



CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

中国能源转型展望

2024

中国宏观经济研究院能源研究所

执行摘要

执行单位



资金支持单位



技术支持单位



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

除特别说明外，报告中的数据均来自 CETO 模型数据库及相关的分析结果。

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

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

习近平主席

在“气候雄心峰会”上的讲话

2020年12月12日

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

习近平总书记

在中共中央政治局第十二次集体学习时的讲话

2024年2月29日

前言

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

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

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

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

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

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

吕文斌

中国宏观经济研究院能源研究所 所长



目录

前言	1
目录	3
CETO2024 课题组	5
《中国能源转型展望 2024》阅读指南	7
情景分析的关键结论和建议	9
研究的背景	9
能源转型的两个情景	9
主要结论	10
中国能流图	14
第一部分：能源转型现状	17
全球气候变化形势日趋严峻，加快能源转型势在必行	17
中国持续推进能源转型	17
第二部分：中国能源系统净零排放路径	19
一次能源需求和电力需求结构将出现重大变化	19
能源转型为中国经济社会实现碳中和提供决定性支撑	21
电气化和节能提效是终端用能部门迈向碳中和的重要途径	21
以风光为主体实现电力绿色化	24
构建灵活安全的新型电力系统	26
新型电力系统的生产消费模拟	28
能源转型有利于经济社会发展和就业改善	30
困难挑战和不不确定性分析	31
第三部分：专题分析	33
第七章 新型能源体系的新模式新业态	33
第八章 构建适应高比例可再生能源的电力市场	34
第九章 电制合成燃料	35
第十章 工业部门低碳转型	36
第十一章 建筑供热低碳转型	37
第十二章 能源领域数字化智能化发展	37



第十三章 能源领域降碳减污技术协同评价 38

第十四章 典型地区能源转型的做法与成效 39

第十五章 能源转型国际合作 39

CETO2024 课题组

课题组组长

吕文斌

国内首席专家

王仲颖

首席顾问

韩文科

课题组成员

中国宏观经济研究院能源研究所

所领导

吕文斌 孙 颖

能源效率中心

白 泉 谷立静 符冠云 张建国
伊文婧 裴庆冰 田聿申 刘政昊
郑雄领

能源环境与气候变化研究中心

熊华文 谭琦璐 杨宏伟 郭敏晓
胡珮琪

能源可持续发展研究中心

田智宇 赵 盟 廖虹云 付毕安
王恬子 刘赫川 闫 君 王 璐

国际能源合作研究中心

朱跃中 刘建国 蒋钦云
戢时雨 李东雅

科研外事处

苏 铭 姚明涛 张思遥 李 楠

课题组副组长

白 泉 赵勇强

国际首席专家

Kaare Sandholt（单国瑞）

可再生能源发展中心

赵勇强 郑雅楠 安 琪 何 则
陶 冶 时璟丽 胡润青 任东明
钟财富

能源经济与发展战略研究中心

高 虎 杨 晶 田 磊 蒋茂荣
刘 凡 李 海 王嘉懿 杨万涛

能源系统分析研究中心

冯升波 王 娟 刘 坚 邓良辰
费佳颖

办公室

侯文森

项目办公室

樊丽娟 高莲娜 涂亮 于霏 王月

丹麦能源署（DEA）

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

Ea能源分析机构（Ea）

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

哥伦比亚大学全球能源政策中心（CGEP）

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

课题组对提供研究建议的以下机构致谢：

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

《中国能源转型展望 2024》阅读指南

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

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

在《中国能源转型2024》报告中：

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

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

第三部分，主要包含近年在中国发生巨大变化，并受到各方关注的热点话题，主要分为九章。其中，第七章描述了中国构建新型能源体系相关的能源新模式和新业态；第八章探讨了如何建设与高比例可再生能源相适应的电力市场；第九章展示了电制氢、氨、醇等燃料在中国和全球发展的新动态；第十章分析了中国工业低碳零碳转型的前景；第十一章分析了中国建筑采暖领域低碳转型的路径；第十二章展示了中国推动能源领域数字化智能化发展的最新政策和案例；第十三章评价了重点技术减污降碳效果的协同性；第十四章介绍了中国中西部地区两个省份（山西省、云南省）推动能源转型的典型做法；第十五章分析了中国加强能源转型的国际合作重点领域和具体做法。第三部分的分析，为第二部分的模型构建和转型路径分析提供了更加充分的政策、信息和技术支持。

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



图1 《中国能源转型展望 2024》的结构

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

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

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

情景分析的关键结论和建议

研究的背景

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

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

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

能源转型的两个情景

在对2060年前中国能源转型的分析中，CETO 2024课题组设置了两个情景。两个情景的共同点，是中国将在2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和。考虑到全球气候变化形势日益紧迫，但是国际政治经济态势日趋复杂多变，课题组设置了**基准碳中和情景（BCNS）**和**理想碳中和情景（ICNS）**。其中：

基准碳中和情景（BCNS）描述的前景是：经过一系列巨大努力，中国中长期经济社会发展愿景和碳达峰碳中和目标愿景如期实现。但是，未来国际政治经济形势日趋复杂，地缘冲突时有发生，应对气候变化在某些国家退居次要位置甚至发生

“退群现象”；气候变化相关的贸易壁垒纷争较多，达成一致难度大；低碳零碳技术研发合作、产业合作难度大；新技术因全球市场分割而成本降低难度大。在这种国际形势下，中国要坚持做好自己该做的事，以2030年前实现二氧化碳排放达峰、2060年前经济社会系统实现碳中和为目标，推动中国中长期能源转型，为中国实现2060年前经济社会系统的碳中和做出决定性贡献。

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

主要结论

通过情景分析，课题组的主要结论如下：

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

通过模型分析和专题研究，课题组得到五个重要结论：

（一）**节能和提高能效是能源转型的前提，持续的电气化是迈向碳中和的有效途径。**如果不能有效节约能源，则能源转型对绿色能源的需求量更大，实现能源转型难度更大、速度更慢。因此，节能和提高能效是能源转型的前提和基础。在**节能和提高能效**方面，狭义的节能和提高能效，是指提高能源技术效率；广义的节能和提高能效，是指提高能源经济效率（即降低经济发展对能源消费的依赖程度）。中国一次能源消费量（按电热当量法计算，下同）将先上升后下降，2060年时一次能源消费量比峰值下降三分之一左右。在**电气化**方面，**狭义电气化**是指终端用能部门直接用电，**广义电气化**是指终端用能部门使用电力、由电制备的合成燃料，以及用电产生的商品热。2023年，中国的狭义电气化率和广义电气化率为28%左右，预计

2060年中国的狭义电气化率提高到59%~62%，广义电气化率提高到79%~84%。交通运输部门的电气化率提升最快，建筑部门电气化可达到的比例最高。2060年时，终端用能领域中工业、货运、航空等领域仍然需要一些化石能源作为支撑，是最难减排的领域。模型分析表明，加强能源转型国际合作，有利于最新的高效节能技术和电气化技术在中国和全球推广，加快工业、建筑、交通领域的低碳转型步伐。

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

（三）构建高度智能化的电网新形态，是新型电力系统建立的核心要义。构建新型电力系统是中国能源转型的核心举措，必须坚持全国一盘棋，统筹好“源-网-荷-储-氢”各类资源的发展，形成“大互联，小平衡”电网形态。**一是优化电网格局**，到2035年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，利用数字化智能化技术，使电网像“海绵”一样灵活应对电力供需变化；到2060年，西北、东北、华北地区的电力外送规模合计比2022年提高140%~150%。**二是持续加强配电网建设**，适应大规模分布式新能源发展，推动配电网从“无源”的单向辐射网络向“有源”的双向交互系统转变；以工业、农业、商业、居民可再生能源自发自用为重点，形成海量零碳配电网支点，为超过50亿千瓦分布式光伏、分散式风电发展提供有力支撑。**三是推进多网融合**，借鉴国际合作经验，构建以电氢为枢纽、电力热力交通全面融合的能源网络新形态。到2060年，绿氢的规模需要达到3.4~4.2亿吨标准煤，电制氢和电制合成燃料将成为支撑电网负荷平衡、促进电网跨季节调节的重要补充手段。电化学储能能力达到2.4~2.8亿千瓦，电动汽车保有量达到4.8~5.4亿辆，相关的车网互动能力达到8.1~9.0亿千瓦，为电力系统提供即时响应能力。

（四）科技创新是能源转型的动力来源，能源新质生产力孕育着广阔的市场空间。发展新质生产力是中国能源转型的鲜明特点，能源生产和消费相关的低碳零碳负碳新技术、新装备、新产业具有广阔的市场空间，孕育着巨大的投资机遇。**从能源装备需求看**，2060年中国风电、光伏装机合计将达到100亿千瓦左右，中国风电光

伏设备的资金需求将从2023年2万亿元/年左右增长到2060年6万亿元/年左右，未来三十多年投资需求累计超过160万亿元。**从用能设备需求看**，能源转型需要中国在未来三十年间对工业、建筑、交通运输等各个领域的用能设备进行更新或改造，电炉钢、氢基竖炉炼钢、绿氢化工、超低能耗建筑、高效热泵采暖、电动汽车、燃料电池汽车等低碳零碳用能设备孕育着前所未有的市场需求。**从实现碳中和的零碳、负碳技术看**，发展碳捕集与封存（CCS）、工业二氧化碳循环利用等技术是实现碳中和不可或缺的重要手段，必须要从当前着手开始研发和规划。未来三十年，中国能源系统的设备更新和改造将全面进入加速期，能源设备更新改造需求规模持续扩大，将为中国经济增长提供持续的内生动力。加强能源转型国际合作，有利于中国与世界各国携手降低能源转型新技术的制造成本、服务成本和使用成本，推动全球和中国更早实现碳中和。

（五）能源体制机制改革需不断深化，同时构建推动能源转型的法律制度体系。能源转型的顺利推进，必须要有能源体制机制的改革作为保障。**从能源法律制定和修订看**，化石能源主导时期建立的能源法律法规标准已难以适应能源转型的需要，要建立与碳达峰碳中和目标愿景相匹配的能源法律制度，明确责任主体、强化法律义务、制定奖惩措施。**从能源市场改革看**，要打破区域壁垒，建立全国统一的电力市场，逐步推动构建适应高比例可再生能源特性的电力市场体系。**从能源价格改革看**，要发挥碳定价对能源活动的“指挥棒”作用，持续推进电力、煤炭、石油、天然气等能源价格改革。**从能源统计等基础制度看**，要提高可再生能源电力和热力、生物质能、氢能等非化石能源的统计能力，完善绿色电力证书制度，建立绿氢、绿氨、绿醇等绿色能源证书制度。加强能源转型的国际合作，有利于与世界各国在立法和能源治理方面深入交流，为中国能源转型提供更好的政策保障。

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

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

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

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

中国能流图

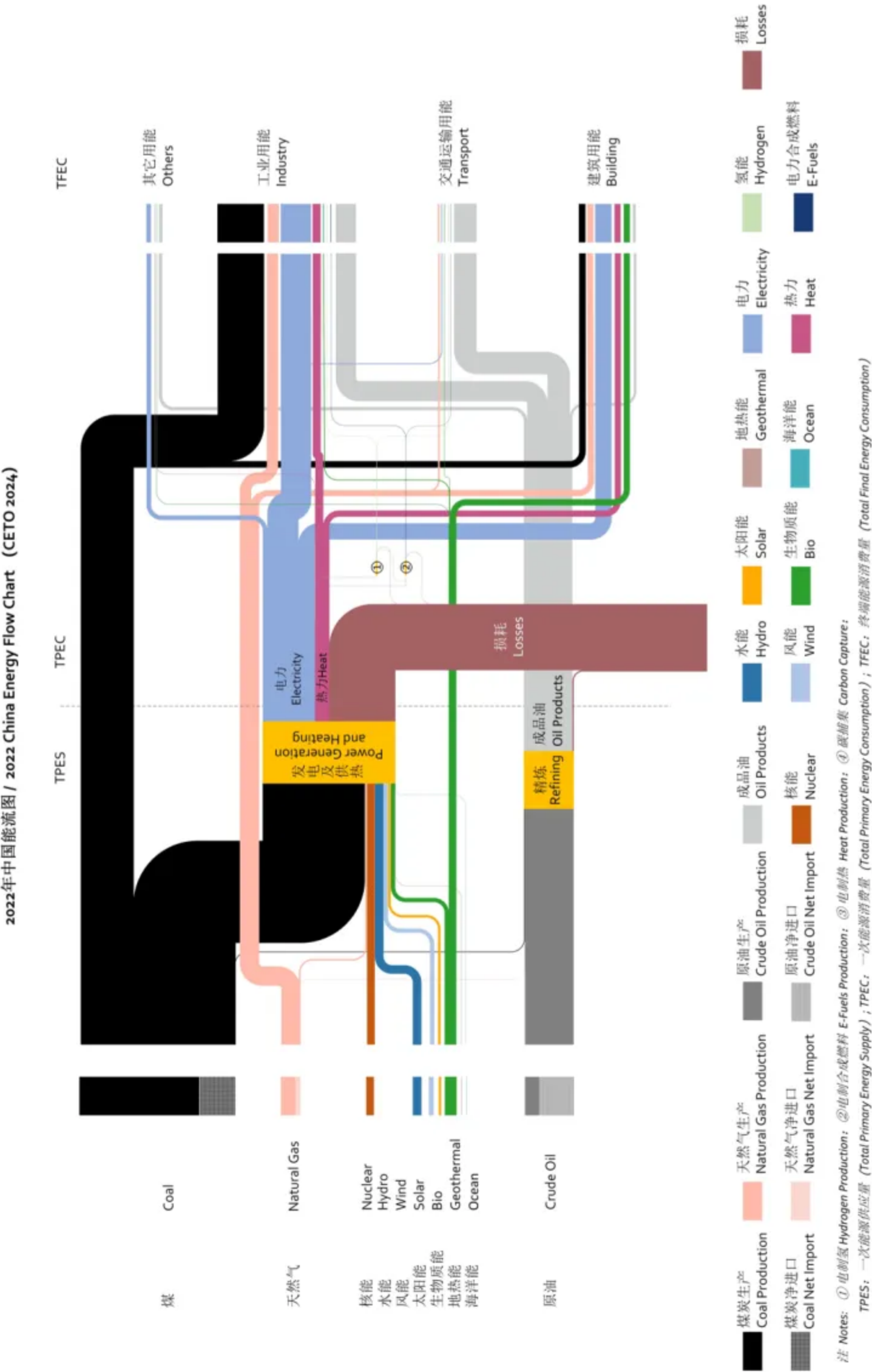


图 2 2022 年中国能流图

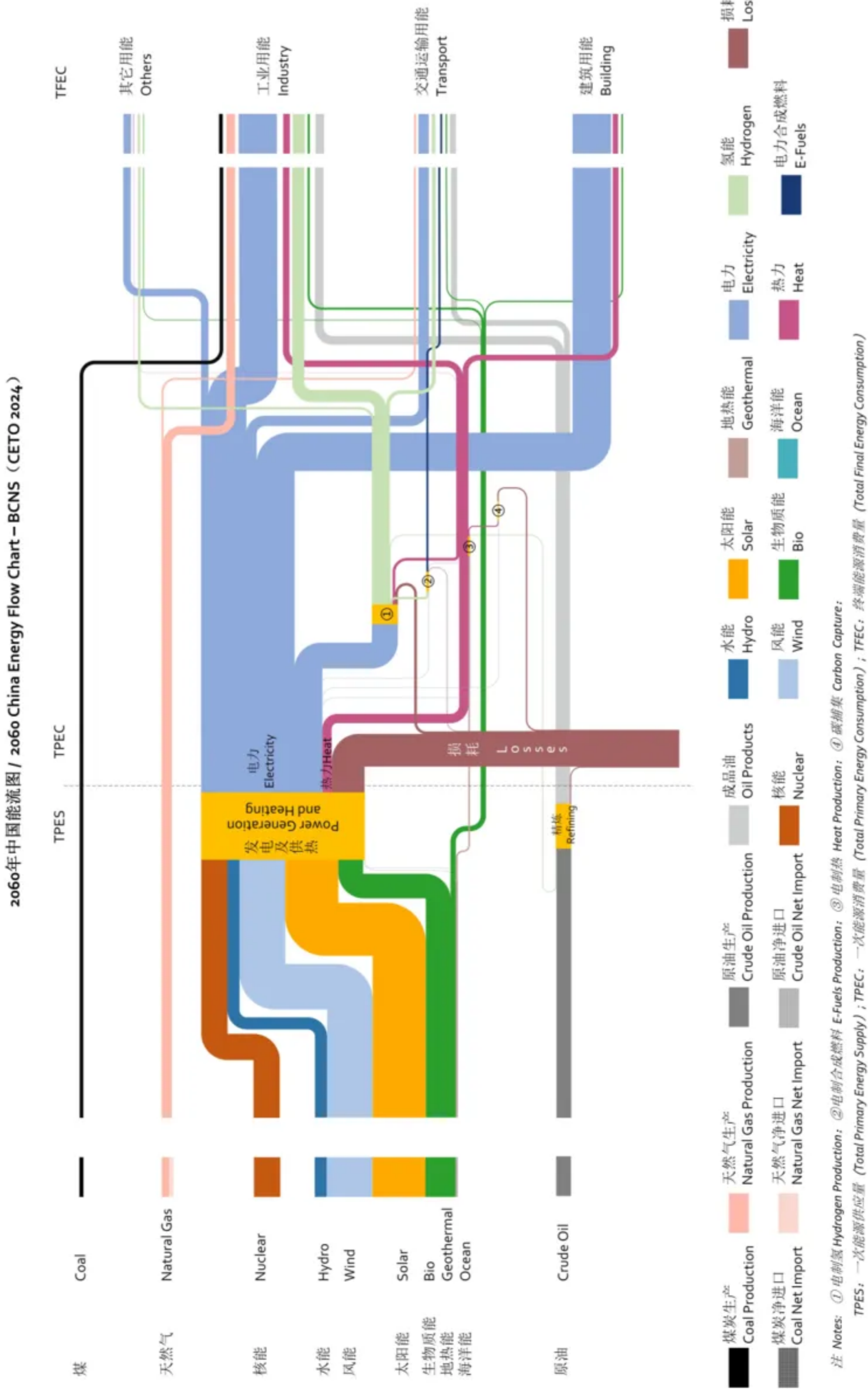


图 3 2060 年中国能流图 BCNS 情景

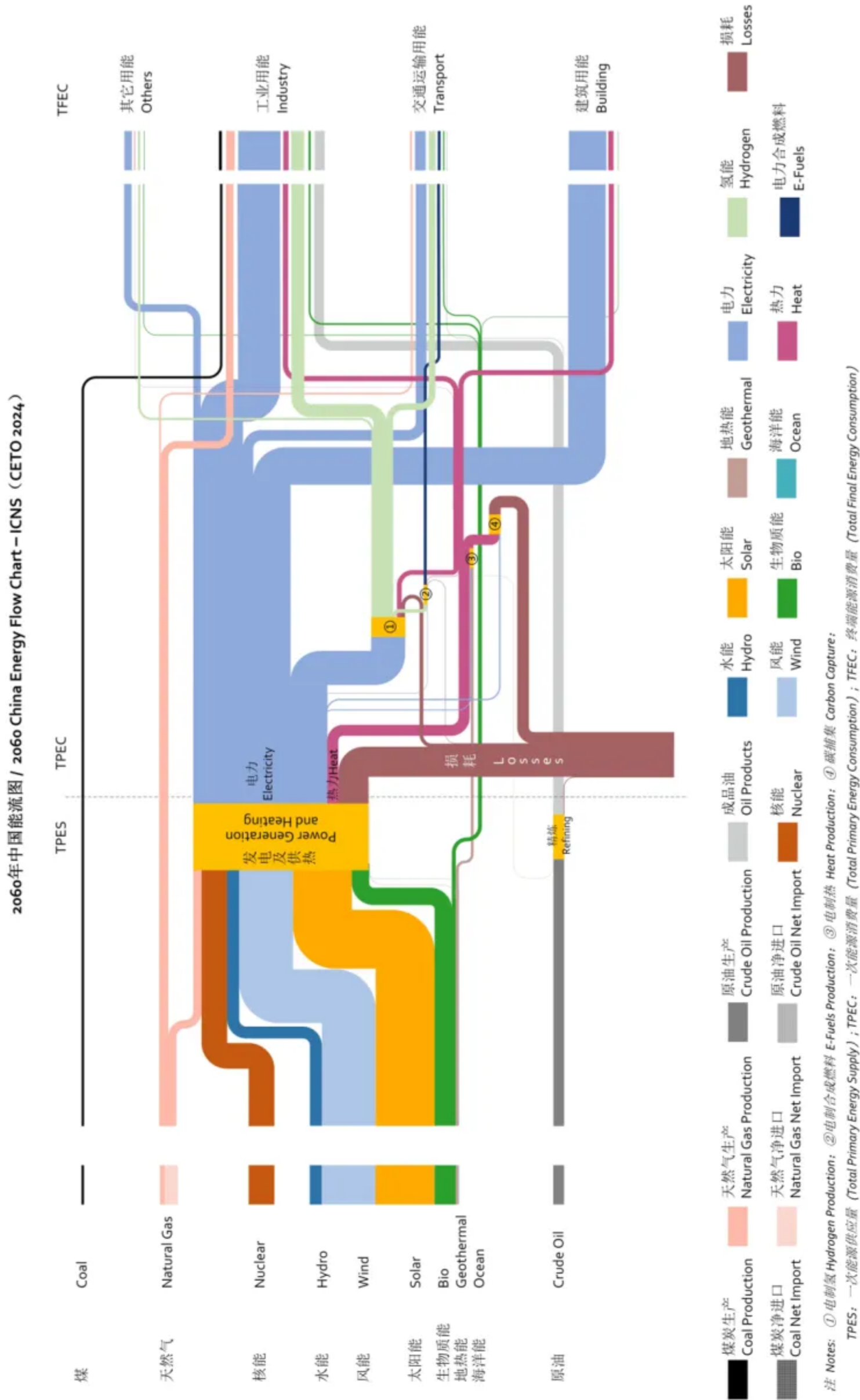


图 4 2060 年中国能流图 ICNS 情景

第一部分：能源转型现状

全球气候变化形势日趋严峻，加快能源转型势在必行

全球气候变化是当今世界面临的最大挑战之一，2023年全球气温已经比工业化之前上升了1.45°C，应对气候变化的形势日趋紧迫。能源活动贡献了全球二氧化碳排放量的86%，能源转型是应对气候变化的最重要途径之一。但是，能源转型并不是轻而易举就能实现的，必须要突破绿色、经济、安全的三重制约，统筹考虑经济发展、产业转型、安全保供、稳定就业等各种因素，才能持续推进。近年来，能源转型的国际合作刚刚起步，共识亟待巩固，合力亟待加强。面对日趋纷繁复杂的国际政治经济形势和时有发生的地缘政治冲突，各国更需要在气候变化方面加强合作，共同推动能源转型。

中国持续推进能源转型

作为全球最大的发展中国家，中国努力推动能源革命，取得显著成效。2014年，中国共产党总书记习近平提出能源安全新战略，主要内容涵盖能源消费革命、能源供给革命、能源技术革命、能源体制革命和全方位加强国际合作五个方面。十年来，中国在能源革命方面取得了一系列成效，为未来能源转型奠定了重要基础。中国能源转型的成效主要表现在：

节能提效和能源消费结构转型成效显著。2013~2023年，中国单位国内生产总值能耗下降26%以上，是全球能耗强度下降最快的国家之一，累计节约能源14亿吨标准煤左右。非化石能源占一次能源消费比重从2013年的10.2%提高到2023年的17.9%，煤炭消费比重从2013年的67.4%下降到2023年的55.3%。

绿色能源供给能力大幅提升。2023年，中国新能源和可再生能源装机规模比10年前增长了10倍，连续多年稳居世界第一，约占全球的40%。2023年全部发电装机接近30亿千瓦，其中非化石能源超过50%，历史性超过火电装机。中国可再生能源年发电量达到3万亿千瓦时左右，约占全社会用电量的三分之一。近10年，中国风电光伏发电成本分别下降60%和80%，市场对能源转型的推动作用逐渐显现出来。

能源科技创新成果增多。中国已经建成比较完善的风电和光伏产业链，新产品的研发、设计和制造能力显著增强。量产的先进晶体硅光伏电池转换效率已经超过25%，风电机组最大单机容量已达到18兆瓦。新能源汽车、锂电池、光伏产品“新三样”年出口突破1万亿元人民币，风电和光伏产品已覆盖全球200多个国家和地区，为帮助其他国家能源转型发挥了重要的支撑作用。

能源体制改革稳步推进。煤炭、石油、天然气、电力的体制机制改革稳步推进，能源的商品化属性日趋明显。按照“管住中间、放开两头”的思路，竞争性领域和竞争性环节由市场确定价格，对具有自然垄断性质的环节实行价格核准。电力市场化交易稳步前行，中长期市场、现货市场被越来越多的用户所接受，市场在资源配置中的决定性作用得到更加充分体现。

能源国际合作顺应了能源转型的大方向。中国大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。在东南亚、非洲等“一带一路”国家建成一大批水电、风电和光伏发电项目，帮助当地发展经济，提高当地人民的生活水平。中国与29个国家共同发起“一带一路”能源合作伙伴关系，开展人才培养项目，为发展中国家应对气候变化提供知识和能力建设，携手推进能源转型。

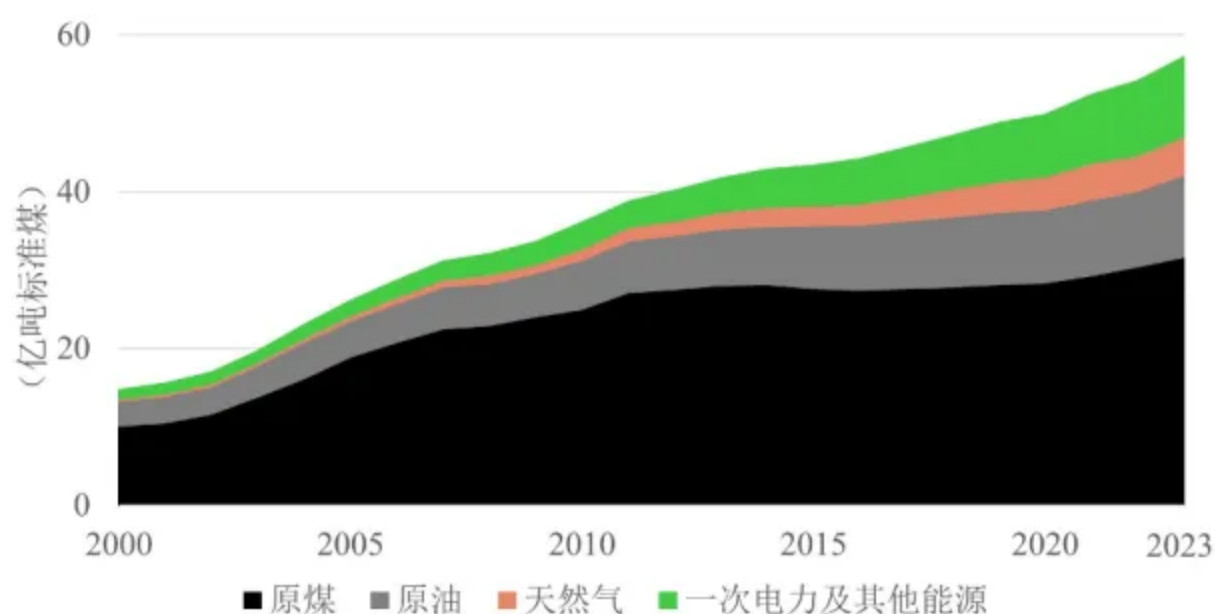


图5 2000~2023年一次能源消费总量结构

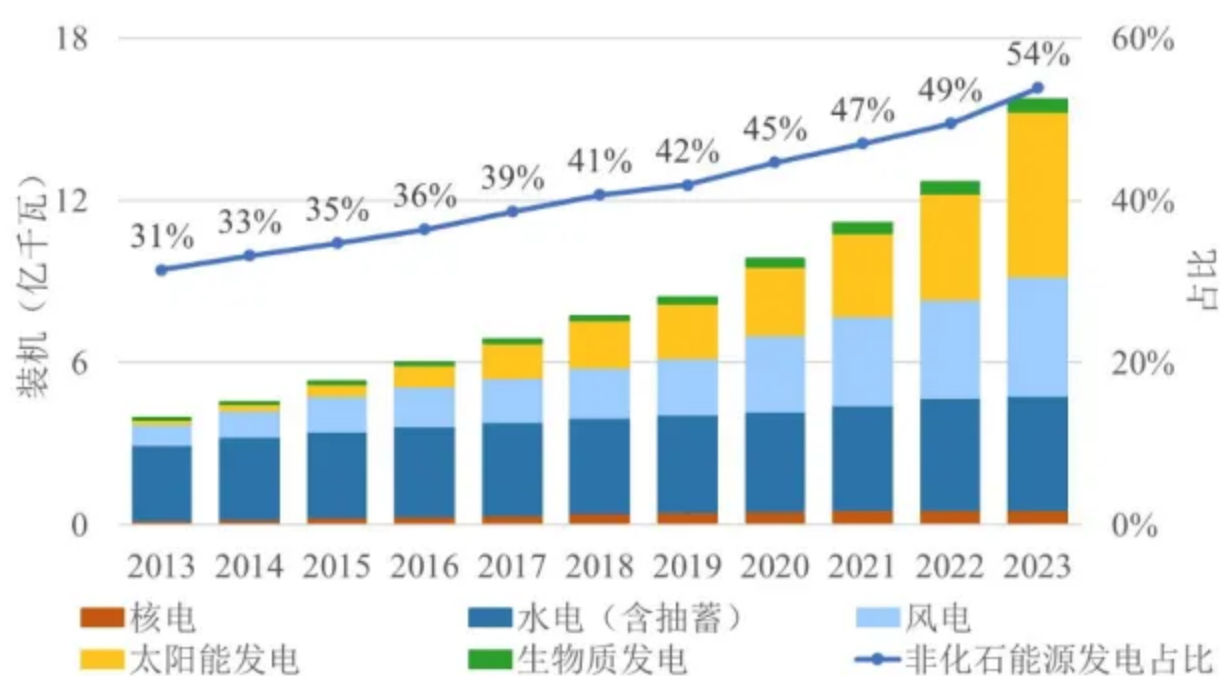


图6 2013~2023年非化石源发电装机和结构

虽然中国能源转型已取得积极进展，但能源发展仍面临着需求压力巨大、供给制约较多、绿色转型任务艰巨等诸多挑战，持续推进能源转型依然任重道远。

第二部分：中国能源系统净零排放路径

一次能源需求和电力需求结构将出现重大变化

能源转型后，中国的能源结构将从化石能源占80%以上，转变为非化石能源占80%以上。2022年全国一次能源消费量（按电热当量法计算，下同）为49.0亿吨标准煤，之后先上升后下降，预计2060年比峰值下降三分之一左右（如图7所示）。2022年，非化石能源占一次能源消费的比重为17.6%，化石能源占比为82.4%；2060年，非化石能源占一次能源消费的比重为85%左右，化石能源占比为15%左右。中国非化石能源与化石能源的比例，将实现从“2:8”向“8:2”的颠覆式变化。能源转型的国际合作，有利于加速中国的能源转型进程，2060年实现更高比例的非化石能源消费（如图8所示）。

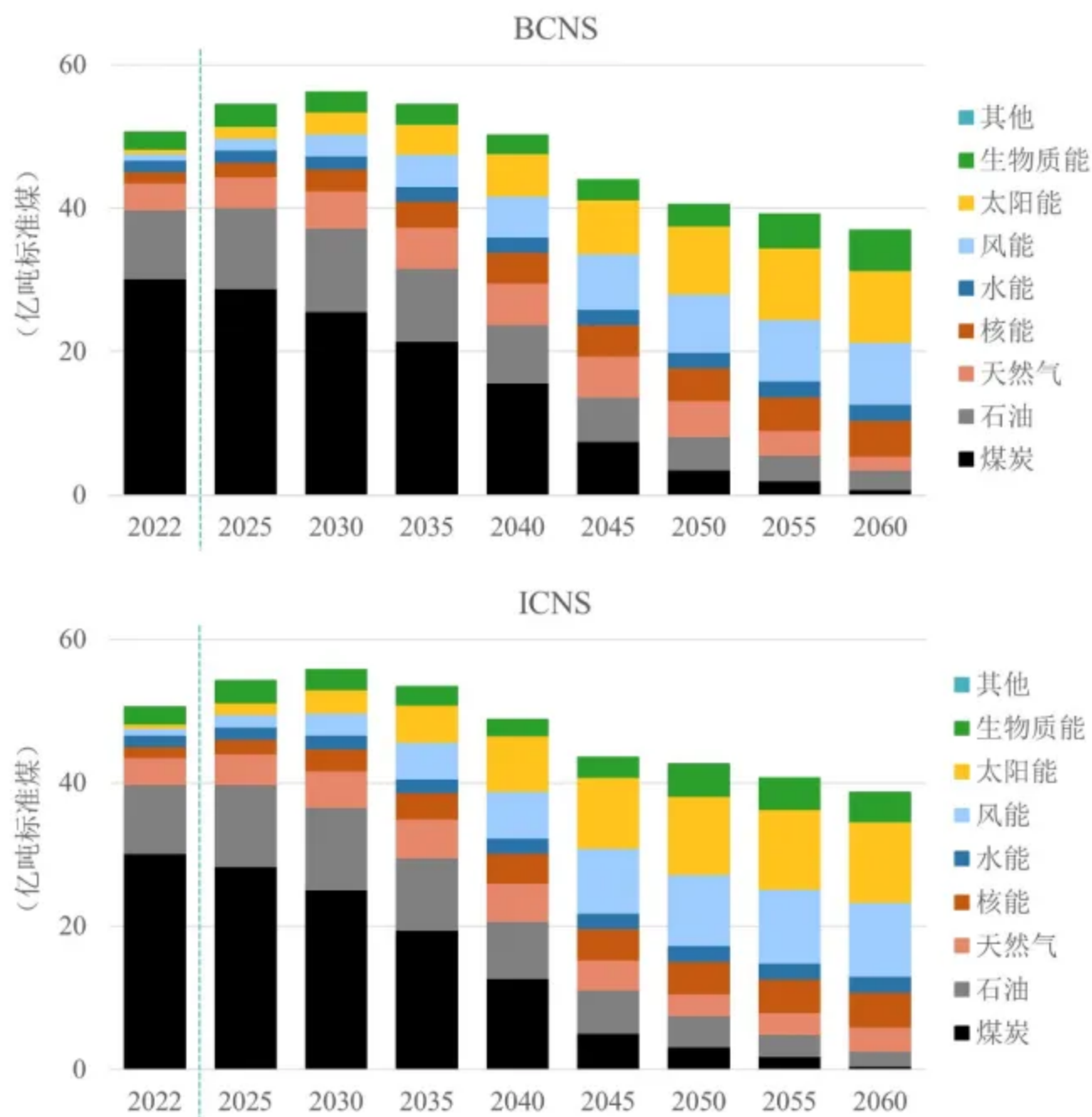


图7 2022~2060年一次能源需求总量和结构（电热当量法）

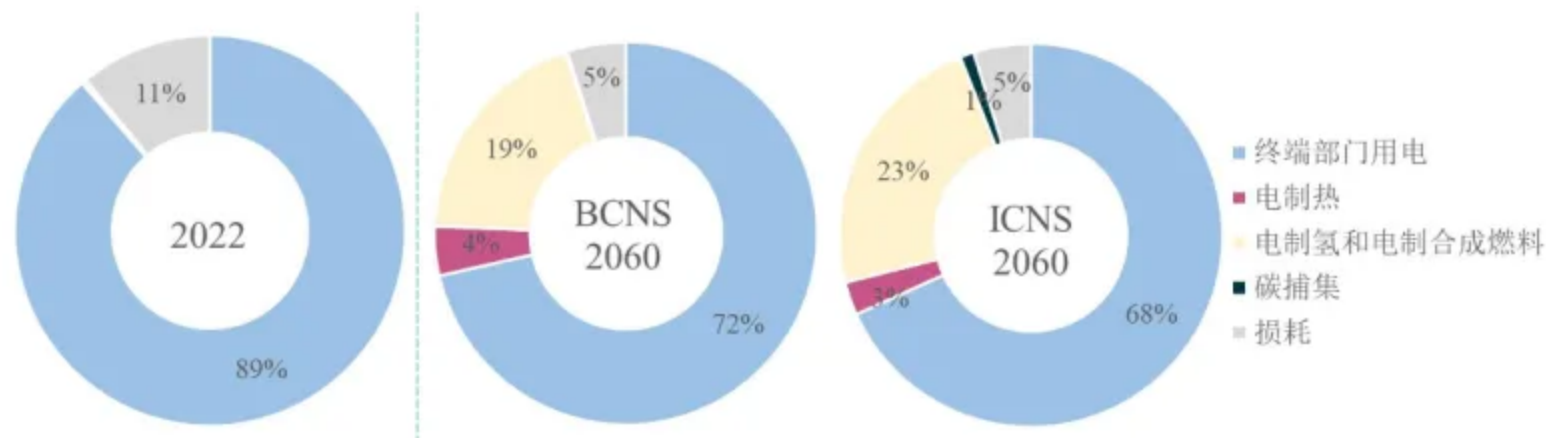


图 10 2022 年和 2060 年全社会用电需求结构对比

能源转型为中国经济社会实现碳中和提供决定性支撑

随着能源转型技术（包括碳捕集等负碳技术）和相关产业加快发展，中国能源系统可以在2060年前实现净零碳排放。中国能源系统的碳排放，主要来自于终端用能部门和能源加工转换，2018年能源活动碳排放占中国二氧化碳排放总量的86.5%。模型分析表明，中国能源系统的二氧化碳排放将在2030年前实现碳排放达峰，为中国实现经济社会系统2030年前碳达峰提供重要支撑。2030年后，中国能源系统的碳排放将逐步下降。BCNS和ICNS两种情景下，随着可再生能源加快发展，终端用能方式加快转型，以及碳捕集与封存（CCS）、工业碳循环等零碳和负碳技术的普及，中国能源系统可以在2060年前实现净零碳排放，助力2060年前实现经济社会系统的碳中和。

电气化和节能提效是终端用能部门迈向碳中和的重要途径

终端用能部门转型的路径，近中期主要依靠经济高质量发展、产业结构调整和 提高能源效率，中远期主要依靠电气化和低碳零碳燃料替代。按当量热值法计算，中国的终端能源需求先上升后下降，2060年终端能源需求比峰值低30%左右（如图11所示）。在这个过程中，电力需求增长是拉动终端能源需求增长的最主要因素。

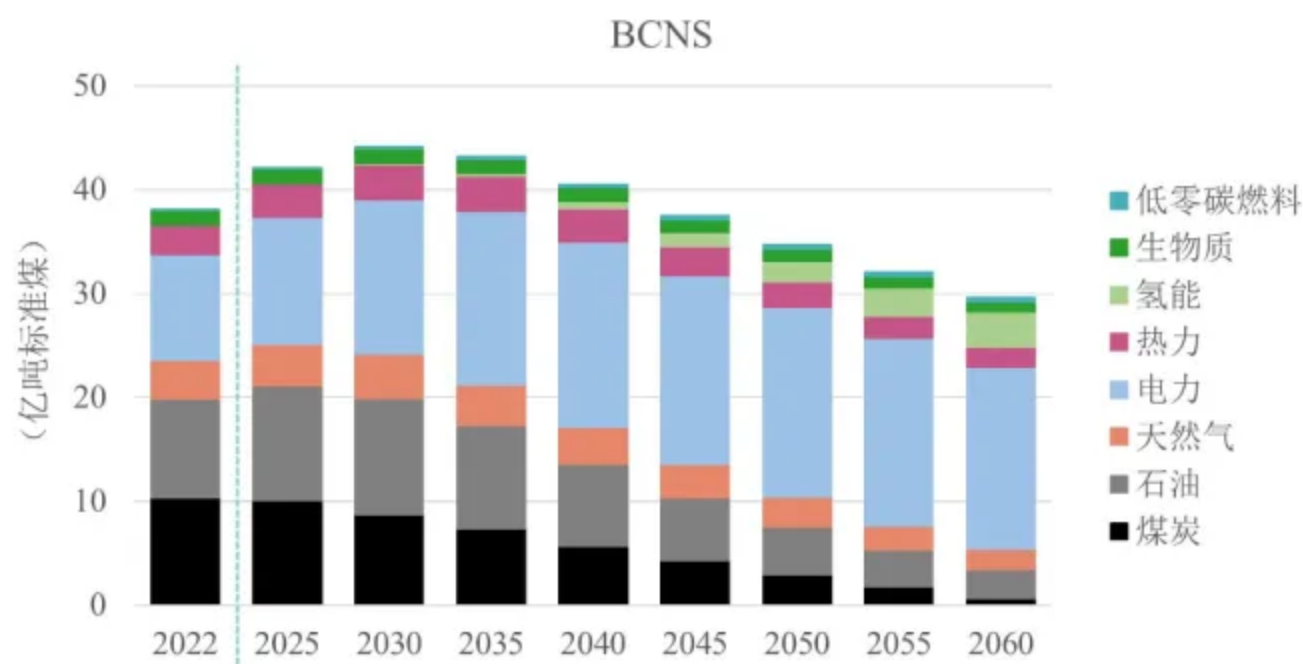




图 11 2022~2060 年终端用能的品种结构

注：低碳零碳燃料主要包括电制合成燃料和生物质乙醇。

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

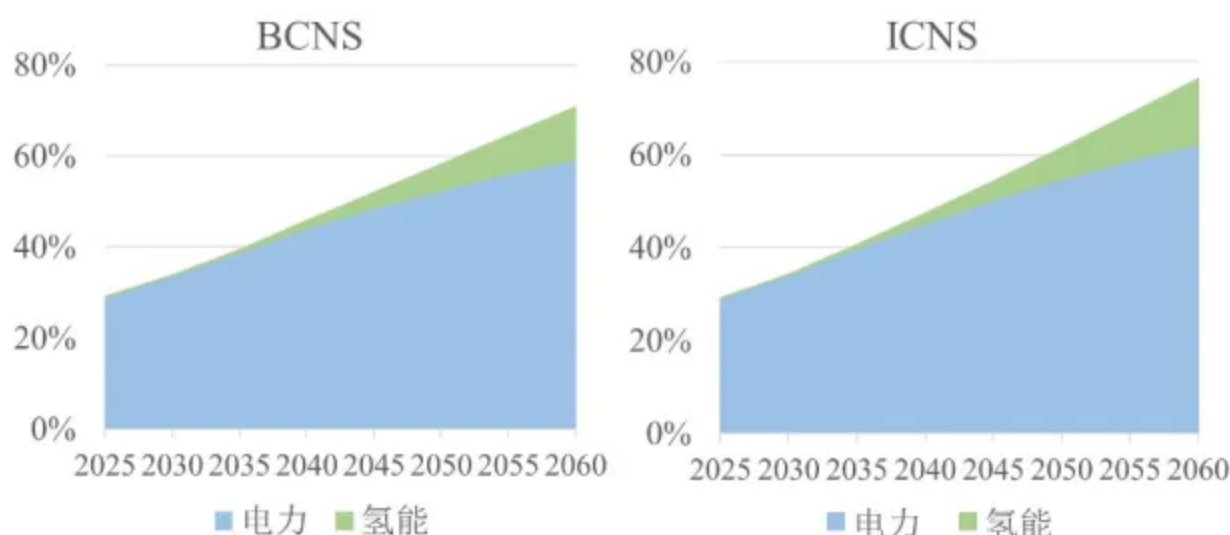


图 12 2025-2060 年终端能源需求电能与氢能占比

终端用能部门电气化比重逐渐提高，最终实现高比例电气化。终端用能部门的电气化包括狭义电气化和广义电气化两类：狭义电气化是指终端用能部门直接用电，广义电气化是指终端用能部门使用电力、由电制备的合成燃料、以及用电产生的商品热。在终端用能部门中，交通运输部门是电气化发展速度最快的领域，2022至2060年，交通运输部门的狭义电气化率从4%提高到42%~45%，广义电气化率从4%提高到64%~83%；工业部门的电气化率持续稳定提升，工业部门的狭义电气化率从28%提高到49%~53%，广义电气化率从28%提高到73%~76%；建筑部门是电气化程度最高的领域，建筑部门的狭义电气化率从37%提高到84%~87%，广义电气化率从37%提高到92%~93%（如图 13、图 14所示）。



图 13 2022-2060 年终端用能领域的狭义电气化率

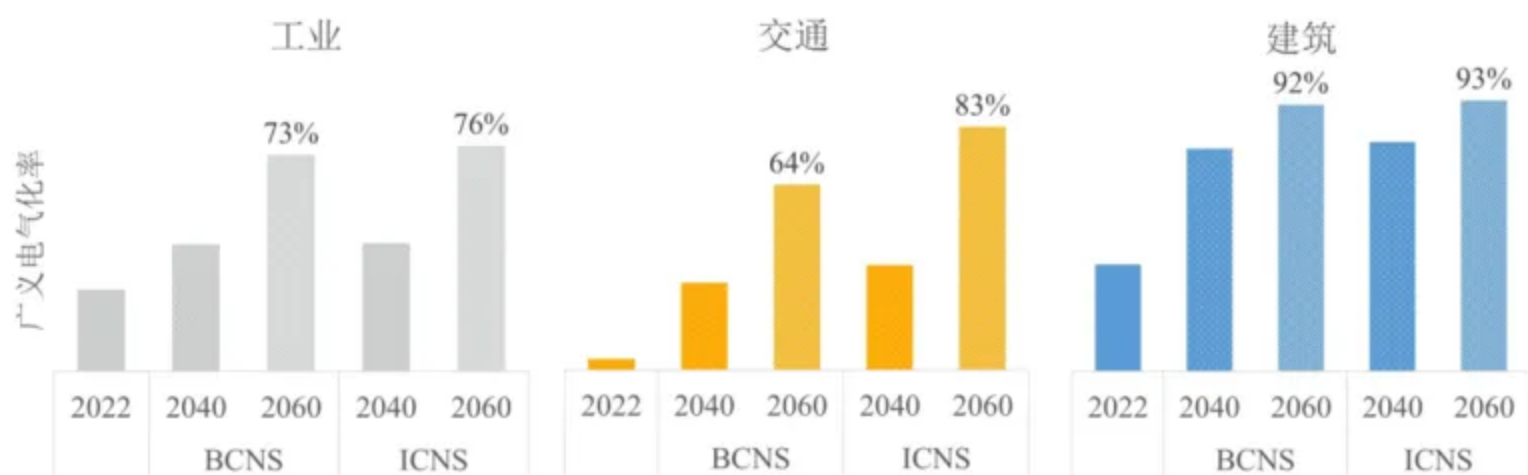


图 14 2022-2060 年终端用能领域广义电气化率

电动汽车比重快速上升，成为能源消费转型的中国典范。2060年，电动汽车保有量达到4.8~5.4亿辆，占乘用车保有量的比重接近100%（如图 15所示）。电动化、智能化的汽车与为电网提供灵活性服务的充电基础设施一起，将成为中国能源消费转型的重要标志。

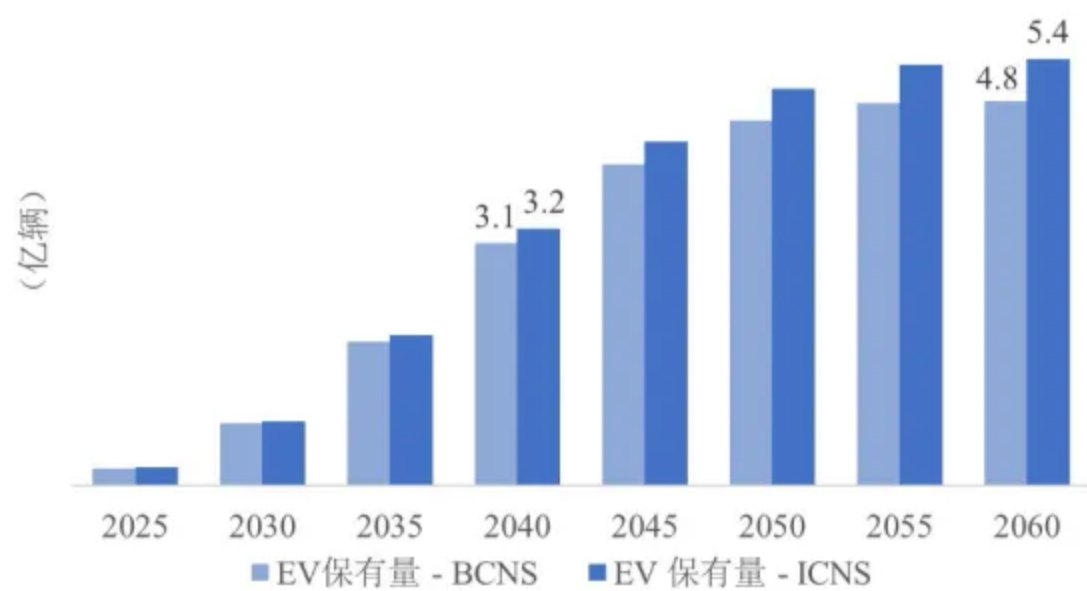


图 15 2025~2060 年电动汽车保有量

终端用能部门“柔性用能”和“供需互动”，将成为能源转型的重要组成部分。在有色金属、化工、轻工等工业，需要对用电设备进行改造，以匹配更加便宜、但波动更大的可再生能源电力。在建筑领域，需要发展光储直柔建筑、公共建筑用电设备智能群控、家庭用电柔性调控等技术，支撑高比例可再生能源下的电力安全。在交通运输领域，需要发展有序充电、车网互动（V2G）等技术，为电力系统安全提供支撑。未来三十多年，终端用能领域需要开发一系列“柔性用能”和“能源供需互动”新技术，在日度电力平衡中实现负荷的灵活调节（全国电力系统一周的小时级电力平衡见图 25、图 26），才能满足未来能源转型的需要。

以风光为主体实现电力绿色化

加快建设清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能的新型电力系统，是促进能源领域实现净零排放的核心举措。到2035年，新型电力系统初步建成，煤电向保障性和调节性电源转型。到2060年，中国发电总装机达到105.3~118.2亿千瓦，是2022年的4倍左右（如图 16所示）。其中，可再生能源发电装机占比达到96%左右，可再生能源发电量占比达到93%~94%。2060年，核电和抽水蓄能装机分别达到1.8亿千瓦和3.8亿千瓦。2060年时，加装CCS的生物质发电装机容量达到1.3亿千瓦左右，进一步降低能源系统的碳排放。加强能源转型国际合作，有利于中国进一步提高非化石能源供应能力和电网安全保供能力。

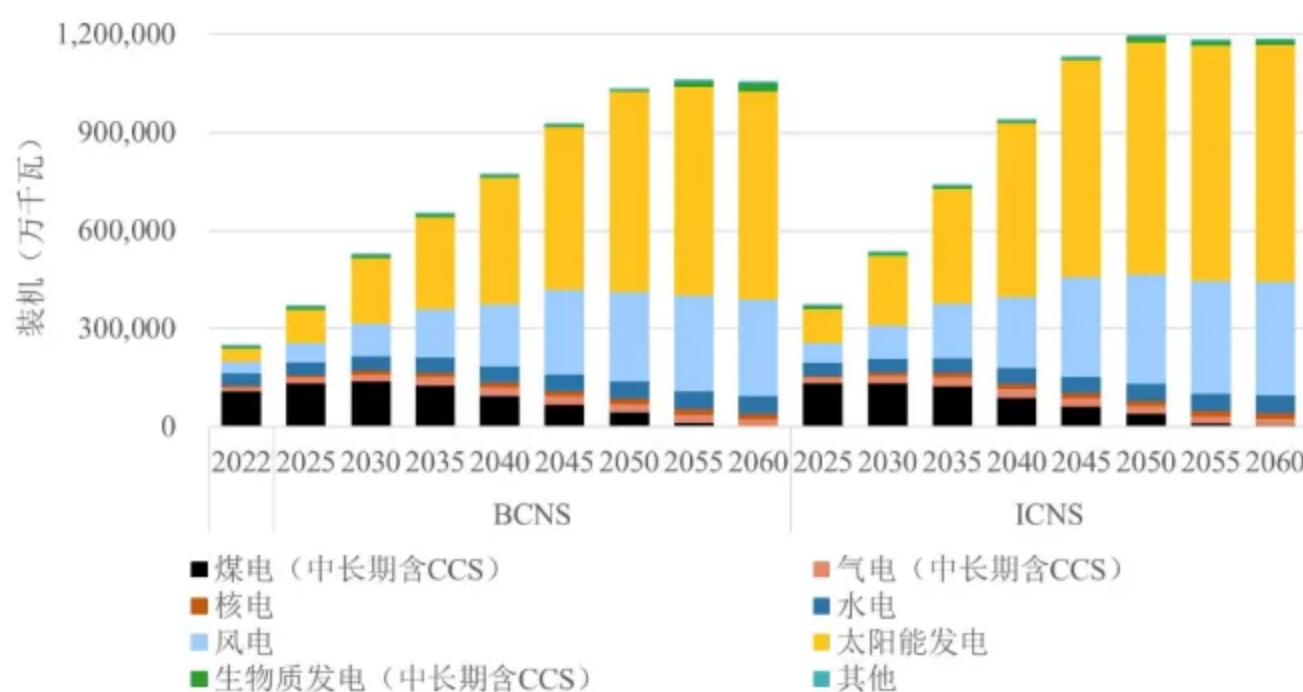


图 16 2022~2060 年发电装机和结构

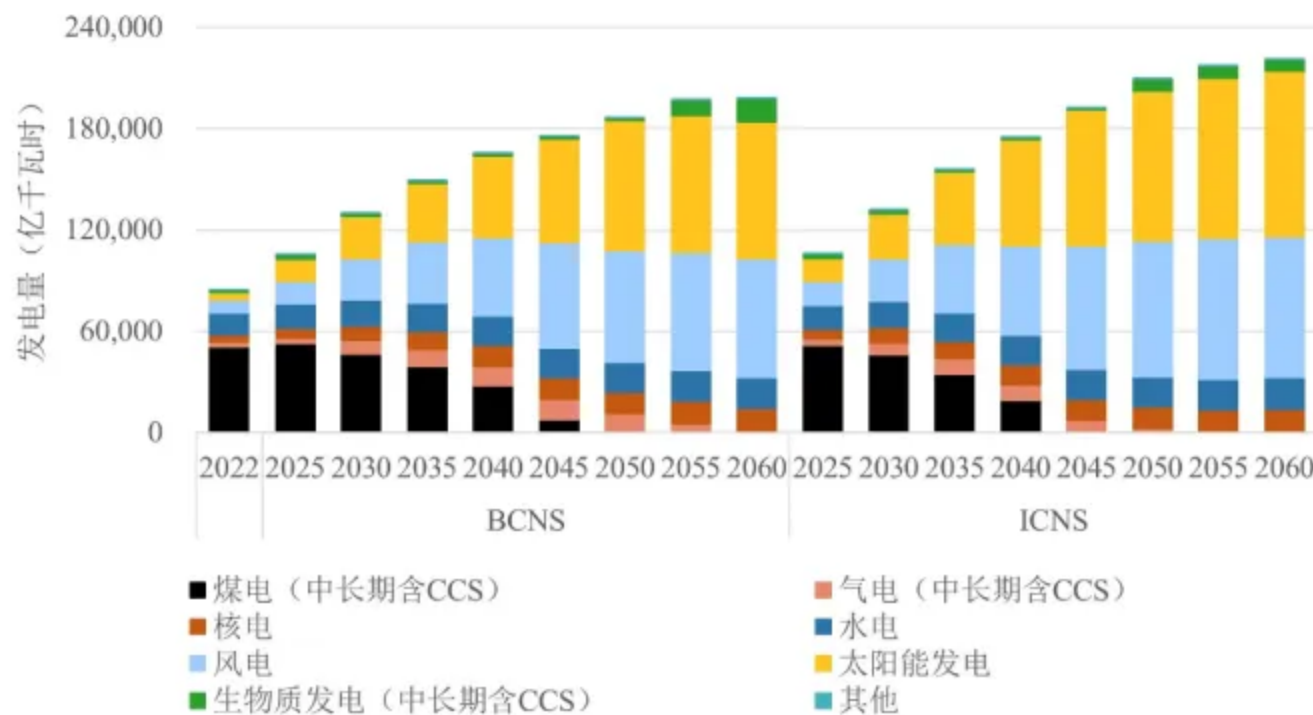


图 17 2022~2060 年发电量和结构

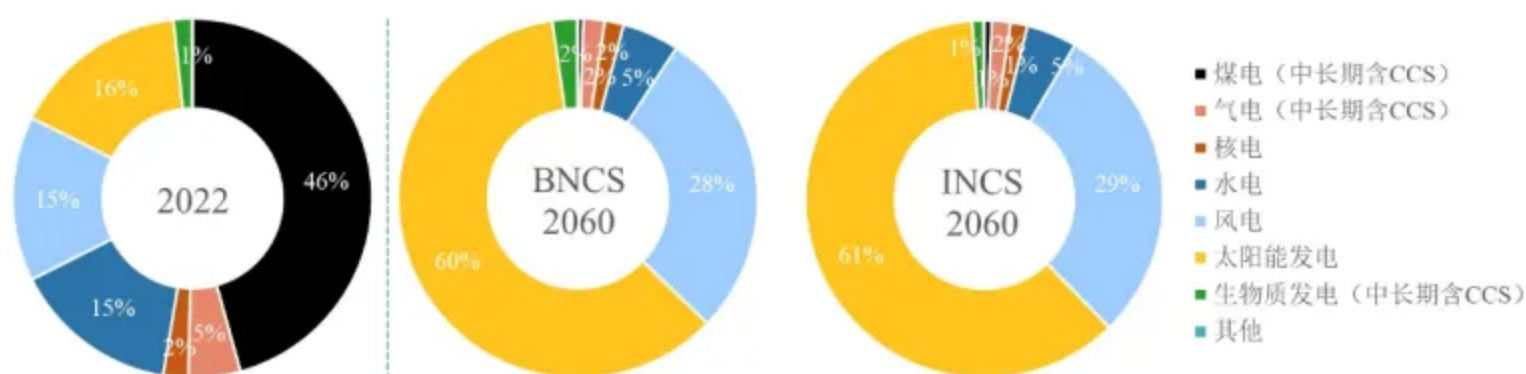


图 18 2022 年和 2060 年发电装机结构对比

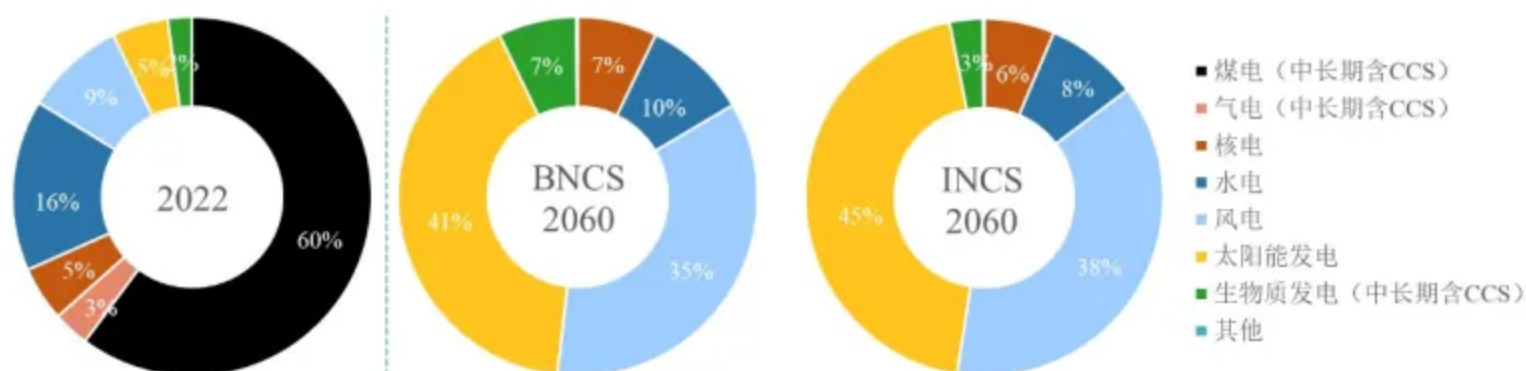


图 19 2022 年和 2060 年发电量结构对比

风电和光伏发电装机大幅增长，分布式光伏发电潜力最大。2060年，中国风电光伏发电装机合计需要达到93.2~107.0亿千瓦，风电装机为29.5~34.6亿千瓦，光伏装机为63.7~72.4亿千瓦，光伏发电装机占中国风光装机之和的三分之二左右。光伏发电装机中，分布式光伏占70%，居于主导地位（如图 21所示）。配电网需要从“无源”的单向辐射网络向“有源”的双向交互系统转变，为超过50亿千瓦的分布式光伏、分散式风电提供有力支撑。



图 20 2025~2060 年风电装机和结构

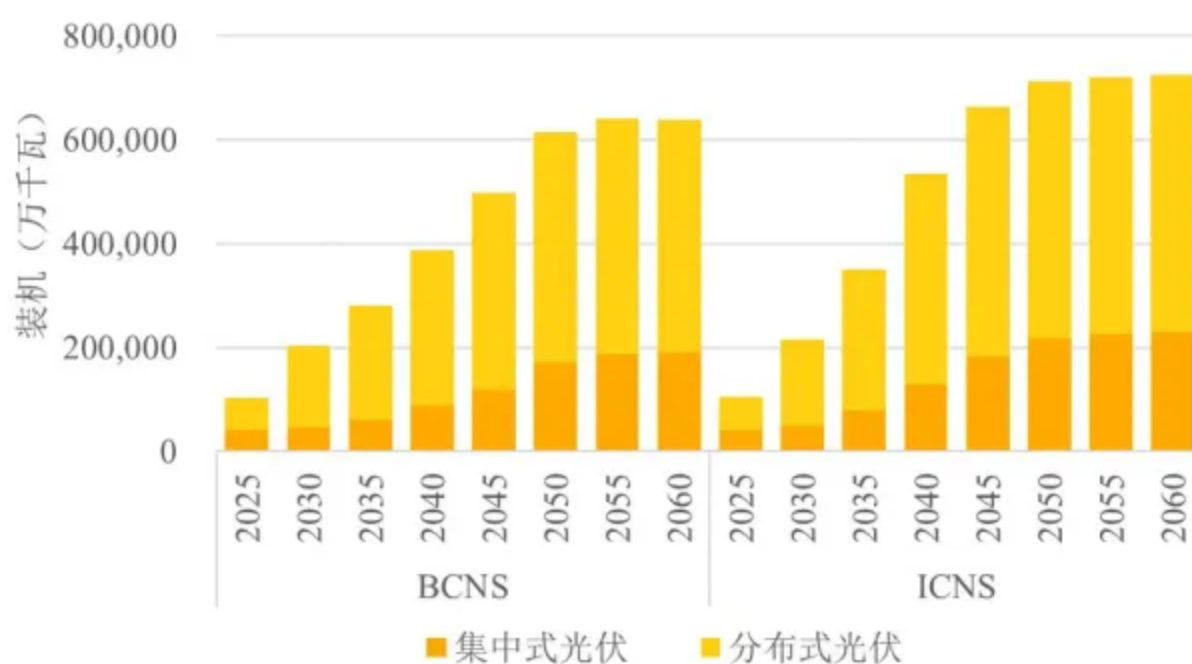


图 21 2025~2060 年光伏发电装机和结构

构建灵活安全的新型电力系统

2060年，兼顾发展与安全的新型电力灵活性资源体系基本建成。2035年，中国抽水蓄能和新型电力灵活性资源量合计需要达到9.5~14亿千瓦。同时，灵活性煤电和抽水蓄能在实时平衡中发挥重要作用。峰值负荷时，需要工业需求侧响应提供灵活性服务。2060年，中国的电力灵活性资源量需要进一步提高到52.8~58.7亿千瓦，随着电力与用能、储能领域的耦合进一步深化，新型储能、电制氢和电制合成燃料将成为主要的电力灵活性资源，电力系统对煤电的需求将显著降低（如图 22所示）。

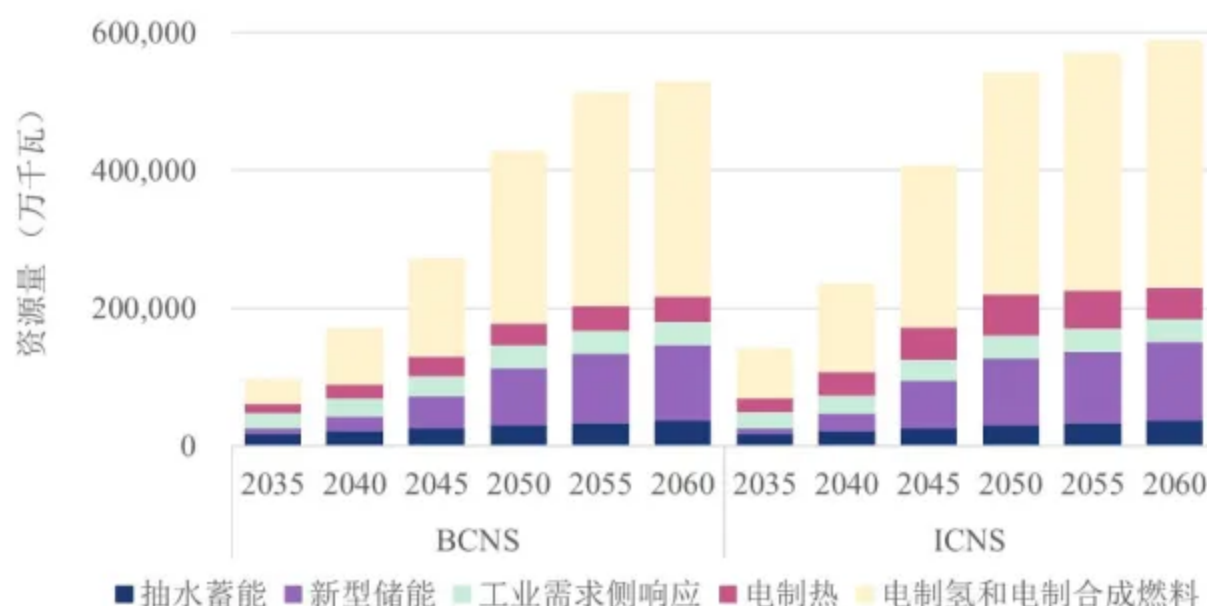


图 22 2035~2060 年抽水蓄能和新型灵活性资源量需求规模

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

坚持“先立后破”，煤电一边从基荷电源向调节电源、再向备用电源转型，一边自然退役。目前，中国现役的煤电机组已经成为电力系统灵活性的重要手段。到 2035 年，煤电作为电力系统灵活性调节资源的角色更为明显，发电小时数将不断降低。在这个过程中，要始终坚持“先立后破”，在新能源和可再生能源发电能力增长和电力系统控制能力逐步增强的基础上，煤电将一边从基荷电源向调节电源、备用电源转型，一边自然退役。到 2050 年左右，煤电主要作为电力系统的应急电源和备用电源，在紧急情况下发挥保障作用。

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

跨区电力互济能力显著提高，全国电网格局进一步优化。未来三十多年，中国的电网格局将逐步演进，需要借助电力系统智能化的新机遇，到 2035 年基本形成“西电东送、北电南送、区域互济”的电网结构，使电网能够像“海绵”一样灵活应对各地区的电力供需变化。到 2060 年，西北、东北、华北地区的合计电力外送规模将比 2022 年提高 140%~150%（如图 23 所示）。

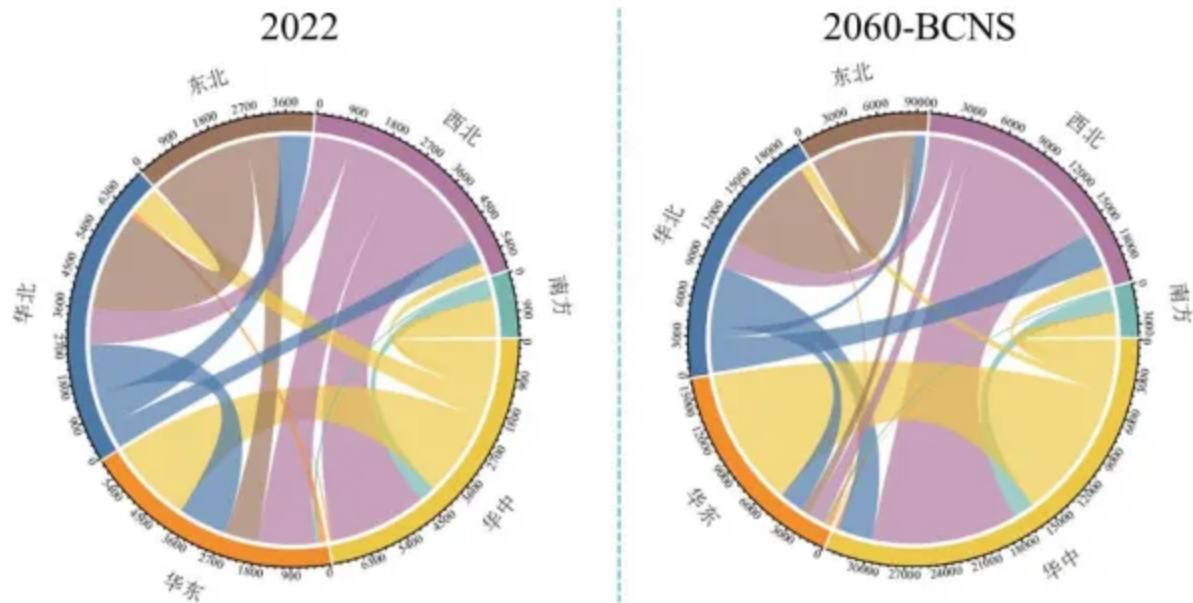


图 23 2022 年和 2060 年跨区电量输送（亿千瓦时）

新型电力系统的生产消费模拟

到2060年，BCNS和ICNS情景相似，多时间尺度的各类储能和需求侧响应资源将替代传统可调节电源，成为电力系统最主要的灵活性资源。以BCNS情景下的夏季典型周为例，白天日照充足时，光伏出力快速上升，当发电出力超过电力负荷时（如图 25 中第一天），抽水蓄能、电化学储能、电制氢、电制合成燃料、电动汽车和工业需求侧响应资源开始启动，峰值时，灵活性资源的负荷占峰值负荷的60%。在夜间，光伏出力为零、风电出力较大。当风电出力增加时（如图 25 中第五天），电制氢和电制合成燃料的用电量增加，用电负荷合计占届时电力负荷的20%左右。在风电出力较低时（如图 25 中第六天），抽水蓄能、电化学储能和EV-V2G开始大量放电，出力合计占总出力的32%左右。

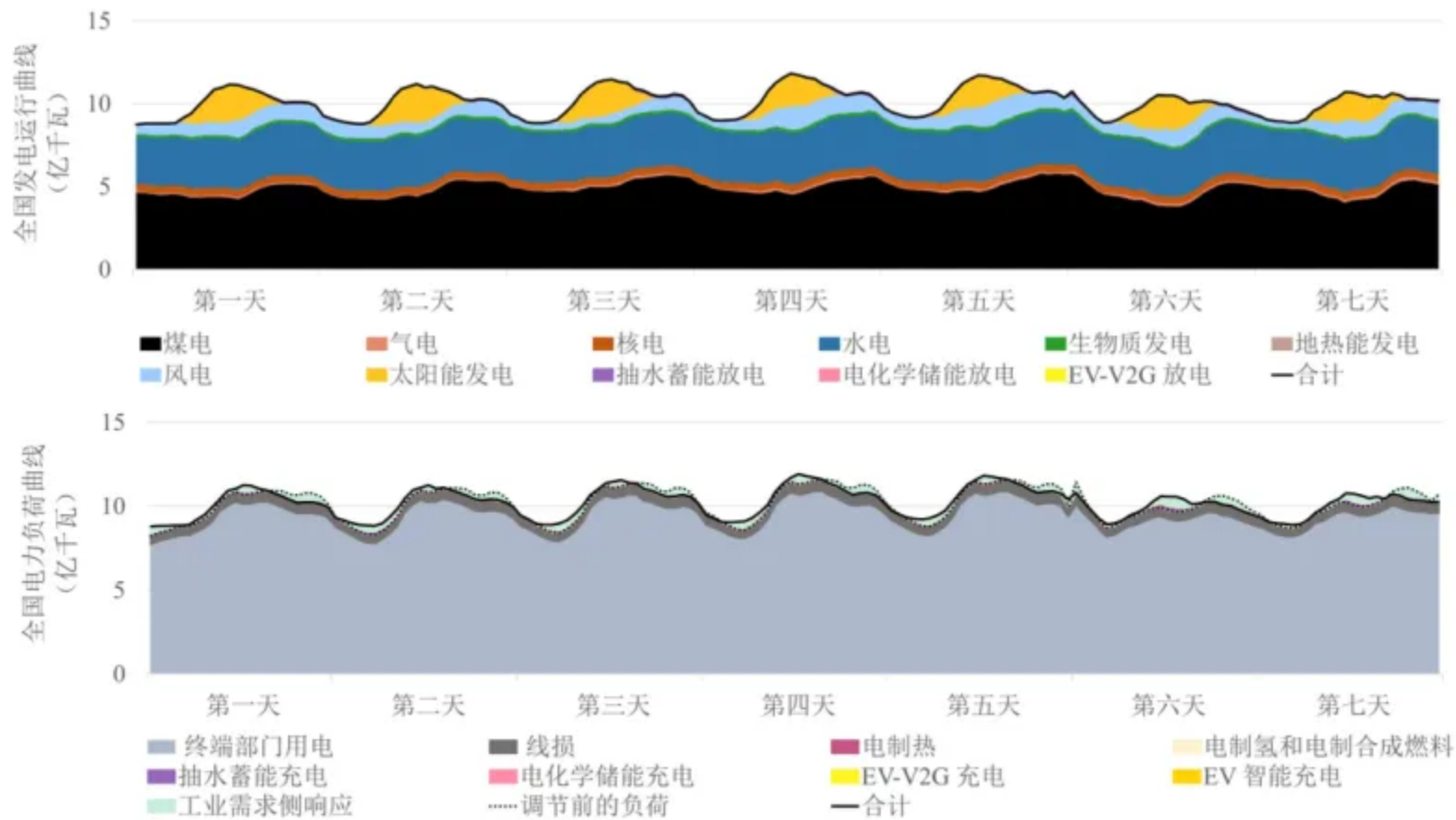


图 24 全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2022 年夏季

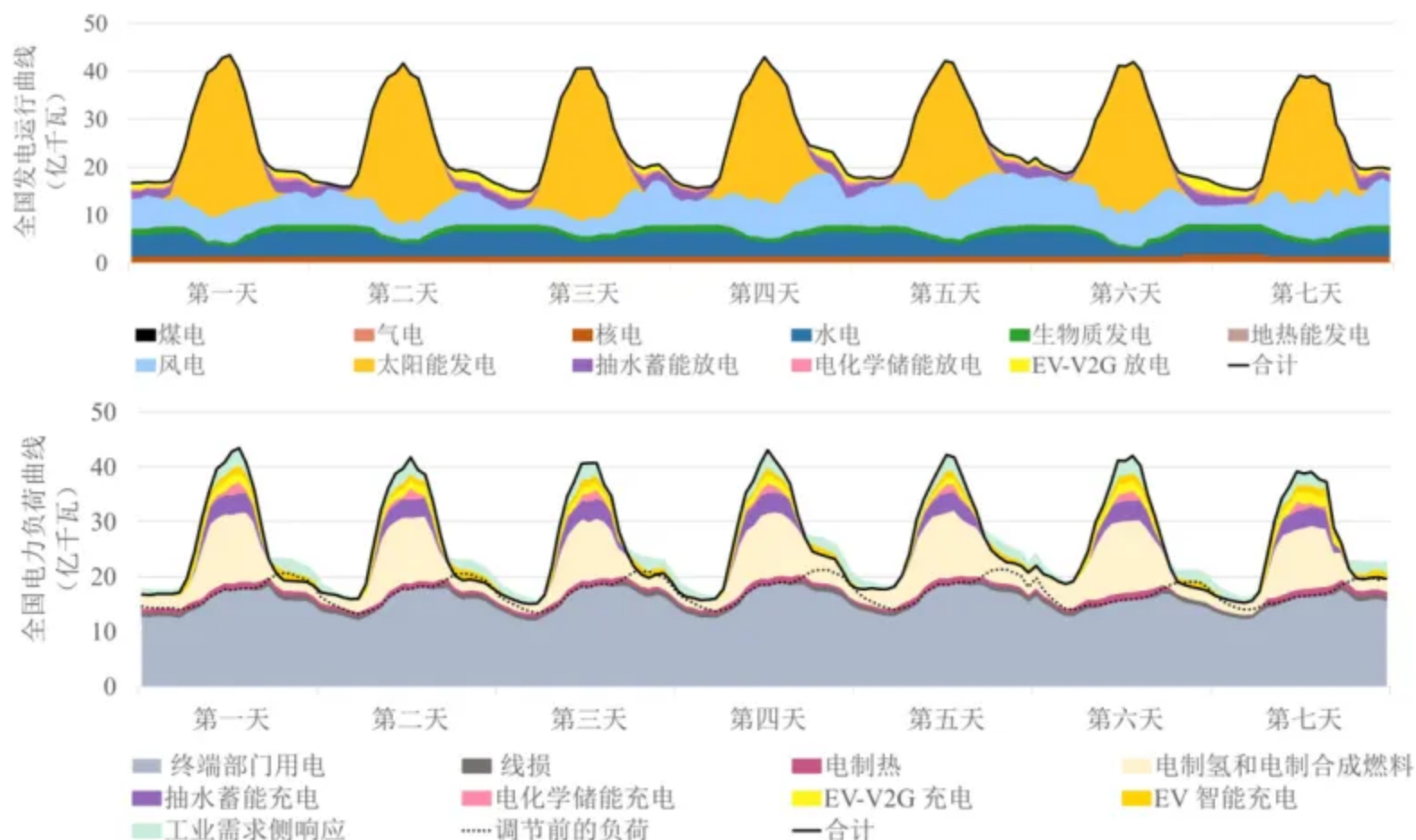


图 25 BCNS 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年夏季

注：该图显示了全国电力出力（上）和电力负荷（下）的小时级曲线，电力出力合计和电力负荷合计在每个时刻都相等，说明电力供需实现动态平衡。黑色实线代表灵活性资源发挥作用后的电力负荷曲线形状，包括基础负荷（终端部门用电、线损）和灵活性资源（抽水蓄能、电化学储能、EV-V2G、电制热、电制氢和电制合成燃料、电动汽车（EV）智能充电和工业需求侧响应）。工业需求侧响应和EV智能充电可以将电力负荷从夜间转移至白天，具有削峰填谷作用（转移前的电力负荷曲线，如黑色虚线所示）。

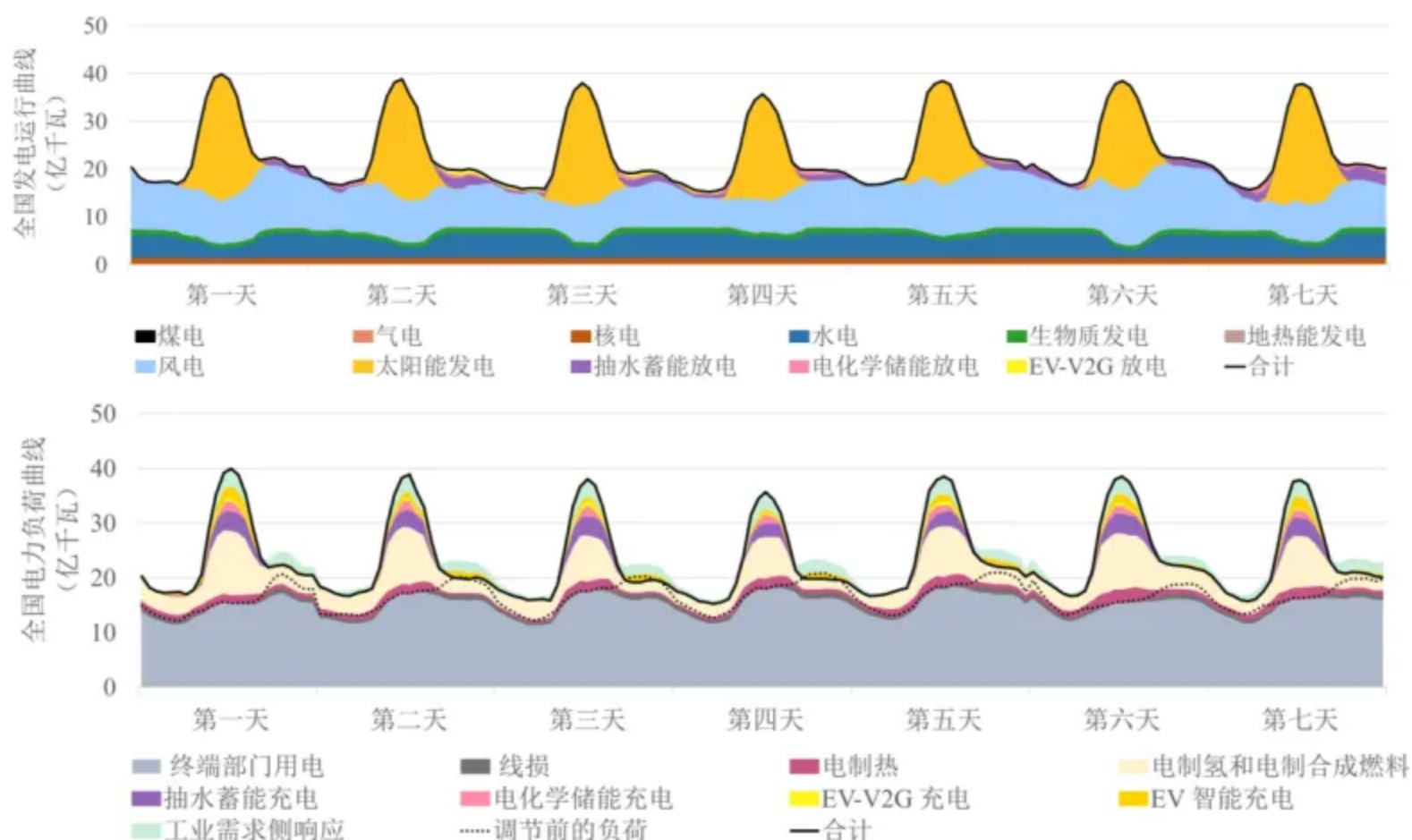


图 26 BCNS 情景下全国电力系统一周的小时级电力平衡 – 2060 年冬季

能源转型有利于经济社会发展和就业改善

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

能源转型两个情景下模拟结果的对比表明，ICNS情景下中国能源转型产生了比BCNS情景下更积极的社会经济影响，展示出中国与国际社会一起共同努力，创造条件推动能源转型走上理想路径的美好前景（见图 27、图 28、图 29和图 30）。

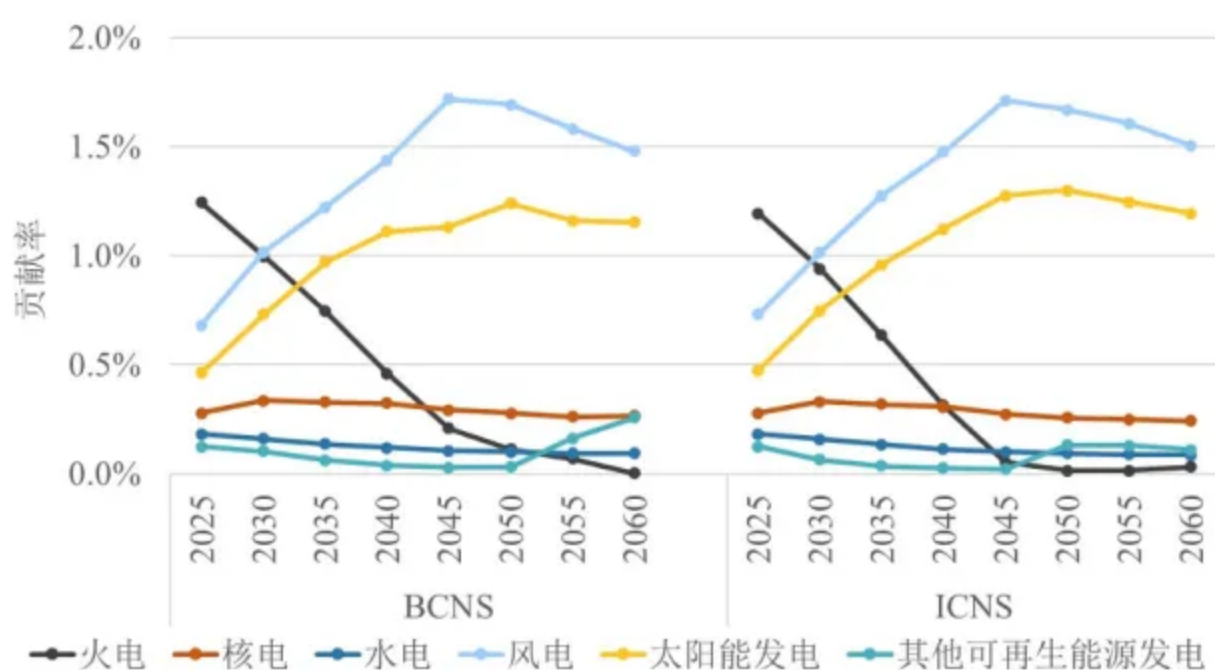


图 27 2025~2060 年电力部门对经济增长的贡献率

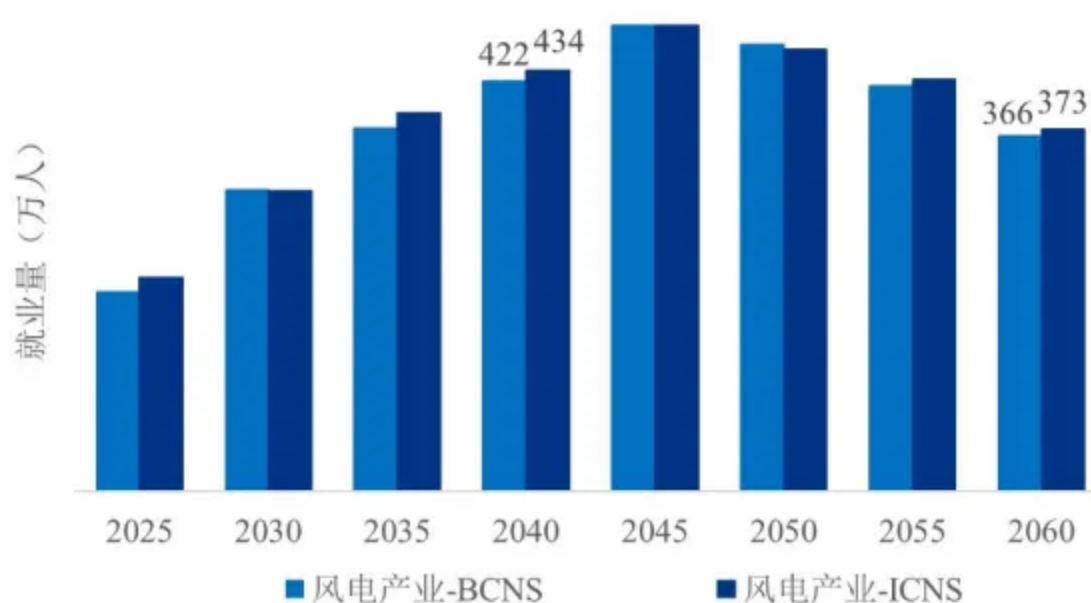


图 28 2025~2060 年风电产业相关的就业规模

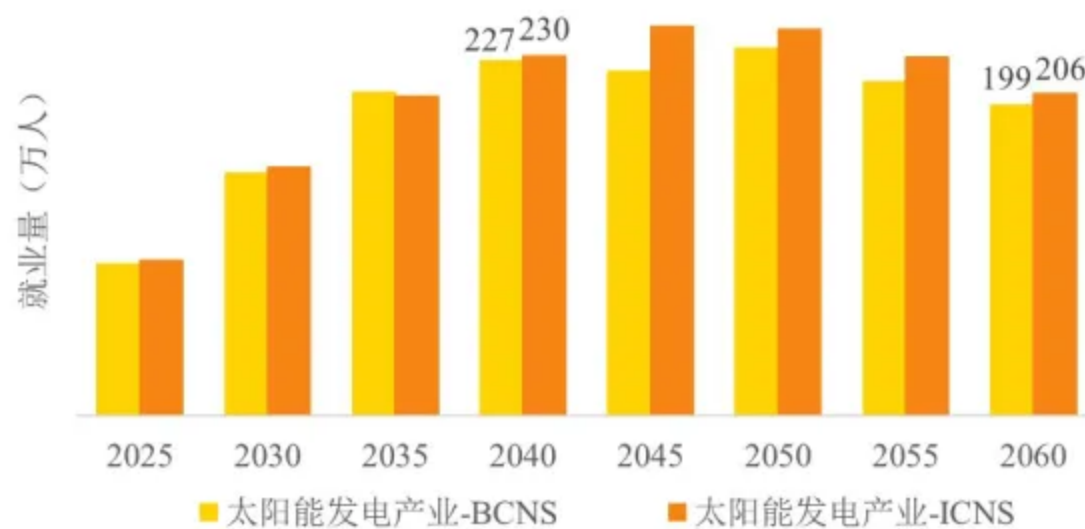


图 29 2025~2060 年太阳能发电产业相关的就业规模

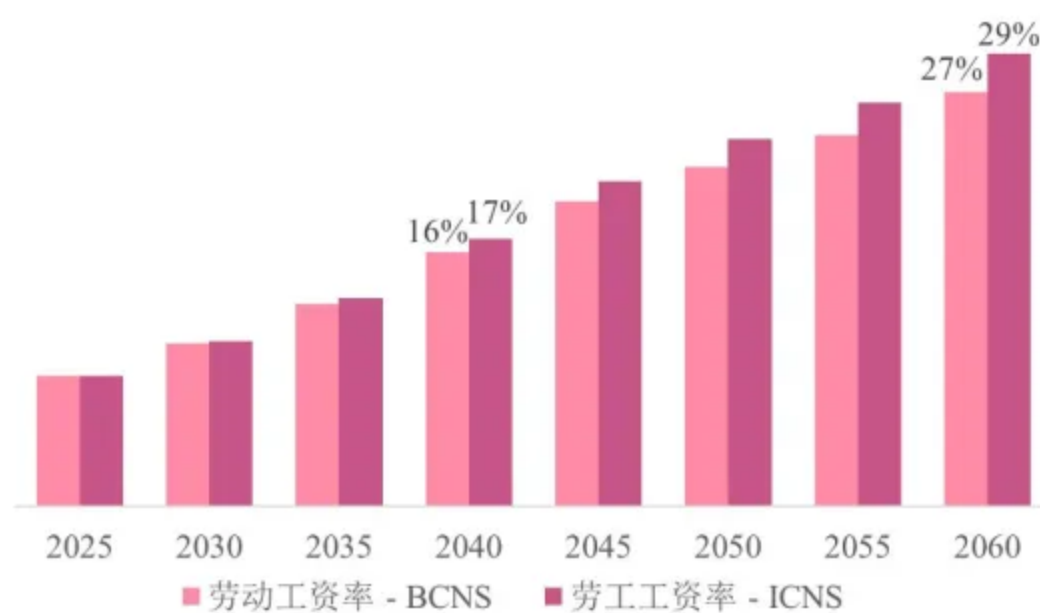


图 30 2025~2060 年劳动工资率增长趋势

困难挑战 and 不确定性分析

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

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

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

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

第三部分：专题分析

CETO 2024报告的第三部分包括新型能源体系的新模式新业态、构建适应高比例可再生能源的电力市场、电制合成燃料、工业部门低碳转型、建筑采暖低碳转型、能源数字化智能化发展等九个专题分析章节。九个专题分析章节，与第二部分的模型分析互为支撑（见图 31）。以下为第三部分各章的主要结论。如果您对详细内容感兴趣，我们推荐您阅读完整版报告。

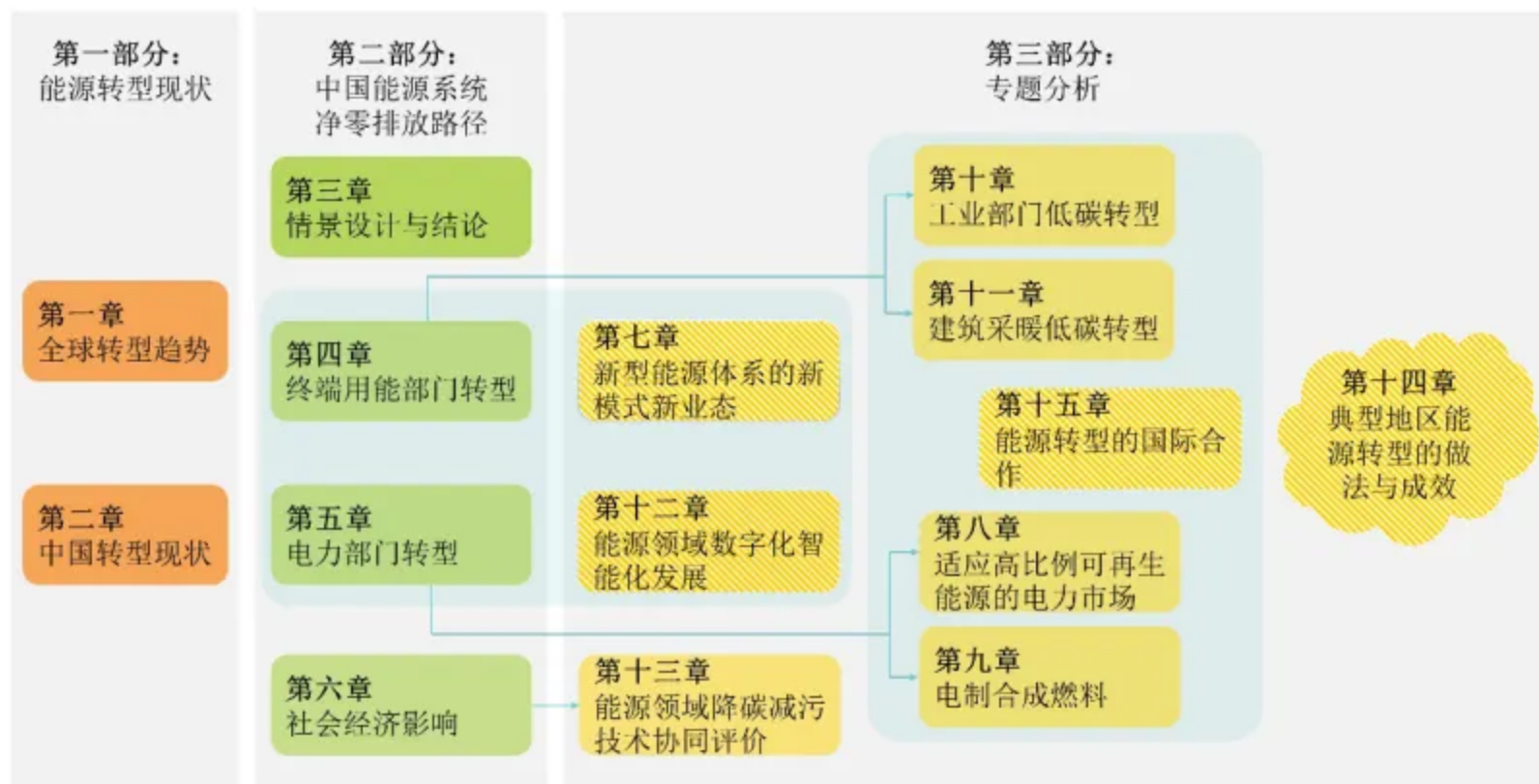


图 31 《中国能源转型展望 2024》各章关系图

第七章 新型能源体系的新模式新业态

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

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

需要重点关注四个方面的新任务：

一是新能源和传统能源的融合发展。加快水风光综合基地一体化开发，开展梯级水电站联合调度及水风光互补运行，将流域水电基地升级改造为流域可再生能源综合基地。利用井工煤矿采煤沉陷区发展新能源发电、地热能和新型储能。新能源和油气田融合发展，在油气矿区及周边地区发展风电光伏以及地热、余热、光热利用项目，实施油气勘探开发用能的清洁电力和热力替代。

二是电—热—氢—碳的耦合。利用低成本新能源发电，推动以储热为核心的电热耦合，推动北方城市和园区集中供热提高新能源发电消纳能力和电力系统调节能力。推动风光氢氨醇一体化生产，实现西部地区绿电就地消纳转化，发展综合能源化工基地。推动电力市场、碳排放权交易市场的价格信号协同，促进全社会绿色低碳转型。

三是能源生产和消费者的一体化。全面发展城乡居民分布式光伏，发挥光伏组件向轻薄、柔性、透明发展的新特性，加快发展建筑光伏一体化（BIPV）、光储直柔建筑等集成化应用模式。借鉴欧美国家的经验，更好利用市场机制发展社区共享太阳能、虚拟电厂，结合乡村风电探索发展农村能源合作社。发展工业绿色微电网，结合企业和园区用能特点，建设电、热、冷、氢等多种形式能源高效互补利用的综合能源系统。推广光储充（换）多位一体综合能源站，为各类电动汽车提供清洁电能，同时实现电力供应削峰填谷等辅助服务功能。在深远海建设漂浮式风电的同时，发展“风电+养殖”海洋农场、“风电+氢氨醇”的海上能源基地。

四是新技术支撑新模式新业态发展。为实现能源产业从资源驱动向科技驱动转变，以近5年（10年）实现规模化应用为目标，重点聚焦深远海海上风电、新型太阳能电池、绿氢、长时储能等重点方向的关键技术，突破关键材料、核心器件和系统集成等方面的技术创新需求。结合多元应用与消费场景，以新技术带动新场景拓展、市场规模、经济性方面的整体商业和开发利用模式迭代升级，促进新模式新业态发展落地，带动相关产业上下游新质生产力的培育与发展。

第八章 构建适应高比例可再生能源的电力市场

随着多地电力现货市场逐步转入正式运行，以及《电力现货市场基本规则》的颁行，中国已建立起以“中长期+现货+辅助服务”为框架的电力市场。下一步构建适应高比例可再生能源的电力市场，需要重视以下几个方面的工作：

一是建设全国统一电力市场体系。推动电力中长期、现货、辅助服务市场一体化设计和联合运营。打破省间壁垒，推动区域电力市场建设，不得限制跨省电力交

易。完善零售市场机制设计，确保批发市场价格向终端用户的有效传导。

二是逐步推动新能源全面进入电力市场。建立与新能源特性相适应的中长期电力交易机制，引导新能源供需双方签订更长期限的中长期合同。探索应用政府授权差价合约机制，为新能源提供稳定的收入来源，推动存量保障性新能源入市，持续支持先进新能源发电技术的推广应用。

三是建立分布式新能源参与电力市场的价格形成机制。发展新型经营主体，包括储能企业、虚拟电厂、负荷聚合商等；逐步推动分布式新能源以分时价格结算，或参与电力现货市场。改进输配电成本的分配方式，按配电压等级确定分布式新能源承担的额外费用。

四是完善容量电价机制。将灵活性资源纳入容量市场，重点支持灵活爬坡容量采购，推动采购重点从电力尖峰负荷调整至爬坡紧张时段。细化容量市场时段划分，推动从年度结算向季度结算延伸。

第九章 电制合成燃料

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

一些国家积极规划电制合成燃料发展规划，强化低碳标准要求。美国《国家清洁能源战略和路线图》预计到2030年美国清洁氢产量增至1000万吨/年，到2040年、2050年分别增至2000万吨/年和5000万吨/年。德国新版氢能战略将氢和富氢燃料（氨、醇等）作为可持续燃料，推动航空和海运领域深度脱碳。日本2023年版氢能发展战略将绿氢、绿氨的应用场景，拓展至钢铁、化工、航空、煤电等“难以减排领域”。同时，各国不断强化电制燃料的低碳零碳特征，加快制定发布电制燃料碳排放标准，清洁氢阈值集中在3~4 kg CO_{2e}/kg H₂之间。

国内电制合成燃料政策不断优化，产能快速增长。在氢能方面，2023年河北、广东、辽宁、安徽、广东、新疆等地先后放开化工园区外电解水制氢和制氢加氢一体站市场准入。内蒙古鄂尔多斯、新疆克拉玛依、广东深圳等地针对风光制氢一体化项目及电解水制氢加氢一体站给予生产补贴或电费减免。2023年全国电解水制氢新增产能约3.7万吨/年，累计产能约7.2万吨/年，其中63%产能集中在新疆、宁夏两省，80%产能采用光伏制氢，大型绿氢项目以并网、半离网等为主。在绿醇及绿氨方面，目前中国已建成及在建绿色低碳甲醇项目11项，绿色低碳甲醇产能约36.6万吨/年，绿氨项目开工13项，对应已披露绿氨产能约79万吨/年，大多计划于2024、2025年建成。

电制合成燃料产业初具规模，成本不断下降。2023年中国碱性电解槽进入技术迭代阶段，最大单槽制氢量达到3000 Nm³/h。PEM电解槽零部件供应链逐渐形成，国产质子交换膜、催化剂技术等逐渐实现量产。现阶段国内光伏直连制氢成本约为20元/kg H₂。随着光伏/风电发电、制氢电源、电解槽的成本下降，电制燃料经济性仍有较大提升空间。

电制合成燃料发展经济性有待提升，仍面临多重挑战。目前绿氢、绿氨、绿醇等电制燃料成本是同类型化石燃料生产成本的2倍左右，供给与需求之间的空间错配进一步加大了电制燃料的利用难度。现阶段，构建制备—储存—运输—利用的产业生态，着力突破核心材料与装备技术堵点，加大商业运营项目示范力度，提升全产业链技术经济性，是推动行业可持续发展的当务之急。

第十章 工业部门低碳转型

在全球积极应对气候变化背景下，工业深度脱碳成为各国政府、相关机构等共同关注的问题。多家机构研究结果表明，工业深度脱碳面临碳排放基数大、成因复杂、减排难度高等多重挑战。中国作为全球最大的发展中国家和工业化国家，推动工业部门低碳转型是作为负责任大国责无旁贷的使命。

近年来，中国工业部门低碳转型取得的显著成绩。2012年以来，中国工业部门以年均2.2%左右的能源消费增速支撑了5.8%左右的增加值增长，为全球树立了工业低碳转型的“中国样板”。中国工业低碳转型，主要表现在产业结构持续调整、新技术新工艺加快应用、节能环保水平显著提升和清洁低碳能源加速替代等方面。

模型分析表明，通过不断普及节能低碳工艺技术、大规模应用电力氢能等清洁能源、持续调整产业结构等措施，中国完全能够以较少的能源资源投入和较低的碳排放支撑工业经济的平稳较快发展。两个情景中，工业部门能源需求均先增长再稳中有降，呈“倒U型”走势。中国工业能源消费先上升后下降，2060年能源需求分别下降到2020年水平的72%和75%，而工业增加值分别达到2020年的3.0倍和3.3倍，能源生产率增长4倍以上。

为推动中国工业降低碳排放，建议开展四类行动。一是锻造现代高端的产业体系，引导传统产业集约化高端化发展，在满足“制造强国”内在要求前提下，推动粗钢、水泥等高耗能高排放产品产量较目前下降40%~60%。二是构建循环耦合的组织形态，逐步将再生钢铁、再生铝、再生塑料等产量比重提升至50%以上。三是形成数智高效的生产方式，面向重点行业实施极致能效工程，深入挖掘数字化系统化能效提升潜力。四是重塑电氢协同的用能结构，有序推动电力氢能等对传统化石

能源的替代，2060年电氢化率达到70%左右。

第十一章 建筑供热低碳转型

供热是建筑部门能源消费的最主要领域，目前建筑供热能耗超过中国建筑能源消费量的30%，且建筑部门70%以上的煤炭消费用于供热。因此，供热低碳转型是建筑部门实现低碳发展的关键所在。

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

为推进建筑供热低碳转型，中国政府采取了一系列政策措施，并取得了积极成效。一方面，通过持续提升新建建筑节能设计标准要求，加快推进超低能耗、近零能耗建筑建设，开展既有建筑节能改造，逐步降低建筑单位面积供热需求。另一方面，大力实施北方地区冬季清洁取暖，推进热源结构清洁化、低碳化，促进北方地区秋冬季节空气质量明显改善。

从国际推进建筑供热低碳转型的经验看，丹麦重点发展高效的区域供热系统，热源整合了多种可再生能源和余热资源；美国以分散供热为主，并将热泵视为未来供热脱碳的重要选择。中国未来建筑供热低碳转型路径需要因地制宜：北方城镇建筑仍以集中供热方式为主，并充分利用各类余热资源替代化石能源热源；农村居住建筑、夏热冬冷地区城镇居住建筑优先采用空气源热泵进行分散供热；夏热冬冷地区公共建筑结合资源条件优先发展热泵供热系统。同时，中国还应加强超低/近零能耗建筑推广和既有建筑深度节能改造。基于上述转型路径，到2060年，中国建筑部门供热用能将主要来自于各类余热资源和可再生能源电力，有望实现零碳供热。

第十二章 能源领域数字化智能化发展

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

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

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

第十三章 能源领域降碳减污技术协同评价

高频词分析表明，近十年来中国能源转型的减污降碳政策从新能源汽车、节能减排行动、风电开发上网、大气污染防治到电力市场改革、新能源市场化机制、大气污染防治综合防治、能源智慧化和能源储备等关键领域，逐步转向能源绿色低碳转型体制、减污降碳协同发展、绿色能源、节能增效等方面。这说明中国的能源转型，越来越重视节能减污降碳的协同性，把多能源、多行业、多层次协同发展放在重要位置。

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

在技术层面，采用“足迹”概念对能源转型关键技术的生态环境影响进行评价。评价重点主要聚焦在水足迹和碳足迹两方面。分析指出：一是风电、光伏、地热的碳/水足迹最低，综合环境效益最优。二是水电的碳足迹小但水足迹居各类型电源之首。三是绿氢同灰氢相比具有明显节水降碳效益。四是中国的生物质利用的碳/水足迹同化石能源相当，环境效益一般。五是碳捕集、利用与封存（CCUS）降碳效益显著，但会额外增加水消耗等。

第十四章 典型地区能源转型的做法与成效

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

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

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

同时，云南省的能源发展和电力保供仍面临一系列挑战：一是从需求侧看，工业规模持续扩大带动电力需求快速增长。二是从供给侧看，新增电源项目面临约束增加。三是极端天气等不确定因素和电力系统储能、调峰能力不足，给云南支撑本地产业发展及保障“西电东送”带来挑战。因此，云南需统筹处理好经济发展、能源保供和能源转型的关系，深入推进能源转型。

第十五章 能源转型国际合作

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

从操作层面看，推动全球能源转型的国际合作面临四个方面的严峻挑战：一是全球气候治理南北分化日趋严重，形成全球可持续发展合力难度增大。二是能源转型领域内的南南合作，面临着多重障碍。三是经济和贸易摩擦以及地缘政治冲突导

致能源市场波动加剧，增加了能源转型国际合作的风险。四是全球供应链重组，为国际能源合作带来新挑战。

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

未来，中国将以负责任大国的使命担当，继续推动能源转型的国际合作。中国积极参与能源治理的国际合作，推动建立公平公正、均衡普惠的全球能源治理体系。中国愿意与各国携手，心往一处想、劲往一处使，共同推动能源转型，齐心协力应对全球气候变化挑战。

中国能源转型展望

2024

执行摘要