》，加大投资力度，支持智能电网技术的研究和示范，提高整个电网的自动化、智能化和控制力；日本早在2010年就开始进行智能电网孤岛运行试验，并广泛部署传感器和通信网络，不断强化电网基础设施建设。

三是建立财政激励政策。国际上，普遍建立了财政激励、税收减免等政策，为电力数智化转型提供资金支持。美国于2009年出台了《美国复苏与再投资法案》明确提供45亿美元扶持智能电网的发展，同年美国能源部智能电网专项资助计划启动，进一步提供34亿美元对智能电网项目进行专项资助。澳大利亚开展了“区域微电网”计划，投入1.25亿澳元开发和推广微电网技术，以解决微电网全面应用所面临的障碍。

四是注重标准先行。国外普遍通过构建功能类标准、技术类标准、建设运行标准及检验类标准等体系，更好的完善电力数智化评判标准。美国早在2007年的《能源独立与安全法案》中就明确了智能电网标准体系建设工作，并于2010年出台《智能电网互用性标准框架和路线图》选定了适用于当前智能电网实施的标准。欧盟委员会制定欧盟层面的通用技术标准，保证不同系统的兼容性；同时，推动欧洲标准化组织制定并发布欧洲智能电网所需的标准体系。

四、中国能源数字化智能化发展的典型实践——以电力为例

（一）电源侧应用场景与典型案例

1. 数字技术支持煤电机组灵活性改造

煤电灵活性改造是煤电机组充分响应电力系统的波动性变化，实现降低最小出力，从而增加调峰能力的过程。其改造方式主要是锅炉设备灵活性改造、汽轮机适应性提升以及机组的精准控制与监测。现阶段中国煤电灵活性改造进程缓慢，设备和技术改造潜力有限，且投入改造的经济成本较高。大数据、人工智能等数字技术的应用能够进一步激发改造潜力，基于数据挖掘和人工智能算法，构建优化决策模型，指导煤电机组进行灵活性改造，并能在改造成本投入较小的情况下实现深度调峰。

在锅炉设备改造方面通过数字化技术提高锅炉燃烧稳定性。锅炉灵活性深度改造需要解决燃烧稳定性、制粉系统稳定性、换热水动力稳定性等问题，其中锅炉燃烧稳定性是影响锅炉深度调峰的主要因素。基于数据挖掘技术的应用，对影响锅炉燃烧稳定性的各类因素数据（燃料特性、一次风、二次风、温度）进行分析，能够得出多个因素之间潜在联系和规律，从而指导锅炉深度调峰，保障安全高效运行。国家能源集团、国家电投、华电集团等旗下多个智能化标杆电厂均已采用基于大数据的智能掺烧系统，指导入炉燃烧煤种的选配，在机组深度调峰前，预先设定合理的燃烧煤种，以保证锅炉运行的安全性和经济性。

2. 数字技术支持新能源发电高效运行

一是在强化风光设备实时监测与控制方面。中国某平台服务商依托设备物联及云边协同解决方案，对近 1100 台风机设备与超 15 万块光伏板的实时监测与控制。通过终端设备实现风电、光伏场站

的集中监控和无人值守，自动识别并预测设备的异常运行状态。一是嵌入组件级传感器。通过安装智能麦克风于风机塔筒门框侧，监听扫风声音，预警叶片缺陷；对传动链关键部件、变桨偏航控制等各类组件的全方位感知，让设备运营变得实时可视，化更换为检修。二是采用最新边缘计算技术。通过设备直连、场站端数据预处理等手段，在边缘层完成大量数据处理，提升效率、降低云端负荷，实现考核级的数据准确；云端通过数据标准化集成，对各项运行指标进行动态监测和控制，同时可对各电厂表现进行直观对标，便于指标下达。

二是在新能源电站智慧运维方面。新能源电场与传统火电厂在运维模式方面存在较大区别，当前传统的管理模式已经不能满足高效运维需求，需要通过大数据、人工智能、云计算等数字技术构建新能源智慧管理平台，在机组异常状态识别、故障可视化、运行评估等方面实现应用，保障电厂高效安全运行。以风电机组为例，针对风力涡轮机在运行过程中受到的雷雨、盐雾、雪等天气因素的影响，建立基于大数据技术的风力发电机组综合状态评估系统，通过基于监测装置的超球模型和基于在线监测数据的超球模型，可以预测出风电机组部件磨损或疲劳可能导致的灾难性故障，提高风力发电机组的运行安全性，降低重大故障的发生概率，降低机组的运行维护成本。

（二）电网侧应用场景与典型案例

1. 数字技术支持智能电网建设

一是基于人工智能的电力调度系统实践应用。电网企业利用人工智能技术模拟人的思维，通过学习海量电网运行数据和运行经验来发现规律，从而形成知识并指导电力调度，整个技术应用架构包括感知层、平台层和应用层。感知层广泛采集电源、电网、负荷、外部环境等各类信息，通过信息通信网络汇聚形成调控大数据，平台层则提供从数据集选择、开发、训练到服务的全流程一站式管理，

最后实现电网运行控制、分析决策和管理应用。山东省电力公司已在实践中应用人工智能技术，搭建了企业 AI 中台，实现了快速的业务建设与应用。基于 AI 中台搭建输电通道可视化平台，轻松实现了户外各种复杂场景下的安全巡检，将可视化监拍装置拍照间隔从半小时缩短到 5 分钟，并且 5 秒内就能识别出吊车、导线异物、烟火、塔吊、各类施工机械等安全隐患，为输电线路安全、稳定运行提供可靠的保障。经过人工智能模型的持续迭代，前端智能分析的识别准确率大幅上升，各类施工车辆的识别准确率由 80% 提升到 95%，烟火识别准确率由 70% 提升到 90%，导线异物识别准确率由 60% 提升到 80%。

二是电力调度机器人的实践应用。调度机器人是一项面向智能电网实时调控运行的人工智能技术应用，集成了智能化操作处理及决策、人机语音交互、安全与风险评估等子系统，能够主动感知电网运行状态，实现自主调度与控制。调度机器人的应用具体表现在三个方面：一是基于智能监视获得电网自身运行信息（频率偏差、电压异常等）与外部环境信息（恶劣天气等），通过综合分析 with 运行演变特征提取，判断电网运行状态；二是综合考虑有功和无功预测、清洁能源消纳、现货市场交易、重载越限等因素，优化制定调度策略；三是通过电网实时计划跟踪、静态安全在线决策和枢纽节点无功电压优化，执行电网实时平衡控制和安全自校正控制。例如，国网公司虚拟 AI 配网调度员“帕奇”解决了调度枢纽堵塞问题，辅助配网调度员减轻 45% 的业务负担。

2. 数字技术在配电网微电网优化调控的应用

一是数字孪生技术在配电网中应用。配电网是连接输电网与终端用户的桥梁，随着电源结构发生变化、供电模式发生调整，电力供应的重心已经逐渐从主干电网慢慢向配电网发生偏移，这就要求未来配电网必须提高调控能力和自治能力。杭州打造通过区域输、变、配电网设备全要素“数字孪生”电网，确保电网安全稳定运行。

杭州供电公司在 22.3 平方千米泛亚运区域内，以环亚运村电网为核心，用输电线路、地下电缆将 220 千伏世纪变电站、110 千伏亚村变电站、500 千伏乔涌线和乔潮线、亚运村地下电力管廊串联起来，将能源互联网物理系统实时完整映射为数据，打造输、变、配电网设备全要素数字孪生电网。数字孪生电网将实际电网设备与数字模型相结合，通过实时采集、分析和处理数据，对电网运行状态进行优化控制，实现泛亚运区域电网设备全息数字化呈现。数字孪生电网融合北斗通信、人工智能等技术，可实现从电网建设、巡检到故障处理的全周期、全方位、全流程数字化管控，提高电网的安全性、可靠性和经济性，促进电力运维管理数字化转型。

二是云平台在微电网中应用。微电网是由多种分布式电源、储能系统、能量转换装置、相关负荷以及监控保护装置汇集而成的小型配电系统。当前微电网建设面临能量控制和调度效率低、可再生能源渗透率有限等问题，而基于云平台的微电网能量管理系统有助于提高微电网协调控制能力。基于云平台的微电网能量管理系统，能够降低新能源发电的不确定性影响，减少大规模新能源介入对电力系统的冲击，指导微电网制定高效的控制策略，充分发挥微电源的潜力，提高可再生能源消纳率。当前，该系统已在多个能源电力公司推广运行，达到其微电网的经济最优运行，有效辅助微电网推动分布式可再生能源的就地消纳和并网，助力绿色、节能微电网的发展。

（三）负荷侧应用场景与典型案例

1. 数字化技术支持负荷精准预测和辨识

一是人工智能技术在负荷预测中的应用。随着新型电力系统建设加速，负荷预测等技术亟需转型升级，由传统的人工经验走向高水平的智能化技术。国网德州供电公司与阿里云、阿里达摩院合作，研发出高精度电网负荷预测算法模型，已进行大规模推广。该模型基于自研 AI 算法，融合气象预报、负荷转供、大用户用电计划、节

假日等多源异构的海量数据进行联合建模，解决了大量新能源并网造成的负荷预测准确率下滑的问题。

二是人工智能技术在负荷精确辨识中的应用。传统的负荷监测一般安装在设备侧，不需要进行负荷辨识就可以收集设备运行数据情况，但其成本高、安装不便，难以满足工业负荷高效安全的运行要求。人工智能技术在工业负荷辨识中已有相关研究和应用，例如非介入式工业负荷辨识，其具备成本低、安装方便、易推广等优势，在工业负荷辨识中有广阔应用情景。非介入式工业负荷辨识包括数据采集、数据处理、状态变化、特征选择和负荷辨识五个环节，智能电表通过低压侧获取有功、无功、电压、电流等工业设备电气特征数据，基于人工智能算法训练测试辨别设备种类。

2. 数字化技术支持深入挖潜和调度灵活调节负荷资源

数字化技术支撑虚拟电厂优化调度控制能力。虚拟电厂是依托负荷聚合商、售电公司等机构，通过新一代信息通信、系统集成等技术，实现需求侧资源的聚合、协调、优化，形成规模化调节能力支撑电力系统安全运行。2019年，国网冀北电力的虚拟电厂示范工程投运，参与华北调峰辅助服务市场。冀北虚拟电厂是按照云、管、边、端的技术架构进行建设的。用户侧智能终端能进行建模、计量、通信和控制，边缘智能网关负责数据存储、分析和计算。虚拟电厂通过用户侧智能终端和边缘智能网关来实现高效采集和控制，并进行用户资源的聚合。虚拟电厂智能管控平台通过大数据和人工智能进行数据分析和挖掘，可以进行能源托管、能源资产组合、运营监测与评估等服务。

（四）系统层应用场景与典型案例

源网荷储一体化，是通过优化整合本地电源侧、电网侧、负荷侧资源，以先进技术突破和体制机制创新为支撑，探索构建源网荷储高度融合的新型电力系统发展路径。但当前，源网荷储一体化仍

面临源网荷储融合调度难度大、传统电力运行模式改变、多不确定性主体增加系统运行难度等诸多挑战，亟需通过数字化技术在能量管理系统建设、电力运行调控等方面的应用予以解决。目前，已有相关实践案例。湖南打造了基于 5G 的园区微网源网荷储互动调控示范站，基于 5G 技术实现工业园区级微网“源—网—荷—储”终端物理汇聚、信息互动，以及在削峰填谷、峰谷套利、负荷平滑、动态增容、备用电源等业务的有序调控，打通源网荷储终端之间的数据壁垒，提升多应用场景下能量协同管控的精度与效率，实现园区微网源网荷储互动调控的智能化与智慧化。该园区利用 5G 测控终端采集分布式光伏发电及园区负载用电信息，并通过 5G 网络回传至园区微网能量管理系统，实现优先利用分布式光伏发电给负荷供电或将富余的光伏发电给储能系统充电，节约园区企业综合用电成本，提升绿能消纳与使用比率。

（五）问题与挑战

一是标准建设滞后于电力数智化转型进程。建立统一的规范和标准体系是推动电力数字化转型的关键环节，也是推动数字技术在电力系统融合应用的基本保证。目前电力数字化缺乏健全的标准体系，特别围绕数字技术在“源网荷储”中的典型应用场景，亟需构建完善数字技术在新型电力系统中的应用标准，而当前电力领域设备标准、接口标准、数据标准、网络协议等不统一，难以互联互通。

二是商业模式不清限制电力应用场景拓展。商业模式不清晰在电力数字化智能化发展中非常常见。在电力行业中，由于数字化智能化转型涉及多个业务领域，包括发电、输电、配电、售电等，目前各环节并不是非常明确如何通过数字化智能化手段实现盈利。一方面，企业可能投入大量资源进行技术研发和设备升级，但并未找到有效的商业模式将技术转化为实际的经济效益；另一方面，由于缺乏清晰的盈利路径，企业可能面临投资回报周期长、风险高等问题，进而影响了其进行数字化智能化转型的积极性。

三是信息安全风险增加制约技术产业融合。电力数智化涉及到海量的数据和设备，这些数据和设备的智能化、互联性使得电力系统的运行更加复杂和多样化。然而，目前电力系统的安全防护措施相对滞后，导致数据泄露、篡改、破坏等风险不断增加。此外，数智化技术的应用使得电力系统的风险敞口扩大，攻击者可以通过利用漏洞进行入侵、利用恶意软件破坏系统、利用钓鱼网站窃取敏感信息等多种手段对电力系统进行攻击，可能导致电力系统瘫痪和重大经济损失。

四是确权共享困难掣肘电力数据要素激活。电力数据不仅是电力系统中的重要电力生产要素，也是电力企业重要的虚拟资产，因此在数据作为信息资源在电力系统中流通共享的同时，对它们进行合理确权十分必要。然而，电力相关数据权属界定尚未明确，数据资源管理缺乏顶层设计，电力数据所有权、使用权、管理权、交易权等权属边界缺乏明确界定，电力数据使用红线不明晰。此外，电力数据共享水平相对较低，受限于标准规范不统一、权责范围和边界不清晰，可共享、可交易数据的范围不明晰，阻碍了电力数据资源的有效流通。

五是算力短缺或将成为数字化卡脖子问题。算力短缺从数据处理能力、模型训练和优化、实时性要求、创新应用发展、经济成本以及贸易壁垒等多个方面制约了电力数智化的发展。以数据处理能力受限为例，电力数智化转型中涉及大量的数据收集、存储、分析和应用。这些数据包括电网运行状态、设备健康情况、用户需求预测等多个方面，是电力数智化决策的重要依据。算力短缺导致数据处理能力受限，无法及时、准确地处理和分析这些数据。

五、中国能源数字化智能化发展前景展望

大数据、云计算、人工智能、区块链、数字孪生等数智化技术的蓬勃发展和应用，标志着人类进入数字经济时代。能源电力数智化

转型的重要驱动力在于将新技术与业务融合，将数据要素深度嵌入到电力系统建设运行之中，充分发挥数据要素的放大、叠加与倍增效应。

1. 大数据技术

大数据技术是指通过特定的工具和技术，对大量的、多样化的、高速生成的数据进行收集、存储、处理和分析的一种综合性技术。大数据技术的应用范围非常广泛，未来随着能源电力系统的基础设施、装备设备、技术应用等数智化发展的深入推进，海量电力数据的收集、存储、处理和分析将更加便捷，大数据技术的应用潜力也与日俱增。在未来的电力系统中，大数据技术有着广泛的应用场景。例如，通过收集和分析发电企业的能源数据，实现能源的有效管理和优化，提高发电效率；通过实时监测电力设备的运行状态和能耗情况，运用数据分析和算法模型，为电力企业管理者提供节能建议和控制策略。

2. 云计算技术

云计算是一种分布式计算方式，通过网络“云”将巨大的数据计算处理程序分解成无数个小程序，并通过多部服务器组成的系统进行处理和分析这些小程序，然后将结果返回。云计算技术在电力系统的主要应用是构建云计算平台，解决能源行业的算力、算法的关键支撑性技术。例如，通过对电力企业生产、供应过程中边缘和端设备的大规模部署，基于数据的收集和分析处理，通过云计算平台实现更广泛的数据交流和协作。又如，鉴于云计算能够提供强大的计算能力，电力系统的模拟和建模可以通过在云端进行电力系统的仿真和优化。

3. 人工智能技术

人工智能是指通过计算机等技术手段模拟、延伸和拓展人类的智能，使计算机具备像人类一样的思维模式、感知、推理、学习、判

断和决策能力。随着人工智能技术学习能力、泛化能力、可解释性、人机互动等方面的提升与突破，可以为电力系统调控提供决策支持，实现电力系统各要素之间的协同控制和优化配置。未来新型电力系统，需要以人工智能技术为核心的数智化技术，提供解决能源互联网动态、不确定、机理模糊、控制复杂等难题的具体手段，支撑新能源大规模供给消纳，使新型电力系统更加有序、更加智能。

4. 区块链技术

区块链技术是随着记账法的演进与记账媒介数字化发展而发展出来的一种技术，是一种共享的分布式账本。随着传统电力领域业务数字化的不断深入，电力系统对数据存储、分析、处理的需求不断增强，数据体量、维度不断增加，参与交易的各方主体对数据共享、共用、可信的需求不断增强。区块链技术正是由于其具有分布式存储、可溯源、防止篡改、共享、共用等特点可为电力数字化业务难点提供解决方案。随着分布式能源、电动汽车等多主体参与，未来电网的复杂性、多元化日趋加深，解决多方互信、促进市场化交易将是区块链发挥优势的重要途径。

5. 数字孪生技术

Gartner 对数字孪生的解释为：数字孪生是现实世界实体或系统的数字表示形式。随着具有随机性、间歇性、波动性特征的分布式能源快速增长，储能装置、V2G 等交互式设施以及其他多种基础设施广泛接入，使得电力系统呈现出结构更加复杂、设备更加繁多、技术更加庞杂的趋势。传统机理模型和优化控制方法已经难以满足电力系统规划设计、监测分析和运行优化的要求。电力数字孪生应运而生，旨在通过虚实交互激活电网/设备的多源数据，特别是其运行时空大数据，通过数据挖掘提供高维、量化、多层次的视角辅助运营调控相关决策。从电力行业的特征来看，发、输、变、配、用全流程都有应用潜力，目前数字孪生技术实践主要以发电厂和变电站两大类应用为主。

第十三章 能源领域降碳减污技术协同评价

一、主要结论

➤ 高频词分析表明,近十年来中国能源转型的减污降碳政策从新能源汽车、节能减排行动等关键领域,逐步转向能源绿色低碳转型体制、减污降碳协同发展等方面。这说明中国的能源转型,越来越重视节能减污降碳的协同性,把多能源、多行业、多层次协同发展放在重要位置。

➤ 分析表明,中国的能源转型措施具有明显的减污降碳协同效益。与2012年相比,2022年中国化石能源减量分别贡献了二氧化硫理论减排量的53.6%,氮氧化物理论减排量的30.6%,颗粒物理论减排量的9.3%,二氧化碳理论减排量的95.6%。未来,随着非化石能源对煤炭、石油、天然气等化石能源消费的替代,中国能源转型将对减污降碳协调作出重要贡献。

➤ 在技术层面,采用“足迹”概念对能源转型关键技术的生态环境影响进行评价。评价重点主要聚焦在水足迹和碳足迹两方面。分析结果指出:风电、光伏、地热的碳/水足迹最低,综合环境效益最优;水电的碳足迹小但水足迹居各类型电源之首;绿氢同灰氢相比具有明显节水降碳效益;中国的生物质利用的碳/水足迹同化石能源相当,环境效益一般;碳捕集、利用与封存(CCUS)降碳效益显著,但会额外增加水消耗等。

二、中国推动能源转型的减污降碳政策进展和效果评价

(一) “十四五”时期能源转型政策进展评价

从2021年开始,中国能源政策在能耗双控和双碳目标下强调减

污、降碳协同发展，多能源、多行业协同发展。2021~2023年，中国不断出台相关文件促进能源绿色低碳高质量发展，具体见表 13-1。

2021年9月，国家发展改革委印发《完善能源消费强度和总量双控制度方案》，对能源消费强度和总量双控的工作原则、目标设置分解、制度设置和组织实施过程提出了具体的办法。2022年1月，在“能耗双控”基础上，出台《完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》，强调节能降碳协同发展的重要性。建立推进能源绿色低碳发展的制度框架，构建以能耗“双控”和非化石能源目标制度为引领的能源绿色低碳转型推进机制。2024年3月，国务院印发《推动大规模设备更新和消费品以旧换新行动方案》，大力促进先进设备生产应用，推动先进产能比重持续提升。

重点行业和地区。在钢铁、冶金、石化等重点行业开展节能降碳行动，严格能效约束，提升行业整体能效水平，降低碳排放强度，显著增强绿色低碳发展能力。同时聚焦钢铁、有色、石化、化工、建材、电力、机械、航空、船舶、轻纺、电子等重点行业，大力推动生产设备、用能设备、发输配电设备等更新和技术改造。在农村地区进行农村能源绿色低碳试点，发展绿色低碳新模式新业态，提高农村能源资源综合利用效率。电力行业上，加快建设全国统一电力市场，提升电力系统稳定性和灵活调节能力，推动形成适合中国国情、有更强新能源消纳能力的新型电力系统。在“互联网+”智慧能源（能源互联网）基础上，围绕智能电厂、智能电网、智能煤矿、智能油气、综合能源、智能制造，提升能源系统数字化智能化。同时，为了促进可再生能源电力消费，保障可再生能源电力消纳，做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作，绿证是中国可再生能源电量环境属性的唯一证明，同时明确绿证的有效期和绿证核发规则。全面推动新型储能发展，提高新型储能技术，发挥新型储能参与电力市场配合电网调峰。

污染减排领域。针对双碳目标，各行业发布针对性的碳达峰实

施方案，同时进一步完善对碳排放权交易管理的相关规则。此外，把降碳作为源头治理的“牛鼻子”，协同控制温室气体与污染物排放，协同推进适应气候变化与生态保护修复等工作，支撑深入打好污染防治攻坚战和二氧化碳排放达峰行动。协同推进减污降碳已成为中国全面绿色转型的必然选择⁴。同时，推动污水处理减污降碳协同增效，从源头节水增效、污水处理、污泥处理等是三个方面全面提升污水处理能效。

表 13-1 2021~2023 年中国能源政策高频主题词

主题词	词频	主题词	词频
技术	1327	消费	337
储能	738	碳达峰	209
电网	674	节能	222
能效	522	减污	86
协同	408	降碳	48
低碳	394	/	/

“十二五”、“十三五”、“十四五”期间出台的能源政策文件标题和内容的高频词分析结果如图 13-1 至图 13-3 所示。从图中可以看出，中国能源转型政策的重点既有传承，又略有变化。



图 13-1 “十二五”期间能源政策文件的词云图

⁴ 大气污染防治协同控制主要指氮氧化物、挥发性有机物（VOCs）以及温室气体协同减排力。

为综合评估中国能源转型的减污降碳协同效益，本研究以 2012 年为起始年，2022 年为核算终点年，设置两种情景进行对比。情景一为实际情景，各种参数数值来源于现实统计数据；情景二为冻结情景，除 GDP 外，其余参数均同 2012 年保持一致。在测算上，以化石能源减量措施对减污降碳的贡献度为主要指标开展评价分析，具体公式见式（1）~式（8）。减污降碳协同效益的主要分析过程为，以 GDP 自然增长为基准线，按终点年与起始年空气污染物和 CO₂ 的排放强度（单位 GDP 污染物或 CO₂ 排放量）相同，来估算主要大气污染物和 CO₂ 的理论减排量，按能源消费结构和污染物、CO₂ 排放强度不变来估算各行业煤炭消费和油品消费的理论节约量，以及由该节约量带来的空气污染物和 CO₂ 减排量，并对各种措施对于减排的贡献度进行排序和比较分析。由于天然气消费产生的污染物和 CO₂ 排放相对很小，对结论无影响，本文暂未纳入计算模型。模型公式体系如下^[1]：

$$\Delta P_i = P_{i,2012} \frac{G_{2022}}{G_{2012}} - P_{i,2022} \quad (1)$$

式中： ΔP_i 为污染物 i 的 2022 年理论减排量； $P_{i,2012}/P_{i,2022}$ 为污染物 i 在 2012 年/2022 年的实际排放量； G_{2012}/G_{2022} 为 2012 年/2022 年中国年度 GDP（以 2015 年不变价计算）。

$$\Delta C_j = C_{j,2012} \frac{G_{2022}}{G_{2012}} - C_{j,2022} \quad (2)$$

式中： ΔC_j 为第 j 类煤炭使用方式的 2022 年煤炭使用节约量； $C_{j,2012}/C_{j,2022}$ 为第 j 类煤炭使用方式在 2012 年/2022 年的煤炭实际消费量； G_{2012}/G_{2022} 为 2012 年/2022 年中国 GDP 总量（以 2015 年不变价计算）。

$$\Delta P_{i,j} = \delta_{i,j} \Delta C_j \quad (3)$$

式中： $\Delta P_{i,j}$ 为第 j 类煤炭使用方式污染物 i 或 CO₂ 的 2022 年

理论减排量； $\delta_{i,j}$ 为第 j 类煤炭使用方式污染物 i 或 CO_2 的排放系数。

$$\Delta O_j = O_{j,2012} \frac{G_{2022}}{G_{2012}} - O_{j,2022} \quad (4)$$

式中： ΔO_j 为交通运输汽油/柴油 2022 年理论节约量； $O_{j,2012}/O_{j,2022}$ 为交通运输汽油/柴油 2012 年/2022 年实际使用量。

$$\delta_{i,j,2012} = \frac{P_{i,j,2012}}{O_{j,2012}} \quad (5)$$

$$\Delta P_{i,j} = \delta_{i,j,2012} \Delta O_j \quad (6)$$

式 (5)、(6) 中： $\delta_{i,j,2012}$ 为交通运输汽/柴油污染物 i 或 CO_2 的 2012 年排放系数； $P_{i,j,2012}$ 为交通运输汽油/柴油污染物 i 的 2012 年实际排放量； $O_{j,2012}$ 为交通运输汽油/柴油 2012 年实际使用量； $\Delta P_{i,j}$ 为交通运输汽油/柴油污染物 i 或 CO_2 的 2022 年理论减排量； ΔO_j 为交通运输汽油/柴油 2022 年理论节约量。

$$r_{i,j} = \frac{\Delta P_{i,j}}{\Delta P_i} \quad (7)$$

式中： $r_{i,j}$ 为 2022 年各类煤炭使用节约、交通汽柴油使用节约（以下标 j 代表类别）带来的污染物和 CO_2 （以下标 i 代表类别）减排贡献比例； $\Delta P_{i,j}$ 为 2022 年各类煤炭使用节约、交通汽柴油使用节约（以下标 j 代表类别）带来的污染物和 CO_2 （以下标 i 代表类别）的减排量； ΔP_i 为污染物 i 的 2022 年理论减排量。

$$e_i = \frac{\Delta E_{2012,2022}}{\Delta P_i} \quad (8)$$

式中： e_i 为电力行业超低排放改造对污染物 i 的减排贡献比例； $\Delta E_{2012, 2022}$ 为 2022 年相比 2012 年电力行业由于超低排放改造带来的污染物 i 的减排量估计值； ΔP_i 为污染物 i 的 2022 年理论减排量。

2. 减污降碳计算结果及分析

依据公式 (7) ~ (8) 计算了各种化石能源减量和其他减排措施减排的贡献度，结果如图 13-4 至图 13-7 和表 13-2 所示。其中，电力行业排放相关数据来源于中国电力企业联合会。“其他减排措施”包括本研究未统计的其他源头治理措施、其他末端治理措施及其余措施。

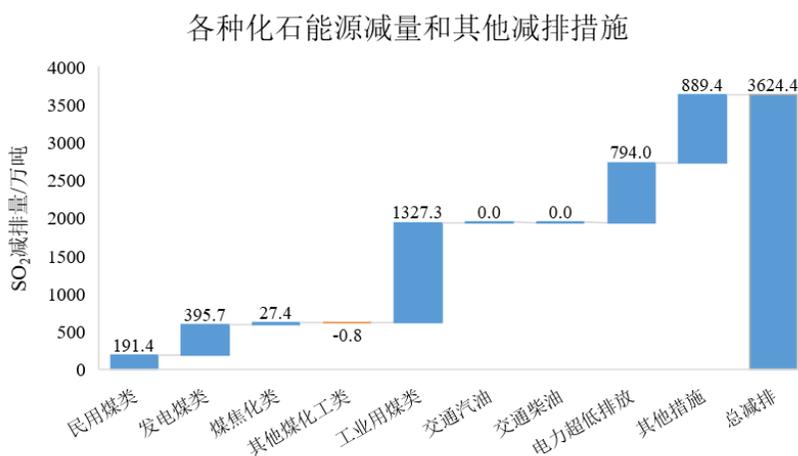


图 13-4 各种措施对 SO₂ 减排的贡献度

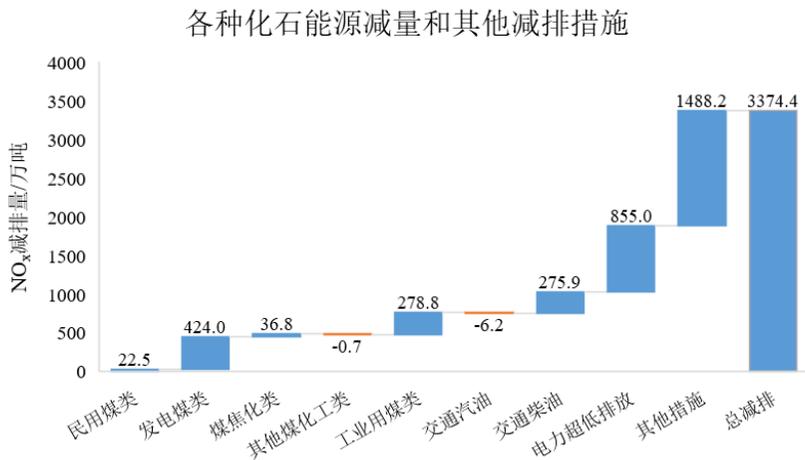


图 13-5 各种措施对 NO_x 减排的贡献度

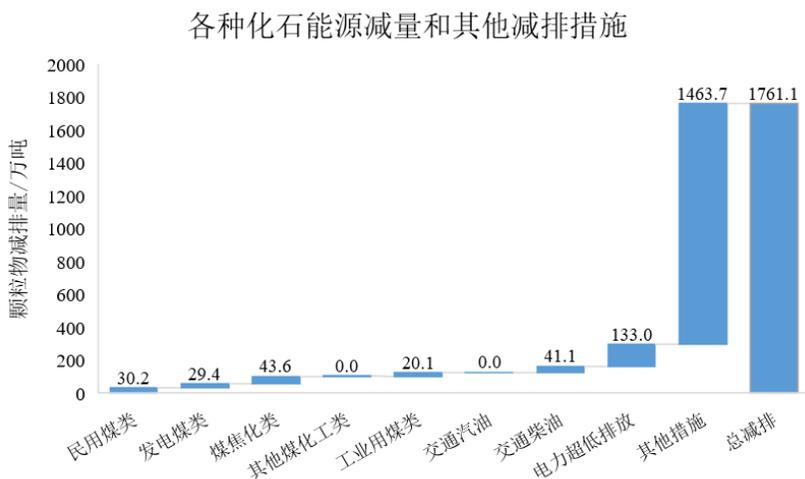
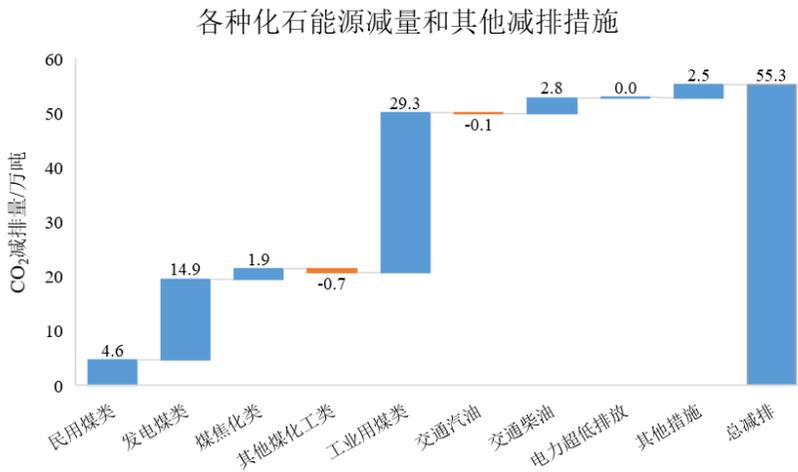


图 13-6 各种措施对颗粒物减排的贡献度

图 13-7 各种措施对 CO₂ 减排的贡献度表 13-2 空气污染物和 CO₂ 减排中各种措施的贡献比例

污染物种类	煤炭和交通油品减量贡献	电力行业超低排放改造贡献	其他减排措施
SO ₂	53.6%	21.9%	24.5%
NO _x	30.6%	25.3%	44.1%
颗粒物	9.3%	7.6%	83.1%
CO ₂	95.6%	-	4.4%

据上述不完全统计计算,相比 2012 年,2022 年化石能源减量分别贡献了 SO₂ 理论减排量的 53.6%,NO_x 理论减排量的 30.6%,颗粒物理论减排量的 9.3%,CO₂ 理论减排量的 95.6%。可见在减污降碳治理中,以化石能源减量为代表的源头治理措施发挥了很大作用。如果不采取这些源头治理措施,这部分新增化石能源的消费所产生的大量污染物和 CO₂ 就需要在产业过程或末端进行专门处理,花费大量经济成本和其它代价。有研究指出^[2],希望通过不断增加污染治理投资额以实现经济增长和环境保护双重目标的“末端治理”思路不可行,在维持环境标准及执行力度不变的条件下,随着污染治理投资对环境质量改善的边际贡献率逐步递减,平衡增长路径将无法实现。经济相对发达的东部地区,这种特征更为明显^[3]。目前,中国

的煤炭消费总量仍未达峰，且在能源消费总量中的占比依然高于 50%。中国的石油和天然气消费也占有一定比例。考虑到化石能源使用是中国 SO_2 、 NO_x 、一次 $\text{PM}_{2.5}$ 和 CO_2 的主要排放源，石油和天然气的开采、加工、使用是 VOCs 的重要排放源，并且中国重点高耗能产品能耗强度和单位 GDP 能耗仍有下降空间，因此，对煤炭、石油、天然气的消费实现非化石能源的等量或减量替代，将对大气污染物和温室气体减排继续作出重要贡献。

此外，进一步分析上述模型结果可以发现，三种大气污染物的减排中，化石能源减量对 SO_2 减排的效益明显，对于 NO_x 、颗粒物的绝对减排量和在各类减排措施中的贡献度均低于 SO_2 。这主要是因为， SO_2 排放源几乎全是煤炭，而煤炭在中国能源消费结构中占比较大，煤炭的减量能够直接体现为 SO_2 排放减量。 NO_x 的重要排放源除煤炭外，还有石油等； $\text{PM}_{2.5}$ 的重要排放源除煤炭外，还有石油、扬尘等。考虑到当下 SO_2 污染治理已取得重要成效，而 NO_x 已成为新的治理重点，若要从源头治理的角度继续推进减污降碳，在当前已提出减少煤炭使用的政策背景下，原油使用的减量也应逐步提上日程。

三、能源转型关键技术的环境影响分析

（一）用足迹衡量环境影响

能源是碳排放的主要贡献者，煤炭、石油、天然气等碳基化石能源的主要生态环境影响之一是温室气体排放。煤炭、油气开采和煤电生产过程中需要消耗一定量的水资源，以水电为主的可再生能源对水资源、水生态的影响也不容忽视。由于中国水资源禀赋较差，特别是能源资源富集的西北地区缺水严重，能源开发利用对水资源的消耗及所产生的水生态环境影响应当引起重视。对于风电、光伏而言，尽管从碳排放和水资源消耗上看，其几乎能称之为“零碳”“零排”能源，但因开发布局通常面积大、较分散，与耕地、林地、

草地、水域等发生重叠冲突的可能性大，极有可能因占用土地引致相应生态影响。综上，排放温室气体、消耗水资源、占用土地等是当前能源系统最需要关注的三类生态环境影响。

此外，中国在能源领域不断向绿色、清洁、低碳转型的过程中，能源在本身生产过程中直接产生的生态环境影响越来越少，极有必要把分析边界拓展至涉及上、下游的全过程，从而能更全面、准确的评价包括可再生能源等各种能源形式的环境影响。因此，本文拟采用足迹作为评价分析环境影响的核心概念，对应温室气体、水、土地，相应分析各能源技术或形式的碳足迹、水足迹和生态足迹。

足迹（footprint）概念在 1990 年代初被 Mathis Wackernagel 和 William Rees 提出，意为“受人类活动（直接或间接）影响的土地面积”。随后，能源足迹、碳足迹、水足迹、化学足迹、生物多样性足迹等一系列概念相继提出，极大丰富了足迹的内涵外延^[4]。足迹从指代影响面积的空间性指标拓展为表征资源消费水平、人类活动影响程度的指标。生命周期评价（LCA）和投入产出分析（IOA）是两种最为常用的足迹分析方法，前者普遍运用于产品和部门尺度的各类足迹特别是碳足迹的核算，亦被广泛写入国际标准组织、欧美、日本等发布的碳核算法规和标准中；后者及其衍生的 MRIO 模型近几年成为足迹家族研究的重要技术手段。足迹家族主要包括水足迹、碳足迹和生态足迹等，针对水足迹和碳足迹的研究最为常见。

（二）能源转型关键技术的碳足迹

1. 可再生能源

光伏发电。中国光伏发电具有显著的碳减排效益，以多晶硅光伏组件为例，其碳足迹为 12~98gCO₂eq/kWh，约为中国火力发电的 1/9^[5]。若纳入碳减排效益计算碳排放回收期仅为 3 年，远小于 25 年光伏电站的平均寿命^[6]。光伏发电碳足迹覆盖原材料获取与处理、组件生产制造、电站建设、运维使用阶段、废弃回收阶段等全生命周

期过程，其中原材料获取与处理、组件生产制造两个阶段的占比高达 90%。从时间维度看，由于近几年中国出口型光伏企业受 EPD（Environmental Product Declaration）环境声明的管制要求，平均碳足迹下降明显，由 2007~2017 年的 $58.03\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ 降至 2019~2023 年的 $15.86\text{CO}_2\text{eq/kWh}$ ^[7]，降幅超过七成。从国际对比看，中国光伏发电碳足迹仍显著高于欧盟等地区。例如，中国单晶硅电池片碳足迹要比欧洲高 $56.21\text{kgCO}_2\text{eq/m}^2$ ，多晶硅电池片碳足迹相比高 $38.2\text{kgCO}_2\text{eq/m}^2$ 。

风力发电。风电碳足迹不到煤电的 1%，远低于煤电，也低于光伏发电。据对多个风电场的案例调查，风电全生命周期碳足迹在 $1.28\sim 12.89\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ 的范围^[8]，在生产、运输、运营维护、废弃回收等主要阶段中，原材料开采和制造的碳排放占比最大，达 80%以上，运行阶段的碳排放占比不到 10%，回收阶段的碳足迹为负值，约贡献-5%^[9]。海上风电全生命周期碳排放水平比陆上风电更低，前者仅为后者的四成水平。

水力发电。水电开发利用依赖水库、水坝的修建与运行，而水库在修建及运行中会导致温室气体排放，致使水电碳足迹不为零。水库是温室气体的排放源，绝大多数研究认为水电站水库中的 CO_2 、 CH_4 、 N_2O 浓度通常高于大气浓度而逸散，而水库或湖泊近岸浅水厌氧区域持续产生 CH_4 并扩散^[10]。李哲、王殿常^[11]梳理统计了全球公开报道的 220 座水电站碳足迹评价结果，碳足迹范围为 $0.04\sim 237\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ ，平均值为 $25.8\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ 。对长江上游的 24 个中大型水库的碳足迹研究表明^[12]，碳足迹范围为 $4.04\sim 33.65\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ 。三峡水电站的碳足迹为 $12.7\sim 14.1\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ ^[13、14]，介于上述范围之内。水电站碳足迹中 90%贡献自运行阶段，剩余 10%源自施工建设阶段^[15]。水电站碳足迹和装机容量、能量密度呈负相关关系，即装机容量越大，水电碳足迹越小^[16]。此外，水库型和径流式水电站在碳足迹上没有显著差异。

其他类型可再生能源。相比于风电、光伏、水电等最为主要的可再生能源形式，对于地热、生物质等的研究尚少，以案例研究为主。在生物质焚烧发电方面，刘含笑等^[17]对某生活垃圾焚烧发电厂的案例研究显示，上网电力的碳足迹为 841gCO₂eq/kWh，生产和运输、垃圾焚烧、副产物处理三个主要阶段的碳足迹分别为 180gCO₂eq/kWh、656gCO₂eq/kWh、5gCO₂eq/kWh，可知垃圾焚烧阶段贡献最大，比重达 78%。在地热发电方面，孙上斐^[18]测算了某地热发电项目的全生命周期碳排放，最终碳足迹为 14.650gCO₂eq/kWh，约为同一研究测算的风电、光伏碳足迹的 1.83 倍。其中，机组生产地下建设、厂房地地上建设、运营阶段等碳足迹分别为 13.180gCO₂eq/kWh、0.23gCO₂eq/kWh、1.24gCO₂eq/kWh，地下建设阶段排放比重约 90%在生物乙醇方面，中国生物乙醇全生命周期碳足迹在 454gCO₂eq/kWh~935gCO₂eq/kWh 范围，大于传统化石能源平均水平^[19]。这是因为中国农作物种植过程化肥用量大，田间管理措施相对落后，碳排放普遍高于西方发达国家，同时生物能源的加工转换阶段仍需要投入大量的化石能源。

储能。储能技术碳足迹定位为充放 1kWh 的电能，在储能技术的设备生产、设备安装、运行维护以及退役回收等全生命周期过程中所产生的二氧化碳排放当量。黄阮明^[20]等以安装容量 2MWh，年循环次数 700 次，充放电效率 80%、放电深度 95%、储能利用效率 10%、容量年度衰减率 2%、寿命为 10 年的磷酸铁锂电池储能技术为研究对象，测算其全生命周期碳足迹为 12gCO₂eq/kWh。电源侧储能技术实质是负碳技术，配备储能的可再生能源电站碳足迹相比未配备的电站可减少 81gCO₂eq/kWh。

2. 泛氢产业链

可再生能源电力电解水制备“绿氢”是中国能源低碳转型发展的重要技术路径。以“绿氢”为核心，将其与后续化工流程结合，生成绿色甲醇、绿色甲烷、绿氨等被称之为“泛氢产业”。泛氢产业链

下的化工产品既可以取代化石燃料生产的现有产品，帮助航空、海运、化工、钢铁等行业脱碳，也可以平衡可再生能源电力供应的波动。

绿氢。绿氢碳足迹在 $1\text{tCO}_2\text{eq/t}\sim 3\text{tCO}_2\text{eq/t}$ 之间^[21、22]，约为煤制氢的 4~15%、天然气制氢的 10~30%。绿氢的直接制备过程不产生碳排放，绝大部分碳足迹（70%以上）来自电力消耗间接排放。

绿色甲醇。绿色甲醇是指以 CO_2 和绿氢为原料制备的甲醇。根据喻梦伊的分析^[23]，在绿色甲醇生产过程中，碳捕集、电解水和闪蒸等环节贡献正碳足迹，总计约 $1.2\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，甲醇合成环节则贡献负碳足迹，约为 $-1.35\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，导致最终绿色甲醇全过程碳足迹为 $-0.15\text{tCO}_2\text{eq/t}$ 。如前所述，煤制甲醇碳足迹为 $2.766\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，传统天然气合成制甲醇碳足迹为 $0.63\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，相比之下绿色甲醇具有显著的降碳效益。

绿色甲烷。绿色甲烷是指通过甲烷化过程将绿氢与 CO_2 结合产生，显著降低传统天然气燃烧的碳排放。CHOE^[24]等测算了绿色甲烷的总碳足迹，约为 $-1.5\text{kgCO}_2\text{eq/kg}$ ，其中，碳捕集、生产合成气等环节的碳足迹为 $1.65\text{kgCO}_2\text{eq/kg}$ ，但是扣除了吸收捕获的 CO_2 约 $3.14\text{kgCO}_2/\text{kg}$ ，最终为负碳足迹。同传统天然气相比，碳足迹减少约 $4.65\text{kgCO}_2/\text{kg}$ 。

绿氨。绿氨是指由可再生能源驱动，以空气和水为原料，在常温常压下通过催化剂直接合成的氨。王明华^[25]等测算了不同电力来源、不同运输方式下的氨产品碳足迹，发现风电电解水制氢—哈勃法制备—管道输氨—光伏发电裂解氨制氢路线的碳足迹水平最低，仅为 $0.0021\text{tCO}_2\text{eq/t}$ 。若应用于交通领域，绿氨相比传统石油基燃料能降低碳排放水平达 80%以上。

（三）能源转型关键技术的水足迹

1. 可再生能源

太阳能、风能。目前，中国针对太阳能发电、风力发电的水足迹研究较少。根据 Ali 和 Kumar 的测算^[26]，光伏发电水足迹为 0.09~0.38L/kWh，光热发电水足迹为 0.7~3.67L/kWh、风力发电水足迹为 0.005~0.045L/kWh。风力发电的水足迹最低，其次是光伏发电，光热发电对水资源的消耗最多。在光伏发电中，不同电池类型的水足迹有明显差异，薄膜电池的水足迹约为晶硅电池的 1/3~1/2。而不同冷却技术决定了光热发电的水消耗量，干冷技术的水足迹不到 1L/kWh，而水冷技术的水足迹接近 4L/kWh。另有研究表明，中国光伏、风电的水足迹分别约为 1.69L/kWh、0.56~0.64L/kWh，稍高于国外。

水力发电。针对中国澜沧江、雅砻江、元江等流域水电站和三峡的研究表明^[27]，中国水电站水足迹介于 1.8~13.2L/kWh 之间。水电站水足迹主要受单位装机容量的库区水面面积影响，相关系数为 0.95，其次是反映地形因素的库区水面面积与库区平均水深比，相关系数为 0.7831，此外水电站水足迹大小也与空间边界设定密切相关。对于流域梯级水电站群而言，调度方式也会显著影响水足迹大小，例如，对金沙江中上游水电站的研究发现^[28]，发电量最大联合运行较日负荷曲线联合运行的水足迹下降明显。

生物质。包括生物质气供热、生物质发电和燃料乙醇三种主要技术形式。在生物质供热方面，相关全生命周期碳足迹案例研究结果范围为 0.8~3.6L/MJ^[29]。在生物质发电方面，Zhu 等人^[30]对生物质电厂的测算表明，其总水足迹为 11.71L/MJ，农作物生产阶段贡献了 85%的水足迹。按蓝水、绿水、灰水划分，三者占比分别为 38.3%、46.5%、15.2%。在燃料乙醇方面，中国生物乙醇的水足迹约为 30~50L/MJ，其中 21%为蓝水足迹，79%为绿水足迹。在获取与传统化石能源相同的热量的条件下，生物乙醇的水足迹比传统化石燃料要高很多，意味着需要牺牲更多的水土资源。

2. 绿氢

绿氢的水耗产生于两个环节，一是氢气生产环节，二是上游风电、光伏等提供电源形式的生产运行环节。在氢气生产环节中，电解水对水资源的最小消耗系数为 9t/t。考虑到水的脱矿净化过程需要额外利用水，水耗系数增至 18~24t/t。尽管很小，但风电、光伏从全生命周期看的水足迹也不为零。两个环节相加后，绿氢总水足迹为 22~32t/t 之间^[31]，风电制备的氢气水足迹略小于光伏发电。

（四）基于碳足迹、水足迹的综合评价

1. 风电、光伏、地热的碳/水足迹最低，综合环境效益最优

无论是碳足迹还是水足迹，风力发电在可再生能源中均为最低，其平均碳足迹约 7gCO₂eq/kWh，平均水足迹为 0.025L/kWh，仅为煤电平均碳足迹、水足迹的 0.7%和 0.8%。其次是光伏发电和地热，两者相比，光伏发电的碳足迹较高，水足迹稍低，这与光伏晶硅电池制造阶段的耗能高相关。而地热正好与之相反，地热发电需要用到大量地下水，导致其水足迹数值较高。具体的，光伏发电的平均碳足迹、水足迹为煤电的 6%和 8%，地热的平均碳足迹、水足迹为煤电的 2%和 33%。需要特别说明，光热发电作为中国也在主推的一种太阳能发电形式，对水资源的消耗需引起重视。光热发电平均水足迹为 2.185L/kWh，几乎同煤电平均 2.95L/kWh 的平均水足迹相当。

2. 水电的碳足迹小，但水足迹居各类型电源之首

如前所述，水电平均碳足迹约 17gCO₂eq/kWh，碳排放强度仅高于风电、地热发电，比光伏发电还要低 60%以上。然而，水电的水足迹高达 7.5L/kWh，比煤电还要高出 2.5 倍。水电和抽水蓄能因为把水存蓄起来导致蒸发量增大，算成水资源消耗量，导致总水足迹较为可观。因此，在水电开发中，要特别注重对地形、库容、库区面积等显著影响水足迹参数的优化选择，尽可能降低水足迹和由此带来的水生态负面影响。

3. 绿氢同灰氢相比具有明显节水降碳效益

绿氢的平均碳足迹为 $2\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，煤制氢、天然气制氢的平均碳足迹分别为 $18.19\text{tCO}_2\text{eq/t}$ 、 $9.88\text{tCO}_2\text{eq/t}$ ，绿氢碳足迹是两种灰氢的 $1/10$ 、 $1/5$ 。由于绿氢碳足迹绝大部分来自电力消耗，利用不同类型可再生电源制备氢气产生的碳足迹存在差异。如前所述，风电碳足迹最小，因此利用风电制备绿氢的总碳足迹也最低，其次是水电、光伏。据测算，风电制备绿氢的碳足迹是采用光伏发电的三分之一^[32]。绿氢的平均水足迹为 27t/t ，煤制氢、天然气制氢的平均水足迹为 75t/t 、 22t/t 。此外，泛氢产业链下的绿色甲醇、绿色甲烷、绿氨等被实践证明都具有接近零碳，甚至是负碳足迹，从减碳方向上宜大力推广。绿氢水足迹约为煤制氢的 40% ，和天然气制氢基本相当。对于不同可再生电源类型，风电由于水足迹最小，在制备氢气时导致的总水足迹也最低。

4. 中国的生物质利用的碳/水足迹同化石能源相当，环境效益一般

在碳足迹方面，生物质燃烧发电的平均碳足迹为 $841\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ ，同燃煤发电 $900\text{gCO}_2\text{eq/kWh}$ 的水平相当。在水足迹方面，生物质燃烧发电的水足迹 42.12L/MJ 远远高于煤电水足迹，前者为后者的 20 倍，燃料乙醇的平均水足迹为 40L/MJ ，超出常规化石汽油水足迹的 50% 以上。这一方面与中国生物质利用过程中能源投入较多有关，另一方面中国农作物生产上施用化肥较多、节水潜力挖掘不够也是重要原因之一。在生物质各种形式中，只有生物质供热有较为明显的环境优势，其平均水足迹为 2.2L/MJ ，远小于燃煤供热的 7.92L/MJ ，是天然气供热的 75% 。

5. CCUS 降碳效益显著，但会额外增加水消耗

CCUS 技术作为一项重要的碳减排末端技术，对于实现碳中和作用关键。虽然 CCUS 系统会增加能耗，例如，在目前的技术水平下低浓度二氧化碳的捕集、分离、提纯将提高整个火电厂能耗水平约 20% ^[33]，但从全生命周期过程看，CCUS 降低碳足迹效果显著。

煤电厂耦合 CCUS 能够降低 78%左右的碳足迹，煤制氢生产流程耦合 CCUS 后致使碳足迹降低至 2.17~8.19tCO₂eq/t，降幅达 70%以上^[34]。然而，从水足迹的角度，CCUS 对所耦合的发电、化工生产全过程水耗提升显著，这是因为无论是燃烧后捕集技术还是直接空气捕集技术都额外需要大量的冷却水，冷却水系统的水损失构成 CCUS 技术最主要的水耗。Macknick 等人统计了不同发电技术、不同冷却方式、是否使用 CCUS 的耗水、取水量，结果显示，采用 CCUS 技术后耗水量增加 65%，取水量增加 80%以上^[35]。

第十四章 典型地区能源转型的做法与成效

一、主要结论

➤ 山西省和云南省是中国典型的能源资源丰富的省份。山西省位于中国北部地区，拥有丰富的煤炭资源和历史文化等资源。云南，位于中国西南，属于欠发达的省份，但拥有丰富的水电资源和生态资源以及旅游资源。云南省和山西省的能源转型的发展，是中国西部地区能源转型的缩影。

➤ 山西省是党中央授予的“能源革命综合改革试点”地区，山西省能源转型对煤炭富集的西北地区探索转型发展路径，具有重要的示范意义。开展试点五年来，山西在提升能源供给体系质量、构建清洁低碳用能模式、推进能源科技创新、深化能源转型体制改革、扩大能源开放合作等方面取得了阶段性进展。值得一提的是，山西省在统筹推进综合能源基地建设、煤炭绿色智能开采、电力现货市场改革等方面形成了一批典型案例，在统筹能源低碳转型和供给保障、节能减污降碳协同增效、以科技和体制创新驱动能源转型等方面积累了丰富的经验。

➤ 云南省能源转型的做法主要有：一是快速推进国家清洁能源基地建设，大型水电站项目陆续投产，风电光伏装机均超火电，带动“西电东送”能力稳步提升。二是积极构建新型电力系统，持续深化能源体制改革，新一轮电力体制改革全国领先，清洁能源占比不断增高，能源系统数字化智能化水平显著提升。三是加快推进能源革命，发展绿色能源产业新业态，依托绿色能源培育先进制造业。四是不断拓展区域国际能源合作，持续深化跨境能源合作与南方区域清洁能源互济。

二、山西开展能源革命综合改革试点的总体进展

山西在全国乃至全球能源发展格局中具有重要的战略地位。山

西深入贯彻“四个革命、一个合作”能源安全新战略，作为全国首个能源革命综合改革试点，5年来全面推进各项重大举措，取得了积极成效。

（一）稳步提升能源供给体系质量

坚决扛起全国能源保供重任。山西煤炭保有储量全国排名第一，占比达到24%。这一资源禀赋使得山西在全国能源供应中发挥重要作用。从2019年至2023年，山西省煤炭产量稳步增长，从9.71亿吨增长到13.78亿吨，年均增长率9.15%，稳居全国产量第一位。2021年和2022年国家煤炭供应紧缺时，山西省积极承担国家能源保供责任，煤炭产量两年连续新增约1亿吨。2023年，山西煤炭产量占全国的29%，晋电外送省份扩至23个，净外送电量1576亿千瓦时，创历史新高。

煤炭先进产能逐年上升。山西全面提高能源供给水平，在确保安全的基础上，依靠智能化、绿色化改造，进一步提升开采效能，做好能源保供。截至2023年底，山西省共有煤矿890座，产能13.82亿吨/年。目前山西累计建成118座智能化煤矿，布局30座绿色开采试点煤矿，先进产能占比81%，煤炭智能绿色水平大幅提升。山西地下采煤工作面全部实现了综合机械化，54%的煤炭产能实现智能化开采，吸引了包括华为煤矿军团在内的一大批煤矿智能化企业落户山西。

（二）着力构建清洁低碳用能模式

加快推动形成能源消费新模式。目前，全省新建筑中绿色建筑占比、城乡清洁取暖覆盖率均达到90%以上，运城市庄上村成为首个“中国零碳村镇示范村”，11个市的建成区公交车、出租车全部更新为新能源汽车。“十四五”前三年，全省能耗强度累计下降10.9%，降幅居全国前列。

绿色用能新模式不断涌现创下多个“全国首个”。建成全国首个

省域碳普惠推广平台“三晋绿色生活”，入选生态环境部绿色低碳典型案例。上线全国首个基于绿色出行数据的省级碳普惠平台“晋碳行”。运城市庄上村成为全国首个“中国零碳村镇示范村”，光储直柔直流微网项目获得第28届联合国气候变化大会奖项。

（三）加快推进能源科技创新

重视建设能源科技创新平台体系。怀柔实验室山西研究院获得国务院批准设立并入驻运行。省部共建的煤基能源清洁高效利用、智能采矿装备技术等国家重点实验室获批建设。山西大学二氧化碳减排与资源化利用教育部工程研究中心通过验收。华为煤矿军团全球总部落地太原。“晋创谷”创新驱动平台揭牌，“晋创谷·太原”建成投运。

探索创新各类减碳零碳负碳技术。煤炭科技成果创新转化表现亮眼，如低浓度煤层气发电机组示范技术发电效率达到国际先进水平；“煤矸石煤泥清洁高效利用关键技术及应用”获国家科技进步二等奖。其他技术也不断突破，如瑞光热电碳捕集提纯技术获得突破，成功产出99.9%纯度的食品级液体二氧化碳；长治利用工业尾气生物发酵制燃料乙醇，产品优于变性燃料乙醇国家标准。

（四）深化能源电力体制改革

山西是国家首批8个电力现货市场建设试点地区之一，2018年试运行，2023年12月转入正式运行，是全国第一家实质运行的电力现货市场。建立起空间上覆盖省间和省内、时间上跨越中长期和现货、品种上包括电能量和辅助服务的山西电力市场体系，对构建新型电力系统意义重大。目前，山西新能源消纳率保持97%以上。电力现货市场启动后，全网发电成本有效降低，2023年大容量低成本机组较全省平均多发电794小时，降低电力供应总成本约3.8亿元。

三、山西开展能源革命综合改革试点的典型案例

(一) 统筹推进“五大基地”建设

山西加快“五大基地”建设能源革命综合改革试点向纵深推进。坚持“五大基地”战略定位，立足山西能源资源禀赋和比较优势，加快建设煤炭绿色开发利用基地、非常规天然气基地、电力外送基地、现代煤化工示范基地、煤基科技创新成果转化基地，支撑能源革命综合改革试点向纵深推进。全省上下坚定扛起能源革命综合改革试点的政治任务。

1. 统筹供给保障与低碳转型，加快煤炭绿色开发利用基地建设。山西坚决扛牢能源保供政治责任，煤炭产量在连续两年每年增产 1 亿多吨的基础上，2023 年再增产 5743 万吨，达到 13.78 亿吨，连续四年总产量全国第一。与此同时，出台了《全面推进煤矿智能化和煤炭工业互联网平台建设实施方案》，加快煤矿智能化建设，截至 2024 年 6 月底，累计建成 128 座智能化煤矿、1521 处智能化采掘工作面，煤炭先进产能占比达到 80% 以上，为确保 2027 年全省各类煤矿基本实现智能化奠定了坚实基础。同时，积极开展煤矿绿色开采试点示范，建成一批试点示范煤矿，围绕充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等绿色开采技术路线进行了探索实践。

2. 统筹省内市场与省外市场，加快非常规天然气基地建设。按照“强龙头、补链条、聚集群”的思路，推动非常规天然气产供储销一体化发展，目前已经形成包括勘探开发、井下抽采、集输物流、装备制造、工程技术、终端利用在内的完整产业链条。2023 年非常规天然气产量达到 145.9 亿立方米，同比增长 9.6%。外输京津冀管网通道优化畅通，神木—安平煤层气管道工程全线贯通。煤层气勘查体制改革取得重大突破，印发《关于进一步支持煤层气勘查开采有关事项的通知》，加大煤层气勘查开采支持力度。

3. 统筹晋电外送与省内自用，巩固提升电力外送基地比较优势。

新能源和清洁能源发展全面提速，电网结构持续优化。煤电装机结构持续优化，截至 2024 年 6 月底，建成投运 6 台百万千瓦煤电机组，单机 60 万千瓦及以上机组占比接近一半（46.3%），累计完成煤电机组“三改联动”改造 6302.5 万千瓦，现役煤电机组全部达到燃气级排放标准。形成“三交一直”+14 回 500 千伏通道外送格局，2023 年全省净输出电量 1575.98 亿千瓦时，位居全国第二，覆盖全国 23 个省（区、市）。山西大同晋北采煤沉陷区新能源基地项目加快施工，这是国家推进碳达峰碳中和目标布局的 12 个大型风电光伏基地之一，建成后每年可向京津冀输送清洁电力 270 亿千瓦时。

4.统筹高端多元与绿色低碳，稳步推进现代煤化工示范基地建设。坚持煤炭和煤化工一体化，培育打造十大重点产业链，梯次推进重点产业链扩容扩规，加快构建体现山西特色优势的现代化产业体系，推动煤炭由燃料向原料、材料、终端产品转变。加快建设国家绿色焦化产业基地，焦化总产能由 1.88 亿吨压减至 1.44 亿吨，5.5 米以上大机焦占比达 77%以上。开辟干熄焦余热发电并网绿色通道，建成大机焦产能 9074.7 万吨，其中 8414.7 万吨配套干熄焦，配套比例达到 92.7%。氢能、甲醇等开发利用步伐加快提速，焦炉煤气、化工尾气制高纯氢能力达 3 万吨/年，晋南钢铁实现 1860 立方米高炉喷吹富氢气体冶金。

5.统筹“国家队”与“山西队”，全力打造世界一流的煤基科技创新成果转化基地。依托中科院山西煤化所、太原理工大学等“国家队”“山西队”，加快科技创新平台建设，加强关键核心技术攻关，打造能源科技创新重要策源地。全省能源领域拥有 6 家国家级平台、23 家省重点实验室、17 家省技术创新中心和 8 家新型研发机构。系列碳纤维技术为代表的材料技术实现重大突破。汾西重工 19 兆瓦半直驱永磁风力发电机刷新全球最大单机容量纪录。太锅集团循环流化床锅炉技术全球领先。“晋华炉”系列产品近三年全球市场占有率达 70%。

（二）大力推进煤炭智能绿色开采

顺应新一轮科技革命和产业变革的重大机遇，山西把煤矿智能绿色开采作为深化能源革命综合改革试点的重大举措，加快推进煤炭智能绿色开采建设工作。

1.加强行业标准制定。发布《山西省煤矿智能化标准体系建设指南》《煤矿智能化建设评定管理办法》《全面推进煤矿智能化和煤炭工业互联网平台建设实施方案》，逐步形成煤矿智能化从建设到评定的一整套标准体系。

2.推进全矿井智能化建设。山西煤矿智能化建设重点由以采掘工作面为主加快转向全矿井智能化。2023年，山西开始对年产能180万吨以上的生产煤矿进行智能化改造，新建成81座智能化煤矿、498处智能化采掘工作面，建成智能化采掘工作面的煤矿共281座，年产能总计74750万吨，占全省生产煤矿总产能的61.91%。

3.加快推动煤矿绿色开采进程。山西初步形成以充填开采、保水开采、煤与瓦斯共采等为代表的绿色开采技术路线，基本建成30个绿色开采技术应用试点煤矿，推进25个新建煤矿井下矸石智能分选系统和不可利用矸石全部返井试点示范项目建设。

（三）电力现货市场建设走在前列

作为全国电力市场改革的先行者，山西电力市场化改革的全国引领作用成为山西能源革命综合改革的一大特色。

1.创新电力市场交易体系。根据自身电力网架结构、电源特点等情况，选择“全电量优化，新源能优先”的“双优型”设计原则，逐步形成了“中长期+现货+辅助服务”“省内+外送”有效衔接的山西电力市场交易体系，是目前国内连续试运行周期最长省份。同时，通过市场机制率先实现了源荷互动，形成了市场化的第二代虚拟电厂，丰富了辅助服务品种，这一创新模式走在了全国前列。

2. 电力现货交易市场平稳运行。作为我国首批电力现货市场试点省份，山西电力现货市场自 2018 年 12 月 27 日试运行以来，先后经过 7 次结算试运行，运行周期从单日开始，逐步拉长至周、半月、全月、双月，最终实现 32 个月长周期不间断连续运行；经历了一年四季各种供需情况、重大会议及节假日、冬奥会保供等不同场景的检验，运行平稳有序；于 2023 年 12 月 22 日率先转入正式运行，成为国内首个正式运行的电力现货市场。再者，电力市场规则体系滚动修订至第 14 版，成为国内首个以规范性文件印发的市场规则体系。

3. 虚拟电厂发展方兴未艾。截至 2024 年 6 月，国网山西电力公司已完成 23 家虚拟电厂的建设方案评审，14 家虚拟电厂接入虚拟电厂管理服务平台，其中 3 家支持现货结算。平台已为运营商累计结算盈利 500 多万，共聚合资源容量 1509.9 万千瓦，填谷响应能力达到 32.6 万千瓦，削峰响应能力达到 23.8 万千瓦，累计消纳新能源 43 万千瓦，减少碳排 612 吨，开辟了“双碳”目标实现的全新路径。

四、山西开展能源革命综合改革试点的主要经验

（一）坚持清洁高效绿色低碳方向

全面统筹供给保障与低碳转型。山西作为产煤大省、能源大省，一直在稳定国家经济社会发展大局、保障国家能源安全、加快构建现代化能源体系等方面，占据着重要地位，发挥着关键作用。山西统筹供给保障与低碳转型，在坚决扛牢能源保供政治责任的基础上，将“低碳”“绿色”置顶，加快煤炭绿色开发利用，加快发展新能源和可再生能源，持续扩大清洁低碳能源生产供应，氢能、地热能、新型储能等加快发展。

统筹优化布局风电光伏和支撑调节电源。分步骤重点建设晋北风光火储一体化外送基地、忻朔多能互补综合能源基地、晋西沿黄百里风光基地、晋东“新能源+”融合发展基地、晋南源网荷储一体

化示范基地；加快推进分布式能源多领域融合发展；加快推进生物质能和地热能开发利用。从聚焦集中式做大做强、分布式做优做精两方面入手，持续扩大可再生能源装机规模、提高装机占比。同时，将抽水蓄能作为储能发展主攻方向，在源、网、荷三端合理布局新型储能，形成以抽水蓄能为主、新型储能为补充的存储调节体系；优化主网架结构，强化多元化智能化电网基础设施支撑，提升电力系统对高比例可再生能源的适应能力。

（二）统筹节能减污降碳协同增效

制定减污降碳路线图。山西省生态环境厅等多部门联合印发《山西省减污降碳协同增效实施方案》，目标到 2030 年，减污降碳协同能力显著提升，助力实现碳达峰目标，碳达峰与空气质量改善协同推进取得显著成效，水、土壤、固体废物等污染防治领域协同治理水平显著提高。资源型经济转型任务基本完成，清洁低碳安全高效的现代能源体系初步建立，经济社会发展全面绿色转型取得显著成效。生态环境进一步大幅改善，设区市环境空气质量平均达到国家二级标准，地表水国考断面优良水体比例达到 90%。。

推进绿色低碳循环发展方式。山西坚定不移走生态优先、绿色低碳发展道路，协同推进降碳、减污、扩绿、增长。立足山西省能源优势，持续优化调整产业结构，加快推进煤炭煤电、煤炭煤化工、煤炭新能源等一体化发展，深入推进钢铁、焦化、建材等重点行业领域节能减污降碳，着力构建绿色低碳循环发展方式。大力发展装备制造、新材料、新能源等产业，推广绿色技术、绿色管理，做大做强绿色制造业。发挥数字转型对绿色发展的放大、叠加、倍增作用，培育新业态新模式，加快形成新质生产力，赋能经济社会全面绿色转型。

持续倡导绿色消费。全省新建筑中绿色建筑占比、城乡清洁取暖覆盖率均达到 90%以上，11 个市的建成区公交车、出租车全部更新为新能源汽车，绿色生产生活方式正在加快形成。积极推广

绿色化、智能化、数字化消费方式，开展绿色机关、绿色社区、绿色学校、绿色建筑、绿色交通等创建行动，增强全面节约意识，形成文明健康生活风尚。

持续强化绿色支撑。加快建立健全绿色市场体系，完善碳排放权交易政策，推行绿色采购、绿色认证、绿色标准等，引导企业生产和使用绿色环保产品，减少温室气体排放。持续加大财政补贴和税收优惠，支持绿色技术的研发、推广。大力发展绿色金融、转型金融，引导资金向绿色低碳行业聚集，形成支撑绿色发展的合力。

（三）树立能源革命关键在于创新这一理念

积极打造创新平台。山西省委、省政府高度重视科技创新，聚焦创新链、产业链、资金链、人才链“四链”融合发展，举全省之力高水平打造“晋创谷”这一创新驱动平台。根据《晋创谷创新驱动平台建设三年行动计划（2024-2026年）》，到2026年，“晋创谷·太原”初步建成，聚焦先进制造、能源和新能源、半导体材料等重点领域，建设30个以上创新联合体、共性技术研发平台及其他新型研发机构，攻克一批支撑产业和区域发展的关键核心技术。目前，已在太原、大同两市实体化运营，其他市也都依托各自创新资源，筹建各具特色的“晋创谷”平台。

科技创新引领产业转型。在能源科技创新领域有基础、有场景、有潜力，依托重要科技力量，山西省正加快布局攻关一批能源领域战略性前沿性技术，力争在智能化煤矿建设、煤层气开发利用、节能减排降碳、碳基新材料、智能电网、大规模储能、氢燃料电池以及碳捕集、利用和封存等方面突破一批关键核心技术。国家级科技平台相继获批，怀柔实验室山西研究院获国务院批准设立，省部共建煤基能源清洁高效利用国家重点实验室、智能采矿装备技术全国重点实验室等获科技部批准建设。怀柔实验室山西研究院面向国家清洁低碳安全高效能源体系，开展战略性、前瞻性、基础性重大科学问题和关键技术研究，特别是在煤制油气、煤炭灵活发电、二氧化

碳捕集技术、煤制芳烃技术、煤炭的分质转化等领域的布局研究，对实现碳达峰碳中和重大目标和山西转型发展有着重大意义。

五、云南能源转型的现状与进展

党的十八大以来，云南省立足资源优势、生态优势和区位优势，持续做大做强做优绿色能源产业，深入推进绿色能源与绿色先进制造业融合发展，不断深化能源体制改革，从供需两侧推动能源产业转型升级和结构调整取得历史性成就、实现历史性跨越。

（一）国家清洁能源基地建设稳步推进

大型水电站项目加快建设投产。云南省作为水电资源大省，境内的六大水系：怒江、澜沧江、金沙江、珠江、红河和伊洛瓦底江的水能资源蕴藏量达 1.04 亿千瓦，可供开发的水电站装机容量达到 9795 万千瓦，可开发装机容量占国内总量的 25% 左右，具有得天独厚的能源优势。近年来，水电建设进度明显加快，糯扎渡、溪洛渡、乌东德、白鹤滩等水电站相继投产，金沙江、澜沧江两大水电基地基本建成。截至 2022 年底，云南水电装机达到 8112 万千瓦，占全国总装机的 22%，位居全国第二。

新能源开发利用规模显著提升。2023 年，云南新能源投产并网规模突破 2000 万千瓦，为 2022 年的 14 倍，投产并网规模创历史新高。截至 2023 年底，云南新能源总装机达 3524 万千瓦，其中集中式光伏装机 1995 万千瓦、风电装机 1529 万千瓦，光伏、风电超越火电成为仅次于水电的第二、第三大电源，推动云南电力总装机突破 1.3 亿千瓦。

“西电东送”能力稳步提升。云南省特高压建设持续推进，为高质量完成国家“西电东送”战略任务提供坚实保障。近年来，包括世界第一条 800 千伏直流输电工程楚穗直流等 10 条跨省区直流输电通道相继投产，最远输电距离超过 1400 千米。在南方电网范围

内，送电能力从 30 万千瓦提升到 4220 万千瓦。“西电东送”由小规模、季节性送电向大规模、全年持续送电转变。截至 2023 年 6 月 30 日，累计送电量突破 1.5 万亿千瓦时，为东部地区减少标煤消耗约 4.5 亿吨、减排二氧化碳约 12 亿吨。广东省每 6 千瓦时电量中就有 1 千瓦时电量从云南输送而来。

（二）绿色能源驱动先进制造业快速发展

绿色能源产业快速发展。“十三五”期间，云南能源工业累计完成投资 3300 亿元以上，能源工业跃升为全省第一支柱产业，连续多年成为全省经济增长第一拉动力，拉动全省地区生产总值增速位居全国前列。2023 年，能源工业占全省地区生产总值比重达 5.6%，支柱地位持续巩固增强。能源科技装备水平显著提升，能源产业结构绿色化、产业基础高级化、产业链现代化水平明显进步。水电开发技术领先，乌东德、白鹤滩等大型水电站带动国内全产业链发展，创造多项全国及全世界第一。柔性电网交直流输电技术达到世界领先水平。积极壮大电力装备产业，形成了昆明、玉溪、大理等能源装备制造及新能源产业基地。

绿色能源培育壮大先进制造业。云南省抓住国家打赢蓝天保卫战形成的载能产业转移“窗口期”，通过新一轮电力体制改革释放改革红利，市场化方式引导绿色铝材、绿色硅材等产业向云南转移。水电清洁能源优势和铝、硅资源优势、工业产业基础相结合，支撑绿色制造蓬勃发展，不断延伸能源产业链。

云南省抢抓新能源电池产业加快向中西部地区转移的战略机遇期，作出“全产业链打造新能源电池产业、培育形成千亿级产业”的决策部署，全省强化产业链精准招商，全力推进重大项目建设，产业实现从无到有、从小到大的突破，发展势头强劲。已形成较为完备的新能源电池全生命周期产业链。当前，全省形成年产 2.5GWh 消费电池、9GWh PACK 储能电池、60.5 万吨正极材料、20.3 万吨负极材料等产品产能，在产业链上、中、下游均有项目布局，产业

链进一步完善。2023 年全省新能源电池产业规模以上工业产值达 333 亿元，比 2022 年增加 14 亿元，同比增长 3%。

（三）新型电力系统建设积极开展

清洁能源电源装机占比持续提升。云南以“水火风光储”多能协同和“源网荷储一体化”发展为总体思路，加快打造全国新型电力系统示范区。逐步增强电源协调优化运行能力，充分释放水电机组灵活调节能力，实施煤电机组灵活性改造，因地制宜建设天然气调峰电站，推动水电、煤电、气电与风电、光伏发电融合发展、协同运行。截至 2023 年底，云南绿色能源装机占比 89.2%，绿色发电量占比约 85%，电力结构更加清洁绿色。

网架结构持续优化增强。云南已建成世界上技术最先进、特性最复杂、电力最绿色的异步送端大电网，安全保障能力和运行水平全面提升。世界第一条 800 千伏直流输电工程楚穗直流、乌东德电站送电广东广西特高压多端直流示范工程等 10 条跨省区直流输变电通道相继投产。截至 2022 年底，云南电网建成“四横三纵一中心”的 500 千伏主网架构，220 千伏骨干网架覆盖全省 16 个州市，110 千伏电网延伸覆盖全部县级区域。建成 35 千伏及以上变电站近 2000 座、输电线路 9 万公里。35 千伏及以上输电线路由 2012 年初的 3931 条增长至 5209 条，线路总长度由 2012 年初的 73964 千米增长至 97210 千米，35 千伏及以上变电站的总变电容量由 2012 年初的 9453 万千伏安增长至 16558 万千伏安。

数字化智能化水平显著提升。设适应新型电力系统的智能调控体系。利用大数据、云计算等先进技术，依靠“互联网+”行动，建立“信息完备、预测精准、调整灵活”的新能源调控智能化系统，构建新能源、储能、可控负荷“可观、可测、可控”调控体系，建设功能齐全、覆盖全时间尺度的新能源电源出力预测技术支撑，研究高比例新能源并网情况下的省级异步电网频率特性及其对各种调频措施的要求，建立适应新形势的调频技术体系。

（四）能源体制积极改革持续深化

新一轮电力体制改革全国领先。云南积极探索电力体制改革新路径，作为国家第一批电力体制改革综合试点省份，云南创造出“一个唯一、六个率先”的改革亮点，即成立全国唯一由电网公司相对控股的昆明电力交易中心，率先核定输配电价、率先建立规则完善的电力市场、率先大幅放开发用电计划、率先突破售电侧改革、率先通过市场化方式扩大西电东送、率先开展电力市场信用评价工作，电力体制改革成为全国标杆。全面放开一般工商业用户参与电力市场，年交易电量突破 1200 亿千瓦时，市场化程度全国领先。大力推进增量配电业务改革，列入国家试点项目 29 个。

（五）区域国际绿色能源合作不断拓展

跨境能源合作持续深化。国际能源互联互通提速。积极参与高质量共建“一带一路”，深化与南亚东南亚国家多双边能源合作。建成 13 回跨境电力通道，与越南、老挝、缅甸实现局部电力联网，累计跨境电力贸易超 300 亿千瓦时。国际产能合作成效明显。柬埔寨桑河二级水电站、缅甸达克鞞燃气电厂一期、老挝色拉龙水电站等建成投产、老挝石油炼化项目一期顺利投产。

持续提升南方区域清洁能源供给能力。云南电网全面融入国家西电东送战略，不断提速送端大电网规划建设，西电东送通道能力由 2012 年的 870 万千瓦升至 2023 年的 4220 万千瓦，年送电量由 2012 年的 418 亿千瓦时升至 2023 年的 1344 亿千瓦时。逐步形成云电送粤、云电送桂、云贵互济、云电入琼的西电东送格局，10 年累计送电 1.1 万亿千瓦时，为东西部协调发展和节能降碳发挥了积极作用。

六、云南深化能源转型面临的问题与挑战

经过多年发展，云南经济总量、产业结构、基础设施、生态文

明、社会民生取得了历史性突破，打造产业强省、能源强省与新型城镇化加速推进为能源高质量发展提供了广阔空间。随着工业化、城镇化不断推进和居民生活水平不断提高，云南能源发展面临由供给过剩转向供需紧平衡，能源发展面临提升发展质量、保障能源安全、深化绿色低碳转型等多重挑战。

（一）能源电力需求快速增长

电力需求快速增长考验保供能力。工业方面，云南仍然处于工业化的初、中期，传统产业结构偏重，近年来快速发展的硅光伏、新能源电池等新兴产业能源消费总量需求旺盛。近年来，受极端天气等多重因素影响，出现多次高耗能企业有序用电情况。民生方面，2022年云南人均生活用电量为610千瓦时，与全国居民人均生活用电量947千瓦时比，仍有快速提升潜力。由电动汽车保有量快速提升等因素带来的民生领域用电需求增长对电力系统尤其是配电网运行带来挑战。

工业规模扩大带动非电能源需求增长。近年来，云南工业经济持续快速发展，带动新增工业用热负荷持续增加。此外，省内石化化工等支柱产业快速发展将使油气需求迅速提升。

（二）持续扩大清洁能源供给面临诸多挑战

大型水电站建设进展缓慢。云南水电已开发程度高，后续水电开发成本上升且，工程项目受多方面因素影响进展不及预期。部分水电工程前期基础好，综合效益高，但受库区移民、淹没耕地等因素影响工程费用大幅提升且难以开工落地。部分流域水电经历了长期的前期研究，但综合流域规划、水电规划两个方案尚未批复，仍需进一步争取国家支持。

新能源装机快速增长面临制约因素逐步增加。云南地质形态复杂，以山地高原为主，可利用开发新能源土地有限。随着新能源装机快速提升，生态红线、耕地红线等约束影响，新能源开发土地供

给难度持续增加，项目建设与生态环境、资源保护的统筹协调难度大导致项目落地难。

（三）储调能力不足制约新型电力系统建设

水电装机占比高造成季节性调节能力不足。云南电源结构性矛盾突出。主要依靠大水电支撑，但水电调节能力不足，有调节能力的大水电少，火电装机占比仅为 15%，汛枯矛盾仍然突出，难以适应风电、光伏等新能源随机性、间歇性、波动性等特性，给电网安全稳定运行带来巨大挑战。

新兴产业柔性生产技术有待提升。近年来，云南积极引进绿色硅铝、电池电极等新兴产业，电力需求持续增加，且产业柔性生产技术薄弱，导致产业用电负荷可调节能力不强，难以对电网稳定运行贡献灵活调节资源。

（四）深化区域国际能源合作面临复杂形势

能源领域国际合作形势日益复杂。当前国际形势持续发生深刻复杂变化，经济全球化遭遇逆流，对能源跨境合作带来深远且复杂影响。与云南开展能源领域合作的部分东南亚国家出现局势动荡等情况，增加了对电网、油气管网等跨境能源合作项目不确定性。

南方区域“西电东送”形势面临巨大变化。近年来，南方区域产业格局和能源流向发展快速变化，云南用电需求快速增长，云南电力供应形势已由前期充足转为紧平衡状态，且受水电出力季节特性以及极端天气导致来水不足等因素影响，能源电力供应形势趋紧，考验云南通过“西电东送”保障广东等南方省份能力。

七、深化能源转型塑造云南竞争新优势

（一）构建新能源为主体的新型电力系统

充分发挥云南在清洁能源方面的资源禀赋优势，依照风光水储一体化的思路，加快风电、光伏项目开发进度。加强水电项目沟通协调力度，争取水电项目早日落地，快速提升大型清洁能源基地能源供应能力。依照源网荷储一体化思路，重点构建以新能源为主体的新型电力系统，充分发挥柔性直流、构网型储能等领先技术优势，不断提升电力系统清洁能源消纳能力。持续优化云南和南方电网网架结构，增强南方区域电网互联互通，保障国家“西电东送”战略有效实施。

（二）协同推进清洁能源开发和生态环境高水平保护

加强清洁能源开发与生态环境保护统筹协调力度，在不影响生态环境保护、粮食供应安全的前提下有序开发水电、风电、光伏、地热能等电源项目。结合云南省内环境的实际情况，以试点示范工程积极探索新能源开发与生态修复相结合相互促进的新路径。积极探索清洁能源项目开发 with 生态产品价值实现相衔接机制，通过清洁能源项目深入挖掘体现生态环境价值，探索碳汇等生态产品价值实现机制，实现绿水青山向金山银山转变。

（三）深化清洁能源与先进制造融合发展

持续提升绿色电力供给水平，提升对先进制造业清洁能源保障能力。在前期工作的基础上，持续开展绿电交易实践，逐步扩大绿电交易规模，增加企业绿电获得能力。在电力体制改革方面，探索绿电开发利用新模式，在增量配电网、隔墙售电等方面积极探索，降低企业绿电使用成本，促进企业低碳转型。

增加新兴产业柔性生产技术等方面的研发投入，通过柔性生产

增加电力负荷灵活性，提升电力系统安全运行水平。研究探索创新体制机制，释放需求侧灵活调节资源，同时保障清洁能源高比例消纳和先进制造绿电需求，实现融合发展。

（四）全方位推动区域国际能源合作

强化与周边国家能源基础设施互联互通。推进国际骨干能源通道建设，构建与南亚东南亚国家全方位、多层次、复合型的互联互通能源网络。提升跨境联网通道能力，实施与周边国家多电压等级电力联网工程。加快建设大湄公河次区域电力联网，积极推进中老、中缅、中越跨境电力通道建设。提高中缅油气管道利用效率，强化西南通道对国家能源安全支撑作用。

统筹优化南方区域能源流向与产业格局。坚持一盘棋思想，在南方电网区域内统筹考虑产业西迁转移与“西电东送”问题，实现资源配置持续优化。在保障南方区域能源供应安全的前提下，实现区域协同发展。

第十五章 能源转型国际合作

一、主要结论

➤ 从客观需求看，全球范围的能源转型呼声日趋高涨。联合国发布的《2024 年可持续发展筹资报告》指出，联合国可持续议程 140 项目标中的约一半未能达到预期，能源气候相关目标进展尤为滞后，全球能源转型国际合作亟需加力。各国能源转型的进度存在差异，为开展能源转型的国际合作带来了机遇。

➤ 从操作层面看，推动全球能源转型的国际合作面临四个方面的严峻挑战：一是全球气候治理南北分化日趋严重，形成全球可持续发展合力难度增大。二是能源转型领域内的南南合作，面临着多重障碍。三是经济和贸易摩擦以及地缘政治冲突导致能源市场波动加剧，增加了能源转型国际合作的风险。四是全球产供应链重组，为国际能源合作带来新挑战。

➤ 近几年，中国持续深化能源转型的国际合作，主要表现在以下三个方面：一是与世界主要经济体和广大的发展中国家一起，搭建高水平国际合作平台，建设更加紧密的能源合作伙伴关系，推动全球能源治理体系协调发展。二是以能源转型为重点共建绿色“一带一路”，共建大型能源基础设施，协助“一带一路”国家解决用电难、用电贵问题，助力所在国发展经济、增加就业。三是中国新能源技术快速进步和成本大幅下降，为世界各国能源转型提供新能源技术和装备，并向世界分享中国经验。

二、全球能源转型国际合作现状与面临形势

（一）全球能源转型国际合作逐步推进

在能源转型的每个阶段，目标明确的国际合作都是关键的推动因素。即使在当前地缘政治和地缘经济复杂的背景下，国际合作通

过降低行动难度，扩大行动效果，确保更快地过渡，使更容易获得和负担得起清洁技术和可持续的解决方案惠及更多的人，从而带来可观的收益。国际能源转型合作形式包括但不限于：合作开发和测试新技术和解决方案，加快创新；协调部署以发挥规模经济作用；以共同的需求信号降低市场不确定性和创造新市场，从而激励更大规模的投资；共同完善技术和财政援助政策以扩大解决方案的部署范围；协调标准以创造公平的竞争环境。

近年来，能源转型国际合作的亮点集中体现在扩大对发展中国家某些领域的资金和技术援助、标准制订以及联合研发计划方面。根据 IEA 等发布的《突破议程报告 2023》，发达国家对发展中国家电力、道路运输、氢和钢铁等部门的资金和技术援助规模扩大；在衡量钢铁、水泥和氢能等部门的排放和定义低碳产品的标准方面取得了一致；大多数部门的合作研究与开发举措也取得了进展，但仍需要与更广泛的国家更深入地分享学习成果。此外，政府间在强化承诺、参与行动和投入资源加强合作方面也取得了进展。

《突破议程报告 2023》主要关注了这些部门以及氢、跨领域的能源转型国际合作进展（表 15-1）。电力、道路交通、钢铁、建筑、水泥、农业等六个部门占温室气体总排放的 64%，其中，道路交通部门的贸易条件，钢铁部门的标准和定义，以及各部门的协调方面，取得了较显著的进展。

表 15-1 能源转型相关部门国际合作进展

	标准和认证	需求创造和管理	金融和投资	研究和创新	贸易条件	其他
电力		能源效率和标准倡议成员扩增，国家援助和技术能力建设	JETP 等公私承诺，开发创新金融工具，匹配平台进一步增长	公私部门倡议参与增加，联合创新项目和示范项目，倡议间的强化合作和知识交流		(基础设施) 区域电网倡议，跨境电力交换倡议等
氢能	IPHE、IEA 氢能技术合作项目等引领方法论发展	IRENA 建立绿色氢合作框架	UNIDO、世行和 IRENA 展示援助和融资最佳实践，世行建立氢促进发展伙伴关系	承诺在 COP28 框架下建立最佳实践交流机制，氢谷平台完成项目识别		
道路交通		全球电池联盟的 EV 电池供应链可持续性协作，UNECE 开发全生命周期 GHG 排	ZEVTC IAT 和清洁运输融资集体提供规划和技术帮助，GEF-7 GEMP 和世行 GCDT 扩大技术和金融支持		UNEP 通过 UNEA 授权收集政策导向数据	(基础设施) ZEVTC 建立充电设施部署合作工作组，ZEVWISE 联盟



	标准和认证	需求创造和管理	金融和投资	研究和创新	贸易条件	其他
		放测量方法学				共享知识
钢铁	公私倡议成员增多，排放核算方法学出现共识，近零排放钢铁定义逐渐趋同	CEM IDDI 等关键公私倡议成员增多，欧洲和北美之外的参与行动增加	CIF Industry 等新基金成立，LeadIT 和气候俱乐部等开始关注提高利润率	私营部门成功合作模式增多，NZIM 创新愿景等双边关系建立	WTO、OECD、气候俱乐部和 GASSA 等协议取得初步进展	
农业	农产品标准的区域协议存在，但没有全球共识		分析并制定 COP28 需要的气候金融路线图	AIM4C 承诺了更多的支持研发的基金	WTO 参加第 15 届全球食物和农业峰会的农业部长会议	(知识和技能) 转型政策对话持续举办，非洲农业政策领导对话
建筑	全生命周期碳评估已经出现，但发达国家间和私营组织的合作有限	强有力的综合采购活动和政策集中建筑用具和材料上，但不包括供暖、制冷、整	能效和电气化能效投资一直保持在高水平，但正在减速；国际金融机构等解锁了私营部门投资但依旧不足以	热泵、超绝缘和通风冷却等技术已有多个完善的协作研发平台		(知识和技能) 部门写作平台已经举办了多次建筑和工程培训项目

中国能源转型展望 2024

	标准和认证	需求创造和管理	金融和投资	研究和创新	贸易条件	其他
		个建筑或工程层面	支持匹配技术伙伴和合适的基金			
水泥	国际组织关于生产层面的排放核算标准对齐，正在研究定义低排放和近零排放产品	建立了公私平台加速需求侧承诺	已有支持水泥脱碳项目的国际金融组织，气候俱乐部和 LeadIT 等对提升对发展中国家金融和技术援助的关注增加	已有关注竞争前和应用创新的成功的私营合作，建立 NZIM 创新愿景支持国家层面合作		
跨领域	ISO 和 UN 高水平专家团队提供净零指南		建立和完善部门匹配平台，协调提升全球金融工具	创新愿景承诺对清洁能源工程和 221 个示范工程投资 940 亿美元	建立开放包容的贸易对话平台，WTO 对贸易和可持续兴趣增加	(部门间协调) 突破议程、景观图协调合作

注：红色表示进展微小，橙色表示进展适度，黄色表示进展较好，绿色表示进展很好，蓝色表示新合作建议，灰色表示此领域无合作建议。

IPHE (International Partnership for Hydrogen and Fuel Cells in the Economy): 国际氢能经济和燃料电池伙伴计划



CEM IDDI (Clean Energy Ministerial's Industrial Deep Decarbonisation Initiative): 清洁能源部长级工业深度脱碳倡议

JETP (Just Energy Transition Partnerships): 公正能源转型伙伴关系

ZEVTC (ZEV-Transition Council): 零排放车辆转型委员会

IAT (International Assistance Taskforce): 国际援助工作组

GEMP (Global Electric Mobility Programme): 全球电动汽车计划

GCDT (Global Facility to Decarbonise Transport): 全球低碳交通基金

CIF Industry (Climate Investment Fund Industry Decarbonization Program): 气候投资基金工业脱碳计划

LeadIT (Leadership Group for Industry Transition): 工业转型领导集团

NZIM (Net Zero Industries Mission): 净零愿景

AIM4C (Agriculture Innovation Mission for Climate): 农业气候创新愿景

ZEVWISE: 由荷兰政府、美国能源部、英国能源安全和净零排放部、UNEP 等政府部门和组织成立的伙伴关系

GASSA (Global Arrangement on Sustainable Steel and Aluminium): 钢铁和铝可持续发展全球安排

此外，作为能源和气候领域国际合作最有影响力的平台，《联合国气候变化框架公约》及其缔约方会议也就能源转型国际合作达成了突破性的进展。2023 年底举办的 COP28 完成《巴黎协定》首次全球盘点，并就减缓、适应、资金、损失与损害、公正转型等多项议题达成“阿联酋共识”。大会历史上首次就“转型脱离化石燃料”的路线图达成一致，并呼吁进一步扩大可再生能源规模，使用零碳和低碳燃料，以公正、有序和合理的方式从化石燃料“转型”等；同意通过气候“损失和损害”基金协议文本，确定了资金来源，以及资金由世界银行托管，该基金已投入开始运行；发达国家承诺为绿色气候基金、“最不发达国家基金”、“特别气候变化基金”和气候适应基金增资或注资；50 家油气公司签署承诺大幅削减油气生产产生的甲烷排放。

（二）全球能源转型国际合作亟待加强

2024 年 4 月，联合国发布的《2024 年可持续发展筹资报告》指出，联合国可持续议程 140 项目标中的约一半未能达到预期，能源气候相关目标进展尤为滞后。IEA 统计数据显示，目前全球仍有 7.6 亿人无法获得电力。

根据 IEA 等发布的《突破议程报告 2023》，在协调政策以创造清洁技术需求以及在可能对转型至关重要的领域建立贸易对话方面，还需要更近一步的努力。在大多数领域，主要务实合作计划覆盖的经济体的仍未达到全球市场的大多数。各种形式的合作都需要更强的政治承诺力度，包括分享最佳实践等软合作和协调标准和政策等硬合作。相对于前者而言，后者更难但却可以在调动投资和加速部署方面产生更大的收益。

绝大多数部门各方面的能源转型国际合作进展有限。具体来看，氢部门的需求创造和管理、研发和创新，农业部门的标准和认证、金融和投资、贸易条件，以及跨领域的贸易条件等方面，能源转型国际合作取得的进展非常有限；氢部门的标准和认证，电力、道路

交通和钢铁等部门的需求创造和管理，电力、氢、道路交通、钢铁和跨领域的金融和投资，电力、钢铁农业和跨领域的研发和创新，钢铁部门的贸易条件，电力和道路交通部门的基础设施，农业的知识和技能等方面取得的进展也一般。

尽管 COP28 在全球应对气候变化和能源转型方面取得了历史性的进展，但在很多关键议题方面留下了遗憾。例如，发达国家远未充分兑现气候承诺，尤其是发达国家对“损失与损害”基金的注资远不足以弥补发展中国家因自然灾害和海平面上升而承受的损失，并且发达国家的气候融资支持规模不足、速度太慢、分配不均一直不足以支持发展中国家实现清洁能源转型、应对并适应气候变化。

（三）全球能源转型国际合作面临挑战

在过去十年中，全球平均能源转型指数得分连续逐年上升，但过去三年增长变慢，主要原因在于转型过程中公平性和包容性面临的挑战日益增多。

气候治理南北分化日趋严重，形成全球可持续发展合力难度增大。气候变化是国际社会共同面对的挑战，需要各国共同携手应对。但世界经济复苏艰难，发展鸿沟不断拉大，气候治理领域南北分化不断加大。一方面，发达国家履行义务态度消极，回避、抵触向发展中国家提供资金、技术援助责任。另一方面，发展中国家仍面临较大经济发展压力，在缺乏资金、技术支持情况下，难以超越自身发展阶段解决生态环境问题。此外，由于各国所处发展阶段不同、面临的突出生态环境挑战不同、应对生态环境问题的迫切度不同，在应对生态环境问题上逐渐形成了不同利益集团，相互间诉求差异越来越大，难以形成可持续发展合力。

能源转型领域内的南南合作也面临着多重障碍。首先是资金和融资问题。非洲等地的可再生能源项目面临融资难题，缺乏足够的资金支持限制了其发展速度和规模。其次是基础设施和技术标准问

题。不完善的基础设施和高维护成本成为非洲等地区推广可再生能源面临的主要挑战之一；各国之间在技术标准上的不一致也增加了合作的难度。

宏观经济和地缘政治发展导致的能源市场波动进一步增加了能源转型国际合作的风险。随着全球地缘政治格局的演变，海外投资环境尤其是能源领域面临着前所未有的不确定性和不稳定性。政治和安全因素已成为国际能源合作的主要障碍，而地缘冲突的持续和多种安全风险的交织对全球供应链稳定性造成冲击。全球经济复苏的疲软进一步加剧了这一困境。能源价格波动影响了能源密集型产业的成本竞争力，补贴负担的增加对经济增长构成风险。物价上涨和债务负担上升使得能源转型的经济环境进一步恶化。尤其是 2022 年能源危机之后，各国吸取教训优先考虑能源安全问题，为了保障支撑经济发展的必需能源供给，不少国家降低了能源转型的优先级。

全球产业链供应链的重组也为国际能源合作带来了新挑战。贸易壁垒等保护主义的抬头导致合作集团的形成，使能源合作呈现地缘政治化趋势，导致基于资源优势的全球化产业分工出现断裂，从而增加了国际能源合作的成本和复杂性。此外，能源正逐渐被政治化、工具化和武器化，这一趋势改变了原本基于商业化和市场化的国际能源合作原则，对国际能源市场的稳定和企业的国际合作意愿构成挑战。

三、中国引领和参与能源转型国际合作状况

（一）全方位开展清洁能源合作

中国深化能源领域对外开放合作。中国始终坚持开放合作，推动互利共赢，全面发展同世界各国能源交往合作。全面实行准入前国民待遇加负面清单管理制度，大幅放宽外资准入，全面取消煤炭、油气、电力（除核电外）、新能源等领域外资准入限制。埃克森美孚、

通用电气、碧辟、法国电力、西门子、特斯拉等国际能源公司在中国的经营规模不断扩大，巴斯夫（广东）一体化基地、埃克森美孚石化综合体、中海壳牌乙烯三期、特斯拉上海储能超级工厂等重大外资项目相继在中国落地。中国利用外资质量不断提高的同时，外资企业也正共享中国能源高质量发展的红利。

中国新能源产业为全球能源转型提供绿色动力。中国发挥技术体系完备、超大规模市场等优势，推动新能源技术快速进步和成本大幅下降，为全球能源转型提供强大动力。IRENA 发布的《2024 年可再生能源装机容量统计》报告指出，过去 10 年，全球风电和光伏发电项目平均度电成本分别累计下降超过 60% 和 80%，主要归功于中国创新、中国制造、中国工程。中国质优价廉的风电、光伏产品已经出口到全球 200 多个国家和地区，为众多国家大规模开发利用清洁能源创造了有利条件。

中国能源转型的经验与世界分享。中国人口众多、人均能源资源拥有量相对较低，能源发展面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战。中国将推动经济社会发展全面绿色转型、加快建设新型能源体系作为应对挑战的战略取向，坚持节能优先、立足国内、绿色发展、多轮驱动，形成了全社会广泛参与、全产业链协同推进的绿色低碳发展新格局。中国致力于自身能源发展、消除能源贫困的同时，帮助发展中国家建设清洁能源项目，与 100 多个国家和地区开展绿色能源项目合作，有效提升全球能源可及性。积极组织开展能源绿色低碳领域多双边研修培训项目，围绕可再生能源资源评价、能源转型规划、清洁能源合作、能源技术创新等主题，已培训外方各类人员 1.2 万余人，为全球的可持续发展贡献中国力量。

（二）积极引领和参与能源治理国际合作

搭建高水平国际合作平台。积极筹办能源合作平台，组织召开苏州国际能源变革论坛、太原能源低碳发展论坛、东盟+3 清洁能源

圆桌对话。围绕推动构建全球清洁能源合作伙伴关系、能源变革合作途径、清洁能源新技术新模式新政策、能源安全目标下的全球能源绿色转型等议题进行深入交流，进一步凝聚绿色转型发展共识，助推全球能源转型和可持续发展。

建设更加紧密的能源合作伙伴关系。与 90 多个国家和地区建立了政府间能源合作机制，与 30 多个能源领域国际组织和多边机制建立了合作关系。推动中国—东盟、中国—阿盟、中国—非盟、中国—中东欧、中国—中亚和亚太经合组织可持续能源中心（APEC Sustainable Energy Center）等 6 大区域能源合作机制落地见效，能源国际合作“2+6+N”新体系不断构建完善，为推动全球能源发展贡献了中国智慧、中国力量。

推动全球能源治理体系协调发展。深度参与联合国框架下二十国集团、亚太经合组织、国际能源署、国际可再生能源署、上合组织、金砖等能源领域重要多边机制。先后成为国际可再生能源署成员国、国际能源署联盟国、国际能源宪章组织签约观察员国，成功主办二十国集团能源部长会议、亚太经合组织能源部长会议、金砖国家能源部长会议及作为主席国，成功主持国际可再生能源署第九次全体大会等重要国际活动，对外发布《上海合作组织成员国元首理事会关于维护国际能源安全的声明》《“一带一路”绿色能源合作青岛倡议》《加强亚太区域能源可及性》等系列重要文件，聚焦能源安全、能源转型和能源可及等重要议题，不断为全球能源治理贡献中国方案和中国智慧，国际能源影响力显著提升。

（三）共建绿色“一带一路”能源合作

完善共建绿色“一带一路”制度框架。中国先后发布《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》等政策，与共建“一带一路”国家、国际组织积极建立绿色低碳发展合作机制。目前，中国已与 31 个国家共同发起“一带一路”绿色发展伙伴关系倡议，与 32 个国家建立“一带一路”能

源伙伴关系,与超过40个国家的150多个合作伙伴建立“一带一路”绿色发展国际联盟。

高质量共建“一带一路”扎实推进。“一带一路”倡议提出十年来,一批重大能源基础设施项目建成投运,在更大范围实现能源资源优化配置,推动形成全球绿色能源合作新格局。俄罗斯亚马尔天然气项目、巴西美丽山±800千伏特高压直流输电项目、巴基斯坦卡拉奇K2/K3核电站、卡洛特水电站等标志性合作项目相继建成投产,能源资源贸易量稳中有升。

绿色成为共建“一带一路”底色。中国在共建“一带一路”国家的绿色低碳能源投资已经超过传统能源。绿色能源合作典型案例如专栏15-1所示。通过一大批绿色、低碳、可持续风电、太阳能发电项目,有效解决了所在地区用电难、用电贵等问题,助力所在国发展经济、增加就业,为各国和各国人民带来了实实在在的好处。苏丹镑、几内亚法郎、斯里兰卡卢比等共建国家货币上,均展示着中国能源企业在海外筑建的能源合作项目,“一带一路”能源合作正架起共建国家民心相通的新桥梁。

专栏 15-1：共建“一带一路”绿色能源合作典型案例

一、阿联酋——**艾尔达芙拉 PV2 太阳能电站项目**。在距离阿联酋首都阿布扎比数十公里远的一片沙漠上，一排排整齐挺立的光伏面板在蓝天下迎着阳光格外耀眼。这是中企投资和承建的艾尔达芙拉 PV2 太阳能电站，占地面积约 21 平方公里，相当于 3000 个标准足球场大小，总装机容量 2.1 吉瓦，是迄今为止全球最大的单体太阳能电站，它们输出的绿色能源，能满足阿布扎比 16 万户家庭的用电需求。

二、柬埔寨——**桑河二级水电站项目**。桑河电站大坝全长 6.5 公里，有“亚洲水电第一长坝”之称。水电站由中国华能控股的华能澜沧江公司开发，桑河二级水电有限公司负责运营，是“一带一路”建设和柬埔寨能源建设重点项目。2018 年 10 月投产以来，每年为柬埔寨提供近 20 亿千瓦时的清洁能源，总装机容量约占柬埔寨全国发电量的 20%，有效缓解了柬埔寨电力供应紧张问题。

三、匈牙利——**考波什堡 100 兆瓦光伏电站项目**。由中国企业投资兴建的匈牙利考波什堡 100 兆瓦光伏电站，是匈牙利最大的光伏电站项目。上万块太阳能光板在太阳的照射下熠熠闪光，每年可发电 1.3 亿度，帮助匈牙利节约 4.5 万吨标准煤，减少 12 万吨二氧化碳排放，助力匈牙利提升清洁能源的利用水平，增加能源自给度。

（四）携手合作共同保障能源安全

持续提升能源基础设施互联互通水平。能源基础设施是提升能源安全供应保障能力、促进能源低碳转型的重要基础。中国积极推进能源基础设施互联互通合作。一是强化与周边国家油气管道设施互联互通。中国—中亚天然气管道、中缅原油天然气管道、中俄东线天然气管道等跨境油气管道建成投运，推动形成中亚—俄罗斯、中东、非洲、美洲、亚太五大油气合作区，有效促进了全球油气贸易稳定，提升了油气生产国与消费国共同安全。二是加强电网互联互通。中国与周边 7 个国家实现电力互联，特别是与东盟国家建成 13 回 110 千伏以上高电压等级跨境输电线路，以跨境电网为基础，与东盟国家在昆明构建了“互联网+”跨境电力交易平台，利用跨境通道容量与缅甸、老挝、越南开展市场化交易，有效提升了区域内

电力互济互保，并促进了可再生能源消纳。

助力稳定全球清洁能源产业链供应链安全。能源转型是一个复杂的发展进程，需要强有力的清洁能源产业链供应链支撑，需要加强上下游合作。清洁能源供应链涉及原材料的开采、关键零部件制造、设备整装、运输物流等各个环节，各国在清洁能源产业链供应链中深度融合，中国离不开世界，世界也离不开中国。中国出台鼓励外商投资产业目录，加大对先进制造业、高新技术、清洁能源等领域外商投资的支持政策，持续促进能源贸易和投资自由化便利化，吸引各国企业共同参与清洁能源产业链供应链建设。中国在践行双碳目标的同时，有效的推动了新能源技术创新迭代发展，实现了相关装备制造成本大幅下降，为全球贡献了大量的风电机组关键零部件和光伏多晶硅、硅片、电池片、组件等，为全球清洁能源产业提供了优质的中国制造、稳定的中国供给。

积极应对全球气候变化挑战。地球是人类赖以生存的唯一家园，气候变化是全人类面临的日益严峻的共同威胁。中国积极参与全球气候治理，推动《巴黎协定》达成、签署、生效和实施，呼吁共同坚守《巴黎协定》，不能轻言放弃，为共同应对气候变化指明了方向，注入强劲动力。中国积极践行应对气候变化务实行动，作出“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”的庄严承诺，宣布不再新建境外煤电项目。中国认真落实气候变化领域南南合作政策承诺，支持最不发达国家、小岛屿国家、非洲国家和其他发展中国家应对气候变化挑战。多年来，中国通过建设低碳示范区，援助气象卫星、光伏发电系统和照明设备、新能源汽车、环境监测设备、清洁炉灶等应对气候变化相关物资，帮助有关国家提高应对气候变化能力。

参考文献

- [1] 郭敏晓.化石能源减量对减污降碳贡献度的定量评估[J].生态经济,2023,39(10): 184-190+207.
- [2] 刘伟明. 环境污染的治理路径与可持续增长：“末端治理”还是“源头控制”？[J]. 经济评论, 2014(6): 41-53.
- [3] 吴戈,胡靖.区域大气污染防治：源头控制还是末端治理：全要素生产率分解视角[EB/OL]. (2020-11-05) [2023-07-13]. <https://fzyjy.swufe.edu.cn/info/1094/2257.htm>.
- [4] 方恺.足迹家族：概念、类型、理论框架与整合模式[J]. 生态学报,2015,35(06):1647-1659.
- [5] 何津津.基于生命周期评价的光伏发电碳排放研究[D]. 江苏：南京航空航天大学, 2017.
- [6] 翁琳,陈剑波.光伏系统基于全生命周期碳排放量计算的环境与经济效益分析[J].上海理工大学学报,2017,39(03):282-288.
- [7] 德勤,远景能源.光伏产业碳足迹及低碳发展报告. 2024.
- [8] 向宁,王礼茂,屈秋实,熊琛然,王博.基于生命周期评估的海、陆风电系统排放对比[J].资源科学,2021,43(04):745-755.
- [9] 闫兴国,杨芳,焦在强. 基于全生命周期的陆上风电场项目碳足迹核算与分析[J]. 节能与环保,2023,(09):30-34.
- [10] DELSONTRO T, DEL GIORGIO P A, PRAIRIE Y T . No longer a paradox: the interaction between physical transport and biological processes explains the spatial distribution of surface water methane within and across lakes[J]. Ecosystems,2018, 21(6):1073-1087 .
- [11] 李哲,王殿常. 从水库温室气体研究到水电碳足迹评价：方法及进展[J]. 水利学报, 2022,53(02):139-153.
- [12] 李雨晨.长江上游大中型水利水电工程全生命周期碳足迹核算[D]. 重庆交通大学, 2022.
- [13] 张社荣,庞博慧.基于碳足迹理论的大型水电枢纽工程环境排放分析[J].水力发电学报,2015,34(04):170-176.
- [14] 刘宇,任品桥,郑焱,等.水力发电生命周期评价及碳足迹区域化分析[J].北京工业大学学报,2024,50(03):282-289.
- [15] 李雨晨,秦宇,杨柳,等.长江上游大中型水库碳排放量估算与分析：以 IPCC 国家温室气体清单指南为基础[J].湖泊科学,2023,35(1):131-145.
- [16] LI Z, DU H, XU H, et al . The carbon footprint of large- and mid-scale hydropower in China: Synthesis from five China’s largest hydro-project [J]. Journal of Environmental Management, 2019, 250: 109363 .
- [17] 刘含笑,单思珂,梁丁宏,等.生活垃圾焚烧发电碳足迹量化评估 [J/OL]. 能源环境保护, 2024,38(03):125-134.
- [18] 赵军,尹洪梅,王永真,等.基于全生命周期地热发电系统的环境影响评价[J].热科学与技术, 2019, 18 (06): 504-510.
- [19] 杨天祎. 中国生物乙醇水足迹与碳足迹研究[D]. 西北农林科技大学, 2021.
- [20] 黄阮明,费斐,李灏恩,等.基于全生命周期法的储能技术减排降碳效益评估[J]. 电力与能源, 2024, 45 (02): 71-76.

- [21] 中国电动汽车百人会.中国氢能产业发展报告 2020[R]. 中国电动汽车百人会, 2021.
- [22] 黄小娱,谢明辉,李晓蔚,等.典型氢能产品生命周期评价和碳足迹比较[J/OL]. 环境科学, 1-17.
- [23] 喻梦伊,汪飞.氨基绿色工业产品和传统工艺的全生命周期碳足迹对比评估[J]. 江苏科技信息, 2024, 41 (07):122-127.
- [24] CHOE C, CHEON S, KIM H, et al. Mitigating climate change for negative CO₂ emission via syngasmethanation: techno-economic and life-cycle assessments of renewable methane production [J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023(185) : 113628.
- [25] 王明华,陈泽宇,王雯,等.面向不同应用场景的中国氢能制储运用全产业链碳足迹分析[J]. 洁净煤技术, 2024, 30 (05): 1-12+187.
- [26] Ali and Kumar,2017.Development of water demand coefficients for power generation from renewable energy technologies[J].*Energy Conversion and Management*,143:470–481.
- [27] 袁旭,陆颖,何开为,等.澜沧江中下游干流水电开发水足迹研究[J]. 水电能源科学, 2018, 36 (06): 37-39+5.
- [28] 朱艳霞,纪昌明,周婷,等.梯级水电站群发电运行的水足迹研究[J]. 水电能源科学, 2013, 31 (02): 87-90.
- [29] 刘仕远,2018.基于混合生命周期模型的非电能源低碳转型耗水影响研究[D].北京:清华大学.
- [30] Zhu et al,2019.Water use of a biomass direct-combustion power generation system in China: A combination of life cycle assessment and water footprint analysis[J].*Renewable and Sustainable Energy Reviews* 115:109396.
- [31] 姚东,2022.基于可再生能源的清洁燃料汽车生命周期评价研究[D].山东:青岛科技大学.
- [32] 陈馨.典型制氢工艺生命周期碳排放对比研究[J].当代石油石化,2023,31(01):19-25.
- [33] 蔡博峰, 李琦, 张贤, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2021)—中国 CCUS 路径研究[R]. 生态环境部环境规划院, 中国科学院武汉岩土力学研究所, 中国 21 世纪议程管理中心. 2021.
- [34] 张贤,许毛,徐冬,等.中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估[J].中国人口·资源与环境,2021,31(12):1-11.
- [35] 陈起阳. CCUS 技术水耗研究及其应用潜力分析[D].浙江大学, 2021.