



CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

中国能源转型展望

2023

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）项目组的研究观点，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。

**“中国将力争 2030 年前实现碳达峰、
2060 年前实现碳中和，这需要付出艰苦努力，
但我们会全力以赴。”**

习近平主席

在第七十六届联合国大会一般性辩论上的讲话

2021年9月21日

前言

2020年9月22日，习近平主席在第七十五届联合国大会一般性辩论上的讲话中指出，《巴黎协定》代表了全球绿色低碳转型的大方向，是保护地球家园需要采取的最低限度行动，各国必须迈出决定性步伐。同时，习近平主席庄严宣布中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，力争于2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。此后，中国相继发布了重点领域和行业碳达峰实施方案和一系列支撑保障措施，构建起了碳达峰碳中和的“1+N”政策体系。如今，碳达峰碳中和目标已成为中国未来发展的坚实基础，其影响不仅局限于能源和环保等领域，还将引领经济社会各方面发生深层次变革。

与此同时，近两年多来的国际形势发展也清楚表明，气候变化不是某个遥远的未来风险，而是此刻摆在全人类面前的严峻现实。气候变化的后果日益严重，极端天气事件频发，已直接威胁到包括中国在内的许多国家的经济社会发展和人民生计。气候变化影响已渗透到人们日常生活的方方面面，也直接影响着能源供应的安全性。可以预见，气候变化对能源安全的影响很可能在未来几年内进一步深化。因此，我们必须采取果断有效的措施，更加积极主动地应对全球气候危机，确保实现《巴黎协定》所确定的温升控制目标。

除了气候危机以外，能源安全问题也再次成为各国共同关注的焦点。获得稳定的能源供应关系到经济社会发展的稳定，关系到民生福祉，是政策制定者优先考虑的重要问题。能源系统的绿色低碳转型与保障能源安全并不相悖，但转型的每个步骤，都必须充分考虑如何同时维护好能源系统的安全性、经济性和环境友好性。

《中国能源转型展望2023》（CETO 2023）在分析中国实现碳达峰碳中和目标、践行巴黎协定的同时，着力阐明了在能源转型整体过程中如何保障能源安全，如何以最优路径和选择获得更好的成本效益等问题。

报告通过一个参考情景和两个碳中和情景探讨了中国未来能源转型道路。这些情景展示了实现上述目标的不同路径，以及未来能源系统可能采用的不同技术选择。

除情景分析外，CETO 2023还开展了关于能源安全、碳定价、控制甲烷排放和具体项目实施经验等专题分析。作为能源研究所（ERI）与丹麦能源署（DEA）之间国际合作的一部分，报告还介绍了丹麦的能源转型经验。

CETO 2023是智库研究报告，探索研究实现碳中和的路径，每年会根据上年发展实际情况和对未来技术发展的最新判断更新发布。我衷心希望这份报告能为中国和全球短期内的政策制定提供有益的决策参考，并促进人类迈向一个更可持续、更加繁荣、更加安全的共同未来。

在此，我要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编写过程中付出的不懈努力和专业贡献，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，要感谢丹麦能源署、哥伦比亚大学全球能源政策中心（CGEP）、Ea能源分析机构（Ea）以及挪威开发合作署（Norad）对本研究的大力支持和宝贵建议，更要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顺利开展中国能源转型展望研究和编写展望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 2023》阅读指南	11
摘要	13
中国能流图	18
第一部分 能源转型现状	22
1 全球应对气候变化和能源转型面临新形势新挑战	23
1.1 主要结论	23
1.2 全球气候变化影响日益严重	24
1.3 地缘政治加剧能源供需失衡，能源转型困难挑战增加	27
1.4 碳中和共识进一步增强，能源系统韧性成为新宠	28
2 中国持续推进能源转型为碳达峰碳中和提供有力支撑	32
2.1 主要结论	32
2.2 能源消费保持增长，能源强度稳步下降	33
2.3 清洁能源开发力度加大，开创能源发展新格局	37
2.4 煤炭煤电绿色低碳转型，保安全稳经济惠民生	39
2.5 电力消费增长较快，调节能力储备能力增强	41
2.6 低碳技术创新加速推进，现代能源体系建设提速	42
第二部分 中国能源系统净零排放路径	46
3 2060 年中国能源转型路径	47
3.1 主要结论	47
3.2 中国能源转型的情景设计	48
3.3 主要情景假设与边界条件	50
3.4 部门能源转型的主要政策	57
3.5 情景分析的主要结论	60
4 终端用能部门能源转型	84
4.1 主要结论	84

4.2	总体趋势.....	86
4.3	工业部门.....	88
4.4	交通运输部门.....	95
4.5	建筑部门.....	109
5	电力部门转型.....	115
5.1	主要结论.....	115
5.2	电力供需结构转型.....	117
5.3	风电和光伏发展.....	124
5.4	灵活性资源的调节作用.....	131
5.5	跨区电力互济与电网格局优化.....	137
5.6	电力市场改革.....	139
5.7	碳捕集与封存和负碳技术的必要性.....	144
6	中国能源转型的社会经济影响评价.....	147
6.1	主要结论.....	147
6.2	评价方法.....	147
6.3	中国能源转型对社会经济发展的影响.....	153
6.4	地方能源转型案例——北京市能源转型的环境影响分析.....	163
	第三部分 主题分析.....	167
7	在经济发展、能源绿色转型过程中保障能源安全.....	168
7.1	主要结论.....	168
7.2	近十年中国推进能源发展的战略思路.....	169
7.3	2022年中国能源保供的基本形势.....	173
7.4	中国保障能源供应的政策与成效.....	179
8	中国碳定价的现状和展望.....	188
8.1	主要结论.....	188
8.2	国际碳定价发展现状.....	189
8.3	逐步发挥碳市场在碳减排中的核心作用.....	192
8.4	发展有中国特色的隐性碳定价政策.....	199
8.5	积极参与全球碳定价.....	203

9	控制甲烷排放	207
9.1	主要结论.....	207
9.2	甲烷作为温室气体的特点.....	207
9.3	全球甲烷排放.....	210
9.4	中国甲烷排放.....	212
9.5	中国控制甲烷排放的政策措施与行动.....	212
9.6	欧美控制甲烷排放进展.....	217
9.7	全球甲烷承诺.....	219
10	中国主要区域能源转型成就和趋势	221
10.1	主要结论.....	221
10.2	长江经济带区域.....	223
10.3	粤港澳大湾区.....	227
10.4	长江三角洲区域.....	232
10.5	京津冀地区.....	238
10.6	黄河流域.....	243
11	丹麦能源转型政策及最佳实践	250
11.1	主要结论.....	250
11.2	丹麦气候工作现状和发展前景.....	251
11.3	丹麦气候政策和能源转型政策.....	254
11.4	丹麦能源转型面临的挑战.....	263
11.5	丹麦能源转型最佳案例研究.....	265
12	绿色金融助力中国能源转型	271
12.1	主要结论.....	271
12.2	全球绿色金融发展状况.....	272
12.3	中国绿色金融发展现状.....	276
12.4	中国支持绿色发展和能源转型的绿色金融政策.....	279
	参考文献	282

CETO 2023 课题组

课题组组长

王仲颖

国内首席专家

韩文科

课题组副组长

白 泉 赵勇强

国际首席专家

Kaare Sandholt（单国瑞）

课题组成员

中国宏观经济研究院能源研究所

科研外事处

苏 铭

能源效率研究中心

谷立静 张建国 符冠云 伊文婧

裴庆冰 田聿申 刘政昊

可再生能源发展研究中心

郑雅楠 安 琪 何 则 刘 坚

陶 冶 时璟丽 胡润青 钟财富

能源环境与气候变化研究中心

杨宏伟 郭敏晓 谭琦璐

能源经济与发展战略研究中心

高 虎 田 磊 李 际 杨 晶

蒋茂荣 刘 凡 李 海 王嘉懿

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

能源系统分析研究中心

王 娟

国际能源合作研究中心

刘建国

办公室

侯文森

管理支持

张思遥 李 楠 樊丽娟 高莲娜 于 霏 王 月

丹麦能源署 (DEA)

Ulrik Eversbusch, Jens Hein, Xu Jie (许洁), Wang Xinnan (王心楠), Matteo D'Andrea, Francesco Lovat Arranz, Mourad Boucenna, Konstantinos Athanasiou

Ea能源分析 (Ea)

Lars Bregnbæk, Phil Swisher, Anant Atul Visaria, Lars Pauli Bornak, Luis Boscán

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 Half, Robert L. Kleinberg, Raymond C. Pilcher, Olexandr Balyk

挪威开发合作署 (Norad)

Geir Yngve Hermansen

课题组对提供研究建议的以下机构致谢：

中国可再生能源学会风能专委会、中国光伏行业协会、清华大学、中国人民大学、中华全国工商业联合会新能源商会、北京国宏新能咨询有限公司、中国宏观经济研究院社会发展研究所、路孚特公司。

缩略语

ACER	欧洲能源监管合作署
AR5	IPCC 第五次评估报告
AR6	IPCC 第六次评估报告
BECCS	生物能源碳捕集与封存
BLS	参考情景
CBAM	碳边境调节机制
CCER	中国核证自愿减排量
CCS	碳捕集与封存
CCUS	碳捕集、利用与封存
CDM	清洁发展机制
CETPA	中国能源转型政策评价
CETO 2023	中国能源转型展望报告 2023
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
CH ₄	甲烷
CIFF	儿童投资基金会（英国）
CM	容量机制
CNS1	碳中和情景 1
CNS2	碳中和情景 2
CO ₂	二氧化碳
COP	联合国气候变化框架公约缔约方大会
CPI	消费者价格指数
CSO22	2022 年丹麦气候状况与展望
DAC	直接空气捕集
DCCC	丹麦气候变化委员会
DEA	丹麦能源署
DR	需求侧响应
DRI	技术和氢基直接还原铁
DSO	配电系统运营商
Ea	Ea 能源分析
EAF	电弧炉
EDO	电力与热力部署优化模型
EHB	欧洲氢骨干网

ENTSO-E	欧洲输电系统运营商网络
ERAA	欧洲资源充裕度评估
ERI	中国宏观经济研究院能源研究所
ESG	环境、社会和治理
EV	电动汽车
Fit for 55	“减碳 55%”一揽子计划
GDP	国内生产总值
GHG	温室气体
GIP	“一带一路”绿色投资原则
GMP	全球甲烷承诺
GWP	全球变暖潜能值
ICPF	国际碳地板价
IEA	国际能源署
IIJA	美国基础设施投资和就业法
IMEO	国际甲烷排放观测站
IMF	国际货币基金组织
IPCC	政府间气候变化专门委员会
IRA	美国通货膨胀削减法案
IRENA	国际可再生能源署
LCOE	平准化度电成本
LNG	液化天然气
LULUCF	土地利用、土地利用变化和林业
MGP	甲烷减排指导原则
MRV	监测、报告和核查
NBS	国家统计局
NDC	国家自主贡献
NGFS	央行与监管机构绿色金融网络
Norad	挪威开发合作署
NREL	美国国家可再生能源实验室
OECD	经济合作与发展组织
OGMP	油气甲烷伙伴关系
PHEV	混合动力汽车
ppbv	十亿分比
PRI	联合国责任投资准则
PtX	电制燃料
REPowerEU	重新赋能欧盟

SBN	可持续银行网络
SDM	可持续发展机制
SFDR	可持续金融信息披露条例
tce	吨标准煤
TROPOMI	对流层观测仪
UNFCCC	联合国气候变化框架公约
V2G	电动汽车车网互动

《中国能源转型展望 2023》阅读指南

《中国能源转型展望2023》（CETO 2023）由摘要和三大部分组成。

第一部分简要概述了全球气候危机和能源发展形势（第一章），重点阐述了近年来发展趋势，并概述了中国能源体系发展情况和政策现状（第二章）。

第二部分对2060年实现碳中和的中国能源系统转型进行了基于模型的情景分析¹，由四个章节构成。第三章总结了能源系统转型整体情况，包括展望提出的三个情景的框架设计及假设。第四章深入探讨了各个终端用能部门的能源消费路径，包括工业、建筑、交通和其他部门。第五章根据电力部门模型模拟结果对电力部门展开详细分析。第六章分析了能源转型的社会经济影响。

第三部分包含了未基于第二部分模型情景分析的六个热点主题章节。第七章描述了中国能源安全政策与形势，第八章分析了中国碳定价的最新进展，第九章阐述了全球和中国控制甲烷排放进展，第十章分析了中国区域能源转型相关趋势与案例，第十一章总结了丹麦的能源和气候政策发展情况，第十二章探讨了绿色金融对能源转型的重要性。



¹ 如无特殊说明，报告第二部分四个章节相关数据（包括基年数据）基于 CETO 数据库及模型测算。

摘要部分总结了展望报告的分析要点，包括第二部分情景分析的关键发现，可作为全报告的独立摘要阅读。第二部分的四个章节详细阐述了CETO情景分析的综合结论和具体发现，读者可以全面且深入的了解展望情景的设计细节和部门的详细结论。第三部分的每个章节都可以独立阅读，便于读者了解各个主题的具体内容。

祝您阅读愉快！

我们非常欢迎您对展望提供反馈。请将您的反馈意见发送到以下邮箱：ceto2023@cet.energy。

摘要

能源系统的三种情景

《中国能源转型展望2023》（CETO 2023）的分析基于中国在2060年前实现碳中和的基本出发点。与过去的低碳发展相比，实现碳达峰碳中和是一场更加广泛而深刻的经济社会系统性变革。2060年前实现碳中和，既要求大幅提升能源效率、加快发展非化石能源，还要求进一步开发碳汇或负碳排放技术以实现全社会的碳中和。

CETO 2023在碳达峰碳中和“1+N”政策体系的基础上，深入分析了包括各个终端用能部门、加工转换部门在内的能源系统转型情景，重点关注实现碳中和目标的路径及其可行性。课题组采用中国终端能源需求分析模型（ERI-LEAP）、中国电力部署优化模型（ERI-EDO）和中国能源转型社会经济影响评价模型（CETPA）分别分析了终端能源消费、电力供应、能源环境与社会影响，将经济发展、碳减排和能源安全等多重目标进行统筹分析。这意味着中国能源转型既要服务于实现碳达峰碳中和目标，又要推动经济高质量发展，满足人民美好生活需要，建设美丽中国，最终实现人与自然和谐共生的中国式现代化。在这个过程中，以新型电力系统为核心，构建清洁低碳、安全韧性、灵活智能、经济高效、普惠共享的新型能源体系，对实现碳达峰碳中和至关重要。

CETO 2023在对2060年前中国能源体系发展的分析中，设置了三种不同情景。

参考情景（BLS）是以当前能源系统发展趋势进行外推的情景，并以实现《巴黎协定》确定的本世纪将全球平均气温上升控制在2摄氏度之内的愿景进行倒逼。在分析过程中，考虑当前世界范围内发生的政治、经济冲突，也包括重点区域、重点国家提出的新政策，对由此可能对新能源与可再生能源产业发展、全球及中国能源转型的影响进行分析，提出转型力度相对更小的中国能源转型参考情景，用于提供与两个碳中和情景进行定量比较的参考。

两个碳中和情景有一个共同的前提条件，即世界各国紧密团结、齐心协力共同履行《巴黎协定》，以更大的力度实现《巴黎协定》确定的“将全球平均气温上升控制在低于2摄氏度之内，并努力控制在1.5摄氏度之内”的目标。两个碳中和情景都以中国在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和作为倒逼目标，但能源系统实现净零排放的路径选择和时间上存在差异。

碳中和情景1（CNS1）的策略是大力发展可再生能源，到2055年，生物质能发电和遗留的煤电、天然气发电机组全面采用碳捕集、利用与封存（CCUS）技术，力争能源系统2055年前后实现净零排放。

碳中和情景2（CNS2）的策略是在大力发展可再生能源的基础上，需要进一步扩大风电和光伏发电装机容量，煤电机组发电小时数和发电量下降更快直至自然退役，2055年前，生物质能发电和遗留的天然气发电机组逐步采用CCUS技术，力争能源系统2055年前实现净零排放。



情景分析的主要发现

情景分析可以归纳出以下主要发现：

全球能源和气候形势迫切需要加速推进全球能源转型。两种碳中和情景（CNS1和CNS2）都表明，**能源系统绿色低碳转型发展能够保障中国在2060年前实现碳中和**。在碳中和情景1（CNS1）下，能源系统在2055年前后实现净零排放，而在碳中和情景2（CNS2）下，能源系统在2055年前实现净零排放。与此同时，到2060年，中国经济规模增长到2021年水平的四倍以上，2060年一次能源消费总量则仅为2021年水平的60%左右。

BLS情景是一种参考情景，由于全球政治经济局势的动荡和变化加剧，能源转型的困难挑战和不确定性有所增加。BLS情景下，化石燃料消费量2030年后有所降低，但化石燃料消费量无法在2060年降至很低水平。这意味着需要更强有力的、全球携手努力的政策，推动能源系统加快转型。

能源效率的大幅提升是实现碳中和的前提和基础，实现终端用能高比例电气化是能源绿色低碳转型发展的必要条件。终端用能部门和能源供给部门全面提升能源效率，可以降低能源消费总量，实现经济发展和能源需求脱钩，这意味着中国的能源效率需要持续提高。终端用能行业的高比例电气化和电制氢规模化发展是拉动用电量更快提升的主因。在工业、交通和建筑领域推行电气化，有助于降低终端用能部门的化石燃料消费。电力部门从火力发电向风能和太阳能发电转变，可以降低能源供给部门的能源加工转换损失。CNS2情景下，到2060年，中国经济规模将增长四倍左右，但终端能源消费量会下降到2021年的64%，一次能源消费量下降到2021年的56%；终端部门电气化率达到66%。全社会用电量达到20.2万亿千瓦时。

可再生能源跨越式发展助力新型电力系统加快建成，风电和光伏大规模发展。在能源系统实现净零排放的路径中，无论是CNS1还是CNS2情景，到2060年，可再生能源在一次能源供给中的占比都将超过74%。电力系统全面实现清洁转型，以风电和光伏为主的可再生能源成为主体电源，装机规模化增加，成为便宜、充足的低碳能源，2060年可再生能源占总发电量的94%以上。剩余部分由核能承担。这意味着在煤电转型的前提下，能源结构的深度脱碳和全面转向非化石能源是实现能源系统净零排放的必要条件。

煤电将经历从基荷电源向灵活性调节电源的转型。CNS1和CNS2情景都表明，寿命期内煤电机组在一定的技术支撑下，年运行小时数逐步减少，将有效降低能源系统转型成本，是处理好发展与安全、实现中国能源系统净零排放的有力措施。在电力系统中，煤电将经历一个角色转变的过程，2040年前煤电灵活性改造全面完成。2040年后，随着现役机

组接近运行寿命，煤电机组陆续退役，煤电的运行小时数降至1000小时以下。2050年后，两个CNS情景的煤电发电量均趋于极低水平，电力系统不再依赖煤电作为供电主力，但部分退役机组退而不拆，开展必要的运维保养，保持备用状态，发挥应急备用作用。

核电作为一种重要的低碳基荷电源，发挥积极稳定的作用。在所有情景中，预计核电装机容量将稳步增长，到2040年左右达到1.2亿千瓦，分布在我国沿海地区，承担基荷作用，运行小时数较高。

天然气需求增长放缓，在能源消费中的地位逐步调整。情景分析显示，可再生能源的快速发展使中国避免了油气高增速高比例发展的阶段。在电力部门，风电和太阳能发电成本迅速降低，天然气价格相对昂贵，同时燃煤发电机组在近中期转向用于电力系统调峰，综合制约了天然气发电需求增长，天然气主要用于终端用能部门。此外，生物质气在发电、工业、交通等领域的发展应用，可以替代部分天然气的潜在需求。三个情景下，2060年天然气在一次能源需求总量中的比重下降至不到7%。

建立新型电力系统需系统统筹、多元平衡，同时构建高度智能化的电网新形态，新型储能、需求侧响应和智慧能源系统是保障电力系统安全的关键所在。新能源可再生能源大力发展下，电网形态不断优化，形成“西电东送、东电西济，北电南送、南北互供”的电网新形态。新型储能、需求侧响应和智慧能源系统更加有效的整合大规模、间歇性、波动性的可再生能源，满足未来电力用户的需求，特别是在电力峰值负荷时发挥关键作用。电化学储能、电动汽车车网互动（V2G）、压缩空气储能等新型储能技术将作为抽水蓄能电站、水库调峰电站的重要补充，未来可以逐步替代燃煤机组的调峰功能。CNS2情景下，2021-2035年新型储能技术的年均增长率为26%，发展规模倍增式增长。2030-2060年期间，V2G将大规模普及，年均增长率可以达到14%左右。2060年，抽水蓄能、新型储能和需求侧响应成为电力系统的主力调节资源，电动汽车储能对电力系统的稳定运行发挥重要作用，绿氢在支持工业转型的同时，也通过制氢平衡电力系统负荷。

碳捕集与封存（CCS）是实现碳中和的重要选项和“最后手段”。

CCS技术将主要用于消除难以深度脱碳部门的碳排放，作为燃煤发电和燃气发电机组降低碳排放的技术支撑。与生物质发电结合在一起的生物能源碳捕集与封存（BECCS）技术，可以为实现电力系统净零排放提供新的解决方案。

过度依赖CCS技术实现碳中和存在巨大风险。情景分析显示，CCS技术自身存在一定技术局限性，过度依赖CCS技术带来的潜在问题和风险值得警惕。首先，CCS技术实现碳捕集、压缩、运输和封存过程，需要消耗大量电力和热力，必将降低燃煤燃气发电厂的效率，带来更多额外碳排放，加大CCS系统的工作负荷。其次，即使是加装了CCS技术的燃煤或燃气电厂，也很难实现100%的二氧化碳捕集。因此，实现碳中和必须还要依靠其他碳移除技术（如价格更高昂的直接空气捕获技术，简称DAC技术）或者森林碳汇，这意味着无法实现能源系统的净零碳排放。第三，CCS技术对地质条件要求很高，一百年或更长时间内储存的二氧化碳是否会泄露，也需要更多实验、更长时间来验证，对当地地下环境和地表环境是否带来新的影响，也需要进一步检验。

绿氢发挥零碳原料和零碳燃料的双重作用。绿氢的开发和利用，对难以深度脱碳的部门（如钢铁行业、石化行业）具有重要意义。氢可作为还原剂，替代炼铁过程中所需的焦炭，也作为原料，替代合成氨生产过程中的煤炭。氢能还能在交通运输领域替代汽油、柴油等石油产品。此外，氢可用于生产其他电制燃料（PtX），在航空和航运中发挥替代燃料作用。在各种情景下，氢的需求量将持续增长，与制氢相关的电力消费量也持续增加。

能源绿色低碳转型是实现中国社会经济可持续发展的必然选择。实现碳达峰碳中和目标是一场广泛而深刻的系统性变革，能源转型在其中发挥重要作用。随着清洁能源技术的倍增式、跨越式发展，不仅促进绿色产业壮大发展，还将创造更多的绿色就业机会，并显著提高大气污染物的源头减排效果。能源转型在提供能源安全高效保障的同时，与产业升级相互促进，推动经济高质量发展，贡献于实现多元化可持续发展目标。

中国能流图

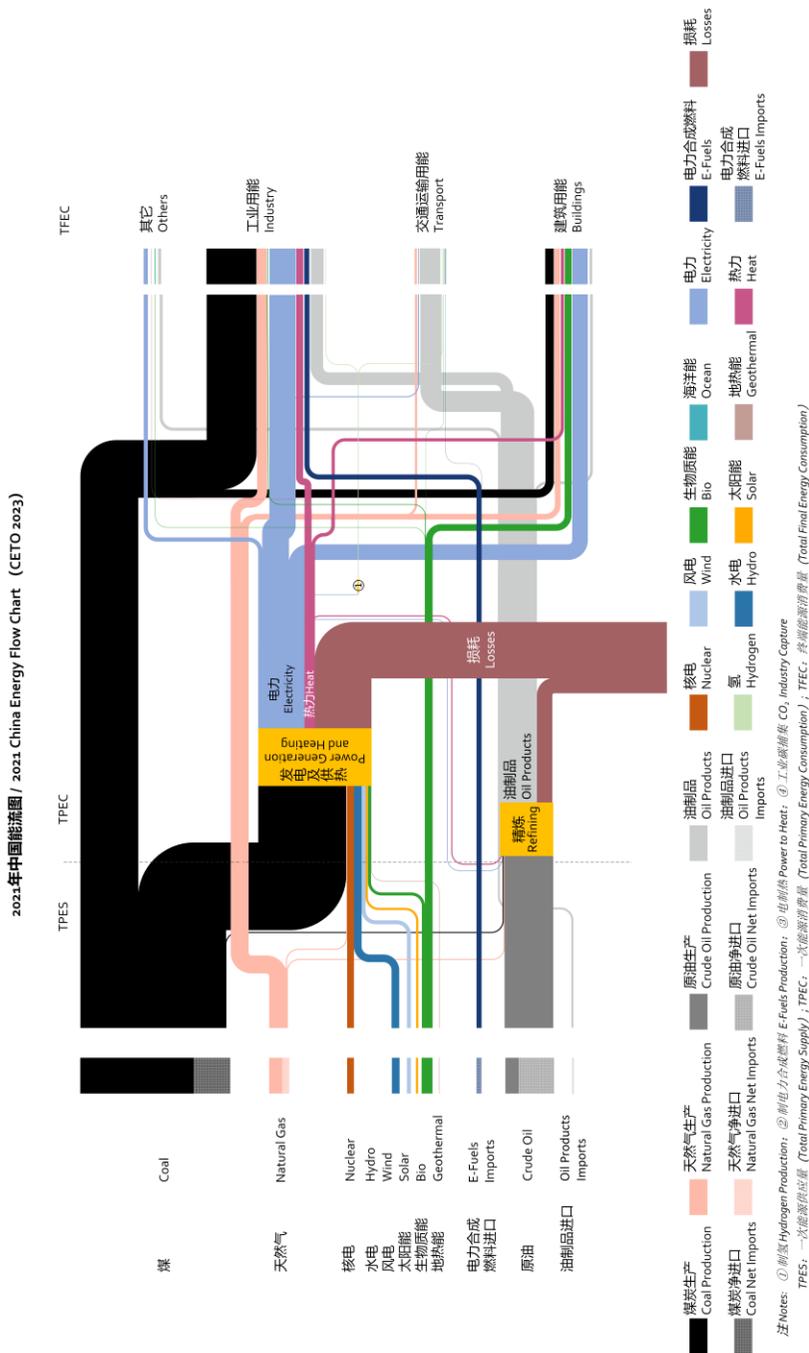


图 1 2021 年中国能流图

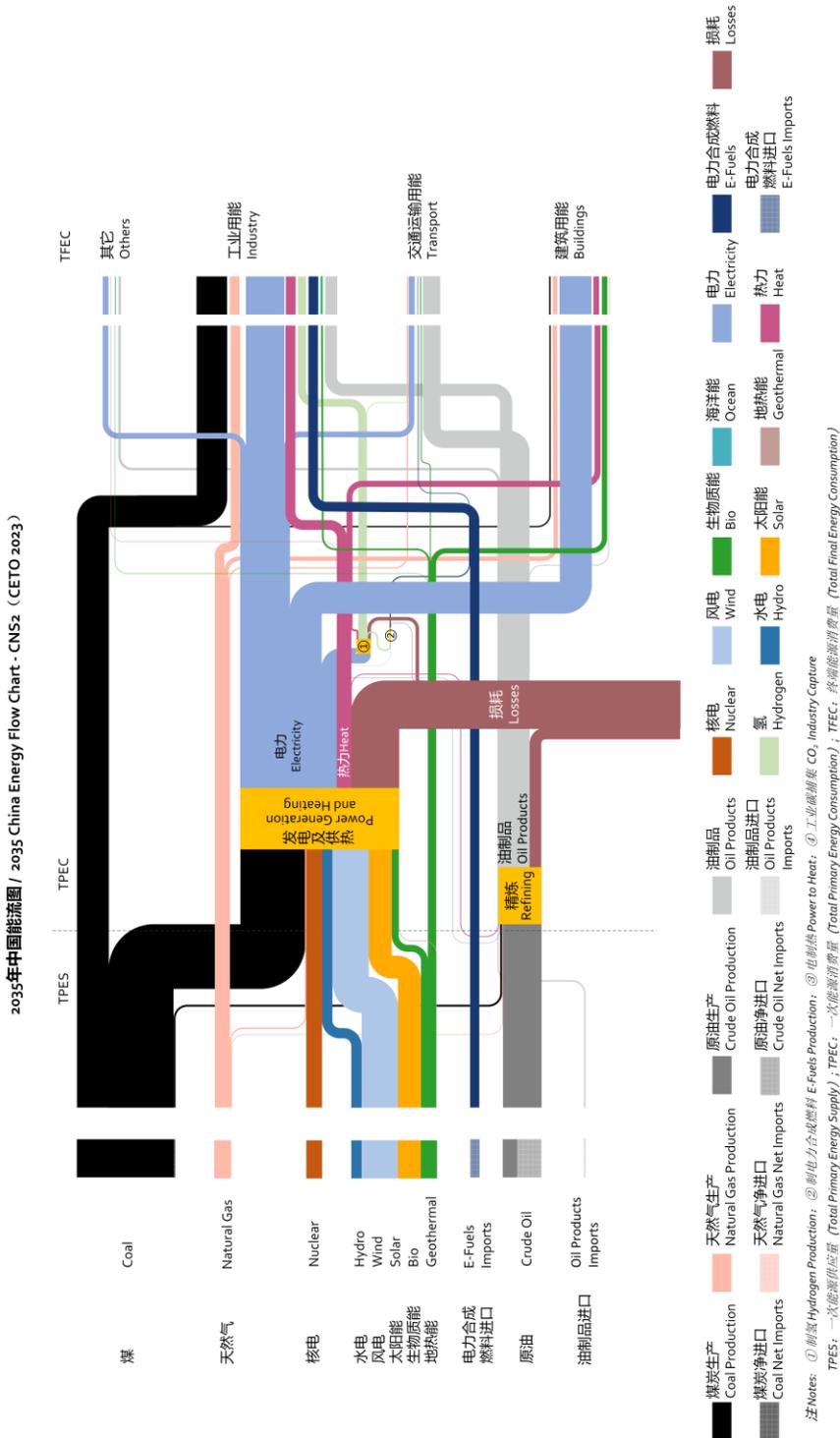


图 2 2035 年中国能流图 - CNS2 情景

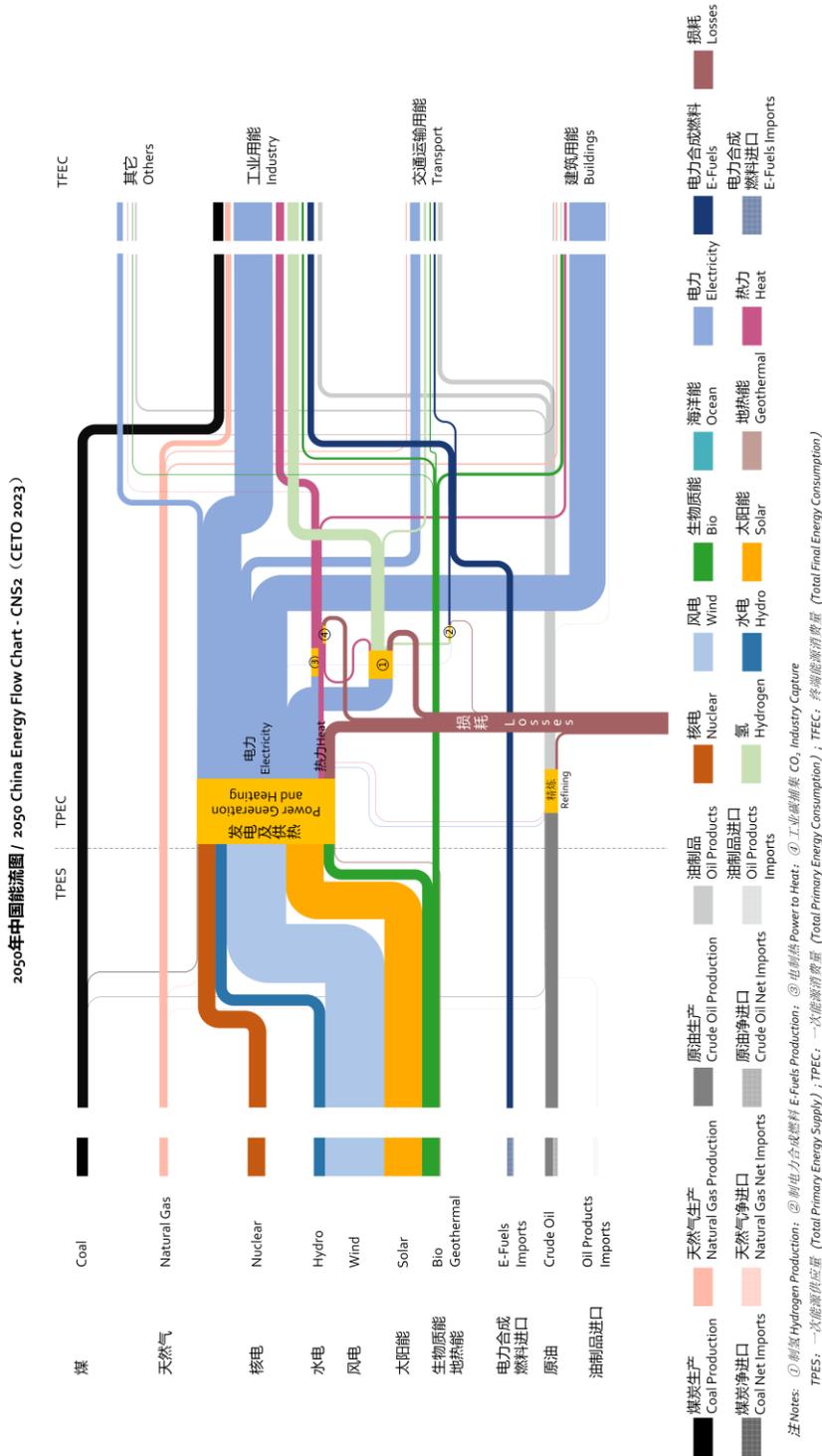


图 3 2050 年中国能流图 - CNS2 情景

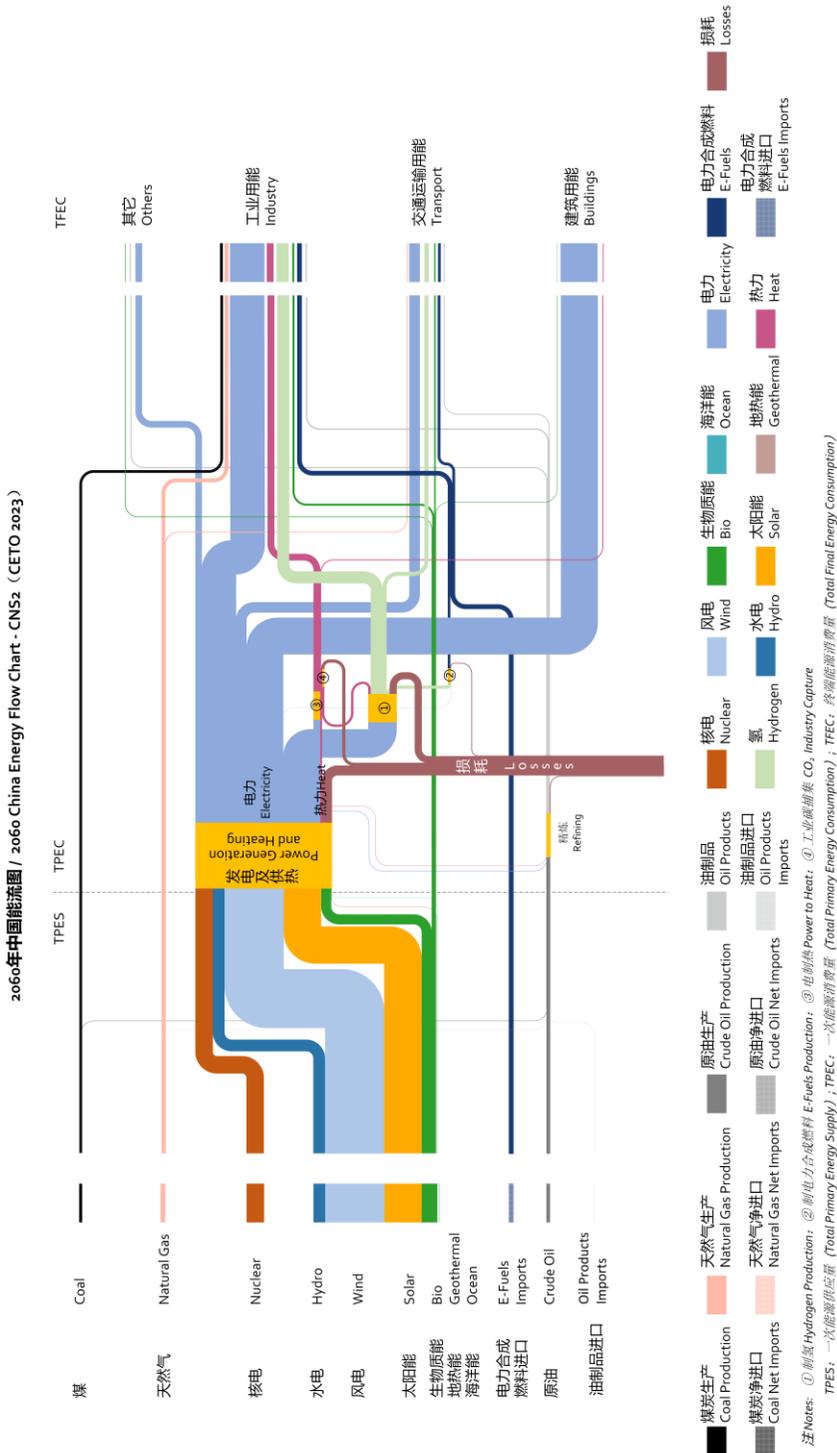


图 4 2060 年中国能流图 - CNS2 情景

第一部分 能源转型现状

第一章：全球应对气候变化和 能源转型面临新形势新挑战



1 全球应对气候变化和能源转型面临新形势新挑战

当今世界，新冠肺炎疫情影响尚未完全消退，地缘政治冲突、国家间的不当竞争和对垒，以及日新月异的科技革命带来的冲击，正在加速百年未有之大变局的演进。当前，全球气候变化对人类经济社会发展的影响日益严重，热浪、干旱、缺水、严寒等极端天气现象频发，造成居住环境和生态系统受损，粮食安全受到威胁。同时，新冠肺炎疫情、乌克兰危机和其他地缘政治局势变化，也给全球能源转型带来了新的不确定性和新的挑战，全球能源供需格局和版图出现了新的变迁，能源供应越来越多中心和碎片化，供应链越来越政治化，能源安全成本和非技术成本似乎在增加，许多国家和地区的经济和民生普遍遭受到了能源供应紧缺和价格高涨的压力。作为解决气候变化挑战和全球可持续发展的基本支撑，深度减排和深度能源转型变得日趋重要。然而，减排和转型越是紧迫，越是向深度发展，我们面临的短期困难和长期挑战就越多、越艰巨。

当前，采取更加坚定的行动以应对气候变化的全球共识并未改变，对能源安全和能源价格的担忧也并未动摇全球能源转型的信心，相反，可能进一步推动全球范围内的能源绿色低碳转型。本章将简要介绍全球应对气候变化和能源转型面临的新形势新挑战，并为随后详细讨论中国绿色能源转型提供背景。

1.1 主要结论

- 全球气候变化对人类经济社会发展的影响日益严重，极端天气现象频发，粮食安全受到威胁。
- 地缘政治加剧能源供需失衡，许多国家和地区遭受能源供应紧缺和价格高涨的压力，能源转型困难挑战增加。
- 为了应对气候变化和促进全球可持续发展，深度减排和深度能源转型变得日趋重要，碳中和共识进一步增强。

1.2 全球气候变化影响日益严重

一个多世纪以来，化石燃料燃烧以及不平等、不可持续的能源和土地使用方式导致全球温升比工业化前水平高出1.1℃。这不仅造成了更频繁和更强烈的极端天气事件，也给世界每个地区的自然和人类带来了越来越危险的影响。

近年来，全球气候变化影响日益明显，极端天气现象频繁发生。世界气象组织在其《2022年全球气候状况》报告中指出，2015年至2022年期间是有记录以来最热的八年。2022年的全球平均温度比1850年至1900年的世界平均温度（“工业化前平均温度”）高出约1.15℃。根据该报告，2022年全球地表和海洋温度上升加剧了极端天气和气候异常现象。

2022年9月，飓风“伊恩”在美国造成至少149人死亡，导致的经济损失超过500亿美元，根据美国追踪全国停电情况的PowerOutage.us报告，飓风“伊恩”过境五天后，佛罗里达州仍有超过49万用户断电。在东非，连续四个雨季降雨量都低于平均水平——这是近40年来持续时间最长的状况。在干旱和其他冲击影响下，东非地区估计有1840-1930万人面临粮食不安全风险。在巴基斯坦，7月和8月降雨量创下新的历史记录并导致大面积洪水；造成约1700人死亡、790万人流离失所，3300万人受到影响。

2022年，北半球大部分地区异常干旱炎热。英国气温首次超过40℃，7月19日英国科宁斯比温度达40.3℃，比之前全国记录高出1.6℃。欧洲炎热天气一直延伸到瑞典北部，7月21日，莫利拉（Målilla）的气温高达37.2℃，是该国自1947年以来的最高气温。欧洲的干旱状况在8月份最为严重，包括莱茵河、卢瓦尔河和多瑙河在内的河流流量降至极低水平。

2022年夏季，中国长江中下游地区遭遇数十年不遇的严重干旱和持续高温天气，造成数亿人口聚集的长江中下游地区严重缺水，给生态用水、民用水和供电造成极大压力。今年夏季以来，中国以及周边一些国家又出现了多地高温，少数地区干旱缺水现象严重。干旱引起的缺水问题与水灾害、水环境问题一样，加重了国家和区域水网的负担，也加重了水和能源之间的矛盾。高温干旱引起的用电需求增加、水电发电减少，

需要通过各种保供措施保障供电或者把限电、缺电控制到最低程度，其中包括增加以风光为主的可再生能源发电。

全球气候变化对人类生产和生活影响正变得越来越大。世界气象组织呼吁所有国家加快应对气候变化步伐，保护我们共同的地球家园。

全球二氧化碳排放量仍在增长

全球二氧化碳排放量仍在持续增长，但增速已有所放缓。根据国际能源署（IEA）的数据，全球与能源相关的二氧化碳排放量在2022年上升了0.9%或3.21亿吨，达到了超过368亿吨的历史新高。经历了新冠肺炎疫情等引发的能源消费和排放异常波动后，2022年比2021年的反弹超过6%，平均增长速度已有所减缓。尽管世界上大多数国家都提出了碳中和目标，但从全球二氧化碳排放的现实情况来看，距离将全球温升控制在2°C甚至1.5°C的努力目标仍然存在相当大的差距。根据IPCC第六次评估报告，基于各国提交的国家自主贡献（NDCs），到本世纪末全球温升预计将达到2.8°C。要想实现1.5°C的温升控制目标，全球温室气体排放量需要在2025年前达到峰值，并在2030年比峰值水平上下降约43%，其后在2050年实现二氧化碳净零排放。尽管在2030年以前全球难以实现深度减排目标，但各国仍需要加快能源转型步伐，采取更有力的措施，把应对气候变化作为共同的努力方向，并切实采取行动。

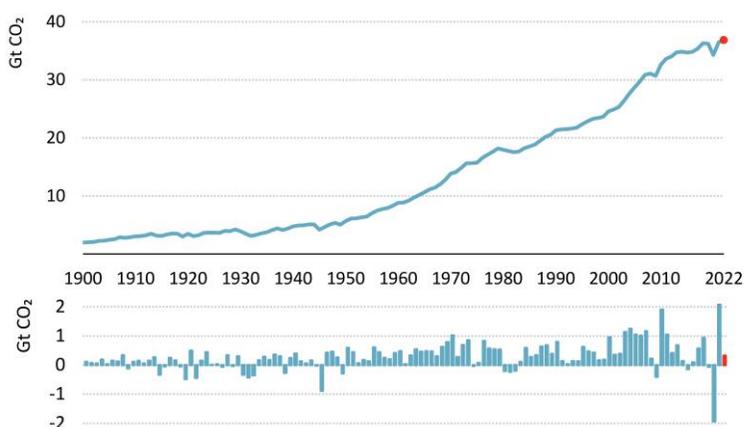


图 1-1 1900-2022 年全球能源燃烧和工业过程排放的二氧化碳

图片来源：国际能源署

专栏 1-1 IPCC 第六次评估报告第三工作组报告发布

2022年4月4日，政府间气候变化专门委员会（IPCC）发布了第六次评估报告（AR6）第三工作组报告《气候变化2022：减缓气候变化》。该报告较为全面地归纳和总结了第五次评估报告（AR5）发布以来国际科学界在减缓气候变化领域取得的新进展，阐述了全球温室气体排放状况、将全球变暖限制在不同水平下的减排路径、气候变化减缓和适应行动与可持续发展之间的协同等内容，揭示了为实现不同温升控制水平全行业实施温室气体深度减排，特别是能源系统减排的重要性和迫切性。同时，强调在可持续发展、公平和消除贫困的背景下开展气候变化减缓行动更容易被接受、更持久和更有效。

报告指出，限制全球变暖需要能源部门进行重大转型。这将涉及大幅减少化石燃料的使用、普及电气化、提高能源效率以及使用替代燃料（如氢能）。

“几乎在所有的的气候条件下，都能看到零能耗或零碳建筑的案例。这十年中的行动对于把握建筑领域的减排潜力至关重要。” IPCC第三工作组联合主席Jim Skea说。

减少工业部门的排放，需要提高材料使用效率、产品循环再利用以及最大程度地减少浪费。对于钢铁、建筑材料和化学品等基础原材料，低碳排放、零碳排放的生产过程正处于试点到接近商业的阶段。

能源部门碳排放约占全球排放量的四分之一，实现净零排放难度较大，需要新的生产工艺、低排放和零排放的电力、氢能，必要时还需要进行碳捕集与封存。

农业、林业和其他土地利用可以做到大规模的减排，以及大规模移除并储存二氧化碳。然而，土地不能补偿其他部门的延迟减排。应对方案有益于保护生物多样性，帮助我们适应气候变化、维持生计并保障粮食、水和木材供应。

1.3 地缘政治加剧能源供需失衡，能源转型困难挑战增加

在过去两年中，新冠肺炎疫情对全球发展带来前所未有的冲击，加上乌克兰危机、发达国家超级宽松货币政策等影响，世界能源市场动荡加剧。而疫情后各国经济恢复又不平衡，能源供应链分割、投资不到位，对后疫情时代能源供应造成影响。两年来，欧洲的石油和天然气供应短缺日益加剧，许多欧洲国家不得不将增加煤炭和启用煤电作为应急保障措施和战略储备。除了欧洲以外，能源市场供需的波动和能源价格的高涨，已经影响到不少国家的经济和民生，也对东亚地区的能源价格和能源稳定供应带来了许多不利的影响。



图 1-2 2020-2022 年期间美国、欧洲和亚洲的天然气价格变化

数据来源：路孚特

能源市场波动加剧，是多重因素叠加的综合结果。从短期因素看，受新冠肺炎疫情影响，且疫情后各国经济恢复又不平衡，同时乌克兰危机悬而未决，导致全球经济增长前景充满变数，能源需求复苏面临较大不确定性。从中期因素看，前几年在低碳转型、投融资成本上升等因素的影响下，2016-2020年全球油气上游投资仅3920亿美元，比2010-2015年下降37%，油气开采等上游领域投资意愿不足导致近几年化石能源供应能力支撑不足问题凸显。从长期因素看，需全球退出化石能源使用，发展碳中和能源系统。在多种因素影响日趋复杂的局面下，如果不能稳妥应对各种复杂因素的频繁冲击，必将对全球能源转型带来不利影响。

世界能源市场动荡加剧，对各国能源安全都有影响。石油、天然气、煤炭等化石燃料价格均在2022年创下历史新高，燃料价格的高企导致居民、工商业等能源消费方承担越来越高的用能支出，尤其是天然气价格的激增，直接导致各国用能成本快速增加。

在欧洲主要表现为：对天然气的需求减少、对液化天然气的需求明显增加、煤炭消费量上升、开发建设新的油气项目和基础设施的意愿提高。2022年欧盟天然气需求整体下降了13%，其中五分之一是由于供应减少，而非效率提升或燃料转换。欧洲对液化天然气的需求在2022年前8个月内急剧增加，使液化天然气净进口量增长了三分之二。为应对电力短缺，欧洲提高了煤电和可再生能源发电量。

在中国主要表现为：2022年天然气消费出现历史上首次下滑，工业用气受较大影响；成品油消费显著下滑，国内原油产量重回2亿吨，原油进口略有下降；全社会用电量稳步增长，电力供应低碳转型加快步伐，非化石能源发电装机占比接近50%；煤炭需求增速较上年减缓，2022年下半年价格高位有序回落。世界能源市场动荡加剧，不利于中国经济发展，能源价格上涨将引发能源、交通、化工等上游产业波动，伴随着大宗商品价格的普遍上涨，这一趋势将导致制造业和产业链下游，带动生产成本和消费品价格的上升。

1.4 碳中和共识进一步增强，能源系统韧性成为新宠

近两年来，尽管能源市场动荡不安，但是大多数发达国家都已认识到，加速发展新能源和实现能源转型是保障能源安全、有效应对全球气候变化的根本途径。此外，努力实现碳中和的共识也进一步得到加强。因此，就像20世纪70年代的石油危机刺激了能效、核能、太阳能和风能等领域的重大进步一样，当前的危机可以加速清洁、可持续的可再生能源（如风能和太阳能）发展。同时，当前的危机还凸显了投资于强大的能源网络基础设施以更好地整合区域市场的重要性。

能源系统的安全性和韧性已成为全球能源领域的焦点议题。增强能源系统的韧性，一方面与可再生能源随机性、间歇性、波动性的先天特征有关。传统意义上，以“大容量、高参数、远距离”为代表的集中式能源供应模式，对能源流的控制力比较强，不需要能源系统提供额外的韧性服务。随着世界各国可再生能源比重的不断提高，提高电网、热网的储能能力、调峰能力、需求侧灵活性，增强能源系统韧性已成为稳步推进能源转型的必然选择。另一方面，随着各种突发事件对化石能源产业链、供应链冲击的增多，提高储备能力，增强能源系统韧性，也成为保障国家能源安全，确保经济社会正常运行的重中之重。随着全球范围内能源产业链供应链所受冲击的持续影响，能源系统韧性问题正在被越来越多的国家所关注。

“重新赋能欧盟”计划助力欧洲可再生能源发展

欧盟委员会推出的“重新赋能欧盟”（REPowerEU）计划，是建立在“减碳55%”一揽子计划（Fit for 55）的目标基础上，计划通过实施能效措施来提升欧盟的气候和清洁能源目标，其中包括自愿性减少15%的天然气需求和强制性降低峰值时段5%的电力使用量等措施。此外，该计划还致力于引入1000万吨绿氢来实现进口多元化，并加速欧洲清洁能源转型，同时促进智能化投资。对于工业部门，电气化、提高能效和使用可再生能源可以使欧洲工业部门在2030年之前节省350亿立方米的天然气消费，实现并超过“减碳55%”一揽子计划的目标。非金属矿物、水泥、玻璃和陶瓷、化学品生产以及炼油厂的天然气减排潜力最大，可达近220亿立方米。预计到2030年，欧盟约30%的初级钢产品产量将采用绿氢实现脱碳。

此外，欧盟委员会还建议，作为“重新赋能欧盟”计划的一部分，将欧盟2030年可再生能源约束目标从40%提高至45%。该计划致力于在2030年前，使总可再生能源发电装机容量提高到12.36亿千瓦，比“减碳55%”一揽子计划的10.67亿千瓦更高。“重新赋能欧盟”计划中的欧洲太阳能战略将有助于扩大太阳能发电的使用，使太阳能发电装机容量在2025年前达3.2亿千瓦，并在2030年前达到近6亿千瓦。这些额外的装机

容量将在2027年前每年可替代90亿立方米的天然气消耗。

除了“重新赋能欧盟”计划之外，欧盟还批准了一些其他重大政策举措和基础设施项目，包括引入最低天然气储存义务、欧盟数字化能源系统行动计划、扩建现有液化天然气再气化终端以及批准多个联络线路建设等。欧盟委员会还于2023年2月提出了绿色新政产业计划，确保关键技术的制造能力，这些技术将支持欧盟的绿色转型。此外，欧盟委员会于2023年3月提出了改革欧盟电力市场设计的建议，以加速可再生能源使用和天然气的退出。

在国家层面上，德国、比利时、卢森堡和丹麦实施了加速使用热泵取代天然气锅炉的法规。法国宣布从2028年开始建造六个新的反应堆。在丹麦，新的丹麦政府也打算调整其长期气候目标，将净零排放目标从2050年提前至2045年。

美国《通货膨胀削减法案》提出加速绿色创新和绿色转型

2022年8月，美国总统乔·拜登签署了《通货膨胀削减法案》（IRA），这是美国历史上最重要的气候和清洁能源立法。该法案将提供3700亿美元用于支持清洁能源技术的发展，包括太阳能电池板、风力涡轮机、电动汽车、热泵和低碳氢等。《通货膨胀削减法案》中的大部分资金以税收激励形式提供，旨在为这些技术的投资者提供长期保障。

《通货膨胀削减法案》关注清洁能源领域专业队伍的培养，并支持低收入社区和由传统能源向清洁能源经济转型的社区。实施《通货膨胀削减法案》的主要障碍包括许可证延迟和供应链短缺等问题。

美国基于过去几年通过的几项法案的基础上出台了《通货膨胀削减法案》，还包括《基础设施投资和就业法案》（IIJA，有时也被称为《两党基础设施法案》），该法案于2021年11月由美国拜登总统签署。《基础设施投资和就业法案》为公共交通提供了超过1000亿美元的资金，为电动汽车提供了150亿美元的资金，为电力基础设施提供了730亿美元的资金，可用于支持可再生能源并网。



第二章：中国持续推进能源转型 为碳达峰碳中和提供有力支撑

2 中国持续推进能源转型为碳达峰碳中和提供有力支撑

近两年，中国积极推进经济发展和能源转型，高度重视在能源需求和电力需求增长的过程中统筹处理好推动能源转型和保障能源安全的关系。受国际地缘政治变化、全球能源市场动荡、国内产业和能源格局调整等因素影响，虽然在个别地区、个别时段和个别能源品种发生供应紧张的情况，但能源安全总体得到了较为充分的保障，能源的绿色低碳转型稳步推进。

2.1 主要结论

- 随着中国经济的发展，中国一次能源消费总量保持持续增长。与此同时，中国经济发展对能源消耗的依赖程度不断降低。党的十八大以来，中国能耗强度下降了 26.4%，相当于节约了 14.1 亿吨标准煤的能源。
- 清洁能源加快发展，可再生能源地位越来越重要。2022 年，中国可再生能源发电的装机规模首次超过煤电装机，达到 12.1 亿千瓦。2022 年中国可再生能源发电量达到 2.7 万亿千瓦时，相当于 2021 年欧盟的用电量。
- 煤炭和煤电清洁化利用水平和能源效率不断提高，发挥了能源保供的压舱石作用。节能技术改造、热电联产改造等工作推动中国燃煤电厂效率不断提高，2022 年中国火电厂单位发电量的二氧化碳排放比 2005 年降低了 21.4%。在保障电力安全供应的同时，煤电占中国发电量的比重持续下降，2021 年煤电在发电量中的占比已低于 60%。
- 电力消费增长较快，能源系统调节和储备能力持续增强。2022 年中国电力消费增长 3.6%，比国内生产总值增速高出 20%，电力消费弹性系数达到 1.2。2022 年电化学储能等新型储能装机规模达到 870 万千瓦，其中锂离子电池储能占比为 94.5%，再加上已建成的 4579 万千瓦抽水蓄能电站，能源系统的韧性不断增强。

- 低碳科技发展取得新成绩，现代能源体系加快构建。2022年中国新能源汽车保有量达到1310万辆，市场占比达到25.6%，以新能源汽车、绿色建筑为代表的低碳科技和产品受到中国消费者的青睐。国家能源局发布了《“十四五”现代能源体系规划》，把“十四五”发展重点放在保障能源产业链供应链安全、推动能源绿色低碳变革、提升能源产业链现代化水平三个方面。

2.2 能源消费保持增长，能源强度稳步下降

根据国家统计局发布的数据，2006-2022年中国的一次能源消费总体呈上升态势（如图2-1所示），体现了中国作为发展中国家的基本特征。中国一次能源消费总体保持增长，其中“十二五”期间（2011-2015年）年均增速为3.8%，“十三五”期间（2016-2020年）年均增速为2.8%，“十四五”前两年年均增速为4.2%。2022年中国一次能源消费为54.1亿吨标准煤，比2021年增长2.9%。

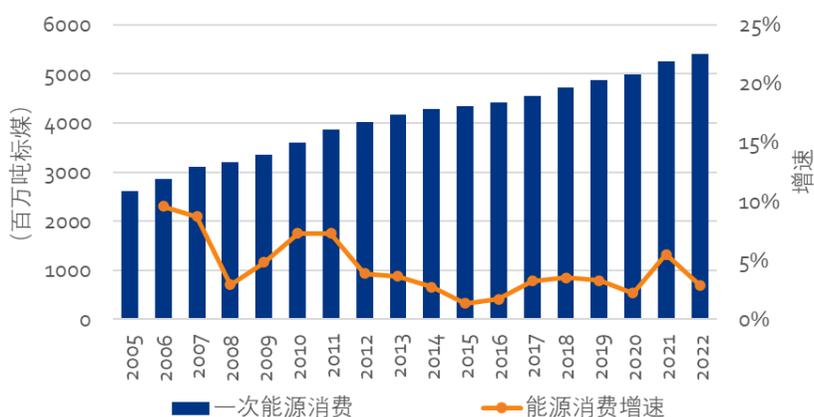


图 2-1 2005-2022 年中国一次能源消费量及增长情况

数据来源：国家统计局

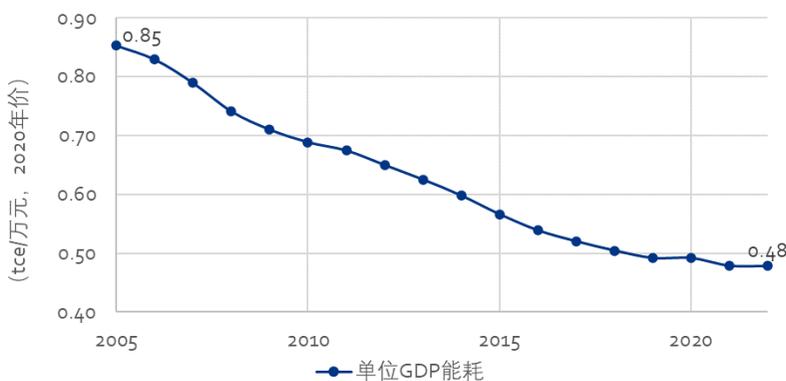


图 2-2 2005-2022 年中国单位 GDP 能耗

数据来源：国家统计局

中国经济发展对能源消费的依赖程度持续降低，单位GDP能耗保持稳步下降。中国单位GDP能耗从2012年的0.65吨标准煤/万元逐步下降到2022年的0.48吨标准煤/万元（2020年价），累计下降了26.4%（如图2-2所示），实现累计节能量14.1亿吨标准煤。党的十八大以来，中国以年均3%的能源消费增长，支撑了年均6.2%的经济增长，这意味着中国经济发展向着更高质量、更有效率、更加公平、更可持续的绿色低碳方向稳步前行。

与此同时，中国能源消费结构正在向更加清洁低碳的方向转变。煤炭在中国一次能源消费中的占比逐步回落，2022年煤炭占能源消费的比重为56.2%，较2012年下降12.3个百分点（如图2-3所示）。石油消费占比逐渐趋向稳定，2022年石油消费在一次能源消费中占比为17.9%，较2012年提高0.9个百分点。天然气、水电、核电、风电等清洁能源消费占比提升显著，2022年占比为25.9%，较2012提高11.4个百分点。其中，2022年中国非化石能源消费占一次能源消费比重为17.5%，这意味着中国在完成“十三五”末非化石能源比重达到15%的基础上，向着“十四五”末实现20%的目标稳步前进。

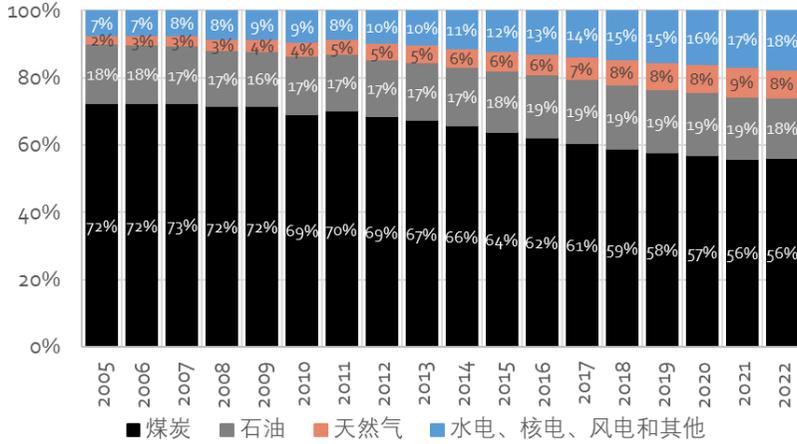


图 2-3 2010-2022 年中国一次能源消费结构（发电煤耗法）

数据来源：国家统计局

长期以来，工业部门在中国能源消费中的地位最为重要。根据《中国能源统计年鉴2022》，从分行业/部门综合能源消费量看（在中国的能源统计体系中，按发电煤耗法计算），工业是中国位居第一的能源消费部门。2021年，中国工业能源消费占一次能源消费的66.3%（如图2-4、图2-5所示）。其次是居民生活，占比为12.8%，批发零售、住宿餐饮与其他行业之和居于第三位，占比为8.9%，交通运输业居于第四，占比为8.4%，农林牧渔业与建筑业用能占比较小，分别为1.8%、1.8%。

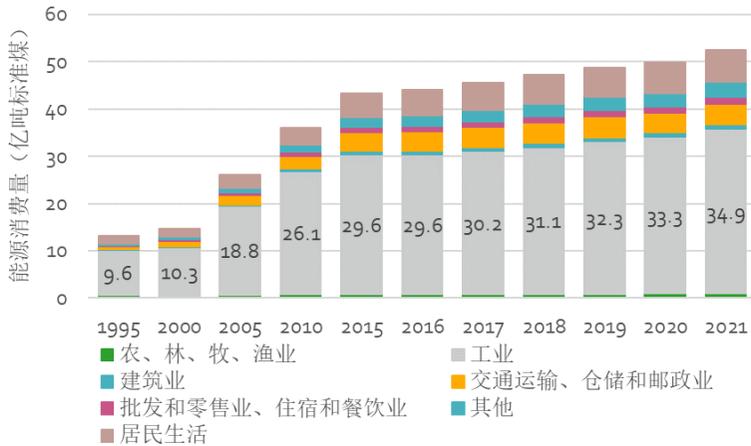


图 2-4 1995-2021 年中国分部门能源消费（发电煤耗法）

数据来源：国家统计局

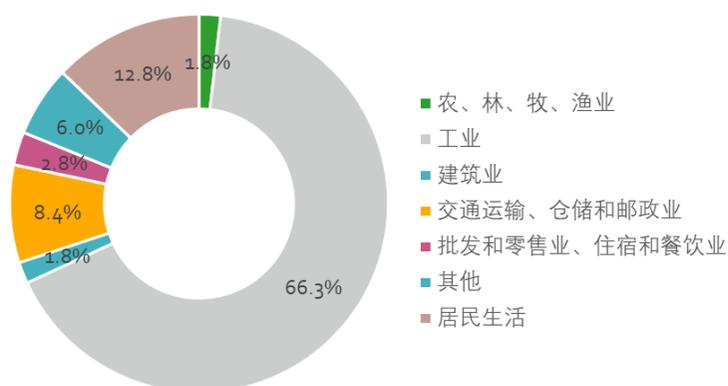


图 2-5 2021 年中国分部门终端能源消费

数据来源：国家统计局

随着中国经济进入新发展阶段，工业能源消费在一次能源消费中的比重有所下降，居民生活和服务业在一次能源消费中的占比逐渐提高。2021年中国的工业能源消费占一次能源消费的比重，比2012年下降4.5个百分点，建筑业、交通运输业、批发零售、其他行业、居民生活用能占比则呈现不同幅度的上升（如表2-1所示）。其中，居民生活与批发零售、住宿餐饮与其他行业之和的用能占比上升最为显著，2021年上述两个领域的用能占比分别比2012年提高了2.3个百分点和1.8个百分点。

表 2-1 2010-2021 年中国各部门综合能源消费占比（按发电煤耗法计算）

年	工业	农林牧渔业	建筑业	交通运输、仓储和邮政业	批发和零售业、住宿和餐饮业	其他	居民生活
1995	73.3%	4.2%	1.0%	4.5%	1.5%	3.4%	12.0%
2000	70.1%	2.9%	1.5%	7.8%	2.2%	4.2%	11.4%
2005	71.9%	2.6%	1.3%	7.3%	2.3%	4.0%	10.5%
2010	72.5%	2.0%	1.5%	7.5%	2.2%	4.2%	10.1%
2012	70.8%	1.9%	1.6%	8.1%	2.5%	4.6%	10.5%
2015	68.2%	1.9%	1.7%	8.9%	2.6%	5.1%	11.6%
2016	67.0%	1.9%	1.8%	9.0%	2.7%	5.3%	12.3%
2017	66.3%	2.0%	1.8%	9.2%	2.7%	5.3%	12.6%
2018	65.9%	1.9%	1.8%	9.2%	2.8%	5.6%	12.8%
2019	66.2%	1.8%	1.9%	9.0%	2.8%	5.7%	12.7%
2020	66.8%	1.9%	1.9%	8.3%	2.6%	5.7%	12.9%
2021	66.3%	1.8%	1.8%	8.4%	2.8%	6.0%	12.8%
2020 年与 2012 年相比	-4.5 pp	-0.1 pp	0.3 pp	0.3 pp	0.3 pp	1.5 pp	2.3 pp

数据来源：国家统计局

2.3 清洁能源开发力度加大，开创能源发展新格局

在创新、协同、绿色、开放、共享的新发展理念指导下，中国加大清洁能源的发展力度，不断增强产业优势，坚持集中式开发和分布式利用并重，加快建设黄河上游、河西走廊、黄河“几”字弯、新疆维吾尔自治区等七大陆上新能源基地，统筹建设藏东南、川滇黔桂两大水风光综合基地和海上风电基地集群，组织实施分散式风电开发、屋顶光伏建设、清洁能源供暖，推动核电安全发展和核能供暖，推动实现了非化石能源的高速发展。2022年中国非化石能源消费占一次能源消费总量比重较上年提高0.8个百分点，达到17.5%。

一是可再生能源装机首次超过全国煤电装机。2022年，全国水电、风电、光伏发电等可再生能源年新增装机再创历史新高，成为中国新增电力装机的主体。截至2022年底，中国可再生能源装机达到了12.13亿千瓦，超过全国煤电装机，占全国发电总装机的47.3%，年发电量2.7万亿千瓦时，占全社会用电量的31.6%，相当于欧盟2021年全年用电量。加上核电，全国非化石能源发电装机容量12.7亿千瓦，占总发电装机容量上升至49.6%（如图2-6所示）。

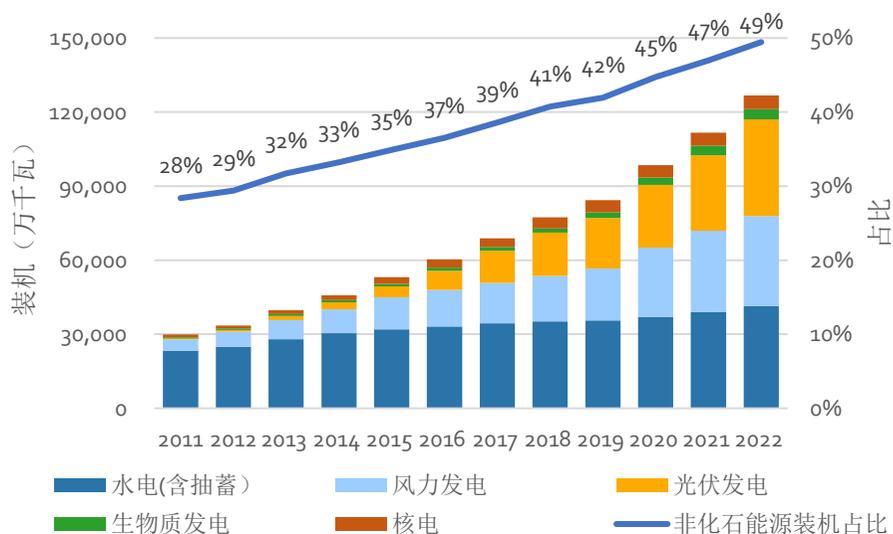


图 2-6 各类非化石能源电力装机容量及占比情况

资料来源：国家能源局

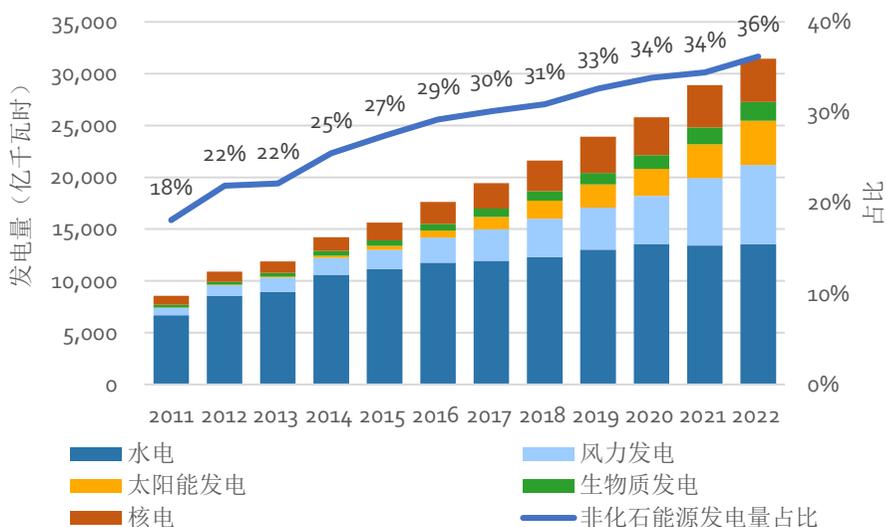


图 2-7 各类非化石能源电力发电量变化及占比情况

资料来源：国家能源局

二是风电和光伏发电量首次超过1万亿千瓦时。2022年以沙漠戈壁荒漠为重点，加快建设风光基地，首批1亿千瓦风电和光伏基地已全面开工；风电、光伏新增装机在1.2亿千瓦以上，占全国新增装机的66%，累计装机超过7亿千瓦。2022年全国大部分地区风电光伏发电平均出力约占平均用电负荷的15%左右，最高可达40%（如图2-7所示）。风光发电量超过1万亿千瓦时，新增风电光伏发电量占全国新增发电量的69%左右。

三是终端用能的清洁替代加快。北方地区清洁取暖提前完成了规划目标，清洁取暖面积达到156亿平方米，清洁取暖率达到73.6%，累计替代散煤超过1.5亿吨，对降低PM_{2.5}的浓度、改善空气质量的贡献率超过1/3。核能供暖加快推广，山东海阳市实现城区核能供暖全覆盖，浙江秦山、辽宁红沿河等核电厂也在试点开展核能供暖，正在向更远距离、更大范围进行供暖。

2.4 煤炭煤电绿色低碳转型，保安全稳经济惠民生

近两年，由于新增电力需求增长较快，新增可再生能源发电量难以满足全部地区、各个时间段的电力需求，煤电和气电在关键时刻发挥了电力安全“压舱石”的重要作用。2022年，中国发电装机容量约25.6亿千瓦，同比增长7.8%。其中，煤电装机增速远低于风电装机的11.2%和太阳能发电装机的28.1%，主要是用于为保障中国的电力安全供应。中国6000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3687小时，比上年同期减少125小时。中国注重煤电的节能低碳发展。2021年，中国6000千瓦及以上火电厂供电标准煤耗303克/千瓦时；中国6000千瓦及以上火电厂厂用电率为4.36%，比上年降低0.29个百分点，煤电的发电效率稳步提高。2022年，全国单位火电发电量二氧化碳排放约为824克/千瓦时，比2005年降低21.4%。近年来，煤电发电量占全部发电量的占比持续下降，2022年下降到58.4%，低于60%。2022年第三季度中国水电站的来水明显偏少，煤电有效地弥补了水电出力的下降，发挥了兜底保供的支撑作用。中国绝大多数火电装机已纳入碳市场管理范围，按300 MW等级以上常规燃煤机组、300 MW等级及以下常规燃煤机组、非常规燃煤机组、燃气机组四个类别，分别发放碳排放配额（参见专栏 2-1）。

专栏 2-1 2022 年中国碳市场运行框架基本建立

2023年1月，中国生态环境部发布的《全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告》显示，全国碳市场第一个履约周期碳排放配额累计成交量1.79亿吨，累计成交额76.61亿元，市场运行平稳有序，交易价格稳中有升。中国碳市场运行框架基本建立，价格发现机制作用初步显现，企业减排意识和能力水平得到有效提高，实现了预期目标。

中国碳市场第一个履约周期从2021年1月1日开始至12月31日，共纳入发电行业重点排放单位2162家，年覆盖温室气体排放量约45亿吨二氧化碳，约占中国排放总量的四成，是全球覆盖排放量规模最大的碳市场。

与欧盟等国家实施的类似计划不同，中国的排放配额分配不是通

过绝对上限预先决定的，而是在排放强度基准（tCO₂/MWh）的基础上，考虑到不断增长的能源需求以及与国家层面基于强度的能源和碳排放目标的匹配性而决定的。燃煤机组高于基准排放强度的企业，将从那些效率较高且低于基准强度的发电厂购买配额。此外，企业可以用中国核证自愿减排量（CCER）来清缴其5%的履约义务，核证自愿减排量是由政府认证的国内减排项目发放的信用额度。示例活动包括可再生能源发电、林业项目和废弃物转制能源项目等。

中国碳市场第一个履约周期中，在发电行业重点排放单位间开展碳排放配额现货交易，847家重点排放单位存在配额缺口，缺口总量为1.88亿吨，累计使用国家核证自愿减排量（CCER）约3273万吨用于配额清缴抵消。总体看，市场交易量与重点排放单位配额缺口较为接近，交易主体以完成履约为主要目的，成交量基本能够满足重点排放单位履约需求。截至2021年12月31日，全国碳市场总体配额履约率为99.5%，1833家重点排放单位按时足额完成配额清缴。

第一个履约周期配额分配方案在确保电力供应的前提下，通过市场机制手段首次在全国范围内将碳减排责任压实到企业，初步实现了对燃气、超超临界、热电联产等高效率低排放机组的正向激励。通过抵销机制，为风电、光伏、林业碳汇等189个自愿减排项目的项目业主或相关市场主体带来收益约9.8亿元，为推动中国能源结构调整、完善生态补偿机制发挥了积极作用。

同时，全国碳市场通过配额分配和市场交易，促进资金向减排成本较低的企业流动，引导逐步淘汰减排成本高、技术落后的发电机组，促进全行业控制二氧化碳排放。配额发放采取全部免费方式进行，并通过市场交易和抵销机制，为减排难度较大的重点排放单位降低减排成本。

下一步，中国政府将持续推动全国碳市场建设各项工作，在发电行业配额现货市场运行良好基础上，逐步将市场覆盖范围扩大到更多高排放行业，丰富交易品种和交易方式，有效发挥市场机制对控制温室气体排放、促进绿色低碳技术创新的重要作用。

中国煤炭消费结构中，非电力部门用煤逐渐下降、电力部门用煤占比逐渐提高，有利于煤炭消费向更清洁、更高效、更低碳方面转型。根据中国煤炭工业协会的统计数据，2021年中国煤炭消费量为42.7亿吨，其中电力、钢铁、化工和建材四个行业用煤占全部煤炭消费量的比重为93%左右，小锅炉、小窑炉等分散式利用的“散煤”占煤炭消费的比重越来越少。近两年，中国新增的煤炭消费量中，发电用煤占到90%以上，更多的煤炭进入到发电行业，使煤炭的消费模式变得相对清洁和高效。中国致力于推动煤炭逐步向清洁燃料、优质原料和高品质材料转变。据初步测算，工业领域用作原料和材料的煤碳每年约为1亿多吨标准煤，大部分碳原子被固化在产品中，不排放到大气层。

2.5 电力消费增长较快，调节能力储备能力增强

近五年，中国电力消费量持续增长（如图2-8所示）。2022年，全社会用电量8.63万亿千瓦时，同比增长3.6%，增长速度低于2021年的10.3%。其中，第一产业用电量1146亿千瓦时，同比增长10.4%，主要是因为近年中国乡村用电条件明显改善、电气化水平持续提升；第二产业用电量5.7万亿千瓦时，同比增长1.2%，其中高技术及装备制造业用电量增长2.8%，冶金、建材、有色、化工四大高载能产业增长仅0.3%；第三产业用电量1.49万亿千瓦时，同比增长4.4%，其中电动汽车相关的充换电服务业用电量增长38.1%；城乡居民生活用电量1.34万亿千瓦时，同比增长13.8%，主要是8月受大范围持续高温、12月受四次全国范围降温（四次冷空气影响，导致12月全国平均气温为近十年最低）等因素影响较大。

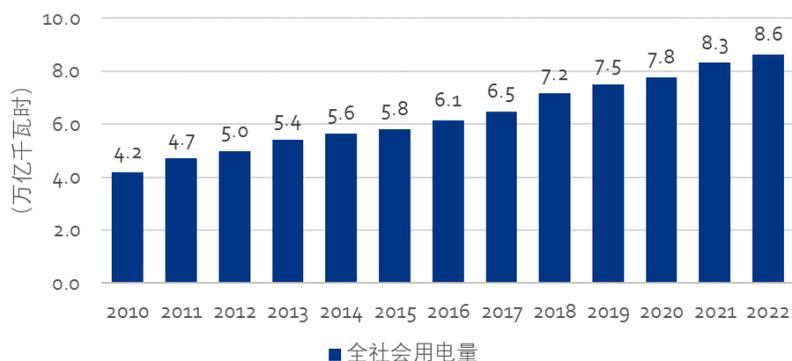


图 2-8 2010-2022 年中国全社会用电量

数据来源：《中国能源统计年鉴 2021》、中国电力联合会《2022 年中国电力行业经济运行报告》、国家能源局发布数据

中国的新型储能逐步从研发示范进入到商业化发展初期，新型储能的市场应用规模稳步扩大。2022年中国新型储能的装机规模已达到870万千瓦，新型储能技术在提高效率、降低成本、延长寿命以及提高安全性方面都取得了长足的进步，对能源转型的支撑作用初步显现。新型储能的应用场景和商业模式不断拓展，新能源加储能、基地电源配储能、“互联网+储能”、“分布式智能电网+储能”等多元化的应用场景不断地涌现。新型储能的政策体系和市场机制初步建立，在创新规划、应用项目管理、参与电力市场和调度运行等方面，一批有利于储能发展的新机制、新政策相继出台。

2.6 低碳技术创新加速推进，现代能源体系建设提速

在终端能源消费部门，交通运输领域、建筑领域和工业领域的节能低碳技术推广取得不少新的成绩。

在交通运输领域，电动汽车发展成为新的亮点。2022年，中国新能源汽车产销分别完成了705.8万辆和688.7万辆，同比分别增长了96.9%和93.4%，连续8年保持全球第一，新能源汽车新车的销量达到汽车新车总销量的25.6%。中国新能源汽车保有量达1310万辆，比2021年增长67.1%，呈高速增长态势。其中，纯电动汽车保有量1045万辆，占新能源汽车总量的79.8%。截至2022年底，中国累计建成充电桩521万台、换电站1973

座，其中2022年新增充电桩259.3万个、换电站675座，充换电基础设施建设速度明显加快，同时，中国累计建立动力电池回收服务网点超过1万个，基本实现动力电池的就近回收。截至2020年底，中国新能源公共汽车保有量达到46.61万辆，占公交车总量的66.2%，汽油车、柴油车在城市公交系统中被新能源车所替代。

在建筑领域，发展绿色低碳建筑是近年的主攻方向。2021年，中国累计建成绿色建筑面积超过85亿平方米，全国城镇新建绿色建筑占当年新建建筑面积比例达到84%，累计建设完成超低能耗、近零能耗建筑面积近1000万平方米。截至2022年上半年，中国城镇新建建筑中绿色建筑占比已超过90%。

在工业领域，经济效率和技术效率双双稳步提高。2022年，中国重点耗能工业企业单位电石综合能耗下降1.6%，单位合成氨综合能耗下降0.8%，吨钢综合能耗上升1.7%，单位电解铝综合能耗下降0.4%，每千瓦时火力发电标准煤耗下降0.2%，能源技术效率稳步提高。

2022年3月22日，中国政府发布了《“十四五”现代能源体系规划》，从三个方面推动建设现代能源体系。一是**增强能源供应链安全性和稳定性**。从“十四五”时期开始，中国从战略安全、运行安全、应急安全三个维度加强能源综合保障能力，预计到2025年中国的一次能源综合生产能力将达到46亿吨标准煤以上，以满足经济社会发展和保障民生的需要。二是**推动能源生产消费方式绿色低碳变革**。“十四五”是中国实现碳达峰的关键期、窗口期，中国将重点做好增加清洁能源供应能力的“加法”和减少能源产业链碳排放的“减法”，推动形成绿色低碳的能源消费模式。到2025年，非化石能源消费比重将提高到20%左右。三是**提升能源产业链现代化水平**。“十四五”时期，中国进一步把科技创新作为能源发展的第一动力，增强能源科技创新能力，加快能源产业数字化和智能化升级，推动能源系统效率大幅提高，全面提升能源产业基础高级化和产业链现代化水平。

2022年3月，国家发展改革委、能源局发布了《“十四五”新型储能发展实施方案》，提出新型储能是构建新型电力系统的重要技术和基础装备，是实现碳达峰碳中和目标的重要支撑。同月，国家发展改革委印发了《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，提出氢能是未来国家能源体系的重要组成部分，也是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体。需充分发挥氢能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，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。

专栏 2-2 中国碳达峰碳中和政策进展

在党中央、国务院的统一部署下，在碳达峰碳中和领导小组的组织实施下，中国稳妥有序推进碳达峰碳中和各项工作扎实推进。

（1）构建“1+N”政策体系。党中央、国务院出台《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，各个有关部门制定出台分领域、分行业实施方案和支撑保障政策，陆续发布了能源绿色低碳转型行动、节能降碳增效行动、工业领域碳达峰行动、交通运输绿色低碳行动、循环经济降碳行动、绿色低碳科技创新行动等重点领域碳达峰的实施方案，以及科技、碳汇、财税、金融等一系列支撑保障措施。各省（区、市）也都制定了本地区碳达峰实施方案，碳达峰碳中和“1+N”政策体系已经建立。这些措施将推动中国的经济社会发展与碳排放实现“脱钩”，经济增长不再以增加碳排放为代价，并进一步加大中国清洁能源的开发力度，加快中国传统能源的绿色低碳转型步伐，也为电动汽车、氢能、储能、分布式能源等新兴技术规模化发展扩展更加广阔的空间。

（2）稳妥有序推进能源绿色低碳转型。立足以煤为主的基本国情，大力推进煤炭清洁高效利用，推动减污降碳，实施煤电机组“三改联动”，在沙漠、戈壁、荒漠地区规划建设4.5亿千瓦大型风电光伏

基地。中国可再生能源装机规模已突破11亿千瓦，稳居世界第一。

（3）大力推进产业结构优化升级。积极发展战略性新兴产业，着力推动重点行业节能降碳改造，坚决遏制“两高一低”项目盲目发展。与2012年相比，2022年中国能耗强度下降了26.4%。

（4）推进建筑、交通等领域低碳转型。积极发展绿色建筑，推进既有建筑绿色低碳改造。2022年全国城镇新增绿色建筑面积达到20多亿平方米。加大力度推广节能低碳交通工具，新能源汽车产销量连续8年位居世界第一，保有量占全球一半以上。

（5）巩固提升生态系统碳汇能力。坚持山水林田湖草沙一体化保护和修复，科学推进大规模国土绿化行动。中国森林覆盖率和森林蓄积量连续保持“双增长”，已成为全球森林资源增加最多的国家。

（6）建立健全相关政策机制。优化完善能耗双控政策，建立统一规范的碳排放统计核算体系，推出碳减排支持工具和煤炭清洁高效利用专项再贷款，启动全国碳市场。完善绿色技术创新体系，强化碳达峰碳中和专业人才培养。深入推进绿色生活创建行动，倡导绿色生活方式，鼓励绿色消费。

（7）积极参与全球气候治理。在多双边机制中发挥积极建设性作用，推动构建公平合理、合作共赢的全球环境治理体系。深化应对气候变化南南合作，扎实推进绿色“一带一路”建设，支持发展中国家能源绿色低碳发展。

第二部分 中国能源系统净零排放路径

第三章：2060年中国能源转型路径



3 2060年中国能源转型路径

3.1 主要结论

- CETO 2023 设计了参考情景（BLS）、碳中和情景 1（CNS1）和碳中和情景 2（CNS2）三个情景。三个情景边界与假设差异主要为排放约束、化石能源退役与新增节奏、终端技术与活动水平、新能源技术成本曲线等。CNS2 情景是 CETO 2023 主要推荐的情景方案，侧重以更完善的市场机制、更大力度的技术创新和应用步伐推进新能源与可再生能源发展，更快速有效地推动能源系统实现净零排放。
- 碳中和情景下，中国走出全新的绿色低碳增长路径。一次能源需求结构实现革命性绿色低碳转变，产业低碳竞争力持续增强，人均用电量倍增与碳排放倍减同步发生。能效提升与绿电跨越式增长并驾齐驱，为高附加值的新型用电用能创造空间。2060年，CNS2 情景下非化石能源比重提升至 96%；全社会用电量增长至 20.2 万亿千瓦时。
- 终端能源消费从“电气化”引领迈向“电氢化”深度脱碳。2035 年前，终端电力需求保持快速增长。碳达峰后，绿氢成为电气化的重要补充，扮演零碳原料和零碳燃料双重角色，推动终端部门难以减排的行业深度脱碳。2060年，CNS2 情景下电力占终端能源消费比重达到 66%；电制氢的用电量占全社会用电量的 22.1%。
- 新型电力系统实现发展、减排、安全多要素优化协同。电力系统全面转向可再生能源，风电和光伏成为便宜充足的主力电源。煤电的角色发生根本性的改变，部分机组退而不拆，从基荷电源转型为灵活性调节电源。电力灵活性资源多元化规模化发展。核电发挥积极稳定的低碳基荷电源作用。
- 关键清洁能源技术倍增式跨越式发展。可再生能源技术持续高速发展，电力灵活性技术指数型发展，新型终端用能技术深度替代，带动能源转型创造绿色就业与新的绿色增长点。
- 坚定不移推动能源市场化改革，创建技术中立、机制完善的能源市场，可持续的能源转型投资，不断为技术创新注入动力，有力推动全球能源转型的国际合作，是实现碳中和路径的关键所在。

3.2 中国能源转型的情景设计

CETO情景设计体现中国能源系统的特点，围绕实现碳达峰碳中和目标，既深入评估长期能源转型的不同技术路径，也动态评估近中期能源转型面临的趋势与风险。为此，CETO 2023提出了三个情景设计：参考情景（BLS）、碳中和情景1（CNS1）和碳中和情景2（CNS2）。两个碳中和情景有共同的前提条件：世界各国紧密团结、齐心协力共同履行《巴黎协定》，以更大的力度实现《巴黎协定》确定的“将全球平均气温上升控制在低于2摄氏度之内，并努力控制在1.5摄氏度之内”的目标；且均需实现2030年前碳达峰、2060年前碳中和的中国战略与承诺。两个碳中和情景旨在基于对实现碳中和和技术路径不确定性的深入讨论，研提实现碳达峰碳中和目标前景的两种转型解决方案，能源系统实现净零排放的路径选择和时间上存在差异。

参考情景（BLS）

BLS情景是描述能源系统发展趋势外推的情景，不设定展望期内净零排放约束的边界条件。此情景基于现有技术水平、政策措施和行业趋势，假设没有进一步加大政策力度，同时考虑能源转型面临的风险以及内外部环境变化等动态因素，以分析能源系统的长期发展趋势。BLS情景能够实现《巴黎协定》确定的本世纪末将全球平均气温上升控制在低于2摄氏度之内的愿景，但可能无法在展望期内实现能源系统净零排放。

本年度BLS情景的一个特点是体现了近期能源转型的国内外风险。当前全球能源市场剧烈动荡，能源安全受到产业链波动、地缘政治冲突、能源资源价格高企、技术封锁等干扰因素的影响，能源转型步伐受限，部分国家出现了能源危机。BLS情景描述相关风险点对能源转型的影响，并评估对长期转型形成的代价，包括推迟转型、更高峰值、更大成本等，并用于与碳中和情景对比，作为参考，以分析转型的努力方向。

碳中和情景1（CNS1）

碳中和情景1（CNS1）是描述实现碳达峰碳中和目标的一种情景，设定为在2055年前后实现能源系统净零排放。CNS1情景的构建目标为提出实现碳达峰碳中和目标的解决方案。这一情景考虑中国能源资源主要依赖煤炭的基本情况，突出煤炭在保障能源安全中的作用，煤炭转型路径充分考虑相关挑战，以及清洁能源转型、可再生能源发展、体制机制障碍等方面的影响，采取稳妥转型的节奏和方式实现碳达峰碳中和目标。技术路径方面，这一情景大力发展可再生能源，同时煤炭通过自然或延迟退役的方式逐步退出能源系统，伴随着煤电、天然气发电和生物质能发电机组相对较大的碳捕集与封存等碳抵消和负碳技术需求，和相对较低的部署清洁能源技术要求。

碳中和情景2（CNS2）

碳中和情景2（CNS2）是描述实现碳达峰碳中和目标的加速转型情景，设定为在2055年之前实现能源系统的净零排放。这一情景的重点是最大化挖掘供需双侧清洁能源与高比例可再生能源发展的潜能，以更大政策力度、更快节奏、更高水平部署清洁能源技术。CNS2情景的能源转型路径为政府和市场结合，更好发挥市场作用，突出清洁能源竞争力增强和自下而上创新的影响。技术路径方面，清洁能源技术成本下降更快，电气化水平更高，化石能源加速淘汰，带动更为强劲的可再生能源、电力灵活性、能效、绿氢等技术的需求，风电和光伏等可再生能源发电装机容量进一步扩大，煤电机组发电小时数和发电量下降更快，并最终实现煤电机组自然退役。

综合来看，CNS2情景是更有优势的路径。该情景中，市场机制和技术创新发挥更大的作用，激励各方更积极地参与能源转型，可再生能源部署力度更大，更快速有效地推动中国能源系统向净零排放迈进。这使得CNS2情景成为CETO 2023主要推荐的情景方案。

3.3 主要情景假设与边界条件

情景区别

CETO 2023的三个情景满足一致的宏观经济与既有政策参数，以及能源安全与生态环境保护约束性指标。1) 宏观经济参数含人口、国内生产总值（GDP）、城镇化率等，包括省级参数。2) 既有政策包括“十四五”规划体系，最新的相关能源与气候相关产业政策等。其中，BLS情景仅考虑既有路径的支持政策。3) 能源系统安全与生态环境保护约束性指标是三个情景的前置约束。其中，生态环境保护约束性指标从生态环境部发布的“三线一单”²出发，提出细分至各能源品种与电力、工业、建筑、交通等能源部门的生态环境约束，含对水、土壤、大气等污染和非污染约束，如生物质能与耕地红线等。4) 三个情景设定了统一的最低碳价，以体现新能源技术成本下降本身的优势。5) 三个情景均以2020-2060年为展望期。受新冠疫情影响，2020年数据波动剧烈，难以代表长期趋势，多数情况采取2021年作为基年对比。

三个情景采取不同的碳排放约束、化石能源退役与新增节奏、清洁能源供应能力等边界条件。模型假设方面，三个情景采取不同的终端用能部门活动水平和新能源技术成本，以体现不同部署规模下能源供需技术成本曲线。如，CNS1情景下CCS需求量大，其成本相比CNS2下降更快。而CNS2情景下，新能源制造业规模化发展，清洁能源技术成本下降更快。

²“三线一单”指以生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线为基础，编制生态环境准入清单。

表 3-1 分情景主要边界条件与假设

	参考情景 BLS	碳中和情景 1 CNS1	碳中和情景 2 CNS2
主要边界条件			
可持续发展约束			
碳排放约束	不设定展望期内净零排放约束；设定巴黎协定相一致的煤炭消费上限	2030年前碳达峰 2060年前碳中和 2055年前后能源系统净零排放	2030年前碳达峰 2060年前碳中和 2055年之前能源系统净零排放
能源电力系统安全约束	一致		
生态环境保护红线约束	一致		
化石能源发展约束			
化石能源发电与终端用煤	自然或延迟退役		自然退役
主要假设			
宏观经济发展参数	一致，设置省级参数		
能源与气候政策	一致，包括既定政策，纳入省级政策		
能源与电力供应端			
可再生能源技术成本	高		低
电力灵活性技术成本	高		低
CCUS 技术成本	高	低	中
核电装机增长	一致		
碳价与化石燃料价格	一致，设置省级价格参数		
能源需求端			
电气化水平	低	中	高
单位能耗强度	高	中	低
高耗能产品产量	一致		
工业增加值	一致		
高耗能行业增加值比重	高	低	
传统轻工业及高附加值行业增加值比重	低	高	
终端新技术替代率	低	中	高
汽车保有量	一致		
电动车渗透速度	低	中	高
PtX 需求水平	低	中	高
建筑总面积	一致		
城镇化水平	一致		
节能、超低/近零能耗建筑比重	低	中	高

能源转型的总体目标

中国能源转型需要统筹发展、减排与安全的多重目标。这意味着中国能源转型需要服务于引领实现碳达峰碳中和目标，推动经济可持续增长，满足美丽中国下人民生活水平提升的需要，实现人与自然和谐共生的中国式现代化。这些目标需要加快推动发展方式绿色低碳转型，构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，积极稳妥推进碳达峰碳中和。

能源转型的核心目标是履行中国对《巴黎协定》的承诺，走低碳发展之路，确保减缓能源部门的气候影响，为巴黎协定第二条“将全球平均气温上升控制在低于2摄氏度之内，并努力限制在1.5摄氏度之内”的目标做出贡献。2020年，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”。为实现全社会2060年前碳中和，CETO认为能源系统应当率先并适度超前实现碳中和，为其他部门减排创造空间。本年度展望中，CNS1情景、CNS2情景分别设定为在2055年前后、2055年之前实现能源系统净零排放。

本年度展望参考《碳达峰碳中和干部读本》对“碳中和”范围的相关描述，包括二氧化碳中和。展望分析的二氧化碳排放部门仅包括能源活动。根据《中华人民共和国气候变化国家信息通报》和《中华人民共和国气候变化两年更新报告》中报告的温室气体清单，2014年能源活动的二氧化碳排放占中国温室气体排放总量（包括LULUCF）的79.8%。非二氧化碳温室气体，如甲烷（ CH_4 ），对气候变化也有重要的不利影响。甲烷在大气中寿命相对较短，但对温室效应的影响速度较快。尽管未在情景模型中纳入甲烷，但CETO 2023对甲烷减排进行了专题分析，以支持推动甲烷排放控制的行动。

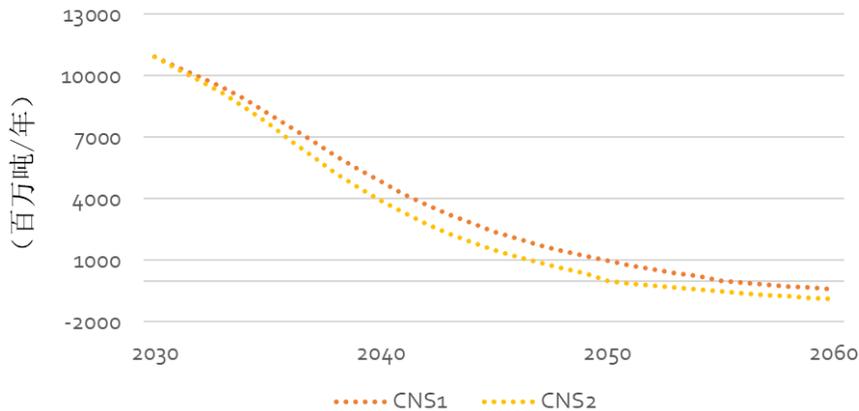


图 3-1 分情景能源系统二氧化碳排放的边界条件

宏观经济假设

经济增长

经济增长是确保中国经济社会长期发展的前提条件。中国能源系统的低碳转型需要满足可持续的经济发展，并对绿色增长形成贡献。国内生产总值（GDP）是衡量一国经济发展水平的核心综合性指标。随着中国经济从高增速转向高质量发展，GDP增速不再是唯一的衡量指标。

“十四五”规划将GDP增长保留为预期性指标，未设置具体参数，提出GDP“年均增长保持在合理区间、各年度视情提出”，并再次明确了“2035年人均GDP达到中等发达国家水平”的目标。人均GDP、就业、居民人均收入与消费支出、能耗强度、碳排放强度等指标，都要求中国经济增长保持一定规模。综合考虑上述目标与“两个一百年”目标，CETO 2023中，2060年中国GDP设定为2020年的4倍。

人口和城镇化

人口的总量与结构均对能源消费产生重要影响。**人口总量方面**，当前中国人口发展呈现新特点，正在进入低增长的拐点阶段。2020年中国人口为14.12亿人，比2010年增加了7205万人。2010-2020年，中国人口年平均增长率为0.53%，略低于2000-2010年。2022年，中国人口60年来首次出现负增长，人口规模从2021年的14.13亿下降至14.12亿。尽管人口生育率已经降低，但由于人口死亡率降低和过去高生育率的影响，预期总人口仍会保持一段时间的惯性增长。根据相关预测，中国人口总量

在2025-2030年达到峰值，并迎来人口负增长的时期。人口结构方面，第七次全国人口普查数据显示，老龄化趋势逐步加速。预计2021-2030年间，劳动年龄人口数量和比例继续迅速下降，2030年老年人口比例达到25%左右。城镇化率是终端用能部门，尤其是建筑部门的重要参数。2022年，中国城镇人口占全国人口比重（城镇化率）为65.22%。随着新型城镇化和城乡融合的发展，城镇化率持续增长，但增速预计在达到75%后逐渐放缓。

CETO采取的人口总量假设参考了国内外多个机构对中国人口的相关研究，包括中国宏观经济研究院、中国社会科学院、世界银行等主要机构的中国人口预测数据，同时考虑了近中期内人口与鼓励生育政策的预期影响。城镇化率假设主要参考中国宏观经济研究院社会研究所的研究。CETO 2023所采用的人口假设为2030年14.3亿人，2050年13.9亿人，2060年13.3亿人；城镇化率为2030年71%，2050年75%，2060年77%。

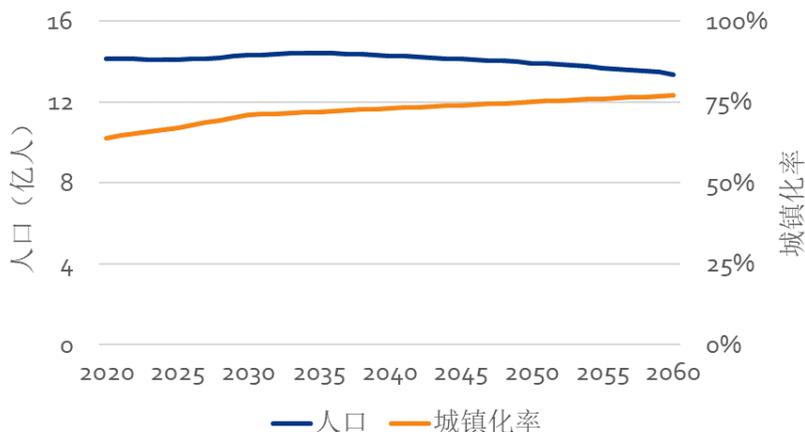


图 3-2 CETO 2023 人口与城镇化率假设

区域发展与省级参数

CETO情景基于对分省电力和电制燃料占全国比重的设定，开展供电供热及技术布局模型分析。省级宏观经济参数及产业结构变化对电力和电制燃料需求均产生影响。

CETO模型的分省电力消费比重基于第二产业与城乡居民生活用电量测算。**第二产业方面**，各省GDP增速是工业用电量的主要影响参数。近期GDP增速采用各省“十四五”规划的目标值。长期GDP增速考虑全国增速与分区域经济社会发展阶段与中国的区域发展战略。**城乡居民生活用电量方面**，考虑各省基准年的人均生活用电量，结合各省不同的经济社会发展阶段与用电增长潜力，预测2060年人均生活用电量水平。其中，西部省份有更大的用电量增长空间。结合分省人口预测，CETO得到各省城乡居民用电总量。分省人口预测主要参考中国宏观经济研究院社会研究所的研究。省级用电量结合全国用电量展望进行校准，并主要用于比重测算。

分省电制燃料需求比重主要基于基年数据和化石燃料替代预期。LEAP模型分析得到氨、甲醇和氢等燃料的全国需求，并通过基年分省燃料需求数据与化石燃料替代假设分配至各省。氨和甲醇目前缺乏各省基年需求的统计数据，CETO利用2020年不同地区货物周转统计数据及人均GDP增长预期分配全国需求。此外，部分燃料，如钢铁工业中氢的需求主要受政策驱动。因此，CETO通过专家咨询确定其省级需求比重的分配方式，并纳入特定省份制氢绿电的供应量与成本等因素。

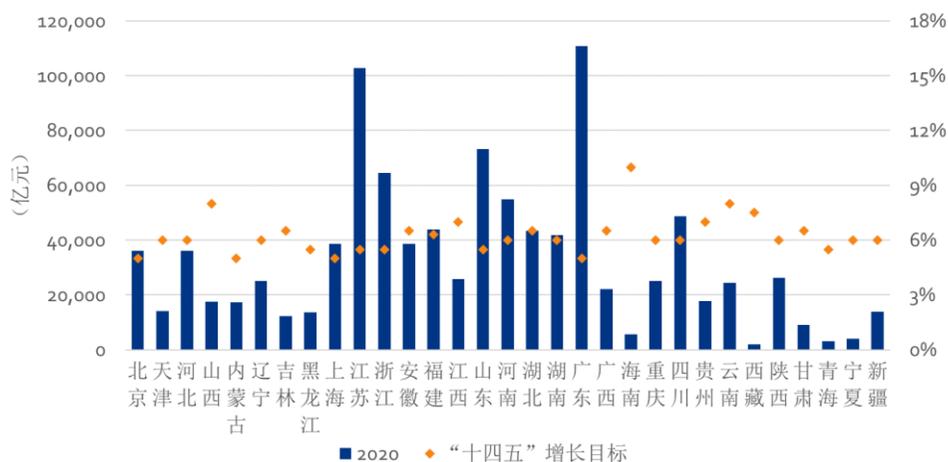


图 3-3 2020年各省 GDP 及“十四五”GDP 增速假设

数据来源：国家统计局、各省“十四五”规划

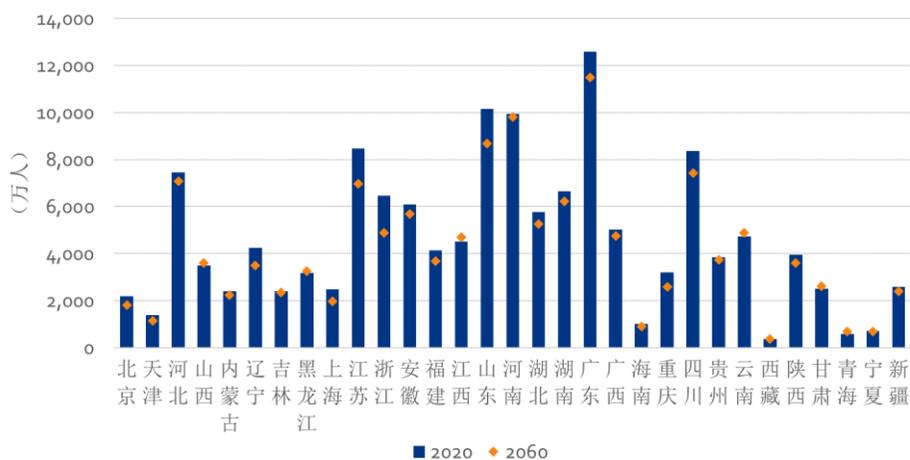


图 3-4 2020 年各省人口及 2060 年人口假设

数据来源：2020 年为国家统计局数据，2060 年为 CETO 模型假设

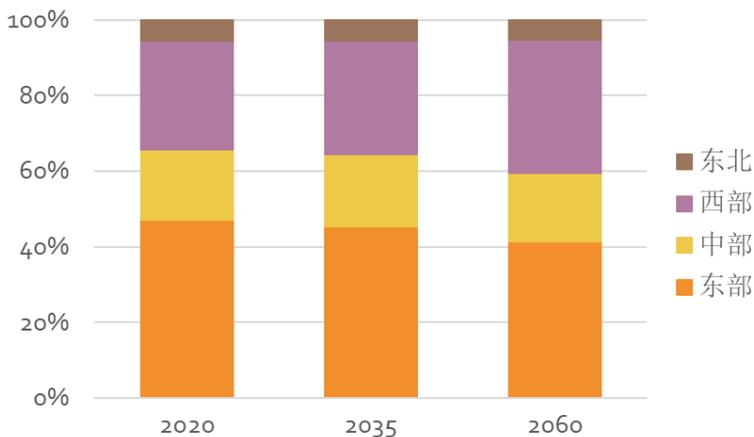


图 3-5 2020-2060 年区域电力需求比重假设

主要技术成本假设

能源供应部门的转型路径研究主要基于课题组开发的中国电力部署优化模型（EDO）开展。该模型考虑一系列边界条件与政策约束，同时基于最低成本原则，进行电力装机增长、机组配置和调度运行的优化，进行发电与供热技术选择。发电技术成本的下降曲线与火电厂化石燃料成本演变假设是发电技术组合的重要影响参数。

发电技术成本方面，CETO 2023预期，随着技术进步、规模效应、政策支持等多方面因素影响，展望期内清洁能源技术成本进一步下降。传统能源技术，如火电投资成本的下降空间则较为有限。CETO 2023发电技术成本的基年数据基于中国电力行业的最新实际数据。可再生能源发电技术的成本下降曲线参考国内外相关预测和研究，如风电光伏行业协会、美国国家可再生能源实验室（NREL）的研究等。

燃料价格方面，可再生能源技术以风光等作为能源来源，边际燃料成本为零，化石燃料和核能等传统能源的价格则受市场波动和资源枯竭的影响。因此可再生能源在长期内更具成本优势。CETO 2023考虑了全球能源危机对化石燃料价格的影响。2021年起，受全球能源供应偏紧影响，中国煤炭中长期价格大幅攀升，拉高了动力煤价格。2021年和2022年，全国动力煤中长期均价分别同比增长了16%和10%。CETO 2023动力煤价格假设为2030年前，动力煤价格年降速1%-3%；2031-2060年，回稳至570-770元/吨区间。天然气价格假设为2030年7.7美元/mmbtu，2050年6.8美元/mbtu，2060年6.5美元/mbtu。

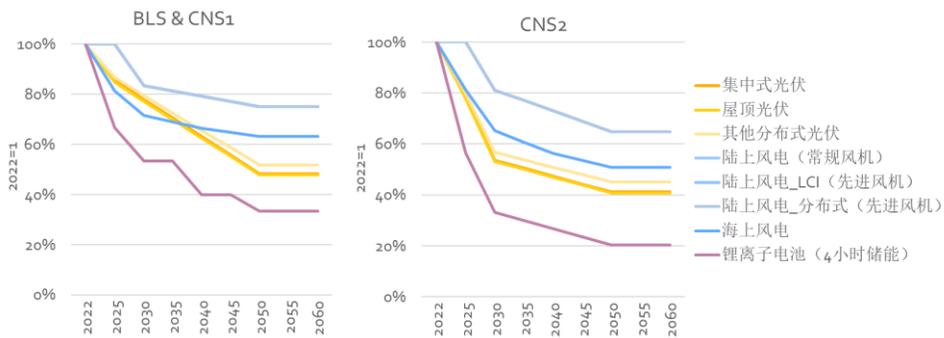


图 3-6 2020-2060 年分情景主要技术投资成本下降曲线假设

3.4 部门能源转型的主要政策

CETO 2023系统覆盖了2020年碳中和承诺以来发布的主要政策，重点更新了2022年相关政策。2022年是提出碳达峰碳中和以来重要的政策年份。“1+N”政策完成构建，“十四五”相关规划陆续出台，二十大报告对新阶段能源安全与高质量发展提出新要求。纳入情景分析的主要政策如下。

“1+N”政策体系

实现碳达峰碳中和是一项多维的系统工程，涉及经济社会发展各个方面。碳中和承诺后，《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》《2030年前碳达峰行动方案》相继发布，为实现碳达峰碳中和目标做出顶层设计，两份文件在碳达峰碳中和“1+N”政策体系中发挥“1”的统领作用，明确了碳达峰碳中和工作的时间表与路线图。“N”包括能源、工业、交通运输、城乡建设等分领域分行业碳达峰实施方案，以及科技支撑、能源保障、碳汇能力、财政金融价格政策、标准计量体系、督察考核等保障方案。截至2022年，能源、工业、城乡建设、交通运输、农业农村等重点领域实施方案，煤炭、石油天然气、钢铁、有色金属、石化化工、建材等重点行业实施方案，科技支撑、财政支持、统计核算、人才培养等支撑保障方案，以及31个省区市碳达峰实施方案均已制定。一系列文件构建起碳达峰碳中和政策体系，并确定了碳达峰10大行动。

表 3-2 碳达峰碳中和“1+N”政策体系

碳达峰碳中和承诺	
“1”：顶层设计文件	
《中共中央国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》	《2030年前碳达峰行动方案》
“N”：支撑十大行动	
<ul style="list-style-type: none"> ▪ 能源绿色低碳转型行动 ▪ 节能降碳增效行动 ▪ 工业领域碳达峰行动 ▪ 城乡建设碳达峰行动 ▪ 交通运输绿色低碳行动 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 循环经济助力降碳行动 ▪ 绿色低碳科技创新行动 ▪ 碳汇能力巩固提升行动 ▪ 绿色低碳全民行动 ▪ 各地区梯次有序碳达峰行动

“十四五”规划

“十四五”规划体系是CETO 2023的重要政策依据。国家层面规划包括《“十四五”现代能源体系规划》《“十四五”可再生能源发展规划》等。2022年，全国各省市、自治区基本出台了“十四五”能源发展规划，部分省市出台了可再生能源和2035年远景目标纲要。“十四五”规划具有法律效力，相关目标对能源发展具有较强的指导性。

专项能源政策

2022年，中国能源领域发布多项支持新型能源体系建设的专项政策，对CETO模型的具体技术路线形成重要影响。《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》等提出总体发展方向。部分具体发展目标在年度政策中有所体现。如《2022年能源工作指导意见》提出了加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设。

能源供应方面，**新型储能和氢能重要性提升**。2022年，中国政府发布了《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》《加快推动新型储能发展的指导意见》《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》等专项政策，对2021年发布的《“十四五”新型储能发展实施方案》提供了进一步的支持。**火电灵活性改造提速**。《全国煤电机组改造升级实施方案》、《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2022年版）》等政策进一步提升对煤电厂升级改造的政策部署。**分布式可再生能源支持力度加大**。《关于公布整县（市、区）屋顶分布式光伏开发试点名单的通知》等政策，提升了分布式能源开发力度。

终端用能部门提升绿色转型标准与力度。**工业领域**，《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》提出了2030年达峰目标。《水泥行业节能降碳改造升级实施指南》提出了相关能效标杆。石化、化纤、纺织品等高质量发展指导意见明确了相关行业碳达峰阶段性目标，并提出了保障措施。**建筑领域**，《关于推动城乡建设绿色发展的意见》《“十四五”住房和城乡建设科技发展规划》《“十四五”建筑节能与绿色建筑发展规划》《城乡建设领域碳达峰实施方案》等相继发布。

能源市场化改革相关政策

碳达峰碳中和的激励约束机制不断完善，能源领域价格改革深化。2020年以来，中国深化燃煤发电上网电价市场化改革，出台新能源平价上网政策，创新抽水蓄能价格机制，优化峰谷分时电价机制，实施更严格的高耗能行业阶梯电价政策，加快建立适应高质量发展和碳达峰碳中和工作要求的能源价格政策体系，进一步促进可再生能源规模化发展。

货币工具持续完善。截至2022年上半年已通过碳减排支持工具累计发放政策资金超1800亿元，通过煤炭清洁高效利用专项再贷款累计发放政策资金超350亿元，撬动更多社会资金促进碳减排。

碳市场建设提速。中国于2021年7月16日启动了全国碳排放权交易市场，首批纳入2162家电力企业，年覆盖二氧化碳排放量约45亿吨，为全球覆盖碳排放规模最大的碳市场。全国碳市场制度体系建设持续推进，2021年2月1日起施行《碳排放权交易管理办法（试行）》，建立了碳排放权登记、交易、结算、企业温室气体排放核算报告核查等配套制度，加快修订《温室气体自愿减排交易暂行办法》及相关配套技术规范，对全国碳市场运行的各个环节和相关方权责进行相应规定，为全国碳市场的建设、运行和监管提供依据。

3.5 情景分析的主要结论

一次能源需求结构实现革命性转变

碳中和情景需要能源结构深度转变。碳中和路径下，化石能源全面退出历史舞台。CNS2情景下，2035年全国一次能源需求总量增长至70亿吨标准煤，2060年下降至58亿吨标准煤（发电煤耗法）。两个CNS情景下，非化石能源在一次能源需求中的占比均在2035年前超过50%；2060年，CNS1、CNS2情景下分别提升至92%和96%，比BLS约高20个百分点。CNS1和CNS2情景下，2060年可再生能源在一次能源需求中的比重分别达到86%和90%（发电煤耗法）。这意味着，即使是充分考虑煤炭平稳退出的CNS1情景下，能源结构深度脱碳并全面转向非化石能源，也是碳中和的必然要求。

所有情景下，煤炭需求均逐步减少。从政策看，根据“1+N”政策体系要求，中国在“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少煤炭消费。从市场看，化石能源价格剧烈波动下，火电厂的竞争力受到大幅影响。受政策和市场影响，煤炭在能源需求结构中占比下降成为三个情景的共同趋势。即使在BLS和CNS1情景下，煤炭也在近期开始逐步减少。两个CNS情景下，2060年煤炭在一次能源需求中的比

重低于2%。

可再生能源发展缓解了天然气需求增长。CETO 2023情景显示，电气化和可再生能源快速发展，替代了石油和天然气增量，油气需求增速逐步放缓。三个情景下，化石能源需求总量在2030年前达峰，支撑碳达峰目标实现，2060年天然气在一次能源需求总量中的比重下降至不到7%。天然气价格高位波动和可再生能源迅速增加，共同缓解了天然气需求增长。在电力部门，风电和太阳能发电成本迅速降低，天然气价格相对昂贵，同时燃煤发电机组在近中期转向用于电力系统调峰，综合制约了天然气发电需求增长，天然气主要用于终端用能部门。此外，生物质气在发电、工业、交通等领域的发展应用，替代了部分天然气的潜在需求。



图 3-7 一次能源需求结构（2021 vs 2060）

碳中和走出全新的绿色低碳增长路径

作为最大的发展中国家，中国如何实现绿色发展对当今世界应对严峻的气候挑战具有重要意义。CETO 2023情景显示，中国实现碳中和的发展路径与发达国家历史上的能源经济增长模式有巨大差异。中国以更低的人均能耗和人均碳排放、更快的节奏实现低碳转型，走出全新的绿色低碳增长路径。

一是以平稳的能源消费支撑经济水平跃升。CNS2情景下，2035年中国经济增长至2021年约1.8倍，单位GDP能耗比2021年下降52%（电热当量法）。从人均经济水平与能耗看，2060年，中国人均GDP增长至目前的4倍以上。但CNS2情景下，人均能源消费量仅从2021年的约4吨标

准煤/年小幅增长至2035年的4.9吨标准煤/年，2060年回落至4.4吨标准煤/年，增速远低于人均收入水平增长。人均能耗的平稳意味着通过技术创新和资源管理来提升能效，减少浪费性消费。

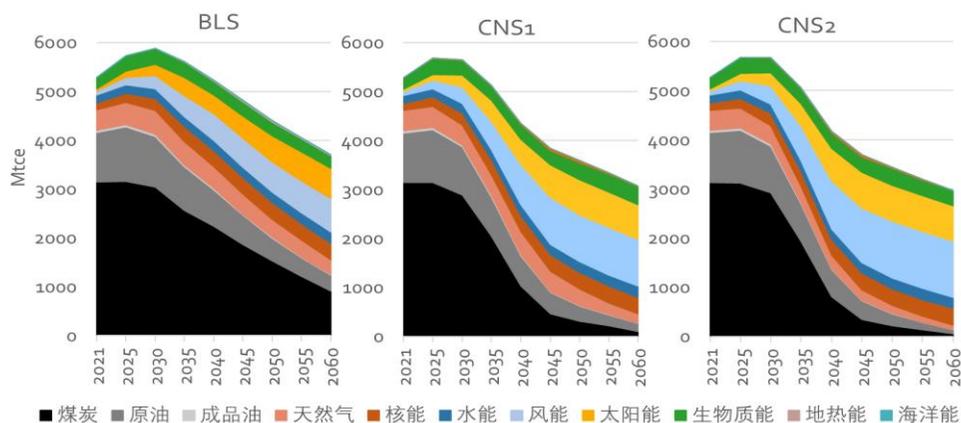
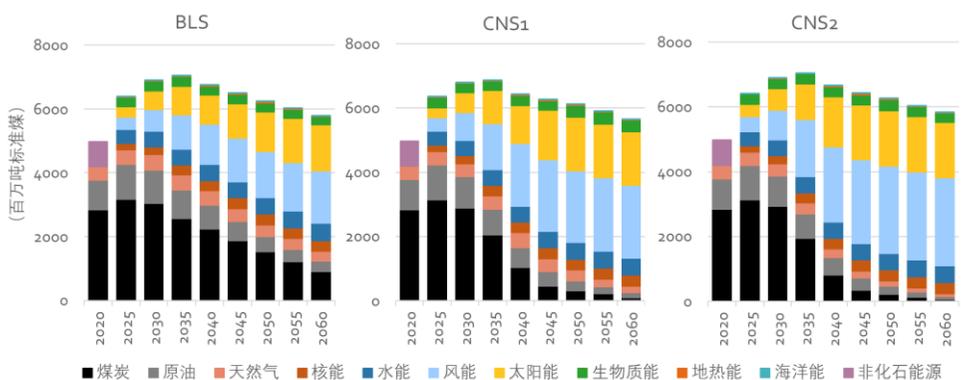


图 3-8 2021-2060 年一次能源需求总量及结构（电热当量法）



注：2020年为历史数据，其他年份为模型结果。

图 3-9 2020-2060 年一次能源需求总量及结构（发电煤耗法）

二是人均用电量倍增与碳排放倍减同步发生。人均用电量反映居民家庭的电气化程度，而家庭电气化是生活质量提升的重要标志。截至2023年上半年，中国人均全社会用电量约为16.7千瓦时/天，其中人均城乡居民生活用电量约为2.4千瓦时/天。CETO 2023情景显示，能效提升不会以牺牲人民生活水平提升为代价。CNS2情景下，2035年人均用电量（按全社会用电量计）增长至31千瓦时/天；2060年至42千瓦时/天，约为目前的2.6倍，实现用电水平的跃升。与此同时，人均碳排放从2021

年的8.2吨二氧化碳/年下降到2035年的5.3吨二氧化碳/年，降低35%。

减少人均碳排放得益于在能源生产和消费领域推动清洁能源替代传统高碳能源，并普及低碳生活方式。以交通领域为例，电能替代与低碳集约的发展方式转型尤为明显。2021年，中国千人乘用车保有量约为176辆，其中纯电动汽车仅为5辆；2035年，千人保有量增加至280辆，其中纯电动汽车增加至40%；2060年，千人保有量增加至373辆，其中纯电动汽车进一步增加至94%。从国际水平来看，目前，美国千人汽车保有量约为868辆，丹麦约为540辆，发达国家普遍在600辆左右。碳中和情景下，中国会采取全新的低碳集约交通发展方式，千人汽车保有量维持在较为适当的水平。坚持低碳、高效、可持续的发展道路，创造全新的低碳零碳生产与生活方式，中国才能实现经济繁荣与生态文明协调共进，同时满足人民对美好生活的向往。

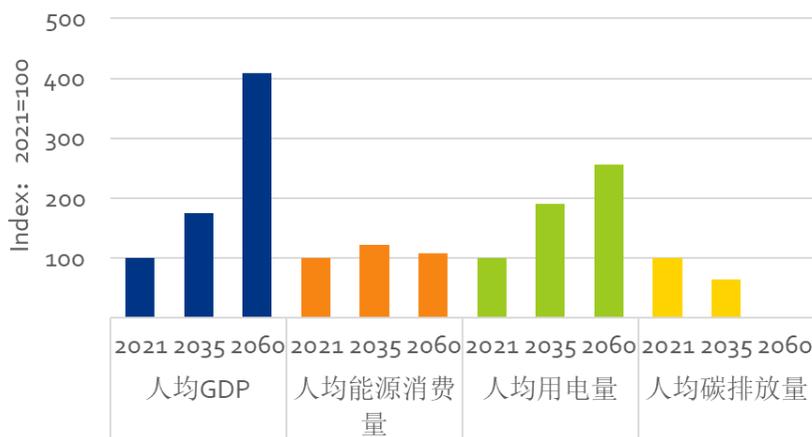


图 3-10 2021-2060 年 CNS2 情景下人均能源发展情况（2021=100）

注：人均能源消费量按一次能源消费量计（发电煤耗法）。人均用电量按总用电量计。

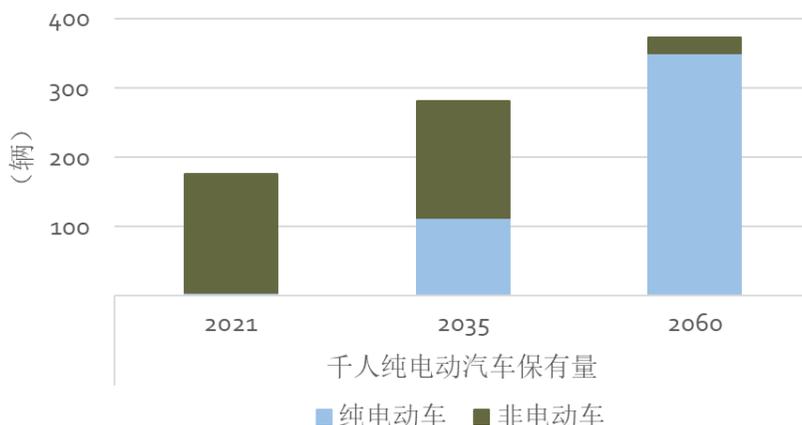


图 3-11 2021-2060 年 CNS2 情景下千人乘用车保有量及结构变化

产业低碳零碳竞争力持续增强

CETO 2023情景显示，实现碳中和需要创造历史的减排幅度。CNS1和CNS2情景下，2030-2060年，中国年均减排量分别约达3.6和3.7亿吨二氧化碳。根据OECD数据，2021年欧盟28国温室气体排放总量约为29亿吨二氧化碳。即，碳达峰后，中国每8年的减排量相当于实现欧盟当前排放全部中和。这意味着中国需要采取全球最先进的清洁能源技术，持续进行技术创新，加大政策力度。这一艰苦努力的结果为整体经济与各行业碳强度的大幅快速下降，产业低碳零碳发展水平和竞争力显著增强。

从情景差异看，电力部门与终端用能部门的碳减排力度均需进一步加强。三个情景均实现了2030年前碳达峰，此后碳排放路径差距逐渐拉大，BLS与CNS2的情景差异显示了碳达峰至碳中和阶段的减排努力方向。要实现CNS2情景推荐的减排路径，2045年、2060年需比BLS情景分别多减排5.6亿吨和4亿吨二氧化碳。从部门分解看，电力和工业行业减排最为重要。间接排放方面，电力排放为最主要减排贡献者。2060年，电力行业排放占BLS情景与CNS2情景排放差距的60%。直接排放方面，终端用能部门脱碳过程中，建筑领域直接排放的二氧化碳实现零排放相对容易，工业和交通运输领域直接排放的二氧化碳较难实现清零。CNS2情景下，2060年，终端用能部门直接排放仍达6.4亿吨二氧化碳，

比2020年减少92%。其中大部分直接碳排放来自化工，约5.4亿吨，钢铁和水泥直接碳排放约为0.7亿吨。这部分碳排放需要负碳技术进一步抵消。

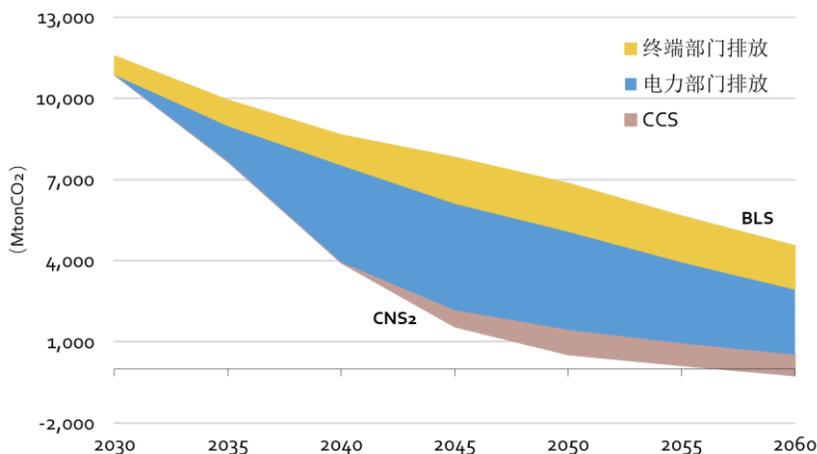


图 3-12 CNS2 情景相对于 BLS 情景的分部门减排量分解

工业碳强度显著下降。工业是能源消费和碳排放的主要领域，2020年工业领域碳排放约为39亿吨，约占能源总排放的三分之一。中国工业领域碳减排显著进步。CNS2情景下，工业二氧化碳排放强度从2020年的1.25吨/万元下降到2060年的0.062吨/万元（2010年不变价），降幅高达95%。这一巨大的降幅主要得益于工业结构调整、能源效率提升和低碳技术创新等一系列政策和措施。

钢铁和水泥生产是工业部门能源消费和碳排放的重要贡献者。2020年，钢铁产量约达10.75亿吨，能耗约为7.34亿吨标准煤，排放约达16.86亿吨二氧化碳。水泥产量约达19亿吨，能耗约为1.74亿吨标准煤，排放约2.87亿吨二氧化碳（不包括工业过程排放）。钢铁生产碳强度约为1.58吨二氧化碳/吨钢，水泥生产约为0.15吨二氧化碳/吨水泥。CETO 2023所有情景下，到2060年，钢铁和水泥产量大幅减少。钢铁产量降至约6亿吨，水泥降至约8亿吨。通过大规模的电弧炉（EAF）技术和氢基直接还原铁（DRI）工艺，钢铁生产的碳强度大幅下降。BLS、CNS1和CNS2情景下，到2060年，钢铁生产的碳强度分别降至0.47、0.24和0.09吨二氧化碳/吨钢。通过采用替代熟料技术，并增加替代原料和燃料的利

用，三个情景下水泥生产的碳强度分别降至0.06、0.02和0.02吨二氧化碳/吨水泥。CNS2情景下，钢铁和水泥行业的碳强度降低在展望期前30年相对缓慢，在实现碳中和前10年加快步伐。2020-2050年的两个行业的平均年降低率约为4-5%，2050-2060年增加到11-12%。

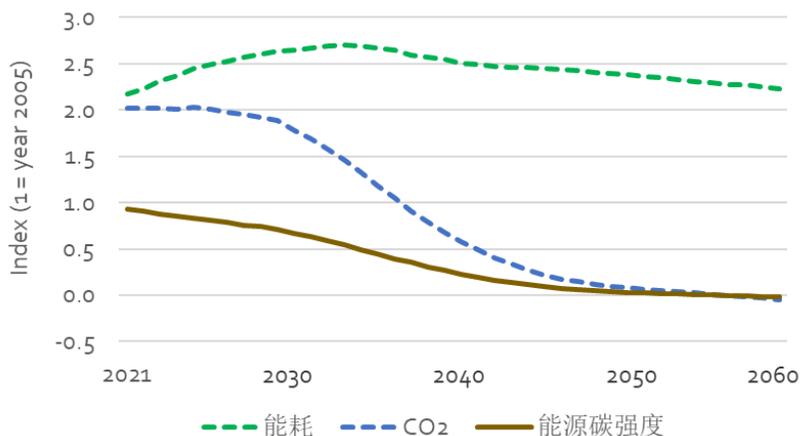


图 3-13 2021-2060 年 CNS2 情景下能耗、二氧化碳排放和能源碳强度变化 (2005=1)

绿电与能效共同保障新型用能用电增长空间

绿电的跨越式发展为高附加值的新型用电用能创造空间。新兴行业用能增长是经济发展的重要特征。CETO 2023的用电量展望为近年来展望研究的新高。2060年，BLS、CNS1、CNS2情景下的全社会用电量分别为16.4万亿千瓦时、18.3亿千瓦时和20.2亿千瓦时，分别达2021年的1.9倍、2.2倍和2.4倍。这一结论源于多方面的用能增长。一是随着中国经济持续增长和生活水平的提高，人们对商品、交通和电子设备的需求不断增加，建筑制冷与供暖等用能舒适程度提升。二是数字经济发展带来较高的用电用能增长，大数据、人工智能、云计算、物联网、移动电子设备、区块链技术等均是新兴用电增长点，数据中心成为新的用能大户。三是终端用能部门电气化水平大幅提升和绿氢需求带来的用电增长。这些终端因素，加之可再生能源电力成本降低和供应增加带来的便宜又充足的绿电，可以为高质量发展支撑新一轮的终端能源消费，尤其是用电增长。

能效的提升需要与绿电增长并驾齐驱。尽管充足的绿电为新型用能增长创造了更大空间，能效仍然是实现碳中和最重要支柱之一。提高终端能效实现的能源节约可以部分抵消新型能源消费的增长，对提高能源使用效率、效益和低碳转型发挥至关重要的作用。通过产业结构调整、深度电气化（即从化石燃料能源转向电力能源）以及技术和设备的不断创新，可以显著提高能效，尤其是在中短期内。通过这些举措的共同努力，到2060年，CETO 2023情景中工业能源强度比2020年显著降低85%，为实现更加可持续和高效的能源系统做出贡献。

综合来看，未来能源系统由高效的终端用能设备和便宜丰富的清洁能源共同重塑。仅强调能源消费总量上限难以体现能源结构的脱碳进程，绿电的跨越式发展可以为保障经济发展的用电水平跃升创造条件。在推进碳达峰碳中和进程中，需要为实现能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变创造条件，不断完善减污降碳的激励约束机制，以制定综合战略，在充分利用可负担且丰富的可再生能源优势同时，发挥能效措施的潜力。

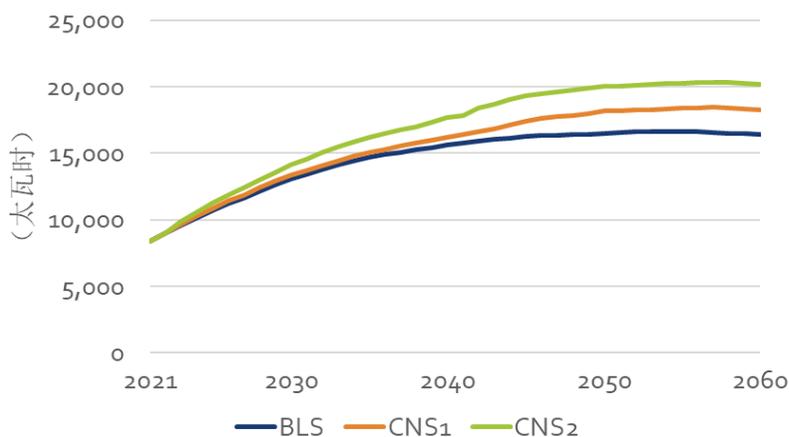


图 3-14 2021-2060 年总发电量情况

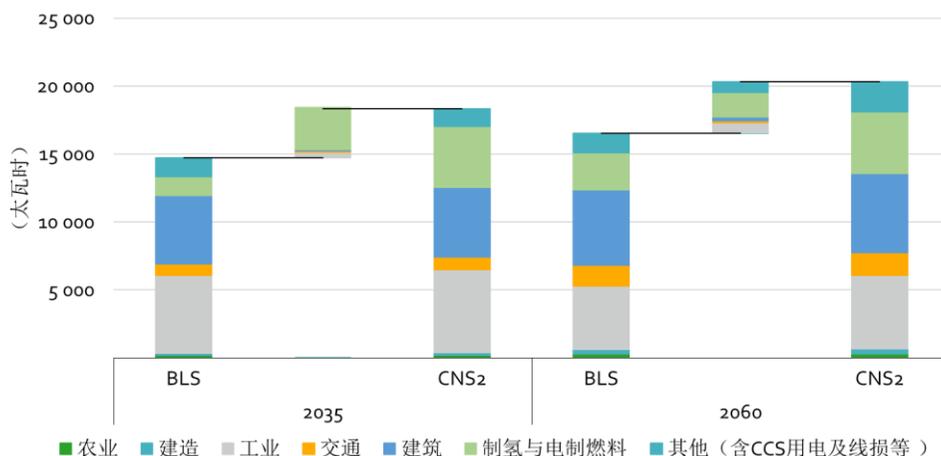


图 3-15 2035 年和 2060 年全社会用电量差异

终端能源消费从“电气化”迈向“电氢化”

终端用能部门的能源消费在近中期的转型路径以产业结构调整、能源效率提升为主，中远期转型路径主要为以技术创新为基础的深度电气化和低碳零碳燃料替代。

能源系统的电气化是引领终端用能部门转型的关键动力。 CETO 2023 的三个情景下，中国所有终端用能部门都有望实现持续的高比例电气化。BLS 情景下，电力消费占终端能源消费的比例从 2021 年的 25% 增长到 2035 年的 36%，2060 年的 51%。CNS1 情景下，电力占终端能源消费的比例在 2035 年达到 39%，2060 年达到 60%。CNS2 情景下，2035 年和 2060 年电力占终端能源消费的比例呈现更高程度的增长，分别达到 40% 和 66%。在电气化程度加深和产业结构调整的双重影响下，终端用能部门的电力消费先增后降。三个情景中，终端电力消费均于 2050 年左右达峰，之后略有下降。2060 年，终端用能部门在 BLS，CNS1 和 CNS2 情景下的直接用电量分别为 12.8 万亿千瓦时，13.3 万亿千瓦时和 14 万亿千瓦时。

工业电力需求在 2035 年前保持一定增长速度。 2020 年至 2035 年，由于高附加值产业快速发展，尤其是机械制造业和交通装备制造业等增加值较 2020 年翻一番，带动电力需求快速增长。BLS 情景下，工业用电从

2020年的4.75万亿千瓦时增长到2035年的6.35万亿千瓦时，CNS2情景下的峰值继续增长到6.71万亿千瓦时。2035年之后，由于重工业产品产量大幅下降，电力需求随之下降。CNS2情景下，2060年工业电力需求降至5.84万亿千瓦时。钢铁行业等传统重工业的电力需求持续下降。尽管2060年电炉钢比例增加到65%，但是粗钢产量降至目前的60%以下，同时能源利用效率持续提升，所以电力需求减小。

由于电动汽车的大规模普及，交通运输领域的电力需求始终保持快速增长。2060年，BLS、CNS1和CNS2情景下，交通运输领域的电力需求从2020年的0.1万亿千瓦时分别增长到1.53万亿千瓦时，1.63万亿千瓦时和1.67万亿千瓦时。2020-2060年间，交通运输领域的电力需求在三个情景下的平均年增长率都在7%左右。

建筑领域的电力需求在2035年前保持快速增长。由2020年的2.22万亿千瓦时增至5.12万亿千瓦时，平均年增长率5.7%，2035后增速放缓，2060年电力消费量为5.81万亿千瓦时，平均年增长率0.5%。CNS2情景下，2060年建筑电气化率提升至90%以上。建筑领域主要电力增长主要发生在数据中心、公用建筑的用电设备，以及民用炊事领域。

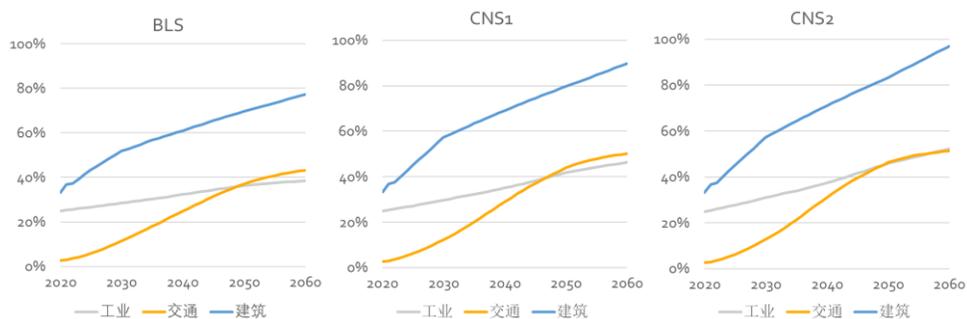


图 3-16 2020-2060 年分情景分部门分阶段电气化率

碳达峰后，终端用能部门绿氢的使用是电气化的重要补充，终端用能走向“电氢化”。氢能扮演零碳原料和零碳燃料双重角色，对于难以减排的行业，如石化化工行业深度脱碳具有非同寻常的意义。在终端用能部门的电力直接消费之外，有一部分用电用于绿氢的制备以及清洁供热。终端用能部门中，用电制备的氢能在2030年后得到迅速普及。氢能

可以用作还原剂取代用于生产粗钢的焦煤，也可以用于制氢，取代当前基于煤炭的合成氨生产技术。氢能也有取代运输部门石油产品的潜力。此外，还有部分电力被用于其他电制燃料（PtX）。三个情景中，都假设氢能需求量日益增长，因此其电力消费量也呈现相应增长。BLS情景下，2035年、2050年和2060年制氢用电量分别为1.4万亿千瓦时、2.3万亿千瓦时和2.7万亿千瓦时，在总用电量中的占比分别为9.5%、14.1%和16.2%。CNS1情景下，2035年、2050年和2060年制氢的用电量分别为1.6万亿千瓦时、2.8万亿千瓦时和3.3万亿千瓦时，在总用电量中的占比为10.9%、15.4%和17.7%。与BLS和CNS1情景相比，CNS2情景下制氢的用电量在2035年就达到2.5万亿千瓦时，在全社会用电量中的占比达到15.2%，这一比例高于BLS下2050年的比重；至2050年，制氢的耗电量达到3.8万亿千瓦时，高于CNS1情景下2060年的制氢的耗电量；到2060年电制氢的用电量增加至4.5万亿千瓦时，占全社会用电量的22.1%，氢能成为举足轻重的终端能源。

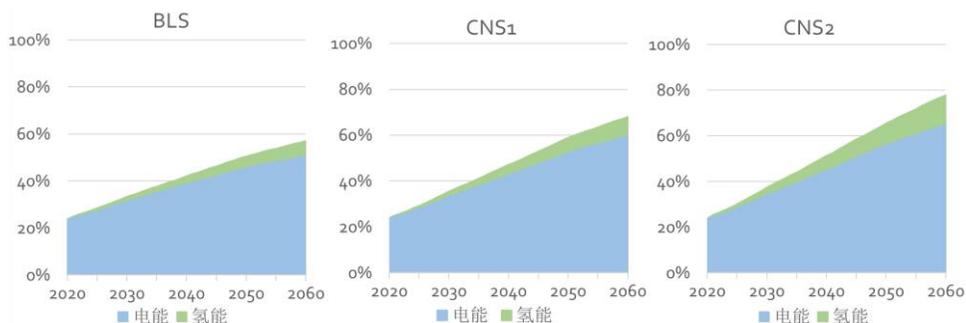


图 3-17 2020-2060 年分情景终端能源需求电能与氢能占比

新型电力系统的发展、减排、安全要素缺一不可

中国的新型电力系统以清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能为特征。CNS1和CNS2情景均在2045年前后实现电力系统的净零排放，并在此后实现负碳排放，为能源与全社会碳中和创造空间。这一过程伴随着低碳零碳电力技术倍增式发展，系统调节能力大幅增加，电力市场机制不断完善，绿色电力供应低价充足，电力系统实现发展、减排、电力供应安全与生态安全的多要素融合。

电力系统全面转向可再生能源，风电和光伏成为便宜充足的主力电源。CNS2情景下，2060年全国发电装机规模增长至98.07亿千瓦。2035年、2060年，可再生能源在发电装机中的占比分别提升至77%和98%，在发电量中的占比分别提升至71%和95%。2060年，风电和光伏在总发电装机和发电量中合计占比分别达92%和83%，发电量达2021年的17倍，成为绝对的主力电源。2060年，陆上风电、海上风电、光伏发电的平准化度电成本（LCOE）分别降至0.20元/千瓦时、0.21元/千瓦时、0.14元/千瓦时，分别比2021年下降40%、67%和58%，为碳中和提供充裕且经济的绿色电能。

煤电的角色发生根本性的改变，部分机组退而不拆，从基荷电源转型为灵活性调节电源。CETO 2023情景显示，煤电退出不仅是实现净零排放的必须要求，也是新能源技术发展、成本持续降低下的市场的必然选择。CNS1和CNS2情景下，即使是考虑煤电平稳转型的情景下，煤电逐步退出仍是实现碳中和必不可少的技术路径。煤电装机在“十四五”至“十五五”期间达到12.5亿千瓦的峰值平台期，2060年前实现全部自然退役。两个CNS情景均显示，由于中国的煤电机组相对更为年轻、技术更加先进，其退出进程伴随着在电力系统中的作用转变。2040年前，现役煤电机组逐步关停，部分通过深度的“三改联动”³，转向灵活性电源，发挥显著的调节作用。2040年后，随着现役机组接近运行寿命，煤电机组陆续关停，煤电的运行小时数降至1000小时以下。2050年后，两个CNS情景的煤电发电量均显著降低，逐渐趋向极低水平，电力系统调节基本不再依靠煤电。但部分退役机组退而不拆，开展必要的运维保养，保持备用状态，在远期发挥应急备用作用。值得注意的是，BLS情景显示，随着新能源发电成本下降，煤电装机同样呈现下降趋势，但仅基于已制定的政策和目前的新能源成本下降速度，煤电装机达峰后下降速度趋缓，2060年无法降至“零”。这一结论提示在碳达峰后，需要力度更大的退煤措施，以及更充分的新能源技术投资，才能实现碳中和所需要的煤电退役路径。

³“三改联动”指针对煤电机组进行的三种技术改造，包括节能降碳改造、供热改造和灵活性改造。

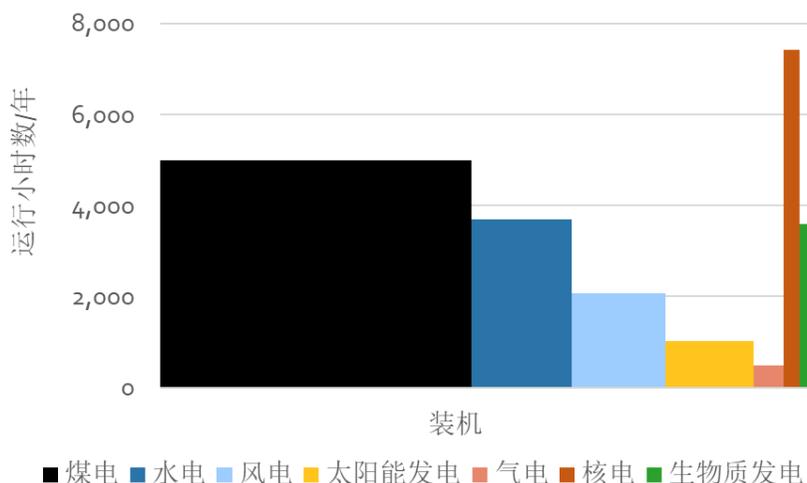


图 3-18 2021 年电力装机结构与运行小时数

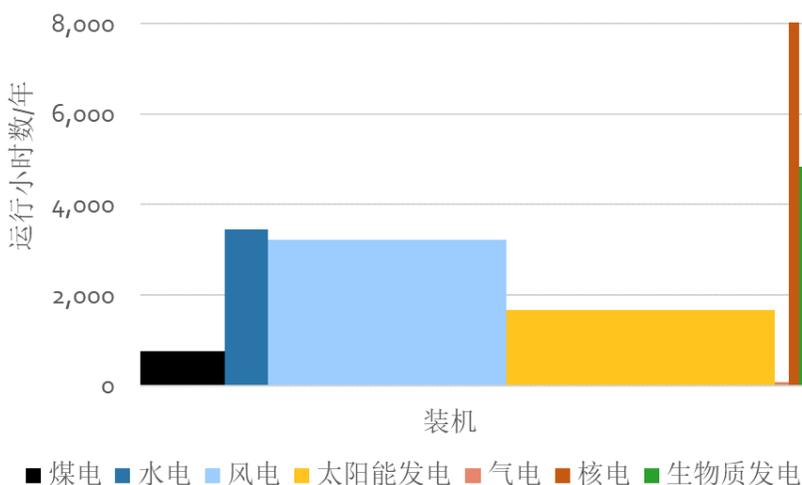


图 3-19 CNS2 情景下 2040 年电力装机结构与运行小时数

电力系统灵活性资源实现多元化规模化发展。随着以新能源为主体的新型电力系统逐步建立，电力系统灵活性资源呈现出多元化、规模化的发展特点。到2035年，CNS1和CNS2情景下，灵活性资源装机增长趋势基本与BLS情景保持一致，灵活性煤电和抽水蓄能仍是主要调节电源。到2060年，CNS2情景下的灵活性资源总装机（除灵活性煤电）超过28亿千瓦，比CNS1情景高6%，比BLS情景高5%，多时间尺度的储能和需求侧响应资源成为主力。这源于相较BLS和CNS1情景，CNS2情景

下的可再生能源电源加速替代煤电，电力系统需要更多的灵活性资源保障运行稳定。其中，抽水蓄能和新型储能装机显著高于其他两个情景，凸显了大型灵活性技术的低成本优势；2060年，4.7亿辆电动汽车保有量可以提供超过5.6亿千瓦的车网互动（V2G）调节资源。碳达峰后，随着高比例可再生能源普及，中国进入各类新型灵活性资源全面发展阶段，需要多元化技术实现不同时间尺度的灵活性调节，传统的煤电等灵活调节资源被V2G、电制氢等新兴调节资源和电化学储能替代，充裕的风光电能为电制氢等更多新技术规模化发展创造应用场景。

核电发挥积极稳定的低碳基荷电源作用。核电能量密度大、机组可用率高、出力可靠稳定，是目前唯一可大规模替代煤电的基荷电源，并具备一定负荷跟踪能力，可靠近负荷中心布置，与新能源耦合建设，是保障能源安全、满足用电量增长的有效选择，为实现碳中和目标发挥重要积极作用。截至2023年4月，中国商运核电机组54台，总装机容量5682万千瓦，位居全球第三；在建核电机组共24台，总装机容量约2681万千瓦，在建规模保持全球第一。中国核电发展政策渐趋积极，中国共产党的二十大报告提出“积极安全有序发展核电，加强能源产供储销体系建设，确保能源安全”。根据中国核能行业协会的预测，2030年前，中国在运核电装机规模有望成为世界第一，在世界核电产业格局中占据更加重要的地位。鉴于核电发展政策性强，综合考虑核准程序、制造能力、建设周期、公众接受度等因素，CETO 2023对三个情景设定了一致的核电装机增长路径，2035年中国核电装机容量达到1.1亿千瓦，核电发电量占总发电量比重约为6%，发电量为2021年的2.2倍；2035年后，核电装机以平均年增1000兆瓦的速度，增长至2045年的1.2亿千瓦，为电力系统碳中和提供重要支撑。

关键清洁能源技术倍增式跨越式发展

过去十余年中，中国的清洁能源技术蓬勃发展，成为全球增长最快的绿色能源市场之一。CETO 2023情景显示，碳达峰碳中和的迫切目标下，过去一段时间的新能源迅速增长只是新征程的起点，关键清洁能源技术需要持续跨越式、倍增式甚至指数式的发展，多种新能源技术经历

从无到有的发展历程，创造新的绿色经济增长点。CNS1和CNS2情景共同发现，展望期内供需双侧所有清洁能源技术均长足发展。其中，整个展望期可再生能源发电技术持续稳定快速发展；2035年前，新型储能、海上风电和需求侧响应技术增速相对更快；2035-2060年，随着电力系统中高比例可再生能源成为主流，多种电力灵活性技术（含车网互动与智慧充电）、热泵与电锅炉技术、氢能技术加速发展。

可再生能源技术持续跨越式发展。CNS2情景下，2021-2035年，随着光伏和风电技术效率进一步提高、成本持续降低，光伏发电、陆上风电、海上风电装机年均增速分别约为18%、12%、16%，2035年累计装机规模分别达到2021年的约8倍、5倍和8倍。2035-2060年，随着可再生能源大规模应用的主导地位基本达成，以及能源需求回落，风电和光伏装机的年均增速降低至3%左右。2060年，可再生能源发电装机合计达到96.3亿千瓦，为2021年的9.3倍，比CNS1和BLS情景分别高20%和57%。

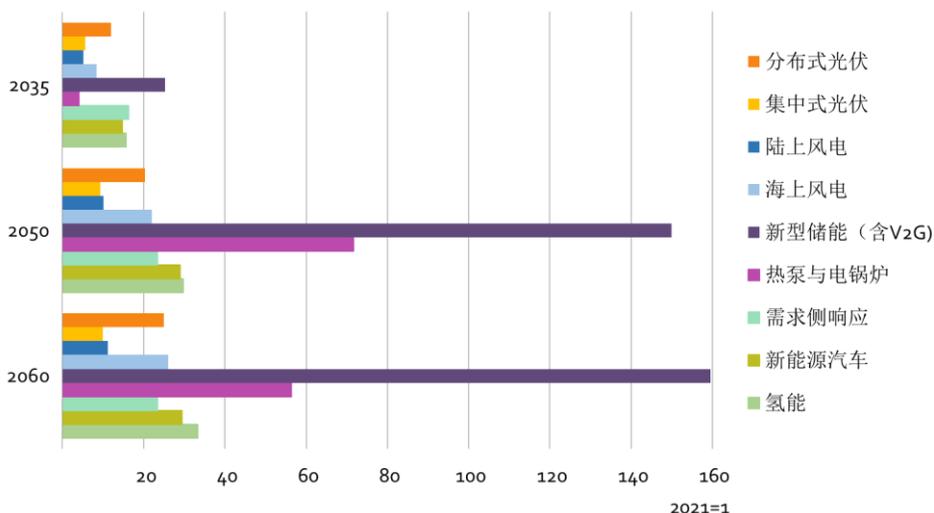


图 3-20 CNS2 情景下部分清洁能源技术增长倍数（2021=1）

注：发电技术按累计装机规模计，终端用能技术按保有量计。

电力灵活性技术指数型发展，新型储能“从无到有，从小到大”。新型储能技术、需求侧响应技术和智慧能源系统发展，增强电力系统的稳定性与安全保障，是高比例整合间歇性可再生能源并满足高峰负荷的关键所在。CETO中新型储能包括电化学储能、电动汽车车网互动（V2G）、压缩空气储能等技术。CNS2情景下，2021-2035年，新型储能年均增速约达26%，以高速增长模式完成从无到有的发展。随着电动汽车规模明显增大、智慧能源管理水平提高，V2G成为重要新兴技术，为电力系统提供低成本、大规模、高质量的灵活性资源，2030-2060年间，V2G年均增速约达14%。2060年，新型储能技术（含V2G）装机规模达到6.38亿千瓦，比CNS1情景和BLS情景约高13%。CNS2情景下，需求侧响应技术（DR）也显示出较大潜力，包括电动汽车智能充电、工业响应等多种DR技术，2021-2035年年均增速约达22%，2035年部署规模达到2021年的16倍以上；2035-2060年年均增速回落至1.5%。

新型终端用能技术大规模部署和深度替代。电动车辆、智能家居和工业电气化成为降低碳排放的关键手段。更广泛的电动交通和清洁能源驱动的工业生产有效减少传统能源消耗和污染排放。氢能技术的应用持续拓展。氢能作为高效清洁能源媒介的发展，有望在工业、交通等领域发挥重要作用。CNS2情景下，2021-2035年，热泵与电锅炉技术、新能源汽车、氢能部署规模年均增速分别达到10.5%、21.2%和21.7%；2035-2060年，年均增速分别达到11%、2.8%和3.1%。2060年，这三项技术部署规模分别达到2021年的56倍、29倍和33倍。

大幅度、可持续的能源转型投资与技术创新是推动清洁能源跨越式、倍增式发展的关键所在。尽管过去十年中国在清洁能源领域取得了显著进展，但在碳中和的未来，必须以更加积极、创新的态度，加速推动可再生能源技术、电力灵活性技术、终端电气化和氢能技术、智慧能源技术的发展。需要大幅度、持续的增加投资支持，才能推动技术的研发和创新，加速技术成熟并实现商业化应用，在碳中和目标下取得实质性进展。同时，这样的投资促进经济增长、创造就业机会，并为中国在全球清洁能源领域的领导地位提供强有力的支持。

专栏 3-1 “最好的技术尚未被发明”——情景分析的不确定性

由于能源系统的复杂性和多种影响因素，CETO采用基于ERI-LEAP、ERI-EDO、CETPA等模型的情景分析，模拟不同能源政策、技术进步和市场趋势的潜在影响，综合评估中长期能源发展。基于假设的“展望”与“预测”有明显区别。情景分析也存在一系列不确定性。

技术创新发展方面，颠覆性技术，如先进可再生能源、新一代电网、新型大容量及长时储能、氢能和燃料电池、先进核能、新型材料等，可能在展望期内改写能源未来。《“十四五”能源领域科技创新规划》等政策提供了能源技术创新方面的近期重点任务。长远来看，颠覆性能源创新技术一旦形成突破，将引领新一轮能源工业革命。此外，展望目前所提出的战略性新兴技术，如氢能，仍然面临成本有效性、技术与产业链成熟度等普及挑战。正如氢能中长期规划所提出，要持续提升关键核心技术水平、燃料电池可靠性、稳定性、耐久性，突破氢能基础设施环节关键核心技术，才能实现其产业化发展。**模型优化原则方面**，EDO模型基于成本优化，并根据产业与市场实际情况进行边界条件的设定。实际产业发展往往比模型有更为复杂的选择。例如，本年度展望中，如单从成本优化角度考虑，现有电价条件下，电化学储能在2030年前经济效益有限。现有的水电、煤电灵活性改造、抽水蓄能、需求侧响应等灵活性技术即可满足近期间歇性可再生能源并网需求。此外，区域性阶段性的能源供需矛盾、峰值负荷需求变化可能引发能源与电力系统的新型安全问题与要求，形成能源系统投资较大的不确定性。**能源供需模式方面**，终端部门方面，经济社会与人口发展、生产生活模式，出行与办公方式，数字经济规模与信息化技术突破等，均可能大幅影响能源系统的发展。

CETO情景研究充分认识到这些不确定性对情景分析的影响。因此，展望提出的倍增式清洁能源技术路径为基于当前技术经济、政策与市场条件下，通过模型优化的相对最优选择。能源转型需要坚定不移的创建公平、有效的竞争市场，确保技术中立，为创新提供充足的资金和容错机制，才能为加速碳中和提出有效的解决方案。

碳捕集与封存技术的局限性不可忽视

碳捕集与封存技术（CCS）是实现碳中和目标的必要和“最后”手段。同时，CETO 2023的情景分析显示，受限于目前CCS技术的局限性，大规模应用CCS的风险不可忽视。

CCS实现碳中和的重要手段和“最后选择”，生物质发电CCS帮助电力系统实现负排放。碳中和目标下，CCS用于中和工业等终端用能行业无法避免的碳排放。此外，在转型过渡期，电力等碳排放行业需要一定时间适应和转型，CCS可以作为这一阶段支撑手段，帮助这些行业减少排放并逐步实现净零排放。**CNS1情景下**，由于部署了更大规模的火电CCS，2040年、2050年、2060年，火电CCS碳捕集量分别达到5.6亿吨、6.2亿吨和1亿吨二氧化碳。**CNS2情景下**，由于火电发电量趋向极低水平，对火电碳捕集的依赖低于CNS1。同时，生物质发电作为碳中和能源，配备CCS发挥重要的负碳作用。从2045年开始，生物质发电CCS开始为电力系统提供负排放。2060年生物质发电CCS总装机达到6700万千瓦，碳捕集规模达到4.7亿吨二氧化碳。为能源系统实现净零排放甚至是负排放提供重要贡献。**CNS1和CNS2情景下**，工业CCS对难以减排的终端工业均是必须手段，2060年工业CCS碳捕集规模均在3亿吨以上。

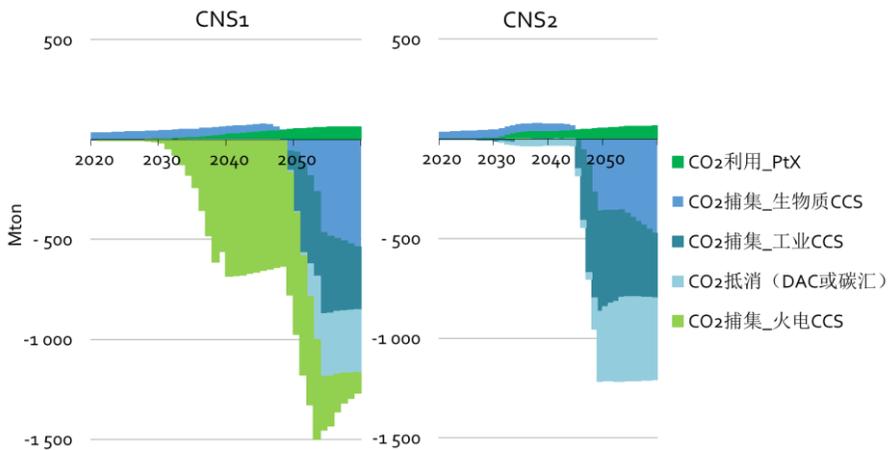


图 3-21 2020-2060 年碳中和情景下碳捕集与利用规模（以二氧化碳当量计）

实现碳中和过程过度依赖CCS具有风险。本年度情景分析显示，大规模部署CCS有较大局限性。一是**CCS和CCUS的自身用能成本不应忽视。**CCS系统中的碳捕集和封存过程需要大量的能源支持。从二氧化碳的捕集、压缩到输送和封存，整个过程需要大量的电力和热能投入。这些能源的消耗会降低装备CCS电厂的发电效率，带来额外的碳排放，从而降低CCS的净减排效果。2060年，CNS1和CNS2情景下CCS技术的总耗电量达到90亿千瓦时。二是**CCS无法实现100%的碳捕集效率。**在模型中，碳捕集的安装是一个内生选项，可以是新发电厂（包括热电联产）的投产，也可以是外生发电厂（即现在已有的发电厂）的改造。化石燃料发电设备以及生物能源碳捕集与封存（BECCS）都可以安装碳捕集装置。在化石燃料发电厂安装碳捕集装置可显著减少每千瓦时化石燃料的二氧化碳排放量，但并不能100%捕集所有排放量。模型假设为平均而言，采用碳捕集与封存技术的能源工厂可捕获约90%的排放量。这造成仍然需要其他碳汇技术，如直接空气捕集（DAC）或能源系统外碳汇进行中和。2060年，CNS1和CNS2情景分别仍有4.4亿吨和5.8亿吨碳，需要采取DAC或其他碳汇方式中和。三是**直接空气捕集（DAC）技术成本高昂。**与DAC相比，采取林业碳汇等碳抵消方式更为经济，但这导致能源系统内部无法实现中和。

综合来看，尽管碳捕集与封存技术对实现碳中和提供了必不可少的技术手段，但其技术局限性导致不能过度依赖CCS，更不能使大规模部署CCS成为延迟化石能源退出的借口。成本更低、效率更高的方式是尽可能促进清洁能源转型，从源头降低碳排放。

能源转型与社会经济发展和产业升级互为促进

CETO 2023情景显示，中国能源转型在为社会经济及环境发展提供安全高效的能源保障的同时，在转型过程中与产业升级互为促进，推动经济增长质量提升和能源清洁低碳化发展，确保实现多元化可持续发展目标。

从产业发展看，与BLS情景相比，CNS1和CNS2情景的电力行业GDP占比更高，反映出推动能源转型使得高品质能源电力可以为经济社会发展做出更大贡献。

从就业结构变化看，CNS1和CNS2情景下，与BLS情景相比，非水可再生电力创造了更多的就业岗位，这些新增的就业机会弥补了能源转型导致的煤炭、火电等传统行业的就业机会损失。碳中和两种情景下设备制造业、煤炭、火电的就业量显著下降，而其他服务业、非水可再生电力部门的就业量显著上升。由于能源转型促进创新，导致设备制造业等行业技术进步加快，技术替代导致就业量下降。值得注意的是，虽然部门就业量下降，但部门产出和GDP仍上升，也从另一个侧面印证了技术进步带来的效果。

从环境影响看，根据不同情景下能源结构的变化，发现PM_{2.5}、NO_x、SO₂等主要大气污染物排放量随着能源转型显著下降，能源转型助力实现了大气污染物源头减排，CNS1和CNS2情景下到2060年的减排幅度均在90%以上，对改善空气质量提供关键支撑。

全球能源危机需加速转型、增强合作

CETO 2023首次在模型研究中引入了无净零排放约束的BLS情景。该情景注意当前国际地缘政治形势的不稳定性、不确定性明显增加，新冠肺炎疫情大流行影响广泛深远，经济全球化遭遇逆流。所造成的能源市场供需波动对全球应对气候变化和能源转型形成风险。CETO 2023情景分析显示，在能源危机下，高昂的化石能源价格进一步加速了对低成本可再生能源技术的需求；全球油气市场剧烈波动形成的能源安全挑战，则进一步加速了对基于本地可再生能源的可靠电力系统的需求。这意味着，能源危机下应当通过加强国际合作，进一步加速能源低碳转型，构建绿色低碳、具有韧性的能源系统。

新能源可再生能源加速普及，推动能源贸易格局向绿色贸易转变。受新型疫情、地缘政治风险、区域供需矛盾影响看，全球化石能源价格大幅上升且波动剧烈。自2021年起，受全球能源供应偏紧影响，中国煤炭中长期价格大幅攀升，同时拉高了动力煤价格。2021年和2022年，全

国动力煤中长期均价分别同比增长了16%和10%，大幅降低了火电的成本竞争力。2021年12月，中国液化天然气（LNG）综合进口到岸价格指数同比上涨了223.2%。CETO情景显示，可再生能源的快速发展使中国避免了油气高增速高比例发展的阶段。BLS情景下，2060年天然气在一次能源需求总量中的比重下降至不到7%；两个CNS情景下，进一步下降至2%。全球基于油气贸易的能源贸易主体格局，逐步向基于新能源的贸易格局转变，需要大幅增加绿色贸易比重，为全球市场提供多样化、低成本的清洁能源技术，降低全球绿色低碳转型成本，加速全球转型。

中国保持为全球最大绿色市场之一，清洁能源制造业发展有助于降低能源转型成本。2022年，中国光伏新增装机量连续10年位居全球首位，累计装机量连续8年位居全球首位。根据国际可再生能源署（IRENA）和IEA研究，2010-2021年间，新投产的并网规模光伏项目全球平准化度电成本（LCOE）下降了88%，陆上风电下降了68%，海上风电下降了60%；2021年，新建并网规模光伏和水电的全球加权平均LCOE比最便宜的新建化石燃料发电厂低11%，陆上风电低39%。中国光伏行业协会数据显示，2022年中国光伏产品产量同比增长55%以上。其中，多晶硅产量82.7万吨，连续12年位居全球首位；硅片产量3.57亿千瓦；电池片产量3.18亿千瓦；组件产量2.9亿千瓦，连续16年位居全球首位。全球风电、光伏发电成本的大幅度下降，中国清洁能源制造业做出了历史性的贡献。CETO情景显示，碳中和路径下中国清洁能源技术倍增式发展，促使中国保持为全球最大的绿色能源技术市场之一。具备足够规模效应的中国清洁能源制造业，以及开放环境下的能源技术国内外共同创新，不仅可促进中国满足碳中和所需的大规模清洁能源部署需求，也有助于持续贡献于全球低成本快速低碳转型。

能源市场化改革攻坚是实现碳中和的基石

任何能源转型模型的成功与否，都必须以市场建设为前提。CETO 2023情景显示，要实现碳中和，坚定不移的推动能源市场化改革是必要基石。市场竞争是高效的资源配置实现的必要条件，可以最大化促进平价可再生能源公平参与市场，并促使低碳技术价格逐渐下降，进一步增

强其在整个能源体系中的竞争地位。在市场化的框架下，各类能源资源能够公平竞争，激发出更多的清洁能源投资与供应商进入市场。缺乏市场建设与有效竞争，能源转型面临着资源配置的不合理和效率的低下，无法实现最优化的能源结构，以及基于新能源技术成本下降的有效选择。CETO 2023情景下，碳中和路径下的能源市场改革需要具备以下要素：

- 以技术中立、有效竞争为原则，完善绿电市场、电力现货市场和辅助服务市场，推动可再生能源、灵活性资源和分布式资源全面参与市场交易。加快完善电力市场建设，通过灵活的价格信号，为需求侧响应、智能灵活技术等新业态新模式创造收益，推动新型储能和需求侧响应进入规模化发展阶段。
- 加速建设全国统一电力市场体系，推动电力系统中各类资源的发展。中国西电东送、北电南供的电力流向格局仍存在，根据CETO 2023情景，2060年东中部地区受电规模在当前基础上增加两倍左右。需实现各类发电资源集中与分散利用并重、就近与跨区消纳并举，推动清洁、低碳能源在更大范围内优化配置。
- 推动科学碳定价以及绿色权益机制有效衔接。优化绿证、绿电市场机制，做好电力市场与碳市场的衔接，加强政策机制协同。

此外，实现CETO 2023碳中和情景，以下措施和政策要素至关重要。

- 充足、多元、持续的清洁能源转型投资和绿色金融，大力鼓励技术创新。
- 碳达峰后，需要更大力度的政策保障加速能源清洁低碳替代，同时需要稳定的政策设计以及持续、高效的激励政策，推动煤电向应急机组转变。
- 供需双侧发力，推动可再生能源替代行动。大规模推进“绿氢替代灰氢”、绿氢耦合二氧化碳化工等工艺技术发展，推动“以氢固碳”模式在不同产品生产过程中的应用。推动以热泵、电加热等电气化技术替代化石能源，满足中低品位热力需求，提升电气化水平。

- 强化终端用能低碳转型的政策力度。推动循环经济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，推动再生铝、电炉钢、再生塑料比重。大力提升废塑料、轮胎的循环利用，配合减塑、禁塑政策，降低基础化工原料需求。
- 进一步加强电动汽车普及进程，尽快减少插电混合动力汽车等仍部分需要化石燃料的车型。
- 加强超低能耗建筑规模化发展顶层设计，明确中长期发展规划目标，并根据不同地区经济、技术发展水平和产业成熟度的差异，制定分区域推进的规划、目标与实施路径。探索用装配式方式建造超低能耗建筑的试点示范，启动超低能耗建筑规模化推广试点，健全激励机制，鼓励经济相对发达地区及政府投资的建筑率先执行超低能耗建筑、近零能耗建筑标准。
- 优化低碳基础设施的科学规划、研究与布局。保障与区域经济发展战略相匹配的新能源、绿氢、CCUS、电制燃料等新能源基础设施发展。
- 推动适应中国国情的非二氧化碳温室气体加速减排。
- 深度参与全球能源与气候治理，保障能源供应链安全，打造开放高效的营商环境，推动协同共进的能源气候创新合作。

第四章：终端用能部门能源转型



4 终端用能部门能源转型

4.1 主要结论

- 终端用能部门的能源消费在近中期的转型路径主要是产业结构调整、能源效率提升，中远期转型路径主要是以技术创新为基础的深度电气化和低碳、零碳燃料替代。
- 模型分析显示，近中期三个情景终端能源需求始终保持增长态势⁴。CNS2 情景下，2030 年，终端能源需求约 42.0 亿吨标准煤，比 2020 年增加 11.9%，之后逐渐下降，2060 年达到 26.1 亿吨标准煤。
- 终端用能部门的能源消费结构中，电力比重持续提高，化石能源占比逐渐减少。CNS2 情景下，2060 年终端用能部门的电力消费约 14 万亿千瓦时，占终端能源消费量的 65%，化石能源消费占比从目前的 66% 降至 12%。届时终端用能部门的电力消费中，工业部门占 42%、建筑部门占 42%、交通部门占 12%，农业等其他部门占 4%。
- 用清洁电力制备的氢能在 2030 年后得到迅速普及。CNS2 情景下，2060 年电制氢的消费量高达 3.1 亿吨标准煤，占终端能源消费的 11.9%。在各种用途中，75% 用于工业，25% 用于交通。
- 终端用能部门能源转型过程中，建筑领域直接排放的二氧化碳实现零排放相对容易，工业和交通运输领域直接排放的二氧化碳很难实现清零。CNS2 情景下，2060 年，终端用能部门直接排放的二氧化碳仍有 6.4 亿吨，比 2020 年减少 92%。其中大部分直接碳排放来自化工，约 5.4 亿吨，钢铁和水泥直接碳排放为 0.7 亿吨。这些碳排放需要负碳技术进一步抵消。（工业 CCUS 的减排量另行计算）。
- 工业领域低碳转型的短期目标是实现碳排放尽早达峰，通过推动能效提升、加快产业/产品结构调整等手段实现；长期目标是实现净零排放，通过工业生产电气化、资源循环化、以氢能为代表的低碳燃料在供能和原料两方面开展对化石能源的替代，以及 CCS 等负排放

⁴ 如无特殊说明，本报告终端能源消费量均包含建筑部门非商品化生物质能源消费量，终端用能电气化率也基于该口径计算。

技术的应用来实现。CNS2 情景下，工业领域直接排放的二氧化碳于 2025 年左右达峰、2060 年左右达到净零排放。预计 2060 年钢铁、水泥等产品产量比 2020 年减少 40-60%，单位工业增加值能耗强度比 2020 年下降 85%，电气化率从 2020 年的 25% 逐步提升至 55% 左右，绿氢消费占比达到 18% 左右，工业部门实现高质量低碳转型。

- 交通运输领域通过电气化和推广低碳、零碳燃料实现能源低碳转型。近中期内，交通运输领域能源需求保持增长。CNS2 情景下，交通运输领域能源需求在 2030 年左右达到峰值，比 2020 年高 17%，2060 年，交通运输领域能源需求比峰值水平下降 30% 左右。2035 年，新能源汽车的市场占有率达到 100%，其中 75% 为电动汽车。2060 年，CNS2 情景下，电动汽车保有量达到 4.7 亿辆，交通运输领域电气化率为 51.4%。重卡，航空、航运等领域在电气化基础上，进一步通过绿氢、生物燃料和电制燃料实现减排。2060 年，交通运输领域直接排放的二氧化碳比 2020 年减少 93%。
- 目前，建筑领域的直接碳排放总体处于峰值平台期。未来，建筑领域主要通过能效提升和电气化实现能源低碳转型。由于建筑总面积的进一步增长和人民生活水平的不断提高，近中期内，建筑领域终端能源需求仍保持增长。CNS2 情景下，2035 年建筑领域终端能源需求比 2020 年水平增长 17%，并基本达到峰值。随着超低/近零能耗建筑规模化发展、既有建筑节能改造深入推进、电气化水平持续提升、低碳零碳供热加快普及，2060 年建筑领域终端能源需求比 2035 年下降 22%，建筑部门电气化率从 2020 年的 33% 提高至 90% 以上，其余由其他零碳能源供应，建筑领域直接排放的二氧化碳实现清零。

4.2 总体趋势

三个情景下，终端能源需求具有相同的趋势，如图 4-1和图 4-2所示。三个情景的终端能源需求在2025-2030年间达到峰值，随后由于落后产能退出、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，BLS情景下，终端能源需求降至30.9亿吨标准煤，CNS1和CNS2情景下，终端能源需求分别降至27.1亿吨标准煤和26.1亿吨标准煤。

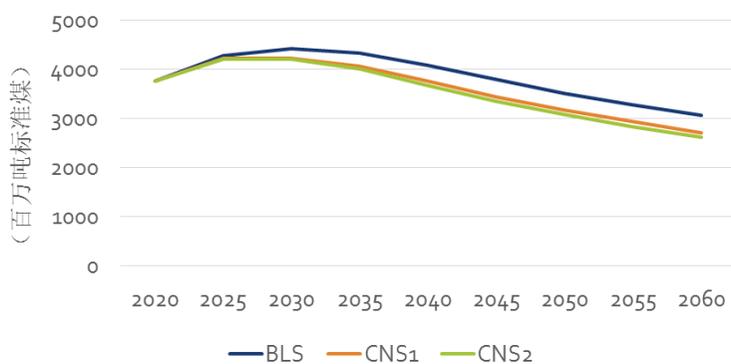


图 4-1 2020-2060 年终端能源需求

三个情景都显示，终端能源消费中化石能源比重逐渐下降。BLS情景下，煤炭消费比重从2020年的33.0%下降到2060年的6.6%；CNS1和CNS2情景下，2060年该比重分别下降到3.5%和2.1%。BLS情景下，石油消费比重从2020年的23.6%下降到2060年的14.1%；CNS1和CNS2情景下，2060年该比重分别下降到9.5%和6.2%。BLS情景下，天然气消费比重从2020年的9.8%先上升后下降，到2060年降回到9.8%左右；CNS1和CNS2情景下，2060年该比重分别下降到6.5%和3.5%。

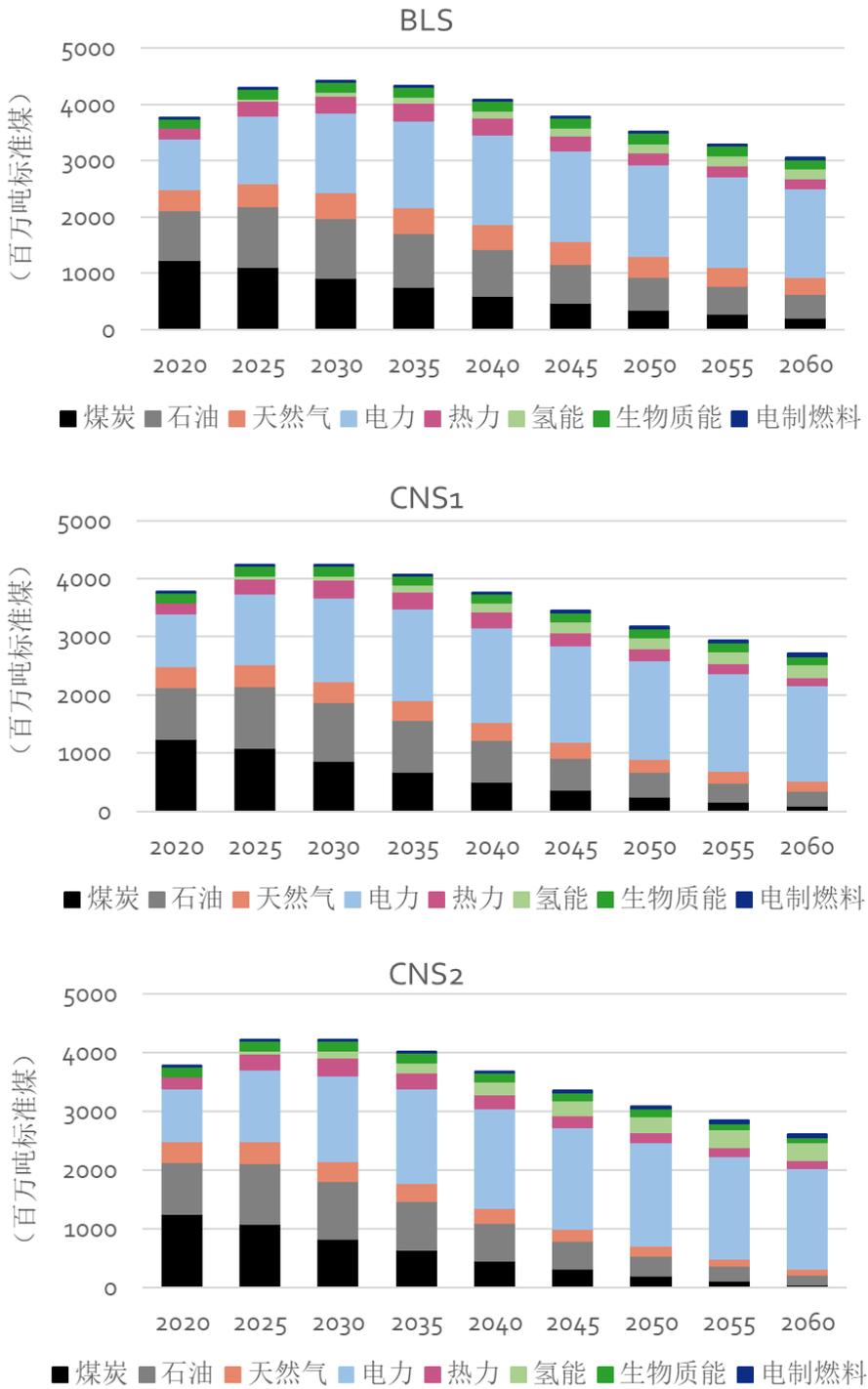


图 4-2 2020-2060 年终端能源消费的能源品种结构

到2060年，CNS1和CNS2情景下，终端用能部门直接二氧化碳排放仅剩9.7亿吨和6.4亿吨，可以通过CCS或BECCS装置去除。2060年剩余的碳排放主要来自于交通运输和工业领域的油气使用。BLS情景下，到2060年大约有17.5亿吨碳排放。从中期来看，工业部门的脱碳是重中之重。伴随煤炭逐步减少、电气化和燃料转换，大部分碳排放被削减，然而，仍有一定量的工业天然气消费和交通运输油品消费很难被电力或零碳燃料取代。

在三个情景下，终端用能电气化率都在持续增加。BLS情景下，电力消费比重从2020年的23.9%，增加到2035年的35.7%和2060年的51.4%。CNS1情景下，电力消费比重到2035年和2060年分别为38.6%和60.4%。CNS2情景下，电力消费比重到2035年和2060年分别为40.2%和65.8%。

交通运输领域电气化快速发展，CNS1和CNS2情景下，电力占交通部门能源消费比重从当前的3%分别增长到2060年的50.2%和51.4%，其中车辆电气化贡献最大。建筑部门当前电气化率为33%，CNS1和CNS2情景下，建筑部门电气化率在当前较高水平基础上进一步大幅增长，到2060年分别达到89.9%和96.9%。依赖于智能化生产制造的发展，工业部门电气化率稳步提升，CNS1和CNS2情景下，电力占工业部门能源消费比重从当前的25%分别增长到2060年的46.4%和52.2%。

部分终端用能难以用电力直接替代，但可以由可再生电力制备的氢能或其他燃料替代，相当于用电力间接替代。在CNS2情景下，2060年，终端部门综合考虑电力直接和间接替代后的综合电气化率可达到79.8%。其中，工业、建筑、交通部门终端用能综合电气化率分别达到69.2%、96.9%、84.1%。

4.3 工业部门

工业终端用能有望在 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。

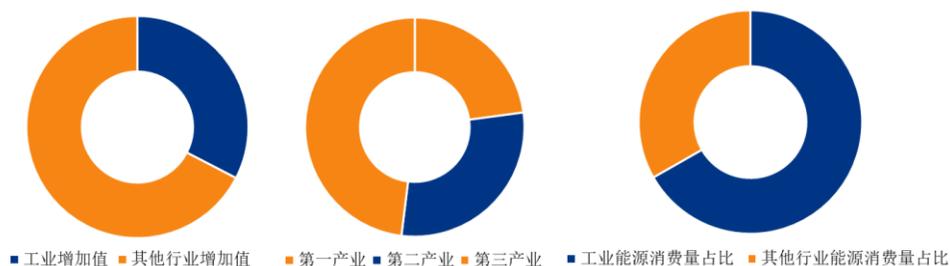


图 4-3 2020 年工业部门增加值、就业和能耗占比

数据来源：中国统计年鉴

BLS 情景下，工业能源需求从 2020 年的 23.7 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 16.8 亿吨标准煤。CNS1 和 CNS2 情景下，工业能源需求在 2025 年左右达峰，峰值约为 26.3 亿吨标准煤，2060 年工业能源需求分别为 14.7 亿吨标准煤和 14.2 亿吨标准煤。

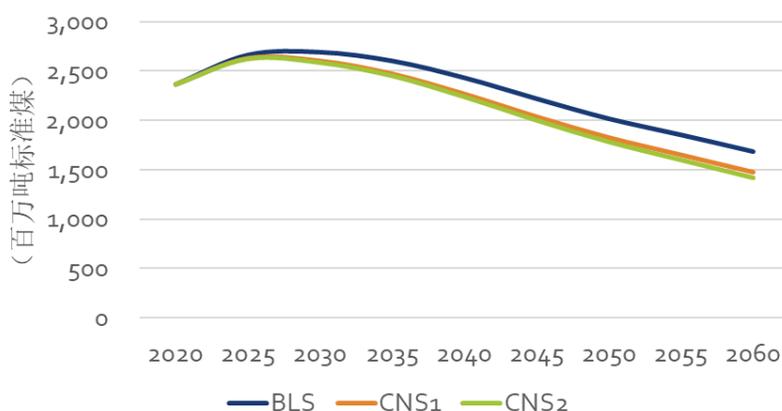


图 4-4 2020-2060 年工业部门终端能源需求

工业低碳发展重塑中国产业版图和生产布局。工业低碳发展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，既有高碳产能加快转移。中西部地区丰富的可再生能源资源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。

工业部门实现碳中和的四大路径

工业经济逐步迈向高端化、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从2020年不足35%提升至50%以上；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从2020年接近40%下降至30%以下，同时，相关高耗能产品产量于“十四五”时期陆续达到峰值，2060年产量比2020年下降30%-50%。

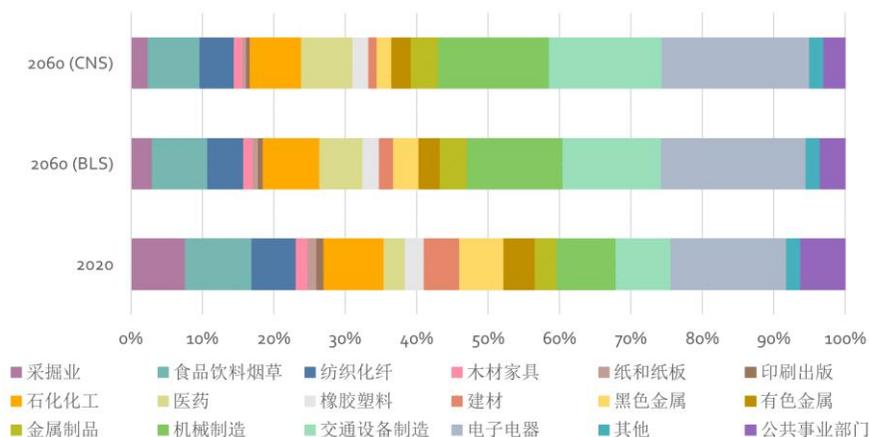


图 4-5 2020 年和 2060 年工业分行业增加值结构对比

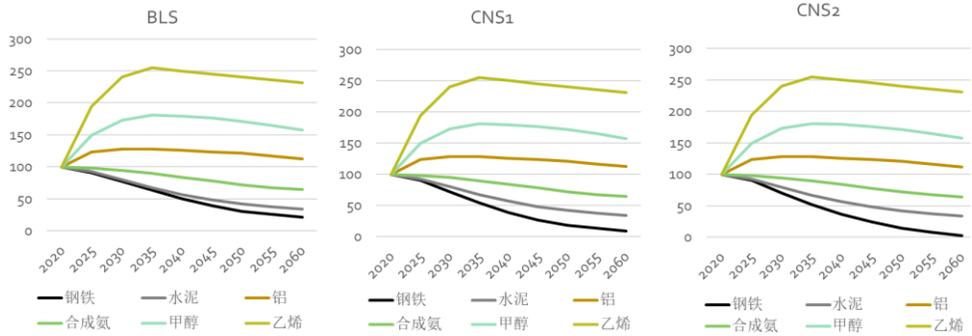


图 4-6 2020-2060 年主要高耗能产品产量指数变化

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，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，BLS情景下再生铝、电炉钢、再生塑料产量占全部产量比重提升至40%、50%和35%左右；CNS情景下，低碳政策力度更为明显，产量比重进一步提升至60%、65%和50%。

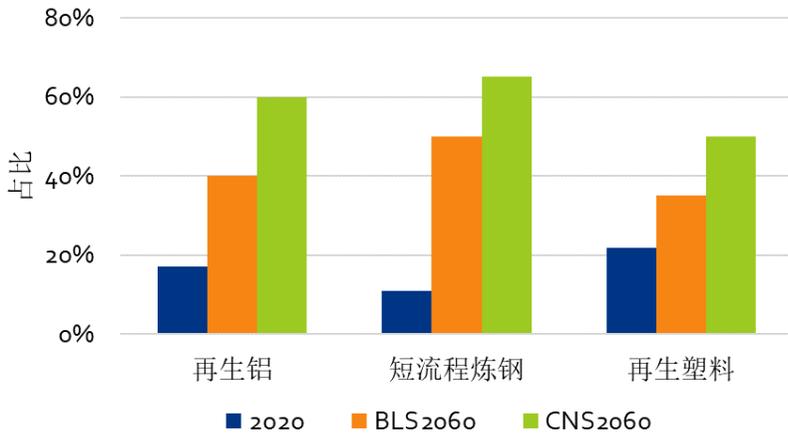


图 4-7 2020 年和 2060 年主要产品再生资源工艺产量占比

智能制造和先进生产技术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，工业能效水平有望得到进一步提升。BLS情景下，2060年主要产品能效比2020年水平提升15%-25%。CNS情景下，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，特别是数字化升级创造巨大的能效提升空间，2060年主要产品能效比BLS情景再提升10%-15%，届时中国打造出一批世界级能效工厂，成为全球工业能效的引领者。

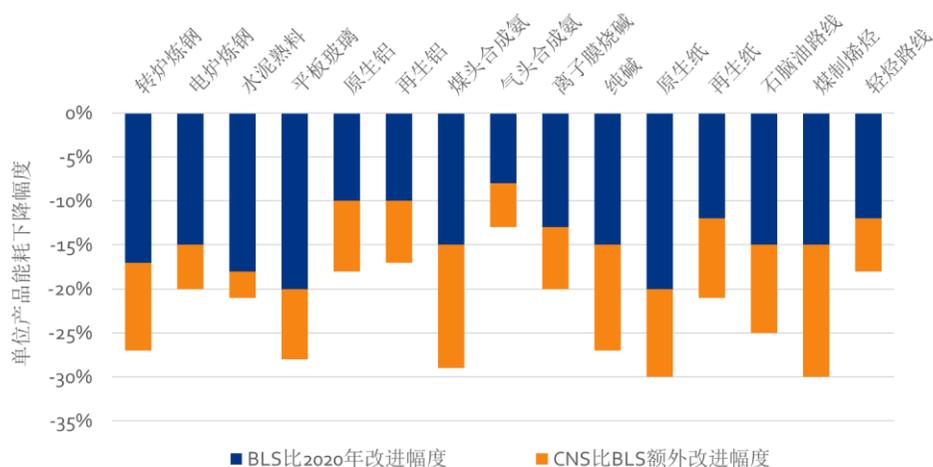


图 4-8 2060 年主要产品单位能耗下降情况

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，利用方式向清洁高效、绿色低碳方向发展。同时，电气化和氢能共同引领工业部门能源消费革命。BLS情景下，2060年电气化率和氢能占比分别达到38.5%和9.9%，在CNS1和CNS2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提升至更高水平，CNS1情景为46.4%和12.1%，CNS2情景为52.2%和17.0%。



图 4-9 2020-2060 年工业部门电力和氢能需求占比

典型行业深度脱碳路径模式

近零燃煤、近零排放的水泥工业

水泥行业是中国国民经济的重要基础产业，也是中国碳排放和能源消耗最高的工业部门之一。2020年，中国水泥行业碳排放量接近14亿吨。与其他行业不同，工业生产过程即煅烧石灰石产生生石灰是水泥行业碳排放的主要来源，约占全生产过程碳排放总量的55-70%，而能源活动即煅烧过程中因燃料消耗所产生碳排放仅占约25-40%。水泥行业深度脱碳面临困难和挑战较大。

未来中国水泥行业通过使用低碳熟料、加快原料和燃料替代、加大窑炉协同处置固废危废等方式深度脱碳。BLS情景下，水泥行业在2060年的能源消费为6340万吨标准煤，主要包括生物质能、氢能和煤炭和电力，占比分别为39.4%、24.1%、15.4%和14.2%；CNS1情景下，节能技术得到有效推广，2060年水泥行业能源需求为4820万吨标准煤，生物质能、氢能、煤炭和电力占比分别为48.0%、20.0%、8.5%和16.0%；CNS2情景下，电气化水平有所提升，2060年水泥行业能源需求为4120万吨标准煤，生物质能、氢能、煤炭和电力占比分别为46.8%、19.2%、7.8%和19.0%。

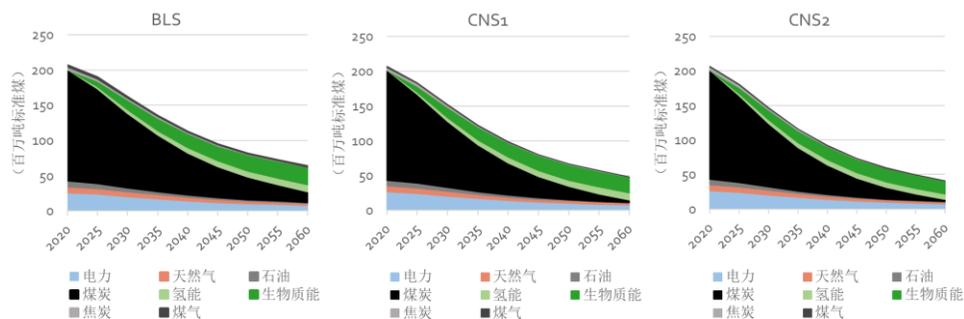


图 4-10 2020-2060 年水泥行业分品种能源需求展望

循环、固碳、高电氢的石化化工产业

石化化工是中国未来仍保持一定增长势头的高耗能产业之一。为满足物质需求、填补供需缺口，乙烯、甲醇等产品产量持续扩张，这一趋势延展至2035年左右甚至更远。由于石化化工领域生产工艺和碳排放情况复杂，特别是有大量原料用能 and 高温热需求，再加上工业过程排放和非二氧化碳排放等，使得深度脱碳的技术难度和成本较高，需要采取减量、循环、工艺和能源变革等一揽子行动。

石化化工领域深度脱碳以供需互动为导向。在需求侧，一方面需要大力提升废塑料、轮胎的循环利用，配合减塑、禁塑政策，降低对烯烃芳烃等基础化工原料需求，CNS情景下，2060年再生塑料、轮胎产量占比提升至40%以上；另一方面，应用数字化技术和先进装备，实现精细管理、“分子炼油”和能源梯级利用。在供应侧，一是要大规模推进“绿氢替代灰氢”、绿氢耦合二氧化碳化工等工艺技术发展，推动“以氢固碳”模式在不同产品生产过程中的应用。二是对于中低品位热力需求，尽量以热泵、电加热等电气化技术替代化石能源，提升电气化水平。三是稳步推动轻烃、富氢原料的应用。不同情景下，石化化工行业2060年的电氢化水平如图 4-11所示。值得一提的是，氢能扮演着零碳原料和零碳燃料的双重角色，对于石化化工行业深度脱碳具有非同寻常的意义。

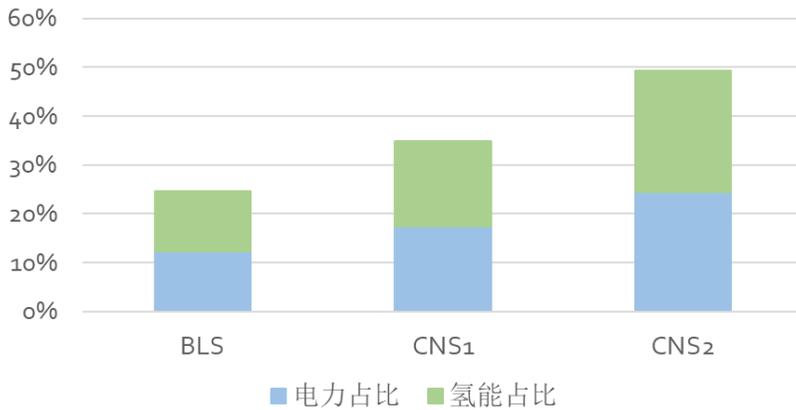


图 4-11 2060 年石化化工行业电力和氢能终端消费比重

4.4 交通运输部门

在交通运输领域，未来货运周转量和出行需求增加拉动交通能源消费的碳排放持续增长，在2030年左右达到峰值，2060年千人汽车保有量超过400辆，达到中等发达国家水平。交通运输结构有望进一步优化，高铁在城际客运中发挥更加重要作用，相比飞机出行有显著的节能减碳效果。2060年航空、航海和重载卡车领域保有一定的油品消费。交通电动化、电合成燃料、生物燃料在交通碳减排中发挥重要作用，2060年电力是交通运输部门第一大终端能源消费品种，氨在水运能源消费结构中占比最大，CNS2情景下，氢能的利用范围更加广泛，进一步助力交通运输部门碳减排。

交通能源需求 2030 年左右达峰后缓慢下降

所有情景下，交通运输部门终端能源需求量都在2030年左右达到峰值。

从能源品种看

BLS情景下，交通运输部门能源消费峰值为5.98亿吨标准煤，到2060年下降到4.35亿吨标准煤。CNS1情景下，峰值为5.90亿吨标准煤，到2060年回落到4.05亿吨标准煤。CNS2情景下，峰值为5.74亿吨标准煤，到2060年下降到3.99亿吨标准煤（如图 4-12所示）。

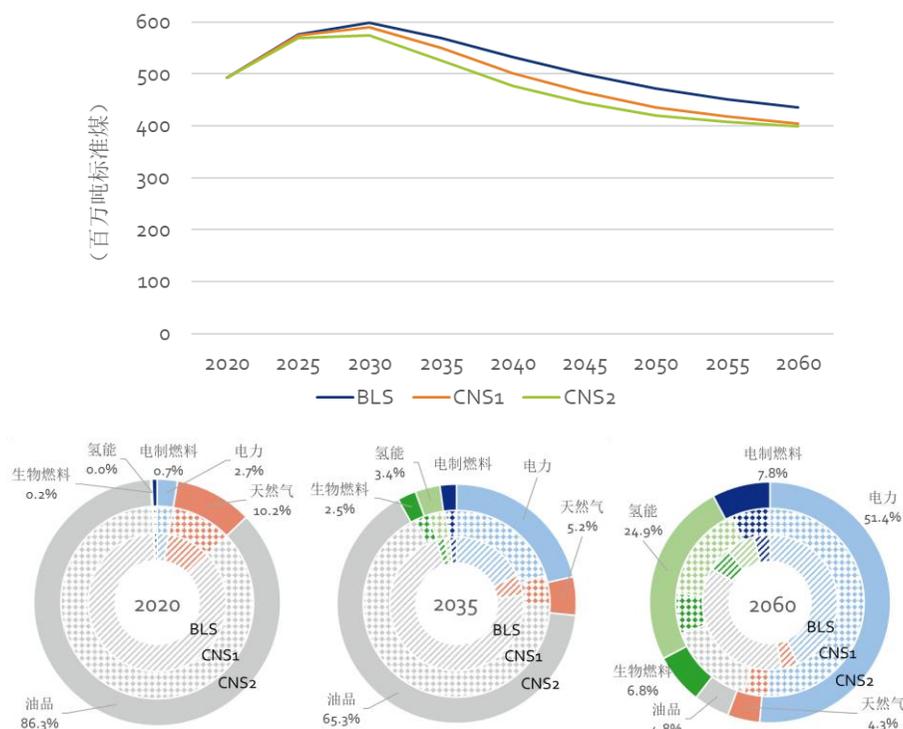


图 4-12 2020-2060 年交通运输终端能源需求及能源结构

2035年后，电力成为能源结构的主体。CNS2情景下，到2060年，电力比重增加到51.4%，而油品比重下降到4.8%，生物燃料比重增加到6.8%，氢能比重升至24.9%，电制燃料比重达到7.8%。

从运输对象看

BLS情景下，客运能源需求量从2020年的2.38亿吨标准煤下降到2060年的2.08亿吨标准煤，CNS2情景下则下降到1.82亿吨标准煤（如图4-13所示）。乘用车（含私家车和出租车）的能源需求量在预测期内仍占比最高，但其能源需求在两种情景下都有所减少，这得益于电气化率提升。

货物运输的能源需求量与客运趋势有所不同。货运能源需求量从2020年的2.55亿吨标准煤逐渐增加，基本在2030年前后达峰，BLS和CNS2情景下峰值分别达到2.85亿吨标准煤和2.81亿吨标准煤，此后开始回落，能源需求量在2060年分别下降到2.27亿吨标准煤和2.18亿吨标准煤。

公路（卡车）继续成为货运最主要的能源消耗子部门，所有卡车的能源需求量占比从2020年81%降至2060年的55%-58%。不同情景下，水路、航空货运能源需求占比均呈现稳定增长，分别从2020年占比11.6%和3.3%上升到2060年的22%-23%和5.6%-6.2%。铁路货运能源需求占比增幅较为明显，预计占比由2020年的4.9%上升到2060年的14.4%-14.9%。

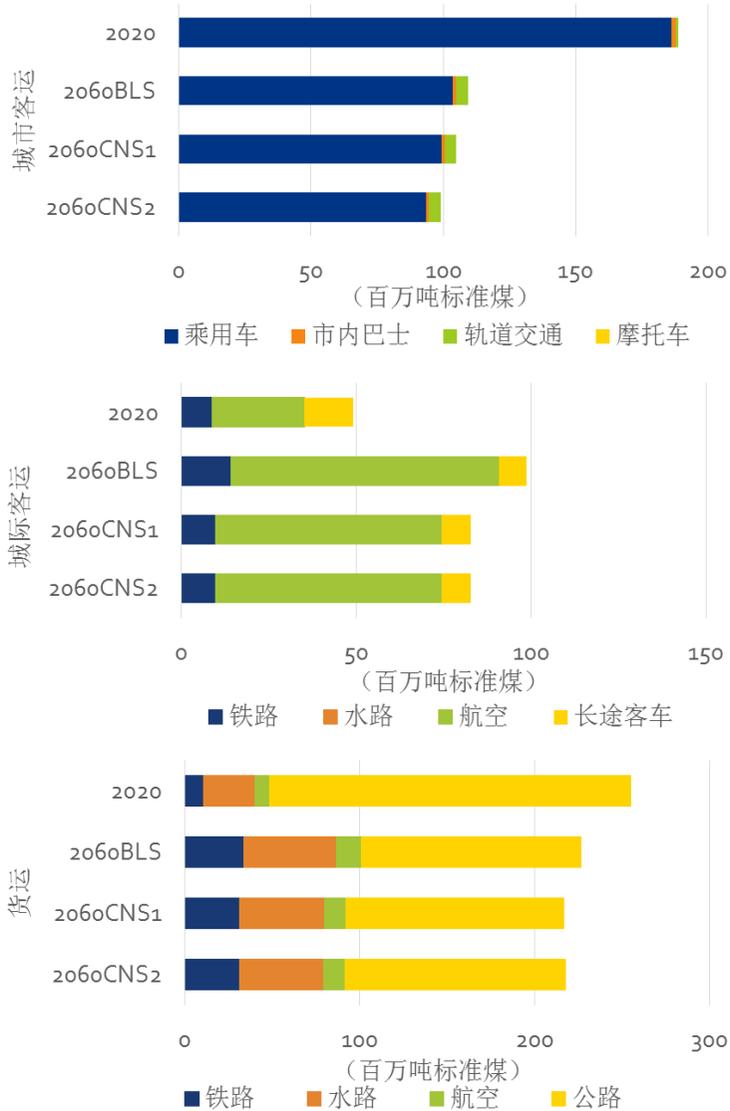


图 4-13 2020 年和 2060 年不同交通运输方式的能源需求情况

各种出行需求快速增长

为了抑制快速增长的交通能源需求，需要对车辆保有量增长的势头进行一些控制。预计到2035年，当前这种购车热潮减弱，此后乘用车保有量保持缓慢增长，到2050年基本维持稳定达到饱和。2035年，中国的乘用车保有量达到4.04亿辆（其中私家车4.03亿辆，出租车约160万辆）；到2060年，乘用车保有量达到4.97亿辆，约是2020年保有量的2倍（如图4-14所示）。

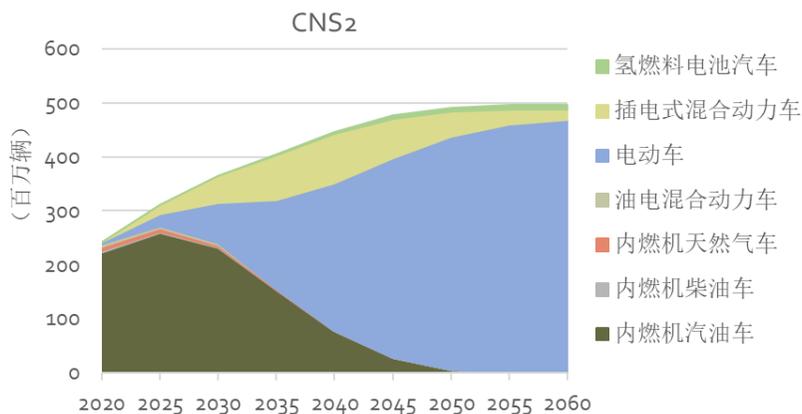


图 4-14 2020-2060 年 CNS2 情景下乘用车保有量

不同情景下卡车的总量变化是一致的，但用能结构不同。2020年，卡车保有量为3261万辆，其中柴油车占比达到73%，为2383万辆。到2060年，柴油车占比锐减，BLS情景和CNS2情景下分别为7%和2%；电动卡车占比逐步上升，BLS情景和CNS2情景下占比分别高达75%和83%（如图4-15所示）。

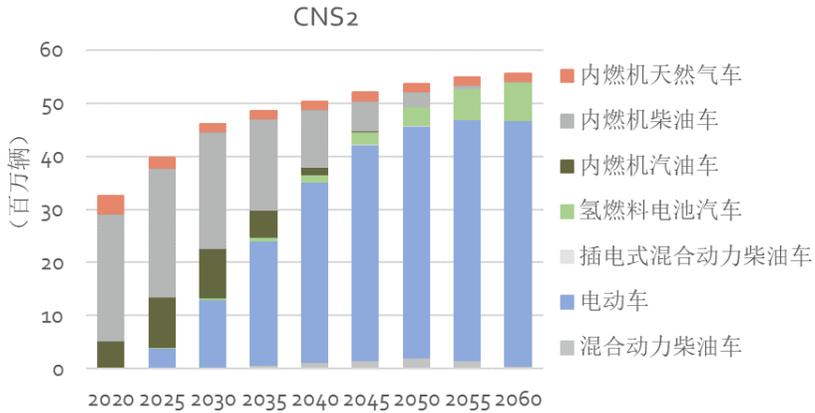


图 4-15 2020-2060 年 CNS2 情景下卡车保有量情况

在不同情景下，卡车的保有量呈现逐步上升趋势，2020年的卡车保有量为3261万辆，到2030年达到4612万辆，到2060年达到5555万辆。分种类看，不同情景的氢燃料电池、插电混动、电动卡车等车辆结构差异较大，BLS情景下，2030年上述三类的新增量为5.24万辆、9.48万辆、250万辆；2060年分别为42.8万辆、44.4万辆和596万辆；而CNS2情景下，氢燃料电池和电动卡车作为主力更为明显，2030年分别为7.26万辆、272万辆，2060年新增量分别上升至125万辆、659万辆（如图 4-16所示）。

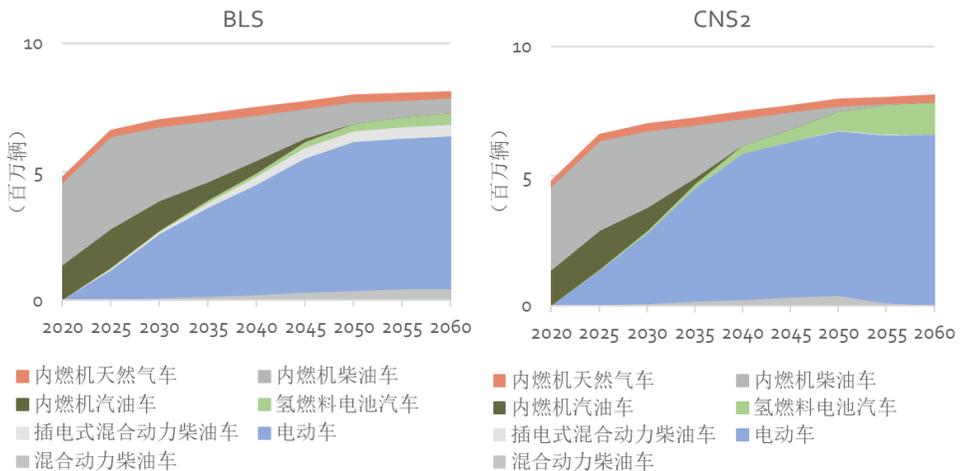


图 4-16 2020-2060 年卡车新增量情况

运输结构中不断扩大节能低碳运输方式占比

鼓励个人旅行选择铁路

高铁在城际客运中发挥更加重要作用。非公路运输，特别是航空客运量在整个预测期内迅速增加。随着富裕程度的提高，中国国内和国际航空旅行进一步提高。在具备良好的基础设施和良好规划的前提下，高铁车站在城市的位置、更大的行李容量和更快的登机过程，意味着高速铁路在800公里左右的旅行中能很好地与航空竞争。考虑到能源效率，乘坐高铁旅行是一个更好的选择。预计未来，高铁在城际客运中发挥更加重要作用（如图 4-17所示）。

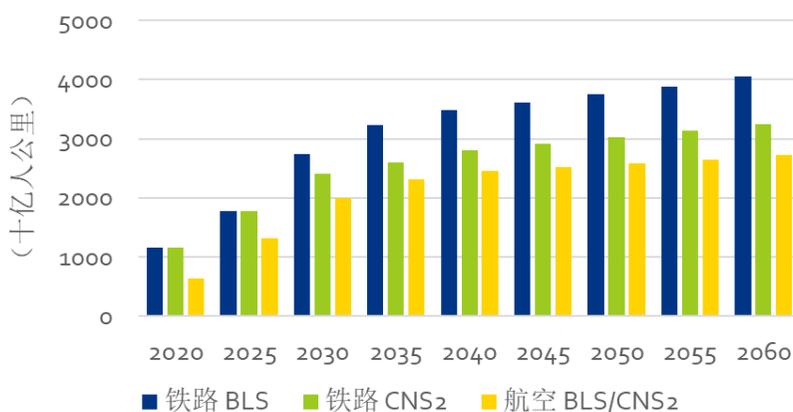


图 4-17 2020-2060 年航空和铁路客运周转量增长情况

水运是货物运输的主要方式

货物运输需求与经济发展密切相关。到2060年，货物运输总周转量达到56万亿吨公里，水运占比57%，水运依旧是最主要的货运模式，公路货运比重较2020年基本维持不变，预计2040年开始到2060年，公路货运增长缓慢。货物运输转向更节能的运输模式，如水运和铁路，与2020年相比，2060年二者预计分别增长160%和385%（如图 4-18所示）。

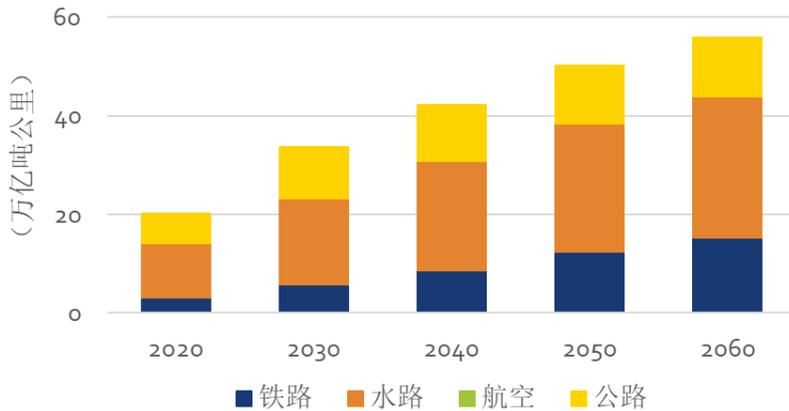


图 4-18 2020-2060 年货运周转量变化情况

交通燃料结构多元化发展对油品依赖减少

加快电动汽车的普及

目前中国很多城市已经通过不同的政策鼓励车主购买新能源汽车，包括更易申请的车牌、不受限行政策影响、车辆购置税的减免等。为了使中国加快实现碳中和，电动汽车普及进程需要进一步加强。传统的混合动力汽车，本质上仍然需要化石能源提供100%的燃料，不应属于新能源汽车范畴。此外，插电混合动力汽车仍部分需要化石燃料和低效内燃机技术提供燃料。

不同情景下，在未来私家车市场份额中，相同点是燃油车份额均逐渐减少，电动汽车比重快速上升，插电混合动力汽车比重先增长（2020年-2040年），后减少（2040年-2060年）；不同点是，BLS情景下，电动汽车和插混汽车2060年的比重分别为85%和12%，CNS2情景下，电动汽车比重更高，达到94%，而插混汽车已基本被替代，占比仅4%。

此外，在CNS2情景下，到2060年，燃油车退出舞台，均由新能源汽车替代，如图 4-19所示。

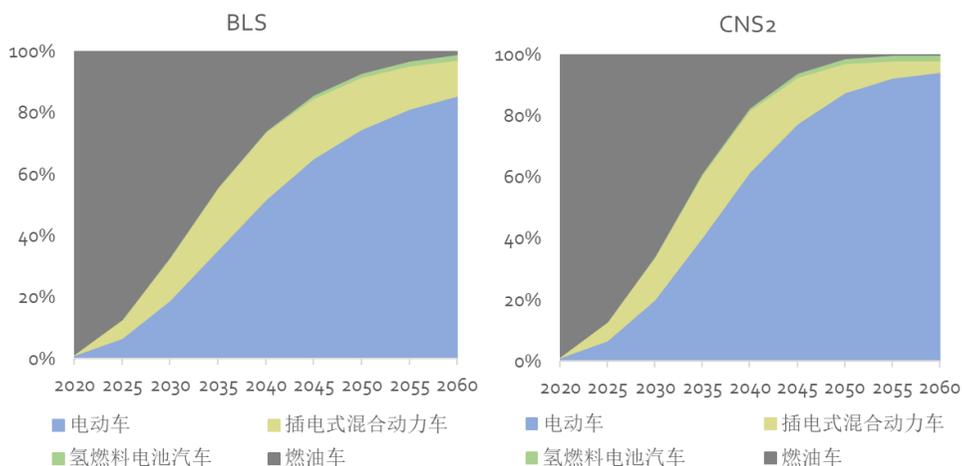


图 4-19 2020-2060 年私家车分燃料类型未来市场份额

预计2060年，BLS情景下纯电动汽车达4.2亿辆，CNS2情景下纯电动汽车为4.7亿辆（如图 4-20所示），除此之外，则是少量的插电混合动力汽车和极少量的氢燃料电池汽车。

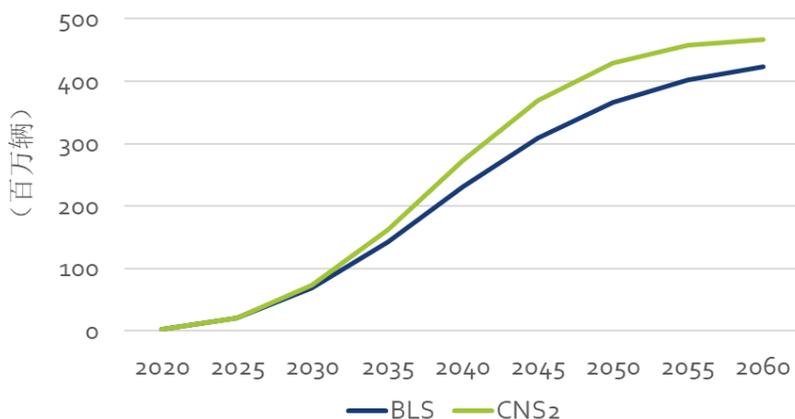


图 4-20 2020-2060 年未来电动汽车保有量

中国公路货运车辆的燃料变得更加绿色，城市中的轻型配送卡车已经开始经历向纯电动的过渡。

BLS情景下，到2060年纯电动卡车逐渐成为主力，比重73%，氢燃料电池卡车和插电混动卡车均占据一定市场份额，且份额相似，均为5%左右，而燃油卡车仍然保留了10%左右的份额。CNS2情景下，绿色化

的程度得到加深，在这一情景的后期，纯电动卡车比重升至81%；氢燃料电池卡车成为市场重要组成部分，到2060年占有15%的份额，以满足纯电动无法提供的远距离行驶需求。

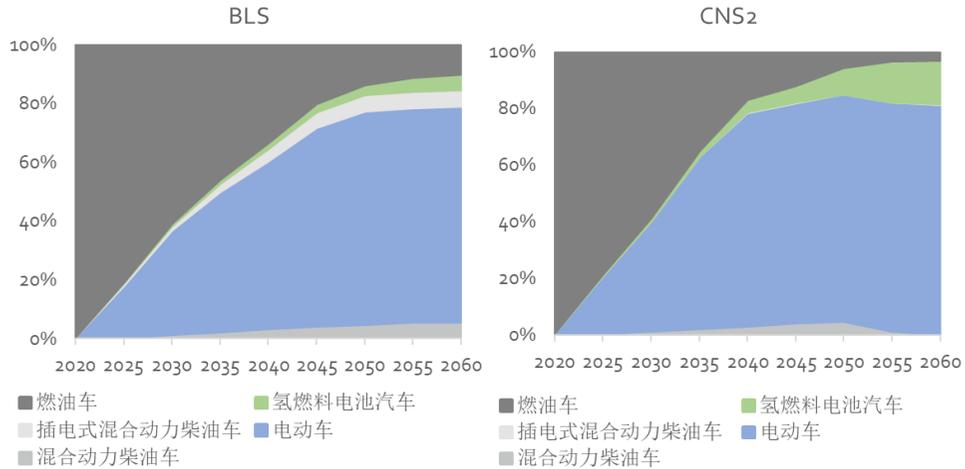


图 4-21 2020-2060 年卡车分燃料类型销售量

P2X 燃料在航空和航运中的应用

自从广泛采用喷气发动机以来，航空运输的大部分燃料是航空煤油。由于航空燃料对体积、重量、能量密度的要求都很高，因此低碳改造较为困难。目前一些替代的航空燃料方兴未艾，占比近乎为零，未来随着成本下降，预计新技术的占比会显著提升。

纯电动技术可用于短途飞行，其较少的维护需求使其很快具有竞争力。BLS和CNS2情景下，2060年电动技术占比分别达到2.7%和6.3%。

对于较长里程的国内航线，生物质和氢是替代方案。两种情景下，到2060年，生物燃料和电制燃料的占比逐步提高，BLS情景下，生物质和电制燃料比重由2020年的4.9%和2.4%分别升至19.0%和16.5%，而航煤比重由2020年的100%降至2060年的60%左右。

CNS2情景下，零碳燃料形成更高比例的替代。2060年，生物燃料和电制燃料比重达到28%-30%，氢能占有17%左右的份额，航空煤油则降至不足两成，对化石能源的依赖进一步降低（如图 4-22所示）。

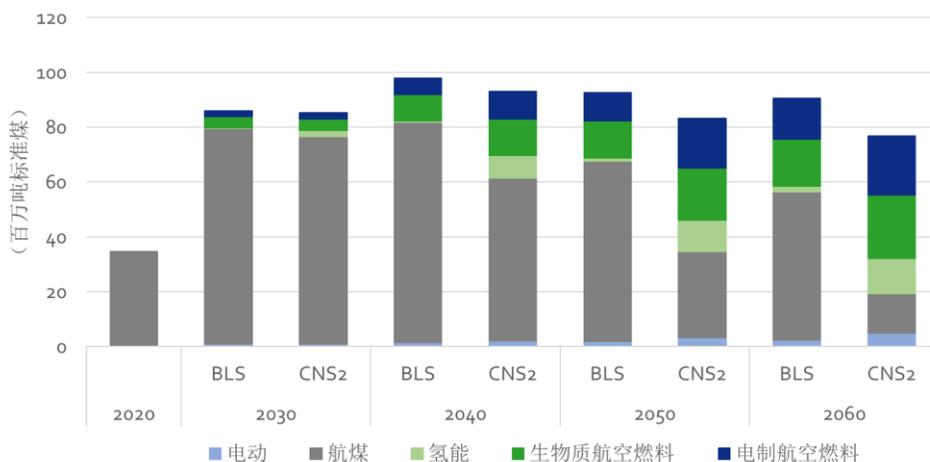


图 4-22 2020-2060 年航空燃料（含客运及货运）需求

中国是世界上最大的航运国家，特别是在大江大河上的货运和国际航运，消耗了大量的石油产品，预计货物航运活动水平会继续扩大。而旅客航运的活动水平一般较低，基本可以忽略不计。

与航空业一样，航运业也很难实现净零排放的转型，然而，大部分的减排量通过改用生物燃料、氢能和氨能等低碳燃料来实现。纯电动技术用于一部分短途航行的船舶，氢能制成的电子柴油能够为老式船舶提供动力，较新的船舶使用氨能。

BLS情景下，电制燃料、氨能、生物柴油等份额逐渐扩大，到2060年非化石能源替代率可达到40%左右。CNS2情景下，非化石能源的替代进程进一步得到加强，氨能、氢能、电制甲醇、电制燃油（Efuel oil）等比重均稳步上升。到2040年之前，石油产品比重仍保持在57%以上，但到2060年，石油比重仅剩不足5%，而氢能和氨能的比重则分别达到24%和45%，撑起航运燃料的半壁江山。

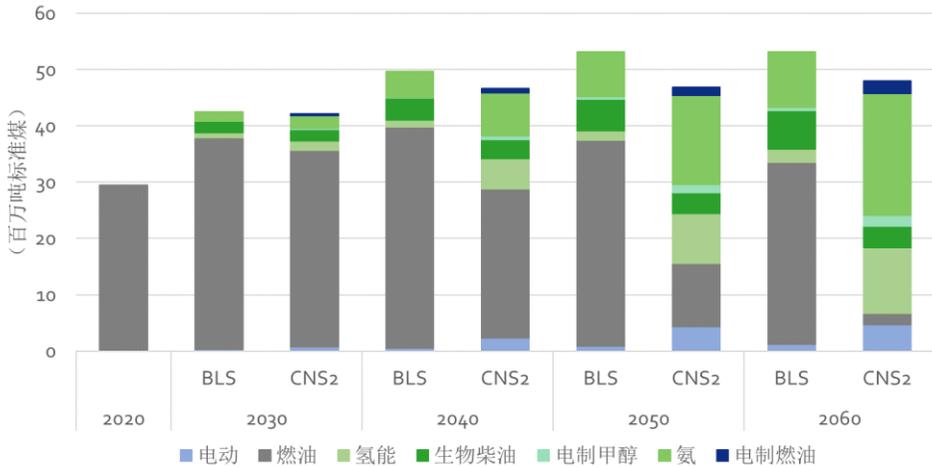


图 4-23 2020-2060 年航空燃料需求

专栏 4-1 交通运输转型中的氢能发展

中国交通运输行业氢能利用现状

交通运输行业是氢能应用的重要方向，中国在商用车领域有了较快发展，在航空、航海、铁路等领域也有了一些技术突破和尝试，但总体来看，目前交通运输行业氢能使用的规模还比较小，仍处于示范推广阶段。

中国氢燃料电池汽车保有量逐年上升，2021年达到8939辆，位居全球第三，2022年累计突破1万辆。近几年，中国氢燃料电池汽车已基本和电动汽车形成错位发展态势，将重点发展重载货车、公交车、客车、物流车、工程车辆这类商用车领域，尤其是在31吨以上重型货车领域，燃料电池技术应用前景广阔。中国已经批复了五大氢燃料电池汽车示范城市群，在京津冀、广东、上海、河北、河南城市群开启燃料电池汽车以奖代补政策，全国形成了“3+2”燃料电池汽车示范格局。这些地区将凭借其深厚的氢燃料电池产业链发展基础，配合政策支持，加速推动氢能在交通运输领域的推广与应用。

加氢站方面，据统计，截至2022年底，中国累计建成加氢站358座，较2021年增长40%，其中2022年新建成103座。加氢站基础设施的增强，有利于促进氢燃料电池汽车的普及推广。

中国在航海、铁路等领域正在开发使用氢基燃料的几个示范项目，这将开辟氢需求的新机会。2022年，江龙船艇建造的中国长江电力股份有限公司氢燃料电池动力工作船“氢舟1号”成功合拢，是国内首艘氢燃料电池动力船艇，总额定输出功率500千瓦，将于2023年4月试航交付。中国第一列燃料电池机车于2013年1月由西南交通大学研制成功。2017年10月，中车唐山公司研制的世界首列商用型氢燃料电池有轨电车全球首次商业运营。2019年，世界首条商业运营的氢能源有轨电车在广东佛山正式上线。总体上，氢能轨道交通处在发展初期，未来发展潜力巨大。

中国交通运输行业氢能利用的未来趋势

中国已经出台了氢能发展的顶层设计，在《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》中要求有序推进氢能在交通运输领域示范应用。结合道路运输行业发展特点，重点推进氢燃料电池在重型车辆的应用，有序拓展氢燃料电池等新能源客、货汽车市场应用空间，逐步建立燃料电池电动汽车与锂电池纯电动汽车的互补发展模式。积极探索燃料电池在船舶、航空器等领域的应用，推动大型氢能航空器研发，不断提升交通领域氢能应用市场规模。

“十四五”时期交通运输领域氢能产业重点推广的创新应用示范工程包括：在矿区、港口、工业园区等运营强度大、行驶线路固定区域，探索开展氢燃料电池货车运输示范应用及70MPa 储氢瓶车辆应用验证。在有条件的地方，可在城市公交车、物流配送车、环卫车等公共服务领域，试点应用燃料电池商用车。结合重点区域生态环保需求和电力基础设施条件，探索氢燃料电池在船舶、航空器等领域的示范应用。

氢燃料电池汽车将是交通氢能应用的最重要领域之一。2021-2025年是中国氢燃料电池汽车的导入期，以示范城市群为核心推动产业发展，通过政策扶持促进氢燃料电池汽车普及。到2025年，氢燃料电池汽车保有量将达到5-10万辆左右，加氢站1000座，2030年氢燃料电池汽车将达到100万辆左右，加氢站5000座。2021-2025年，中国氢燃料电池汽车年复合增长率有望达到68%，市场规模有望达到800亿元。2030年以后，燃料电池汽车将实现商业化运营。

氢可以通过燃料电池、内燃机等方式在船舶领域实现广泛应用。2030-2060年间，氢能在船舶领域能耗占比可从2030年的2%上升到20%左右，仅次于氨在船舶领域的能耗占比。

氢在航空领域更广泛地使用还有很长的路要走，预计氢动力飞机要2040年之后才能实现常规商业用途。来自可再生能源的液体e-燃料更适合航空部门的脱碳目标，2050年纯氢在航空的应用大约为4%。到2050年，纯氢和氢基e-燃料的份额将占航空业能源使用量的17%左右。

氢能应用的挑战与不确定性

技术成熟度是氢能广泛应用的前提。氢能中长期规划中也提出持续提升关键核心技术水平，持续提升燃料电池可靠性、稳定性、耐久性，突破氢能基础设施环节关键核心技术，持续推动氢能先进技术、关键设备、重大产品示范应用和产业化发展。

成本是氢能广泛普及的最大挑战。目前燃料电池汽车与传统燃油车、电动车相比价格贵出几倍，不具有成本优势，仅依靠补贴也难以弥补巨大的价格差距。未来随着出货量的不断增大，技术水平的不断进步，燃料电池汽车有望持续下降。有预测表明，燃料电池公交车、物流车、重载货车等在2030年前，成本有望与普通燃油车持平，这将有利于燃料电池车辆的普及推广。

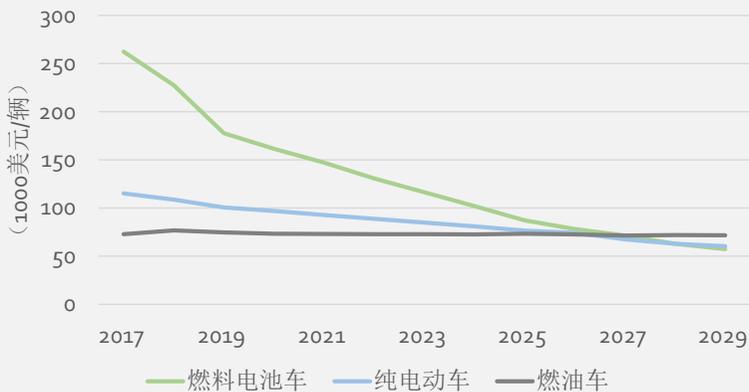


图 4-24 中国公交车总使用成本预测

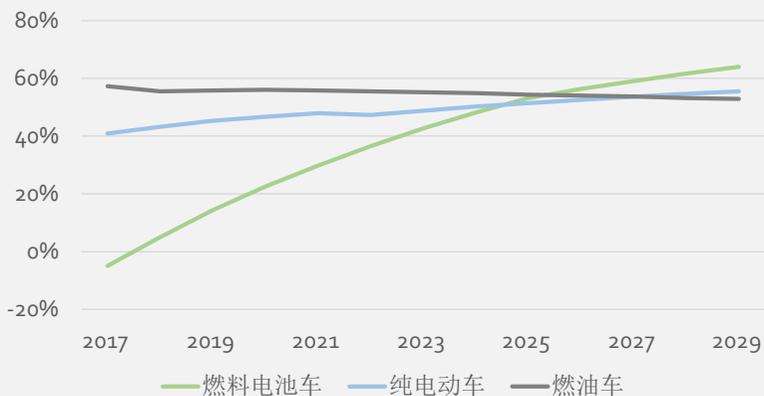


图 4-25 物流配送车毛利率估算

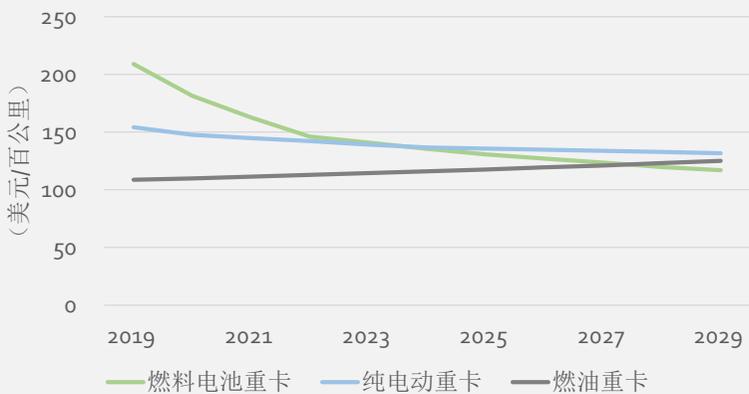


图 4-26 重型卡车总持有成本预测

4.5 建筑部门

建筑部门终端用能呈现先增后降的趋势

随着经济持续增长、城镇化继续推进，以及对室内居住环境的日益重视，中国建筑部门能源需求在近中期进一步增长。但节能技术和产品的广泛应用，在中远期实现用更少的能源满足更多的功能需求。

按照当前国家统计局的能源消费统计口径，2020年，建筑部门终端能源消费量为6.8亿吨标准煤。但是目前，农村地区建筑还有约1.4亿吨标准煤的非商品化生物质能源消费，该部分能源消费尚未计入全国能源消费统计，未来有可能逐步商品化并计入能源消费统计。此外，用于建筑采暖的工业余热是工业部门的副产品，生产工业余热的能耗已计入在工业部门中，在核算终端能源消费总量时，不能再重复计入建筑部门消耗的工业余热。但在分析建筑部门终端能源消费量时，工业余热是外部输入建筑部门的能源，属于建筑部门终端能源消费的一部分。为此，本节建筑部门终端能源消费量以及与其相关联的电气化率等指标，均按照计入农村非商品化生物质能源和工业余热的口径进行计算。在这一口径下，2020年建筑部门终端能源消费量为8.2亿吨标准煤。

三个情景下，建筑部门终端用能均呈现先增后降的趋势，达峰时间均在2035年左右。BLS、CNS1、CNS2情景下，建筑部门终端能源需求峰值分别为10.9亿吨标准煤、9.9亿吨标准煤、9.8亿吨标准煤，2060年分别下降到8.8亿吨标准煤、7.7亿吨标准煤、7.4亿吨标准煤。在CNS2情景下，2060年建筑部门终端能源需求较BLS情景下降17%（如图4-27所示）。

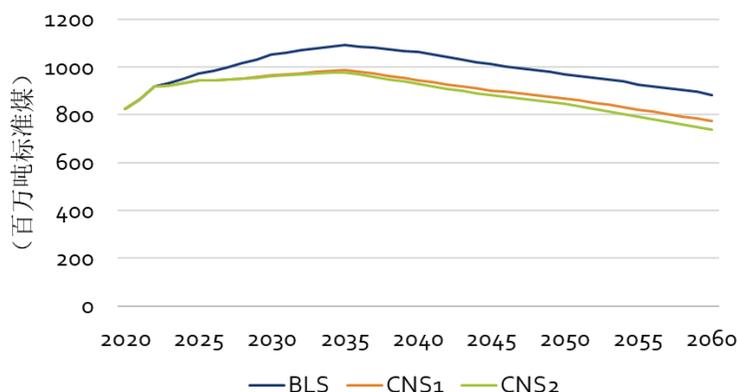


图 4-27 2020-2060 年建筑部门终端能源需求

规模化发展超低/近零能耗建筑，是降低建筑部门能源消费的关键

避免能耗锁定效应，新建建筑规模化发展超低/近零能耗建筑

超低能耗建筑、近零能耗建筑分别比现行建筑节能标准能效提升50%和60-75%以上。BLS情景下，2060年城镇地区超低能耗建筑、近零能耗建筑的占比从2020年的不足0.1%提升到55%以上；CNS1、CNS2情景下，该占比进一步提高到75%以上。目前农村地区几乎没有近零能耗建筑，BLS情景下，2060年农村地区近零能耗建筑占比提升至12%；CNS1、CNS2情景下，该比例进一步提升到25%。

高性能节能建筑的规模化发展对降低建筑部门能源消费量至关重要。建议中国加强超低能耗建筑规模化发展顶层设计，明确中长期发展规划目标，并根据不同地区经济、技术发展水平和产业成熟度的差异，制定分区域推进的规划、目标与实施路径。探索用装配式方式建造超低能耗建筑的试点示范，启动超低能耗建筑规模化推广试点，健全激励机制，鼓励经济相对发达地区及政府投资的建筑率先执行超低能耗建筑、近零能耗建筑标准。同时，强化技术体系研发和产业支撑，重点发展国产化的高性能门窗、遮阳系统、保温材料、高效热回收新风设备等关键部品和设备。

从“修建并重”转向“修大于建”，推进既有建筑深度节能低碳改造

目前，中国城镇地区还有约36%左右的非节能建筑，农村地区大多数是非节能建筑，其单位建筑面积采暖、制冷能耗显著高于节能建筑。加快建筑部门低碳化进程，不能忽视既有建筑深度节能改造。BLS情景下，北方城镇地区非节能建筑在2045年之前清零；CNS1、CNS2情景下，北方城镇地区非节能建筑在2040年之前清零（如图4-28所示）。

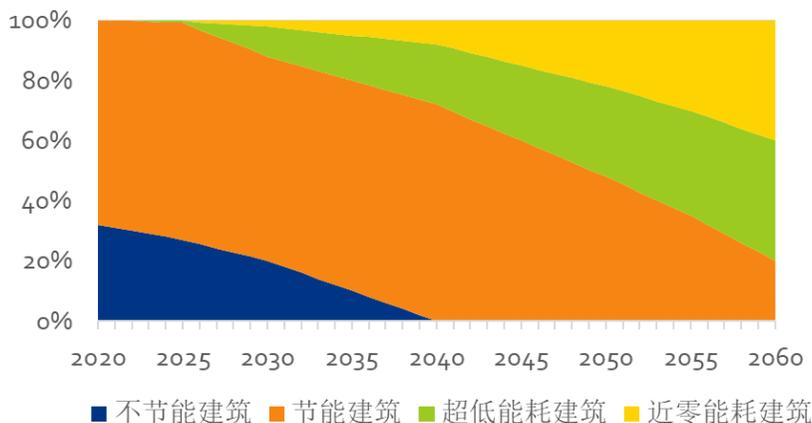


图 4-28 2020-2060 年北方城镇地区不同节能等级建筑分布（CNS 情景）

建议将近零能耗建筑的理念、技术融入城市更新、老旧小区改造、绿色农房建设中，加强既有建筑深度节能改造。在严寒和寒冷地区持续开展用户侧能效提升改造、供热管网保温及智能调控改造。夏热冬冷和夏热冬暖地区，重点开展既有建筑遮阳系统专项改造，对有采暖需求的建筑，应通过节能改造改善围护结构保温隔热性能，并同步开展电气化改造。实施公共建筑低碳智慧运维改造。在农村地区，结合清洁取暖工作推进农宅节能改造。

改善农村住房热工性能，推进被动式农房建设

与城镇建筑相比，目前农村低成本住房的热工性能明显较差。当前，还有相当一部分农村建筑没有进行采暖，已经实施采暖的农村建筑也大多只有部分空间采暖。未来随着经济发展和人民生活水平的进一步提高，农村建筑采暖用能需求持续释放，若不改善农村建筑较差的保温隔热性能，导致巨大的能源浪费。考虑到大多数农村建筑是独栋房屋，在农村

地区推广被动式农房设计是经济有效的节能降碳途径。为了实现更好的舒适性及节能效果，建议被动式农房与热泵等辅助热源设备相结合进行供热。同时，可充分利用各类建筑闲置屋顶安装屋顶光伏系统，构建农村直流微网，用可再生能源电力替代燃煤、燃气、燃油等化石能源消费，实现全面电气化。到2060年，农村用能全部由零碳电力和生物质、太阳能等可再生能源供应。

优化建筑用能结构，尽早实现建筑部门近零碳排放

提高电气化率，因地制宜开展电能替代

2020年，中国建筑部门电力消费占全社会电力消费的比重为30%，人均建筑用电量为1574千瓦时，电力消费占建筑部门终端能源消费的比重为33.2%，未来建筑电气化率还有很大增长潜力。BLS情景下，2060年建筑部门电力消费占比增长到77.3%；CNS1、CNS2情景下，分别增长到89.9%和96.9%（如图4-29所示）。

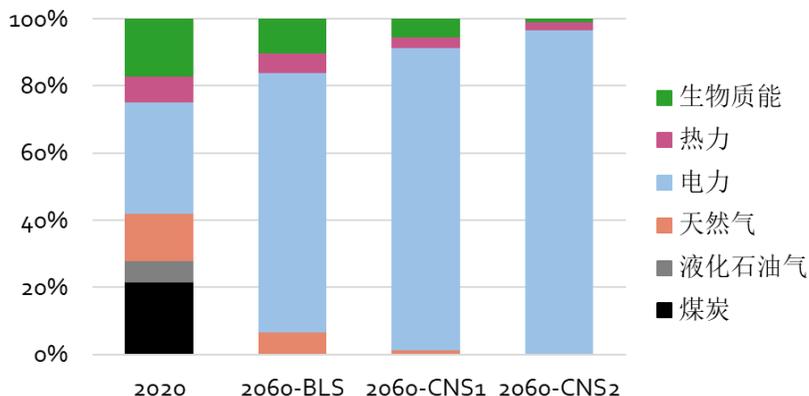


图 4-29 2020 年和 2060 年建筑部门用能结构

就提升建筑部门电气化水平而言，建议中国在推进既有建筑改造过程中同步实施电气化改造，实施建筑电气化工程，预留适宜的配电网容量，因地制宜实施居民炊事、卫生热水、采暖等领域以电代煤、以电代气；开展以“分布式光伏发电装置、储能电池、低压直流配电系统、智能建筑用电设备”为主要特征的“光、储、直、柔”建筑新型供配电技术的应用试点和示范；鼓励利用可再生能源电力实现建筑供热（冷）、

炊事、热水；加强电力需求侧响应。

优化热源结构，着力推进低碳供热

供热是建筑部门化石能源应用的最主要领域，优化建筑部门用能结构，重点是加快发展低碳、零碳热源。当前，中国北方城镇建筑供暖热源以燃煤热电联产为主，还有一定比例的燃煤锅炉、燃气锅炉，农村地区还存在一些小煤炉采暖，亟待开展低碳、零碳热源替代。未来需要针对不同气候区、不同功能建筑的供暖需求特点实施差别化的低碳供热转型路径。北方城镇建筑供暖应充分利用好既有的集中供热管网资源，着力优化热源结构，利用工业余热替代部分燃煤热电联产、燃气锅炉房供暖，因地制宜利用污水源、地热能、太阳能等多能互补系统供暖。支持供热传统基础设施转型升级，发展智慧供热。北方农村住宅应继续推行清洁取暖，开展散煤替代，在做好建筑节能保温改造前提下，结合可再生能源利用，推进“煤改电”“煤改生物质能”。利用热泵技术可以从空气能、地热能等资源中提取能量进行供暖，各类高效电热泵成为超低能耗建筑、夏热冬冷地区建筑、农村地区建筑供暖的主要技术选择。南方地区居住建筑应优先发展分户供暖方式，鼓励以电代气。

当前，工业余热供暖在北方城镇供热中的占比仅为1%左右，利用工业余热替代燃煤、燃气供暖存在巨大市场潜力。BLS情景下，2060年工业余热供暖比例增长到10%；CNS1、CNS2情景下，2060年工业余热供暖比例分别增长到30%、50%。BLS、CNS1、CNS2情景下，2060年夏热冬冷地区农村热泵供暖的占比从目前的30%左右分别提升到60%、75%、100%。

第五章：电力部门转型

The background of the page is a deep blue gradient. On the right side, there is a curved horizon line representing the Earth as seen from space. Below this horizon, the dark surface of the planet is visible, with numerous small white dots representing city lights at night. The overall aesthetic is clean, modern, and futuristic.

5 电力部门转型

电力领域脱碳是能源系统实现净零排放的关键所在。2023年7月11日，中央全面深化改革委员会第二次会议审议通过了《关于深化电力体制改革加快构建新型电力系统的指导意见》，提出要深化电力体制改革，加快构建清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统。根据CETO 2023的研究，新型电力系统建设的重点是加快构建：1) 成本低廉的规模化绿色电力供应和充足的绿色电力消纳空间；2) 多时间尺度、多技术类型的灵活性资源；3) 充分且灵活的跨省、跨区电力互济；4) 运行良好的电力市场体系。本章将详细介绍基于中国电力部署优化模型（EDO）的构建新型电力系统的重点技术路径，包括电力供需结构清洁化、风光倍增化发展保障电力充足供应、煤电转型、储能和需求侧响应资源，以及电力市场发挥的支撑作用。本章还将探究部署电力负碳技术的必要性。⁵

5.1 主要结论

- 电力领域是未来能源系统的核心，绿色、安全和具有成本效益的电力部门转型对支撑实现能源领域的净零排放至关重要。最早到 2035 年左右，中国初步建成新型电力系统，在保障安全和可靠运行的同时，实现 50% 以上的可再生能源供电。
- 全社会电力消费持续增加，所有终端用能部门实现高比例电气化。CNS2 情景下，全社会用电量到 2035 年达到 16.2 万亿千瓦时，到 2060 年达到 20.2 万亿千瓦时；终端用能部门电气化率到 2035 年达到 40%，到 2060 年达到 65% 以上。
- 发电装机容量进一步增长，电力系统全面实现清洁转型。CNS2 情景下，到 2060 年，中国发电总装机达到 98.1 亿千瓦，是 2021 年发电总装机的四倍，非化石能源和可再生能源占比分别达到 99% 和 98%；非化石能源和可再生能源在总发电量中的占比分别达到 100% 和 95%。

⁵ 本章研究成果同时受到国家自然科学基金项目（42201196）的支持。

- 风电和太阳能发电装机规模化增加，集中式和分布式项目发展并举。CNS2情景下，2025-2040年，风电五年年均新增装机达到1亿千瓦、1.5亿千瓦和1.8亿千瓦；太阳能发电五年年均新增装机1.2亿千瓦、2.1亿千瓦和1.2亿千瓦。到2060年，风电和太阳能发电总装机分别达到42亿千瓦和48亿千瓦，合计总装机达到90亿千瓦，合计占发电总装机的92%。
- 风电和光伏成为最廉价电源。CNS2情景下，到2060年，陆上风电和海上风电的LCOE分别降至0.204元/千瓦时和0.211元/千瓦时，光伏发电LCOE降至0.143元/千瓦时。
- 到2060年，除保留少量系统备用外，煤电机组基本退出运行。CNS2情景下，现役煤电机组逐步关停或转型为灵活性电源。灵活性煤电机组在2040年前仍发挥显著的调节作用，此后运行小时数降至1000小时以下。到2060年，电力系统调节不再依靠煤电调峰。
- 灵活性资源实现多元化、规模化的发展。CNS2情景下，到2035年，抽水蓄能、新型储能和需求响应资源总容量超过14亿千瓦，灵活性煤电和抽水蓄能仍是主要调节电源；到2060年，灵活性资源总容量达到近29亿千瓦，多时间尺度的储能、需求侧响应以及电解槽制绿氢成为电力系统调节主力。
- 2025-2035年，新型储能和需求侧响应进入全面规模化发展阶段，CNS2情景下，电动汽车智能充电、电化学储能、电锅炉和热泵的装机年均增速分别达到21%、18%和14%。到2050年，电动汽车灵活性资源达到峰值平台；电化学储能持续增长，CNS2情景下，其总装机到2060年再翻一番。
- 未来，中国西电东送、北电南供的电力流向格局仍然存在，到2060年东中部地区受电规模在当前基础上增加两倍左右。电网进一步发挥沟通电力供需的桥梁作用，规划与电源建设和负荷发展全面协调，实现各类发电资源集中与分散利用并重、就近与跨区消纳并举，推动清洁、低碳能源在更大范围内优化配置。
- 建成全国统一电力市场体系，推动电力系统中各类资源的发展。完善中长期合同、电力现货市场和辅助服务市场，推动可再生能源、

灵活性资源和分布式资源全面参与市场交易；优化绿证市场机制，更科学地体现可再生能源电力的绿色溢价；做好电力市场与碳市场的衔接，加强政策机制协同。

- 部署碳捕集与封存等负碳技术是实现能源系统净零排放的重要手段。CNS2 情景下，生物质发电 CCS 的总装机达到 6700 万千瓦。部署火电 CCS 是煤电自然退役过渡期的必要手段，但它带来的能源消耗和高昂成本不可忽视。

5.2 电力供需结构转型

在展望期内，中国的电力需求和消费呈现较大幅度的增长。促成电力消费需求增长的原因是多方面的。一是因为要支持经济的增长，满足中国式现代化愿景下人们对高品质生活的丰富需求。二是预计随着终端用能部门电气化水平的大幅提升，能源系统会变得更加高效和清洁。同时，通过设备的改造升级和换代，提升能效能够节省部分的电力消费。此外，考虑到电制氢的巨大潜力，展望时期的后期中国用电量的增长，与电力的多元转换使用密切相关。BLS、CNS1和CNS2情景下，到2060年有2.7-4.5万亿千瓦时的电量用于制造氢能。

全社会用电量显著增加

三种情景下，全社会用电量均呈现增加趋势，这与中国持续提升的电气化水平相对应。2035年，BLS、CNS1和CNS2情景下，全社会用电量分别达到14.7万亿千瓦时、15.1万亿千瓦时和16.2万亿千瓦时；到2060年进一步分别提升至16.4万亿千瓦时、18.3万亿千瓦时和20.2万亿千瓦时。2060年，CNS2情景下的全社会用电量相较CNS1情景高10%、较BLS情景高23%，终端用能行业高比例电气化和电制氢的规模化发展是拉动CNS2情景用电量更快提升的主因。

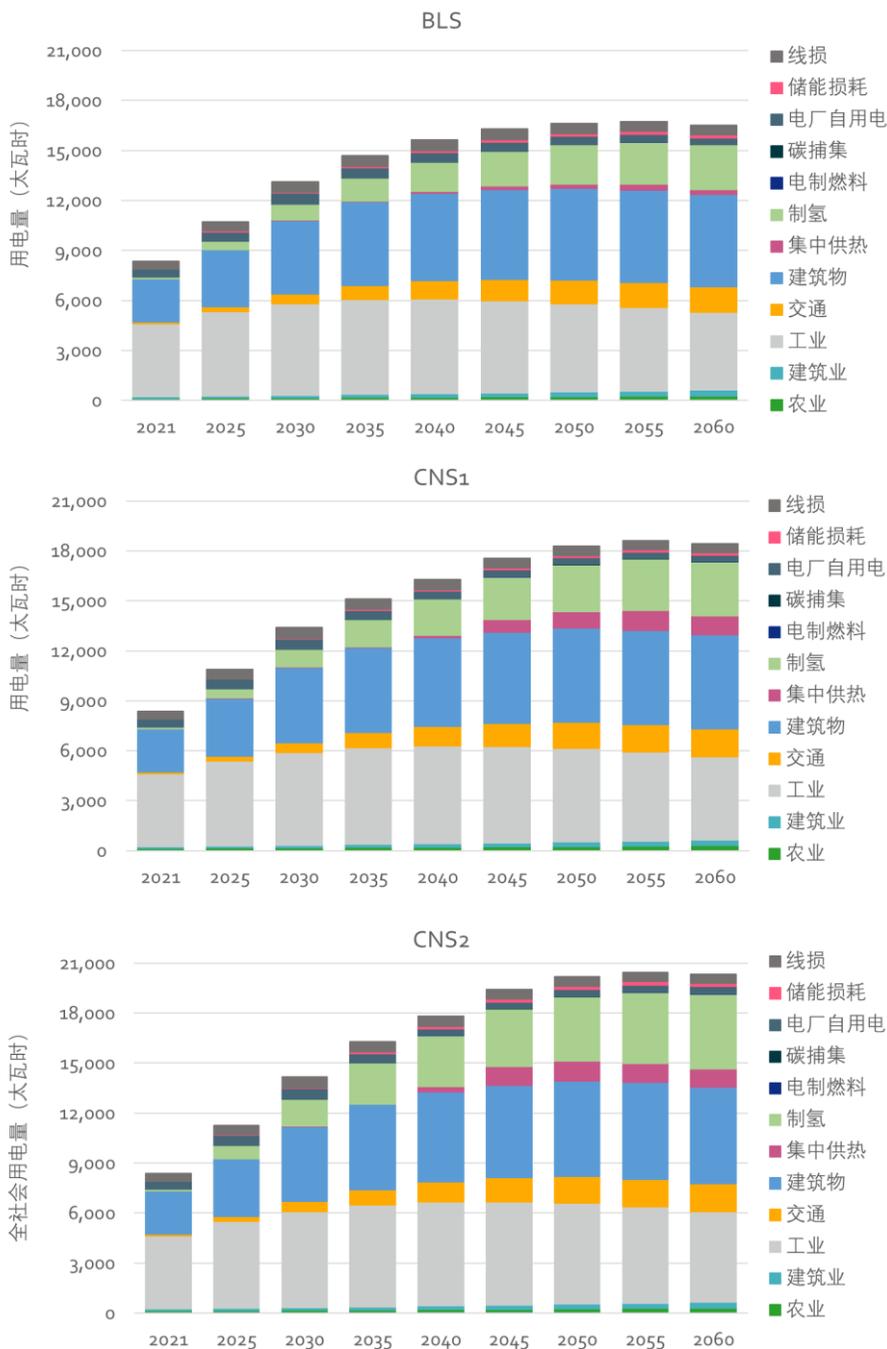


图 5-1 2021-2060 年全社会用电量结构

电气化率稳步提升

能源系统的电气化是引领转型的关键动力。根据CETO 2023的结果，在不同情景下，中国所有的终端用能部门都有望实现持续的高比例电气化。对比BLS、CNS1和CNS2情景，电气化的程度是依次递增的。BLS、CNS1和CNS2情景下，到2035年，终端用能部门的电气化率从2021年的27%分别增涨到35.7%、38.6%和40.2%；到2060年分别进一步提升至51.4%、60.4%和65.8%，CNS2情景相较CNS1情景高5.4个百分点、相较BLS情景高14.4个百分点。分部门电气化发展情况参见第四章。

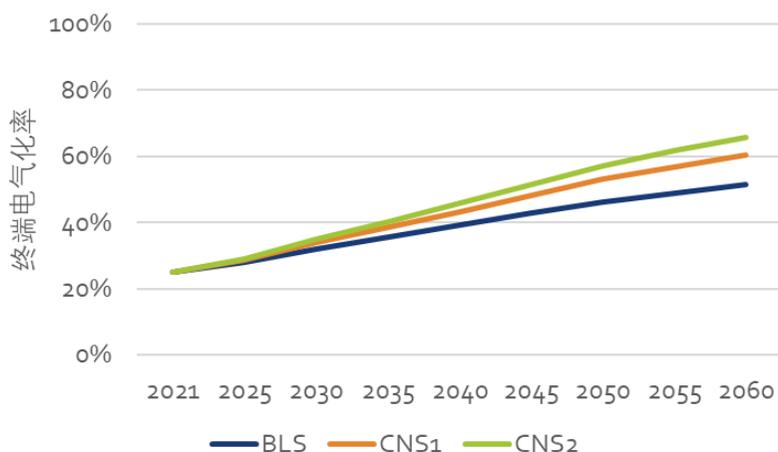


图 5-2 2021-2060 年终端电气化率

绿色电力制氢的中长期角色凸显

电制氢所需要的电力，在2035年后对电力需求增长的贡献增大。在工业领域，氢能可以用作还原剂取代用于生产粗钢的焦煤，也可以替代煤炭用于合成氨生产；在交通领域，氢能有取代石油产品的潜力。此外，还有部分电力被用于制造其他燃料。

在CETO 2023情景设计中，均假设耗氢量会日益增长，因此用于氢能生产的电力消费量也呈现增长趋势。BLS情景下，2035年、2050年和2060年的制氢用电量分别为1.4万亿千瓦时、2.3万亿千瓦时和2.7万亿千瓦时，在全社会用电量中的占比分别达到9.5%、14.1%和16.2%。CNS1情景下，2035年、2050年和2060年的制氢用电量分别为1.6万亿千瓦时、

2.8万亿千瓦时和3.3万亿千瓦时，在全社会用电量中的占比分别达到10.9%、15.4%和17.7%。

与BLS和CNS1情景相比，CNS2情景下制氢用电量在2035年就达到2.5万亿千瓦时，占全社会用电量的15.2%，这一比例已经超过BLS情景下2050年的制氢用电量占比（14.1%）；到2050年，制氢用电量达到3.8万亿千瓦时，占终端总用电量的19.0%，高于CNS1情景下2060年的制氢用电量占比（17.7%）；到2060年，电制氢的用电量增加至4.5万亿千瓦时，占全社会用电量比重高达22.1%。氢能成为举足轻重的中介能源。

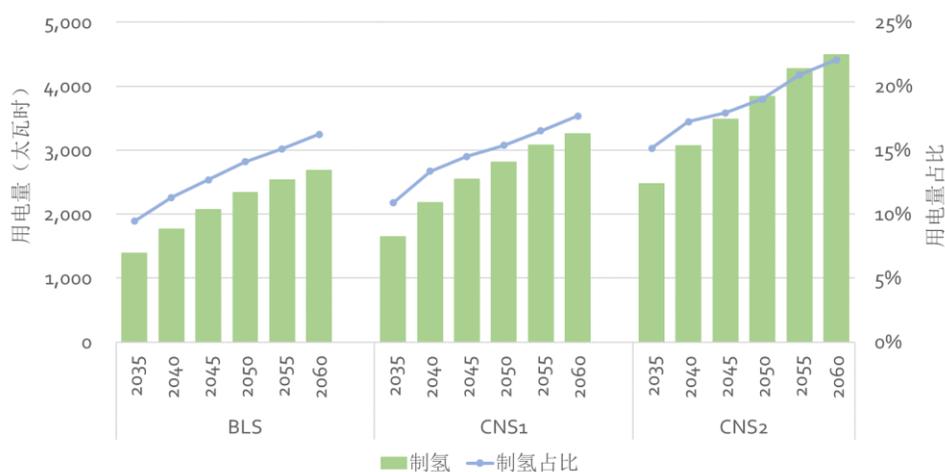


图 5-3 2035-2060 年制氢用电量和占全社会用电量比重

可再生能源成为装机和发电量主体

随着电力需求的增长，为保障电力供应，中国的发电装机和发电量均呈现大幅增长。同时，随着能源转型进程深入推进，中国可再生能源电力电量逐步增加并成为主体电源，这是中国电力系统转型的突出特征。在“十四五”前期，随着建设成本和发电边际成本的快速下降，陆上风电和光伏与煤电相比，在发电侧已经具备竞争力。未来，随着海上风电和光伏的成本下降，风电和光伏的竞争力进一步提升。

从情景设置来看，不同情景下的电源装机结构的变化，均显示了可再生能源成为装机主体的重大转变。“十五五”到“十六五”期间（2026-2035年），以风电和光伏为主导的可再生能源发电装机呈现倍增态势。到2035年，BLS、CNS1和CNS2情景下，发电总装机分别达到53.7亿千瓦、62.7亿千瓦和63.2亿千瓦，非化石能源占比提高到73%-79%，可再生能源占比达到71%-77%。在发电量结构方面，BLS、CNS1和CNS2情景下，总发电量分别达到14.7万亿千瓦时、15.1万亿千瓦时和16.2万亿千瓦时，非化石能源占比提升至63%-76%，可再生能源占比达到57%-71%。可见到2035年，不论是装机还是发电量，非化石能源会成为电力系统的支柱，煤电和可再生能源电力在电力系统中的地位发生转置，届时中国初步建成新型电力系统。

随着电力系统深度低碳发展，到2060年，发电总装机在BLS、CNS1和CNS2情景下分别达到68亿千瓦、89.6亿千瓦和98.1亿千瓦，总发电量分别达到16.4亿千瓦时、18.3亿千瓦时和20.2亿千瓦时。为充分满足用电需求，以生物质为燃料的发电厂和热电联产项目在电力部门得到了一定的应用。非化石能源和可再生能源发电装机占比分别提升至92%-99%和90%-98%，非化石能源和可再生能源发电量占比分别达到86%-100%和80%-95%。新型电力系统建设逐步成熟和完善。

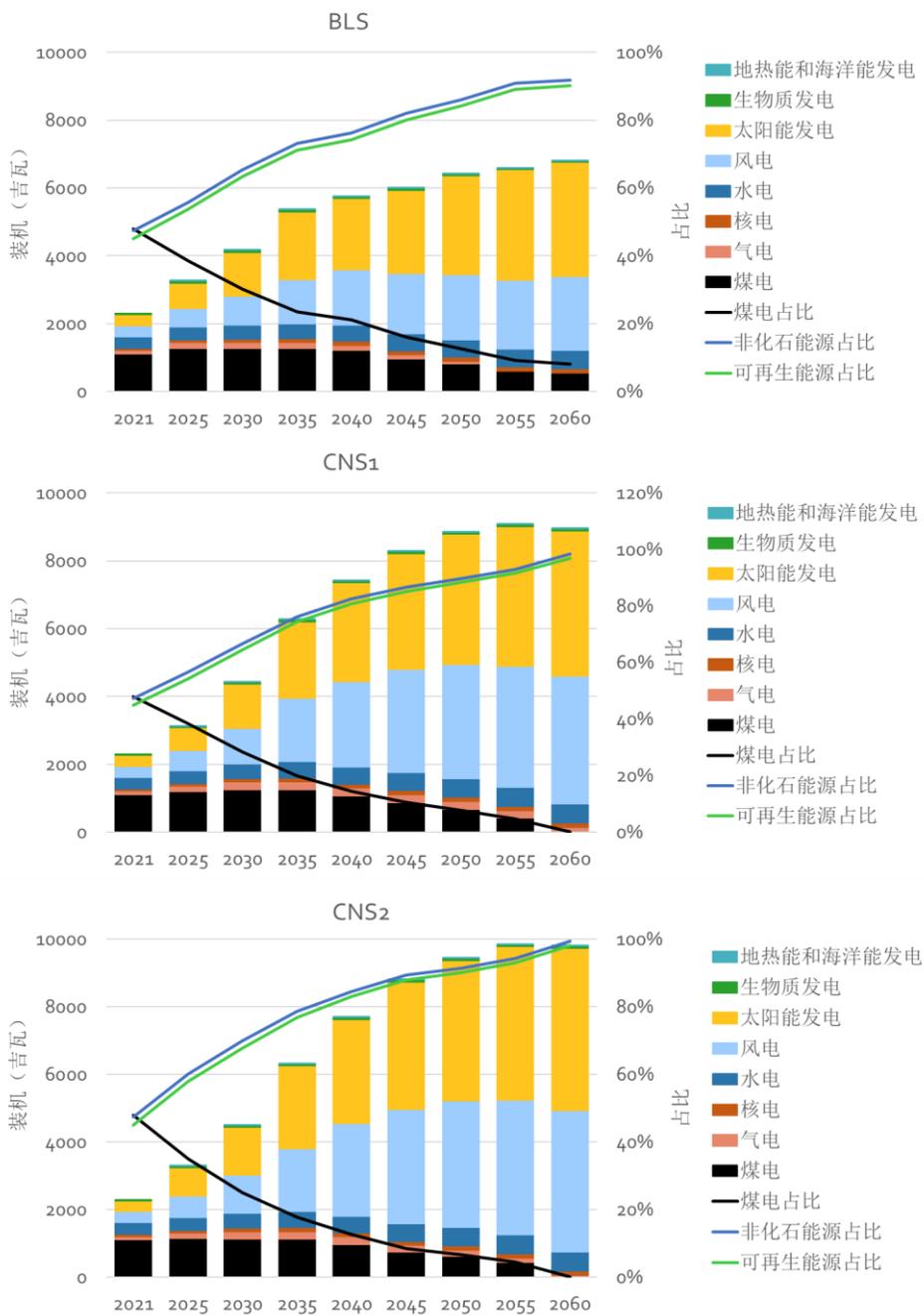


图 5-4 2021-2060 年不同发电技术的装机规模

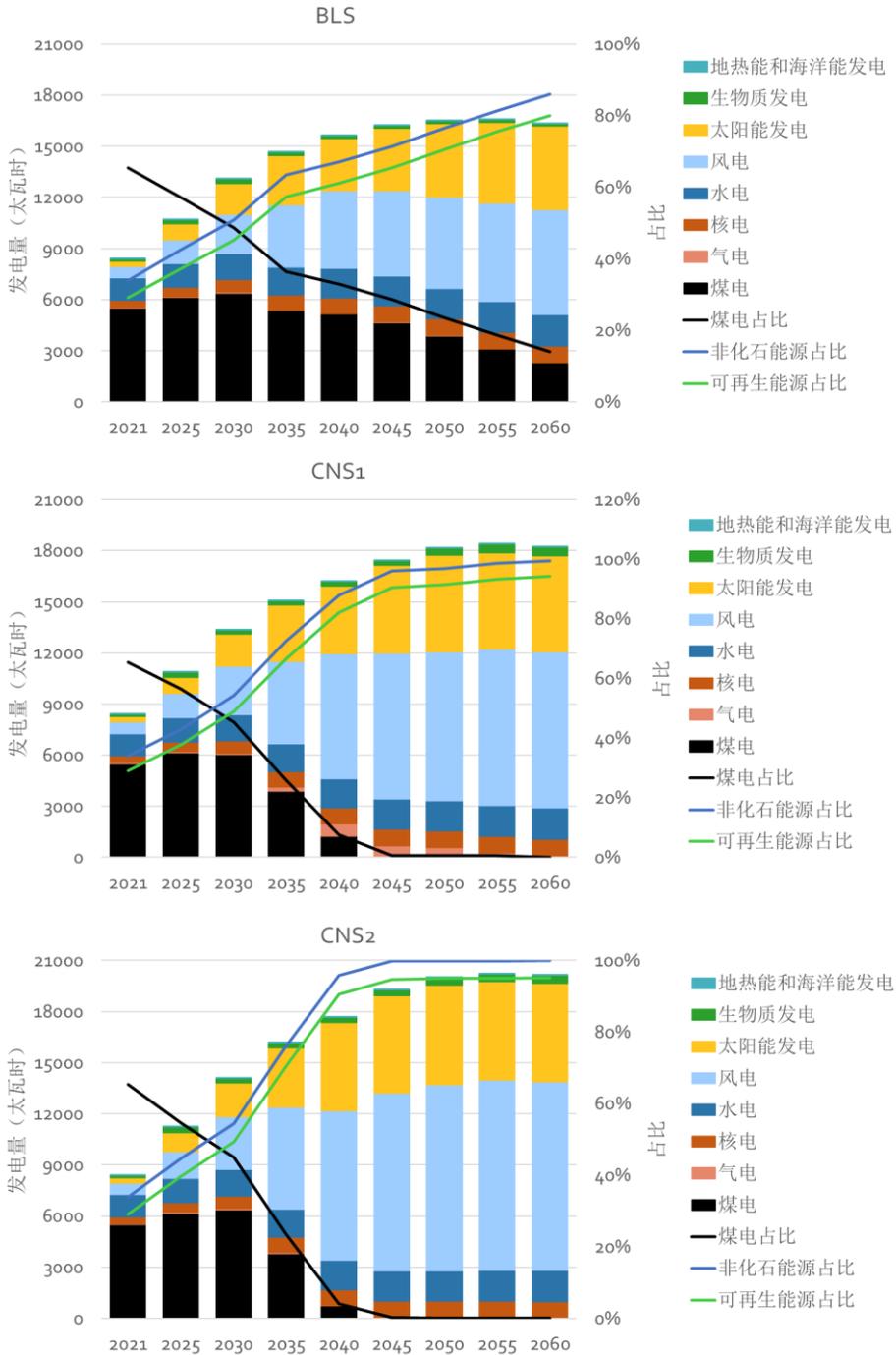


图 5-5 2021-2060 年不同发电技术的发电量

5.3 风电和光伏发展

在碳达峰碳中和目标下，中国可再生能源持续快速增长是大势所趋。成本下降效应叠加规模经济效应，带来新能源制造业的规模化发展，为大规模风电和光伏装机提供了装备基础和成本优势。集中式与分布式并举，加快沙漠、戈壁、荒漠地区大型风光基地规划建设，光伏整县推进等政策，为风电和光伏发展提供了市场需求。在不同情景下，风电和光伏发电装机增速均高于传统电源，在全国发电总装机中的占比也不断提升。

低风速陆上风电、海上风电齐头并进

2040年前是风电发展的关键期，风电装机年均增长率高达10%-13%，净新增装机持续增加，最高达到1.76亿千瓦/年（CNS2情景下2035-2040年）。其中，陆上风电由于技术逐步成熟、竞争力不断体现，在新增总装机中占主导。与此同时，随着低风速风机和海上风电风机的技术发展和成本快速下降，低风速集中式风电、分散式风电和海上风电均进入规模化发展时期。到2040年，BLS、CNS1和CNS2情景下，风电累计装机分别达到16.3亿千瓦、25.2亿千瓦和27.3亿千瓦。陆上风电占比达到83%-88%。海上风电总装机在BLS、CNS1和CNS2情景下分别达到1.9亿千瓦、4.2亿千瓦和4.2亿千瓦。2040年后，风电装机总量总体仍保持增长态势，净新增装机逐步下降。到2060年，BLS、CNS1和CNS2情景下，风电累计装机达到21.9亿千瓦、37.7亿千瓦和41.9亿千瓦。

表 5-1 风电年平均净新增装机

（吉瓦）	2026-2030	2031-2035	2035-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	2056-2060
BLS	60	88	66	32	25	23	32
CNS1	93	165	128	105	65	43	37
CNS2	99	146	176	132	72	47	41

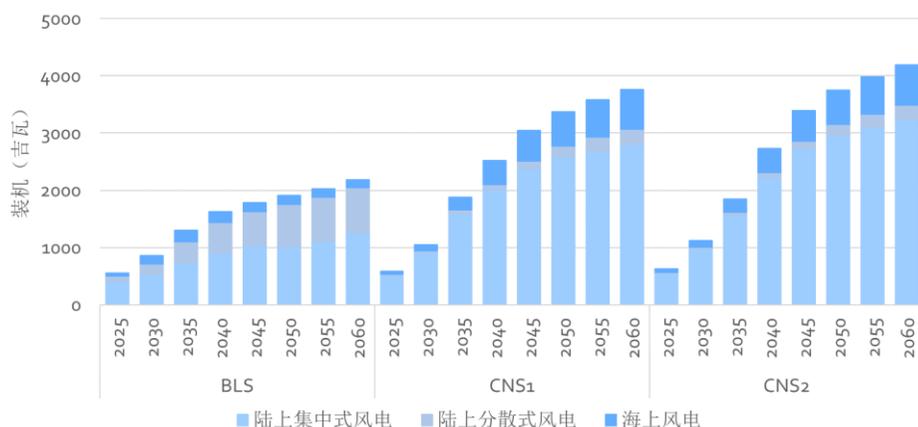


图 5-6 2025-2060 年按技术划分的风电装机

从区域分布来看，陆上风电在六个区域均有一定的部署，分布相对光伏更加均衡。“三北”地区（华北、西北、东北）的风电项目由于单体容量大、布局集中，在陆上风电总装机中的占比最高。到2040年，CNS2情景下，“三北”地区陆上风电装机占比达到68%；华中和南方地区风电项目规模相对较小，装机占比合计为24%；华东以发展海上风电项目为主，陆上风电装机占比最低为8%。到2060年，得益于低风速风机的成本优势进一步扩大，“三北”地区部署更多的低风速集中式风电项目。CNS2情景下，其陆上风电总装机占比提高到71%，中-东-南部地区装机占比相应下降。

考虑到中国海洋分布的基本情况，海上风电主要部署于华东和南方地区，其中华东地区海岸线更长、项目开发条件更好，在海上风电发展中占据主导地位。到2040年，CNS2情景下，华东地区的海上风电装机占比达到81%，南方地区次之达到11%，华北和东北地区占比均在5%以下。到2060年，海上风电装机的区域分布更加均衡，以就近满足沿海省份的经济发展所需的电力需要。CNS2情景下，华东地区降至58%，南方地区占比相应增长至24%；华北和东北地区占比分别增长至10%和8%。

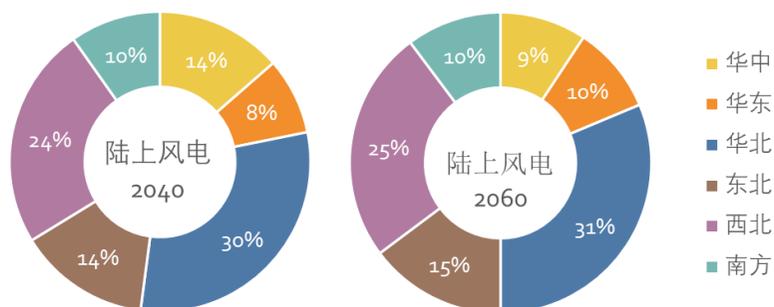


图 5-7 CNS2 情景下陆上风电装机区域部署

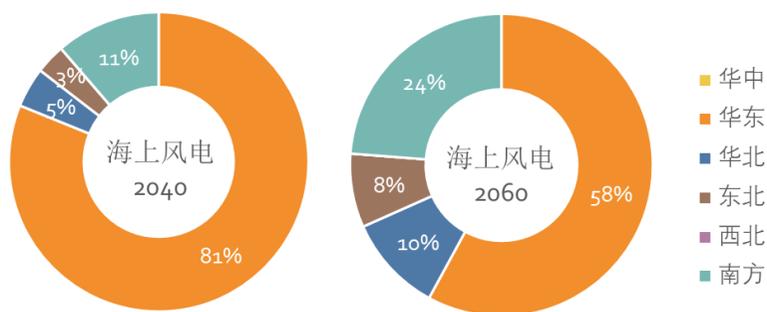


图 5-8 CNS2 情景下海上风电装机区域部署

集中式和分布式光伏同步规模化发展

相较风电，以光伏为主的太阳能发电装机规模化发展周期更长、年均新增装机更多。2021-2040年，太阳能发电装机年均增长率达到12%-14%，净新增装机最高达到2.06亿千瓦/年（CNS2情景下2031-2035年）。在光伏发电中，尽管集中式光伏装机仍占据主导，随着分布式光伏发电成本的不断下降、整县光伏项目的铺开，分布式光伏装机的年均增长率整体高于集中式光伏。到2040年，BLS、CNS1和CNS2情景下，太阳能发电总装机分别达到20.7亿千瓦、29.1亿千瓦和30.8亿千瓦。其中，集中式光伏装机达到14-14.5亿千瓦，分布式光伏装机达到14.6-15.9亿千瓦。2040年后，太阳能发电装机继续保持增长趋势。到2060年，BLS、CNS1和CNS2情景下，太阳能发电累计装机达到33.6亿千瓦、42.8亿千瓦和48亿千瓦。

表 5-2 太阳能发电年平均净新增装机

(吉瓦)	2026-2030	2031-2035	2035-2040	2041-2045	2046-2050	2051-2055	2056-2060
BLS	108	142	20	71	95	75	18
CNS1	125	189	134	100	86	54	35
CNS2	118	206	124	136	77	79	52

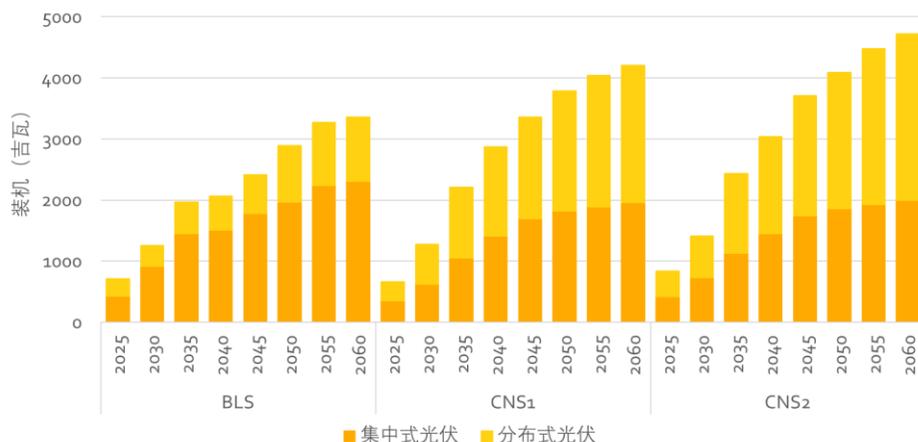


图 5-9 2025-2060 年按技术划分的光伏发电装机

从区域分布现状看，进入“十四五”后，中国着重在太阳能资源丰富、具有荒漠化等闲置土地资源的西北和华北地区建设大型光伏电站。同时，结合水电开发和电网接入运行条件，在新疆维吾尔自治区、宁夏回族自治区、甘肃等地区建设大型太阳能发电基地，探索水光互补、风光互补的多元太阳能发电项目模式。未来，“三北”地区仍是大型光伏项目的主要开发阵地。CNS2情景下，“三北”地区光伏发电总装机到2060年达到31.1亿千瓦，占全国的66%。中-东-南部地区集中式和分布式开发并重，光伏发电总装机到2060年达到16.2亿千瓦，占全国的34%。

分技术种类来看，集中式光伏主要部署在光照资源充沛、土地条件较为宽松、跨省区输电网建设具有一定优势的“三北”地区。CNS2情景下，2040年后“三北”的集中式光伏装机占比达到68%，其中一半以上位于西北地区。

工商业和屋顶等分布式光伏具有离负荷近、空间组织灵活、对输电网要求低等优势，为分布式光伏在中东部地区开展规模化部署奠定了良好的发展基础。CNS2情景下，到2040年，84%的分布式光伏位于中-东南和华北地区，其中中-东南部地区占比近六成。西北和东北地区分布式光伏，合计占比在16%。到2060年，分布式光伏的区域部署更加集中。CNS2情景下，西北和东北地区的分布式光伏装机占比提升至47%，相应的中-东南和华北地区的分布式光伏占比降至53%。

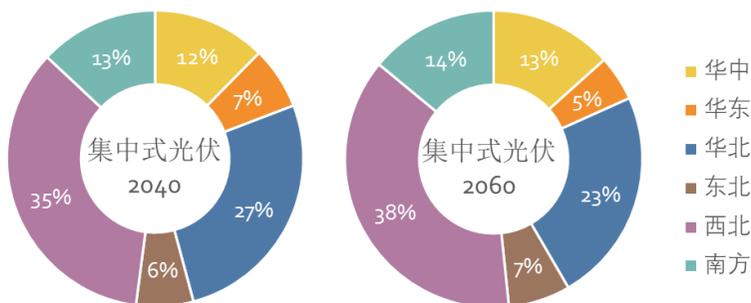


图 5-10 CNS2 情景下集中式光伏光伏发电装机的区域部署

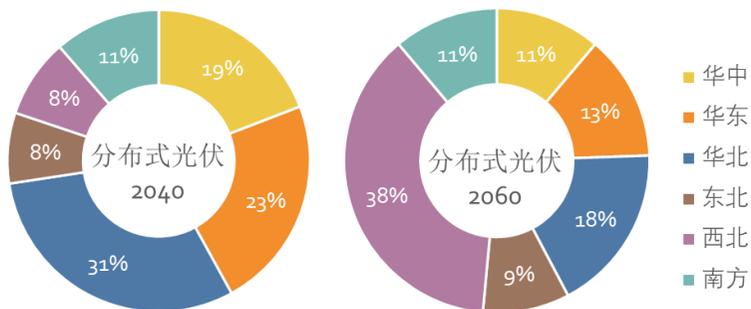


图 5-11 CNS2 情景下分布式光伏发电装机的区域部署

专栏 5-1 沙戈荒风电光伏大基地

“十四五”时期，以沙漠、荒漠和戈壁为重点的大型风电光伏基地建设是中国能源发展和电源建设的重中之重。加快大型风电光伏基地建设投产，部分在当地消纳，部分通过特高压电网将电力输送到中东部地区，将有利于满足中东部地区快速增长的电力需求，缓解用电高峰时段华中、华东、华北等地区的电力紧张局面，提升中国电力供应保障能力和跨省跨区调节支援能力。

2021年10月26日，国务院印发的《2030年前碳达峰行动方案》，再提加快建设风电和光伏发电基地。《方案》表示，大力发展新能源…，加快建设风电和光伏发电基地。到2030年，风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上。为落实国家部署，2021年11月24日，国家发展改革委和国家能源局联合印发了《关于印发第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知》，项目共涉及19个省份，规模总计9705万千瓦，涉及项目50个，预计在2022—2023年建成投产。2022年和2023年国家能源局分别发布第二批和第三批大基地项目清单。

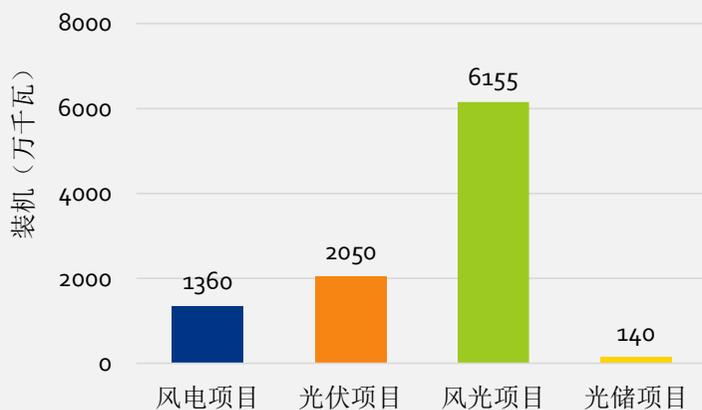


图 5-12 第一批大基地项目类型分布

专栏 5-2 整县（市、区）屋顶分布式光伏开发

中国正积极推广与建筑屋顶结合的分布式并网光伏发电系统，鼓励在有条件的城镇公共设施、商业建筑及产业园区的建筑、工业厂房屋顶、居民建筑屋顶等安装并网光伏发电系统，推动光伏发电在经济性相对较好的领域优先得到发展。

2021年6月，国家能源局综合司正式下发《关于报送整县(市、区)屋顶分布式光伏开发试点方案的通知》后，分布式光伏整县推进以燎原之势在全国各省铺开。通过整县方式推广分布式光伏，重点是解决两个问题，一是协调落实屋顶资源，解决国内建筑屋顶资源丰富，但分布分散、单体规模小的问题；二是做好配电网升级改造，保障试点地区分布式光伏大规模接入需求。2021年全国共有676个县制定和报送了实施方案，截至当年年底，试点县累计备案容量4623万千瓦；主要分布在山东、河南和浙江。项目开发主体中，央企、地方国企、民企成立公司的合作投资开发模式占比超过60%。

表 5-3 整县光伏推进分布情况

地区	省份	个数	地区	省份	个数	地区	省份	个数
华北 154	山东	70	华中 127	河南	66	华东 138	江苏	59
	河北	37		湖北	19		浙江	30
	山西	26		重庆	16		福建	24
	内蒙古	11		湖南	12		安徽	17
	北京	6		江西	8		上海	8
	天津	4		四川	6			
西北 116	甘肃	46	南方 105	广东	32	东北 27	辽宁	15
	青海	32		云南	28		黑龙江	11
	陕西	26		广西	22		吉林	1
	宁夏	7		贵州	13			
	新疆 维吾尔自治区	5		海南	10	西藏		9

资料来源：国家能源局

5.4 灵活性资源的调节作用

灵活性资源的发展趋势

随着新型电力系统的逐步建立，灵活性资源呈现出多元化、规模化、规模化发展特点。根据EDO模型的设置，中国电力系统的灵活性资源主要分为四类，灵活性煤电、抽水蓄能、新型储能和需求侧响应。其中，新型储能包括电化学储能和电动汽车V2G，需求侧响应包括电动汽车智能充电、工业需求响应、电锅炉和热泵。相较BLS和CNS1情景，CNS2情景下的可再生能源电源加速发展，电力系统需要更多的灵活性资源保障运行稳定。为了体现CNS2情景对大规模部署灵活性资源的需求，在CETO 2023的情景设置中，CNS2情景拥有最快的灵活性技术成本下降曲线。

到2035年，全国抽水蓄能、新型储能和需求侧响应等其他灵活性资源的合计可利用量在BLS、CNS1和CNS2情景下的发展趋势基本保持一致，总装机达到14亿千瓦左右。受煤电灵活性改造、抽水蓄能中长期规划等现有政策的影响，灵活性煤电、抽水蓄能等传统灵活性资源仍发挥显著的调节作用。到2060年，BLS、CNS1和CNS2情景下的灵活性资源可利用量（除灵活性煤电）分别达到26.1亿千瓦、27亿千瓦和28.7亿千瓦。CNS1和CNS2情景下，煤电机组全部退役或转为备用，电力系统主要依靠抽水蓄能、新型储能和需求侧响应等低碳灵活性资源调节。

值得注意的是，到2060年，CNS1和CNS2情景下，制氢用电量占比高达18%-22%，这意味着电解槽在中远期成为重要的灵活性资源。随着可再生能源发电量成为主体，应用该技术可在提高可再生能源电力消纳能力的同时实现绿氢生产。CETO课题组将在2024年更加深入的探索电解槽制绿氢的资源情况，以及该技术其如何参与系统调节。

煤电的新定位

煤电转型发展是中国实现能源领域净零排放的重要方面。根据2021年国务院发布的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》，中国将在“十四五”时期严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少煤炭消费。根据EDO的模拟结果，在燃料价格相同的假设下，CNS1和CNS2情景下的煤电装机在“十四五”到“十五五”（2026年-2035年）期间达到12.5亿千瓦左右的平台期，此后持续下降。BLS情景下的煤电装机呈现出同样的下降趋势，但仅基于已制定和生效的政策，到2060年仍无法降至“零”。

2035年后，CNS1和CNS2情景下的煤电自然退役进一步提速。相较CNS1情景，CNS2情景下的风电、光伏发电的平准化度电成本（LCOE）下降的更快，相比煤电具有显著竞争优势。但由于CNS2情景拥有更多的风电和光伏装机，带动灵活性资源需求增加，作为重要调节依靠的煤电机组相较CNS1情景的退役速度更慢。到2060年，CNS1和CNS2情景下，煤电都实现了全面自然退役。

在煤电机组全面自然退役的进程中，现役煤电机组逐步关停或从基荷电源转型为灵活性电源。灵活性煤电机组在2025-2040年间仍发挥显著的调节作用。2021年10月，发展改革委和能源局联合发布《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》，要求在“十四五”期间完成2亿千瓦的煤电机组灵活性改造。随着灵活性煤电机组比例不断提高，煤电运行小时数从2021年的4600小时降至2035年的3100小时（CNS1情景）和3400小时（CNS2情景），降幅分别达到33%和26%，煤电在保障能源安全中仍起到重要支撑。尽管煤电机组持续退役，部分退役机组退而不拆，并通过开展必要的运维保养保持备用状态，远期继续发挥兜底保供和应急备用作用。2040年后，CNS1和CNS2情景下的煤电运行小时数下降至1000小时以下。到2060年，中国的电力系统已经基本不依靠煤电调节。

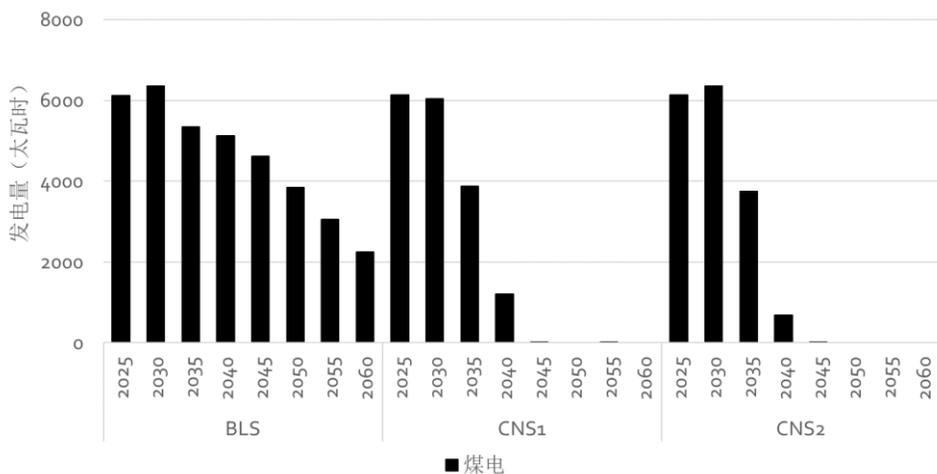


图 5-13 2025-2060 年煤电发电量

抽水蓄能迎来新机遇

电力系统目前的低碳灵活性资源中，抽水蓄能技术成熟、经济性最优，也最具规模化开发潜力。但受市场和价格机制不完善等因素影响，其开发速度到“十三五”末仍远低于预期。政府提出构建新型电力系统后，抽水蓄能再次成为了重点发展产业之一。为有序推进抽蓄的中长期开发，2021年9月，国家能源局出台了《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》。通过综合考虑资源、环境和技术条件，政府明确了抽水蓄能的开发资源总量，并列出具体的项目清单。文件还提出到2025年抽水蓄能总装机达到6200万千瓦、到2030年达到1.2亿千瓦的目标。与此同时，根据《“十四五”可再生能源发展规划》的要求，在传统抽蓄电站模式的基础上，水-风-光-储一体化、风光基地配套抽蓄调峰、分布式抽蓄电站等多类型、多场景的抽蓄应用格局逐步显现。CNS1和CNS2情景下，抽水蓄能装机到2035年持续增加，发展趋势与BLS保持一致。此后到2060年，开发速度放缓。

从区域部署来看，抽水蓄能的开发格局自东向西转移。未来几年，中华和华东地区是抽蓄的重点建设地区，“三北”的开发步伐加快。于此同时，南方地区的抽蓄发展放缓，项目开发集中度向西南地区转移。西北开发以荒漠和戈壁为重点区域的大型风电光伏发电基地，并将抽蓄

作为重要的调峰资源之一；西南新建大型水-风-光-储一体化基地，旨在充分利用本地禀赋的水电资源。清洁基地的建设对抽蓄项目的需求日益凸显。

新型储能和需求侧响应的中长期角色

新型储能和需求侧响应的规模化发展持续到2060年。进入“十四五”后，新型储能和需求侧响应全面进入规模化发展阶段，CNS2情景下，2025-2035年，其资源量年均增长率分别达到64%和18%。根据EDO模型的设置，电力系统优先选择利用现有的灵活性资源参与系统调节。因此，随着电动汽车数量的不断提高、充电基础设施的逐步完善，电动汽车智能充电成为规模扩张最快的新兴灵活性资源。CNS2情景下，其2025-2035年的年均增长率达到21%。电化学储能、电锅炉和热泵一直维持稳中有快的发展速度，年均增长率分别达到18%和14%。电动汽车V2G自2030年起进入快速发展阶段。到2050年，电动汽车智能充电和电动汽车V2G的容量达到饱和，此后十年进入峰值平台期。但电化学储能装机持续增长，CNS2情景下，其总装机在2050-2060年间翻一番。电锅炉和热泵在2035-2050年间稳定增长至峰值，年均增长率为12%。届时，新型储能和需求侧响应与抽水蓄能一起，充分替代煤电成为提供电力系统调节服务的主要资源。

值得注意的是，资源量高不代表实时参与系统调节的容量大。以电动汽车为例，CNS2情景下，2060年有80%的需求侧响应资源为电动汽车智能充电，但只有一半的电动汽车可以在特定时间提供该服务。因此，尽管需求侧响应容量较高，实际参与的调节容量要远低于资源量。

表 5-4 2035-2060 年新型储能和需求侧响应资源总量

(吉瓦)	情景	2035	2040	2045	2050	2055	2060
新型储能	BLS	97	246	420	564	565	565
	CNS1	97	246	420	565	565	566
	CNS2	101	261	435	600	633	638
需求侧响应	BLS	877	1123	1368	1405	1444	1440
	CNS1	870	1141	1482	1533	1579	1564
	CNS2	870	1242	1548	1598	1612	1547

注：新型储能包括电化学储能、电动汽车 V2G，需求侧响应包括电动汽车智能充电、工业需求响应、电锅炉和热泵。

从区域部署来看，新型储能和需求侧响应资源主要集中在华中、华东和南方地区，这与分布式可再生能源和电动汽车的区域发展一致。CNS2情景下，中-东-南地区在新型储能总装机中的占比到2035年达到57%，到2060年达到60%。在需求响应资源中，中-东-南地区的电动汽车智能充电和工业需求响应总容量占比，到2035年达到53%，到2060年进一步提升至61%。而电锅炉和热泵资源则主要集中在开展集中供热的“三北”地区，但区域部署发生较大变化。2035-2060年，“三北”地区在电锅炉和热泵总装机中的占比从77%下降到58%。这是由于分布式可再生能源在中-东南部地区加速扩张，使得分布式和独立电锅炉、热泵供热系统的应用更加普及。该地区在电锅炉和热泵总装机中的占比从2035年的23%提升至2060年的42%。

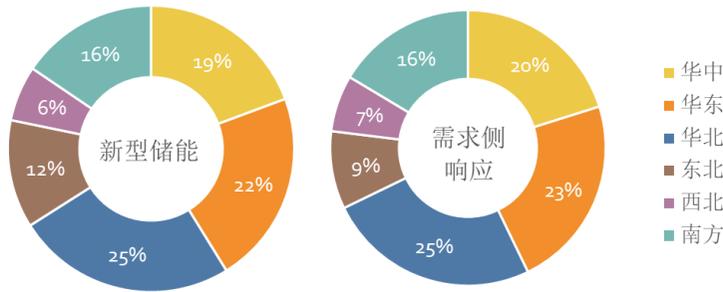


图 5-14 2035 年 CNS2 情景下新型储能和需求侧响应资源的区域部署

注：新型储能包括电化学储能、电动汽车 V2G，需求侧响应包括电动汽车智能充电、工业需求响应、电锅炉和热泵。

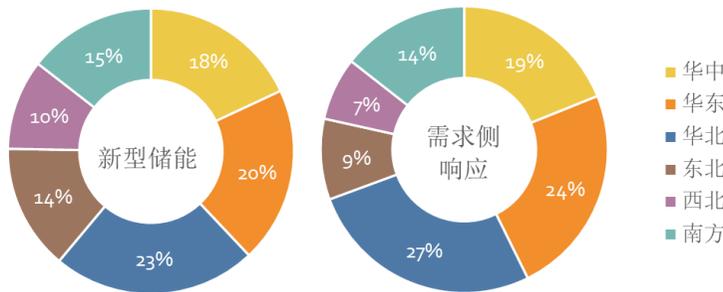


图 5-15 2060 年 CNS2 情景下新型储能和需求侧响应资源的区域部署

注：新型储能包括电化学储能、电动汽车 V2G，需求侧响应包括电动汽车智能充电、工业需求响应、电锅炉和热泵。

新型电力系统的生产模拟

到2060年，多时间尺度的各类储能和需求侧响应资源充分替代火电，成为电力系统的主力调节资源。以CNS2情景的夏季典型周为例，白天日照充足、光伏发电量快速上升。特别是正午时分，当总发电容量远超既有电力负荷时（如图 5-16中第一天所示），抽水蓄能、储能电池和电动汽车开始大量充电，充电容量合计占总负荷的37%。电动汽车在有序充电的基础上，利用V2G技术帮助消纳电网中盈余的电量。晚间光伏出力下降、风电出力上升。当风电大发时（如图 5-16的第一天所示），电动汽车有序充电进一步发挥作用，在总用电负荷中的占比达16%。当风电出力不足时（如图 5-16的第六天所示），抽水蓄能、储能电池和电动汽车V2G开始大量放电，其放电容量合计占总发电容量的38%。

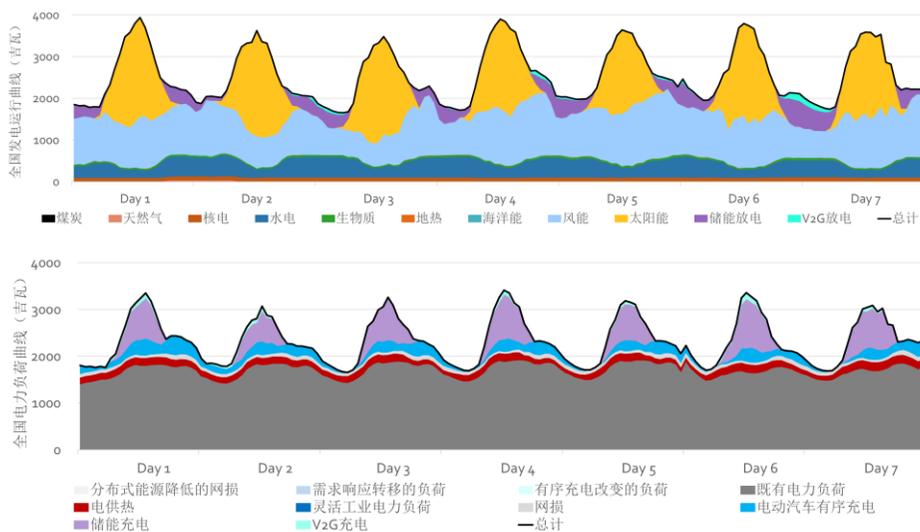


图 5-16 CNS2 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年夏季

注：储能充电包括抽水蓄能和电化学储能。

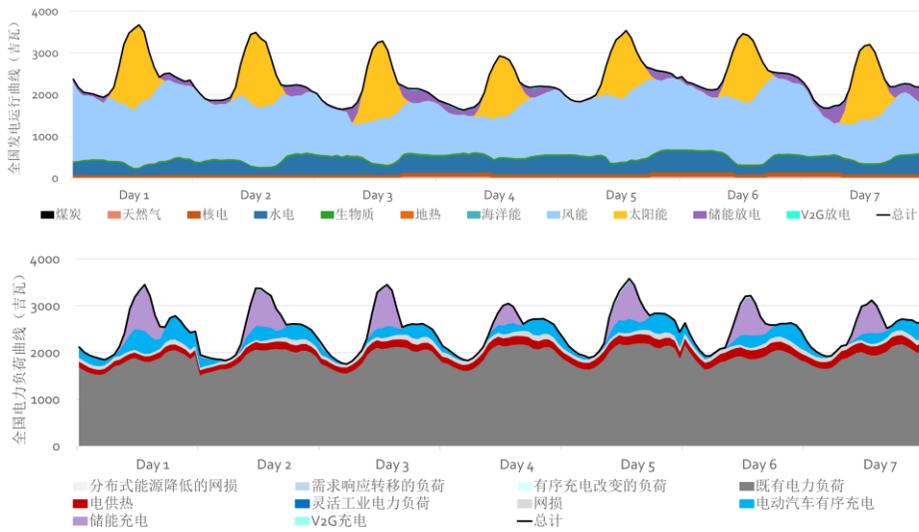


图 5-17 CNS2 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年冬季

注：储能充电包括抽水蓄能和电化学储能。

5.5 跨区电力互济与电网络局优化

可再生能源的大规模发展不仅重塑电力生产和使用结构，对于电力传输也提出更高的要求。随着中国能源转型的持续推进，电力取代化石能源的地位成为主体能源，因而电力贸易在能源贸易中的比例显著上升，中国能源跨区贸易重心由煤炭运输转向跨区电力互济。然而，与石油和液化天然气在全球范围内广泛交易不同，电力目前仍是一个区域性商品。中国能源资源与需求逆向分布，西电东送、北电南供的电力流向总体格局不会改变，到 2060 年东中部地区受电规模在当前基础上增加2倍左右。

从跨区域输电路径来看，到2035年，西北到华中、东北到华北、华北到华东等是主要的跨区输电通道。到2060年，跨区输电更加频繁，除了上述三条从“三北”向中东部负荷中心送电的传统跨区输电通道外，华东到华中、华中到华东、华南到华中等中-东南部之间跨区输电的重要性凸显，为区域电力互济提供支撑。

此外，为满足未来大规模可再生能源电力的输送需要，需要发挥好电网沟通电力供需的桥梁作用。电网规划必须与电源建设和负荷发展协调，全面适应供需两侧大幅度、高频次波动，以实现各类发电资源集中

与分散利用并重、就近与跨区消纳并举，同时推动清洁、低碳能源在更大范围内优化配置。电网规划要全国一盘棋，全面建成从省内优先平衡、到区域协调平衡、再到全国集中平衡的逐层全国联网体系。发展接续联网模式，形成“西电东送、东电西济，北电南送、南北互供”电网格局。西北电网作为大型清洁能源基地以外送为主，华中电网作为枢纽连通东西供应和需求，华北、华东和南方电网作为主要的电力消费中心，东北电网在满足自身需求的基础上实现部分外送。依托先进调控技术充分发挥跨省、跨区联络线接续传输优势，更好服务于新型电力系统建设。

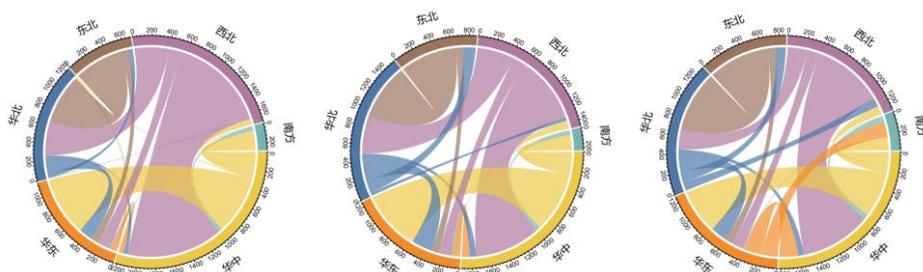


图 5-18 2035 年 BLS（左）、CNS1（中）、CNS2（右）情景下的跨区电量输送情况（十亿千瓦时）

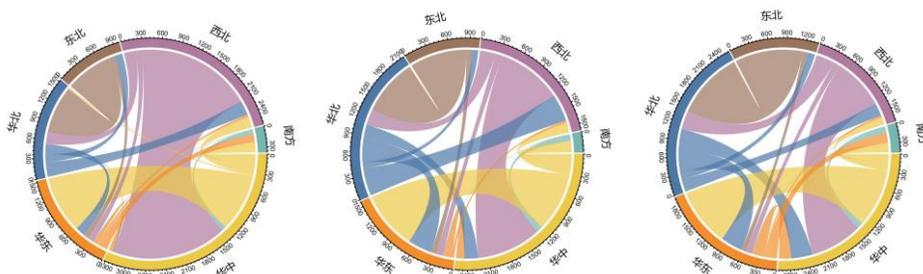


图 5-19 2060 年 BLS（左）、CNS1（中）、CNS2（右）情景下的跨区电量输送情况（十亿千瓦时）

5.6 电力市场改革

新型电力系统加速电力市场建设

碳达峰碳中和目标给加快电力市场建设提出了新的要求，2022年中国电力市场交易规模和主体数量均创历史新高。发用电计划有序放开，中长期和辅助服务市场实现各地全覆盖，山西等六个现货试点地区进入长周期不间断结算试运行。南方区域市场启动试运行，跨省跨区市场化交易稳步推进。

从电力市场总体运行情况看，按交易结算口径统计，2022年全国市场交易电量共5.25万亿千瓦时，同比增长39%，占全社会用电量比重达60.8%。其中跨省跨区市场化交易电量超1万亿千瓦时，同比增长近50%。在电力交易机构注册的市场主体数量首次超过了60万家，同比增长29%。全国燃煤发电机组市场平均交易价格达0.449元/千瓦时，较全国平均基准电价上浮约18.3%，缓解了煤电企业亏损局面。从跨省跨区市场试运行情况看，川渝一体化调峰市场共计促进消纳四川省低谷富裕水电电量451.5万千瓦时，跨区支援最大调峰电力20万千瓦。南方区域电力市场试运行中，首次组织海南发电企业与广东售电公司“点对点”中长期交易0.2亿千瓦时；区域调频市场规模总费用约11.1亿元，累计带动火储联合调频项目投运29个；区域现货市场于2022年7月23日启动不结算试运行。

全国统一电力市场与新型电力系统建设中，新能源全面参与市场交易机制的政策讨论提上日程。为进一步优化资源配置，2022年1月，中国政府发布了《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〔2022〕118号）。这一政策提出了2025年及2030年全国统一电力市场体系的建设目标。其中，2030年目标为“全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，国家市场与省（区、市）/区域市场联合运行，新能源全面参与市场交易，市场主体平等竞争、自主选择，电力资源在全国范围内得到进一步优化配置”。

这一政策尤其提出了适应新型电力系统要求，新能源全面参与市场交易的相关安排，明确要“提升电力市场对高比例新能源的适应性，完善适应高比例新能源的市场机制，有序推动新能源参与电力市场交易，建立与新能源特性相适应的中长期电力交易机制，引导新能源签订较长期限的中长期合同，鼓励新能源报量报价参与现货市场，对报价未中标电量不纳入弃风弃光电量考核，在现货市场内推动调峰服务，新能源比例较高的地区可探索引入爬坡等新型辅助服务”。这些安排指出中国电力市场机制的设计和完善，需要主动适应风光等波动性可再生能源占比不断提升的需求。

专栏 5-3 电力现货市场进展

目前中国电力市场仍然以中长期市场为主，现货交易比例较低，参与主体主要为煤电发电企业和工商业用户。由于电源和负荷特性不同，各地的电力现货市场呈现出不同的特点。例如内蒙古风光资源较好，蒙西现货市场的平均价格较低，有能力吸引更多生产企业落户。山东光伏发电占比较大，其电力现货市场白天出现了负电价时段，峰谷价差拉大，充分体现了现货市场供需决定电价的机理。

体现实时电力供需变化

根据《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》的要求，政府对通过电力现货市场形成的价格不设上下限。现货交易更加及时的反映了电力供需关系，通过市场竞争形成了差异明显的分时、分区价格。以甘肃电力现货市场为例，2021年5月至12月，其月度现货均价涨幅达到87%，为后续开展中长期交易提供了价格依据。同时受到市场化价格波动的影响，更多的用户由“按需用电”向“按价用电”转变，新增用户侧调峰容量近200万千瓦，约占最大负荷的12%。对比甘肃电网2021和2022年1月某日的负荷曲线，其最大用电负荷从18时转移至11时，在减轻了晚高峰供电压力的同时，增加了可再生能源的消纳能力。

初步实现能源成本传导

自2021年10月起，煤电发电量全部通过市场化交易形成价格，更灵活和真实的体现燃煤发电成本变化。2021年冬季，受煤炭供应偏紧影响，国家电网经营区的煤炭中长期价格大幅攀升，山西和甘肃的电力现货价格随之上涨，月均日前和日内最大涨幅均超过60%，初步实现一次和二次能源价格传导。2022年夏天，受高温和用电需求增加等因素影响，多地电力现货价格攀升。例如山西电力现货市场的实时出清价格在8月26日一度达到1600元/兆瓦时，真实反映了在供电紧张时，当地气电机组参与调峰的成本。

绿色电力证书进入新发展阶段

中国的绿色电力证书制度于2017年启动自愿认购市场。由于建设初期交易类型主要为替代补贴绿证，价格高昂，绿证认购量较少，截至2021年6月底，绿证认购交易量仅为7.58万张。“十四五”以来，中国可再生能源发展进入平价时期，平价绿证价格降低，碳达峰碳中和目标又大幅提升了绿电消纳需求，共同支持了绿色电力证书需求呈数量级增长。2022年，全年核发绿证2060万个，对应电量206亿千瓦时，较2021年增长135%；交易数量达到969万个，对应电量96.9亿千瓦时，较2021年增长15.8倍。截至2022年底，全国累计核发绿证约5954万个，累计交易数量1031万个；2023年6月底，累计交易数量3455万个，有力推动了经济社会绿色低碳转型和高质量发展。

2023年，为适应能耗“双控”向碳排放总量和强度“双控”转变的新要求，中国有关政府部门进一步推动完善可再生能源绿色电力证书制度，提升绿色电力消费水平。一是7月出台了《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》，明确绿证的权威性、唯一性、通用性和主导性，扩大绿证核发和交易范围，拓展绿证交易平台，推动绿证核发全覆盖，做好与碳市场的衔接，明确绿证核发机构、交易平台、交易主体等绿证市场主要成员的权利义务，系统设计绿证账户管理体系，规定绿证核发、交易的具体操作方式。二是电力

交易中心根据绿证新政策，调整绿电交易规则。三是同步完善基于绿证的可再生能源电力消纳保障机制，引导可再生能源发电在全国范围内合理消纳利用，提高绿色电力消费水平。

可再生能源的绿色价值需要进一步体现

CETO 2023研究显示，实现碳中和情景下的高比例可再生能源发展节奏，高效竞争、技术中立的电力市场是必须条件。当前中国的电力市场还存在功能不完善、交易规则不统一等问题，且以中长期市场为主，现货市场在交易中占比仍然较低，制约了通过有效价格信号激励供需两侧灵活性资源发展及电力安全保障的潜力。此外，仍存在跨省跨区交易市场壁垒等障碍。

风光等可再生能源的绿色价值需要得到进一步体现。目前绿电交易市场设置为中长期电力市场的模块之一，2022年中国风光电力的绿电溢价不高，如广东电力交易中心数据显示，2022年11月可再生能源电力交易的电能量成交均价506.5厘/千瓦时，环境溢价均价仅为26.7厘/千瓦时。在部分试点省份甚至出现了绿电价格低于煤电交易价格现象。绿电达到平价或低价情况下，绿电市场价格主要取决于绿电市场供需和对标产品价格。绿电的溢价需要体现绿电降低的环境负外部性成本。在所有可再生能源电量都可获得核发绿证且大部分电量可交易后，绿证的供应量在短时间内大量增加，会使绿证价格继续下降，需要持续完善相关溢价与外部性定价机制。

专栏 5-4 绿电市场机制

2021年中国启动了绿电交易市场。这是一个可再生能源专用的中长期合同市场，初期主要由平价风电光伏项目参与。2022年11月，政府将水电、生物质发电、地热能发电等所有可再生能源纳入绿证和绿电交易的范畴；2023年2月，政府又明确了针对补贴可再生能源项目的绿电交易规则，绿电市场机制进一步完善。

交易机制

可再生能源项目的发电量包含保障性电量和市场化电量两部分。保障性电量是电网统一购买一定小时数的发电量，价格为本地的煤电基准价格；市场化电量是超出保障性电量的发电量，由发电企业直接参与电力市场交易，交易价格由市场决定，目前主要是中长期合同。

绿电市场启动后，保障性电量和市场化电量可以自由选择参与电力市场或绿电市场。在保障性电量交易中，成交价高于煤电基准价格的部分为可看做绿色溢价；在市场化电量交易中，成交价比参与电力市场获得的价格高的部分可看做绿色溢价。

针对平价项目，绿色溢价收益全部归发电企业所有。针对补贴项目，绿色溢价归政府所有并作为补贴资金，但该项目最终从政府获得的补贴额度不变。当补贴项目的绿电交易电量占其全年上网电量的50%以上，且高于本地平均绿电交易量占比时，政府优先发放补贴。

电力市场和碳市场协同与衔接需要加强。绿电市场与碳市场均有促进中国电力行业清洁低碳转型的目标。两个市场的改革方向一致，存在领域重叠与措施的相互影响，但目前缺乏系统性与协同性规划。一是中国核证自愿减排量（CCER）与绿电绿证缺乏衔接。碳市场允许使用CCER抵消企业的部分碳排放总量，但大多数CCER来自既往风电、光伏等绿色电力项目，可能出现重复计算等问题。二是隐性碳定价措施与碳交易缺乏衔接。现行的可再生能源发展和节能降碳政策大多形成一定的碳减排成本，如约束性节能降耗目标、节能和能效标准、可再生能源配额制、环境税、资源税、燃油税等，属于隐性碳定价工具。这些政策工具形成的碳价成本难以量化，较难与碳交易市场形成的碳价进行对比分析，形成企业减排约束成本衡量的合力。

CETO 2023认为，实现净零排放需要进一步提升新能源参与市场水平，包括灵活性资源和分布式资源，提升现货市场与中长期市场、辅助服务市场的衔接，并加强电碳市场与政策机制的协同。

5.7 碳捕集与封存和负碳技术的必要性

电力行业的碳捕集路径

根据EDO的模拟结果，CNS1情景下，电力行业（含集中供热）到2050年实现净零排放，CNS2情景下进一步提前至2045年。在电力行业实现净零排放的道路上，由于煤电机组自然退役的过渡期需要部署适当的气电，CETO 2023在情景设计中为电力系统中剩余的煤电和气电机组设定了安装CCS的装机约束。但由于火电CCS的初始投资和燃料成本都很高，同时仍产生少量二氧化碳排放（约为一般火电机组的10%），这些无法避免的碳排放需要其他的负碳技术中和。此外，使用CCS设备会产生额外的能源消耗和成本。综上所述，部署火电CCS设备在电力低碳转型的过渡期是必要的，但CCS自身的能源消费和成本投入不可忽视。

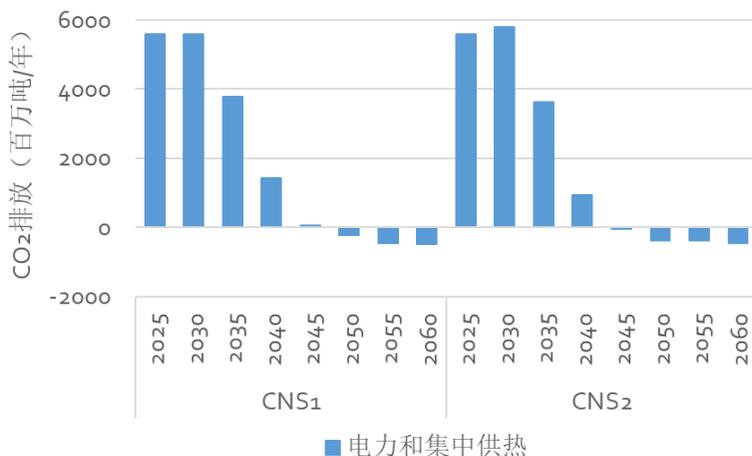


图 5-20 2025-2060 年电力行业（含集中供热）二氧化碳排放

负碳技术的局限性

根据CETO 2023的情景设置，CNS1情景下，能源系统力争在2055年前后实现净零排放；CNS2情景下，力争在2055年前实现净零排放。然而根据LEAP模型的模拟结果，CNS1和CNS2情景下，工业、交通和建筑等终端用能领域到2060年仍产生二氧化碳排放。这意味着必须通过电力、集中供热和电制燃料领域的负碳技术来中和。目前有三种主要的负碳技术：

- 生物能源被视为碳中性⁶，因此生物质能源碳捕集与封存（BECCS）技术产生负排放；
- 直接空气捕集（DAC）从大气中吸收二氧化碳进行封存；
- 最后，可以在能源行业之外进行碳抵消，如农业和林业碳汇。

生物质能源碳捕集的资源约束

生物质能源碳捕集与封存技术（BECCS）作为负碳技术的首选，EDO模型设定CNS1情景和CNS2情景在不同年份开始所有新增生物质发电机组均需加装CCS设备。到2060年，CNS1和CNS2情景下，BECCS总装机均达到6200万千瓦。然而，根据CETO 2023的模拟结果，受限于中国生物质资源量的约束，单独依靠BECCS仍无法抵消能源领域全部剩余的二氧化碳排放，这意味着我们需要部署DAC及其他抵消手段。

直接空气捕集技术的不确定性

根据现有的技术水平，DAC在碳捕集时需要消耗大量能源、成本高企。因此，基于DAC目前仍是一个有高度不确定性的负碳技术，是一种不得已而为之的选择，我们需要采用能源部门以外的碳抵消手段来替代DAC碳捕集。

⁶ 生物质的燃烧被认为是碳中性的，因为种植新的树木会吸收生物质燃烧时释放的二氧化碳。但当生物质发电机组安装碳捕集设备时，生物质燃烧将不再释放二氧化碳。因此，任何新种植的树木吸收的二氧化碳可被视为负排放。



第六章：中国能源转型的社会 经济影响评价

6 中国能源转型的社会经济影响评价

6.1 主要结论

- 本章阐述中国能源转型的社会经济影响评价方面的研究结果，展示中国能源转型三种不同情景下对经济社会发展可能引起的有差别的变化。本章包括三部分内容。
- 评价方法——构建了适用于中国能源转型政策评价的中国多部门动态可计算一般均衡模型 CETPA。
- 能源转型对社会经济发展的影响评价——聚焦于产业结构、经济增长驱动因素、经济增长质量、就业、工资收入、环境质量等方面的变化。
- 能源转型的地方案例——从北京市能源转型的历程看其对社会经济发展的影响。
- 模型评价结果表明，中国能源转型在为社会经济发展提供安全高效的能源保障的同时，在转型过程中与产业升级互为促进，推动经济增长质量提升和能源清洁低碳化发展，确保实现碳达峰碳中和、建设美丽中国等可持续发展目标。

6.2 评价方法

为了系统评价能源转型对中国未来社会经济发展可能产生的影响，考察不同的能源转型政策和路径带来的宏观经济影响，CETO 2023构建了一个用于中国能源转型的社会经济影响评价的可计算一般均衡模型（Computable General Equilibrium model，简称CGE模型）——CETPA⁷。

CETPA模型是中国多部门动态可计算一般均衡模型。我们采用国家统计局最新发布的中国投入产出表数据、进出口数据和其他相关统计资料构建了社会核算矩阵，运用CGE方法来定量评价中国能源转型支持实现碳达峰碳中和目标的社会经济影响。CETPA模型在变量设置、方程组

⁷ CETPA 为英文 China Energy Transformation Policy Assessment 的缩写，其含义为中国能源转型政策评价。

合和模型闭合条件等方面，考虑了中国能源转型社会经济影响评价的研究需求，以及与本项目其他两个模型（EDO和LEAP）衔接的要求。模型开发过程中，借鉴了OECD 发展中心的GREEN模型⁸以及清华大学TECGE模型的方法。

CETPA模型包括四个行为主体和三种生产要素。四个行为主体分别为居民、企业、政府及国外，其中居民包括农村居民和城镇居民。三种生产要素分别为劳动力、资本和能源，其中能源包括煤炭、石油、天然气和电力，电力又可以进一步细分为火电、水电、核电和非水可再生电力。

CETPA 模型的假设条件

按照可计算一般均衡分析方法的假设，所有的国内生产者和消费者是同质的，居民是由国内为数众多同质的消费者组成的，各个经济部门中生产者的技术水平发展也是同步的。此外，CETPA模型采用以下基本假设：

（1）生产者以利润最大化为决策目标，消费者以效用最大化为决策目标。市场是完全竞争的，生产者和消费者在决策时，把价格作为外生变量。在任何一年，各部门现有的资本存量是固定的，不能在部门间流动；在年与年之间，各部门资本通过投资和折旧而增减。各个生产部门的资本变化采用动态递推的方式，来实现资本存量的动态变化。在任何时候，劳动力可以在生产部门间流动，并且每个时期各个部门的工资是不变的，不同年份之间，工资的变化率是相同的，因此劳动力市场不是充分就业的。

（2）生产要素煤炭、石油、天然气和电力之间具有替代性，共同组合成为能源组合要素；资本、劳动力之间具有替代性，共同组合成为增加值要素；能源组合要素与增加值要素之间具有替代性。其他非能源中间投入之间没有替代性，它们与能源组合要素、增加值要素一起用于生产部门产出。不同电力部门产品之间具有替代性，共同组合成电力要

⁸ GREEN 模型已被广泛应用于减缓气候变化的社会经济影响评价，国际认可度较高。

素，例如，随着能源转型和环境保护政策的实施，火电可能被水电、核电和其他可再生电力逐步替代。

(3) 大部分商品都存在着进出口的双向贸易，进口商品与国内生产产品并不具有完全替代性，存在着产品差异。

(4) 总投资在各部门之间的分配，部分依据各部门的资本收入在总资本收入中所占份额来确定，同时受到经济系统投资惯性、政府的投资政策等方面的影响。

(5) 如果采用碳税政策，碳税对能源使用者征收，包括生产领域和消费领域中的能源需求。碳税收入计入财政收入。

(6) 如果采用可再生能源补贴政策，补贴来自于政府财政，用于可再生电力的生产。

CETPA 模型的部门划分

为了使模型能够对中国能源转型进行刻画，同时把模型的复杂程度控制在构建社会核算矩阵的数据可获得、台式计算机可求解、模型结果可解读的范围内，CETPA模型将中国的国民经济划分为16个部门，对非能源部门进行了适当整合，同时增加了能源部门的细分程度，一共有7个能源部门和9个非能源部门，即：煤炭、石油、天然气、火电、核电、水电和非水可再生电力，以及农业、重工业、轻工业、设备制造业、建筑业、交通运输业、商业和住宿餐饮业、医疗卫生业、其他服务业。它们与投入产出表所列部门的对应关系如表 6-1所示。

表 6-1 CETPA 模型的部门划分

部门序号	部门名称	I/O 表中部门编号
1	农业	1-5
2	重工业	8-11, 43-66, 100
3	轻工业	12-40
4	设备制造业	67-97
5	建筑业	101-104
6	交通运输业	107-117

7	商业和住宿餐饮业	105-106, 119-120
8	医疗卫生业	141
9	其他服务业	118, 121-140, 142-149
10	煤炭	6, 42
11	石油	7, 41
12	天然气	7, 99
13	火电	98
14	核电	98
15	水电	98
16	非水可再生电力	98

CETPA 模型的结构

CETPA模型共有11个模块（表 6-2），反映国民经济系统的生产、要素需求、价格、收入、消费、投资、资本积累、对外贸易、市场均衡、能源环境特征、福利等方面的运行逻辑和关联关系，每个模块都包含一些方程式，描述该模块下的需求、投入和产出等方面的相互关系，11个模块一共有95个方程。限于篇幅，本报告略去这些方程及其说明，我们以模型的主要结构关系来描述CETPA模型的主要特征。

表 6-2 CETPA 模型的模块构成情况

模块序号	模块名称
1	生产模块
2	要素需求模块
3	价格模块
4	收入模块
5	消费模块
6	投资和资本积累模块
7	对外贸易模块
8	能源环境模块
9	市场均衡模块
10	能源消费变化分析模块
11	福利指标分析模块

CETPA模型的生产函数大都采用CES函数，而非能源中间投入之间、资本-劳动力-能源与非能源中间投入之间的组合采用列昂惕夫（Leontief）生产函数（图 6-1、图 6-2）。在中间投入中，煤炭与石油、天然气、电力之间有替代性，它们组成能源要素组。资本和劳动力之间也有替代性，共同组成资本劳动力要素组。能源与资本劳动力要素之间也有替代性，共同组成能源-资本-劳动力组。其它非能源中间投入彼此之间没有替代性，它们与资本-劳动力-能源组形成总产出。

大部分商品都存在着进出口的双向贸易。对于进口商品，我们采用阿明顿（Armington）假设，即进口品与国内生产的商品并不具有完全替代性，存在着产品的差异，国内消费者会选择一组进口品与国产品，按照CES函数组成复合商品。出口情况与进口类似，产品出口和国内销售比率的变化是由国内外市场商品相对价格的变化所引起的，国内销售与出口间的转换程度可以用价格转换弹性来衡量（图 6-3）。

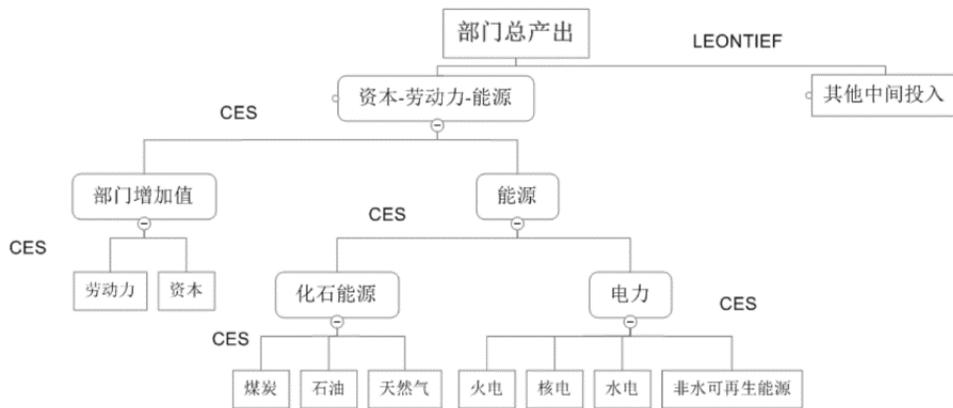


图 6-1 非能源部门的生产结构

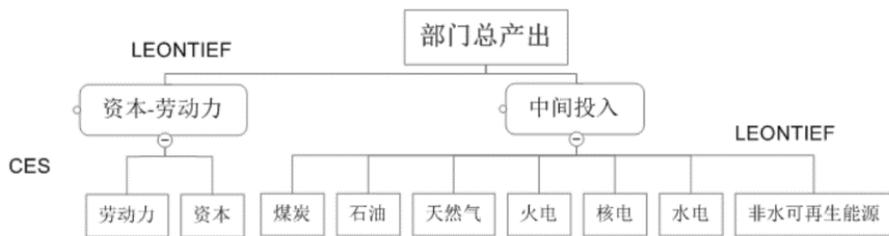


图 6-2 能源部门的生产结构

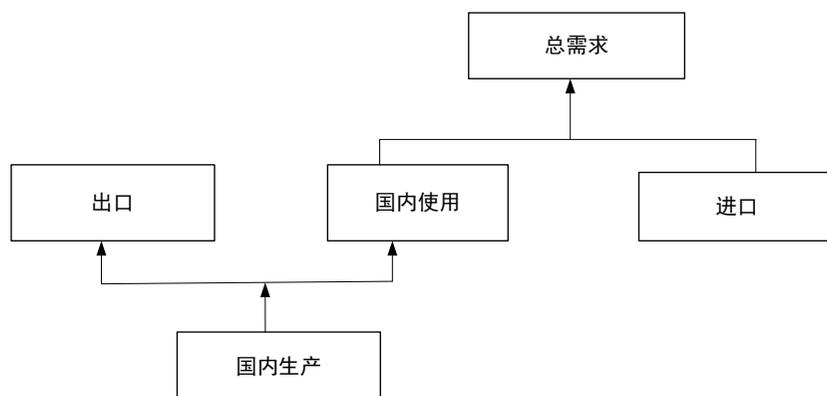


图 6-3 商品进出口和国内产品的替代关系

CETPA模型中包含4类均衡关系：

(1) 商品市场均衡，即一种商品的复合总供给等于全社会对该产品作为中间投入的需求数量、居民的最终消费数量、政府消费数量、企业用作投资品的需求数量和库存增加量之和。商品市场的均衡表明各部门的复合产品总供给等于国内总需求。

(2) 劳务市场均衡，即劳动力供给等于劳动力需求。模型中，劳务是同质的且能在部门间自由流动。劳动力可以达到充分就业水平，此时均衡的各部门劳动力的总和等于外生给定的总劳动力数量。劳动力可以存在失业，此时均衡的各部门劳动力的总和小于外生给定的总劳动力数量。

(3) 资本市场均衡。模型中假设资本在短期内不可在部门间流动，在长期内采用动态递推的方式增减。

(4) 进出口贸易均衡。进出口贸易余额等于净对外借款、净汇入外汇和国外总储蓄之和，扣除贸易赤字后的余额。

此外，模型中还涉及其他局部范围的均衡条件，例如：能源作为部门产品，存在供求均衡，即某种能源的供给量等于需求量；政府预算需要满足收支平衡；储蓄投资也需要满足均衡等，在此不一一列出。

6.3 中国能源转型对社会经济发展的影响

CETO 2023设定了三种情景，分别是：参考情景（BLS）、碳中和情景1（CNS1）、碳中和情景2（CNS2）。关于这三种情景的定义，本章沿用本报告前文相关章节完全一致的设定。根据EDO和LEAP模型2023年完成的关于中国未来到2060年能源转型的模型模拟结果，我们提取了三种情景下中国一次能源消费总量和分品种能源消费结构、电力生产总量和电源结构等关键数据，采用CETPA模型分析了中国能源转型三种情景下的社会经济影响。

产业结构变化

能源转型对产业结构变化产生影响。BLS情景下的产业结构如图6-4所示。可以看出，BLS情景下，未来第一产业占比逐渐下降，从2020年的7.5%下降到2060年的3.5%。第二产业占比也在逐渐下降，从2020年的39.5%下降到2060年的25.2%，其中2020-2040年下降得较快，从2020年的39.5%下降到2040年的27.4%。第三产业占比逐渐上升，从2020年的53.1%上升到2060年的71.4%，其中2020-2040年上升得较快，从2020年的53.1%上升到2040年的67.7%。能源部门产出在GDP中的占比逐渐下降，从2020年的5.9%下降到2060年的2.3%，其中，电力在GDP中的占比从2020年的2.2%下降到2060年的2.1%。

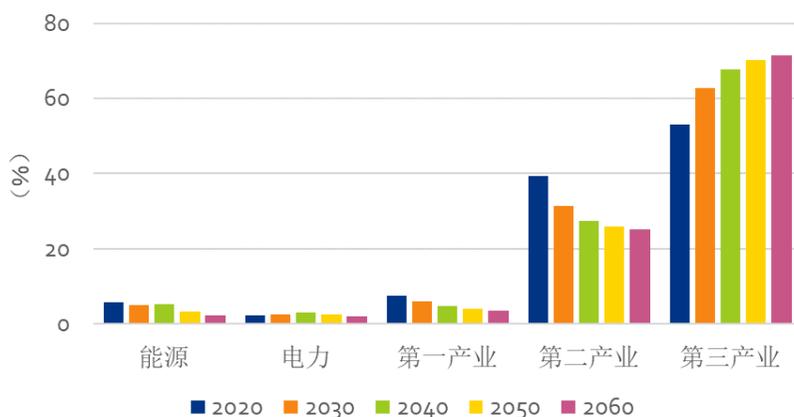


图 6-4 BLS 情景下的能源和电力及三产比例变化趋势

BLS情景下，中国宏观经济各个产业部门在GDP中的占比如图 6-5 所示，农业、重工业、轻工业、建筑业、煤炭、石油、天然气等部门在 GDP 中的占比逐渐下降，而设备制造业、水电等部门在 GDP 中的占比在波动中变化，交通业、商业餐饮业、医疗卫生业、其他服务业、非水可再生电力等部门在 GDP 中的占比逐渐上升。

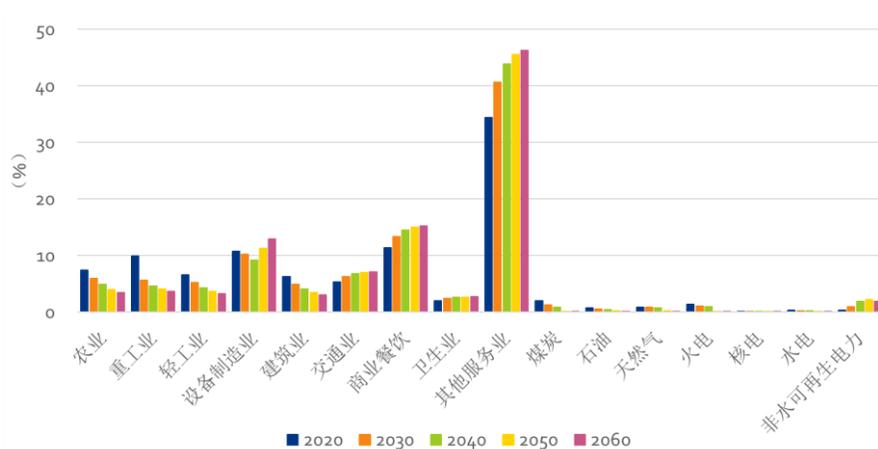


图 6-5 BLS 情景下的产业结构变化趋势

BLS情景下，能源产业部门在GDP中的占比如图 6-6所示，煤炭、石油、天然气、火电、水电等部门在 GDP 中的占比逐渐下降，其中 2020-2050 期间下降得较快；核电在 GDP 中的占比先逐渐上升，再缓慢下降；非水可再生电力在 GDP 中的占比快速上升。

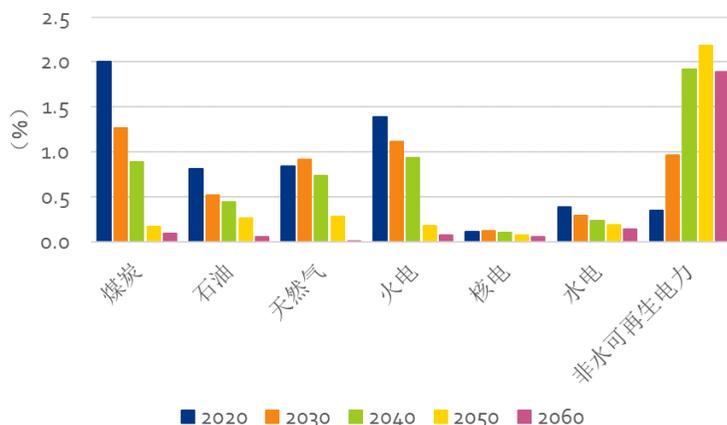


图 6-6 BLS 情景下的能源产业增加值占比变化情况

不同情景下电力行业的GDP占比变化如图 6-7所示，与BLS情景相比，CNS1和CNS2的电力行业GDP占比更高，反映出推动能源转型的结果是使得高品质能源电力可以为经济社会发展做出更大贡献。

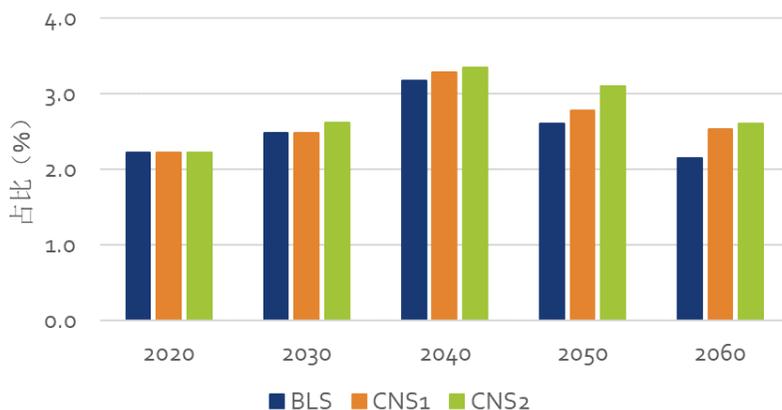


图 6-7 电力行业 GDP 占比的变化趋势

就业结构变化

BLS情景下，中国未来三次产业的就业量的变化趋势如图 6-8所示，总就业量稳中缓慢趋降，从2020年的7.89亿稳定到2035年的7.86亿，再逐渐下降到2060年的6.98亿。主要影响因素包括经济增长速度、产业结构调整 and 能源结构转型、劳动力供给数量的波动等。三次产业中，第一产业的就业量逐渐下降，从2020年的1.14亿下降到2060年的0.47亿；第二产业的就业量逐渐下降，从2020年的2.55亿下降到2060年的1.47亿；第三产业的就业量先增加后逐渐下降，从2020年的4.19亿上升到2035年的5.22亿，然后逐渐下降到2060年的5.03亿。



图 6-8 BLS 情景下的三次产业就业量的变化趋势

BLS情景下中国未来不同产业部门就业量的变化趋势如图 6-9所示，农业、重工业、轻工业、建筑业、煤炭、火电等部门的就业量在逐渐下降，交通业、商业餐饮业、医疗卫生业、其他服务业、天然气、非水可再生电力等部门的就业量先逐渐上升，达到峰值后逐渐下降；设备制造业的就业量在波动中逐渐上升。

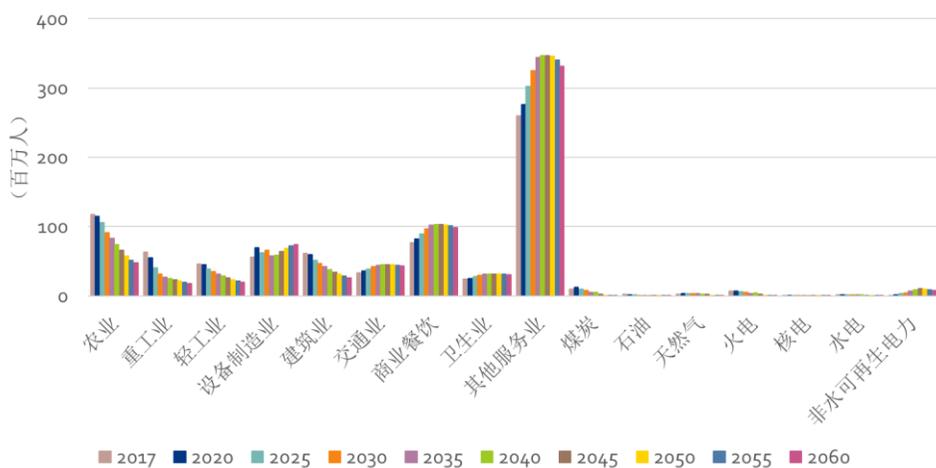


图 6-9 BLS 情景下的产业部门就业量的变化趋势

图 6-10进一步展示了BLS情景下能源部门就业量的变化趋势，其中，煤炭、石油、火电、水电部门的就业量逐渐下降，天然气、核电、非水可再生电力等部门的就业量逐渐上升，2060年前就业量达到峰值后继续位居能源部门就业量第一名。CNS1和CNS2与BLS情景相比，非水可再生电力创造了更多的就业岗位，这些新增的就业机会，弥补了能源转型导致的煤炭、火电等传统行业的就业机会损失。

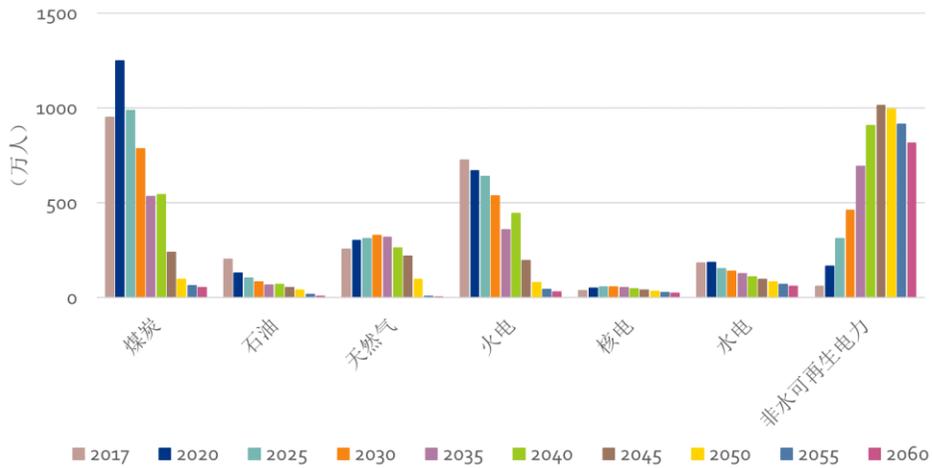


图 6-10 BLS 情景下的能源部门就业量的变化趋势

2040年和2060年CNS1情景和CNS2情景下各部门的就业量与BLS情景比较的变化情况如图 6-11所示。CNS1情景和CNS2情景下，设备制造业、煤炭、火电的就业量显著下降，而其他服务业、非水可再生电力部门的就业量显著上升。这与能源转型和结构调整的结果分析是一致的，由于能源转型，能源部门产出发生变化，就业量随之变化；由于能源转型促进创新，导致设备制造业等行业技术进步加快，技术替代导致就业量下降。值得注意的是，虽然部门就业量下降，但部门产出和GDP仍上升，也从另一个侧面印证了技术进步带来的效果。

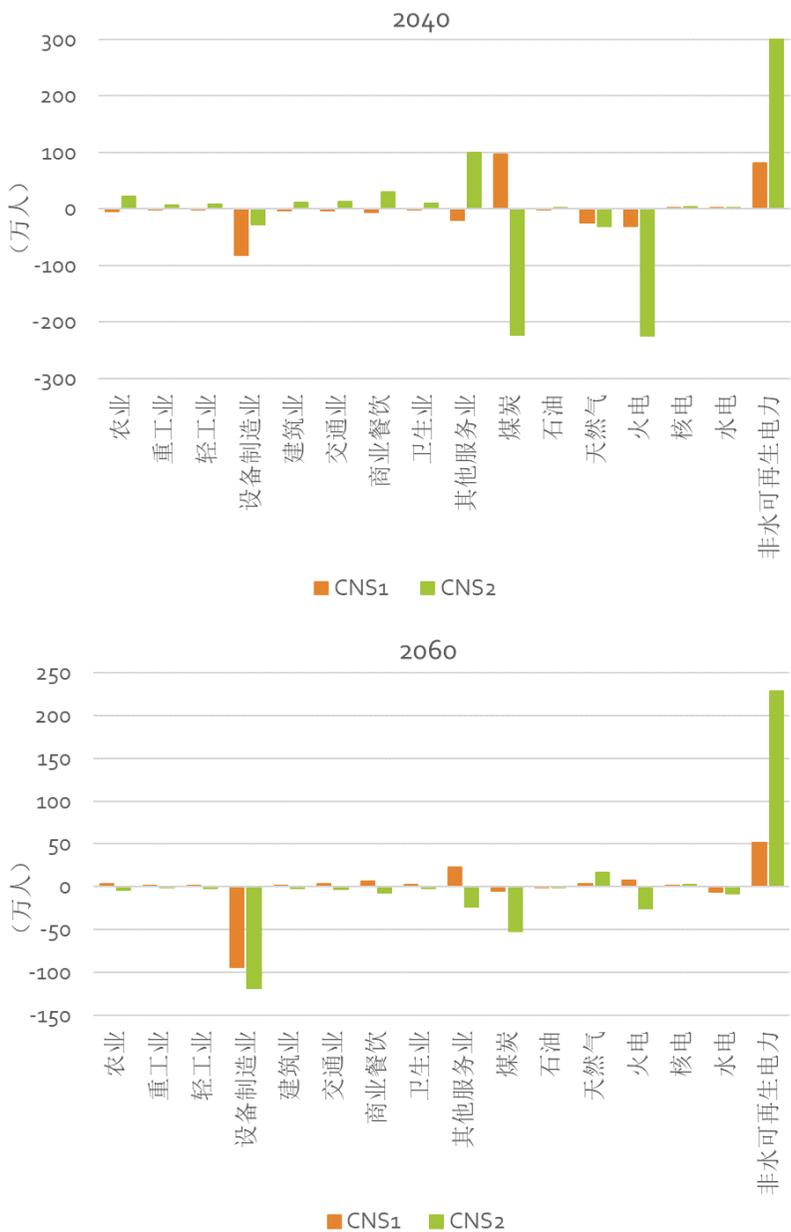


图 6-11 CNS1 和 CNS2 与 BLS 情景相比的各部門就業量变化对比

经济增长的驱动因素

BLS情景下，各个部门的资本投入量变化如图 6-12所示，除了煤炭、石油、火电、水电部门外，其他各部门的资本投入量都在增长。重工业、轻工业、设备制造业、交通业、商业餐饮、其他服务业资本投入量较大，增值也较大。煤炭、石油、火电、水电部门的资本投入量呈现出增长-达峰-下降的变化过程。

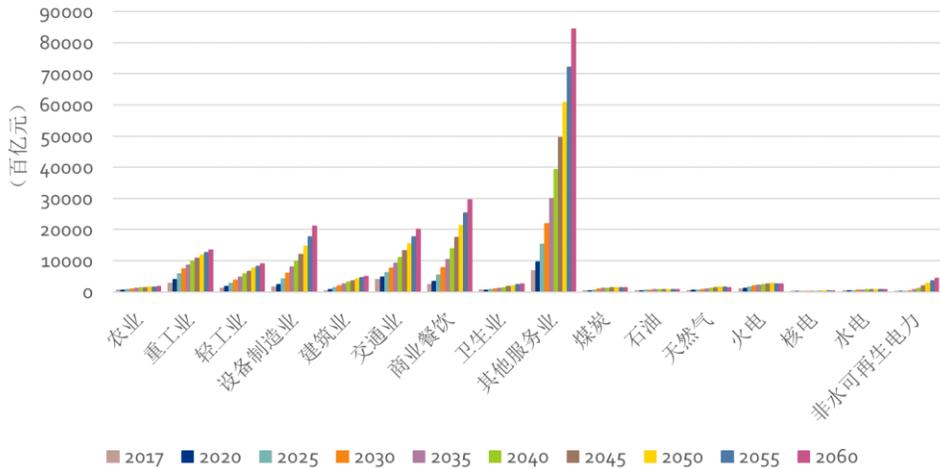


图 6-12 BLS 情景下的各个部门的资本投入量变化



图 6-13 BLS 情景下的各个能源部门的资本投入量变化

BLS情景下，各能源部门的资本投入量变化如图 6-13所示，煤炭、石油、天然气、火电的资本投入量先增长达到峰值后再下降，而核电、水电、非水可再生能源部门的资本投入量则保持持续增长。

CNS1情景下，各部门的资本投入量与BLS情景相比的变化如图6-14所示，核电、水电和非水可再生电力部门的资本投入量增加，其中非水可再生电力部门的资本投入量增加最快，2060年资本投入量比BLS情景高6.5%；设备制造业、天然气、火电的资本投入量下降，与BLS情景相比，2060年分别下降1.2%、4.0%和0.5%。

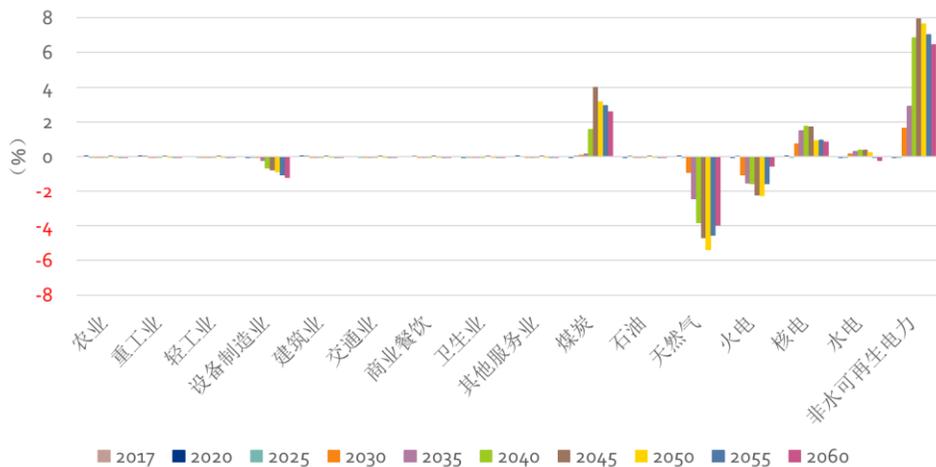


图 6-14 CNS1 与 BLS 情景相比各部门的资本投入变化比例

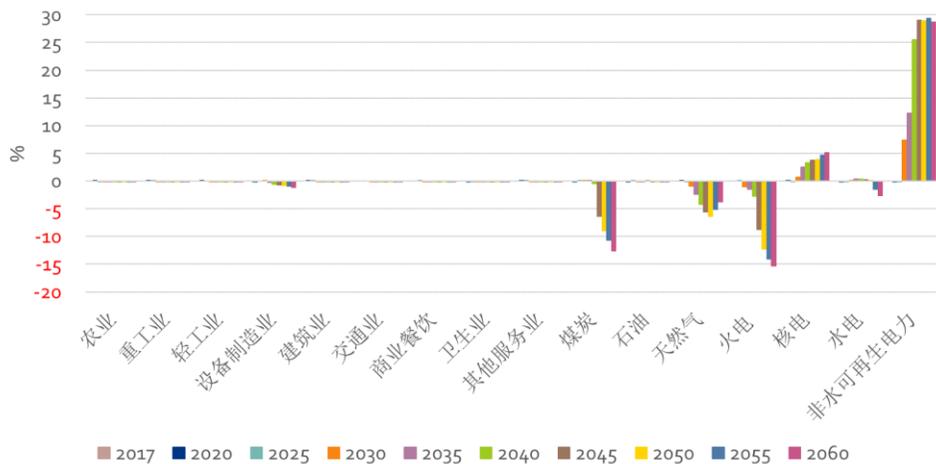


图 6-15 CNS2 与 BLS 情景相比各部门的资本投入变化比例

CNS2情景下，各部门的资本投入量与BLS情景相比的变化如图6-15所示，核电、非水可再生电力部门的资本投入量增加，其中非水可再生电力部门的资本投入量增加最快，2060年资本投入量比BLS情景高28.7%；而设备制造业、煤炭、火电、天然气的资本投入量下降，与BLS情景相比，2060年分别下降1.1%、12.5%、15.3%和3.8%。CNS2情景比CNS1情景引起的投资结构变化幅度更大。

根据模型运行结果，随着资本投入量的变化，各个部门的资本收益率也随之变化。BLS情景下各个能源部门的资本收益率如图6-16所示，能源部门的资本收益率都在下降，煤炭下降得最快，非水可再生电力和核电相比其他能源，资本收益率仍较高。2060年非水可再生电力、核电和水电的资本收益率分别为8.3%、4.3%和3.7%。

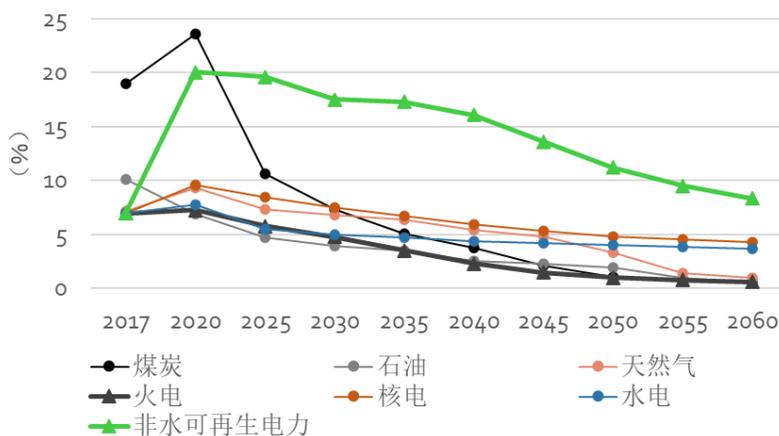


图 6-16 BLS 情景下的能源部门资本收益率变化

BLS情景下，未来年份经济增长的要素贡献率如图6-17所示，资本的贡献率在逐步下降，从2030年的67.9%下降到2060年的41.9%；技术进步的贡献率在稳步上升，从2030年的30%上升到2060年的86%。上述结果表明，未来经济增长主要依靠技术进步，其次是资本投资。由于人口下降和老龄化，就业人口减少，劳动力对经济增长的贡献率逐步下降。

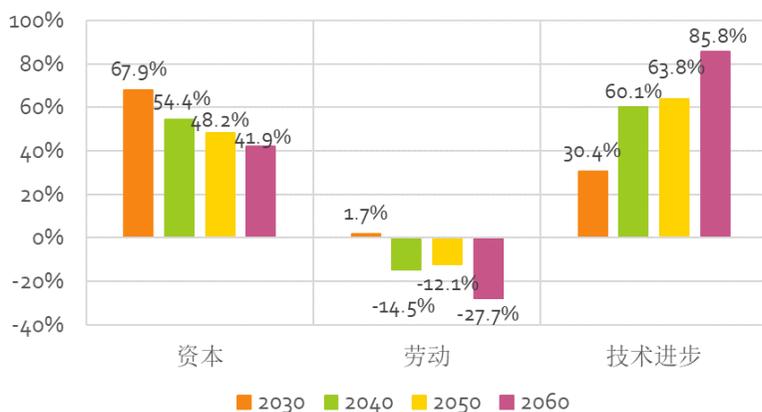


图 6-17 BLS 情景下的经济增长要素贡献率

环境质量变化

根据不同情景下能源结构的变化，按照不同污染物的排放因子，计算得到PM_{2.5}、SO₂和NO_x排放量的变化。CETO 2023发现PM_{2.5}、NO_x、SO₂等主要大气污染物排放量随着能源转型显著下降，因为能源转型助力实现了大气污染物源头减排，伴随着能源系统实现净零碳排放，CNS1和CNS2情景下，到2055年彻底解决了大气污染物排放问题，对改善空气质量和建设美丽中国提供关键支撑。

三种情景下大气污染物PM_{2.5}、NO_x和SO₂的排放趋势如图 6-18、图 6-19和图 6-20所示。

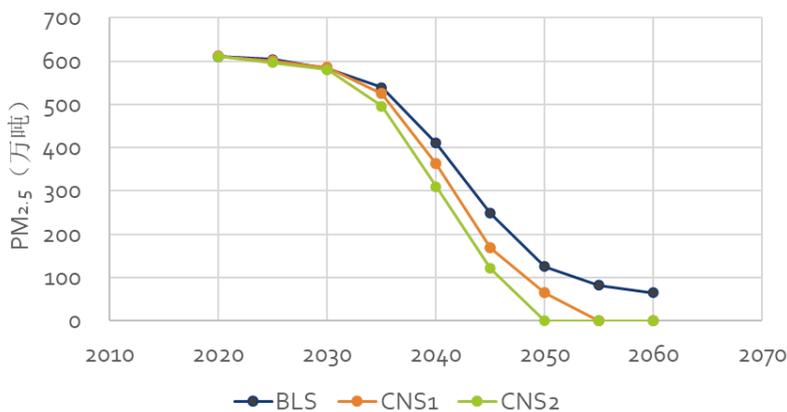
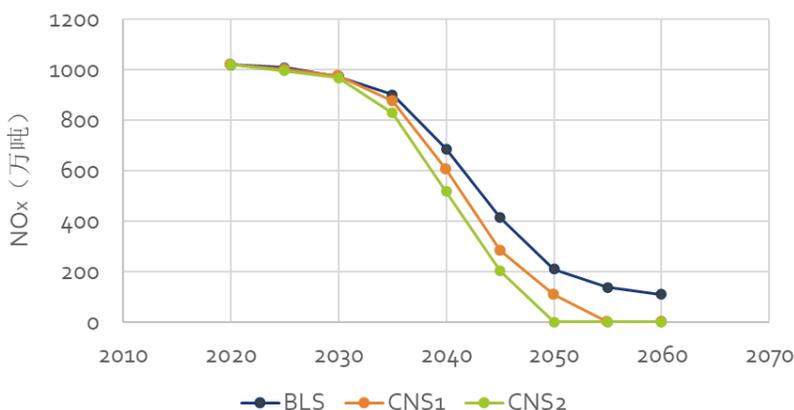
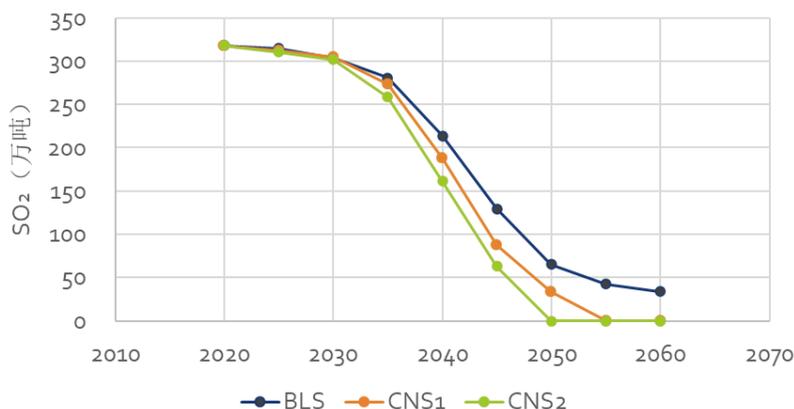


图 6-18 PM_{2.5} 的排放趋势

图 6-19 NO_x 的排放趋势图 6-20 SO₂ 的排放趋势

6.4 地方能源转型案例——北京市能源转型的环境影响分析

北京市行政辖区总面积为1.64万平方公里，2021年末全市常住人口2188.6万人，其中，城镇人口1916.1万人，常住外来人口834.8万人。2021年北京市地区生产总值为4.03万亿元，三次产业构成为0.3：18.0：81.7；按常住人口计算，全市人均地区生产总值为18.4万元。作为中国的首都和2008、2022年两届奥运会举办城市，北京市的能源转型和产业结构调整走在全国前列。观察北京市的能源转型进程，可以为理解和分

析中国能源转型的路径及其产生的社会经济影响等方面提供一些看得见、摸得着的参考信息。

图 6-21展示了北京市1995年以来的能源消费量和二氧化碳排放量变化趋势，北京市的能源结构发生了显著变化，从1995年以煤为主（约占80%）转型为2020年以电力等高品质能源为主（煤炭仅占1.5%）（如图 6-22所示）。同期北京市的大气污染物浓度逐年下降，空气质量显著改善（如图 6-23所示）。

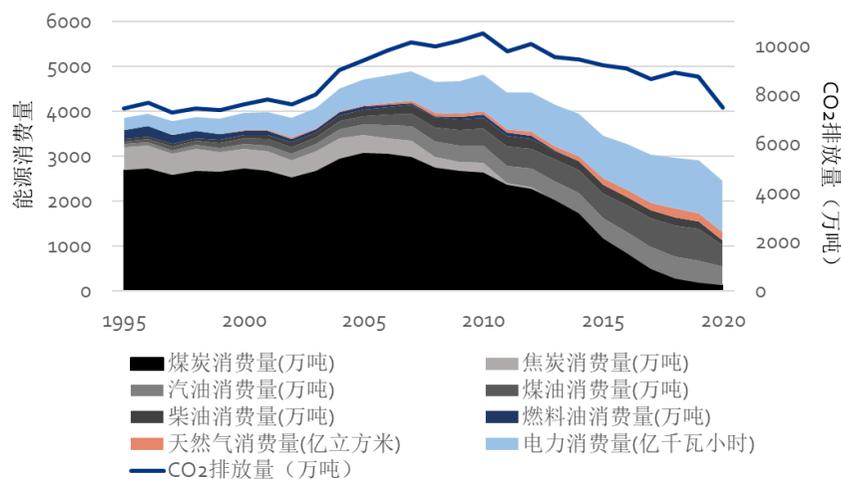


图 6-21 北京市能源消费和碳排放变化趋势

注：图中 CO₂ 排放量不包括净调入电力对应的间接排放量。数据来源：能源数据来源于国家统计局，CO₂ 排放量为计算结果

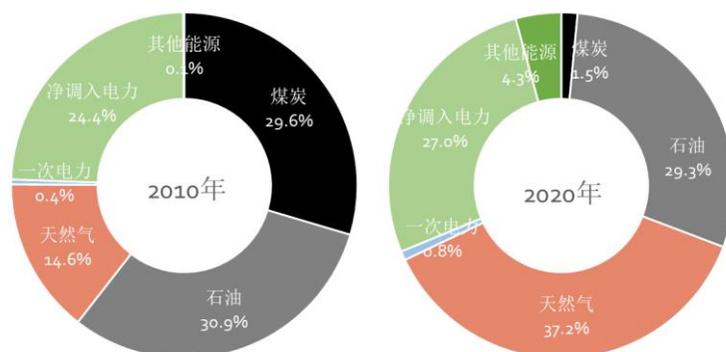


图 6-22 北京市 2010 年与 2020 年的能源消费结构

数据来源：2021 年北京市统计年鉴

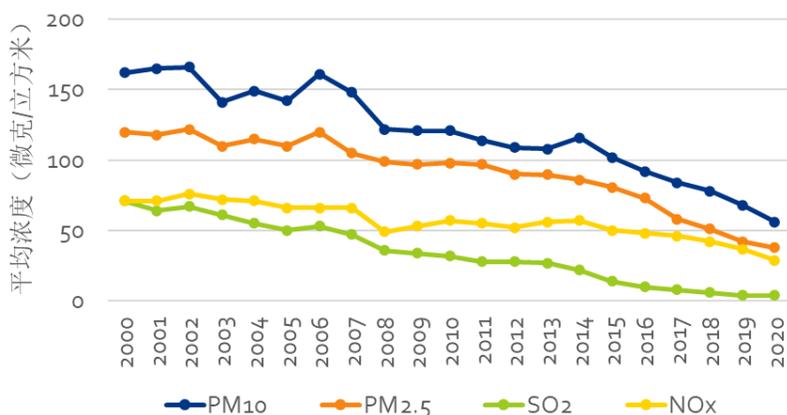


图 6-23 北京市空气污染物浓度变化趋势

数据来源：北京市生态环境局

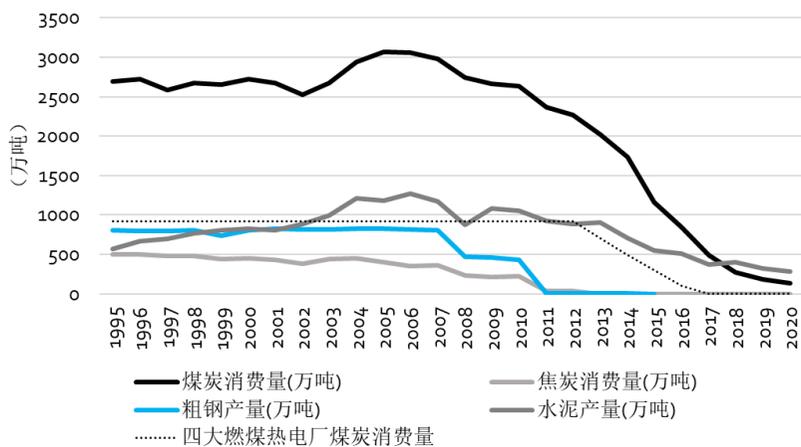


图 6-24 北京市减煤降碳的主要路径

数据来源：国家统计局、北京市统计局

首钢搬迁完成以后，北京市的焦炭消费量与粗钢产量在2011年同步降为零。从2012年起，北京市相继关停了大唐高井热电厂、京能石景山热电厂、国华北京热电厂、华能北京热电厂的燃煤机组，到2017年，全面实现了淘汰燃煤热电机组，把本地电源和热源集中到高井（西北）、草桥（西南）、高碑店（东南）、高安屯（东南）四大燃气热电中心。在过去10年中，北京市全面打响污染防治攻坚战，处于战役最前线的能源领域综合施策、多措并举、攻坚克难，以前所未有的力度加快煤炭压

减和清洁高效能源体系建设，煤炭消费量由2012年的2179.6万吨大幅削减到2021年的131万吨，平原地区基本实现“无煤化”，压煤措施也对北京PM_{2.5}直接减排量贡献占五成以上。伴随着四大燃气热电中心相继落成，北京共淘汰燃煤机组272.5万千瓦，新增燃气机组724.2万千瓦，真正实现本地电力生产清洁化。全市大大小小的锅炉房都有变化。31座新城集中供热中心、中心城区63座大型燃煤锅炉房陆续进行清洁能源改造，累计完成约4万蒸吨燃煤锅炉清洁替代，基本实现城镇供暖和工业用煤清洁替代，平原地区基本实现“无煤化”，同时，全市130多万户农村居民过上了“煤改电”“煤改气”的清洁取暖新生活。

回顾北京市能源转型发展历程，发现减煤是关键影响因素，而减煤主要依靠产业结构和能源结构的主动转型升级作为驱动力。具体而言，从2005年开始启动的首钢搬迁彻底从源头削减了对焦炭的需求；从2012年至2017年历时五年完成的四大燃煤热电厂改造、削减水泥产量、削减农村居民采暖用煤，从源头降低了对煤炭的需求（图 6-24）。此外，利用外调电填补本地电力供应缺口也是支持北京市实现能源低碳转型的一项关键措施（图 6-21、图 6-22）。

第三部分 主题分析

第七章：在经济发展、能源绿色 转型中保障能源安全



7 在经济发展、能源绿色转型过程中保障能源安全

7.1 主要结论

- 中国已成为世界上最大的能源生产国和消费国，形成了煤炭、电力、石油、天然气、新能源、可再生能源全面发展的能源供给体系。为更好推动能源发展，中国确立“五位一体”总体布局指导能源朝向清洁低碳安全高效方向发展，提出总体国家安全观强调能源发展和安全，实施“四个革命、一个合作”能源安全新战略推动能源生产和利用方式发生重大变革，提出碳达峰碳中和目标为构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系提出明确时间表。中国共产党二十大报告进一步提出，要积极稳妥推进碳达峰碳中和，立足中国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动，加快规划建设新型能源体系。
- 2022 年中国能源发展保持平稳态势，一是加快释放煤炭优质产能，推动煤矿绿色智能转型，适度调减煤炭进口，推动煤炭清洁高效利用；二是面对国际油气市场供应持续紧张、价格大幅波动态势，加快推动国内石油、天然气增储上产，优化调整石油、天然气进口规模和来源；三是风电、太阳能发电等新能源快速发展，推动中国电力装机结构持续优化，非化石能源发电装机占总装机容量比重超过煤电。受新冠疫情、极端天气、燃料供应等突发因素影响，电力供需两侧不确定性愈发增强，中国电力供需总体平衡，局部地区短时供电紧张，电力安全保供压力增大。
- 中国立足能源资源禀赋，优化调整煤炭生产，确保煤炭稳定供应。一是优化煤炭先进产能布局，《“十四五”现代能源体系规划》提出建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力；二是强化煤炭市场建设，强化长协合同管理，完善煤、电价格传导机制；三是加大煤炭储运体系建设，在煤炭消费集散地、铁路运输枢纽和重点港口布局建设一批煤炭储备基地，大幅提升物流输

运能力；四是推动煤炭产业绿色智能升级，完善绿色智能煤矿建设标准体系，建设煤炭绿色智能高效开发利用技术体系。

- 中国着力建设产供储销体系，保障油气供应安全。一是出台油气增储上产政策，开展油气增储上产“七年行动计划”，加大国内油气勘探开发投资力度，提升国内油气生产能力；二是加强储备体系建设，对天然气全产业链提出明确要求，上游供气企业拥有不低于其年合同销售量10%的储气能力，城镇燃气企业形成不低于其年用气量5%的储气能力；三是加强输运设施建设，成立国家石油天然气管网公司，进一步加快“全国一张网”建设，形成全国性互联互通网络；四是完善价格形成机制，民生用气中长期合同实现全覆盖。
- 中国大力推进新型电力体系建设。一是持续提升电力供给能力，新能源占比持续提升。2022年中国发电装机容量超过25亿千瓦，非化石能源发电装机容量超过12亿千瓦，风电光伏新增装机占全国新增装机的66%，新增发电量占全国新增发电量的69%左右。二是加快电力系统调节能力建设，全面推进煤电清洁、高效、灵活转型，截至2022年底煤电灵活性改造规模超过1亿千瓦，积极推进抽水蓄能和新型储能建设，预计到2025年抽水蓄能总规模6200万千瓦以上、新型储能装机规模达3000万千瓦。三是有效提升电网互济能力，2022年西电东送能力提升到3亿千瓦，加大跨区跨省余缺互济力度。四是完善电力安全保供体制机制，加快推动电力市场建设，完善电力需求侧管理。

7.2 近十年中国推进能源发展的战略思路

能源是经济社会发展的基础和动力源泉，能源安全是关系国家经济社会发展的全局性、战略性问题，对国家繁荣发展、人民生活改善和社会长治久安至关重要。经过长期发展，中国已成为世界上最大的能源生产国和消费国，形成了煤炭、电力、石油、天然气、新能源、可再生能源全面发展的能源供给体系，但也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、部分能源对外依存度高等挑战。为此，中国提出“五位一体”总体

布局来指导包括能源在内的各行各业发展，提出总体国家安全观，强调把能源作为统筹发展与安全的重要内容，提出“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新时代能源发展指明方向，中国还在2020年提出碳达峰碳中和目标，为构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系提出明确时间表。

确立“五位一体”总体布局指导能源绿色发展

能源发展的目的是要支撑和保障国家发展，既要支撑经济建设、保障民生服务，还要促进生态文明建设、推动绿色发展。能源安全，部分隶属于资源安全问题，更多是经济安全的重要一环，与社会安全和生态安全等紧密相关。统筹能源发展和安全，是国家统筹发展和安全的重要组成部分，需要更好协调与经济建设和安全、社会建设和安全、生态文明建设和安全的关系。

生态兴则文明兴，能源生产和消费会对生态环境产生很大影响。因而，能源绿色发展是生态文明建设的重要内容。过去，中国能源发展方式距生态文明建设要求存在较大差距，在经济社会快速发展的同时，也对生态环境造成了一定的影响。十八大以来，中国发展进入新时代，中国的能源发展也进入新时代。中国共产党十八大报告提出了全面落实经济建设、政治建设、文化建设、社会建设、生态文明建设“五位一体”总体布局，将生态文明建设纳入中国特色社会主义事业全局，明确提出大力推进生态文明建设，努力建设美丽中国，实现中华民族永续发展。

多年来，中国坚持创新、协调、绿色、开放、共享的新发展理念，以推动高质量发展为主题，把推进能源绿色发展作为促进生态文明建设的重要举措，坚决打好污染防治攻坚战、打赢蓝天保卫战，加大新能源和可再生能源开发利用，特别是推进煤炭清洁开采和高效利用，合理划定禁止散烧区域，多措并举、积极有序推进散煤替代，能源发展助力生态文明建设取得显著成效。

确定总体国家安全观强调能源发展和安全

习近平总书记在2014年提出总体国家安全观，并把它纳入新时代坚持和发展中国特色社会主义的基本方略。总体国家安全观坚持中国特色国家安全道路，坚持以人民安全为宗旨，特别是坚持统筹发展和安全，把确保能源和重要资源安全作为维护经济安全的重要内容，要通过能源生产和消费革命，顺应能源大势大道，保障经济社会发展所需的资源能源持续、可靠和有效供给。

安全是发展的前提，发展是安全的保障。中国的能源发展必须落实总体国家安全观，立足能源资源禀赋，坚持先立后破、通盘谋划，统筹各能源品种定位和发展，加强不同能源品种间的互济互保。中国的能源资源特点是富煤贫油少气、可再生能源资源丰富。随着风电、光伏等可再生能源规模逐步扩大，能源电力系统的绿色低碳化步伐明显加快，但随之而来的波动性、不稳定性风险也逐步提高，特别要协调好传统能源与新能源之间的关系，推动煤炭和新能源优化组合，传统能源逐步退出要建立在新能源安全可靠的替代基础上。要以保障安全为前提构建现代能源体系，协同推进低碳转型与供给保障，着力筑牢国家能源安全屏障。

实施“四个革命、一个合作”能源安全新战略指导新时代能源高质量发展

2014年以来，中国提出了“四个革命、一个合作”能源安全新战略，为新时代能源高质量发展指明了方向。围绕推动能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命、全方位加强国际合作等，中国能源生产和利用方式发生重大变革，能源安全保障能力持续增强。

能源消费革命上，坚持节约资源和保护环境的基本国策，持续推进煤炭、煤电淘汰落后产能，提升重点领域能效水平，能源消费结构发生积极变化。煤炭消费比重从2012年的68.5%下降到2022年的56.2%，清洁能源消费比重从2013年的15.5%上升到2022年的25.9%。2016年以来，中国以能源消费年均约3%的增速支撑了经济的中高速增长，通过推动能源消费革命，抑制不合理能源消费，有效保障了能源安全。

能源供给革命上，立足基本国情和发展阶段，确立生态优先、绿色发展的导向，深化能源供给侧结构性改革，优先发展非化石能源，推进化石能源清洁高效开发利用，健全能源储运调峰体系，促进区域多能互补协调发展。经过多年发展，中国建成了世界上规模最大的电网体系，全球最大的清洁煤电供应体系，水电、风电、光伏、生物质发电、在建核电装机规模等非化石能源发电指标保持世界第一。通过推动能源供给革命，建立多元供应体系，不断提升能源供应的质量和安全保障能力。

能源技术革命上，抢抓全球新一轮科技革命与产业变革的机遇，在能源领域大力实施创新驱动发展战略，增强能源科技创新能力。实施重大科技项目和工程，实现能源领域关键技术跨越式发展，中国自主三代核电华龙一号建成投运，深层天然气成藏理论及配套技术、页岩油气、海洋深水勘探开发关键技术等取得重大突破，氢能、储能、可再生能源、煤制油气技术取得重大进展。通过推动能源技术革命，带动产业升级，构建绿色能源技术创新体系，加快能源绿色低碳发展。

能源体制革命上，充分发挥市场在能源资源配置中的决定性作用，更好发挥政府作用，深化电力、油气等重点领域和关键环节市场化改革，破除妨碍发展的体制机制障碍，着力解决市场体系不完善等问题，为维护国家能源安全、推进能源高质量发展提供制度保障，通过推动能源体制改革，打通能源发展快车道。

全方位加强能源国际合作上，中国践行绿色发展理念，遵循互利共赢原则开展国际合作，努力实现开放条件下能源安全，扩大能源领域对外开放，推动高质量共建“一带一路”，积极参与全球能源治理，引导应对气候变化国际合作，推动构建人类命运共同体。通过全方位加强国际合作，共同构建能源国际合作新格局，维护全球能源市场稳定和共同安全。

实现碳达峰碳中和目标将能源革命引向深入

在2020年9月第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平主席庄严宣示“中国将提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，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”，开启了中国碳达峰碳中和伟大征程，为全球应对气候变化、能源转型发展注入了强劲动力。

碳达峰碳中和目标提出后，党中央、国务院于2021年出台了《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》及《2030年前碳达峰行动方案》，各有关部门制定了分领域分行业实施方案和支撑保障政策，各省（区、市）也都制定了本地区碳达峰实施方案，碳达峰碳中和“1+N”政策体系已经建立。

实现碳达峰碳中和是多重目标、多重约束下的经济社会系统性变革，需要统筹处理好发展和减排、降碳和安全、整体和局部、短期和中长期、政府和市场、国内和国际等多方面多维度关系。基于此党的二十大报告第十章“推动绿色发展，促进人与自然和谐共生”中强调指出，要积极稳妥推进碳达峰碳中和，立足中国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。要深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用，加大油气资源勘探开发和增储上产力度，加快规划建设新型能源体系，统筹水电开发和生态保护，积极安全有序发展核电，加强能源产供储销体系建设，确保能源安全。

7.3 2022年中国能源保供的基本形势

加快释放煤炭优质产能，推动煤矿绿色智能转型

近年来煤炭在中国一次能源消费中的占比持续下降。“十三五”以来，中国加快推动能源绿色低碳转型，清洁能源加快发展，煤炭消费占比不断下降。据国家统计局数据，2022年全国一次能源消费总量达54.1亿吨标准煤，煤炭消费在一次能源消费占比从2016年的62.2%降到2022年底的56.2%（图7-1）。

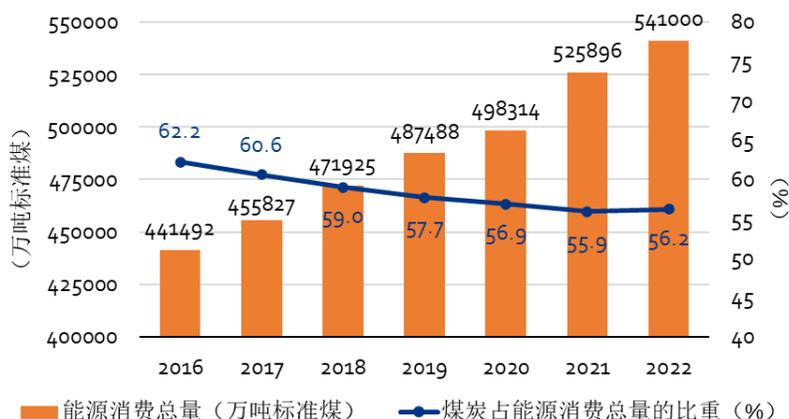


图 7-1 2016-2021 年中国能源消费总量及煤炭占比

数据来源：国家统计局

加快煤炭行业供给侧结构性改革。中国东中部地区煤炭资源开发历史长、强度大，资源逐步枯竭，总体上步入开发中后期，且整体赋存偏差、埋藏深、构造复杂，安全开采难度大、开发成本高。“十三五”以来，为提高煤炭行业生产效率，中国加快推动煤炭产业绿色化、数字化转型，推动大数据、人工智能、5G、区块链等新技术与煤炭产业融合发展。“十四五”时期，中国以发展先进产能为重点，布局一批资源条件好、竞争能力强、安全保障程度高的大型现代化煤矿，强化智能化和安全高效矿井建设。通过优化煤炭产能结构和布局，推动煤炭开发向西部资源富集地集中。据中国煤炭市场网调查统计，2022年晋陕蒙新四省区占全国煤炭总产量比重提升至81.0%，较“十三五”初期提升近12个百分点（图 7-2）。但中国煤炭产能西移，而煤炭主要消费区域集中在东部发达地区，也一定程度上加剧了煤炭产销分离格局，对煤炭高效运输提出了更高要求。

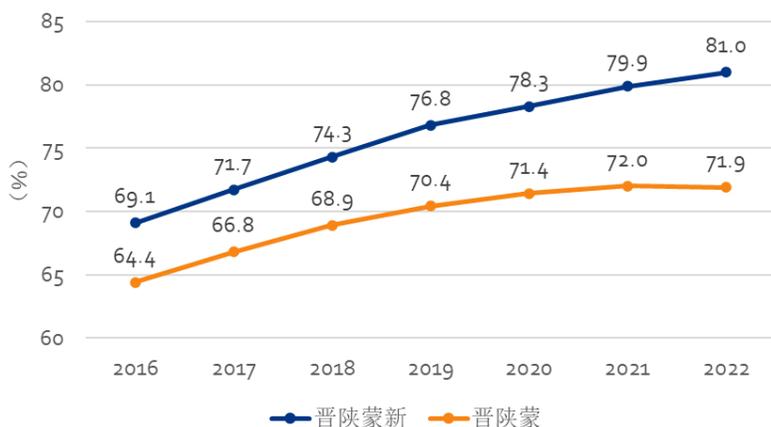


图 7-2 2016-2022 年中国晋蒙陕新煤炭产量占全国比重变化图

数据来源：中国煤炭市场网

2022年中国煤炭进口“量减价增”。2021年“迎峰度夏”时期，中国电力需求大增拉动煤炭消费快速增长，叠加全球能源价格上涨，拉动中国煤炭价格快速攀升。2022年，受国际地缘政治、气候变化等综合影响，国际煤炭市场价格仍然高企，且远远高于国内煤炭市场价格。国内外煤价倒挂形势下，中国煤炭进口数量大幅下降，根据海关统计数据，2022年中国煤炭进口同比下降9.2%，进口量为近四年最低。与此同时，2022年中国进口煤炭总金额同比增长18.7%（图 7-3）。



图 7-3 近年来中国煤炭进口数量及金额

数据来源：海关总署

油气供需整体平稳，有效应对顶峰压力

近年来，国际能源供需形势严峻复杂，油气供应持续紧张、价格大幅波动，国内油气供应受到国际能源供需变化和价格波动影响，保供难度压力明显增加。

“十三五”以来天然气供需形势由宽松转向紧张。“十三五”时期（2016-2020），全国较好实现了大气污染防治目标，圆满完成蓝天保卫战各项任务；北方地区清洁取暖实现“2+26”城市和汾渭平原全覆盖，累计完成散煤替代2500万户左右。在大规模“煤改气”带动下，天然气消费年均增长约270亿立方米，远高于“十二五”时期的年均170亿立方米。“十三五”中期，天然气供应紧张矛盾凸显，波及范围广、影响程度大、涉及民生供暖。“十三五”后期，天然气消费增长略有放缓，2019年和2020年年均新增约230亿立方米，国内产量年均增长162亿立方米，总体供需仍偏紧。

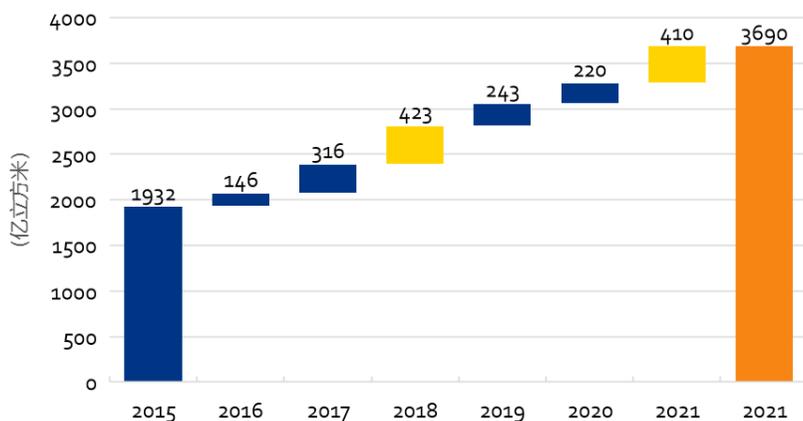


图 7-4 2015-2021 年中国天然气消费增长

数据来源：国家统计局、国家能源局

2021-2022年天然气转向总体平衡。进入“十四五”后，受新冠疫情、国际地缘政治、宏观经济波动等多方面因素影响，中国天然气需求先升后降，2021-2022年市场供需形势产生了较大变化。天然气市场规模继2020年突破3200亿立方米后，2021年快速迈上了3600亿立方米的新台阶，年消费增幅高达410亿立方米，仅次于2018年的423亿立方米。不

同于以往一四季度消费旺盛、二三季度相对冷淡的季节性特征，2021年各季度表现为明显的前高后低，上半年需求“过旺”，消费同比增速接近20%，新增约310亿立方米，占全年增量的75.6%，也超过历史上大部分年份的全年增量；下半年快速“转冷”，消费增长开始显著放缓，同比增速快速滑落至5%左右，新增约100亿立方米。进入2022年后，天然气消费延续了2021年下半年放缓趋势。其中，二季度、三季度均出现了罕见的连续数月同比负增长。在此背景下，国内天然气产量仍保持稳定，在2021年同比增长151亿立方米基础上，2022年再度增长超过100亿立方米。同时，国际天然气市场价格保持历史高位震荡，中国进口量以长协合同为基石，总体规模有保障。

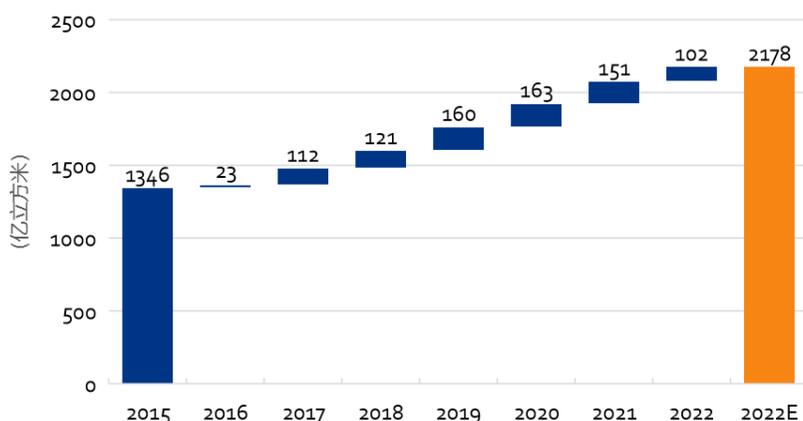


图 7-5 2015-2022 年中国天然气产量增长

数据来源：国家统计局

电力供需总体平衡，局部地区短时供电紧张

近年来，中国全社会用电量保持稳步增长，“十三五”时期年均增速为5.7%，但用电量同比增速波动较大。风电、太阳能发电等新能源快速发展，推动中国电力装机结构持续优化，2021年非化石能源发电装机容量达到11.2亿千瓦，占总装机容量比重为47.0%，历史上首次超过煤电装机比重。受用电需求快速增长、新能源发电快速发展等多重因素影响，“十三五”以来中国电力供需形势由总体宽松逐步转变为总体偏紧。2015-2017年全国电力供需较为宽松，部分地区出现电力富余的情况。

从2018年开始，中国电力供需形势转为总体平衡、部分地区局部时段供需偏紧。进入“十四五”时期，受新冠疫情、极端天气、燃料供应等突发因素影响，电力供需两侧不确定性愈发增强，中国电力供需呈现趋紧态势，电力安全保供压力进一步增大。

2021年，中国疫情形势总体好转、国民经济持续恢复、外贸出口快速增长，全社会用电量实现两位数增长，达到8.33万亿千瓦时，同比增长10.4%。然而，受电力燃料供应紧张、来水偏枯等因素影响，火电、水电等传统电源顶峰发电能力受到较大制约，导致全国电力供需形势总体偏紧。分时间看，年初、迎峰度夏以及9-10月部分地区电力供应紧张；分区域看，除西北区域电力供需总体平衡外，华东、华中、华北、南方等其他区域电力供需形势均出现不同程度的偏紧状态。

2022年，全社会用电量继续保持增长态势，但同比增速较2021年出现较大幅度回落。2022年全社会用电量8.63万亿千瓦时，同比增长3.6%（图 7-6）。然而，7、8月中国出现了近几十年来持续时间最长、影响范围最广的极端高温天气，叠加经济恢复增长，拉用电负荷快速增长，21个省级电网用电负荷创新高。7月15日，全国最高用电负荷达12.6亿千瓦，较去年同比增长5.7%。全年来看，全国电力供需总体平衡，但夏季供电形势较为紧张，华东、华中区域电力保供形势严峻。如，8月水电大省四川遭遇极端高温干旱，最大负荷同比增长25%，水电出力断崖式下跌50%，出现严重的电力电量“双缺”，单日最大电力缺口超1700万千瓦、电量缺口超3.7亿千瓦时。

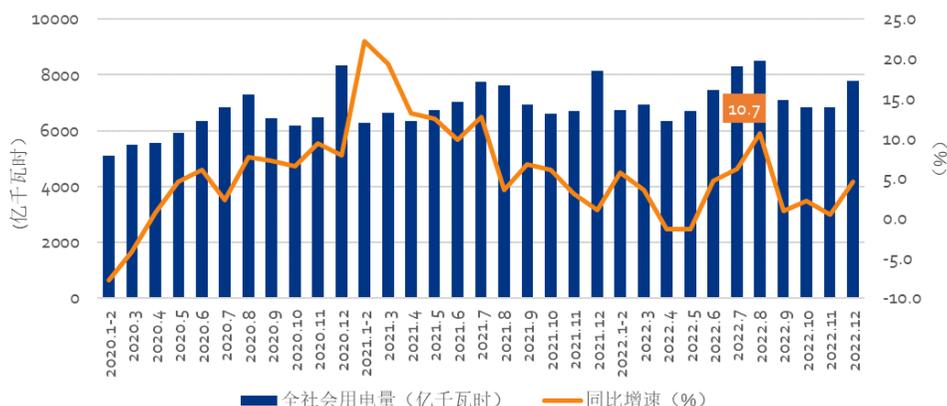


图 7-6 2020 年以来全国月度用电量及增速

注：1-2 月份为月度平均电量。数据来源：中国电力企业联合会

7.4 中国保障能源供应的政策与成效

确保煤炭供应及价格稳定

中国立足能源资源禀赋，统筹发展与安全，坚持先立后破，确保煤炭稳定供应。一是国家出台能源战略规划，优化煤炭先进产能布局。2022 年中国出台《“十四五”现代能源体系规划》，明确了煤炭产能优化布局，将建设山西、蒙西、蒙东、陕北、新疆五大煤炭供应保障基地，并将完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，增强煤炭跨区域供应保障能力。二是年度细化安全保供工作，动态调整煤炭供给保障工作。出台《2022 年能源工作指导意见》，提出切实把能源饭碗牢牢地端在自己手里，加强煤炭兜底保障能力，统筹资源接续和矿区可持续发展，有序核准一批优质先进产能煤矿，推动符合条件的应急保供产能转化为常态化产能，在煤炭消费集散地、铁路运输枢纽和重点港口布局建设一批煤炭储备基地。三是推动煤炭产业绿色智能升级，夯实煤炭安全保供根基。2022 年出台了《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》《“十四五”能源领域科技创新规划》，要求制定矿井优化系统支持政策，完善绿色智能煤矿建设标准体系，聚焦煤炭绿色智能开采等重大需求，建设煤炭绿色智能高效开发利用技术体系，推动煤炭开发朝向绿色、智能化的方向发展。四是大幅提升物流运输能力，保障煤炭运输畅通。

2022年，中国煤炭跨区域调度能力大幅提升，“北煤南运”“西煤东送”运输能力进一步强化，如，连接山西到华东地区山东的瓦日铁路货运力分别较2020年、2021年增长39.4%和11.7%；连接内蒙到华中地区江西的浩吉铁路运煤总量同比增长55.6%。在这一系列保供政策措施推动下，全国煤炭产供储销取得明显成效，2022年煤炭供需偏紧态势进一步缓解。

2022年，面对复杂严峻的国际能源形势，中国加强煤炭市场预期管理，实现了国内煤炭价格持续平稳运行。一是明确煤炭长协合约价格区间。2022年出台《关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知》，提出要引导煤炭（动力煤）价格在合理区间运行，完善煤、电价格传导机制。二是强化长协合同管理。2022年发布《关于强化中长期合同管理确保电煤质量稳定的通知》要求按照市场化原则，鼓励实行电煤质量“分质分级”管理，体现煤炭“优质优价、低质低价”原则，引导市场主体按照约定进行履约，保障电煤质量稳定在合理水平。2022年进一步发布《2023年电煤中长期合同签订履约工作方案》，提出严格按照“基准价+浮动价”原则签订。在煤炭价格调控监管系列措施综合作用下，2022年中国煤炭市场保持平稳，价格总体运行在合理区间。

保障油气供应安全

油气保供顶层设计逐步完善，着力建设产供储销体系。针对2017年天然气供应紧张，2018年国务院发布《关于促进天然气协调稳定发展的若干意见》，对促进天然气产业健康发展和保障天然气供应具有重要的指导意义。在工作层面，国家发展改革委、工信部、财政部、交通运输部、水利部、农业农村部、国家能源局等参与，建立了煤电油气运保障工作部际协调机制。近年来国家能源局每年发布年度能源工作指导意见，进一步明确推动油气增储上产，推进天然气主干管网建设和互联互通，加强储气能力建设。

增储上产政策出台，提升油气生产能力。2019年国家开展油气增储上产“七年行动计划”。“十三五”时期（2016年-2020年），油气勘探开发总投资1.36万亿元，年均增长7.0%；天然气新增探明地质储量5.6万亿立方米，超额完成目标；天然气产量年均增加超百亿立方米，年均

增长7.4%。2022年《“十四五”现代能源体系规划》提出增强油气供应能力，加大国内油气勘探开发，天然气产量快速增长，力争2025年达到2300亿立方米以上。

储调政策明确，发力“补短板”。2018年出台《关于加快储气设施建设和完善储气调峰辅助服务市场机制的意见》和《关于统筹规划做好储气设施建设运行的通知》，首次从政策层面对上下游企业和地方政府提出了明确的、较高的储气指标要求，即上游供气企业拥有不低于其年合同销售量10%的储气能力，县级以上地方人民政府至少形成不低于保障本行政区域日均3天需求量的储气能力，城镇燃气企业形成不低于其年用气量5%的储气能力。《重点地区应急储气设施建设中央预算内投资（补助）专项管理办法》发布，2018年至2020年中央预算拨出专项资金用于储气设施项目，进一步促进储气目标落实。在国家政策推动下，相关主体的储气库建设明显提速。

稳定天然气价格，保障民生用气需求。能源价格稳定对保障民生和经济平稳运行意义重大，中国居民用气严格执行政府定价。民生用气保供稳价有力有效，提前落实保供用气资源，民生用气中长期合同实现全覆盖，合同履约和运力保障水平持续提升。管道天然气覆盖范围内居民用气执行门站价格政策，民生用能“量足价稳”。

加快管网互联互通，推进第三方公平开放。2018年，企业通过建设十余项管道联通工程，打通重要节点，实现了石油公司之间、南北区域之间的联合串换保供。2019年，中国成立国家石油天然气管网公司，进一步加快“全国一张网”建设，并将广东、浙江等省网也纳入，保供能力有效提高。2021年，国家能源局发布《天然气管网和LNG接收站公平开放专项监管工作方案》，通过加强监管规范管网设施运营企业开放服务，促进管网设施高效利用。

地方加快储气库建设，细化应急保供预案。国家相关部门督促地方加快储气设施建设，按照国家要求，县级以上地方人民政府至少形成不低于保障本行政区域日均三天需求量的储气能力。在国家指导下，各地将燃气公交车、出租车等纳入民生用气保障范围，并针对可能出现的各

种极端情形，细化应急保供预案。地方和企业完善每天3亿立方米的非居民可中断调峰用户清单，必要时有序启动，确保民生等重点用气需求。

一系列政策措施发挥重要作用，油气供需形势总体平稳。一是国内增产、国际稳供取得明显成效。油气产量超额完成“七年行动计划”阶段性目标，原油产量重回2亿吨，天然气产量超过2200亿立方米、连续6年增产超百亿立方米，天然气自给率同比提升了近3个百分点。遵循国际惯例和市场规律，主要通过长协锁定进口资源，如进口天然气大部分为长协合同，可有效管控和防范供需短缺和价格大幅度波动的风险。二是民生用能保供稳价有力有效。民生用气中长期合同实现全覆盖，供暖季前落实保供资源，管道天然气覆盖范围内居民用气执行门站价格政策，合同履约和运力保障水平持续提升。三是经济社会发展用能需求得到较好保障。2022年供暖季，全国日均用气量11.5亿立方米，最大日用气量13亿立方米，为经济社会发展提供了有力支撑。四是有效应对顶峰压力。储气设施建设取得重要进展，全国储气能力已超过320亿立方米。各级政府、各类能源保供企业均成立了应急保供机制。

电力保供能力持续提升

国家层面

2022年，国家统筹经济社会发展、能源清洁低碳转型、碳达峰碳中和等多个目标，全力做好电力保供工作，保障迎峰度夏、迎峰度冬电力安全稳定供应，为经济社会稳定运行提供有力支撑。

（1）持续提升电力供给能力

全国电力装机大幅增长，新能源电力保供作用愈发凸显。截至2022年底，中国发电装机容量25.6亿千瓦，比上年增长7.8%。其中，风电装机约3.7亿千瓦，同比增长11.2%；太阳能发电装机约3.9亿千瓦，同比增长28.1%。2022年，大力推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设，第一批大型风电光伏基地9705万千瓦已全部开工，第二批、第三批基地项目陆续推进。2022年，风电光伏新增装机占全国新增装机的66%，新增发电量占全国新增发电量的约69%，已成为中国新增装机和发电量的主体。2022年，全国大部分地区风电光伏发电平均出

力约占平均用电负荷的15%左右，最高可达40%；迎峰度夏期间，江苏、山东、浙江等光伏发电装机大省午间用电高峰期间，光伏平均出力系数达到0.5，有力支撑了能源安全供应。

抓紧开工建设一批水电核电项目。2022年，白鹤滩水电站16台百万千瓦机组全部投产发电，金沙江下游水电基地全面建成。高温气冷堆示范工程已成功实现首次并网发电，福建福清核电站和辽宁红沿河核电站全面建成投产，全国核准开工核电机组10台。

（2）加快电力系统调节能力建设

全面推进煤电清洁、高效、灵活转型，积极发挥煤电机组的支撑性、调节性作用。煤电机组改造升级是提高电煤利用效率、减少电煤消耗、促进清洁能源消纳的重要手段，2021年10月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《全国煤电机组改造升级实施方案》，提出“十四五”时期煤电节能降碳改造规模不低于3.5亿千瓦、供热改造规模力争达到5000万千瓦、灵活性改造完成2亿千瓦的目标。各地积极开展煤电“三改联动”相关工作，截至2022年底，中国累计达到超低排放限值的煤电机组规模约10.5亿千瓦、灵活性改造规模超过1亿千瓦。

多元化储能建设加快推进。为了更好促进风电、光伏等新能源发展，国家积极推进抽水蓄能和新型储能建设。2021年，出台《抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年）》，提出2025年抽水蓄能总规模6200万千瓦以上、到2030年1.2亿千瓦左右的发展目标。2021年，出台《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出2025年新型储能装机规模达3000万千瓦以上的发展目标。2022年，继续出台《“十四五”新型储能发展实施方案》《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》，进一步引导新型储能规模化、产业化、市场化发展，提升新型储能利用水平。

（3）有效提升电网互济能力

积极推进输电通道规划建设，提高清洁能源外送能力。2022年白鹤滩-江苏、白鹤滩-浙江特高压直流通道建成投产，仅次于三峡电站的中

国第二大水电站白鹤滩水电站电力外送通道工程全面建成，为中国长三角地区带来更多绿色电力支撑。四川、甘肃、宁夏回族自治区、新疆维吾尔自治区、陕西等以大型水电、风电和光伏发电为主的清洁能源基地特高压电力外送通道加快推进，重点输电通道配套电网、电源工程建设同步开展，大幅增强跨省跨区可再生能源电力输送能力，提升中东部地区绿色能源消费比重。2022年，西电东送能力提升到3亿千瓦。

电网运行调度持续优化。发挥大电网资源优化配置平台作用，落实跨省区优先发电制度，加大跨区跨省余缺互济力度，切实增强全国整体保供能力。建立健全省区优化调度市场化机制，促进供需总体平衡。2022年全国跨区送电完成6963亿千瓦时，同比增长4.9%；全国各省送出电量合计1.62万亿千瓦时，同比增长2.9%。优化电网调度，多发水电减少电煤消耗，保持核电安全满发，促进风电、太阳能发电多发满发、能用尽用。

（4）完善电力安全保供体制机制

加快推动电力市场建设。2022年，国家出台《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出加快国家、省（区、市）/区域等多层级电力市场，健全中长期交易、现货交易和辅助服务交易有机衔接的市场体系。2022年全国累计完成市场交易电量5.25万亿千瓦时，同比增长39.0%，占全社会用电量比重为60.8%，比上年提高15.4个百分点。各类电源上网电价市场化改革稳步推进，2021年以来陆续出台《关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》《关于建立煤电容量电价机制的通知》等，完善主要由市场决定电价的机制。

完善电力需求侧管理。健全分时电价、峰谷电价，充分挖掘需求侧潜力，鼓励通过市场化需求响应引导用户错峰避峰用电，控制不合理用电需求，减小尖峰电力缺口。进一步优化有序用电管理，加强可中断负荷资源建设，坚决守住确保民生用电底线。

地方层面

2022年，各地政府担起电力保供主体责任，加强地区电力供需监测预测和风险预判，做好应对预案，保障全年电力供应安全稳定，并在电力需求侧管理、现货市场、容量电价等方面取得较大进展。

电力市场建设加快推进。区域市场方面，2022年7月，南方区域电力市场启动试运行，覆盖广东、广西、云南、贵州、海南五省区，推动全国统一电力市场体系加速构建。现货市场方面，2022年6月底，第一批8个试点地区（南方（以广东起步）、蒙西、浙江、山西、山东、福建、四川、甘肃）已启动长周期结算试运行，2022年7月底前第二批6个试点地区（上海、江苏、安徽、辽宁、河南、湖北）已启动模拟试运行。

电力需求侧管理持续规范。2022年，安徽、贵州、河北、广东、重庆、福建、宁夏回族自治区等多个省区陆续出台电力需求响应管理办法、实施方案或实施细则，对需求响应的参与主体、补偿标准和分摊机制进一步明确。同时，各省市根据本地电力供需形势和用电特性，制定完善2022年需求响应和有序用电方案，进一步提升电力需求侧响应能力，推动有序用电精细化管理。

容量电价政策陆续出台。2022年12月，云南省发展改革委发布《云南省燃煤发电市场化改革实施方案（试行）》，建立全国首个燃煤发电调节容量市场，燃煤发电调节容量价格由买卖双方 220 元/千瓦·年上下浮动 30% 区间范围内自主协商形成。2022年以来，山东、四川、重庆等省市陆续出台了气电的容量电价机制，引导气电产业健康发展，更好发挥调峰作用。2023年11月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》，将煤电单一制“电量”电价调整为“容量、电量”两部制电价，推动煤电向基础保障性和系统调节性电源并重转变，从而更好地支撑风电、光伏等清洁低碳能源大规模发展需要。

企业层面

2022年，面对电力保供复杂形势，各大发电集团、电网企业切实履行保供主体责任，确保全年电力安全可靠供应。

煤炭和电力企业联营步伐加快。为了加快调整能源结构，提高能源安全保障水平，促进煤炭、电力行业协同发展，煤炭与煤电联营、煤电与可再生能源联营成为能源企业重要经营模式之一。2022年，中煤集团与国家电投煤电项目实施专业化整合，通过市场化方式开展，涉及的煤电装机容量超过1000万千瓦，能源企业通过股权合作、整体开发实现体制性稳定性保供，对于推动煤炭与新能源优化组合、提高可再生能源利用水平等具有重要意义。

电网企业加大跨区域余缺互济力度。2021年9月底以来，国家电网、南方电网两家企业发挥大电网平台优势，进一步加强资源统筹，深挖跨区域跨省通道潜力，统筹做好余缺互济，积极开展中长期、现货交易，最大限度保障电力电量平衡。累计组织跨区跨省支援3000余次、电量近500亿千瓦时，最大限度控制了有序用电规模。特别是针对2022年夏季川渝地区超常规电力紧缺情况，创造性实施德宝直流调度、江城直流首次反送川渝等措施，守住了电网安全的生命线和民生用电的底线。

第八章：中国碳定价的现状和展望



8 中国碳定价的现状和展望

8.1 主要结论

- 中国已建立由全国碳市场、区域碳市场、温室气体自愿减排交易市场组成的多层次碳市场体系，碳市场将在中国碳减排政策中逐步发挥核心作用。目前，全国碳市场仅覆盖电力一个行业，排放量约占全国的40%-45%。截至2022年底，中国碳市场累计交易量2.3亿吨，交易额104.7亿元，平均价格45.5元。碳市场促进绿色低碳转型的效果初步体现，2020年电力行业单位火电发电量碳排放强度较2018年下降1.07%，并为经济社会低碳转型提供碳价引导信号。下一步，中国碳市场将以数据质量为重点强化基础能力建设和制度建设，适时扩大市场范围，持续优化配额分配方法，逐步丰富碳市场交易模式和参与方式，以使碳市场在碳达峰碳中和中发挥更为重要的作用。
- 中国历来注重综合施策实现碳减排，已形成了较完善的隐性碳定价政策体系。目前，中国隐性碳定价政策覆盖能源、工业、城乡、交通、农林业等，政策工具包括财政补贴、税收减免、节能标准、目标责任考核等多种类型。下一步，中国将持续提升隐性碳定价工具的执行效能，以促进技术创新等为主攻点，不断针对形势变化调整政策的适用范围，并在恰当时机退出以降低公共资金的支出负担。此外，中国还在不断完善电力价格到碳价的传导机制，促进电力市场、碳市场融合发展。
- 近年来全球碳定价正在呈现新特征，气候公约下跨境碳排放交易规则有所突破，欧美国家研究启动碳边境调节机制，一些国际多边机构积极推动开展全球碳定价合作。全球碳定价的新趋势新特征对中国的影响挑战与机遇并存。

8.2 国际碳定价发展现状

近年来，国际碳定价加快发展，碳定价工具类型不断丰富，覆盖范围不断扩大，碳价稳步提升。受新冠疫情、欧洲能源危机等因素影响，碳价波动幅度加大，对经济运行带来一定挑战。

碳定价工具类型不断丰富。碳定价具有不同形式，可以有不同分类方式，并且不同方式之间可能有交叉。按照外部成本内部化的不同方式，可以分为碳税、碳市场、碳信用；按照是否实际支出碳排放成本，可以分为外部碳定价和企业内部碳定价；按照政策的综合效果，可以分为显性碳价和隐性碳价。此外一些发达国家（地区）、国际组织还提出碳边境调节机制、碳价下限（即碳地板价）、碳定价包容性框架等“跨国碳定价”。

表 8-1 碳定价工具类型

分类方法	工具名称	定义或来源
按外部成本内部化的方式	碳税	通过对温室气体排放或含碳化石燃料设定明确税率来直接对碳排放进行定价，排放主体依据核定排放量交税。
	碳市场	指排放主体进行排放配额交易以调剂余缺、降低总排放成本的机制。排放主体可以依据成本自主选择在内部实施减排措施，或在碳市场上购买排放指标以实现减排目标。
	碳信用	指企业、公民、活动自发采取减排行动，通过相应的方法学和流程将其转化为碳减排量的过程。碳信用可用于碳市场纳管企业完成其控排目标，也可助力企业、团体、个人实现自愿减排。
按是否实际支出碳成本	企业内部碳定价	指将碳定价机制引入企业内部，将碳排放的社会成本内部化的一种做法，是企业自主积极实施的一种主动管理行为。属于一种新型的财务类减排措施。
	外部碳定价	指由政策、市场等外部因素对碳排放定价

分类方法	工具名称	定义或来源
		的做法。外部碳定价包括除企业内部碳定价的其他全部碳定价方式。
按政策效果	显性碳定价	指直接用于降低排放量的碳定价机制。显性碳定价主要指碳税、碳市场。
	隐性碳定价	指除碳市场、碳税等显性碳定价政策以外的，由气候变化减缓政策而产生的单位减排成本。一般包括具有协同碳减排效果的其他相关机制，如对化石能源征税，对清洁能源和节能提效进行补贴或减免税等。
跨国碳定价	碳边境调节机制	指国家或地区对高碳产品进口征收的碳排放特别“关税”
	碳地板价	国际货币基金组织（IMF）提出主要排放各国应设定“国际碳地板价”，全球应通过碳税下限等方式，实现2030年碳排放目标的大幅下降。
	碳定价包容性框架	经济合作与发展组织（OECD）提议建立“OECD/G20显性和隐性碳定价包容性框架”，旨在评估各方利用显性碳定价和隐性碳定价机制落实减排情况，加强各国减缓气候变化政策协调，管控政策溢出效应。

碳定价覆盖范围不断扩大。全球范围内关注碳定价机制的国家日益增多，许多发展中国家开始研究制定和实施适合本国实际的碳定价政策。例如，土耳其确定了电力和工业部门碳排放交易体系试点的法律和制度框架草案。泰国计划在东部经济走廊进行碳排放交易体系试点。越南2020年11月通过了修订后的《环境保护法》，开始组织建立碳市场。截至2022年，全球共有68个国家（地区）实施碳市场、碳税等碳定价机制，覆盖全球32%的温室气体排放量。

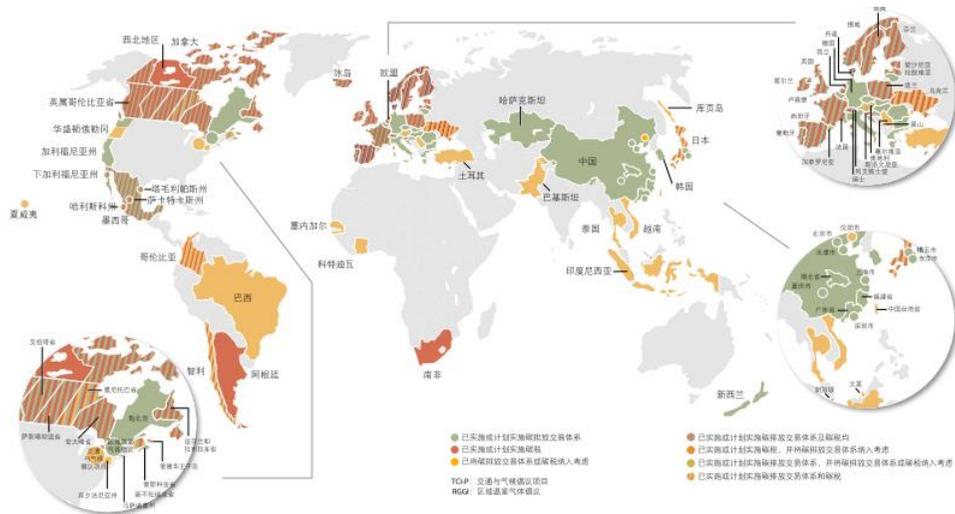


图 8-1 全球碳税和碳市场的覆盖地区

资料来源：世界银行全球碳定价 2022 年度报告

碳价攀升和价格震荡对经济运行带来挑战。欧盟计划将碳排放交易体系扩展到海运，并评估将碳定价扩展到运输和建筑部门的可能性。同时，针对欧盟碳排放交易没有覆盖的领域，许多欧盟成员国计划出台各自国家的碳定价政策。例如，德国启动实施国家燃料碳排放交易体系，主要涵盖所有不受欧盟碳排放交易体系监管的燃料排放，约占全国温室气体排放量的40%。卢森堡开始实施碳税制度，主要涵盖运输、航运和建筑的碳排放。同时，欧盟通过提高配额拍卖比例、建立市场稳定储备机制等，碳价水平呈上涨趋势。特别是2022年天然气供应紧张、配额惜售等因素叠加影响，8月中旬欧盟碳排放期货价格一度接近100欧元/吨，相比之下，2005-2020年欧盟碳排放期货价格波动范围仅为3-30欧元/吨。

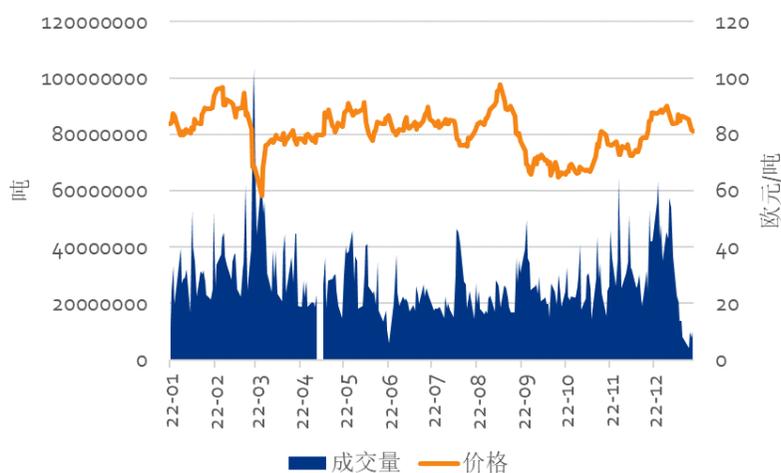


图 8-2 2022 年欧盟碳市场价格多次发生大幅震荡

资料来源：WIND 数据库

8.3 逐步发挥碳市场在碳减排中的核心作用

中国已初步建立了多层次碳市场

2011年10月，中国在北京、天津、上海、重庆、广东、湖北、深圳7个省、市启动碳排放权交易试点工作。2013年以来7个试点碳市场陆续开始上线交易，覆盖了电力、钢铁、水泥20多个行业近3000家重点排放单位。在碳市场试点工作的基础上，2021年7月16日全国碳市场正式启动运行，全国碳市场仅覆盖发电一个行业，排放量约占全国的40%-45%。此外，为调动全社会自觉参与碳减排活动的积极性，2012年中国建立温室气体自愿减排交易市场。截至2021年9月30日，自愿减排交易累计成交量超过3.3亿吨二氧化碳当量，成交额逾29.5亿元。



图 8-3 中国碳市场的建设历程

资料来源：自绘

全国碳市场启动以来，价格总体处于40-60元/吨之间。截至2022年底，中国碳市场累计交易量2.3亿吨，交易额104.7亿元，平均价格45.5元。中国碳市场的配额交易呈现明显的履约驱动特征，2021年11-12月和2022年11-12月累计交易量占总交易量的83%。

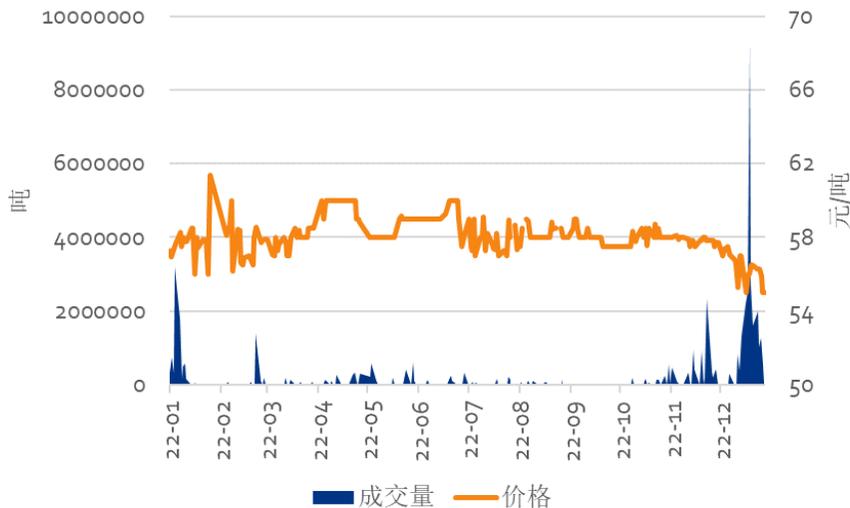


图 8-4 全国碳市场价格走势

资料来源：WIND 数据库

区域碳市场稳定发展。2022年，北京碳市场价格在8个区域碳市场中最高，曾达到149元/吨。广东碳市场价格稳定在80元/吨上下，福建、天津碳市场价格在30元/吨附近，其余4个碳市场价格处于40-60元/吨之间。

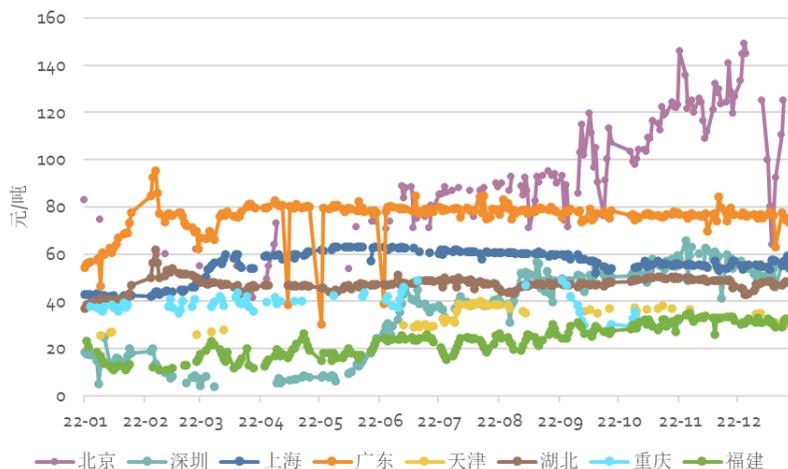


图 8-5 2022 年区域碳市场的价格走势

资料来源：WIND 数据库

设计符合国情实际的碳市场

中国已经形成以法律制度体系为统领，由三大核心制度、三大运行支撑系统和多层级联合监管体系组成的碳市场制度框架。其中三大核心制度包括碳排放数据核算报告与核查制度、碳排放配额分配与清缴制度、碳排放交易与监管制度，运行支撑系统包括数据报送系统、注册登记系统、交易系统。

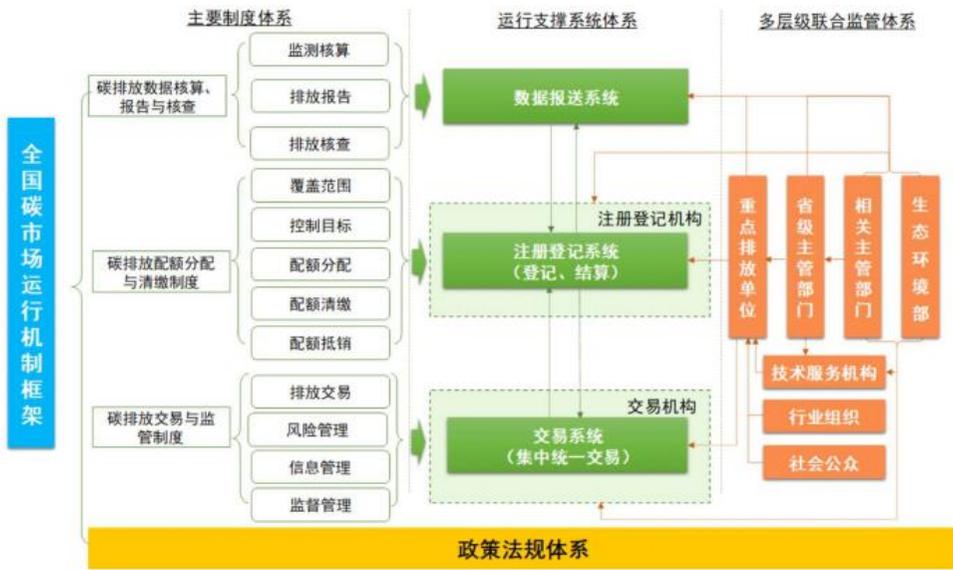


图 8-6 中国碳市场制度框架

资料来源：全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告

据生态环境部发布的《碳排放权交易管理办法（试行）》，纳入全国性碳排放交易主体的企业须满足以下条件：属于全国碳排放权交易市场覆盖行业的、年度温室气体排放量达到2.6万吨二氧化碳当量的“温室气体重点排放单位”，全国碳市场以发电行业（2225家企业）为起步，2020年配额总量约为45亿吨，约占全国碳排放总量的40%。

根据《2021-2022年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案（发电行业）》，配额总量采用“自下而上”加和方式：将核定后的本行政区域内各重点排放单位配额数量进行加总，形成省级行政区域配额总量，再将各省级行政区域配额总量加总，最终确定全国配额总量。

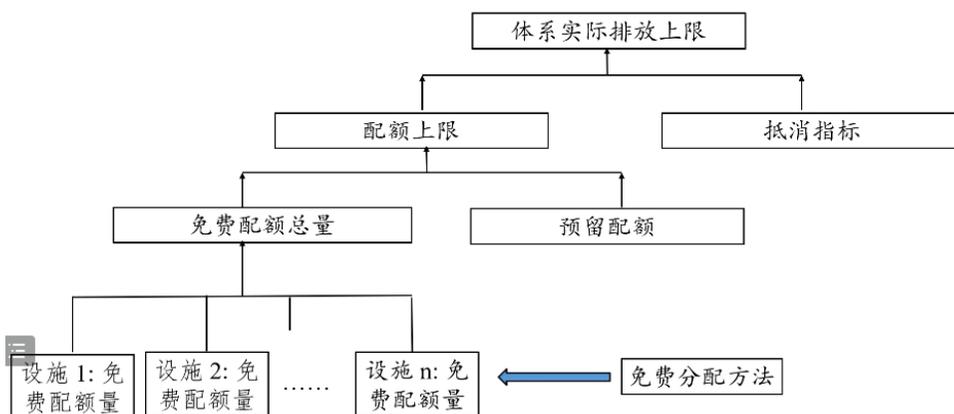


图 8-7 中国碳市场的总量设定方法示意图

中国碳市场目前采取的配额分配方式是以强度控制为基本思路的行业基准法，实行全部免费分配。这个方法基于实际产出量，对标行业先进碳排放水平，配额免费分配而且与实际产出量挂钩，既体现了奖励先进、惩戒落后的原则，也兼顾了当前中国将二氧化碳排放强度列为约束性指标的考核制度安排。按照上述原则，中国将发电机组分为300MW等级以上常规燃煤机组、300MW等级及以下常规燃煤机组、燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组（含燃煤循环流化床机组）和燃气机组等4类，并分别设定了供电基准线和供热基准线。

表 8-2 发电行业碳排放配额分配方法（2021-2022 年度）

机组类别	机组范围	供电基准值 (tCO ₂ /MWh)	供热基准值 (tCO ₂ /MWh)
I	300MW 等级以上常规燃煤机组	0.877	0.126
II	300MW 等级及以下常规燃煤机组	0.979	0.126
III	燃煤矸石、水煤浆等非常规燃煤机组（含燃煤循环流化床机组）	1.146	0.126
IV	燃气机组	0.392	0.059
暂未纳入	生物质发电机组、掺烧发电机组、特殊燃料发电机组、使用自产资源发电机组、其他特殊发电机组		

区域碳市场为全国碳市场设计运行提供宝贵经验。中国碳排放尚未达峰，各地区、各行业的碳排放特征均存在明显差异，并且相关管理体制也与欧美国家存在明显差别。区域碳市场努力结合国情、省情特色，边学边做，积极探索符合实际的碳市场制度安排。区域碳市场结合各自的发展阶段、产业结构和碳控排目标，将本地的特色行业纳入了碳市场，如北京市将大量的宾馆、酒店、校园、机关等服务业企事业单位纳入碳市场，上海市将钢铁、石化、航空、港口等企业纳入碳市场，湖北省还将陶瓷、制药等行业纳入碳市场。又如区域碳市场在配额分配时探索了历史强度法、先进值法、拍卖法等多种方法，这也为全国碳市场纳入相关行业和设计配额分配方法提供了经验借鉴。此外，广东省碳市场试点早在2015年就提出了碳普惠机制，允许社会公众以认购碳汇或捐资造林的形式积极履行社会责任，实现山区贫困人群与社会大众的扶贫公益对接，2019年碳普惠交易为广东省定贫困村、民族地区、老区苏区创收1102.13万元。碳普惠机制不仅为其他碳市场试点地区所迅速吸纳，而且早已走出国门，成为碳市场助力全球脱贫减贫的优秀案例。

表 8-3 区域碳市场的覆盖范围

省市	纳入行业	纳入标准（无特殊说明的为年碳排放量）
深圳	能源生产、加工转换行业和工业（制造）等 26 个行业和建筑	工业：3000 吨 CO ₂ 公共建筑：2 万平方米 机关建筑：1 万平方米
上海	工业、电网、供热、航空港口及水运、自来水生产、商场、宾馆、商务办公、机场	工业：2 万吨 CO ₂ 非工业：1 万吨 CO ₂
北京	热力生产和供应、石化生产、水泥制造、交通运输、其他工业、服务业	5000 吨 CO ₂
广东	水泥、钢铁、石化、造纸和民航	2 万吨 CO ₂
天津	钢铁、化工、石化、油气开采、建材、造纸、航空、热力	2 万吨 CO ₂
湖北	热力、钢铁、水泥、化工等 16 个行业	能耗 1 万吨标准煤
重庆	冶金、化工、建材等多个行业	2 万吨 CO ₂
福建	钢铁、化工、石化、有色、民航、建材、造纸、陶瓷	能耗 1 万吨标准煤

注：各区域碳市场启动之初均将电力行业纳入，全国碳市场启动后，电力行业逐步退出区域碳市场。资料来源：根据各区域碳市场配额分配方案整理

中国碳市场运行成效逐渐体现

碳市场促进绿色低碳转型的效果初步体现。根据生态环境部发布的《全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告》，2020年电力行业单位火电发电量碳排放强度较2018年下降1.07%。全国碳市场为风电、光伏等189个自愿减排项目的业主或相关市场主体带来收益约9.8亿元。同时，碳市场试点省市连续多年均完成了单位GDP二氧化碳排放下降的年度目标，且与非试点区域相比，其单位GDP二氧化碳排放下降率普遍较高。以北京为例，“十三五”期间北京市碳强度下降幅度超过23%，超额完成碳强度下降20.5%这一规划目标。

碳市场的综合效益正在不断凸显。全国碳市场为中国经济社会低碳转型提供碳价引导信号，激发了火电企业、风电光伏企业、金融机构乃至社会大众的浓厚兴趣。据北京绿色交易所统计，全国碳市场上线以来碳咨询、碳培训等相关业务量同比上升10倍以上。碳市场已经成为中国向全世界展示应对气候变化新努力新贡献的窗口，世界银行在其年度报告的显要位置对中国碳市场进行专题介绍，欧盟、美国等发达国家和东南亚等地区的发展中国家纷纷加强与中国建设碳市场的相关交流。此外，碳市场对于加强基础能力、培育低碳意识也有重要的贡献，据统计碳市场试点覆盖地区90%的纳管企业均建立了碳资产管理等职能部门或业务，明显高于其他地区。

中国碳市场发展展望

尽管中国全国碳市场已经顺利运行，但是一年多的实践表明，中国碳市场仍处于起步阶段。与国外成熟的碳市场相比，特别是与二十大提出的积极稳妥推进碳达峰碳中和的要求相比，碳市场还有很长的发展之路。近期应抓好以下重点工作：

- 第一，以数据质量为重点强化基础能力建设和制度建设。碳排放数据基础薄弱仍是碳市场面临的突出问题之一。下一步，需针对中国煤炭总量大、来源复杂、统计核算难度大的特点，有针对性的出台碳排放统计核算标准。同时加强碳市场监管制度建设，充分利用大数据等先进技术，通过“双随机、一公开”

等模式加强监管。三是加强信息披露，既包括碳市场政策、分配方法和市场运行数据的信息披露，也包括企业主要排放数据、履约情况的披露。四是加快出台《碳排放权交易管理暂行条例》，努力提升法律层级。

- 第二，将制度设计与碳达峰碳中和深度融合。在做好综合影响评估基础上，妥善处理钢铁、有色、建材等行业纳入碳市场问题。已有研究表明，目前中国电解铝、钢铁、玻璃行业的各种技术在各省分布比较均衡，但是这些行业在不同地区的集聚程度不同、对区域经济的贡献不同。当前经济仍面临较大的下行压力，因此应对上述行业纳入碳市场的时机进行综合评估。在配额分配方法上，应积极吸收各区域碳市场的经验，并结合行业分布差异巨大的国情实际设定相应的分配方法。同时需设计公平转型政策，避免高碳资产聚集的地区受到更大的冲击。
- 第三，逐步丰富碳市场交易模式和参与方式。目前全国碳市场仅允许控排企业参与，这也是市场活跃度不足的原因之一。应适时扩大市场参与范围，允许金融机构乃至个人参与碳市场。事实上，欧盟碳市场中金融机构、个人的持仓比例占 23%，对活跃市场有重要作用。由于二氧化碳天生的金融属性，应深入研究论证碳期货、碳期权等碳金融问题，但也需防范资本过度炒作。

8.4 发展有中国特色的隐性碳定价政策

中国形成了较完善的隐性碳定价政策体系

中国历来注重综合施策实现碳减排。减排目标方面，早在“十一五”就设定了单位GDP能源消耗下降约束性目标，“十二五”又设定了单位GDP碳排放下降约束性目标，随着碳达峰碳中和目标的提出，中国正在加快实现由能耗总量和强度“双控”转向碳排放总量和强度“双控”。减排领域方面，中国碳减排覆盖了能源、工业、城乡、交通、农林业等全经济领域，“十四五”期间还提出对甲烷排放进行控制。减排路径方面，在发展规划、结构调整、技术进步、循环利用等多个方面综合施策。

减排政策则涵盖了法规标准、行政管控、财税手段、碳市场、统计监测、宣传引导等方式。

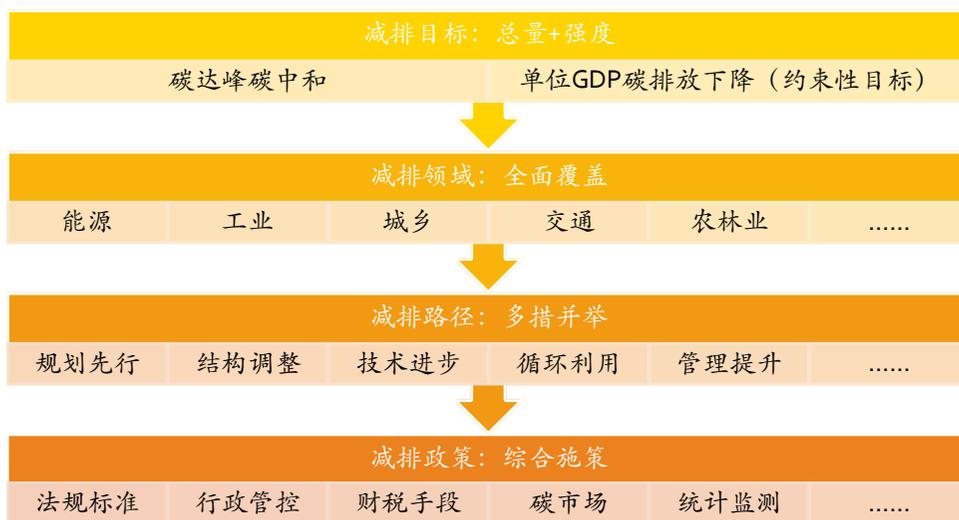


图 8-8 中国碳减排政策框架

其中，隐性碳定价在中国碳定价政策中具有重要地位。目前中国的隐性碳定价可以分为正向碳定价和负向碳定价两类。负向碳定价指对碳减排有负向作用（即有助于碳排放增长）的政策，例如化石能源利用的税费减免政策、金融支持政策等。正向碳定价可分为财税金融类、行政法规类、协同增效类等类型，其中财税金融类包括对清洁能源发展和节能提效进行财政补贴，以及对化石能源利用征税等，行政法规类包括节能标准、节能目标责任考核等，协同增效类包括产业结构调整、环境污染治理、循环经济等。后两类政策一方面边界更宽，很多政策出台并未把碳减排作为首要目标，另一方面部分行政法规类政策的资金支出难以量化，目前OECD等组织和部分专家学者正在积极探索将这些政策的减排效果和资金支出进行量化的方法，并提出了综合碳价的概念，即： $\text{综合碳价} = \text{单位减排成本} \times \text{政策的减排量} \div \text{国家总排放量}$ 。

表 8-4 中国碳定价工具分类

大类	细分	
碳市场	强制性碳市场、自愿减排市场	
碳税	碳税（计划中），作为税种或税目	
隐性碳定价	正向碳定价	财税金融类：清洁能源财政补贴、节能提效财政补贴、化石能源税等 行政法规类：节能标准、目标责任考核等 协同增效类：产业结构调整、环境污染治理、循环经济等
	负向碳定价	化石能源税费减免、金融支持、环保标准等

资料来源：课题组整理

隐性碳定价为中国碳减排发挥了重要作用

一直以来隐性碳定价工具在中国占重要地位，Carhart等研究表明（如图 8-9所示），化石燃料税、清洁能源电价补贴是中国综合碳价的主要组成。中国利用隐性碳定价政策支持清洁能源发展和节能提效工作也取得了突出的成就。例如，中国自2008年开始对光伏发电执行上网电价政策，对分布式发电执行财政补贴政策，2011年根据项目投产时间的光伏电价分别达1.15元/千瓦时、1元/千瓦时。高电价政策为光伏行业的早期发展提供了稳定的资金支持，也为光伏行业树立全球竞争力、逐步进入平价时代奠定了有力基础。根据财政部数据显示，2022年可再生能源电价附加补助地方资金仍高达67亿元。从2005年到2020年，在全国碳市场尚未启动的情况下，中国单位生产总值二氧化碳排放下降了48.4%，超额完成了中国向国际社会承诺的到2020年下降40%—45%的目标。事实证明，中国的隐性碳定价为实现上述承诺目标起到了突出的作用。

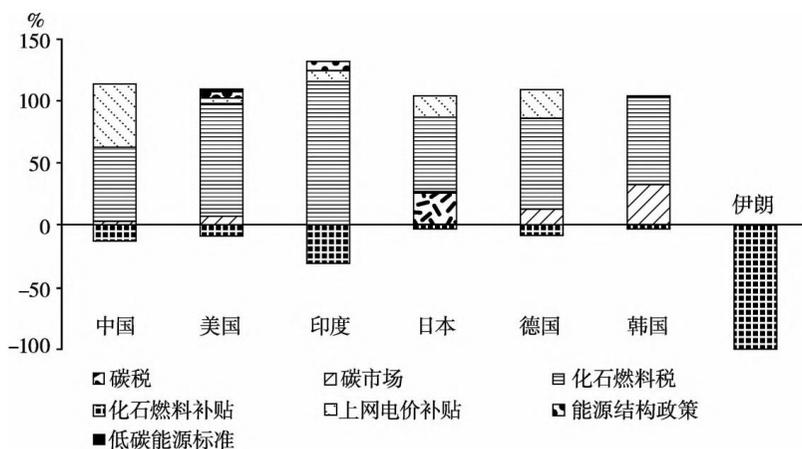


图 8-9 七个主要排放国家隐性碳定价等因素在综合碳价所占比例

资料来源：Carhart M, Litterman B, Munnings C, et al. Measuring Comprehensive Carbon Prices of National Climate Policies [J]. Climate Policy, 2022: 1-10

隐性碳定价发展展望

隐性碳定价工具的存在，大多是出于对先进技术支持和补贴等目的，碳减排等效果只是其附加效益，因此其减排效果往往是不确定的。一些负向碳定价政策虽然增加了碳排放，但是从确保能源安全的角度来看，也是必要的。因此，各类碳定价工具之间并不是简单的替代关系，他们有着不同的角度和适用范围，在更大范围内是相互包容性的。下一步可以从以下几个方向完善隐性碳定价政策：

一是提升隐性碳定价工具的执行效能。隐性碳定价工具需要以促进技术创新等为主攻点，不断针对形势变化调整政策的适用范围，优化政策执行效率，同时也要注意在恰当时机退出以降低公共资金的支出负担。例如，适时更新重点行业产品的能效标准，对达到标准的行业企业予以奖励，对未达到标准但积极进行改造的企业进行补贴，对改造后仍难以达到标准的企业或不进行改造的企业通过结构调整、环境标准等产业政策、环境政策予以关停等。负向碳定价工具更需要强调精准化，特别是无效、低效的负向碳定价工具应尽快退出。

二是完善电力价格到碳价的传导机制。电价是能源市场改革的核心问题之一，中国正在加快推动电力市场化改革，积极建设电力市场。应以此为契机，丰富碳成本多元化疏导机制，考虑建立相应补偿配套机制，避免碳成本过度推升电价。加强电力市场与上下游市场的有效衔接，打通价格传导的堵点难点，完善一次能源到电能的价格传导，合理疏导新型电力系统下的系统成本。优化电-碳市场的利益分配格局，促进两个市场有效融合，使得火电企业、新能源企业可以通过电力市场、碳市场实现共赢和健康发展。

8.5 积极参与全球碳定价

全球碳定价呈现新特征

全球气候公约下跨境碳排放交易规则有所突破。《巴黎协定》引入了促进碳信用全球交易的可持续发展机制（SDM）。2021年11月，在格拉斯哥举办的联合国气候变化大会（COP26）通过了《巴黎协定》第六条实施细则，加入了构建区域碳市场机制，与国际大市场形成双轨制，并要求建立可持续发展机制（SDM），由缔约方联合建立一个全新的、以联合国为中心的全球碳市场体系。尽管目前跨境碳市场难度仍然较大，但随着全球净零排放目标下的碳核算、互认制度逐步完善，各区域碳定价的传导将逐步加强。2022年11月，在埃及沙姆沙伊赫举办的联合国气候变化大会（COP27）上，缔约方进一步完善了碳信用额度交易方法，促进允许各国交易碳信用（基于双边交易）或一个国家允许其他国家或公司使用信用。SDM建立了一项用于登记和批准产生碳信用的计划，但尚未投入使用。COP27也为SDM的规则和程序提供了进一步指导。然而，目前跨境碳交易机制仍然存在大量技术细节分歧，如各国碳信用登记方法、审查方、碳消除认定、整合现有市场交易碳信用额度等，各国可能还需要几年时间才能大规模地用基于减排项目的信用额度来抵消排放。

欧美国家研究启动“碳关税”，未来或将制度化、常态化、全面化。2019年以来，欧盟在立法、外交等多个途径加速力推碳边境调节机制（CBAM）立法进程。其后经历数轮激烈博弈，2022年12月13日，欧盟

理事会与欧洲议会通过了碳边境调节机制监管方案的最终版。根据该方案，欧盟CBAM监管方案将于2023年10月1日启动，首先进行为期三年的过渡期，此后于2026年正式生效，2034年全面实施。根据CBAM法案的修正案文本，CBAM拟从水泥、铝、化肥、电力、钢铁等行业启征，征收范围含直接排放和间接排放。美国正在酝酿提出碳关税。拜登政府上任后即提出本届政府对温室气体社会成本的评估提升至51美元/吨碳，比特朗普政府高出7倍，未来碳的长期社会成本可能高达125美元/吨碳。2021年6月，拜登政府表态考虑将巴黎协定与新的北美自由贸易协定挂钩，并可能对未履行巴黎协定承诺目标的国家征收碳关税。此外，英国、法国、加拿大等国也在推动“碳关税”。

一些国际多边机构积极推动开展全球碳定价合作。2021年，IMF提出，主要排放各国应当设定“国际碳地板价（ICPF）”，如果加拿大、中国、欧盟、印度、英国、美国六个国家设定锚定最低碳价，以75美元、50美元和25美元吨碳的三层价格下限，就可实现2030年全球排放量较基线水平减少23%。OECD提出了碳定价包容性框架。IEA提出了碳定价对全球能源净零排放路径的重要性。G20、APEC、G7、UN-SDG等均已提出取消低效化石能源补贴（负碳价）的承诺或目标。

积极参与全球碳定价

总体来看，全球碳定价的新趋势新特征对中国的影响挑战与机遇并存，一方面有助于中国高质量的新能源与减排项目参与国际市场，另一方面最大的碳排放规模也意味着更高的碳价成本负担。

面对新形势，应在联合国框架下推动全球绿色低碳发展，反对单边主义，共享发展实惠。利用联合国气候变化框架公约下谈判与WTO等相关机制，深度参与全球气候贸易治理的相关谈判，与世界银行、经合组织国家等交流合作，深入研究跨国碳定价基础制度的合规性、计算方法、数据透明性和立法基础等，合理确定出口国、进口国减排责任，合作塑造公平合理的全球碳定价体系。

强化出口行业节能降碳约束，长期看与中国贸易转型升级方向一致，且有利于提升中国在全球产业分工中的地位和绿色竞争力。要有效利用

外部碳定价的倒逼压力，调整优化进出口结构，减少低附加值、高碳排放产品出口，推动重点行业向低碳、高附加值方向转型升级。以国际能效领先水平为标杆，推动重点行业节能升级改造，鼓励利用绿电、绿氢等实现深度降碳。建立健全绿色低碳循环发展经济体系，推行绿色设计、绿色制造，构建绿色供应链，降低产品全生命周期的碳足迹。

第九章：控制甲烷排放



9 控制甲烷排放

9.1 主要结论

- 甲烷（ CH_4 ）是仅次于二氧化碳（ CO_2 ）的第二大温室气体，由于人类活动的影响，自前工业化时代以来，大气中的甲烷含量增加了近两倍。目前全球每年的甲烷排放量约为 5.8 亿吨，农业部门是最大的人为排放源，其次是能源部门；煤炭、石油、天然气三种化石能源的甲烷排放量基本相当。
- 本章分几部分讨论了甲烷排放问题。9.2 介绍甲烷作为温室气体的特点；9.3 阐述全球甲烷排放情况；9.4 介绍中国甲烷排放情况；9.5 介绍中国已采取的甲烷控排政策措施及下一步行动计划；9.6 介绍欧美甲烷控排进展；9.7 介绍全球甲烷承诺。

9.2 甲烷作为温室气体的特点

甲烷和二氧化碳都是重要的温室气体。甲烷的辐射效率很高（辐射强迫衡量），但排放量相对较少，并且能够快速从大气中清除。而二氧化碳的辐射效率相对较弱，但排放量巨大，并能在大气中留存数百年。

表 9-1 甲烷和二氧化碳比较

	人为源甲烷	化石源二氧化碳
全球排放量（十亿吨/年）	0.356* ⁹	34.5** ¹⁰
辐射效率（瓦特/平方米/十亿吨）	0.211 ¹¹	0.00175 ¹²
在大气中的留存时间	数十年	数百年至数千年
全球变暖潜能值 - 20 年	81.2 ¹³	1

注：*356 Tg(CH₄)/y = 每年 0.356 亿吨 CH₄；** 9.4 Pg(C)/y = 每年 345 亿吨 CO₂。

甲烷和二氧化碳在大气中的表现非常不同。甲烷是一种非常活跃分子，很容易被氧化成二氧化碳和其他化合物。相比之下，二氧化碳的活性较低，它主要通过溶解在海水中从大气中去除，而这是一个缓慢的过程（二氧化碳也会在陆地植被中循环）。因此，二氧化碳在排放后可以在大气中留存几百年甚至几千年。虽然二氧化碳作为一种温室气体的强度相对较低，但其漫长的寿命使其成为一种危险的气候变化因素。

⁹ 政府间气候变化专门委员会. 2021 年气候变化：物理科学基础，政府间气候变化专门委员会第六次评估报告第一工作组报告[R/OL]. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021-08-09. 表 5.2 - 356 Tg(CH₄)/y = 每年 0.356 亿吨 CH₄

<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
¹⁰ 政府间气候变化专门委员会. 2021 年气候变化：物理科学基础，政府间气候变化专门委员会第六次评估报告第一工作组报告[R/OL]. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021-08-09. 表 5.1 -- 9.4 Pg(C)/y = 每年 345 亿吨 CO₂

<https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
¹¹ Roy, M., Edwards, M.R., Trancik, J.E. 旨在为能源技术评估提供信息的甲烷缓解时间表[J/OL]. 环境研究通讯, 2015, (10) 114024. https://iopscience.iop.org/1748-9326/10/11/114024/media/er114024_suppdata.pdf.

¹² Roy, M., Edwards, M.R., Trancik, J.E. 旨在为能源技术评估提供信息的甲烷缓解时间表[J/OL]. 环境研究通讯, 2015, (10) 114024. https://iopscience.iop.org/1748-9326/10/11/114024/media/er114024_suppdata.pdf.

¹³ 政府间气候变化专门委员会. 2021 年气候变化：物理科学基础，政府间气候变化专门委员会第六次评估报告第一工作组报告[R/OL]. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021-08-09. 表 7.SM.7. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>; R.L. Kleinberg. 全球变暖潜能值曲解了全球变暖的物理学，因而对政策制定者形成误导[Z/OL]. EarthArXiv 工作文件. <https://eartharxiv.org/repository/view/1686/>; <https://doi.org/10.31223/X5P88D>, 2020-10-25.

图 9-1显示了这两种气体在大气中的存在时间。

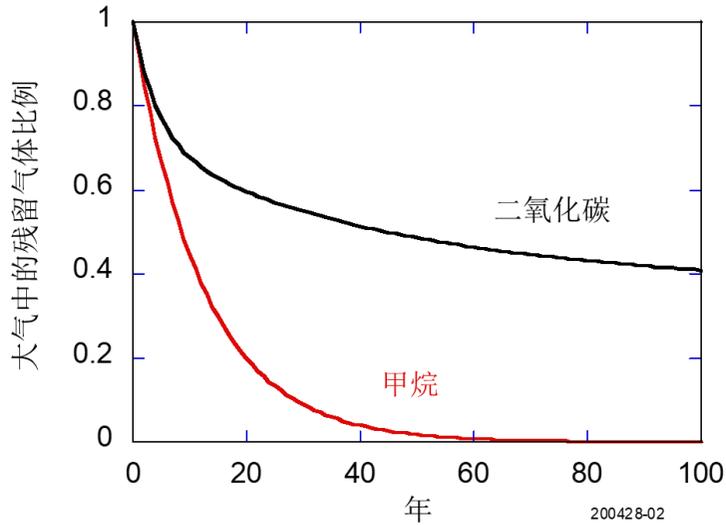


图 9-1 二氧化碳和甲烷释放后在大气中的衰减

图片来源：Robert L Preprint 等，EarthArXiv

大气层中增加一吨甲烷的直接变暖效应显著高于增加一吨二氧化碳的效应（见表 9-1 中的辐射效率）。由于甲烷在大气中的停留时间很短，如果其排放率降低，地球的升温将相对快速地减缓。

实际上，在未来30年内，减少甲烷排放比减少二氧化碳排放更能有效地延缓温度升高。减少甲烷和二氧化碳的排放对于应对气候变化的长期挑战至关重要，但在短期内，减少甲烷的排放更具有优势，如图 9-2 所示。

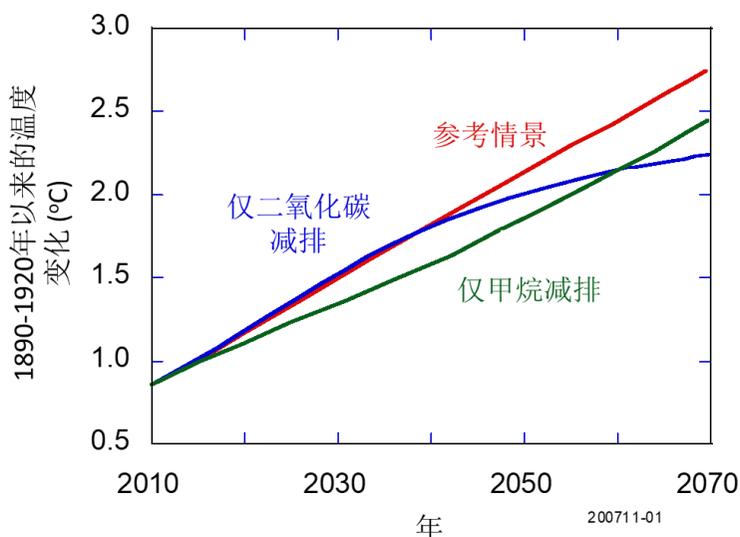


图 9-2 全球平均温度对二氧化碳减排的反应缓慢，但对甲烷减排的反应相对较快，根据 Shindell 重新绘制

图片来源：Drew Shindell 等，科学杂志

全球变暖潜能值（GWP）是一种试图用一个统一的标准来比较不同温室气体气候效应的指标。一种气体的全球变暖潜能值与所选取的时间尺度有关，因为不同的气体在大气中停留的时间不同。例如，20年的GWP值是81.2、100年的GWP值是27。

甲烷和其他挥发性有机化合物会促进雾霾的形成。甲烷和其他挥发性有机化合物在阳光下与氮氧化物（NO_x）反应，可形成地面臭氧和雾霾，这可能对人类健康以及农作物和其他植物造成严重损害。甲烷排放在雾霾形成过程中所起到作用大小取决于各地的具体情况。

9.3 全球甲烷排放

甲烷在大气中的浓度因地理位置而异。南极洲最低，这里没有暴露的甲烷源，浓度约为1650ppbv（十亿分比浓度）。中东、南亚和东亚的浓度最高，接近1950ppbv（如图 9-3所示）。

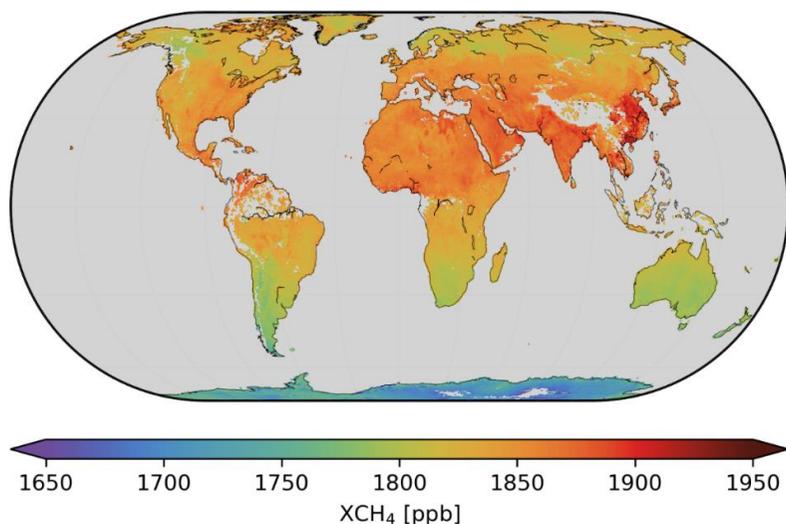


图 9-3 欧洲哨兵 5P 卫星 (Sentinel-5P) 搭载的对流层观测仪 (TROPOMI) 以 7km x 7km 的分辨率绘制的大气甲烷浓度 (十亿分比浓度)

图片来源: 全球碳预算 2020

甲烷排放包括自然源和人为源的排放两部分, 其中自然源主要指湿地等自然界的排放源, 而人为源主要指农业 (畜禽养殖、水稻种植等) 和能源 (煤炭、石油、天然气、生物质能源开发利用等) 等人为活动的排放源。

由于缺乏可比口径的统计数据, 全球甲烷排放总量的估算存在较大不确定性。根据国际能源署最近发表的研究报告《2023年全球甲烷追踪》, 目前全球每年的甲烷排放量约为5.8亿吨, 其中自然源排放约占40%, 人为源排放约占60%, 如图9-4所示。人为源排放中, 最大排放源是农业, 约占排放量的四分之一; 其次是能源部门, 包括煤炭、石油、天然气和生物质能开发利用产生的排放。从全球甲烷排放情况看, 煤炭、石油、天然气三种化石能源的排放量基本相当。

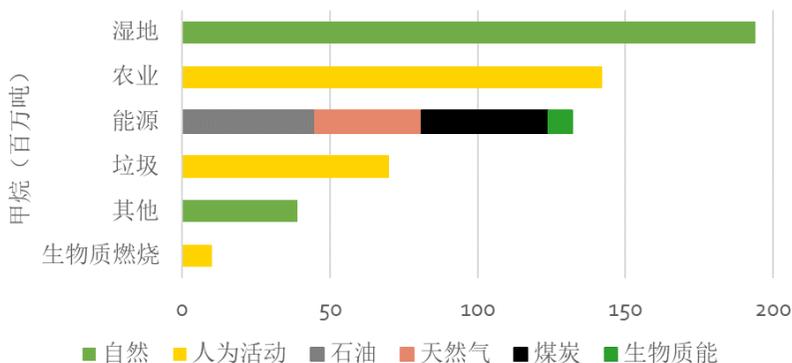


图 9-4 全球甲烷排放

数据来源：Saunois 等. 全球甲烷预算 2000-2017

9.4 中国甲烷排放

中国甲烷排放量估算的权威数据来源是中国政府定期向联合国气候变化公约提交的气候变化国家信息通报、气候变化两年更新报，其中的国家温室气体清单包含甲烷排放数据。根据《中华人民共和国气候变化第二次两年更新报》，2014 年中国甲烷排放 5529.2 万吨，其中能源活动排放 2475.7 万吨，占 44.8%；农业活动排放 2224.5 万吨，占 40.2%；废弃物处理排放 656.4 万吨，占 11.9%；其他排放占 3.1%。据悉，中国已编制完成并即将提交第四次气候变化国家信息通报和第三次两年更新报，其中包含最近年份的甲烷排放估算结果。

9.5 中国控制甲烷排放的政策措施与行动

已采取的政策措施与行动

中国政府一直非常重视甲烷等非二氧化碳温室气体的排放控制，先后发布实施了一系列政策措施，取得了显著成效。

(1) 政策引领给出控制甲烷排放的明确信号

2012 年，国务院发布《“十二五”控制温室气体排放工作方案》，明确提出要加强畜牧业和城市废弃物处理和综合利用，控制甲烷等温室气体排放增长。《“十三五”控制温室气体排放工作方案》进一步明确

要控制农田甲烷排放，开展垃圾填埋场、污水处理厂甲烷收集利用及与常规污染物协同处理工作。

2021年，生态环境部发布《关于统筹和加强应对气候变化与生态环境保护相关工作的指导意见》，提出在重点排放点源层面试点开展石油天然气、煤炭开采等重点行业甲烷排放监测；在区域层面，探索大尺度区域甲烷等非二氧化碳温室气体排放监测。

2022年，国家发展改革委和能源局发布《“十四五”现代能源体系规划》，要求加大油气田甲烷采收利用力度，推进化石能源减排。

(2) 协同安全生产与应对气候变化管控煤矿瓦斯排放

中国政府主管部门陆续发布了一系列技术标准，严控煤矿瓦斯排放。

2008年发布《煤层气（煤矿瓦斯）排放标准 GB21522-2008》，明确禁止地面煤层气以及高浓度瓦斯（甲烷体积分数 $\geq 30\%$ ）直接排放。

2011年和2016年分别发布《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十二五”规划》和《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用“十三五”规划》，明确提出要加快煤层气（煤矿瓦斯）开发利用，降低温室气体排放。

2014年发布《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南》，规定了中国境内石油天然气生产企业在油气勘探、开采、处理和储运等各个业务环节中火炬燃烧、工艺放空和逃逸排放，以及回收利用等活动甲烷的核算方法。

2020年，发布《关于进一步加强煤炭资源开发环境影响评价管理的通知》，提出甲烷体积浓度 $\geq 8\%$ 的抽采瓦斯，在确保安全的前提下，应进行综合利用；鼓励对甲烷体积浓度在2%-8%的抽采瓦斯以及乏风瓦斯，探索开展综合利用。

(3) 油气企业多措并举控制甲烷排放

2018年，中石化启动“绿色企业行动计划”，在甲烷回收与减排方面要求油气企业加强油田伴生气、试油试气、原油集输系统的甲烷回收利用。

2018-2022年，北京燃气集团、新奥能源和香港中华煤气先后加入甲烷减排指导原则（MGP）。

2020年，中石油发布《甲烷排放管控行动方案》，制定甲烷排放管控目标。

2021年，由中石化、中石油、中海油、国家管网、北京燃气、华润燃气、新奥能源6家单位发起成立中国油气企业甲烷控排联盟。

2021年，中国燃气成为联合国环境规划署领导的油气甲烷伙伴关系（Oil and Gas Methane Partnership, OGMP）首家中国成员。

（4）以生态农场为重点管控农业活动甲烷排放

2022年，农业农村部发布《推进生态农场建设的指导意见》，提出要以生态农场为重点对象，探索稻田甲烷、农用地氧化亚氮、动物肠道甲烷、畜禽粪便管理甲烷和氧化亚氮减少排放为重点的低碳补偿政策。

2022年，农业农村部和发展改革委发布《农业农村减排固碳实施方案》，部署在种植业、畜牧业和渔业三个领域降低稻田甲烷排放、降低反刍动物肠道甲烷排放强度、减少畜禽粪污管理的甲烷和氧化亚氮排放等重点任务，将稻田甲烷减排行动列为十大重大行动之一。

（5）利用碳市场手段促进甲烷减排

中国政府在清洁发展机制（CDM）项目管理办法中明确甲烷减排项目为优先鼓励开发的CDM项目类型，在京都议定书第一承诺期内，成功开发了一批甲烷减排CDM项目，涉及煤层气回收发电、垃圾填埋气回收发电、沼气利用等项目类型，截至2011年底，中国政府已批准甲烷减排CDM合作项目230多个，年减排量超过6000万t-CO₂e，在促进国内可持续发展的同时，帮助发达国家项目合作方显著降低了完成京都议定书减排指标的成本。

CDM项目合作国际需求减少后，中国政府继续鼓励甲烷减排项目参与国内自愿减排碳市场，开发了一系列CCER甲烷减排项目方法学，包括《回收煤层气、煤矿瓦斯和通风瓦斯用于发电、动力、供热和/或通过火炬或无焰氧化分解》（CM-003-V02）、《在水稻栽培中通过调整供

水管理实践来实现减少甲烷的排放》（CMS-017-V01）、《垃圾填埋气项目（第一版）》（CM-077-V01、CMS-022-V01）、《家庭/小农场农业活动甲烷回收》（CMS-026-V01）、《动物粪便管理系统甲烷回收》（CMS-021-V01）等。中国已备案的垃圾填埋气回收项目、沼气利用项目、煤层气发电CCER项目甲烷减排量分别为209万tCO₂e、217万tCO₂e和402万tCO₂e。

2023年10月，生态环境部、市场监管总局发布《温室气体自愿减排交易管理办法（试行）》（简称CCER），所覆盖的温室气体中包括甲烷。文件明确，生态环境部负责组织制定并发布CCER项目方法学等技术规范，作为相关领域自愿减排项目审定、实施与减排量核算、核查的依据。

（6）绿色金融支持甲烷减排

2007年，财政部和税务总局发布《关于加快煤层气抽采有关税收政策问题的通知》，规定国家对地面抽采煤层气暂不征收资源税。

2020年，银保监会发布《绿色融资统计制度》，将工业生产过程中对各类无组织排放的甲烷等温室气体的收集以及减排设施建设和运营项目纳入到绿色融资支持范围。

2021年，人民银行发布《绿色贷款统计制度》，将煤层气（煤矿瓦斯）抽采利用设施建设和运营纳入绿色贷款范畴。

2021年，人民银行、国家发展改革委和证监会发布《绿色债券支持目录（2021年版）》，将甲烷泄漏检测与修复装置配备、低浓度瓦斯的开发或回收综合利用、餐厨和农林废弃物产生沼气等产品的废弃物资源化无害化利用装备制造及贸易活动、畜禽粪污生产沼气设施等设施的建设和运营等减少甲烷排放的活动纳入绿色债券支持范围。

2022年，生态环境部发布《气候投融资试点地方气候投融资项目入库参考标准》，将减少甲烷逃逸排放项目纳入气候投融资支持范围。

下一步的政策措施与行动

国家“十四五”规划明确提出要加大甲烷等其他非二氧化碳温室气体管控力度，并采取进一步的措施，结合相关规划和政策的制定和落实，推动开展控制甲烷排放行动。例如，国家能源局统筹煤层气开发和煤矿瓦斯综合治理，组织有关地区和重点企业研究编制了《煤层气（煤矿瓦斯）开发利用方案》，提出2025年全国煤层气开发利用量达到100亿立方米的发展目标，明确了“十四五”期间煤层气产业规划布局和重点任务。

2023年11月，中国政府生态环境部、外交部、国家发展改革委、科技部、工业和信息化部、财政部、自然资源部、住房城乡建设部、农业农村部、应急管理部、国家能源局等11部门联合发布了《甲烷排放控制行动方案》，提出了“坚持统筹协调、夯实基础、分类施策、稳妥有序、防范风险”的五条基本原则，明确了下一步控制甲烷排放的八项重点任务，从不同领域、不同层面提出甲烷排放控制工作的落实举措。这些重点任务主要包括：

- （1）加强甲烷排放监测、核算、报告和核查体系建设；
- （2）推进能源领域甲烷排放控制；
- （3）推进农业领域甲烷排放控制；
- （4）加强垃圾和污水处理甲烷排放控制；
- （5）加强污染物与甲烷协同控制；
- （6）加强技术创新和甲烷排放控制监管；
- （7）加快构建法规标准政策体系；
- （8）加强全球甲烷治理与合作。

通过实施上述举措，将实现如下预期目标：

——“十四五”期间，甲烷排放控制政策、技术和标准体系逐步建立，甲烷排放统计核算、监测监管等基础能力有效提升，甲烷资源化利用和排放控制工作取得积极进展。种植业、养殖业单位农产品甲烷排放

强度稳中有降，全国城市生活垃圾资源化利用率和城市污泥无害化处置率持续提升。

——“十五五”期间，甲烷排放控制政策、技术和标准体系进一步完善，甲烷排放统计核算、监测监管等基础能力明显提升，甲烷排放控制能力和管理水平有效提高。煤矿瓦斯利用水平进一步提高，种植业、养殖业单位农产品甲烷排放强度进一步降低。此后，石油天然气开采行业力争逐步实现陆上油气开采零常规火炬。

9.6 欧美控制甲烷排放进展

美国

美国近期与甲烷排放相关的政策包括《通货膨胀削减法案》（IRA）和《2022年甲烷减排行动计划》。

2022年美国国会通过了《通货膨胀削减法案》，并由乔·拜登总统签署成为法律。该法案包括三个关于甲烷排放的部分：

（1）甲烷减排计划：该计划要求美国环保局对石油和天然气公司依据《清洁空气法》报告的甲烷排放收取排污费。2024年开始，每吨甲烷收费为900美元，2026年及以后将增至1500美元。该计划将提供15.5亿美元的财政和技术援助，以减少甲烷排放，其中包括7亿美元用于缓解边缘传统油井的甲烷排放。

（2）联邦土地和水域上生产的甲烷的特许权使用费：这项规定扩大了在联邦土地或外大陆架上生产的天然气的特许权使用费征收范围，将因上游作业中排放、燃烧或疏忽释放而消耗或损失的天然气纳入征收。特定情况下不需要支付使用费，如气体在紧急情况下排放或燃烧不超过48小时、在租赁区域内使用的气体，以及不可避免地损失的气体。

（3）监测甲烷排放：《通货膨胀削减法案》授权环保局提供2000万美元的赠款和开展活动来监测甲烷排放。

《甲烷减排行动计划》最初由美国政府在2021年11月发布。该计划已于2022年根据沙姆沙伊赫气候变化大会（COP27）进行了更新。拜登

总统宣布了200亿美元的新投资以减少甲烷排放。该计划概述了50多项行动，其目标是减少各部门的甲烷排放，包括石油和天然气、垃圾填埋场和食品垃圾、废弃煤矿、农业、建筑和工业以及制造业等部门的甲烷排放。该计划概述的步骤如下：

（1）针对石油和天然气部门，制定更严厉的减排标准，实施“超级排放者响应计划”，要求运营商对可信第三方报告的大量甲烷泄漏作出回应，并要求堵塞无主油气井的甲烷泄漏。

（2）针对垃圾填埋场和食品垃圾，除了发起新的努力，在2030年之前将全国食品垃圾和损失减少50%之外，还要开展宣传和开发新资源，捕获全国所有垃圾填埋场70%的甲烷。

（3）针对废弃煤矿，为符合条件的州和部落提供110亿美元，在15年内实现废弃煤矿复垦，以帮助消除甲烷污染，同时为煤炭工人创造就业机会。

欧盟

2020年10月发布的《欧盟甲烷战略》概述了旨在显著减少甲烷排放的跨部门和针对特定部门的行动。该文件侧重于能源部门、农业部门、废物部门和国际合作方面的行动。一些跨部门和与能源相关的拟议行动包括：

- （1）提高所有相关部门企业的甲烷排放测量和报告质量；
- （2）通过欧盟哥白尼计划加强基于卫星的甲烷排放检测和监测；
- （3）加速可持续来源沼气市场的发展；
- （4）提出有关所有与能源有关的甲烷排放的强制监测、报告和核查（MRV）的立法建议，并要求改善所有化石气体基础设施的泄漏检测和维修责任；
- （5）考虑针对消除能源部门的常规通风和燃烧问题进行立法；
- （6）将油气甲烷合作伙伴关系（OGMP）框架扩展到更多的油气企业、煤炭部门以及关闭/废弃场所；

(7) 促进“煤炭地区转型平台”下的补救工作。

2021年12月，欧盟委员会依据《欧盟甲烷战略》提出了一项旨在减少能源部门甲烷排放的条例。提案于2022年12月在欧盟能源部长理事会上获得通过，这是欧盟有史以来第一项针对能源部门甲烷减排条例的立法提案。该立法为能源部门甲烷排放的监测、报告和核查（MRV）提供了更严格的法律框架，同时授权对泄漏进行检测、修复并禁止通风和常规燃烧。根据该立法，运营商必须提交甲烷排放源的直接测量数据，而非基于排放因子的估算值。还要求油气公司进行季度调查，以检测并立即修复任何泄漏。针对煤矿，该立法禁止排放和燃烧超过一定阈值的甲烷。立法还要求成员国报告闲置矿井和矿山清单，并为这些闲置地点制定缓解方案。最后，该立法要求进口商提交有关燃料来源以及测量和缓解排放相关信息。

9.7 全球甲烷承诺

“全球甲烷承诺（GMP）”于2021年11月在格拉斯哥气候峰会（COP26）上启动。GMP已经有大约150个国家参加，覆盖全球人为甲烷排放量的近50%以及全球GDP的三分之二。

根据“全球甲烷承诺”，参与国同意实现下述集体目标，即到2030年将人为甲烷排放量从2020年的水平至少减少30%。各国承诺采取全面的国内行动来减少甲烷排放，并逐步采用最高级别的政府间气候变化专门委员会（IPCC）良好做法清单方法来量化甲烷排放。

“国际甲烷排放观测站（IMEO）”是联合国环境规划署的一项倡议，旨在协助确定行动的优先次序，并对“全球甲烷承诺”下的各项承诺进行监测。IMEO收集和整合甲烷排放数据。在2022年11月的COP27大会上，IMEO启动了甲烷警报和响应系统，该系统将侧重于从能源部门的超大型点源收集数据。



第十章：中国主要区域能源转型 成就和趋势

10 中国主要区域能源转型成就和趋势

区域是经济社会发展和生态环境保护的重要空间，也是能源生产供给和消费流通的关键载体。中国共产党的十八大以来，党中央提出了京津冀协同发展、长三角一体化发展、长江经济带、粤港澳大湾区以及黄河流域生态保护和高质量发展等区域重大战略，对能源转型和绿色低碳发展做出了相应的区域部署和空间指引，并取得了一系列具有代表性的成绩和标志性工程。¹⁴

10.1 主要结论

- 2016年9月，《长江经济带发展规划纲要》印发。深入推进长江经济带战略，有利于助推沿线省市走出一条生态优先、绿色发展之路。长江经济带战略实施以来，流域整体性保护和开发的政策体系逐步完善，沿线省市积极推动产业转型，产业结构转型带动能源消费强度从2000年的1.33吨标准煤/万元下降至2019年的0.38吨标准煤/万元，充分体现了长江经济带实施绿色低碳转型发展路径的成效。此外，依托长江资源优势，三峡、乌东德、溪洛渡、向家坝和白鹤滩等一批超级水电站建设成就世界瞩目。
- 粤港澳大湾区是中国经济体量最大和创新活力最强的世界级城市群地区之一，“西电东送”战略为粤港澳大湾区绿色发展提供了重要支撑。近年来，粤港澳大湾区能源消费结构持续向清洁化和低碳化转变，并率先在城市层面率先提出碳达峰目标。其中，广州、深圳和中山等低碳试点城市分别提出了2020年、2020-2022年、2023-2025年达到碳排放峰值的目标，领先于中国提出的2030年前实现碳达峰的整体目标。2020年，粤港澳大湾区清洁能源供应占比超过60%，来自“西电东送”的电量为2058亿千瓦时，占全社会用电量的37.1%。

¹⁴ 本章研究成果同时受到国家自然科学基金项目（42201196）的支持。

- 长三角地区是“北煤南运”、“西气东输”、“西电东送”等跨省跨区重大能源基础工程的主要目的地，近年来长三角地区新能源发电保持高速增长。其中，2016年至2020年，风电、太阳能、核电发电量年均增速分别高达21%、51%、12.9%。受限于稀缺的土地和空间资源而无法大规模发展集中式风电场和光伏电站，长三角地区逐步发展成为中国分布式光伏主阵地，也是中国五大海上风电基地之一。同时，浙江等省依靠抽水蓄能提升新能源供给的稳定性。依托一体化发展布局，长三角推动特高压、配电网、氢能等区域间能源基础设施互联互通，新能源产业也成为经济发展“绿色引擎”。
- 十年前，京津冀饱受严重的“雾霾危机”，经济发展与资源环境的矛盾尖锐。十年来，随着京津冀加快推进清洁能源替代，以煤炭为主的能源结构逐渐向多元化、清洁化方向转变。2020年，北京煤炭占能源消费总量比重降到1.5%，北京市平原地区基本实现“无煤化”，天津市除山区使用无烟型煤外，其他地区取暖散煤基本清零，河北省平原农村地区取暖散煤基本清零。京津冀三地以能源设施一体化为导向，打造一体化的新型能源系统，协同工作强调共同推进区域绿色低碳发展。
- 黄河流域是传统资源富集区，也是中国能源转型任务最重的区域。一方面，山西、内蒙古、陕西等省区在煤炭稳价保供方面持续发挥关键作用，同时也带来了生态破坏和环境污染问题。为此，必须推动黄河流域由传统能源基地转向综合能源基地，能源开发由以化石能源为主逐步向化石能源和非化石能源并重转型。鉴于采煤沉陷区居民搬迁后土地闲置、生态植被脆弱现状，采煤沉陷区治理与光伏结合，为传统能源地区转型提供了重要途径。以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设加快推进，内蒙古库布其沙漠光伏项目的建设，标志着中国“光伏+治沙”生态综合治理进入新阶段。此外，黄河流域在青海水风光多能互补基地建设、“三江源”清洁取暖、山东省光伏发展水平位居全国第一等方面取得了重要成绩。

10.2 长江经济带区域

长江经济带是横跨中国东中西三大区域的流域经济带，地域范围覆盖了上海、江苏、浙江、安徽、江西、湖北、湖南、重庆、四川、贵州和云南等11个省市，约占1/5国土面积。“长江经济带”由上世纪80年代“长江产业密集带”的概念发展而来，最初只提出以长江流域若干超级城市或特大城市为中心，通过其辐射作用和吸引作用连接各自腹地的大中小型城市和广大农村组成的经济区。如今，长江经济带以长江黄金水道为依托，区域范围内的人口和经济总量均超过全国的40%，具有生态地位重要、综合实力较强、发展潜力巨大的典型特征。

深入推进长江经济带战略，有利于助推沿线省市走出一条生态优先、绿色发展之路。2016年9月，《长江经济带发展规划纲要》的印发，标志着长江经济带建设正式上升为国家战略。2017年7月，《长江经济带生态环境保护规划》对长江经济带能源结构优化及煤炭消费总量控制提出了要求：“到2020年，煤炭消费总量控制在12亿吨标准煤以下，……，上海、江苏、浙江3省市实现煤炭消费总量负增长。……，湖北、湖南煤炭消费总量不超过2015年水平。……，重庆、四川煤炭消费总量不超过2015年水平。”

流域整体性保护和开发的政策体系逐步完善

推动长江经济带发展是关系国家发展全局的重大战略。习近平总书记多次视察长江经济带发展工作，2016年、2018年、2020年，先后在长江上游的重庆、中游的武汉、下游的南京主持召开座谈会并发表重要讲话，提出“努力把长江经济带建设成为生态更优美、交通更顺畅、经济更协调、市场更统一、机制更科学的黄金经济带，探索出一条生态优先、绿色发展新路子”，“一定要给子孙后代留下一条清洁美丽的万里长江”，为长江经济带“共抓大保护，不搞大开发”的绿色发展明确了方向、立下了规矩。

长江经济带绿色发展的政策体系日益完善。“十四五”期间，长江经济带领导小组办公室组织编制了《“十四五”长江经济带发展实施方案》和重点领域、重点行业的专项规划和实施方案，形成了以《“十四五”长江经济带发展实施方案》为统领，以综合交通运输体系规划和环境污染治理“4+1”工程、湿地保护、塑料污染治理、重要支流系统保护修复等系列专项实施方案为支撑的“十四五”长江经济带发展“1+N”规划政策体系。其中，《“十四五”长江经济带发展实施方案》明确提出，要推动长江经济带经济绿色低碳发展，重点是调整优化能源结构，推动重点行业绿色转型，严格能耗双控制度，坚决遏制“两高”项目盲目发展。

产业转型取得实效，能源消费强度持续下降

长江经济带战略实施以来，沿线省市积极推动产业转型。一是推动钢铁、石化、有色金属、建材、船舶等产业改造升级，推进去产能、去库存。二是引导产业有序有重点的转移，下游地区积极引导资源加工型、劳动密集型产业和以内需为主的资金、技术密集型产业加快向中上游地区转移；中上游地区立足当地资源环境承载能力，因地制宜承接相关产业；同时严格禁止了污染型产业、企业向中上游地区转移。三是打造若干产业集群，依托沿线重点城市，整合各类开发区、产业园区，引导生产要素向更具竞争力的地区集聚。四是积极发展研发设计、金融保险、节能环保、教育培训、文化体育、健康养老等服务业。数据显示，2016年-2020年，长江经济带累计搬改关转化工企业8000多家；电子信息、装备制造等产业规模占全国比重都超过50%，沿线省市基础研究、关键技术攻关等方面在全国的地位凸显，数字经济、电子信息、生物医药、航空航天等产业领跑全国。

产业结构转型带动能源消费强度降低。在一系列举措的实施下，长江经济带产业结构持续优化，沿线11省市三次产业结构平均值由2000年的15.66：46.54：37.8调整至2020年的7.23：38.75：54.02，第一和第二产业比重显著下降，第三产业比重上升了16.2个百分点。在产业结构转型的带动下，2000年以来，长江经济带沿线11省市的经济总量从4.1万亿

元增长至2020年的47.2万亿元，增长了约11.6倍，名义增速高达13%；与此同时，能源消费强度从由2000年的1.33吨标准煤/万元下降至2019年的0.38吨标准煤/万元，充分体现了长江经济带实施绿色低碳转型发展路径的成效。

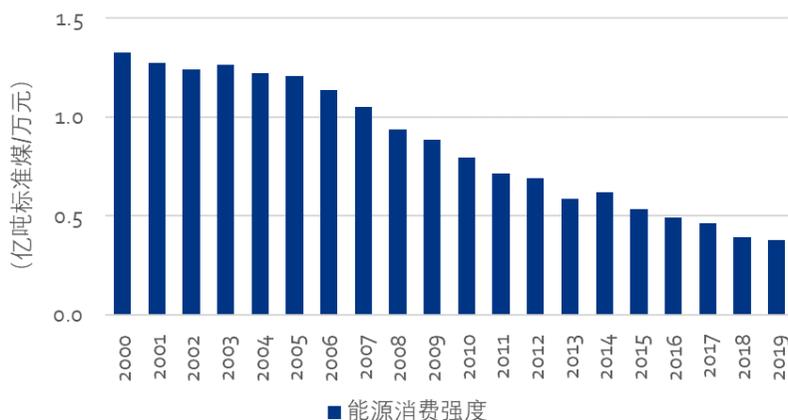


图 10-1 2000-2019 年长江经济带能源消费强度变化

依托长江资源优势，超级水电站建设世界瞩目

长江经济带以长江黄金水道为依托，丰富的水能资源是其最为突出的资源优势。基于丰富的水能资源，一批超级水电站建设取得了世界瞩目的成绩。其中，三峡水电站于2009年建成，电站总装机2250万千瓦，是世界上规模最大的水电站，也是中国有史以来建设最大型的工程项目。自三峡大坝建成以来，中国在长江又陆续建造了4座超级水电站，分别是乌东德水电站（1020万千瓦）、溪洛渡水电站（1386万千瓦）、向家坝水电站（640万千瓦）和白鹤滩水电站（1600万千瓦），其装机规模均位居世界前列。它们不仅能为长江沿线省市提供源源不断的清洁电力，同时也可为两岸生态环境做出积极贡献。

专栏 10-1 长江沿线的超级水电站建设

自长江顺流而下，分别分布着长江三峡、乌东德、白鹤滩、溪洛渡和向家坝等五座超级水电站。其中，三峡水电站于1992年获得中国全国人民代表大会批准建设，1994年正式动工兴建，2003年6月1日下午开始蓄水发电，于2009年全部完工。三峡水电站总装机2250万千瓦，是世界上规模最大的水电站，也是中国有史以来建设最大型的工程项目。

乌东德水电站被誉为是中国第四、世界第七大水电站，其建设难度超过了向家坝和溪洛渡，它的坝体非常单薄，大坝底部厚度为51米，顶部最薄处只有0.19米，依靠拱形设计的坝体以及采用的新施工材料和工艺，乌东德可以承受住水流的压力，是一座看似单薄却坚固耐用的大坝。此外，由于乌东德水电站安装了大量传感器，对大坝状态进行实时监控，因此也被称为“智慧大坝”。

白鹤滩水电站是仅次于三峡的中国第二大水电站，其单机容量大、建设规模大、技术难度最高。白鹤滩水电站总装机容量1600万千瓦，是金沙江下游干流河段梯级开发的第二个梯级电站，具有以发电为主，兼有防洪、拦沙、改善下游航运条件和发展库区通航等综合效益，年均发电量624亿千瓦，每年可节约标准煤1968万吨，减少排放二氧化碳5160万吨。

2014年和2015先后建成的向家坝和溪洛渡两个水电站相互配合，控制了金沙江85%的流域。溪洛渡水电站是向家坝水电站在上游的调节水库，向家坝水电站则是下游的反调节水库，虽然修筑规模上溪洛渡水电站更大，但是在装机容量上向家坝水电站更高，是4座水电站中唯一具有灌溉能力的水电站，也是装备了全球最大升船机的水电站。



三峡水电站



乌东德水电站



白鹤滩水电站



溪洛渡水电站



向家坝水电站

图 10-2 长江沿线五座超级水电站照片

图片来源：网络

10.3 粤港澳大湾区

粤港澳大湾区地域范围包括广东省的广州市、深圳市、珠海市、佛山市、东莞市、中山市、惠州市、江门市、肇庆市等9个城市和香港特别行政区、澳门特别行政区，总面积5.65万平方千米。2021年，粤港澳大湾区经济总量达到12.6万亿元，以不到1%的国土面积创造出全国约11%

的经济总量；区内分布有世界500强企业24家、高新技术企业5.7万家，是中国经济体量最大和创新活力最强的世界级城市群地区之一。

近年来，粤港澳大湾区能源消费总量保持稳定增长，能源消费结构持续向清洁化和低碳化转变。长期以来，由于粤港澳大湾区的传统能源资源整体相对不足，由于经济发达，能源消费需求整体较大，因此化石能源主要依赖省内外调入和进口，电力供应整体对外依存度约为60%。2019年，中共中央、国务院正式印发《粤港澳大湾区发展规划纲要》，标志着中国大湾区建设进入新阶段。伴随着粤港澳大湾区建设的深入推进，区域内能源消费结构持续优化。2020年，粤港澳大湾区能源消费总量为2.64亿吨标准煤。从能源消费增速看，除2010年增速超10%以外，粤港澳大湾区能源消费增速整体呈下降态势。从能源消费结构来看，2010年，粤港澳大湾区综合能源消费结构以化石能源为主，其中煤炭、石油和天然气分别占能源消费总量的39.5%、35.1%和5.7%，合计占80.3%，电力及其他非化石能源仅占19.7%。2020年，粤港澳大湾区的煤炭和石油消费占比均下降至30.6%，天然气消费比重提升至12.6%，电力及其他非化石能源增加至26.3%，能源消费持续清洁化。

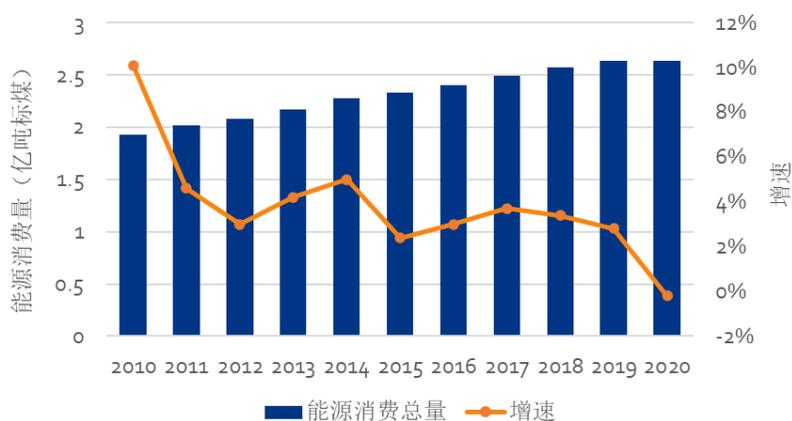


图 10-3 2010-2020 年粤港澳大湾区能源消费总量及增速

回顾粤港澳大湾区能源结构优化的具体原因，一是得益于广东省的地理区位和资源优势，尤其是沿海的风能、太阳能的资源禀赋；二是广东省九市、香港和澳门等城市的经济基础较好，具有通过产业结构持续升级带动能源结构升级的客观实力；三是通过区域协作降低了粤港澳大湾区的传统能源消费，通过“西电东送”工程将来自云南等西南地区的清洁电力输送到大湾区，为区域内减碳降污染做出了积极贡献。

“十四五”时期，《粤港澳大湾区发展规划纲要》提出，粤港澳大湾区将瞄准建设能源安全保障体系，优化粤港澳大湾区能源结构和布局，建设清洁、低碳、安全、高效的能源供给体系。在推进粤港澳大湾区能源协同发展方面，《广东省能源发展“十四五”规划》明确以“湾区所向、港澳所需、广东所能”为导向，积极推动粤港澳大湾区能源协同发展，形成粤港澳统筹协调、互联互通、优势互补、合作共赢的格局。

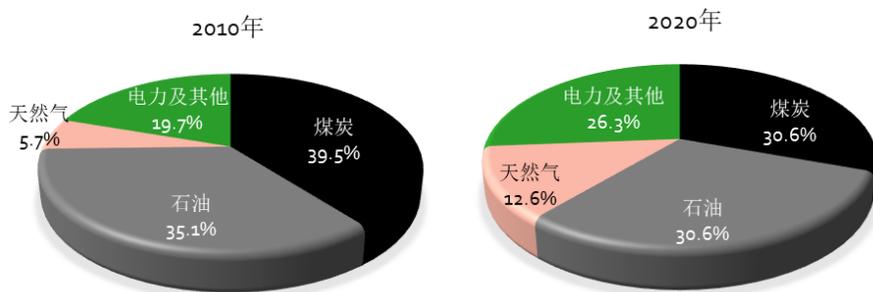


图 10-4 2010 年和 2020 年粤港澳大湾区能源消费结构

在城市层面率先提出碳达峰

粤港澳大湾区能源消费主要集中在广州和深圳。2020年，广东省九市能源消费总量2.44亿吨标准煤，占粤港澳大湾区能源消费比重的92.7%。从主要城市来看，广州、深圳综合能源消费总量分别为0.63亿吨标准煤、0.46亿吨标准煤，占粤港澳大湾区综合能源消费总量的比重分别为24%、17.4%，合计41.4%。东莞、佛山、惠州的综合能源消费总量分别为0.31亿吨标准煤、0.3亿吨标准煤、0.28亿吨标准煤，其余6个城市综合能源消费总量均低于0.2亿吨标准煤。

粤港澳大湾区主要城市率先提出碳达峰目标，领先于中国整体目标。近年来，香港、澳门碳排放量较为平稳，已经进入碳排放峰值波动区间。广东省多个城市提出“十四五”期间率先达峰的发展目标，在碳中和领域起到先行示范作用。具体而言，广州、深圳和中山等低碳试点城市分别提出了2020年、2020-2022年、2023-2025年达到碳排放峰值的目标，领先于中国提出的2030年前实现碳达峰的整体目标。

产业结构优化引导城市低碳发展

由于城市第三产业占比相对较高，粤港澳大湾区单位GDP碳排放量低于其他地区。2020年，香港和澳门第三产业占GDP的比重分别为93.7%和95.7%，其次，广东和深圳的第三产业占比超过60%，服务型经济发展已经具备一定规模。在此基础上，2020年广州、深圳和澳门等城市的第三产业用能比重均高于40%，相应的这些城市的单位GDP的碳排放量相对较低。据《粤港澳大湾区碳中和年度研究报告》统计，粤港澳大湾区各个城市中，单位GDP碳排放量最低的是澳门，其次是深圳、香港、广州，这三个城市单位GDP碳排放量与英国、挪威等国家排放水平相当，略低于美国。而江门和惠州等城市的产业结构仍以制造业为主，2020年这些城市的第二产业用能比重大于50%，因此其单位GDP碳排放量高于中国平均水平30%-50%。

区域协同助力湾区用能清洁化

粤港澳大湾区本地电源供应不足，“西电东送”和省内协调具有重要作用。2020年，粤港澳大湾区全社会用电量5545亿千瓦时，其中来自于粤港澳大湾区内的总电量供给为3087亿千瓦时，仅占粤港澳大湾区全社会用电量的55.7%。根据南方电网公司数据，在区内电量难以满足需求的情况下，粤港澳大湾区全社会用电量的44.3%来自于区域协作供给，其中来自“西电东送”的电量为2058亿千瓦时，占全社会用电量的37.1%，此外粤东、粤西和粤北等地区向粤港澳大湾区2020年的送电量约为400亿千瓦时，占全社会用电量的7.2%。

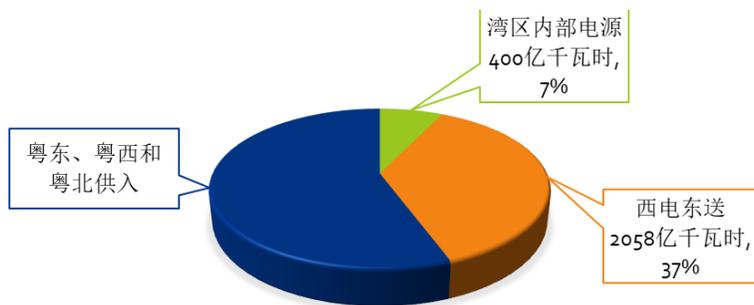


图 10-5 2020 年粤港澳大湾区电量供应占比

粤港澳大湾区清洁能源供应占比超过60%。2020年，粤港澳大湾区电力供应中，区域内的清洁电力占比约为58.7%，电量约为1812亿千瓦时。通过“西电东送”的清洁电力占比约74%，电量约1530亿千瓦时。即使不计入广东省内的粤东、东西和东北送入粤港澳大湾区的清洁电力，2020年粤港澳大湾区清洁能源的占比也已经达到了60%。

新能源发展成就

2020年，粤港澳大湾区新能源发电量164亿千瓦时，同比增长了18%，占发电总量的比重为5.4%，比2010年提高了4个百分点。同时，粤港澳大湾区充分利用其位于沿海地区的区位优势和资源禀赋，海上风电装机规模取得了快速增长。2020年，广东省风电装机量达到565万千瓦，相比2010年的62万千瓦，增长了8倍多。其中，海上风电呈现高速增长态势，2020年底，广东省海上风电并网装机容量达到101万千瓦，同比增长了257%。

专栏 10-2 粤港澳大湾区海上风电发展介绍

2020年，广东省新投运4座海上风电场，分别为粤电湛江外罗20万千瓦、中广核阳江南鹏岛40万千瓦、三峡阳江西沙扒30万千瓦和珠海金湾30万千瓦等海上风电项目。截至2020年底，广东在建风电装机容量达808万千瓦，位居全国前列。随着海上风电发展逐步从近海向深远海推进，粤港澳大湾区突破了近海深水区和深远海区域的海上风电的送出的技术瓶颈，掌握了深海岸风电送出关键技术，形成了相关

风电装备研发和集成供货能力，为全国其他地区海上风电提供了技术和经验借鉴。

2021年4月2日11时18分，广东能源集团所属的珠海金湾海上风电场项目全部55台风机实现并网发电，该项目作为广东省第二批启动建设的重点海上风电项目，自2020年11月18日首台风机并网投产以来，仅历时不到五个月就实现了全容量并网投产，是目前粤港澳大湾区建设规模最大的海上风电场。按火力发电标准煤计算，每年可节约标准煤23万吨、减排二氧化碳45.6万吨。



图 10-6 珠海金湾海上风电场项目掠影

图片来源：广东省人民政府国有资产监督管理委员会

10.4 长江三角洲区域

长江三角洲地区（简称“长三角地区”）是中国经济发展最活跃、开放程度最高、创新能力最强的区域之一。长三角地区包括上海市、江苏省、浙江省、安徽省三省一市，面积35.8万平方公里，2020年人口总量2.35亿人，GDP总量24.5万亿元。长三角地区以全国3.7%的国土面积，汇集了16.7%的人口，创造了24.2%的经济总量，全员劳动生产率位居全国前列。2019年12月印发的《长江三角洲区域一体化发展规划纲要》提出了2035年前长三角地区发展的战略定位，即成为“全国发展强劲活跃增长极、全国高质量发展样板区、率先基本实现现代化引领区、区域一体化发展示范区和新时代改革开放新高地”。

长三角地区既是中国能源消费最集中的区域之一，也是能源资源最贫乏的区域之一。长三角能源发展具有需求总量大、化石能源比重高、对外依赖性强等特点。2018年，江浙沪地区能源消费总量为6.5亿吨标准煤，约占全国的15%。人均能源消费量高于全国平均水平（3.3吨标准煤/人），江苏、浙江、上海分别为3.9、3.7、4.9吨标准煤/人。2020年，长三角地区用电量占全国20.3%，人均年用电量为5551千瓦时，为全国平均水平的1.2倍。由于传统能源资源匮乏，长三角地区高度依赖其他省份能源输入，是“北煤南运”、“西气东输”、“西电东送”等跨省跨区重大能源基础工程的主要目的地，外调电比例持续较高。能源消费结构仍然较为高碳，煤炭消耗量占能源消费总量的比重在50%以上，煤电装机比重居高不下。2019年，全国平均可再生能源电力消纳比重为27.5%，上海由于外调电力中可再生能源电力比重较高，整体可再生能源电力的消纳比重达到34.5%，但江苏和浙江仅为15%和20%，低于全国平均水平。其中，上海、江苏和浙江的非水可再生能源电力消纳比重分别为4.2%、7.4%和6.7%，均低于全国10.2%的平均水平。随着经济规模的进一步扩大，区域内能源总量和能耗强度的双控压力越来越大，长三角依托本地产业优势和一体化布局，加速推动能源转型。

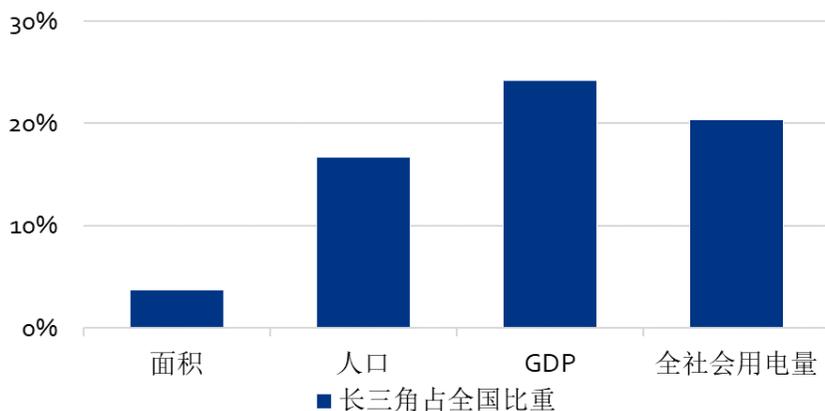


图 10-7 2020 年长三角地区主要能源经济指标占全国比重

资料来源：国家统计局、中国宏观经济研究院能源研究所

清洁低碳能源开发利用保持高速增长

近年来长三角地区新能源发电保持较快增长。2020年，三省一市风电、太阳能发电、核电发电量分别达到341亿千瓦时、438亿千瓦时、1068亿千瓦时。2016年至2020年，风电、太阳能、核电发电量年均增速分别高达21%、51%、12.9%。

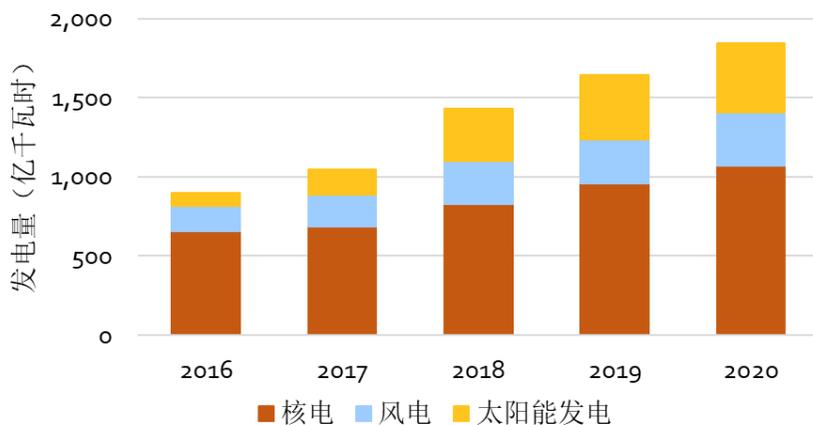


图 10-8 2016-2020 年长三角地区低碳能源发电量

资料来源：中国能源统计年鉴、中国宏观经济研究院能源研究所

分布式可再生能源快速发展，潜力巨大。长三角地区是中国分布式能源发展较好的地区，是中国分布式光伏主阵地。江浙沪地区既面临经济发展所需大量新增能源供应的压力，又受限于稀缺的土地和空间资源而无法大规模发展集中式风电场和光伏电站，提高可再生能源电力消纳比重面临很大挑战。但是，这一地区产业发达，工业园区集中，厂房屋顶资源丰富，也有大量的渔业养殖水域和农业大棚，为发展分布式光伏提供了良好的契机。截至2019年底，江苏、浙江、上海共计开发分布式光伏1693万千瓦，占全国分布式光伏装机总量的27%，是分布式光伏的主阵地之一。根据相关研究评估，江苏、浙江、上海两省一市的分布式光伏装机潜力可达1.8亿-2亿千瓦，分散式风电开发潜力约为3261万-8268万千瓦。两省一市分布式光伏和分散式风电就可满足到2035年新增电力需求的48%-69%。但目前受限于现有配网结构和运行模式，分布式电源接入电网的承载力尚远小于开发潜力。

稳步推进海上风电规模化开发。长三角、山东半岛、闽南、粤东和北部湾为中国五大海上风电基地。2021年，嘉兴2号海上风电送出工程在浙江平湖正式投产运行、并入嘉兴电网的嘉兴1号、嵊泗2号风电项目也进入了最后的调试阶段。三者共同组成了长三角最大的在建海上风电集群，共安装有188台风电机组，总装机容量达到100万千瓦。预计并网后年输送可再生能源电量达25.2亿千瓦时，可满足106万户五口之家一年的用电，每年可节约79.8万吨标准煤，减少二氧化碳排放174万吨，是中国海上风电产业发展的一个里程碑事件。

依靠抽水蓄能提升新能源供给稳定。抽水蓄能是高比例可再生能源系统下的一种优质灵活性资源。浙江省和安徽省的抽水蓄能电站承担起华东电网调峰、填谷和储能等重任。**浙江省**是目前全国投建抽水蓄能项目最多的省份，已投入运营的抽水蓄能电站共5座，在建项目7个，还有20多个项目处于规划、选址和待建阶段。除了120万千瓦及以上大型电站建设，浙江省内不少地区都在规划、建设一些中小型抽水蓄能电站，主要集中在丽水、衢州和金华等山区，这些项目将直接拉动区域投资，为山区发展助力。近年来，浙江风光等波动性新能源大规模发展，同时，空调负荷占全社会最高负荷比重约三分之一，迎峰度夏时段电力系统峰谷差大，对抽水蓄能电站要求变得更为迫切。为此，浙江省加快了抽水蓄能项目建设、规划的步伐。2021年12月，投资107亿元的天台抽水蓄能电站项目全面启动建设，该项目额定水头724米，为全球抽蓄电站最高水头，总装机容量170万千瓦，其中单机容量全国最大；2022年3月，投资71亿元的温州泰顺抽水蓄能项目开工建设，装机容量120万千瓦；9月，浙江建德抽水蓄能电站举行筹备工程开工仪式，该项目投资140亿，其240万千瓦的装机容量规模列全国第二、华东第一，为国内首个由民营资本投资的抽水蓄能项目。**安徽省**已建成投运抽水蓄能电站4座，装机容量348万千瓦，居全国第3位；在建抽水蓄能电站2座，装机容量248万千瓦。“十四五”期间，安徽省将核准抽水蓄能电站项目9个，装机容量1080万千瓦；到2025年、2030年和2035年，全省累计建成抽水蓄能电站装机容量分别达到468万千瓦、1000万千瓦以上和1600万千瓦以上。

打造跨区域一体化低碳发展样本。2022年10月，位于沪苏浙交界处的长三角生态绿色一体化发展示范区发布了《长三角生态绿色一体化发展示范区碳达峰碳中和工作的实施方案》和《水乡客厅近零碳专项规划》。提出到2025年，力争示范区能耗强度较2020年降低15%左右，碳排放强度较2020年下降20%以上。到2030年，整体实现高质量达峰并稳步下降，为实现碳中和目标奠定坚实基础。文件提出，积极推动绿色低碳先进技术的先行先试，大力推广应用分布式光伏、地（水）源热泵、氢能、生物质能、近零碳建筑等技术设施，并与原点周边重点项目同步设计、建设、运行。“三园”（江南圩田、桑基鱼塘、水乡湿地）建设聚焦近零碳建筑、低碳循环立体农业等方式，大力实施增湿扩绿，持续提升碳汇能力，着力打造长三角低碳发展样本。

纵深推进电力新基建互联互通

依托一体化发展布局，长三角推动特高压、配电网、氢能等区域间能源基础设施互联互通。电力一体化有助于长三角一市三省实现电力资源的配置协调，区域能源协同互联发展，打造安全、稳定、高效的区域电力供应体系，共同推进城市能源清洁化。**区域电力市场方面**，上海长三角能源研究院研究报告显示，2019年，以长三角为主体的年用电量近1.7万亿千瓦时，约占全国24%。华东地区省内和省间市场化交易电量分别达到5943亿千瓦时和307亿千瓦时，同比增长39%和42%。长三角地区及华东区域电力一体化市场不断推进，优化电力资源与运行资源的配置。**区域骨干电网方面**，长三角已在全国率先建成了特高压骨干电网结构。**区域配电网方面**，2020年9月，嘉善到青浦10千伏电力联络线工程竣工投运，青浦到吴江10千伏互联工程也正式建成贯通，实现了上海与浙江、江苏的配电网跨省互联互通，长三角地区跨区域电力融合进入新阶段。**氢能与低碳交通方面**，2020年6月，长三角三省一市的四家能源企业共同签署《长三角能源基础设施一体化合作框架协议》，拟建立长三角能源企业合作机制，推进区域间能源基础设施互联互通，打造长三角氢能物流示范线路。上海市逐步在公共领域全面推广新能源汽车，推进充电桩、换电站、加氢站建设，倡导低碳绿色出行，加快构建与超大城市相适应的绿色交通体系。

建设数字化智能化低碳化基础设施。近年来，长三角地区“互联网+”智慧能源、储能、区块链、综合能源服务等一大批能源新技术、新模式、新业态蓬勃兴起。长江三角洲地区依托一体化发展优势，建立集成优化、区域联动、智能调控的能源系统，推动区域创新发展。跟传统电力基础设施不同，5G基站、大数据中心等电力新基建通过信息与IT技术的结合，推进传统基础设施和信息基础设施同步规划建设实施、鼓励支持相关基础设施资源开放共享，将构建清洁低碳、安全高效现代能源体系。

新能源产业成为经济发展“绿色引擎”

依托产业优势，近年来长三角地区新能源产业发展势头较好。三省一市根据各自的资源禀赋和产业基础，共同面向能源转型的巨大市场需求，打造技术产业相互融合的新能源产业生态。据新华日报数据，长三角大型电力装备产量约占全国总产量的1/3，太阳能电池产量约占全国的一半，海上风机产量占全国的60%。其中，江苏省拥有完整的光伏产业链条和风电整机制造商，分布式光伏装机规模位居全国第二，建立了具有国际竞争力的光伏全产业链，硅片、晶硅电池、晶硅组件等产量均占全国的40%以上，产品向着差异化、品牌化发展，打造了“世界光伏看中国，中国光伏看江苏”的声誉。上海市在新能源技术研发与国际营销方面具有引领示范作用，浙江省光伏产业和核电零部件产业特点突出，安徽省在新能源电气产品和生物质发电应用方面领先。

“十四五”期间，长三角地区将持续大力发展新能源在内的战略性新兴产业。浙江省拟做优做强战略性新兴产业和未来产业。大力培育新一代信息技术、生物技术、新材料、高端装备、新能源及智能汽车、绿色环保、航空航天、海洋装备等产业，加快形成一批战略性新兴产业集群。江苏省拟积极扩大重大科技基础设施、战略性新兴产业、卓越产业链投资，布局5G通信网络、大数据、物联网、特高压、智能电网、人工智能等新型基础设施建设，加快天然气储气基础设施、煤炭中转储运基地、支撑性电源、电力输送等重大能源项目建设。安徽省大力支持合肥新型显示、集成电路、新能源汽车和智能网联汽车，淮南大数据、新能

源电池，滁州智能家电、硅基新材料，六安高端装备、铁基材料，马鞍山绿色智慧制造，芜湖智能网联汽车、高端装备制造，宣城汽车零部件，铜陵先进材料，池州半导体材料、高性能镁基轻合金，安庆化工转型升级、新能源汽车，黄山半导体材料、绿色空铁物流等重大项目建设。实施未来产业培育工程，布局发展量子科技、生物制造、先进核能等产业。推动互联网、物联网、大数据、人工智能、云计算、区块链同各产业深度融合，促进平台经济、共享经济健康发展。**上海市**大力推动钢铁、石化等重点行业智能化、绿色化升级，加快桃浦、南大、吴淞、高桥、吴泾、金山滨海等重点区域转型发展，积极探索内涵式、集约型、绿色化高质量土地利用模式。优先将节能环保产业做大做强，持续推进能源结构优化，推动重点行业 and 重点领域绿色化改造，加快培育符合绿色发展要求的新增长点，延展绿色经济产业链。

10.5 京津冀地区

京津冀地区发展形势

京津冀区域包括了北京、天津和河北三地。三地山水相依，地域相连，经济发展密切互动，生态环境密不可分，构成了同呼吸、共命运的生态共同体。京津冀地区是中国最具发展活力的三大经济增长极之一，整体定位是“以首都为核心的世界级城市群、区域整体协同发展改革引领区、全国创新驱动经济增长新引擎、生态修复环境改善示范区”。

10年前，京津冀饱受严重的“雾霾危机”，经济发展与资源环境的矛盾日趋尖锐。京津冀城市能源以煤炭为主，且煤炭消费总量不断增长，环境污染状况加剧。北京市多措并举治理雾霾，特别是大力扶持新能源汽车企业，加快提高汽车尾气处理技术，加速车用燃油品质的提升。天津市全力推进“以电代煤”“以电代油”支持雾霾治理。河北省在2015年节能减排方面，将严格执行新环保法，出台大气污染深入治理三年规划，挥“利剑”斩污，推动钢铁、电力、水泥、石化等重点行业污染治理，积极推行清洁生产和资源综合利用。京津冀区域率先建立生态环境监测系统和数据库以及环保联合执法，对于高耗能、高污染企业采取严、

控、管、关等措施倒逼其结构的转型，加快节能减排技术研发、推广和应用，积极发展以绿色能源为代表的低碳产业，如光伏发电产业、风能、太阳能及电力自动化等，实施集群发展。

京津冀能源协同发展行动

随着能源消费进入增速换挡期，三地都面临优化能源结构改善空气质量、加强设施能力建设提升能源供应保障水平等共同需求。为了贯彻落实《京津冀协同发展规划纲要》，北京、天津和河北制定实施《京津冀能源协同发展规划（2016-2025年）》。

三地以能源设施一体化为导向，打造一体化的新型能源系统。在这个区域按照“适度超前”原则规划布局能源基础设施，统筹区域能源供应，打造出多元化能源安全保障格局。三地加快电力一体化建设，建设特高压输电通道，完善500千伏骨干网络，加强支撑电源建设，优化区域电源布局，统筹新能源汽车供能设施。同时，京津冀范围内加快油气设施一体化建设，统筹油气资源开发利用，加强原油储输能力建设，推动天然气输气干线建设，加快液化天然气（LNG）输气能力建设。区域清洁供热水平，实现河北涿州热电厂向河北涿州和北京房山供热。

三地协同工作强调共同推进区域绿色低碳发展。三地致力于共同实施创新驱动发展，共同提升能源治理能力和管理水平，共同研究完善统一标准体系，共同加快能源市场化步伐。在能源协同治理方面，重心放在压减煤炭消费、推进结构优化。

三地强化能源绿色发展协同。推进可再生能源发展，打造张家口可再生能源示范区，建设崇礼低碳奥运专区，规划建设能源高端应用示范区，在雄安新区、北京城市副中心、天津滨海新区、冬奥会赛区、北京新机场等新增用能区域，支持以地热能、风能、太阳能为主的可再生能源开发，鼓励多能互补、智能融合的能源利用新模式；促进可再生能源消纳，优先安排张家口可再生能源示范区等可再生能源和清洁能源上网。

专栏 10-3 张北柔性直流电网试验示范工程

河北省张家口市是国家可再生能源综合示范区，风能、太阳能等能源资源丰富。张家口市张北县目前可再生能源总装机规模达到809万千瓦，居全国前列，年发绿电量超过100亿千瓦时，新能源产业已成为支撑当地县域经济发展的主导产业。2022年，该县预计实现新能源产业税收4.9亿元。张北的新能源需要大规模送出消纳，张北柔性直流电网试验示范工程对新能源大规模输出具有示范意义。

风光等波动性新能源如通过交流电网接入，其电源功率频繁变化会造成整个电网系统的扰动，随着并网规模增加，对电网安全稳定运行的影响将日益突出。如通过常规直流输送，则需要送端交流电网的强力支撑，目前送电功率跟随新能源出力频繁波动尚存在一定技术局限性。柔性直流输电是一种可控的输电方式，通过对风光等新能源发电的全方位控制，降低风光发电间歇性对电网的扰动，具有响应速度快、可控性好、运行方式灵活等特点，适用于可再生能源并网、分布式发电并网、孤岛供电等场景。

张北柔性直流电网试验示范工程由国家电网建设，是世界首个柔性直流电网工程，也是目前全球电压等级最高、输送容量最大的柔性直流工程。工程核心技术和关键设备均为国际首创。该工程于2018年2月28日正式开工建设，2020年6月正式投运，每年可向北京输送140亿千瓦时的清洁电力，相当于北京年用电量的1/10，大幅提升了张家口清洁能源的输送能力，有效化解了张北地区千万千瓦级清洁能源消纳难题。

张北柔直工程为汇集和输送大规模风电、光伏、储能、抽蓄等多种形态能源的四端柔性直流电网。工程依托666千米±500千伏直流输电线路，新建张北、康保、丰宁、北京4座换流站，实现最大输送能力450万千瓦、总换流容量900万千瓦。其中：在张家口地区建设康保、张北2座新能源送端换流站，换流容量分别为150万千瓦和300万千瓦；在承德地区建设丰宁调节端换流站，换流容量150万千瓦，丰

宁抽水蓄能电站6台机组将接入柔直示范工程；在北京市延庆区建设1个受端换流站，换流容量300万千瓦，将随机、波动的风电、光伏发电转化为稳定输出的清洁电力，直接为北京冬奥会延庆赛区供电（图10-9）。

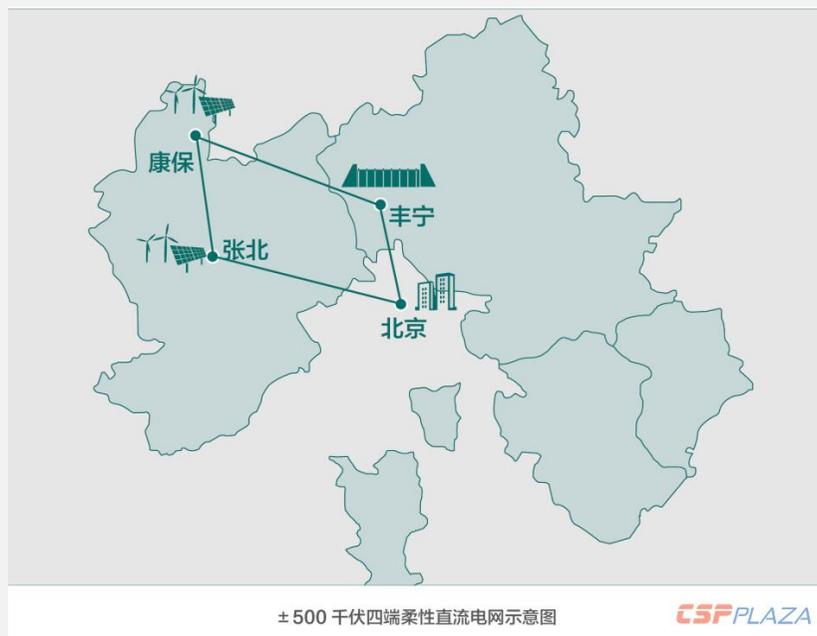


图 10-9 张北柔性直流电网试验示范工程示意图

图片来源：光热发电网

市场机制促进京津冀三地清洁能源消纳。2020年12月30日，国家能源局华北监管局印发了《京津冀绿色电力市场化交易规则》及配套优先调度实施细则。一是以市场化的手段创新新能源消纳机制。一方面，规则在新能源消纳保障性收购政策基础上，发挥市场在资源优化配置方面的作用；另一方面，规则激发新能源场（站）市场参与积极性，便利用户或售电公司与新能源场（站）签约工作。二是实现绿色电力资源的区域性优化配置。规则充分协调京津冀区域各省级电网新能源电量生产与消费不平衡，以市场化手段实现清洁能源高效消纳、新能源发电合理定价，助力京津冀地区能源结构的清洁低碳转型。三是充分满足市场主体

期望。规则设计双边协商、集中定价等交易品种。新能源场（站）具备定价权，能够通过制定合理的交易策略扩大收益。批发用户可以直接与新能源场（站）交易购买新能源电量，售电公司整合代理用户与新能源场（站）交易购买新能源电量，满足电力用户的新能源电量消费的热切诉求。四是促进市场主体意识转变。规则贯彻“安全、绿色、高效、市场化”的发展理念，能够引导市场主体改变固有观念，对新能源对双边协商、市场竞价等交易形式持开放态度。

成绩与未来挑战

近年来京津冀加快推进清洁能源替代，以煤炭为主的能源结构逐渐向多元化、清洁化方向转变。2020年，北京煤炭占能源消费总量比重降到1.5%，北京市平原地区基本实现“无煤化”，天津市除山区使用无烟型煤外，其他地区取暖散煤基本清零，河北省平原农村地区取暖散煤基本清零。截至2020年，京津冀地区新能源装机总规模达7132万千瓦（其中风电2966万千瓦，光伏4166万千瓦），利用率始终保持在95%以上。

京津冀区域实现能源转型替代和碳达峰碳中和承诺中的非化石能源占比目标，面临着持续减煤空间收窄，天然气时段性供需矛盾突出，非化石能源资源大规模开发利用不足，刚性用能需求增加等挑战。未来10年内，京津冀区域，尤其是冀北电网新能源装机容量和发电量的持续高速增长将对电网规划建设和调节能力提出更高的要求。无论是提高非化石能源占比、还是保障天然气等清洁能源安全供给、提高外购绿电占比等，都需要突破单个行政区域限制，从更大的视域，通过京津冀能源协同寻找更佳解决方案。特别是需要京津冀在能源供给侧加大力度协同解决更多的清洁低碳能源供给和安全保障方面的命题。基于构建区域清洁低碳安全高效的新型能源体系的目标需要，三地亟需积极推进、深度参与京津冀能源协同，立足煤炭作为资源和能源的双重属性，在继续做好煤炭清洁高效利用的基础上，还需要在清洁能源和非化石能源开发、存储、输送、消纳以及多元安全保障和智慧灵活调节等技术、基础设施、体制机制方面拓展能源协同空间，促进区域新型能源体系的构建，助力区域碳达峰碳中和目标实现。

10.6 黄河流域

黄河流域横跨青藏高原、内蒙古高原、黄土高原、华北平原等四大地貌单元和中国地势三大台阶，拥有黄河天然生态廊道和多个重要生态功能区域，也是中国重要传统能源和可再生能源基地。《黄河流域生态保护和高质量发展规划纲要》要求坚持生态优先、绿色发展，调整区域产业布局，发展新兴产业，推动清洁生产，坚定走绿色、可持续的高质量发展之路。近年来，黄河流域能源保供和绿色发展水平持续提升。山西、内蒙古、陕西等省区在煤炭稳价保供方面持续发挥关键作用，以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设加快推进，黄河流域风电、光伏装机量分别达到1.4亿千瓦、1.2亿千瓦，占全国的46.7%、43.3%。中国首个百万吨级二氧化碳捕集利用与封存项目在山东胜利油田建成。

传统能源地区采煤沉陷区治理+光伏发展

黄河流域是传统资源富集区，也是中国能源转型任务最重的区域。黄河流域总面积80万平方公里计，其中含煤区域逾35.7万平方公里；煤炭资源经济可采量和煤炭产量，目前均为全国首位；国家规划的14个大型煤炭生产基地，有9个在沿线分布。黄河沿线的晋陕内蒙古宁甘地区，已探明煤炭资源保有储量占全国的2/3。目前，传统能源基地正在转向综合能源基地，能源开发由以化石能源为主逐步向化石能源和非化石能源并重转型。

采煤沉陷区治理与光伏结合，为传统能源地区转型提供了重要途径。鉴于采煤沉陷区居民搬迁后土地闲置、生态植被脆弱现状，以农光互补、林光互补等多样光伏电站开发模式，带动矿区生态治理，并通过废旧矿山综合利用缓解光伏电站用地矛盾。采煤沉陷区治理工程主要分为边坡绿化工程、土地整治工程。而光伏电站开发建设过程对场地的局部平整相当于进行了矿山环境治理的土地整治；光伏组件安装相当于间接的植被绿化，不仅可减少场区范围内的蒸发量，光伏组件定期清洗还能增加浅层土壤的含水率。对地表下沉形成常年积水区域，可考虑采用漂浮式光伏电站。光伏电站施工过程中尽量不破坏现有植被，项目施工结束后

在光伏阵列之间栽植适宜当地生长的灌木林或灌木经济林，达到生态效益与经济效益同步发展。

2015年山西就开始了以光伏治理采煤沉陷区的相关探索。2016年国家计划建设550万千瓦光伏领跑基地，其中有450万千瓦结合了采煤塌陷区治理。国内第一批光伏领跑者基地就是在大同南郊区、新荣区和左云县形成的1687.8平方公里的采煤沉陷区实施的。近年来，大同依托丰富的太阳能资源在采煤沉陷区内建设光伏电站，同步开展光伏场区及回填区种植等生态治理，目前已建成15万千瓦光伏治理采煤沉陷区基地。大同市政府配套出台了《大同采煤沉陷区国家先进技术光伏示范基地项目管理办法》《大同市采煤沉陷区国家先进技术光伏示范基地生态保护管理办法》，为绿色低碳转型、生态保护补偿和振兴美丽乡村等协同发展提供了良好示范。

随着生态文明建设和能源革命不断深入推进，《“十四五”特殊类型地区振兴发展规划》提出“深入推进采煤沉陷区综合治理……统筹推进土地综合整治利用，盘活沉陷区土地资源……因地制宜推广利用沉陷区受损土地发展光伏、风电”。《“十四五”支持老工业城市和资源型城市产业转型升级示范区高质量发展实施方案》，明确创新“光伏+”模式，推进光伏发电多元布局，支持包头、鄂尔多斯、石嘴山等城市以及宁东能源化工基地等地区因地制宜利用沙漠、戈壁、荒漠以及采煤沉陷区、露天矿排土场、关停矿区建设风电光伏发电基地。

沙漠戈壁荒漠光伏和风电基地

在沙漠戈壁荒漠地区建设大型风电光伏基地，可以充分发挥这些地区风能太阳能资源富集、建设条件好的优势。光伏治沙作为近几年最新探索出的成果，光伏组件的铺设，除了能挡风防风外，还能吸收光照、降低土地温度、减少土壤水分蒸发、增加土壤水分累积，实现沙漠地区太阳能资源高效利用和沙漠变绿洲的双重收益。第一批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目约1亿千瓦，主要分布在内蒙古、青海、甘肃、宁夏回族自治区、陕西、新疆维吾尔自治区6省（区）和新疆生产建设兵团等，目前已全部开工。后续将以库布齐、乌兰布和、

腾格里、巴丹吉林沙漠为重点，以其他沙漠和戈壁地区为补充，综合考虑采煤沉陷区，推动总规模约4.55亿千瓦的大型风电光伏基地规划布局方案落地实施。结合以沙漠戈壁荒漠为重点的大型风电光伏基地整体布局，按照“应开尽开，能开尽开”的原则，做好后续第二批大型风电光伏基地项目的建设工作。

内蒙古库布其沙漠光伏项目的建设，标志着中国“光伏+治沙”生态综合治理进入新阶段。内蒙古库布其沙漠生态环境曾经极度脆弱，是内蒙古荒漠化和水土流失较为严重的地区之一，也是京津冀主要的风沙源和黄河几字弯重要的流沙源。但该地区年均日照稳定在3180小时以上，拥有丰富的光热资源。库布其200万千瓦光伏治沙基地是全国最大的光伏治沙项目、国家首批开工建设的大型风电光伏基地项目之一。项目通过科技创新，协调各方，可实现一片土地三重利用，光伏板上可以发电，板下可以种植作物，板间还能养殖。项目建成后可修复治理沙漠10万亩，年均供应绿色电力40亿千瓦时，年节约标准煤125万吨、减少二氧化碳排放341万吨，有效构筑北方重要生态安全屏障和黄河流域生态安全屏障。

青海水风光多能互补基地

黄河上游地区是中国重要的水电、太阳能基地。水能资源理论蕴藏量2187万千瓦，位居全国第五，黄河上游是全国十三大水电基地之一，水电调节性能十分优越；光伏资源理论可开发量35亿千瓦，位居全国第二，且光伏发电成本全国最低；风能技术可开发量7500万千瓦以上，位居全国前列，尤其是低风速风电开发潜力巨大；10万平方公里以上的广袤荒漠化土地，新能源开发优势显著。

近年来青海省着力推动清洁能源开发、新型电力系统构建、储能多元打造，打造国家级光伏发电和风电基地。2016年，习近平主席在青海考察时提出“使青海成为国家重要的新型能源产业基地”，2021年考察青海时进一步明确“打造国家清洁能源产业高地”的更高目标。截至2021年底，全省电力装机达到4286万千瓦，清洁能源装机占比达90.8%，新能源装机占比达61.4%，两项指标均居全国第一。2022年上半年，青

海清洁能源发电量占全省总发电量高达84.8%，其中风光等新能源发电量占比42.3%，新能源日发电量超过水电的天数为96天。

《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案》提出，推进清洁能源和生态环境协同发展，稳步推进黄河上游清洁能源基地建设，深度挖掘黄河上游水电开发潜力，加快推进黄河上游已建水电站扩机改造，建设黄河上游梯级电站大型储能项目，实现电力系统长周期储能调节。打造国家级光伏发电和风电基地，到2030年并网风电光伏装机规模达到1亿千瓦左右；示范推进光热与光伏一体化友好型融合电站，到2030年青海光热电站装机规模达到300万千瓦以上；稳步推进地热能等其他清洁能源发展，布局一定规模的燃气电站，推动气电与新能源融合发展。发挥青海与周边省区之间资源互补、调节能力互补、系统特性互补的优势，加强省间电网互联，加快推进跨区电力外送通道建设，打造西北区域电力调蓄中心和绿色电力外送基地。

“三江源”清洁取暖

青海省三江源地区是世界上海拔最高、面积最大的高原湿地，也是中国重要的水源涵养地。这里气候寒冷，青海省气候资料中心编制的有关资料显示，这一地区采暖期大多为7-8个月，曲麻莱县、治多县、甘德县、玛多县等地采暖期更是长达10至11个月。长期以来，当地主要依靠烧煤和牛粪取暖，能效低下、取暖质量不高，造成污染排放。

《青海打造国家清洁能源产业高地行动方案》提出，全力实施“洁净三江源”和清洁取暖示范县工程，按照以供定需和以电定改的原则，循序渐进扩大试点改造范围；构建以可再生能源供暖、地热供暖、电供暖为主导的清洁供暖体系，大力实施去煤供暖，城市城区优先发展清洁集中供暖，农牧区积极发展集中和分布式清洁供暖，逐步淘汰散煤、牛粪取暖，率先实现全省供暖清洁化。

三江源智慧用能清洁供暖建设和改造工程启动于2020年5月，按照试点先行、分类分步实施的原则，逐步将传统的燃煤土锅炉改造成高效清洁的电锅炉。根据清洁能源试点经验，青海已经形成了学校、卫生服务等公共场所优先，先城镇、后农村牧区等可操作性强的清洁取暖改造

方案。与此同时，青海清洁电力资源异常丰富，以光伏为主的新能源电力装机迅速增长，为推广实施“以电代煤”提供了电源支撑，清洁取暖改造也提供了清洁能源消纳。

山东光伏装机水平全国第一

山东位于黄河下游，是黄河流域发展动力格局“五极”之一，地区生产总值、工业总产值、进出口总额等主要经济指标均居沿黄省区首位，是中国重要的工业基地和北方地区经济发展的战略支点。山东陆海兼备、河海湖相连，黄河三角洲是中国暖温带最完整的湿地生态系统，对维护黄河下游和黄渤海生态安全十分重要。

《山东省黄河流域生态保护和高质量发展规划》提出大力发展清洁能源，推动能源结构优化调整，全面构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。实施“外电入鲁”工程，深化与甘肃、内蒙古等省区能源战略合作，规划建设“外电入鲁”新通道，建成陇东至山东特高压直流工程。推进中国石化山东LNG接收站扩建等工程和中俄东线山东段等天然气管道建设。安全高效发展核电，稳步推动重大核电工程。推进鲁西南采煤沉陷区和鲁北盐碱滩涂地光伏发电等项目建设。科学布局公共加氢站，打造高速公路氢走廊。实施新能源微电网、能源物联网、“互联网+智慧能源”等项目，推动绿色化能源变革。到2025年，力争全年接纳省外电量1500亿千瓦时左右，LNG接卸能力达到2500万吨/年左右，新增长输油气管道里程4000公里左右，在运在建核电装机达到1300万千瓦左右，可再生能源发电装机达到8000万千瓦以上。

国务院《关于支持山东深化新旧动能转换推动绿色低碳高质量发展的意见》（国发〔2022〕18号）要求，以形成绿色低碳生产生活方式为主攻方向，改造提升传统动能和培育壮大新动能并举，在推动黄河流域生态保护和高质量发展上走在前，到2027年实现能源结构、产业结构显著优化，增量能源消费主要依靠非化石能源提供。在重大举措上，要促进非化石能源大规模高比例发展，大力发展可再生能源，利用鲁北盐碱滩涂地、鲁西南采煤沉陷区等建设规模化风电光伏基地，探索分布式光伏融合发展模式，打造千万千瓦级深远海海上风电基地。推动自主先进

核电堆型规模化发展，拓展供热、海水淡化等综合利用。推动“绿电入鲁”，支持山东加强与送端省份合作，积极参与大型风电光伏基地建设，加快陇东至山东特高压输电通道建设，新建特高压输电通道中可再生能源电量比例原则上不低于50%。构建源网荷储协同互动的智慧能源系统，推动抽水蓄能电站建设，提升新型储能应用水平。

作为全国先行的新旧动能转换试验区，山东省得益于政策扶持，已成为国内主要的户用光伏装机“大省”，新增和累计光伏装机水平全国第一。山东省光照时间较长、“屋顶资源”充裕，以及人均GDP水平较高、销售渠道完善等优势，随着“整县推进光伏”政策的积极落实，山东省户用光伏装机量持续多年处于国内领先水平。2021年，山东省新增并网容量1071万千瓦，是唯一一个“破千”的省份，占全国新增并网容量的19.5%；光伏发电累计装机达3343万千瓦，在全国各省光伏新增装机与累计装机排名第一。国家能源局数据显示，2021年户用光伏项目纳入规模管理指标中的新增装机规模为2159万千瓦，山东省排在全国首位。2022年上半年，山东省新增并网容量371万千瓦，其中分布式光伏为341万千瓦，再次占据全国首位。其中，户用分布式光伏新增装机192万千瓦，位列全国第三。截至2022年6月底，山东省光伏发电累计装机达3715万千瓦，依旧保持全国领跑地位。



第十一章：丹麦能源转型政策 及最佳实践

11 丹麦能源转型政策及最佳实践

11.1 主要结论

- 丹麦的绿色转型由立法大力推动，并且建立在多年的能源规划、政策实施和清洁能源技术开发经验基础之上。目前，风电和太阳能发电量合计占丹麦总发电量的50%以上，同时确保电网供电可靠率达到99.996%。展望未来，丹麦《气候法案》要求到2030年全国二氧化碳年排放量比1990年减少70%。根据新达成的政府协议，到2030年实现100%的绿色电力，到2045年实现碳中和。根据《气候法案》的规定，丹麦通过年度气候政策周期流程对能源行业的发展进行持续分析，为政策实施提供信息，并跟踪实现政府目标的进展情况。
- 针对高比例波动性可再生能源发电的状况，丹麦通过电网规划、监测和分析实现了电力供应的高度安全性。丹麦加入了北欧国际电力市场（Nordpool），通过电网互联实现了区域电力系统的灵活运行，实现了跨境交易，使水电、风电、太阳能发电等可再生能源的多能互补成为可能。随着Nordpool不同电价区的进一步互联，供电安全问题越来越引起关注。在丹麦，电网运营商密切监测和分析供电安全动向，并通过电网规划充分考虑与潜在的极端天气等特殊事件相关的风险和成本，目标是到2032年实现全年停电时间不超过38分钟。
- 丹麦下一阶段的脱碳路径包括通过直接和间接电气化实现行业耦合，开展更大规模的跨境电网互联。丹麦在工业和建筑行业的能效全球领先，也是区域供暖普及率最高的国家之一。储能和热泵技术对于丹麦进一步实现建筑、电力和供暖等行业的深度耦合至关重要，这不仅有助于这些行业实现脱碳，还可以提高电力系统的灵活性。丹麦大力推广电制燃料（PtX）解决方案，将减少交通和工业等最具脱碳挑战性行业的温室气体排放。此外，CCUS技术的发展将为实现温室气体减排和气候目标提供应急措施。

11.2 丹麦气候工作现状和发展前景

过去四十年，丹麦从几乎完全依赖化石能源转变为利用高比例的可再生能源。截至2021年，可再生能源在能源消费中占比达43.1%。如图11-1所示，随着经济的增长，与之对应的能源强度下降、能源效率提高、二氧化碳排放量降低。

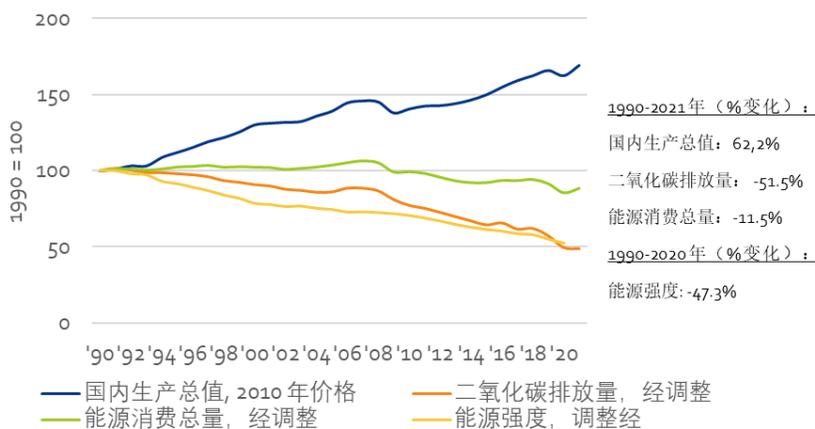


图 11-1 1990-2020 年丹麦的国内生产总值、二氧化碳排放量和能源消费总量

资料来源：丹麦能源署能源统计年鉴

丹麦能源转型的基础是长期以来的能源和气候政策。在大多数情况下，丹麦的能源和气候政策得到了丹麦议会的广泛支持，从而促进了机构的设置、政策和法规的建立，确保了丹麦能够实现其中长期能源和气候目标及承诺。

丹麦气候工作的现状和预测

丹麦能源署最近编写了《2022年丹麦气候状况与展望》（CSO22）年度报告。该报告概述了丹麦历史上的温室气体（GHG）排放情况，同时对排放量和能源趋势进行了预测。报告收集了1990年至2020年的排放数据，截至2020年底，丹麦的温室气体排放量相较1990年减少了43%。报告对丹麦2035年的预测是基于“冻结”当前政策力度的情景做出的，即考虑所有已颁布的政策、并且不考虑制定任何新的政策（冻结政策情景）。在冻结政策情景下，预计到2025年和2030年，温室气体排放量相

较1990年将分别下降47%和57%。CSO22表明，要实现其气候目标，丹麦需要制定更进一步的政策。

丹麦政府在《2022年气候计划》中提出，在考虑了现有政策和已宣布的政策后，相比1990年水平，到2025年，减排目标预计为减少49.5%，相对于丹麦到2025年减少50-54%的目标存在0.5-4.5个百分点的差距；到2030年，减排目标预计为减少63.6%，相对于丹麦到2030年减少70%的目标存在6.4个百分点的差距。图 11-2显示了丹麦各行业排放情况的历史和预测数据。

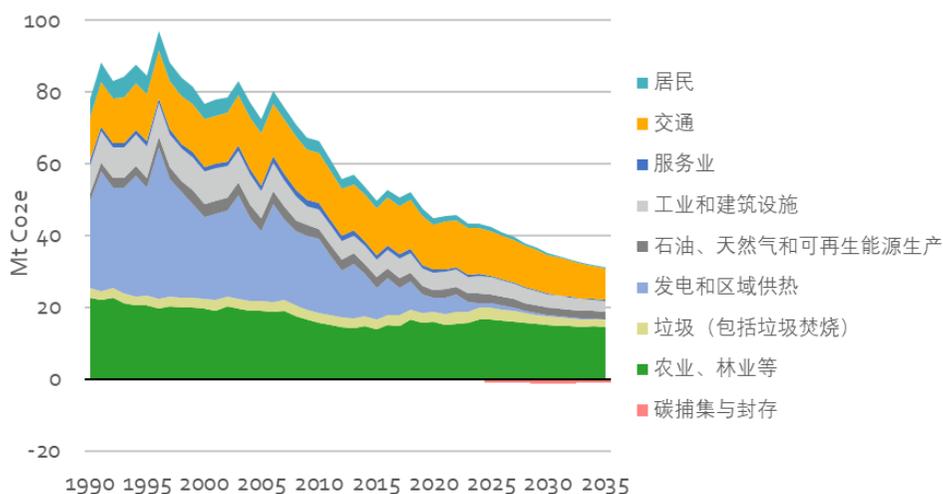


图 11-2 1990-2035 年丹麦各行业的总排放量

注：图中最新的统计年份为 2020 年，其余年份为预测值。资料来源：丹麦能源署

现阶段，丹麦气候工作的一个显著特点是，发电和区域供暖的温室气体排放量已经下降了84%，占2020年总排放量的9%；农业和交通是最需要脱碳的行业，这两个行业的温室气体排放量在2020年总排放量中的占比达63%。

根据丹麦议会的决议，在没有额外政策的情况下，到2030年，农业的排放量预计减少55-65%，达到1510万吨二氧化碳当量，占总排放量的45%，仍是占比最大的部分，进一步减少排放量取决于棕色生物炼制（生物炭）等领域是否能实现技术进步，在不限制生产的情况下，大幅限制农业排放极具挑战性。

丹麦气候目标是否能实现的另一个重要领域是公路运输，它贡献了总排放量的约26%。其中，乘用车运输占比最大，达到58%。公路运输减排工作的成功主要取决于电气化，其目标是到2030年100万辆车达到低排放标准。根据丹麦统计局最新数据，电动汽车（EV）、插电式混合动力汽车（PHEV）和其他低排放汽车发展迅速，在2021年10月至2022年9月期间销售的新车中，有39.1%属于这些类型。禁止销售以汽油和柴油为燃料的新车仍然遥不可及，因为目前这不在欧盟立法范围内。欧洲议会和理事会在2021年10月达成了一项协议，到2035年，所有在欧洲注册的新汽车和货车都应达到零排放。

丹麦减排工作的另一个方面是CCS技术的应用。该应用将在2025年启动，到2030年预计捕获4%的碳排放量。这项技术对于解决工业、农业和其他行业的碳减排难题具有重要作用，如废物制热和废物发电等。

丹麦绿色转型的未来发展方向之一是电气化

丹麦绿色转型最重要的一个方面是电气化。如图 11-2所示，到2030年，发电和供热将几乎完全脱碳。相较于1990年，2021年这两个行业的排放量分别减少了77%和60%，这为交通、供暖以及其他潜在工业过程的直接电气化提供了一个坚实的起点。通过诸如电解过程生产合成燃料（PtX）而形成的间接电气化也将发挥重要作用。

如图11-3所示，在冻结政策情景中，波动性可再生能源电力的生产和消费都将增加，这将使丹麦成为一个通过跨境互联电网向邻国输送电力的电力净出口国。

此外，随着电动汽车和热泵等灵活消费模式进入系统，需求结构将发生重大变化。预计到2030年，家庭和企业传统模式的消费将占能源消费总量的约二分之一，低于2019年90%的占比。新投入使用的大型数据中心预计会增加电力需求，但其相对稳定的消费模式将降低电网的灵活性。此外，电力系统互联将得到增强，海上风电的发展将促进丹麦与德国、比利时和荷兰等欧洲国家共建国际海上风电枢纽。

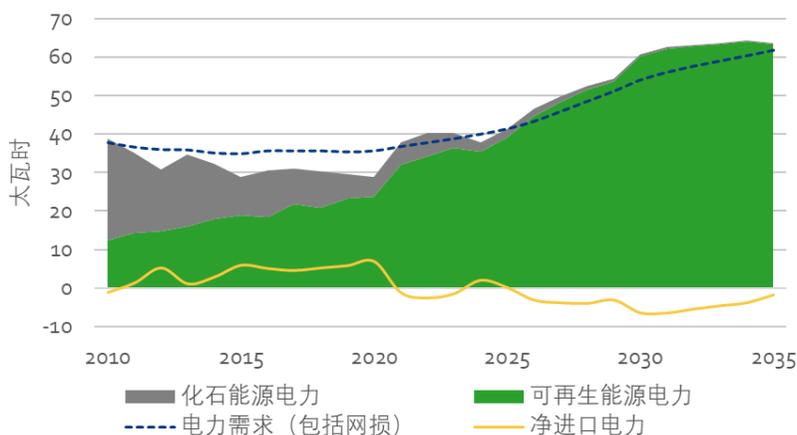


图 11-3 2010-2035 年电力生产、需求和进口

资料来源：丹麦能源署

11.3 丹麦气候政策和能源转型政策

早在1990年，丹麦议会就批准了一项“能源2000”计划，其中包含了到2005年的二氧化碳减排目标，这使丹麦成为世界上第一个设定该目标的国家。此后，丹麦又于2000年和2010年达成了几项新的能源和气候协议。2020年，丹麦议会通过了《气候法案》，承诺到2030年将温室气体排放相比1990年水平减少70%，最迟在2050年实现气候中和。这些气候目标与《巴黎协定》一致。同时，丹麦还接受欧盟制定的几个气候目标的约束。

表 11-1包含了丹麦目前的气候和能源目标及承诺。值得注意的是，最近成立的丹麦政府各方已经同意加快实现国家脱碳目标，承诺在2045年实现气候中和，在2050年实现净负排放，这相当于温室气体排放量比1990年减少110%。

表 11-1 丹麦在气候变化方面的国家气候目标、协议和国际承诺概览

丹麦《气候法案》	
相关领域	描述
10年温室气体（GHG）减排目标	到2030年，丹麦的温室气体排放量相较1990年减少70%。
5年指标性温室气体减排目标	到2025年，丹麦的温室气体排放量相较1990年减少50-54%。
净零排放	到2050年，丹麦最迟必须在2050年实现气候中和（温室气体排放量不超过其吸收量）。
丹麦议会成员通过的部分部门协议	
相关领域	描述
能源	到2030年，丹麦的能源行业不再依赖煤炭、石油和天然气。丹麦的目标是将包括太阳能和陆上风能在内的陆上可再生能源发电量提高四倍（2020年这些能源的发电量为118亿千瓦时）。此外，还一致同意到2030年将海上风力发电装机提高到目前的五倍，达到1290万千瓦。
农业和林业	到2030年，这两个行业的温室气体排放量相较1990年减少55-65%。
公路运输	到2025年排放量减少100万吨二氧化碳当量；到2030年排放量减少210万吨的二氧化碳当量，并拥有100万辆零排放和低排放车辆，占全部车辆的30%。
欧盟的“减碳 55%”一揽子计划（Fit for 55）	
相关领域	描述
欧盟排放交易体系内的行业	相对于2005年，相关行业在2030年总计减少61%的温室气体排放量。
可再生能源	欧盟国家致力于共同实现在整个能源结构中可再生能源占比40%的目标。
能源效率	欧盟国家在2030年共同减少36%的终端能源消费（相对于2007年欧盟参考情景），即相较2020年欧盟参考情景减少9%。

注：在欧盟委员会通过其官方立场后，欧盟的“减碳 55%”一揽子计划已进入最终批准前机构间协商的最后阶段，该立场将成为与欧盟议会协商的基础。

《气候法案》

如前所述，2020年丹麦议会颁布了《气候法案》。除了设定具有法律约束力的目标和义务外（见表 11-1），《气候法案》还定义了一个治理框架，以确保气候政策执行具有长期延续性。《气候法案》要求气候、能源和公用事业部长每五年制定一个新的十年气候目标，该目标需要至少与之前制定的目标一样雄心勃勃。此外，《气候法案》还规定了一个年度气候政策周期，包括：

- 每年二月，丹麦气候变化委员会（DCCC）对政府是否正在实现具有约束力的目标和承诺进行评估，并提供建议；
- 每年四月，气候、能源和公用事业部都应提交一份关于气候政策的现状和预测报告，报告应将冻结政策情景考虑在内；
- 每年九月，气候、能源和公用事业部提交一份气候计划，其中包括对短期和长期举措的减排潜力、成本和各种风险因素的评估。还应概述资金来源，并将其纳入公共融资法案中；
- 每年十二月，议会在公开辩论中对提出的倡议进行评估，并决定是否履行义务或需要采取进一步行动。

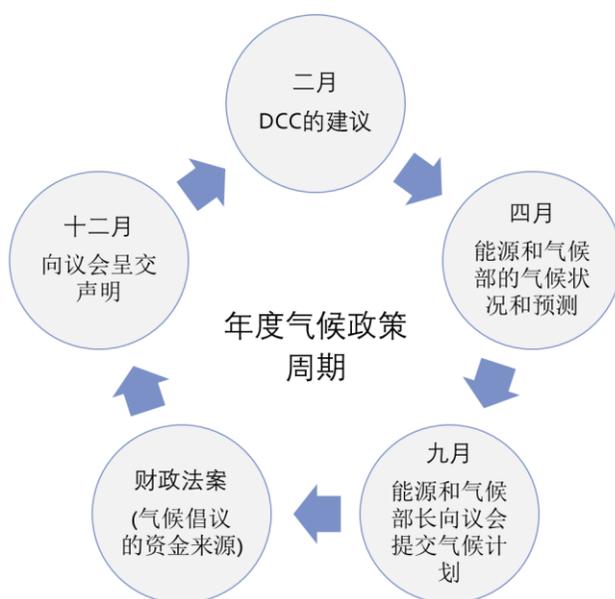


图 11-4 《气候法案》规定的年度气候政策周期

《气候法案》指定丹麦气候变化委员会（DCCC）作为一个公正专家机构，在丹麦的气候政策方面发挥咨询和监督作用：

- DCCC 就丹麦气候工作向气候、能源和公共事业部门提供建议，包括目标和承诺的设定；
- DCCC 将分析 2050 年前向低碳社会转型的各种潜在手段，并确定实现温室气体减排的可能措施，同时考虑其技术可行性和社会经济效益及成本；
- DCCC 将每年评估政府的气候政策，并可以建议对气候、能源和公共事业部门提出的行动计划进行审查，前提是委员会认为这些计划不足以实现其目标；
- DCCC 将参加气候变化方面的公共辩论，并与利益相关者进行接触，如行业和劳动力市场组织以及民间团体代表等。

《2022 年气候计划》

《气候计划》逐年制定，其主要目的是确保国家气候目标的实现。最新的《2022年气候计划》表明，丹麦在实现2030年温室气体排放目标方面大约已完成了四分之三，这是基于2022年1月1日之前实施的政策得出的结果，并且估算了此后新的政府协议的影响。此外，《2022年气候计划》还确定了实现碳减排赤字的潜在举措。

《2022年气候计划》提出了四种不同情景，以推动丹麦实现到2030年温室气体减排比1990年减少70%的目标，以及最迟到2050年实现气候中和的长期目标。这些情景描述了实现目标可采用的不同路径。表 11-2 概述了不同情景的特征。

表 11-2 《2022 年气候计划》情景概述

情景	描述
生物能源和碳捕集与封存技术情景	生物能源和二氧化碳封存技术在实现气候目标方面发挥较大作用。负排放技术主要用于补偿剩余的温室气体排放，而不是将排放降至最低。
电气化情景	社会高度电气化，包括高技术的发展、更廉价的电动交通工具和热泵等（直接电气化），以及电

	制燃料（PtX）技术（间接电气化）。
行为情景	公民和企业的气候意识发生重大变化（例如运输方式的转变、节约能源、饮食习惯的改变、废物回收/再利用增加等），建筑和施工部门更加注重可持续性，能源效率和电气化程度高。
新市场情景	农业高度转型，向国际市场供应以植物为基础的食品，使牲畜数量大幅减少；建筑设施的结构同步调整；假设全球生物质资源在世界范围内均匀分布，生物质消费被列入丹麦的可持续潜力内。此外，该情景还包括高度的电气化、以及能源效率和行为变化等。

这些情景展示了实现丹麦国家气候目标的不同方式。情景设计的一项工作是开发了一个模型，以便在一致的框架内跟踪丹麦所有温室气体的排放。所有情景都建立在对“2030年政策不变情景”的预测基础上，不同情景中的额外减排量取决于外部模型输入和经济的优化，在不同行业中有所不同。

受当前政策的影响，预计到2030年，由于电力、区域供热和家庭将几乎完全脱碳，因此，各情景中的额外减排量主要体现在其他行业。这些情景表明，2030年将实现大幅减排，特别是在农业、土地利用、运输、工业、贸易、废物和燃料生产领域。CCS和生物炭（热解）在各情景中得到了不同程度的应用，可以贡献负排放或消除化石排放。温室气体排放目标是通过使用成熟的技术来实现的，对处于早期开发阶段的技术，例如生物炭技术、直接空气捕集（DAC）和农业饲料添加剂等，在能够被大规模利用之前，需要进一步开发和示范。

到2050年，由于直接和间接的电气化、可再生能源的使用和能源效率的提高，化石燃料在各情景中几乎完全被淘汰。大部分剩余的与能源无关的化石排放都通过碳捕捉、储存和利用技术得以消除，如水泥生产和垃圾焚烧等。然而，温室气体的排放在不同情景下仍有不同程度的发生，特别是来自农业和土地利用的排放。为了补偿这些剩余的排放，需要使用负排放技术，如BECCS技术、直接空气捕集与封存（DACCS）

技术、生物炭和重新造林等。这些情景表明，到2050年可以实现气候中和，但对负排放技术的依赖程度不同，向气候中和转型需要付出相当大的努力、采取一系列措施方能奏效。

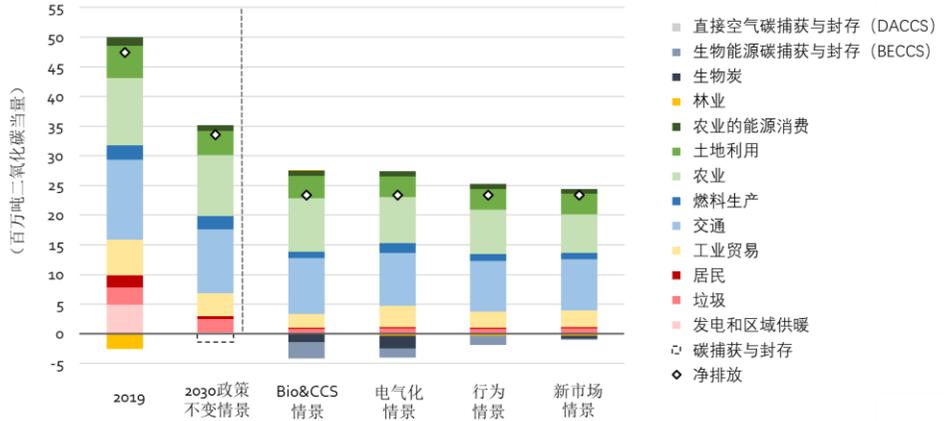


图 11-5 2030 年四种情景下的温室气体排放与政策不变情景下的 2030 年排放及 2019 年历史排放的比较

注：在这些情景中，碳捕集与封存（化石）包括在特定行业的排放中。碳捕集与封存（化石/生物）的减排量已在政策不变情景预测中从总排放量中减去。

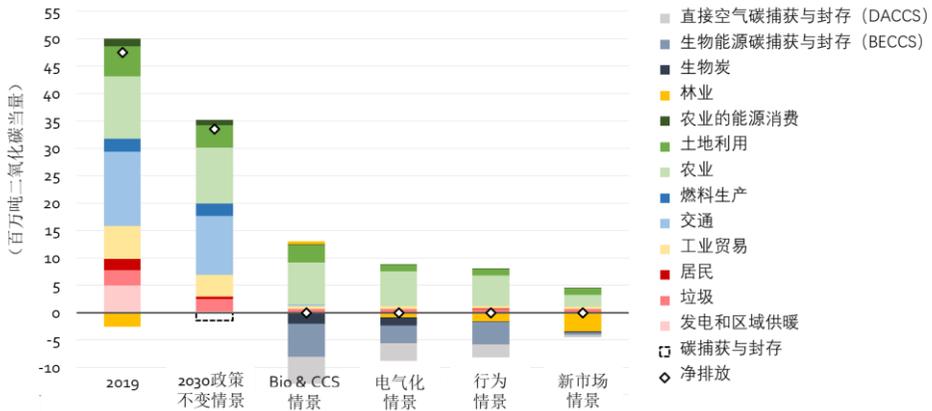


图 11-6 2050 年四种情景下的温室气体排放与政策不变情景下 2030 年的排放及 2019 年历史排放的比较

注：在这些情景中，碳捕集与封存（化石）包括在特定行业的排放中，而碳捕集与封存（化石/生物）的减排量已在政策不变情景预测中从总排放量中减去。

绿色税收改革

丹麦气候政策的另一个重要措施是最近批准的一项广泛税收改革方案，其目的是促进符合2030和2050年减排目标的绿色转型。虽然多年来丹麦的税收制度一直都在应对经济活动产生的各种负面问题，但政府认为还是有必要建立一个更统一的税收制度，来直接应对二氧化碳排放问题。

当前的税收体制中包含了对燃料征收的单独能源税和二氧化碳税，以及适用于几个工业行业的欧盟排放交易体系配额价格。对于交通运输和采暖用途的燃料，其二氧化碳排放的实际税负比工业活动的要高得多。

随着改革的推进，在2025年将现有的能源税转换为化石燃料二氧化碳税，到2030年，欧盟排放交易体系配额制度内外的行业都将被征收二氧化碳排放税。预计新税制将影响到430万吨二氧化碳当量的减排量。另外，当排放交易体系价格较低时，它还将采用一个价格底线机制。表11-3简要描述了将采用的税率。

表 11-3 丹麦的绿色税收改革简介

公司类别	2030 年税率（欧元/CO ₂ ）
欧盟排放交易体系外	101
欧盟排放交易体系内	50
参与工矿业生产过程（水泥、玻璃、矿棉、砖块生产等）	17

注：税率以欧元为单位，按丹麦国家银行 2022 年 10 月 11 日公布的 1 欧元=7.4381 丹麦克朗的汇率计算。

作为协议的一部分，农业不会被征收二氧化碳税，但丹麦已成立一个专家组，研究如何有效地监管农业的排放。专家组在其分析和建议中将评估减少农业非能源相关排放的各种政策选项，包括二氧化碳税、国家援助机制和其他监管举措。

市镇层面的规划

丹麦市政部门制定的诸多政策对生活在本地区的公民有着相当大的影响力，该部门也是热力规划、陆上风电和太阳能发电厂规划的主要决策者。鉴于上述分散式决策模式，丹麦各市镇对其二氧化碳活动可产生较大的影响。在丹麦，市镇一级的规划与国家能源规划并存，而国家规划的主要作用是从社会成本效益角度评估项目的总体框架。

作为市镇层面规划的一个例子，丹麦98个市镇中有95个已经设定或正在设定具有约束力的协议，以设计和制定自己的气候行动计划，这些计划都将符合《巴黎协定》的要求。

电网规划

丹麦作为欧洲内部电力市场的成员，其供电安全和市场规则的规划方法在一定程度上按照欧盟整体法规执行，尽管欧盟立法制定了共同监管框架，但是各国仍有采用特定规划方法的空间，因此，丹麦在电力规划和计算方法上与德国等国家存在细微差异。

丹麦及欧洲电力系统正面临重大变化。大量风电和太阳能发电接入电力系统，而许多传统火电厂正逐步被淘汰。随着越来越多不同国家的电网相互连接，供电安全逐渐成为区域性问题的，而不只是一个国家问题。

在欧洲范围内，泛欧倡议“欧洲资源充裕度评估”（European Resource Adequacy Assessment, ERAA）计划的一部分工作是对供电安全水平进行监测。该计划于2021年首次推出，旨在对欧洲电力市场一体化和波动性可再生能源份额的不断增加给予高度关注。ERAA报告由欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）及其成员（涵盖了共计37个欧洲国家）编制。欧洲能源监管合作署（ACER）负责监督ERAA报告所采用的方法论，并对方法编制和未来报告提出建议。

ERAA评估基于两个主要情景：

- （1）无容量机制（CM）的中央参考情景；
- （2）有容量机制的中央参考情景。

ERAA采用基于国家估算情景（National Estimate Scenario）的中央参考情景，以实现到2030年将温室气体排放量相较1990年降低55%的“减碳55%”一揽子计划目标。输电系统运营商在情景发展过程中提供预期路径、充裕度和电网发展方面的信息，以使这种概率评估更为精准。

在丹麦，国家输电系统运营商（丹麦电网，Energinet）负责监测和分析电力供应安全的发展动态。丹麦电网每年发布一份《电力供应安全报告》，审查当前状况并提出支持未来电力供应安全的新行动和目标建议。由于丹麦电力系统规模较小且与邻国相连，因此，与其他国家之间的输电成为评估丹麦电力供应安全的一个综合要素。图 11-7显示了丹麦电网在2022年《电力供应安全报告》中的基线预测，以分钟为单位，对未来10年的停电时间进行预测。

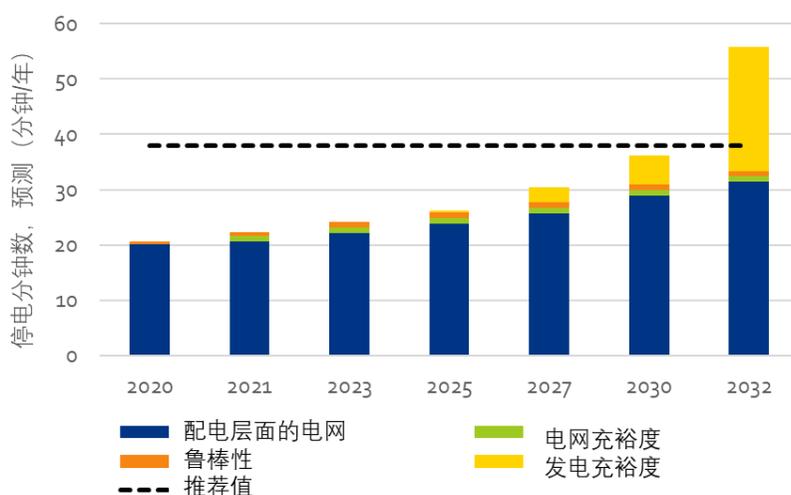


图 11-7 预期停电分钟数的基线预测

数据来源：丹麦电网

尽管此类预测存在一定的不确定性。但仍可展现以下总体趋势：

- 由于用电量的增加和电网老化，配电层面的故障将缓慢上升。
- 在电网充裕度和稳定性方面将面临一些小的挑战。
- 从长远看，由于波动性可再生能源份额增加、化石燃料发电容量减少，如果不采取行动，将存在发电充裕度不足的风险。

为了保证电力供应的安全水平，丹麦设定了一个总体目标，并通过一系列后续的决策和多种措施的执行来实现这一目标。2032年的规划目标是在“正常年份”内，停电时间不超过38分钟。电网的设计并不完全规避特殊事件，例如极端天气条件，相反，在规划过程中会考虑到特殊事件所带来的风险，以及避免或减轻这些风险的费用。在规划电力系统的过程中，无法预测所有可能发生的事件，对《电力供应安全报告》进行公开听证和定期更新，可以确保能源部门相关参与者持续观察和讨论，并制定新的目标和措施。

11.4 丹麦能源转型面临的挑战

最新挑战

新型冠状病毒（COVID-19）大流行后，经济复苏、供应链中断以及扩张性财政货币政策的作用造成了巨大的通货膨胀压力，丹麦和世界其他地区都受到影响。

近期因俄乌冲突而导致的地缘政治紧张局势加剧了通货膨胀的上升，并最终使欧洲和丹麦的消费者面临创纪录的高价格水平，尤其是电力和天然气市场。丹麦的消费者价格指数（CPI）在2022年8月上升了8.9%，是1983年1月以来最高的同比涨幅。

为解决这一问题，丹麦议会已通过决议，允许消费者在更长时间内（5年）以低利率推迟支付部分能源账单。当能源（天然气、电力、供热）价格超过预先设定的水平（相当于2021年第四季度的价格）时，消费者可推迟支付超过预设价格部分的账单。这一持续12个月的机制，试图在消费者保护和价格信号之间取得平衡，从而为急需的灵活性和节能措施提供支持。丹麦政府将为消费者债务提供担保，并在必要时以国家贷款的形式向能源公司提供资金。

电力

高昂的电价、加之所有丹麦家庭都是按小时计量和计费，不仅提高了消费者节能意识，也有助于激励灵活用电。电力批发价格往往在天然气发电商制定的价格高点与风电和太阳能发电量充足时的价格低点之间

波动。

在最近的一项分析中，丹麦能源行业协会（丹麦绿色电力公司）观察到，高价格促使消费者将电力使用从一天中最昂贵的时段转移到其他时段，这证明了价格信号是有效的。大哥本哈根地区的配电系统运营商（DSO）也观察到了类似趋势，它们注意到，2022年10月5日14:00至15:00之间，当批发价格几乎为零时，消费量比前两天的同一小时段增加了27%。

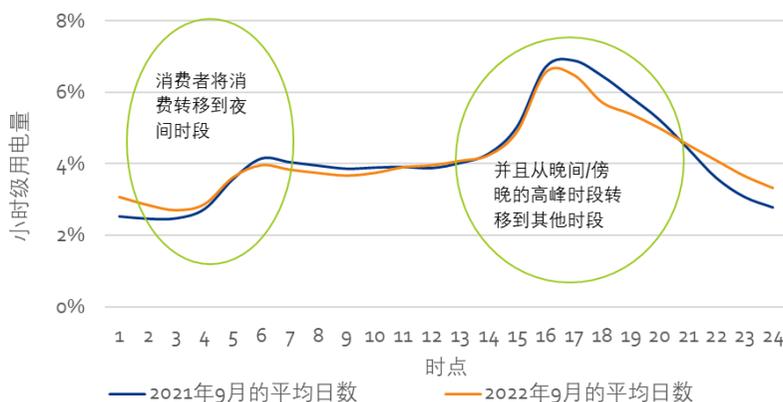


图 11-8 2021 年 9 月和 2022 年 9 月工作日的平均每小时用电量

资料来源：丹麦绿色电力公司

为应对最新挑战和对电力供应不足的潜在担忧，丹麦政府采取的另一项措施是将三家化石燃料发电厂的关闭时间推迟到2024年。政府评估认为，由于天然气市场的状况可能给即将到来的两个冬季带来挑战，因此选择依靠国内生产来弥补高峰时段可能出现的短缺。

气体燃料

受俄乌冲突 的直接影响，丹麦最大的天然气供应商沃旭能源（Ørsted）与俄罗斯天然气工业股份公司（Gazprom）之间的长期合同已在六月份终止，这导致丹麦供应商更加依赖欧洲现货市场来履行其承诺，在2022年10月，丹麦沃旭能源与挪威国家石油公司（Equinor）签订了挪威向丹麦供应天然气的合同。在与其他欧盟成员国的合作中，丹麦政府的直接回应是寻找替代方案来获得所需的能源供应，同时加快绿色转型的速度。

在国内方面，丹麦议会已经宣布，到2035年将逐步淘汰用于采暖的天然气，并制定了到2030年完全依靠绿色气体燃料供应的目标。2022年，丹麦天然气系统中年均约有三分之一的气体来自生物质甲烷。

目前大约有38万户丹麦家庭使用天然气锅炉供暖，另有5万户使用燃油锅炉供暖。图 11-9显示了这种挑战性转换的规模，第二和第三大常见的空间供暖形式分别是燃油锅炉和天然气锅炉。该图还显示了在过去11年中区域供暖和分散式热泵增加份额取代石油和天然气的情况。

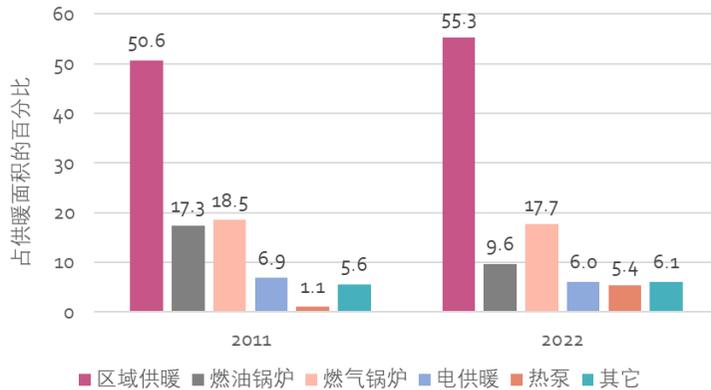


图 11-9 按供暖形式划分的供暖空间百分比（截至 2022 年 1 月 1 日和 2011 年 1 月 1 日）

资料来源：丹麦统计局

在技术和经济可行的情况下，这些家庭将有可能转由区域集中供暖，并最迟在2028年实现。政府估计，大约30-50%燃气供暖的住宅将转为区域集中供暖，而另外20%的住宅将选择单独的供暖方案，如热泵。燃气锅炉在2030年将依然存在，但将由绿色气体燃料供应，这些绿色气体燃料主要来自粪便和有机废物的分解。

11.5 丹麦能源转型最佳案例研究

作为其气候政策目标的一部分，丹麦正在推进一些减缓气候变化的举措，其关注重点是在确保高水平电力供应安全的同时，增加包括风能和太阳能在内的可再生能源供给，提升全社会电气化水平，包括直接和间接的电气化。交通和供暖是可以采用直接电气化的两个领域，而工业

活动则可能需要采用一个更为间接的方式，例如采用PtX解决方案。

能源岛

自1991年建设世界上第一个海上风电场Vindeby以来，丹麦一直致力于推进海上风电的技术研发和生产。2010年至2022年期间，丹麦海上风电装机容量从90万千瓦增加到230万千瓦，已经翻了一番多。根据2020年的议会协议，丹麦将进一步提高其装机目标，在北海和靠近波罗的海的博恩霍尔姆岛建设两个装机容量分别为1000万千瓦和300万千瓦的能源岛项目。

考虑到议会相关协议和专项资金情况，丹麦的目标是到2030年将海上风电装机扩大到1290万千瓦，这将是当前容量的五倍。

这些能源岛项目将被打造成为大规模海上风电汇集站，并作为未来海上输电网络发展的节点，将丹麦与相邻国家的电力系统互联起来。丹麦已与比利时签署了一项北海合作协议，同时还与德国、荷兰分别签署了未来潜在合作的意向书和谅解备忘录。

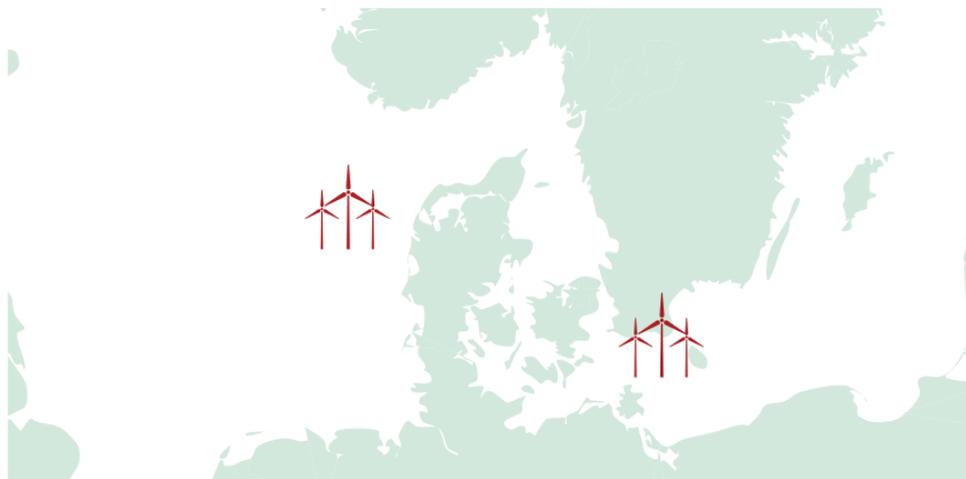


图 11-10 丹麦能源岛位置

资料来源：丹麦政府

上述能源岛项目代表了一种彻底的范式转变，脱离了当前将海上风电场与陆上接入点相连接的放射状互联方式。在未来，互联的海上风电场将起到双重作用，即在向本地市场供电的同时，也向国际互联电网输送电力。这种混合型基础设施的一个早期例子是Kriegers Flak联合电网解决方案，它将丹麦水域的Kriegers Flak风电场与德国水域的波罗的海1号和2号风电场相互连接起来。

此外，由于相关基础设施预计将直接部署在能源岛或陆上停放区内，因此能源岛在开发PtX解决方案方面将发挥关键作用。预计将在风电和太阳能发电的基础上生产氢，然后可能将所生产的氢输送到丹麦参与的未来欧洲氢骨干网（EHB）基础设施中，或直接用于生产合成燃料。

碳捕集、利用与封存和电制燃料

丹麦气候目标和承诺的实现在一定程度上依赖于技术的进步，尽管这些技术已被证实，但仍处于商业化前阶段，如CCUS技术，或处于缺乏大规模实施的商业化早期阶段，如电制燃料技术。

针对碳捕集、利用与封存技术，丹麦政府已经制定了一系列政策，旨在支持该技术价值链在本国的发展。

为实施相关政策，丹麦已采取的步骤包括：

- 向北海部分地区发放二氧化碳封存许可证，并确定其他潜在的封存地点。
- 发起了首个国家援助的竞争性招标活动，以启动丹麦的CCS价值链。合同将持续20年，旨在支持建设一个初步的CCUS项目。预计从2026年起，该项目每年的减排量可达40万吨二氧化碳当量。已有三个项目通过了投标资格预审，预计将在2023年上半年对获得国家援助的项目做出最终决定，然后将制定、公布更多的后续援助计划。

关于PtX技术，已确立的目标是到2030年电解槽容量达到400-600万千瓦。但相较于化石燃料和生物燃料，这种技术在市场上还缺乏竞争力。丹麦已经启动了一系列措施，以促进PtX价值链的发展：

- 对 PtX 和氢能项目领域投资实行竞争性国家援助分配方式。计划在 2023 年进行一轮招标，为 PtX 应用的产业化和升级提供国家援助。已为首批 PtX 项目拨款 12.5 亿丹麦克朗，在十年内为 200-300 MW 的 PtX 项目提供支持。
- 实行旨在改善项目经济条件的监管改革，例如引入地域差异化价格机制，以激励电解槽项目实现规模最佳和灵活运行的目标。
- 在可再生能源和 PtX 工厂间架设专用输电线，以降低 PtX 使用电力基础设施的成本。

电力供应安全

在风能和太阳能份额逐渐增加的同时，丹麦保持了高水平的电力供应安全。丹麦电力消费者平均每年经历20-21分钟的停电时间，相当于供电可靠率达到99.996%，大多数停电与当地配电网有关。丹麦电力供应安全已达到欧洲的最高水平，这也表明向更高比例可再生能源电力供应转型不会危及电力供应安全，也不会对经济增长产生负面影响。正如《中国能源转型2022》中所指出的那样，“通过促进能效、电气化和大规模可再生能源部署可以确保经济增长”。图 11-11展示了衡量年停电分钟数和波动性可再生能源发电量对比关系的电力供应安全的历史发展情况。



图 11-11 预期停电分钟数与波动性可再生能源发电量的对比关系

注：停电分钟数被定义为一个普通消费者每年遭遇电力供应中断的平均时间。数据来源：丹麦电网

绿色供热

在历史上，区域供热的发展是与市政规划高度相关的领域，并且发挥着重要的作用。丹麦供热管线长度为3万公里、建筑供热的覆盖率为66%，可再生能源在热力生产中的占比为69%，表明丹麦在区域集中供热方面属于领先的国家。丹麦区域供热最为明显的优点是能效提升和行业耦合（采用联合发电、大量使用大型热泵）。

到2028年，预计区域供热的住宅覆盖率可达73%，区域供热是整个能源系统灵活性的一个重要来源，有助于可再生能源的整合，储热装置与热电联产相结合为灵活电力生产提供了支持。同样，储热装置、大型热泵及电热锅炉也可以实现灵活的电力消费。

然而，区域供热并不是唯一可用的绿色供暖形式。以性能系数COP衡量，独立的热泵提供了非常高的能效，是供暖行业脱碳以及整合可再生能源的另一项重要技术。

在丹麦政府决定在2030年前逐步淘汰天然气作为采暖燃料时，该国正在大力推动从化石燃料锅炉向区域供热和独立热泵的转换。主要措施之一是2022年6月通过的一项税收改革方案，其中包括降低所有消费者支付的电力消费税，以及为扩大区域供热提供更多资金。丹麦政府目前正在研究从2024年起降低热泵电力税的可能性，但该措施尚未被采用。



第十二章：绿色金融助力中国 能源转型

12 绿色金融助力中国能源转型

12.1 主要结论

- 随着全球气候变化风险持续增加，推动应对气候变化和实现更加可持续的发展也成了国际社会协调各国宏观经济政策、财政金融政策的重点。在此背景下，绿色金融受到广泛重视，全球绿色金融逐渐形成规模，根据有关国际和银行机构的最新研究，绿色金融在全球金融市场中占比由 2012 年的 0.1% 增加到了 2021 年的 4%，绿色融资规模从 52 亿美元上升到 5406 亿美元，增长逾 100 倍。绿色金融在能源体系变革、传统能源产业绿色低碳转型和新能源产业发展方面，起到了越来越大的引导和推动作用。
- 2016 年，在中国杭州举行的二十国集团（以下简称 G20）领导人峰会上，通过了《G20 绿色金融综合报告》，提出了加快绿色金融动员的七项可选措施。2022 年 11 月，G20 领导人峰会以“可持续的能源转型”为三大优先议题之一，批准了《2022 年 G20 可持续金融报告》，提出进一步发展可持续金融工具，以提高可持续融资的可得性和降低融资成本。
- 近年来，欧盟继续实施其可持续金融行动计划，加大了绿色金融对碳市场、可再生能源和能源效率等支持力度。其他一些经济体和相关国家，也在大力推进绿色金融发展。但全球绿色金融发展也存在不充分和不平衡的问题，广大发展中国家获得绿色融资的机会和资金支持相比发达国家仍然微不足道。同时，绿色金融发展还面临知识和信息缺乏、分析能力不足、监管风险等各种阻碍。
- 中国是 G20 中最早提出绿色金融议题的国家，也是积极的倡导者和坚定的实践者。自 2016 年以来，中国不断完善绿色金融体系，提出了绿色金融发展的“五大支柱”和“三大功能”，大力推动绿色金融发展。中国按照“国内统一、国际接轨、清晰可执行”原则，稳步推进绿色金融标准体系建设；注重培育和壮大绿色金融市场；鼓励创新绿色金融产品服务；设立绿色金融改革创新试验区，探索可复制可推广的地方绿色金融发展路径；不断深化绿色金融国际交流与

合作，为绿色金融发展营造良好的国际环境。中国的绿色贷款余额规模持续增长，绿色信贷市场空间不断扩大。

- 推动绿色发展和能源转型是中国绿色金融政策的实施重点。中国把节能环保产业、新能源与清洁能源产业、绿色基础设施以及绿色服务等产业列为绿色金融重点支持的产业。中国的绿色信贷、绿色基金、绿色保险等绿色金融产品投放量中，投向绿色能源和推动能源转型的占比在不断上升。可以预期，绿色金融将在中国建设面向碳达峰碳中和的新型能源体系中发挥越来越大的作用。

12.2 全球绿色金融发展状况

近年来，在全球范围，可持续金融和绿色金融受到了国际社会和越来越多的经济体以及相关国家的重视，绿色信贷、绿色保险、绿色债券、绿色基金等绿色金融产品逐渐成为了金融行业适应全球可持续发展和应对气候变化的新宠。

绿色金融与传统金融最大的区别在于，绿色金融试图解决在已有的市场环境和金融体系下对绿色发展重视不够、投资不足的问题。绿色投资通常会积极的外部效益，如减少环境污染、保护生态系统等。然而，市场机制往往无法充分考虑这些外部效益，导致绿色投资者难以获得相应的经济回报。这种情况下，市场会低估绿色投资的价值，从而导致投资不足。另一方面，投资者可能缺乏关于绿色投资的全面信息，包括环境效益、技术可行性、投资风险等方面。不完全的信息使得投资者难以准确评估绿色投资的潜在收益和风险，从而降低了他们的投资意愿。此外，绿色投资通常具有较长的回报周期，而市场经常更关注短期收益。这导致投资者倾向于选择短期回报更高的传统产业，而对绿色投资持观望态度。国际上对绿色金融的定义大致可归纳为“与可持续发展相关的金融活动”。绿色金融把金融活动的最终目标与当代可持续发展的相关实体经济活动联系在了一起，强调金融必须为扩绿增绿做贡献，为应对气候变化做贡献，通过新的金融形式和工具，减少投融资成本，增加资金的可获得性，引导实体经济绿色低碳转型。

2016年，在中国杭州举行的G20领导人峰会上，通过了《G20绿色金融综合报告》，提出了加快绿色金融动员的七项可选措施。

专栏 12-1 G20 关于加快绿色金融动员的七项可选措施

这些措施包括：向投资者提供更加清晰的战略框架，提供更加清晰的绿色投资的环境和经济政策信号；推广绿色金融自愿原则；扩大能力建设学习网络，扩大和强化包括国际金融公司IFC倡导的可持续银行网络（SBN）、联合国责任投资准则（PRI）在内的国际能力建设平台和相关国内机构的作用；支持本币绿色债券市场发展；开展国际合作，推动跨境绿色债券投资；推动环境与金融风险问题的交流；完善对绿色金融活动及其影响的测度，基于不同国家的经验，推动研究绿色金融指标体系及相关定义，分析绿色金融对经济和其他领域的影响。

2018年3月8日，欧盟委员会发布了“可持续发展融资行动计划”（Action Plan: Financing Sustainable Development），提出了将资本导向更具可持续性的经济活动、将可持续性纳入金融行业常规的风险管理、鼓励长期行为及市场透明度的提升等3个主要目标。这个“行动计划”的内涵比一般意义上的“绿色金融”范围更广，但也包括了建立绿色金融产品的标准和标识等绿色金融发展的具体目标。欧盟的行动计划释放了明确的可持续金融发展政策信号，对促使金融业监管部门加快制定行动战略，统一欧洲绿色金融相关业务标准，提高金融市场绿色金融业务效率，起到了极大的推动作用。近年来，欧盟继续实施其可持续金融行动计划，颁布了适用于金融实体和基金投资者的《可持续金融信息披露条例》（SFDR）技术标准，提议制定企业可持续发展尽职调查的指令（Corporate Sustainability Due Diligence），加大了绿色金融对碳市场、可再生能源和能源效率等支持力度。

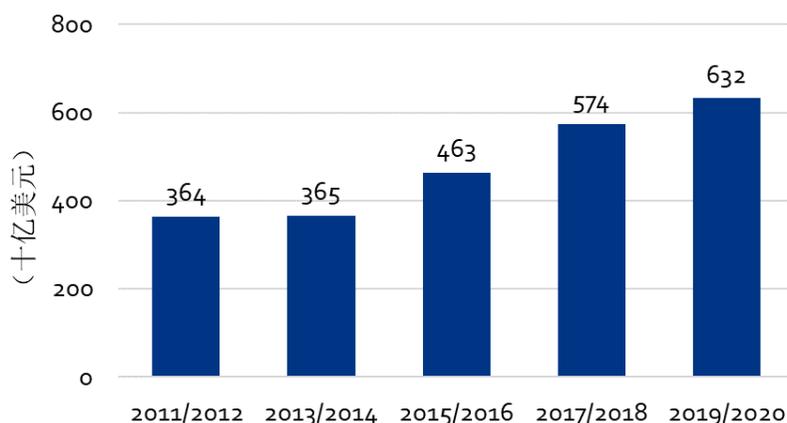


图 12-1 全球气候融资规模

资料来源：CPI Preview: Global Landscape of Climate Finance 2021，中金研究院

2022年11月16日，在印度尼西亚巴厘岛举行G20领导人峰会，以“可持续的能源转型”作为三大优先议题之一，批准了中国人民银行作为共同主席的“G20可持续金融工作组”牵头制定的《2022年G20可持续金融报告》。该报告提出了进一步发展可持续金融工具，以提高可持续融资的可得性和降低融资成本，还提出了多项可行的建议供各国和相关方在自愿的基础上采纳，其中包括建立转型金融框架，提高金融机构净零排放承诺的可信度等。

专栏 12-2 《G20 转型金融框架》

2022年G20可持续金融报告中的一项主要内容是《G20转型金融框架》。出台该框架的主要目的是促进金融业支持高碳排放行业向低碳和零碳转型，该框架包括五个支柱和22条原则，五个支柱分别是：对转型活动和转型投资的界定标准、对转型活动和转型投资的信息披露、丰富和创新转型金融工具、制定和完善各类激励机制和支持政策，以及公正转型。

专栏 12-3 提高金融机构自愿净零排放承诺的可信度

其提出的背景主要是近两年来，随着越来越多的国家和地区提出碳中和目标，许多金融机构和企业（尤其是发达国家的机构）纷纷提出自己的碳中和目标。但与各国政府向联合国气候变化框架公约（UNFCCC）提交国家自主贡献（NDC）不同，金融机构和企业提出的碳中和目标往往缺乏约束和第三方核证机制。为提高相关净零排放承诺的可信度，确保金融机构切实履行相关承诺，G20可持续金融工作组也将相关议题纳入研究范围，并提出了若干建议。

近年来，全球绿色金融逐渐形成规模，根据有关国际和银行机构的最新研究，绿色金融在全球金融市场中占比由2012年的0.1%增加到了2021年的4%，绿色融资规模从52亿美元上升到5406亿美元，增长逾100倍。其中，全球绿色信贷年总量从约为4.3亿美元增至2021年的786亿美元，涨幅近200倍。彭博社估计，到2025年，全球绿色资产有望超过53万亿美元。

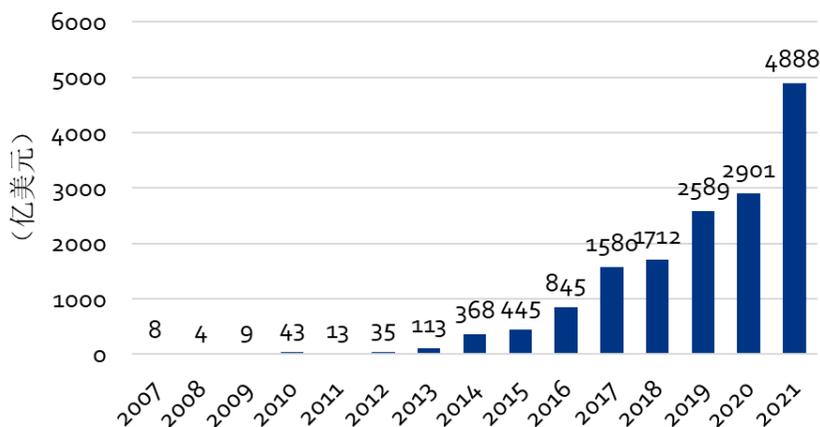


图 12-2 全球绿色债券发行量

资料来源：CBI、路孚特、中金研究院

全球绿色的发展也存在不充分和不平衡的问题，广大发展中国家获得绿色融资的机会和资金支持相比发达国家微不足道。数据显示，2021

年全球绿色和可持续债券发行量最大的20个国家和地区中，有18个是发达经济体，欠发达经济体只有2个。同时，绿色金融发展还面临知识和信息的缺乏、分析能力不足、监管风险等各种阻碍。

12.3 中国绿色金融发展现状

中国是G20中最早提出绿色金融议题的国家，也是积极的倡导者和坚定的实践者。根据2023年2月中央财经大学绿色金融国际研究院发布的《全球绿色金融发展报告（2022）》，在全球55个国家的绿色金融发展指数排名中，中国排在英国、法国、德国之后，位居第四。中国是唯一一个排名前10之中的发展中国家。中国在构建自己的绿色金融体系，培育绿色金融市场，推动国际间合作等方面其努力和成效都位居世界前列。自2016年以来，中国不断完善绿色金融体系，提出了绿色金融发展的“五大支柱”和“三大功能”，大力推动绿色金融发展。

专栏 12-4 中国绿色金融的“三大功能”和“五大支柱”

2016年以来，为完善绿色金融发展的顶层设计，中国人民银行会同相关部门出台了《关于构建绿色金融体系的指导意见》，初步确立了绿色金融发展的“三大功能”和“五大支柱”。

“三大功能”，主要是指充分发挥金融支持绿色发展的资源配置、风险管理和市场定价三大功能。一是通过货币政策、信贷政策、监管政策、强制披露、绿色评价、行业自律、产品创新等，引导和撬动金融资源向低碳项目、绿色转型项目、碳捕集与封存等绿色创新项目倾斜。二是通过气候风险压力测试、环境和气候风险分析、绿色和棕色资产风险权重调整等工具，增强金融体系管理气候变化相关风险的能力。三是推动建设全国碳排放权交易市场，发展碳期货等衍生产品，通过交易为排碳合理定价。

要发挥好“三大功能”，必须完善绿色金融体系“五大支柱”，即绿色金融标准体系、环境信息披露、激励约束机制、产品与市场体系以及国际合作。

2018年，中国人民银行成立了全国金融标准化技术委员会绿色金融标准工作组，按照“国内统一、国际接轨、清晰可执行”原则，稳步推进绿色金融标准体系建设。先后发布了《绿色债券支持项目目录（2021年版）》《金融机构环境信息披露指南》《环境权益融资工具》《碳金融产品》等4项标准，另有15项标准进入立项或征求意见环节，涉及环境、社会和治理（ESG）评价、金融机构和金融业务碳核算等重点领域。同时，正在开展转型金融标准研究，为金融支持传统能源和传统产业绿色低碳发展提供标准依据。

中国还着力为绿色金融发展营造公开透明的市场环境。中国人民银行牵头建立绿色金融信息管理系统，运用金融科技手段开展金融机构和金融业务的碳核算工作，降低环境信息披露和管理成本。

中国在发展绿色金融中，注重培育和壮大绿色金融市场。中国的绿色贷款余额规模持续增长，绿色信贷市场空间不断扩大。根据中国人民银行的最新数据，2022年末，中国的本外币绿色贷款余额已经达到22万亿元，同比增长38.5%，比上年末高5.5个百分点，高于各项贷款增速28.1个百分点，全年增加6万亿元。其中，投向具有直接和间接碳减排效益项目的贷款分别为8.6万亿元和6.1万亿元，合计占绿色贷款的66.7%。

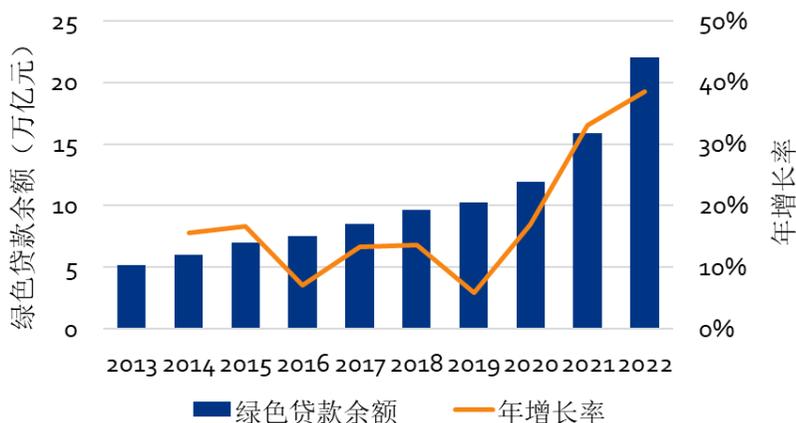


图 12-3 2013-2022 年中国绿色贷款余额规模

资料来源：中国人民银行、川财证券研究所

中国也鼓励创新绿色金融产品服务，在用政策激励金融机构提升绿色贷款业务规模的同时，引导金融机构创新各类绿色债券产品，同时也推出绿色基金、绿色保险等。截至2022年底，中国绿色债券市场累计存量规模为1.77万亿元，新发行的国内绿色债券525只，发行规模8676亿元。与2021财年相比，中国绿色债券发行数量增长8.9%，上市规模增长45.2%。绿债上市规模占总债券上市规模的比重为3.7%，约为全球绿债占比的23.4倍，绿债发展速度位列全球前茅。

绿色基金也是中国绿色金融体系的重要组成部分。中国的绿色金融政策支持设立各类绿色发展基金，按照市场化方式进行投资管理；鼓励地方政府和社会资本共同发起区域性绿色发展基金，支持社会资本和国际资本设立各类民间绿色投资基金。截至2021年第三季度末，中国绿色、可持续、ESG等方向的公私募基金数量接近1000只，规模合计7900多亿元，较2020年底规模增长36%。其中，公募基金190多只，管理规模4100多亿元；私募基金800多只，管理规模3700多亿元，90%为股权创投基金。2021年，绿色投资相关主题基金发行量超过50只，远超以往任何一个年份。

在绿色保险方面，中国绿色保险制度已经初步建立，2018-2020年间累计为全社会提供了45万亿元保额的绿色保险，支付赔偿534亿元，用于绿色投资的余额从2018年的3954亿元增加到2020年的5615亿元。

在绿色信托方面，截至2021年底，中国绿色信托项目数量为665个，虽然较上年度有所下降，但资产投向更为多元，金融工具种类更为多样。2021年，绿色信托资产主要投向节能环保、清洁生产、清洁能源、生态环境、基础设施绿色升级及绿色服务六大产业。

2017年6月以来，中国还先后在浙江、江西、广东、贵州、甘肃、新疆维吾尔自治区六省（区）九地市设立绿色金融改革创新试验区，探索自下而上的可复制可推广的地方绿色金融发展路径。截至2022年6月末，试验区绿色贷款余额1.1万亿元，在全部贷款中的占比高于全国平均水平2.2个百分点。

中国也不断深化绿色金融国际交流与合作，为绿色金融发展营造良好的国际环境。中国人民银行深入参与G20领导人峰会可持续金融工作组、央行和监管机构绿色金融网络（NGFS）、可持续金融国际平台（IPSF）、《“一带一路”绿色投资原则》（GIP）等国际合作平台，凝聚绿色金融国际共识，主动引领绿色金融国际议题。2022年6月，中国人民银行与欧盟有关部门联合发布《可持续金融共同分类目录》，为中欧绿色债券市场互联互通、便利绿色跨境投融资奠定了基础。

12.4 中国支持绿色发展和能源转型的绿色金融政策

中国在绿色金融体系构建的初期，就把推动绿色发展和能源转型作为绿色金融政策的实施重点。2016年8月，中国人民银行、财政部、国家发展和改革委员会、环境保护部、中国银行业监督管理委员会、中国证券监督管理委员会、中国保险监督管理委员会联合印发《关于构建绿色金融体系的指导意见》，定义绿色金融是对环保、节能、清洁能源、绿色交通、绿色建筑等领域的项目投融资、项目运营、风险管理等提供资金的金融服务。

2019年2月，国家发展改革委发布了《绿色产业指导目录（2019年版）》，把节能环保产业、清洁能源产业、生态环境产业、基础设施绿色升级以及绿色服务等产业列为实施绿色发展重点和绿色金融对应支持的产业。这个指导目录所列产业涵盖了在能源转型需大力发展的太阳能、风能等清洁能源产业，包括包括多晶硅、硅片、电池片、组件等光伏制造业，整机和零部件在内的风电制造业，锂离子电池、铅碳电池、以及采用其他新型储能技术的储能制造业，包括生产、储运、燃料电池等环节的氢能产业。还有新型电力系统产业，分布式和集中式的新能源与清洁能源开发利用项目，包括光伏、海上和陆上风电、垃圾等各种生物质发电、地热发电和热利用、核电、加氢站、充电桩等建设运维项目。绿色信贷在中国的绿色融资中占有绝对主导地位，为了形成支持绿色发展和能源转型的政策合力，相关机构依据《绿色产业指导目录（2019年版）》更新了引导商业银行绿色投资的《绿色信贷指引》《绿色信贷统计制度》以及绿色信贷评价制度等。

绿色债券也是中国绿色金融体系中的重要绿色金融产品。2020年以来，中国人民银行等部门多次就《绿色债券支持项目目录（2020年版）》向专业机构和社会公众征求意见，在充分吸收各方面意见建议的基础上，最终形成了《绿色债券支持项目目录（2021年版）》。新的绿债目录有几个方面的特点。一是没有把煤炭等化石能源清洁利用项目纳入支持范围，同时采纳国际通行的“无重大损害”原则，强化了碳减排约束。二是统一了绿色债券所支持项目的绿色认定标准，降低了绿色债券发行、交易和管理成本，提升了绿色债券市场的定价效率。三是在绿色债券的分类上，实现了二级和三级目录与国际主流绿色资产分类标准基本一致，便利了境内外主体识别、查询和投资绿色资产；四级目录与国家发展改革委发布的《绿色产业指导目录（2019年版）》三级目录基本一致，有利于绿色产业得到“清单”式金融服务。同时，还为绿色债券支持绿色农业、绿色建筑、水资源节约等预留了空间。《绿色债券支持项目目录（2021年版）》的发布，使中国的绿色债券更加聚焦绿色低碳发展战略和能源转型。

近年来，中国的保险业也加大了为碳达峰碳中和以及能源转型提供服务的力度。保险行业在开展绿色保险产品的研发中，加快了对服务新能源发展、绿色低碳技术研发应用、生物多样性保护等业务领域的绿色保险产品和服务标准的研发。保险业监管机构也在建立绿色保险统计、绿色资金运用、绿色保险评估等的指标和标准。

一些开展绿色金融试验区的省市，在构建地方绿色金融体系过程中，也提出了包括贴息、资金奖励、优惠贷款支持等激励措施，支持能源绿色低碳化转型和相关产业的绿色发展。

中国也依据碳达峰碳中和“1+N”政策体系和加快推进经济社会全面绿色发展的要求，研究通过转型金融支持包括传统能源产业的绿色低碳发展。2022年2月，工信部等四部门发布《高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）》，对有效提升重点领域能效水平，降低能源消耗强度和碳排放强度，加快实现高能耗产业能源使用的绿色低碳转型作了路径指引，也给绿色金融支持高能耗产业绿色低碳转型提

供了判断依据。

为了支持和推动能源转型，中国在绿色金融政策的实施过程中，不断完善激励和约束机制，引导更多金融资源投向与能源转型相关的绿色低碳领域。

在中国的绿色信贷投放量中，2022年基础设施绿色升级产业、清洁能源产业、节能环保产业贷款余额分别为9.8万亿元、5.7万亿元和3.1万亿元，同比增长32.8%、34.9%和59.1%。分行业看，2022年，电力、热力、燃气及水生产和供应业绿色贷款余额达5.6万亿元，同比增长27.4%；交通、仓储、邮政业绿色贷款余额达4.6万亿元，同比增长10.8%。所有这些行业的绿色信贷也基本都与能源转换和替代以及节能和提高能效相关。

在中国绿色产业政策和绿色金融政策驱动下，绿色基金有近70%投向了低碳节能领域。2020年，中国新成立备案的绿色基金投向低碳节能领域达86只，占比为68%，位列首位；投向生态环保领域数量为38只，占比为30%；投向循环经济领域2只，占比为2%。未来，中国绿色基金的投资领域将更加聚焦，投资机构和投资标的也有望不断扩大。

参考文献

- [1] Bruegel. European natural gas demand tracker [EB/OL]. Retrieved from <https://www.bruegel.org/dataset/european-natural-gas-demand-tracker>, 2023-06-13.
- [2] 欧盟委员会. A Green Deal Industrial Plan for the Net-Zero Age [Z]. 2023.
- [3] 欧盟委员会. REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe[EB/OL]. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en, 2023.
- [4] 欧盟委员会. Reform of the EU electricity market design[EB/OL]. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1591, 2023-03-14.
- [5] France24. Announcing new reactors, Macron bets on nuclear power in carbon-neutral push[EB/OL]. <https://www.france24.com/en/europe/20220210-announcing-new-reactors-macron-puts-nuclear-power-at-heart-of-carbon-neutral-push>, 2022-02-10.
- [6] 国际能源署. How to Avoid Gas Shortages in the European Union in 2023[R/OL]. <https://www.iea.org/reports/how-to-avoid-gas-shortages-in-the-european-union-in-2023>, 2022-12.
- [7] 国际能源署. Europe's energy crisis: What factors drove the record fall in natural gas demand in 2022?[Z].
- [8] 丹麦政府. Ansvar for Danmark – Regeringsgrundlag[Z].
- [9] Refinitiv Datastream[DB/OL]. <https://www.refinitiv.com/en/products/datastream-macroeconomic-analysis>, 2022-11.
- [10] 欧盟委员会. Solar energy[EB/OL]. https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/solar-energy_en#:~:text=The%20Commission%20endorsed%20the%20creation,almost%20600%20GW%20by%202030, 2023-05.
- [11] 欧盟委员会. Digitalising the energy system - EU action plan[EB/OL]. <https://doi.org/10.2833/492070>, 2022.
- [12] 美国贷款项目办公室. Inflation Reduction Act of 2022[EB/OL]. <https://www.energy.gov/lpo/inflation-reduction-act-2022>, 2023-05.
- [13] 美国国会. H.R.3684 - Infrastructure Investment and Jobs Act[EB/OL]. <https://www.congress.gov/bill/117th-congress/house-bill/3684/text>, 2023-05.
- [14] 王震.大转型背景叠加疫情和乌克兰危机下的油气行业[EB/OL]. https://news.sohu.com/a/587348848_121123912, 2022-09.
- [15] 杨晶.天然气稳价效果显著 “十四五”有望向好发展[J].中国能源, 2023, 45(3):9-24.
- [16] 田磊.乌克兰危机下,国内外石油市场发展新动向[J].中国能源, 2023, 45(3):25-33.
- [17] 李海等.电力低碳转型持续推进 需多措并举提升安全韧性[J].中国能源, 2023, 45(3):34-43.
- [18] 蒋茂荣.增产保供稳价成效显著 煤炭市场平稳运行[J].中国能源, 2023, 45(3):44-55.
- [19] 国家统计局.中国统计年鉴 2022[M].北京:中国统计出版社, 2022.
- [20] 国家统计局.中国能源统计年鉴 2021[M].北京:中国统计出版社, 2022.
- [21] 国家能源局发布 2022 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. 国家能源局. http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691509.htm, 2023-01-18.
- [22] 中国电力联合会.中国电力行业年度发展报告 2022[M]. 2022-07.
- [23] 蒋茂荣.煤炭保障能力大幅增强[J].中国能源, 2022, 03.

- [24] 国家能源局.《全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告》发布 全国碳市场运行框架基本建立[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/06/c_1310688728.htm, 2023-01-06.
- [25] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(发改能源〔2022〕210号)[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/23/content_5680759.htm, 2022-01-29.
- [26] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知(发改能源〔2022〕209号)[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm, 2022-01-29.
- [27] 国家发展和改革委员会, 国家能源局.《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-03/23/c_1310525755.htm, 2022-03-23.
- [28] 国家能源局. 2022年全社会用电量同比增长3.6% [EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/18/c_1310691508.htm, 2023-01-18.
- [29] 国家工业和信息化部. 2022年我国新能源汽车市场规模全球领先[EB/OL]. <http://news.cctv.com/2023/01/18/ARTIi4cRsLT4sFsfyhY6Jvf1230118.shtml>, 2023-01-18.
- [30] 新华社. 我国新能源汽车保有量达1310万辆 呈高速增长态势[EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2023-01/11/content_5736281.htm, 2023-01-11.
- [31] 谷立静. 节能成绩来之不易 任务依然艰巨[J]. 中国能源, 2022(03).
- [32] 央视网. 我国新建建筑绿色化已超90% [EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2022-07/10/content_5700331.htm, 2022-07-10.
- [33] 国家统计局. 中华人民共和国2022年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL]. http://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202302/t20230228_1919011.html, 2023-02-28.
- [34] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 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〔2022〕118号)[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-01/30/content_5671296.htm, 2022-01-18.
- [35] 国家能源局. 关于印发《2023年能源监管工作要点》的通知(国能发监管〔2023〕4号)[EB/OL]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2023-01/04/c_1310691552.htm, 2023-01-04.
- [36] 中共中央, 国务院. 关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/2021-10/24/content_5644613.htm, 2021-10-24.
- [37] 国务院. 关于印发2030年前碳达峰行动方案的通知(国发〔2021〕23号)[EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm, 2021-10-24.
- [38] 碳达峰碳中和工作领导小组办公室. 碳达峰碳中和干部读本[M]. 2022.
- [39] 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要[EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm?dt_platform=weibo&dt_dapp=1, 2021-03.
- [40] 陈功. 我国人口发展呈现新特点与新趋势——第七次全国人口普查公报解读[EB/OL]. http://www.stats.gov.cn/sj/sjjd/202302/t20230202_1896485.html, 2021-05-13.
- [41] 碳达峰碳中和“1+N”政策体系已构建[N/OL]. 人民日报, https://www.gov.cn/xinwen/2022-09/23/content_5711246.htm, 2022-09-23.
- [42] 维基百科. 各国人均汽车拥有量列表.[DB/OL]. <https://zh.wikipedia.org/wiki/%E5%90%84%E5%9B%BD%E4%BA%BA%E5%9D%87%E6%B1%BD%E8%BD%A6%E6%8B%A5%E6%9C%89%E9%87%8F%E5%88%97%E8%A1%A8>, 2023.
- [43] 中国核能发展报告(2023)蓝皮书. 2023.
- [44] 中国光伏晒出亮眼“成绩单”[N]. 中国电子报, 2023-02-21.
- [45] 生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动2022年度报告[R/OL]. <https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/syqhbh/202210/W020221027551216559294.pdf>, 2022-10.

- [46] 中共中央, 国务院. 关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见 [EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-10/24/content_5644613.htm, 2021-10-23.
- [47] 碳达峰碳中和工作领导小组办公室. 碳达峰碳中和干部读本[M]. 2022.
- [48] 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要 [EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm?dt_platform=weibo&dt_dapp=1, 2021-03.
- [49] 陈功. 我国人口发展呈现新特点与新趋势——第七次全国人口普查公报解读[EB/OL]. http://www.stats.gov.cn/sj/sjjd/202302/t20230202_1896485.html, 2021-05-13.
- [50] 碳达峰碳中和“1+N”政策体系已构建[N/OL]. 人民日报, https://www.gov.cn/xinwen/2022-09/23/content_5711246.htm, 2022-09-23.
- [51] 维基百科. 各国人均汽车拥有量列表.[DB/OL]. <https://zh.wikipedia.org/wiki/%E5%90%84%E5%9B%BD%E4%BA%BA%E5%9D%87%E6%B1%BD%E8%BD%A6%E6%8B%A5%E6%9C%89%E9%87%8F%E5%88%97%E8%A1%A8>, 2023.
- [52] 中国核能发展报告（2023）蓝皮书. 2023.
- [53] 中国光伏晒出亮眼“成绩单”[N]. 中国电子报, 2023-02-21.
- [54] 生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2022 年度报告[R/OL]. <https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/syqhbh/202210/W020221027551216559294.pdf>, 2022-10.
- [55] 中共中央, 国务院. 关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见 [EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-10/24/content_5644613.htm, 2021-10-23.
- [56] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展全国煤电机组改造升级的通知（发改运行〔2021〕1519 号）. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202111/t20211103_1302856.html?code=&state=123, 2021-10-29.
- [57] 水电水利规划设计总院. 中国可再生能源发展报告 2021[R]. 北京: 中国水力电力出版社, 2022.
- [58] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）[EB/OL]. http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-09/17/c_1310193456.htm, 2021-09-17.
- [59] 新华社. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要[EB/OL]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm, 2021-03-13.
- [60] 国家发展改革委, 国家能源局等. 关于印发“十四五”可再生能源发展规划的通知（发改能源〔2021〕1445 号）[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202206/t20220601_1326719.html?code=&state=123, 2022-06-01.
- [61] 中央政府. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要[EB/OL]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm, 2021-03-17.
- [62] 国家能源局. 2022 年我国电力市场发展有关情况[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/fggz/hjzy/jnhnx/202302/t20230215_1348801.html, 2023-02-15.
- [63] 21 世纪经济报道. 绿电交易一周年: 价格尚未充分反映环境溢价 外企和出口型企业购电积极[N/OL]. <https://m.21jingji.com/article/20221202/714c087c5d720fad4d7334611558c4bb.html#:~:text=%E5%B9%BF%E4%B8%9C%E7%94%B5%E5%8A%9B%E4%BA%A4%E6%98%93%E4%B8%AD%E5%BF%83%E6%95%B0%E6%8D%AE.%E4%BB%B726.7%E5%8E%98%2F%E5%8D%83%E7%93%A6%E6%97%B6%E3%80%82>, 2022-12-02.
- [64] 国家电网. 甘肃电力现货市场建设成效[Z]. 2022.
- [65] 北京电力交易中心. 电力市场运行情况及对下一步市场建设的思考[Z]. 2022.

- [66] 山西电力交易中心. 山西电力交易中心市场信息 (2022.08.26) [EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/MPJkYISiwAKiPrTQ7gznQ>, 2022-08-22.
- [67] 国家发展改革委, 财政部, 国家能源局. 关于享受中央政府补贴的绿电项目参与绿电交易有关事项的通知 (发改体改[2023]75号) [EB/OL]. <https://mp.weixin.qq.com/s/H0F6pQSJOgL1axZU5NG5Fw>, 2023-02-15.
- [68] 水利水电规划总院. 抽水蓄能产业发展报告 2021[R]. 北京: 中国水力电力出版社, 2022.
- [69] 中央财经委员会第九次会议[EB/OL]. https://baike.baidu.com/item/%E4%B8%AD%E5%A4%AE%E8%B4%A2%E7%BB%8F%E5%A7%94%E5%91%98%E4%BC%9A%E7%AC%AC%E4%B9%9D%E6%AC%A1%E4%BC%9A%E8%AE/AE/56361464?fr=ge_ala, 2021-03-15.
- [70] 国家统计局. 中国统计年鉴 2022[M/OL]. <http://www.stats.gov.cn/sj/ndsj/2022/indexch.htm>, 2023-06.
- [71] 国家统计局. 中国能源统计年鉴 2021[M]. 北京: 中国统计出版社, 2022年6月.
- [72] 北京市统计局. 北京市统计年鉴 2022[M/OL]. <http://nj.tjj.beijing.gov.cn/nj/main/2022-tjnj/zk/indexch.htm>, 2023-06.
- [73] 国家统计局. 中国 2017 年投入产出表[DB]. 2020-07.
- [74] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 新时代的中国能源发展[N]. 人民日报, 2020-12-22(010). DOI:10.28655/n.cnki.nrmrb.2020.012587.
- [75] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 加快建设能源强国 全力保障能源安全[EB/OL]. <http://www.scio.gov.cn/xwfbh/xwfbh/wqfbh/47673/48664/wz48666/>, 2022-07-27.
- [76] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 国新办举行做好能源保供确保温暖过冬新闻发布会[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/13/c_1310690905.htm, 2023-01-13.
- [77] 国家发展改革委. 关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知 (发改价格 (2022) 303号) [EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202202/t20220225_1317003.html, 2022-02-24.
- [78] 国家发展改革委. 关于强化中长期合同管理确保电煤质量稳定的通知[EB/OL]. http://www.xlgl.gov.cn/xmxxgk/mtj/xxgkml/202208/t20220819_2905192.html, 2022-07-28.
- [79] 国家发展改革委. 关于进一步严格做好 2023 年电煤中长期合同签订工作的通知 [EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/202211/t20221130_1342943_ext.html, 2022-11-30.
- [80] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知 (发改能源 (2022) 210号) [EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html, 2022-01-29.
- [81] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见 (发改能源 (2022) 206号) [EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015.htm, 2022-01-30.
- [82] 国家能源局. 2023 年全国能源工作会议在京召开[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-12/30/c_1310687421.htm, 2022-12-30.
- [83] 国家能源局. 2022 年全国油气勘探开发十大标志性成果[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm, 2023-01-20.
- [84] 中国电力报. 数读 2022 年能源成绩单[N/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-12/31/c_1310687589.htm, 2022-12-31.
- [85] 国家能源局. 关于印发《2022 年能源工作指导意见》的通知 (国能发规划 (2022) 31号) [EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/29/content_5682278.htm, 2022-03-17.

- [86] 国家能源局, 科技部. 关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知 (国能发科技〔2021〕58号) [N/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/03/content_5683361.htm, 2021-11-29.
- [87] 国家海关总署. 统计月报[D/OL]. <http://www.customs.gov.cn/customs/302249/zfxgk/2799825/302274/302277/4185050/index.html>, 2023.
- [88] 国家统计局. 胡汉舟: 能源保供能力稳步提升 能源消费结构持续优化[EB/OL]. http://www.stats.gov.cn/xxgk/jd/sjjd2020/202301/t20230118_1892281.html, 2023-01-08.
- [89] 国家统计局. 年度数据[D/OL]. <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>, 2023.
- [90] 中国电力企业联合会. 2023年度全国电力供需形势分析预测报告[EB/OL]. <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-317477>, 2023-01-19.
- [91] 国家能源局石油天然气司. 中国天然气发展报告 2021[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- [92] 中国煤炭资源网. 煤炭行业数据库[D/OL]. <http://www.sxcoal.com/data/view/124>, 2023.
- [93] 何建坤. 碳达峰碳中和目标导向下能源和经济的低碳转型[J]. 环境经济研究, 2021, 6(01):1-9.
- [94] 韩文科, 张有生, 等. 能源安全战略[M], 北京: 海南出版社, 2014.
- [95] 李俊峰, 李广. 中国能源、环境与气候变化问题回顾与展望[J]. 环境与可持续发展, 2020, 45(05):8-17.
- [96] 杨晶. 2020年天然气发展形势与2021年展望[J]. 中国能源, 2021, 43(03):39-44.
- [97] 杨晶. 2021年我国天然气发展形势、政策分析与2022年展望[J]. 中国能源, 2022, 44(03):36-41.
- [98] 章建华. 深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 以能源高质量发展支撑中国式现代化建设[J]. 当代世界, 2023(02):4-9.
- [99] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2022[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2022.
- [100] 用电高峰, 保供持续发力 (经济新方位) [N/OL]. 人民日报. http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2022-08/08/nw.D110000renmrb_20220808_1-02.htm, 2022-08-08 (02).
- [101] 国家能源局. 白鹤滩水电站机组全部投产 金沙江下游水电基地全面建成[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-12/21/c_1310685305.htm, 2022-12-21.
- [102] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展全国煤电机组改造升级的通知 (发改运行〔2021〕1519号) [N/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm, 2021-10-29.
- [103] 国家生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2022年度报告[R/OL]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/syqhbh/202210/t20221027_998100.shtml, 2022-10-27.
- [104] 中国电力企业联合会. 2022年1-12月份全国电力市场交易简况[EB/OL]. <https://cec.org.cn/detail/index.html?3-317500>, 2023-01-28.
- [105] 中煤集团与国家电投煤电项目实施专业化整合[N/OL]. 人民日报海外版. http://paper.people.com.cn/rmrbhwb/html/2023-01/04/content_25957621.htm, 2023-01-04.
- [106] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 新时代的中国能源发展[N]. 人民日报, 2020-12-22(010). DOI:10.28655/n.cnki.nrmrb.2020.012587.
- [107] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 加快建设能源强国 全力保障能源安全[EB/OL]. <http://www.scio.gov.cn/xwfbh/xwfbh/wqfbh/47673/48664/wz48666/>, 2022-07-27.
- [108] 中华人民共和国国务院新闻办公室. 国新办举行做好能源保供确保温暖过冬新闻发布会[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2023-01/13/c_1310690905.htm, 2023-01-13.

- [109] 国家发展改革委. 关于进一步完善煤炭市场价格形成机制的通知(发改价格〔2022〕303号)[EB/OL].
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202202/t20220225_1317003.html, 2022-02-24.
- [110] 国家发展改革委. 关于强化中长期合同管理确保电煤质量稳定的通知[EB/OL].
http://www.xlgl.gov.cn/xmxxgk/mtj/xxgkml/202208/t20220819_2905192.html, 2022-07-28.
- [111] 国家发展改革委. 关于进一步严格做好2023年电煤中长期合同签订工作的通知[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/fzggw/jgsj/yxj/sjdt/202211/t20221130_1342943_ext.html, 2022-11-30.
- [112] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知(发改能源〔2022〕210号)[EB/OL].
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220322_1320016.html, 2022-01-29.
- [113] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见(发改能源〔2022〕206号)[EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-02/11/content_5673015.htm, 2022-01-30.
- [114] 国家能源局. 2023年全国能源工作会议在京召开[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-12/30/c_1310687421.htm, 2022-12-30.
- [115] 国家能源局. 2022年全国油气勘探开发十大标志性成果[EB/OL].
http://www.nea.gov.cn/2023-01/20/c_1310692197.htm, 2023-01-20.
- [116] 中国电力报. 数读2022年能源成绩单[N/OL]. http://www.nea.gov.cn/2022-12/31/c_1310687589.htm, 2022-12-31.
- [117] 国家能源局. 关于印发《2022年能源工作指导意见》的通知(国能发规划〔2022〕31号)[EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/29/content_5682278.htm, 2022-03-17.
- [118] 国家能源局, 科技部. 关于印发《“十四五”能源领域科技创新规划》的通知(国能发科技〔2021〕58号)[N/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-04/03/content_5683361.htm, 2021-11-29.
- [119] 国家海关总署. 统计月报[D/OL].
<http://www.customs.gov.cn/customs/302249/zfxgk/2799825/302274/302277/4185050/index.html>, 2023.
- [120] 国家统计局. 胡汉舟: 能源保供能力稳步提升 能源消费结构持续优化[EB/OL].
http://www.stats.gov.cn/xxgk/jd/sjjd2020/202301/t20230118_1892281.html, 2023-01-08.
- [121] 国家统计局. 年度数据[D/OL]. <https://data.stats.gov.cn/easyquery.htm?cn=C01>, 2023.
- [122] 中国电力企业联合会. 2023年度全国电力供需形势分析预测报告[EB/OL].
<https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-317477>, 2023-01-19.
- [123] 国家能源局石油天然气司. 中国天然气发展报告2021[M]. 北京: 石油工业出版社, 2021.
- [124] 中国煤炭资源网. 煤炭行业数据库[D/OL]. <http://www.sxcoal.com/data/view/124>, 2023.
- [125] 何建坤. 碳达峰碳中和目标导向下能源和经济的低碳转型[J]. 环境经济研究, 2021, 6(01):1-9.
- [126] 韩文科, 张有生, 等. 能源安全战略[M], 北京: 海南出版社, 2014.
- [127] 李俊峰, 李广. 中国能源、环境与气候变化问题回顾与展望[J]. 环境与可持续发展, 2020, 45(05):8-17.
- [128] 杨晶. 2020年天然气发展形势与2021年展望[J]. 中国能源, 2021, 43(03):39-44.
- [129] 杨晶. 2021年我国天然气发展形势、政策分析与2022年展望[J]. 中国能源, 2022, 44(03):36-41.
- [130] 章建华. 深入学习贯彻习近平新时代中国特色社会主义思想 以能源高质量发展支撑中国式现代化建设[J]. 当代世界, 2023(02):4-9.

- [131] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告 2022[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2022.
- [132] 用电高峰, 保供持续发力(经济新方位) [N/OL]. 人民日报.
http://paper.people.com.cn/rmrb/html/2022-08/08/nw.D110000renmrb_20220808_1-02.htm, 2022-08-08(02).
- [133] 国家能源局. 白鹤滩水电站机组全部投产 金沙江下游水电基地全面建成[EB/OL].
http://www.nea.gov.cn/2022-12/21/c_1310685305.htm, 2022-12-21.
- [134] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于开展全国煤电机组改造升级的通知(发改运行(2021)1519号) [N/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-11/03/content_5648562.htm, 2021-10-29.
- [135] 国家生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2022 年度报告[R/OL].
https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/syqhbh/202210/t20221027_998100.shtml, 2022-10-27.
- [136] 中国电力企业联合会. 2022 年 1-12 月份全国电力市场交易简况[EB/OL].
<https://cec.org.cn/detail/index.html?3-317500>, 2023-01-28.
- [137] 中煤集团与国家电投煤电项目实施专业化整合[N/OL]. 人民日报海外版.
http://paper.people.com.cn/rmrbhwb/html/2023-01/04/content_25957621.htm, 2023-01-04.
- [138] 邢丽, 樊铁侠, 李默洁. 隐性碳定价的概念、评估方法和展望[J]. 财政科学, 2022(03):5-14.
- [139] Ian Parry, Simon Black & James Roaf. Proposal for an International Carbon Price Floor Among Large Emitters[EB/OL]. <https://www.imf.org/en/Publications/staff-climate-notes/Issues/2021/06/15/Proposal-for-an-International-Carbon-Price-Floor-Among-Large-Emitters-460468>, 2022-06-14.
- [140] 世界银行. 碳定价进展与趋势报告[R], 2022.
- [141] 生态环境部. 中国应对气候变化的政策与行动 2021 年度报告[R]. 2021.
- [142] 生态环境部. 全国碳排放权交易市场第一个履约周期报告[R]. 2022.
- [143] 生态环境部. 2021-2022 年全国碳排放权交易配额总量设定与分配实施方案(发电行业) [EB/OL]. https://www.gov.cn/zhengce/2023-03/16/content_5747108.htm, 2023-03-16.
- [144] 北京碳交易市场试点 7 年效果初显[N/OL]. 中国日报,
<https://cn.chinadaily.com.cn/a/202104/03/WS60683c7aa3101e7ce974773e.html>, 2021-04-03.
- [145] 惠婧璇, 朱松丽. 全国碳排放权交易市场下电解铝行业基准线法研究[J]. 气候变化研究进展, 2022, 18(03):366-372.
- [146] 谭琦璐, 刘兰婷, 朱松丽. 全国碳交易下中国钢铁行业的基准线法研究[J]. 气候变化研究进展, 2021, 17(05):590-597.
- [147] 惠婧璇, 朱松丽. 全国碳排放权交易市场下平板玻璃行业基准线法研究[J]. 中国能源, 2022, 44(04):64-72+12.
- [148] 邢丽, 许文, 郝晓婧. 国际碳定价倡议的最新进展及相关思考[J]. 国际税收, 2022(08):29-36.
- [149] Carhart M, Litterman B, Munnings C, Et al. Measuring Comprehensive Carbon Prices Of National Climate Policies[J]. Climate Policy, 2022: 1-10.
- [150] 韩文科, 安琪, 王娟等. 中国化石能源补贴问题研究[R]. 2017.
- [151] 国际能源署. 全球甲烷跟踪报告 2023[R].
- [152] 中华人民共和国生态环境部. 中华人民共和国气候变化第二次两年更新报[R/OL].
<http://big5.mee.gov.cn/gate/big5/www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/201907/P020190701765971866571.pdf>. 2018-12.
- [153] 胡晓玲, 崔莹. 浅析我国甲烷减排进展及政策建议[Z]. 经济观察网.

- [154] John R. Worden 等人. 通过贝叶斯融合法对 GOSAT 甲烷总量数据和历史清单估算后得出的 2019 年甲烷预算和 1°分辨率及各国的不确定性[J/OL]. *Atmos. Chem. Phys.*, 2022, (22) 6811-6841. <https://doi.org/10.5194/acp-22-6811-2022>.
- [155] R.L. Kleinberg. 全球变暖潜能值曲解了全球变暖的物理学, 因而对政策制定者形成误导[Z/OL]. EarthArXiv 工作文件. <https://eartharxiv.org/repository/view/1686/>; <https://doi.org/10.31223/X5P88D>, 2020-10-25.
- [156] 政府间气候变化专门委员会. 2021 年气候变化: 物理科学基础, 政府间气候变化专门委员会第六次评估报告第一工作组报告[R/OL]. <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>, 2021-08-09.
- [157] Roy, M., Edwards, M.R., Trancik, J.E.旨在为能源技术评估提供信息的甲烷缓解时间表[J/OL]. 环境研究通讯, 2015, (10) 114024. https://iopscience.iop.org/1748-9326/10/11/114024/media/erl114024_suppdata.pdf.
- [158] Shindell, D.等人. 同步缓解近期气候变化和改善人类健康及粮食安全[J/OL]. 科学杂志, 2012, (335): 183-189. <https://science.sciencemag.org/content/335/6065/183>.
- [159] Shine, K.P. 全球变暖潜力值——亟需跨学科重申[J/OL], 气候变化, 2009, (96) 467-472. <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s10584-009-9647-6.pdf>.
- [160] Balcombe, P., Speirs, J. F., Brandon, N. P.; Hawkes, A. D. 甲烷排放: 选择正确的气候指标和时间范围[J]. 环境科学: 过程和影响 2018, 20 (10), 1323-1339.
- [161] 联合国气候变化框架公约. 综合评估模型 (IAMs) 和能源-环境-经济 (E3) 模型 [Z/OL]. <https://unfccc.int/topics/mitigation/workstreams/response-measures/modelling-tools-to-assess-the-impact-of-the-implementation-of-response-measures/integrated-assessment-models-iams-and-energy-environment-economy-e3-models>, 2023-01-05.
- [162] Jackson, R.B.等人. 不断增加的人为甲烷排放同样来自农业和化石燃料来源[J/OL]. 环境研究通讯, 2020, (15) 071002. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab9ed2>.
- [163] 全球碳预算. 全球甲烷预算, 2020 年[DB/OL]. <https://www.globalcarbonproject.org/methanebudget/index.htm>, 2020.
- [164] 中华人民共和国. 气候变化问题第二次两年更新报告[R/OL]. <https://unfccc.int/BURs>, 2018-12.
- [165] International Energy Agency. Methane Tracker[DB/OL]. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/methane-tracker>, 2023.
- [166] Zichong Chen 等人. 中国的甲烷排放: 对卫星 TROPOMI 观测数据的高分辨率反演 [J/OL]. *Atmos. Chem. Phys.*, 2022, (22) 10809-10826.
- [167] Junlian Gao 等人. 随着煤炭产量的回升, 中国的煤矿甲烷排放量不断减少[J/OL]. 环境研究快报, 2021, (16) 124037. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac38d8>.
- [168] Shushi Peng, Clément Giron, Gang Liu, Alexandre d'Aspremont 等人. 通过卫星对中国山西煤矿甲烷排放的高分辨率评估[Z/OL]. EarthArxiv 工作文件. <https://eartharxiv.org/repository/view/3401/>, 2022.
- [169] 美国环保局. 全球非二氧化碳温室气体排放预测和边际减排成本分析: 方法文件 [EB/OL]. EPA-430-R-19-012, 2019, p 51-58.
- [170] Clark Talkington, Raymond C. Pilcher 和 Felicia A. Ruiz. 解决全球煤矿甲烷减排最佳做法部署中的障碍[J/OL]. 碳管理, 2014, 5 (5-6): 587-594. <https://doi.org/10.1080/17583004.2015.1058144>.
- [171] U.S. Department of Energy Awards \$35 Million for Technologies to Reduce Methane Emissions[N/OL]. arpa.e. <https://arpa-e.energy.gov/news-and-media/press-releases/us-department-energy-awards-35-million-technologies-reduce-methane>, 2021-02-12.
- [172] Kholod N, Evans M, Pilcher RC, Roshchanka V, Ruiz F, Coté M, Collings R. 即便在煤炭产量下降的情况下, 全球煤矿的甲烷排放量仍将继续增长[J/OL]. *J Clean Prod*, 2020, (256) 120489. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120489>.

- [173] 中国煤层气储量、产量、标准及开发分析, 煤层气产量逐渐上升[EB/OL]. <https://new.qq.com/rain/a/20220309A031AJ00>, 2022.
- [174] Ming Yang. 气候变化和能源政策, 中国的煤炭和煤矿甲烷[J/OL]. 能源政策, 2009, 37 (08): 2858-2869. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.048>.
- [175] 全球甲烷倡议. 中国甲烷排放概览[DB/OL]. <https://www.globalmethane.org/partners/detail.aspx?c=china>, 2023.
- [176] 全球甲烷倡议. 关于全球甲烷倡议[EB/OL]. <https://www.globalmethane.org/about/index.aspx>, 2023-07.
- [177] 国家发展和改革委员会. 煤层气(煤矿瓦斯)“十一五”规划[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2006-06/28/c_131215308.htm, 2006-06-28.
- [178] 中华人民共和国生态部. 煤层气(煤矿瓦斯)排放标准(试行)[S/OL]. https://www.mee.gov.cn/ywgz/fgbz/bz/bzwb/dqjbjh/dqgdwrywrwpfbz/200804/t20080414_121137.shtml, 2008-07-01.
- [179] 国家发展和改革委员会. 关于印发煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十二五”规划的通知(发改能源[2011]3041号)[EB/OL]. http://www.nea.gov.cn/2011-12/31/c_131337364.htm, 2011-11-26.
- [180] 国家发展和改革委员会. 发煤层气(煤矿瓦斯)开发利用“十三五”规划的通知(国能煤炭(2016)334号)[EB/OL]. http://www.gov.cn/xinwen/2016-12/04/content_5142853.htm, 2016-11-24.
- [181] 中国煤炭工业协会. 关于印发《煤炭工业“十四五”高质量发展指导意见》的通知(中煤协会政研(2021)19号)[EB/OL]. <http://www.coalchina.org.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=464&id=129818>, 2021-05-29.
- [182] 国家发展和改革委员会. 产业结构调整指导目录(2011年修正本)[EB/OL]. <https://www.gov.cn/gzdt/att/att/site1/20110426/001e3741a2cc0f20bacd01.pdf>, 2011-03-27.
- [183] 国家发展和改革委员会. 关于印发天然气发展“十二五”规划的通知(发改能源(2021)3383号)[EB/OL]. <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=1532>, 2012-10-22.
- [184] 国家发展改革委办公厅. 中国石油化工企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)(发改办气候(2014)2920号)[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/201502/t20150209_963759.html, 2014-12-03.
- [185] 环保部办公厅. 关于印发《石化行业VOCs污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》的通知(环办(2015)104号)[EB/OL]. https://www.mee.gov.cn/gkml/hbb/bgt/201511/t20151124_317577.htm, 2015-11-18.
- [186] 国务院. 关于印发“十三五”控制温室气体排放工作方案的通知(国发(2016)61号)[EB/OL]. http://www.gov.cn/zhengce/content/2016-11/04/content_5128619.htm, 2016-10-27.
- [187] 中华人民共和国中央人民政府. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要[EB/OL]. http://www.gov.cn/xinwen/2016-03/17/content_5054992.htm, 2016-03-17.
- [188] 全国人民代表大会. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年计划(2021-2025年)纲要和到2035年的长期目标[EB/OL]. <http://www.npc.gov.cn/npc/kgfb/202103/bf13037b5d2d4a398652ed253cea8eb1.shtml>, 2021-03-13.
- [189] 中美关于在2020年代加强气候行动的格拉斯哥联合宣言[EB/OL]. <https://www.state.gov/u-s-china-joint-glasgow-declaration-on-enhancing-climate-action-in-the-2020s/>, 2021-11-10.

- [190] Melissa Barbanell. 关于中美甲烷排放合作的建议[EB/OL]. 世界资源研究所, <https://www.wri.org/update/recommendations-collaboration-between-us-and-china-methane-emissions>, 2023-01-06.
- [191] 生态环境部. 生态环境部召开 11 月例行新闻发布会[EB/OL]. https://www.mee.gov.cn/ywdt/zbft/202111/t20211125_961825.shtml, 2021-11-25.
- [192] Hou Liqiang. 国家关注甲烷排放行动计划[N/OL]. 中国日报, <https://www.chinadaily.com.cn/a/202111/26/WS61a03995a310cdd39bc77ae2.html>, 2021-11-26.
- [193] 气候和清洁空气联盟. 两家新公司加入 CCAC 油气甲烷合作伙伴关系[EB/OL]. <https://www.ccacoalition.org/en/news/two-new-companies-join-ccac-oil-and-gas-methane-partnership>, 2021-06-24.
- [194] 中国油气企业成立甲烷排放控制联盟[N/OL]. 新华社, http://www.xinhuanet.com/english/2021-05/30/c_139978757.htm, 2021-05-30.
- [195] Gao Baiyu. 管控甲烷排放, 中国将如何行动[Z/OL]. 中外对话, <https://chinadialogue.net/en/climate/how-will-china-control-its-methane-emissions/>, 2022-01-07.
- [196] 美国环保署. 甲烷减排项目[60113][EB/OL]. <https://www.regulations.gov/docket/EPA-HQ-OAR-2022-0875>, 2022-08.
- [197] 国际能源署. 《2022 减少通货膨胀法》: 第 60113 条和第 50263 条关于减少甲烷排放[EB/OL]. <https://www.iea.org/policies/16317-inflation-reduction-act-2022-sec-60113-and-sec-50263-on-methane-emissions-reductions>, 2022-11-08.
- [198] 国会研究服务. 《2022 减少通货膨胀法》: 气候变化相关贡献[R/OL]. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R47262>, 2022-10-03.
- [199] 国际能源署. 《2022 减少通货膨胀法》: 第 60105 条为解决空气污染提供资金[EB/OL]. <https://www.iea.org/policies/16315-inflation-reduction-act-2022-sec-60105-funding-to-address-air-pollution>, 2022-12-02.
- [200] 美国环保署. 拜登-哈里斯政府加强了减少甲烷污染以保护社区、应对气候变化和支持美国创新的提案[EB/OL]. <https://www.epa.gov/newsreleases/biden-harris-administration-strengthens-proposal-cut-methane-pollution-protect>, 2022-11-11.
- [201] 美国白宫. 实现美国甲烷排放减排行动计划[R/OL]. <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/11/US-Methane-Emissions-Reduction-Action-Plan-Update.pdf>, 2022-11.
- [202] 欧盟委员会. 委员会与欧洲议会、理事会、欧洲经济和社会委员会以及各区域委员会的沟通[EB/OL]. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52020DC0663>, 2020-10-14.
- [203] 欧盟委员会. 甲烷排放[Z/OL]. https://energy.ec.europa.eu/topics/oil-gas-and-coal/methane-emissions_en, 2023.
- [204] 德国联邦经济事务和气候行动部[EB/OL]. <https://www.bmwk.de/Redaktion/EN/Pressemitteilungen/2022/12/20221219-adoption-of-binding-rules-on-methane-emissions-from-the-european-energy-sector.html>, 2022-12.
- [205] 美国联邦政府, 欧盟委员会. 全球甲烷承诺[EB/OL]. <https://www.state.gov/global-methane-pledge-from-moment-to-momentum/>, 2022-11-17.
- [206] 全球甲烷承诺. 关于全球甲烷承诺[EB/OL]. <https://www.globalmethanepledge.org/#about>, 2023.
- [207] 国际能源署. 全球甲烷承诺[EB/OL]. <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/the-global-methane-pledge>, 2023.
- [208] 联合国环境署. 甲烷手册[EB/OL]. <https://www.unep.org/explore-topics/energy/facts-about-methane>, 2023.

- [209] 联合国环境署. 甲烷警报和响应系统(MARS)[EB/OL]. <https://www.unep.org/explore-topics/energy/what-we-do/methane/imeo-action/methane-alert-and-response-system-mars>, 2023.
- [210] 中国宏观经济研究院能源研究所, 世界资源研究所. 长三角地区分布式可再生能源发展潜力及愿景[R], 2021.
- [211] 能源“清洁化”, 长三角勇探“绿色之路” [N/OL]. 新华日报, https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/ztlz/cjsjyth1/xwzx/202012/t20201231_1261108.html?code=&state=123, 2020-12-31.
- [212] 北极星智能电网. 京津冀能源协同发展规划 三地共同打造新型能源系统[EB/OL]. <http://www.chinasmartgrid.com.cn/news/20171103/625883.shtml>, 2017-11-03.
- [213] 张北: “追风逐光”, 加快县域经济绿色发展[N/OL]. 河北日报. http://he.news.cn/finance/2022-08/15/c_1128915362.htm, 2022-08-15.
- [214] 中国环保协会. 张北柔性直流电网试验示范工程(简称“张北柔直工程”)正式投运[EB/OL]. http://www.zhb.org.cn/hbqy/hbqy_1/2021-04-16/11283.html, 2021-04-16.
- [215] 电网头条. 张北柔性直流电网试验示范工程创 12 项世界第一[EB/OL]. <https://www.cspplaza.com/article-17978-1.html>, 2020-05-15.
- [216] 新浪财经. 发改委: 黄河流域风电、光伏装机量分别占全国的 46.7%、43.3% [EB/OL]. <https://wind.in-en.com/html/wind-2421977.shtml>, 2022-09-20.
- [217] 中国新闻网. 国家发展改革委: 黄河流域生态保护和高质量发展取得阶段性重要进展 [EB/OL]. <https://new.qq.com/rain/a/20220920A03I3000>, 2022-09-20.
- [218] 风光大基地应开尽开、能开尽开, 大力推动农村可再生能源发展[EB/OL]. <http://de.escn.com.cn/news/show-1401196.html>, 2022-05-22.
- [219] 李东侠等. 浅谈光伏发电与采煤沉陷区治理的融合发展[J]. 电气时代, 2022 年第 5 期 36-37.
- [220] 中国电建中标国内最大光伏治沙项目[N/OL]. 中国电力报. https://www.cpnw.com.cn/news/nyqv/202205/t20220523_1515227.html, 2022-05-23.
- [221] 青海日报. 2022-10-20 (10).
- [222] 新华社. 新华社: 清洁电力温暖三江源[EB/OL]. <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588139/c22084650/content.html>, 2021-12-06.
- [223] 许耀文. 你相信光吗① | 雄霸全国第一, 山东光伏凭什么[EB/OL]. <http://news.bandao.cn/a/664835.html>, 2022-09-30.
- [224] 丹麦能源署. Data, tabeller, statistikker og kort Energistatistik 2021[R/OL]. <https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/energistatistik2021.pdf>, 2022.
- [225] 丹麦气候、能源和公用事业部. Klimaprogram 2022[R/OL]. <https://kefm.dk/Media/637995217763659018/Klimaprogram%202022.pdf>, 2022.
- [226] 丹麦能源署. Climate status and projection 2023[R/OL]. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/klimastatus-og-fremskrivning-2023>, 2022.
- [227] Green power Denmark. High prices give consumers better power habits[EB/OL]. <https://greenpowerdenmark.dk/nyheder/hoeye-priser-giver-forbrugerne-bedre-stroemvaner>, 2022-10-02.
- [228] 丹麦气候、能源和公用事业部. The government's strategy for power-to-x[R/OL]. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/ptx/strategy_ptx.pdf, 2021.
- [229] 中金公司研究部、中金研究院. 碳中和经济学: 新约束下的宏观与行业趋势[Z]. 北京: 中心出版集团, 2021.
- [230] 金融时报. 绿色金融国际经验研究[N/OL]. <https://finance.eastmoney.com/a/202302062628290584.html>, 2023-03-15.

- [231] 中国人民银行研究局. 完善绿色金融体系助力绿色低碳高质量发展[EB/OL]. <http://www.pbc.gov.cn/redianzhuanti/118742/4657542/4669784/index.html>, 2022-09-07.
- [232] 中国政协网. 全球绿色金融发展整体良好[EB/OL]. <http://www.rmzxb.com.cn/c/2023-02-22/3296335.shtml>, 2023-02-22.
- [233] 中国人民银行, 国家发展改革委, 证监会. 绿色债券支持项目目录(2021年版)[EB/OL]. http://www.gov.cn/xinwen/2021-04/22/content_5601285.htm, 2021-04-22.
- [234] 生态环境部, 外交部, 国家发展和改革委员会等. 甲烷控制行动方案[EB/OL]. https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk03/202311/t20231107_1055437.html, 2023-11-07.

中国能源转型展望

2023