“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型：路径优化与政策协同

谢倩莹[1]，王俊豪[1]，程　寅[2]

（1. 浙江财经大学 中国政府监管与公共政策研究院，浙江　杭州　310018；
2. 浙江财经大学 经济学院，浙江　杭州　310018）

摘　要：加快建设与“双碳”目标相适应的新型能源体系，是推动中国能源绿色低碳转型的重要抓手。目前，中国能源消费以煤为主，虽然可再生能源加速布局，能源技术迭代升级，但中国能源转型依然面临高碳排放路径锁定与减排窗口收窄、能源转型投入巨大与综合转型成本高昂、能源供给安全承压与系统韧性不足、全球气候治理博弈与绿色规则约束、能源监管体系滞后与政策协同不足等现实挑战。基于此，本文提出围绕新型能源体系建设，构建多元互补的非化石能源发展格局，优化与资源禀赋相匹配的能源空间格局，推进重点领域节能提效与终端电气化，夯实绿色低碳转型的技术支撑体系，健全政策、市场与技术协同的低碳转型机制等路径建议。未来应完善能源监管体系，加强跨部门协同；充分发挥市场机制作用，健全碳价形成与传导机制；加大科技创新投入，强化绿色低碳技术支持力度；健全风险防控机制，深化国际合作治理。

关键词：碳达峰；碳中和；绿色低碳转型；能源监管

中图分类号：F124.5　　**文献标志码：**A　　**文章编号：**1000-176X（2026）09-0047-15

一、问题的提出

推动能源绿色低碳转型是应对全球气候变化、履行国际减排承诺和实现经济社会高质量发展的必由之路，也是实现碳达峰碳中和（下文简称“双碳”）目标的基本任务。2024年，国务院印发的《2024—2025年节能降碳行动方案》指出，在持续推动能效提升、排放降低的同时，着力保障高质量发展用能需求。党的二十届三中全会指出，健全绿色低碳发展机制，加快规划建设新型能源体系。党的二十届四中全会将“美丽中国建设取得新的重大进展”列为“十五五”时期经济社会发展的主要目标之一，提出以“双碳”为牵引，协同推进降碳、减污、扩绿、增长。这表明，在实现“双碳”目标的过程中，加快规划建设新型能源体系不仅是能源绿色低碳转型的重

收稿日期：2026-01-31
基金项目：国家社会科学基金重大项目“‘双碳’目标下我国新型能源监管体系构建与监管政策优化研究”（23&ZD102）
作者简介：谢倩莹（1996–），女，河南周口人，博士研究生，主要从事政府能源监管理论与政策研究。E-mail：xqying00@163.com
王俊豪（通讯作者）（1956–），男，浙江嵊州人，教授，博士，博士生导师，主要从事政府监管理论与政策研究。E-mail：wjunh@zufe.edu.cn
程　寅（1998–），女，安徽宣城人，博士研究生，主要从事政府环境监管理论与政策研究。E-mail：cy342531@163.com

要抓手，更是统筹能源安全与低碳发展的重要支撑。因此，中国亟须完善支持能源绿色低碳转型发展的制度体系，在保障能源供给安全的基础上，加快能源绿色低碳转型。

党的十八大以来，中国持续推进能源革命，通过优化能源结构、提升能效水平、加大新能源投资等措施，推动非化石能源消费占比稳步提升。然而，在全球能源格局发生重大调整和地缘政治环境不确定性上升的背景下，中国能源绿色低碳转型依然面临诸多现实挑战。目前，中国能源结构以化石能源尤其是煤炭为主[1]，虽然可再生能源实现了快速发展，但受能源供给结构、经济发展模式和能源体制机制等因素影响，中国能源体系仍存在深层次矛盾和问题[2]。此外，存量高碳产能压力、低碳技术创新不足等问题突出，不仅加大了实现“双碳”目标的难度，也对能源产业链供应链韧性和经济社会可持续发展提出了更高要求[3-4]。

“双碳”目标本质上要求能源系统在减排约束下实现供给安全与成本可控的动态均衡[5]，实现该目标的核心在于破解能源系统中环保、安全、经济三个目标无法同时满足的“能源不可能三角”难题[6]，即能源系统很难同时满足环境可持续性、供给安全性和经济可承受性[7]。目前，中国面临的碳排放基数大、安全保障风险突出和转型成本高昂等挑战，实质上是这三个维度在特定发展阶段的体现。此外，能源转型具有外部性和公共品属性，单纯依靠市场机制难以解决“碳锁定”问题，需发挥好政府作用并加强跨部门协同，借助制度设计、市场激励等政策手段来矫正市场失灵。基于此，本文聚焦能源领域，构建“结构特征与演进态势—现实挑战—路径优化—政策协同”的框架，探讨“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型这一关键问题。首先，本文系统分析“双碳”目标下中国能源体系结构特征与演进态势，梳理能源绿色低碳转型的现实挑战。其次，本文从非化石能源发展格局、能源空间布局、重点领域节能提效与终端电气化、技术支撑体系、低碳转型机制等方面，探讨“双碳”目标下能源绿色低碳转型的优化路径。最后，本文提出“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型的政策协同建议，为全球能源可持续发展贡献中国方案。

二、“双碳”目标下中国能源体系结构特征与演进态势

（一）能源消费以煤为主，非化石能源快速发展

中国能源资源禀赋呈现“富煤、贫油、少气”的典型特征，煤炭长期处于一次能源生产与消费的主体地位[8]。2024年，煤炭在中国一次能源生产结构中占比仍超过50%，是保障工业体系、电力系统稳定运行的“压舱石”，其主体地位短期内难以撼动。同时，国内石油、天然气资源勘探开发难度较大，增储增产空间受限，对外依存度随能源需求增长而持续攀升。2024年，中国原油进口维持在高位，天然气进口量再创历史新高，外部供应链波动对中国能源供给安全的潜在影响依然显著。因此，在煤炭主导的能源结构尚未转变的背景下，大量油气进口交织国际市场波动，进一步加大了中国能源供给安全的不确定性[9]。

在“双碳”目标驱动下，中国非化石能源装机容量和发电量实现快速增长，但可再生能源天然的间歇性和波动性特征使其难以独立承担基荷与调峰功能。目前，风能、太阳能等可再生能源主要集中于华北、东北和西北地区，与东中部负荷中心呈现空间错配态势。受跨区域输电能力不足和储能技术瓶颈制约，可再生能源在并网消纳、实时调度方面仍存在诸多困难。近年来，非化石能源占比稳步提升，其规模化发展对大容量储能、灵活调度机制和输电网络建设提出了更高要求。现有电网基础设施承载能力和能源系统韧性还无法完全满足高比例新能源接入的要求，特别是在极端天气或高负荷时段，电力系统稳定性将面临更大考验。如何在保障能源供给安全的前提下充分利用可再生能源、维持电力系统稳定，已成为推进“双碳”目标实现的关键环节。

中国能源消费以煤为主，油气对外依存度较高，而风电、光伏等新能源快速发展，实现“双碳”目标面临资源禀赋约束和绿色转型的双重压力。此外，在煤炭清洁高效利用领域，中国虽已取得超临界机组推广、污染物超低排放改造等突破，但碳中和目标落地仍受制于技术瓶颈和成本

约束；新能源装机占比上升，但受调峰配套设施、长时储能体系、市场化消纳机制等建设滞后制约，短期内仍难以撼动煤炭的主体能源地位。能源系统韧性建设要求煤炭利用向灵活化、低碳化转型，而资产搁浅风险和高昂的转型投资提高了改造门槛。因此，如何在确保能源供应安全的前提下，以可承受的经济成本统筹推进能源结构优化和碳减排，是实现“双碳”目标的关键命题。

（二）可再生能源加速布局，装机规模快速扩张

近年来，在“双碳”目标引领和政策支持下，中国风电、光伏等可再生能源装机规模进入加速扩容阶段，呈现“体量大、增速快、占比高”的特征。根据国家能源局数据，截至2024年底，全国可再生能源装机容量达到18.89亿千瓦，占总装机容量的56%，比“十三五”末提高近13.5%。其中，太阳能发电装机8.87亿千瓦，风电装机5.21亿千瓦，分别同比增长45.2%和18%。根据水电水利规划设计总院发布的《中国可再生能源发展报告2024年度》，2024年，全国可再生能源新增装机规模达到3.74亿千瓦，占全国新增电力装机容量的86.3%，进一步巩固了可再生能源在电力装机中的主体地位。装机规模的快速扩张推动可再生能源发电量占比从2020年的29.1%提升至2024年的35%，可再生能源已从补充能源转变为电力供给的重要支柱。

可再生能源的结构特征同样发生深刻变化。一方面，可再生能源装机布局重心发生转变，由早期以风电为主逐步形成“光伏领跑、风光并进”的发展格局。根据国家能源局数据，截至2025年底，全国累计发电装机容量38.9亿千瓦，同比增长16.1%。其中，太阳能发电装机容量达到12.0亿千瓦，同比增长35.4%；风电装机容量达到6.4亿千瓦，风电光伏累计装机容量达到18.4亿千瓦，占全国累计发电装机容量的47.3%。另一方面，分布式与集中式并举的开发模式不断推进，整县屋顶分布式光伏开发试点政策和“源网荷储一体化”示范项目，为分布式光伏发展和可再生能源就地消纳提供了新的应用场景。根据国家能源局数据，2024年，全国光伏新增装机2.78亿千瓦，同比增长28%。其中，分布式光伏新增1.18亿千瓦，约占光伏新增装机的42.4%。同时，分布式与集中式风电光伏开发协同推进，大型风电光伏基地规模化建设和配套电力基础设施不断完善，有效提升了可再生能源消纳能力和电力外送能力[10]。

然而，在可再生能源装机高增长的背后，结构性矛盾随之凸显。其一，可再生能源装机增速与消纳能力不匹配的问题较为突出，部分可再生能源聚集区“弃风弃光”水平虽然较峰值时期已有明显回落，但在局部极端天气或新能源外送受限时仍存在资源严重浪费现象。其二，自2023年以来，新能源利用小时数呈现小幅下降趋势，反映出调峰资源供给、储能设施配置和市场化调度体系建设，尚未与可再生能源装机扩张同步推进。其三，东中部地区分布式光伏快速增长，但因土地资源紧张和消纳空间不足而受限；西北、华北地区大型风电光伏基地建设规模较大，但对跨区域输电和容量补偿机制依赖较强。上述矛盾表明，在可再生能源装机规模持续扩张的背景下，储能技术、多能互补体系和市场化交易机制等配套支撑能力建设仍相对滞后，推动可再生能源发展由规模化扩张的量变迈向提质增效的质变，是现阶段能源结构转型的迫切任务。

（三）能源技术迭代升级，基础设施体系逐步健全

在推动新型能源体系建设的进程中，中国能源技术和基础设施建设呈现“骨干网架日趋完善、资源配置能力逐步提升”的演进特征。目前，中国已在全国范围内构建起南北贯通、东西互联的多回线路格局，特高压交直流工程稳步推进，跨区输送能力显著提升；“主网—配网”一体化改造同步展开，柔性直流、配电自动化等技术在重点地区示范落地，为高比例风电光伏并网提供了物理通道和调度保障。然而，受资源禀赋与用电负荷空间错配、区域网架密度不均、调峰条件受限等影响，局部时段的可再生能源消纳仍面临约束，能源系统韧性建设仍需持续强化。

在风电光伏装机快速增长的推动下，储能与调峰支撑体系进入规模化部署阶段。目前，抽水蓄能投运容量持续增加，并与水电梯级利用同步推进。磷酸铁锂和钠离子等电化学储能逐步向电源侧和用户侧延伸，单位投资和用电成本呈现下降趋势。氢能制储、压缩空气储能等技术攻关取

得突破性进展，燃煤机组的碳捕集利用与封存技术全链条示范工程也取得阶段性进展，为高碳能源的减排提供了重要技术支撑。但是，从总体来看，储能装机增速与新能源并网需求存在时序错配，容量补偿机制、辅助服务定价和安全标准等配套体系仍有待完善。

数字化和智能化正加速嵌入能源基础设施全链条。依托5G、工业互联网等技术，能源系统逐步实现了设备在线监测、负荷预测和虚拟电厂调度，提升了自身的安全性和灵活性。随着新能源渗透率不断提高，需求侧响应凭借较强的灵活性和响应潜力，在调节系统供需平衡、促进新能源消纳等方面将发挥更加重要的作用[11]。同时，多能互补的园区综合能源站已在部分地区落地，为终端电气化提供了新的应用场景。但是，在全国层面，数据治理与交互标准尚未统一，各地区在投融资模式和技术应用深度上差异较大，数字技术赋能能源系统优化的潜力仍有待释放。

三、“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型面临的现实挑战

（一）高碳排放路径锁定与减排窗口收窄

在“富煤、贫油、少气”的能源资源禀赋约束下，中国形成了长期以煤炭为主导的能源消费结构。根据国家统计局发布的《中华人民共和国2024年国民经济和社会发展统计公报》，2024年，中国能源消费总量为59.6亿吨标准煤，煤炭消费量占能源消费总量的比重为53.2%，虽然比上年下降了1.6个百分点，但煤炭仍然是最主要的一次能源。根据国际能源署（International Energy Agency）发布的报告，2024年，中国能源相关二氧化碳排放量约为126亿吨，同比增长0.4%，排放规模高于美国、欧盟等主要经济体，仍居全球前列。更值得关注的是，中国碳排放强度也高于世界平均水平。煤炭的单位热值碳排放强度远高于其他化石能源，每燃烧1千克煤炭所产生的二氧化碳约为2.66千克，其二氧化碳排放因子约为原油的1.3倍和天然气的1.6倍。这意味着即使在单位能耗相同的前提下，煤炭也将产生更多的碳排放。从碳排放结构来看，2024年，中国煤炭燃烧所产生的碳排放量约占碳排放总量的60%—70%，显示出煤炭主导格局所带来的“碳锁定效应”。此外，能源部门的高碳结构与工业部门的高碳排放形成了叠加效应。中国工业能源消费量占全国能源消费总量的65%以上，是碳排放的最大来源。其中，钢铁、有色金属、水泥等传统行业占据工业部门碳排放的主要份额。以钢铁行业为例，根据中国钢铁工业协会统计数据，2024年，中国粗钢产量约为10.05亿吨，约占全球的53%，其碳排放量约占全国能源相关碳排放总量的15%。

从时间窗口来看，中国设定的碳达峰至碳中和窗口期（30年）短于主要发达国家（45—80年），这意味着中国需在更短的时间内完成发达国家的深度脱碳进程。这不仅要求能源强度持续下降，还需在产业结构、能源结构和终端消费方式等方面实现系统性变革。尤其在“十五五”时期，能源需求仍处于上升区间，减排需在增长与转型的双重约束下推进[12]。

中国面临巨大减排压力的原因有三点。其一，经济发展阶段与能源需求特征叠加，国内工业化、城镇化仍在持续推进，能源消费总量维持高位运行，减排任务增量压力突出。其二，受资源禀赋约束，煤炭仍是保障能源安全、维系能源稳定供给的核心支撑，煤炭消费规模短期内难以大幅缩减。其三，高耗能、高排放产业比重较大，短期内替代性技术和可再生能源难以满足需求[13]。因此，中国碳排放峰值处于较高水平，平台期也可能延长，进而加大深度减排压力。

（二）能源转型投入较大与综合转型成本高昂

构建以非化石能源为主体的新型能源体系是实现“双碳”目标的重要路径，该体系的落地推进需要大规模资金投入，重点用于电源基地、特高压输电网络、储能设施等工程建设和核心技术研发。此类投资具有周期长、回报慢的特点，加之新能源技术迭代快，易引发资产搁浅风险。此外，中国优质风能、太阳能资源集中于西部和北部[14]，与东中部负荷中心呈逆向分布，跨区域输电和调节能力建设会显著增加资本投入。根据清华大学气候变化研究院估算，2020—2050年，

实现2℃温控目标情景下的总投资需求约为127.24万亿元，而1.5℃温控目标情景下的总投资需求约为174.38万亿元[15]。煤电、燃油等设备资产可能因减排要求提前退出，从而形成搁浅资产，给企业带来巨大的投资损失。在能源需求仍有增长空间的背景下，过快推进煤炭退出可能加大能源结构调整压力，对能源保供和经济社会平稳运行构成挑战[16]。对于高度依赖传统能源的地区，能源转型带来的冲击更为明显。例如，在山西、内蒙古和陕西等煤炭主产区，煤炭产业长期支撑地方财政和就业，煤电和煤炭产能的退出，可能造成地方税基萎缩、企业债务风险增加，甚至导致资源型城市经济衰退。虽然光伏安装、风电运维等新能源产业创造了新的就业机会，但岗位分布、技能要求与原有劳动力的技能结构之间存在错配，劳动力转移仍需较长时间。

在构建以高比例可再生能源为核心的新型电力系统过程中，电力系统运行成本结构也将发生变化。可再生能源发电具有波动性，电网需要不断提升调节能力，这就要求持续加大对智能电网、储能技术和灵活调节电源的投入。现阶段，智能电网建设涉及输配电设施改造、数字化升级等环节，投资规模大且建设周期长[17]。储能技术虽然发展较快，但其经济性仍有待提高，建设和运维成本较高[18]。同时，为保障电力系统安全运行，还需要保留一定比例的燃气机组或灵活性改造煤电作为备用电源。这类电源发电时长有限，但固定成本长期存续，需建立相应的固定成本补偿机制。虽然可再生能源发电的燃料成本较低，但为保障电力系统安全稳定运行仍需投入大量配套资源。

（三）能源供给安全承压与系统韧性不足

传统能源安全体系主要通过能源供给来源多元化、战略储备和国际合作保障供给稳定性，同时通过政策调控和市场竞争维持能源价格的可承受性。“双碳”目标对能源系统的可持续性提出了新要求，该目标强调加速向可再生能源转型，以应对气候变化挑战，在多样化情境下确保能源供给的可靠性、经济性和可持续性。这一转型使能源系统向技术驱动模式转变，能源安全的内涵也从“数量保障”转向“质量重构”[19-20]。然而，能源系统尚未完全适应这一转型进程，能源结构、技术体系与政策机制的错配将影响能源系统的稳定性。以电力系统为例，传统电网以集中式供电为核心，不能满足高比例分布式可再生能源接入的需求，缺乏“双向互动”“边缘自治”的运行能力，这加剧了电力系统在应对可再生能源波动时的脆弱性。此外，智能电网、微电网和虚拟电厂等电力技术虽然具有较大应用潜力，但尚未实现规模化推广应用，制约了电力系统的柔性调节能力。同样地，能源调度机制、价格体系和容量补偿制度有待完善，部分地区“弃风弃光”现象频发，存在供需匹配效率低下和激励机制失灵的困境。技术创新和制度供给的滞后，使电力系统在高负荷时段和波动情境下的稳定供给能力受到制约，引发能源供给风险的隐忧。

在“双碳”目标下，中国原油和天然气等战略性能源资源对外依存度仍然较高，能源供给易受到国际市场波动和外部政治经济环境变化的影响。兼顾能源安全与低碳转型，需依托系统性政策设计和技术创新，保障能源体系的韧性和可持续性。在地缘政治冲突加剧和全球能源价格波动的背景下，进口路径单一、能源供应国集中和运输通道脆弱等问题也会增加能源供给中断的风险，削弱能源供应的连续性和可靠性。此外，国际碳定价与碳关税等全球气候治理策略的兴起，可能通过贸易渠道间接影响中国高碳产业的能源供给和成本结构，致使相关行业面临生产成本上升和国际竞争力下降的双重压力。

（四）全球气候治理博弈与绿色规则约束

全球气候治理博弈是影响“双碳”目标实现的重要外部变量，体现在气候治理的多边合作、技术竞争和制度协调等维度。目前，国际气候治理体系以《巴黎协定》为基础，各国通过提交国家自主贡献方案参与全球减排。然而，各国设定的减排目标差距较大，政策执行进展不一，国际减排合力尚未形成。部分发达国家虽然在国际场合表达气候承诺，但在资金支持、技术转让等方面履约不力。特别是美国作为全球主要温室气体排放大国和气候治理的重要参与方，宣布退出

《巴黎协定》，在一定程度上削弱了该协定的约束力，降低了发展中国家对国际减排合作的信任度[21]。同时，低碳技术和相关产业链是国际战略竞争焦点，新能源、氢能、储能等领域的技术专利和产业主导权竞争加剧，相关规则逐渐演变为一种以实现气候治理目标为名、实则服务国家竞争利益的制度安排。一些发达经济体在推行碳边境调节机制等绿色贸易措施时，往往以避免碳泄漏为借口，但其实际效果可能助长贸易保护主义。国际气候治理机制缺乏足够的公平性和透明度，这不仅可能削弱发展中国家的减排意愿，也可能动摇全球气候治理的合作基础。

地缘政治冲突频发，使中国推进“双碳”目标面临更加复杂的外部环境。近年来，部分国家借助碳边境调节机制、产品碳足迹核算和绿色认证等合规要求，推动国际绿色规则重构，能源转型已不局限于国内减排和结构调整层面，而是日益关乎国际市场准入条件、产品竞争力和规则话语权[22]。同时，绿证核算、绿色电力消费认定等制度规则逐渐成为国际绿色竞争的重要内容。虽然中国绿证制度不断完善，国际认可度有所提高，但与国际主流规则的衔接仍显不足，在国际市场接受度、核算标准和国际规则制定话语权等方面，依然存在不少现实制约。因此，在实现“双碳”目标的过程中，不仅需保障能源安全和产业链供应链韧性，也需妥善应对国际绿色规则重构带来的制度性壁垒，提升参与国际绿色规则制定和推进标准衔接的能力。

（五）能源监管体系滞后与政策协同不足

在实现“双碳”目标的过程中，政策协同不足、市场机制不完善和能源监管体系建设滞后，逐渐成为制约能源绿色低碳转型的重要因素[23]。目前，低碳转型政策在部门与行业层面仍呈现碎片化特征，跨部门统筹不足，配套实施方案和约束机制仍不完善。虽然中国针对重点领域出台了一系列转型指导文件，但部分政策仍存在目标衔接不够紧密和执行约束偏弱的问题[24]。例如，在煤电治理方面，虽然有宏观控煤目标，但高耗能机组退出、改造与补偿机制尚未完全理顺，部分地区新增煤电项目的现象比较普遍，可能导致煤电在能源结构中的比重回升，从而削弱控煤目标的成效。此外，绿色技术创新的节能增效作用有赖于政策、人才和资金等配套条件，如果配套不足，则可能制约绿色技术对能源效率的提升作用[25]。

目前，中国能源绿色低碳转型所面临的制度性障碍，还体现在一次能源市场、电力市场与碳市场之间缺乏有效衔接。一次能源价格、电力价格与碳价之间的传导链条不够通畅，导致电价信号与碳价约束脱节。新能源消纳和系统灵活性补偿主要依赖电力市场，但电力价格与碳价的联动机制尚不完善。碳市场对发电企业和终端用能的约束作用有限，尚未从根本上改变高碳能源与低碳能源的相对成本结构。一次能源市场、电力市场与碳市场之间联动不足，在一定程度上限制了其优化资源配置、引导减排的综合效能。

从更深层次来看，这些问题反映出中国尚未建立与绿色低碳转型相适应的监管机制。现行监管职能由多个部门分散承担，监管权力交叉、责任边界模糊，容易造成监管职责重叠和缺位、越位问题[26]。同时，监管覆盖范围、专业化能力和数字化支撑水平仍有待提升，综合评价体系、监测技术标准和执法程序尚不健全，能源数据采集、共享和应用体系也未实现高效贯通，“数据孤岛”导致跨区域、跨部门信息共享效率低下，影响了监管效率和政策实施效果。目前，监管方式仍偏重事后核查，对市场运行风险和区域性供需变化的前瞻性识别不足，难以完全适应“双碳”目标下能源系统加速转型的新要求[27]。

四、“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型的路径优化

实现“双碳”目标是一项系统性工程，需统筹推进能源供给优化、能源布局适配、终端用能转型、关键技术突破和制度体系完善等重点工作。加快构建新型能源体系是能源绿色低碳转型的重要抓手，发展新能源、推进终端电气化则是实现“双碳”目标的关键举措。随着新能源装机扩容、终端用电需求上升，电力系统对灵活调节、跨区资源调配和市场协同的需求显著增加。建设

全国统一电力市场，有利于提升新能源消纳能力，优化资源配置，保障电力系统安全稳定运行[28]。据此，本部分围绕非化石能源发展格局、能源空间布局、节能提效与终端电气化、技术支撑体系和低碳转型机制等方面，探讨“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型的优化路径。

（一）构建多元互补的非化石能源发展格局

1.扩大风能、太阳能、水能和核能的装机容量

在“双碳”目标引领能源行业深刻变革的背景下，着力推动非化石能源装机容量的跨越式增长是实现能源结构清洁化、低碳化转型的核心路径之一。风能、太阳能的规模化发展得益于丰富的资源禀赋和较强的技术经济优势。中国地域广阔，风能、太阳能资源不仅分布广泛，而且开发潜力巨大[29]。中国应持续推进大型风电光伏基地建设，大力发展分布式光伏和分散式风电，不断提升清洁能源供给能力。水电是中国非化石能源体系的重要组成部分，水电项目不仅贡献大量零碳电力，而且水能具备独特的调节能力，可有效平滑风电光伏发电的出力波动，从而提升电网运行的灵活性和稳定性。在推进水电装机容量增长的过程中，需统筹兼顾积极开发与生态保护，审慎评估其对生态环境的潜在影响。核能凭借其高能量密度和近乎零碳排放的特性，在基荷能源领域具有不可替代的战略价值，对推动能源绿色低碳转型具有重要意义。核电机组能够持续提供大规模清洁电力，提升电力系统稳定性，降低对化石能源调峰机组的依赖程度。因此，应坚持安全发展原则，稳步推进先进核电技术落地应用，有序布局沿海和具备条件的内陆核电项目。同时，完善核燃料循环体系，不断提升核电产业的安全保障能力和可持续发展水平。

2.开发地热能、潮汐能等其他可再生能源

实现能源结构多元化发展，还需将视野拓展到主流清洁能源之外的其他非化石能源领域。地热能具有供能稳定、碳排放低等特点，其开发有助于替代区域性的化石能源供热和发电。中国地热资源储量丰富、类型多样，可在适宜地区开展规模化开发，并将地热供暖纳入城市清洁供热体系，降低相关区域对煤炭和天然气的依赖程度。潮汐能作为一种可预测的海洋可再生能源，在潮差显著的特定海域具有较大开发潜力，可作为清洁电力的独特补充[30]。浙江、福建部分海湾和河口具备较好的潮汐能资源条件，应稳步推进潮汐能技术的示范和商业化应用，积累工程建设和运营经验，为海洋能源开发提供技术支撑和前瞻性借鉴。生物质能以农业废弃物和生活有机废弃物等为原料，经清洁转化实现能源化利用，在发电和燃料替代等领域具有较好的应用价值。海洋温差能资源丰富，但受制于技术成熟度低和开发成本高等因素，仍处于探索阶段。随着技术进步，这些能源有望成为中国非化石能源体系的有益补充，进一步提升能源供给多元化水平。

3.大规模可再生能源并网与算电协同优化

大规模可再生能源并网对电网的承载能力和灵活调节能力提出了更高要求[31]。风电光伏发电具有波动性和间歇性，大规模集中接入后加剧了电力系统净负荷的波动，也提高了调峰和调频的难度。对此，中国电网企业需加快建设以特高压骨干网架为支撑、各级电网协同发展的智能电网，以提升跨区域资源配置能力，进而扩大新能源消纳范围。在此基础上，先进技术和精细化管理成为提升新能源消纳能力的重要支撑。随着数字技术和人工智能不断重塑能源系统运行范式，在风电和光伏发电渗透率提升、源网荷储布局更加分散的背景下，传统依赖计划调度和集中备用的模式，正逐步转向以预测和智能控制为核心的系统协同模式。调度机构可依托高精度气象预报，提高新能源出力预测精度，为电网调度提供更加可靠的决策依据；利用大数据、云计算和人工智能等技术，加强对分布式电源、储能设施与柔性负荷的协同管理，提升系统运行效率和韧性。数字技术正推动虚拟同步机、构网型控制等技术不断发展，为提升新能源机组支撑能力和高比例新能源电力系统稳定性提供新的技术路径。

人工智能发展不只是能源系统优化的技术增量，人工智能应用所依赖的算力中心和冷却系统运行也带来了新的能源需求[31]。尤其在大模型训练和推理规模不断扩大的背景下，算力需求增

长与新能源供给之间的协调不足的问题日益突出。一方面，东部地区算力需求密集，但绿电供给不足；西部地区绿电资源丰富，但算力利用率偏低。另一方面，风光发电的间歇性与人工智能训练所需的连续稳定负荷也存在时序错配。如果算力中心作为固定负荷参与电力系统运行，那么算力规模扩大虽可能提升系统运行效率，但也可能加大局部电网运行压力，并增加能源转型成本。因此，以人工智能赋能新能源消纳，不能仅局限于算法优化本身，还应同步推进算电协同，使算力负荷由刚性负荷转向可调节的柔性负荷，以更好地适应高比例新能源条件下的系统运行要求。

（二）优化与资源禀赋相匹配的能源空间布局

1.突破“富煤、贫油、少气”禀赋约束，充分挖掘分布式光伏潜力

在“双碳”目标下，充分挖掘分布式光伏的发展潜力，是缓解“富煤、贫油、少气”资源禀赋约束、优化能源空间布局的重要途径[32]。与集中式开发相比，分布式光伏更加接近用电负荷中心，能够实现就地发电、就近消纳，从而减少远距离输电需求，提升能源利用效率。这一模式有利于发挥东部地区建筑屋顶、工业园区等场景的空间资源优势，推动能源生产由资源富集地区向用电负荷中心延伸，进一步优化能源生产布局，提升能源供应体系的韧性。

挖掘分布式光伏的发展潜力，还需解决制约规模化发展的现实问题。在技术层面，需持续提升光伏组件转换效率，降低单位发电成本，加快建筑光伏一体化等产品的研发和推广；在电网适应性层面，需提升电网对分布式电源接入的承载能力和运行管理水平，妥善应对反向潮流、电压波动等技术挑战；在市场机制层面，需完善适应分布式光伏发展的电力交易机制，稳定投资预期，提升并网和消纳效率，并积极探索“隔墙售电”、虚拟电厂等新型商业模式；在政策支持层面，需进一步优化项目审批流程，提供持续稳定的补贴或税收激励，健全建筑光伏建设标准体系，为分布式光伏发展创造更加稳定的制度环境。

2.建立“就地取电+跨区调配”模式

“就地取电”模式旨在充分利用负荷中心本地资源，优先满足区域基础用能需求。分布式能源自发自用的特性，能够缓解局部电网负荷压力，提升区域能源保障能力。但是，在季节变化和极端天气等情形下，分布式能源无法完全解决能源供应的时空不平衡问题，需依托跨区调配模式发挥资源配置作用。中国应依托特高压输电技术，将西部大型风光基地、北部煤电基地和西南水电基地的电力资源输送至能源供应紧张地区，通过跨区调配实现不同区域之间能源互济，缓解新能源波动带来的供电压力，提升电力系统运行的稳定性。此外，随着风电光伏等新能源装机规模持续增长，电网调度需进一步提升智能化水平，提升对分布式电源、储能设施和负荷变化的协同调控能力，提升本地消纳与跨区域输电的协同效率。随着新能源占比不断提高，应统筹推进就地消纳与跨区调配，充分发挥分布式能源就近消纳和跨区域资源优化配置的优势，推动二者形成优势互补的发展格局。同时，加快建设全国统一电力市场，完善跨省跨区电力交易机制，健全中长期市场和辅助服务市场体系，为不同类型电源协同运行和新能源高效消纳提供制度保障。

（三）推进重点领域节能提效与终端电气化

2024年，国务院新闻办公室发布的《中国的能源转型》指出，工业、建筑、交通运输、公共机构等作为全社会能源消耗的主体，是节能提效工作的“基本盘”。其中，工业领域能源消费规模最大，能源利用效率差异显著；建筑领域能源需求呈现刚性增长态势，既有建筑改造和新建建筑标准提升将进一步增加用能需求[33]；交通运输则是石油消费和碳排放的重要来源。推进这三个重点领域节能提效与终端电气化，不仅能够显著降低化石能源直接消费占比，还能以较低的边际减排成本促进碳强度下降，是推动能源系统低碳转型的重要路径[34]。同时，终端电气化水平持续提升，也意味着工业生产、建筑用能和交通运输对电力系统的依赖程度加深。因此，终端电气化需与新能源供给、电网调节能力提升、全国统一电力市场建设协同推进，以实现稳定、可持续的减排效果。

1.工业领域

工业领域节能提效应重点优化高耗能生产工艺。钢铁、有色、建材、化工等行业普遍存在大量高温工艺热需求，对煤炭、天然气等化石能源依赖程度较高，节能降耗潜力依然较大。因此，需持续推广高效电机、变频调速和余热余压回收等节能技术，提升设备运行效率，推动生产工艺优化升级。例如，钢铁行业应加快发展以电弧炉为主的短流程炼钢工艺，逐步降低高炉长流程炼钢比重，以降低吨钢能耗和碳排放。建材行业应进一步推广新型干法水泥生产技术，加强余热发电等配套系统建设，提升能源综合利用效率。

工业电气化是终端电气化的重要组成部分，提升工业电气化水平是工业绿色低碳转型的重要方向[35]，工业电气化的重点在于推动电能替代化石能源终端消费。但是，工业电气化并不是简单地以电代煤、以电代气，而应结合设备适配性、电力成本承受能力和绿电供给条件，分类推进电能替代。对于中低温工业热源，可采用高效电加热设备或高温热泵等技术替代燃煤燃气锅炉，扩大电能应用范围。在交通运输装备制造领域，应加快电驱动设备应用，提升新能源装备制造过程的电气化水平。此外，工业电气化也为绿氢等零碳能源的规模化应用创造了条件。在合成氨、甲醇等行业，可利用可再生能源电解水制取绿氢，替代化石能源制氢，减少工业生产中的碳排放。

2.建筑领域

建筑领域节能提效应重点提高新建建筑节能标准和提升建筑本体能效。推广超低能耗建筑技术，提升建筑围护结构保温性能，配套热回收新风系统，以降低建筑运行阶段的供暖和制冷能耗。对于存量建筑，应持续推进节能改造，提升外墙、屋顶和门窗等围护结构的保温性能，同步更新低效照明、暖通空调等设备，进一步降低既有建筑运行能耗。

建筑电气化主要集中在供暖制冷、炊事等用能环节。其中，北方地区冬季清洁取暖是建筑电气化的重点方向。空气源热泵具备较高的制热能效，是替代分散式燃煤供暖的主要技术。在资源条件适宜地区，可推广地源、水源热泵，依托稳定的地温、水体温度优势，有效提升供暖系统运行效率。针对南方夏热冬冷地区，可推广高效变频空调和热泵系统，实现采暖、制冷一体化发展。针对生活热水、炊事领域，以电热水器、电磁灶替代传统燃气设备，是减少燃气消耗的有效途径。同时，建筑电气化还应与建筑光伏一体化协同推进。充分利用建筑屋顶空间发展分布式光伏，提升建筑可再生能源利用水平，促进城市能源系统低碳转型[36]。

3.交通运输领域

交通运输领域节能提效应重点提升运输工具能效和优化运输结构。一方面，持续推动车辆轻量化设计，优化空气动力学性能，提升动力系统效率，降低各类交通工具的能源消耗。对于传统燃油汽车，推广高效发动机、混合动力等节能技术，进一步挖掘减排空间。另一方面，进一步优化综合交通运输结构，提高铁路、城市公共交通等低能耗运输方式的占比，引导交通运输向集约化、低碳化方向发展。

交通运输电气化是终端电气化的重要组成部分。随着新能源汽车产业进入规模化快速发展阶段，纯电动汽车凭借较高的能源利用效率，已成为交通运输领域绿色低碳转型的重要方向[37]。应继续提高纯电动乘用车市场渗透率，加快公交、出租、邮政快递等中短途车辆电动化，逐步降低交通运输对成品油的依赖程度。对于长途行驶和充电条件受限的应用场景，插电式混合动力汽车可发挥一定的过渡作用。在重载货运、长途客运等难以完全实现电动化的应用场景，氢燃料电池汽车具有较好的应用前景。推动氢燃料电池汽车规模化发展，需同步完善绿氢制备、储运和加氢技术，逐步降低氢能利用成本，为交通运输领域深度脱碳提供新的技术选择。

（四）夯实绿色低碳转型的技术支撑体系

数字技术和人工智能正深刻重塑能源系统运行方式，在新能源发电预测、源网荷储协同调度、需求侧响应、终端用能管理等场景中发挥重要作用，为提升能源系统运行效率提供了新的技

术支撑。然而，人工智能快速发展也带动算力中心、数据存储和冷却设施用电需求持续增长，数字基础设施已成为新增电力负荷的重要来源。在“双碳”目标下，数字化转型面临的突出问题在于算力增长如何与电力系统承载能力、绿电资源供给、市场机制实现有效协同。因此，推动数字技术发展需从单纯强调算法赋能，转向兼顾算电协同、强化柔性负荷调节能力建设，避免算力设施演化为新的高耗能风险源。

1.推动可再生能源技术、储能技术、碳捕集利用与封存技术研发

推动可再生能源技术、储能技术、碳捕集利用与封存技术研发是构建新型能源体系的重要基础。可再生能源技术是优化能源供给结构的核心支撑，储能技术是提升新能源消纳能力、保障电力系统安全稳定运行的重要支撑，碳捕集利用与封存技术则为钢铁、水泥等难以完全实现电气化的行业开辟了减排路径。三类技术相互衔接、相互支撑，构成能源绿色低碳转型的技术体系。

目前，可再生能源技术、储能技术、碳捕集利用与封存技术研发面临基础研究投入不足、成果转化率偏低和市场激励偏弱等问题。由于技术研发存在较强的正外部性，企业自主投入的积极性不足，基础研究和前沿技术开发仍较多依赖公共资金支持；示范工程投资规模大、回收周期长，进一步加大了商业化推广难度。同时，技术创新、成果转化与产业化之间存在衔接不畅问题，中小企业在知识产权保护和融资方面面临较多约束。在制度层面，碳定价机制未能充分内化减排价值，电力市场改革滞后限制了可再生能源消纳和储能价值实现，碳捕集利用与封存技术则因权责边界模糊和长期风险分担机制缺位面临较高的制度性交易成本。为此，需构建激励相容的制度框架：公共资金可通过“基础研究补贴+示范工程风险共担”机制撬动社会资本，并依托绿色金融工具创新引导长期资本投入；健全市场化驱动机制，畅通碳价信号传导，完善电力市场容量补偿与辅助服务交易设计，构建碳捕集利用与封存技术信用体系；创新监管体系，完善知识产权保护制度，构建规范的跨境确权体系；推动组建创新联合体，促进技术协同；深化国际协作，主动参与碳关税规则制定，依托绿色基础设施合作推动技术迭代，发挥规模效应。

2.投资智能电网和数字基础设施建设

投资以数字化为核心的智能电网技术，是提升电力系统稳定性、运行效率和新能源消纳能力的重要举措。为此，中国应加快智能传感、智能计量等数字基础设施建设，提升发电、输配电及用电各环节运行数据的实时采集和动态传输能力，逐步形成覆盖能源生产、传输和消费全过程的信息链条。统筹推进通信网络和数据平台建设，提升数据汇聚、共享和分析能力，为电网调度、运行监测和电力市场运行提供支撑[38]。

提升配电网智能化水平和需求侧响应能力，是提升电力系统调节能力的重要途径。通过部署智能控制终端和资源协调平台，电网可将分布式光伏、储能设施、电动汽车等分散资源纳入统一调度体系，从而提升对分布式资源的感知和协调能力。在此基础上，进一步完善需求响应机制，依托价格信号和市场激励，引导用户侧储能、可调节负荷、电动汽车等柔性资源主动参与电网调节，有效平抑负荷波动，提升新能源消纳能力。同时，加快发展智能充电和车网互动技术，推动电动汽车在用电低谷充电、高峰放电，将其转变为支撑电网稳定的重要调节资源。推广用户侧能源管理系统，引导用户优化用能方式，降低用能成本，提高用户参与电网互动的积极性。

智能电网正由传统的电能输送网络，转向兼具实时调度、资源配置和市场交易的平台型基础设施。源网荷储数据的实时汇聚和智能分析功能，提升了电网对分布式能源的协同配置能力，推动电力系统由单向供电向多主体协同运行转变。配电网智能化和需求响应机制不断完善，使分布式光伏、用户侧储能、电动汽车等资源逐步融入电网调度和市场运行体系，从而提升电力系统灵活调节能力。同时，应关注人工智能快速发展和算力基础设施扩张带来的新增电力需求，将数据中心、智算中心等高耗电负荷逐步纳入需求侧响应和系统调节体系，通过优化算力调度、推动负荷转移、加强绿电匹配，促进数字基础设施建设与能源绿色低碳转型协同发展。

3.开展高耗能企业生产全流程能耗精准监测

开展高耗能企业生产全流程能耗精准监测，其核心任务是完善能源数据采集体系，提升能源管理数字化水平。企业应在能源转换和重点用能环节部署智能监测设备，对电力、煤炭、天然气等主要能源投入和设备运行状态进行实时监测，持续高频采集能耗数据。依托工业互联网和统一数据平台，实现生产全过程能源数据的实时汇聚和共享，逐步形成生产全周期的能源要素数字化映射系统[39]，为能耗分析和节能管理提供数据支撑。

在全流程精准监测的基础上，应进一步提升能源系统协同优化能力。能源管理平台可综合研判生产计划、设备运行状态、分时电价和天气变化等信息，对企业未来用能需求进行预测，并据此优化生产组织和能源调度，实现能源配置的精细化和动态化管理。例如，在电价高峰时段合理降低非关键工序负荷，在低谷时段适当增加生产负荷。同时，统筹协调企业自备电源、余热发电与储能设施运行，提升能源利用效率，降低综合用能成本。通过加强不同生产工序、不同能源介质的协同调度，逐步实现由事后能耗统计向全过程动态优化转变。

（五）健全制度、市场与技术协同的低碳转型机制

1.能源市场、电力市场与碳市场协同联动

能源绿色低碳转型不仅依赖技术进步和能源结构优化，也有赖于市场机制改革不断深化，从而使价格能够更加真实地反映资源稀缺程度、市场供求关系和环境成本。能源市场、电力市场和碳市场分别发挥能源配置、电力资源配置和碳排放约束等功能，三者协同运行是提升资源配置效率的重要基础。具体而言，能源价格决定煤炭、天然气等一次能源的相对成本，为能源替代和电源结构调整提供价格信号；电力市场连接能源供给和终端消费，其价格机制直接影响新能源消纳、灵活性资源配置和跨区域电力优化配置；碳市场则通过碳排放成本显性化，对高碳能源使用和高排放生产方式形成约束。

推动能源市场、电力市场与碳市场协同联动，关键在于完善市场价格形成机制，增强环境成本、供需变化和系统调节成本的传导能力。一方面，提高一次能源价格形成机制的市场化程度，减少行政性扭曲对低碳转型激励的干扰，为电力市场出清和终端能源替代提供基础价格信号。另一方面，依托全国统一电力市场建设，不断完善中长期交易、现货交易、辅助服务和容量补偿等市场机制，提升新能源消纳能力和电力系统调节能力；健全碳市场制度，扩大行业覆盖范围，将碳排放约束嵌入能源生产和消费决策，增强市场流动性和碳价引导作用，促进企业主动减少碳排放。

2.电力市场与碳市场联动的工具设计

在明确能源市场、电力市场与碳市场协同发展的基础上，通过制度设计推动电力市场与碳市场有效衔接，使碳成本更加顺畅地传导至发电侧和用能侧。就电力市场而言，应进一步完善市场规则，推动碳成本合理地融入电力价格形成机制，引导发电企业和终端用户根据价格信号优化生产和用能决策。借助分时电价、分区电价等信号引导发电调度和负荷响应，提升电力系统资源配置效率，优化能源利用方式和用能选择。同时，进一步健全辅助服务市场和容量补偿机制，为储能、调峰电源等灵活性资源获取稳定收益提供保障，增强高比例新能源条件下的电力系统韧性。

就碳市场而言，应进一步完善与“双碳”目标相适应的总量控制和配额管理制度，相关部门应综合考虑行业排放水平、边际减排成本和能源安全要求，合理确定配额总量。在配额分配方面，逐步优化以免费分配为主的模式，稳步扩大有偿分配范围，并结合机组能效水平、供热属性等因素实施差异化管理，以增强减排约束的政策效能。同时，夯实碳排放数据核算和审查基础，统一核算口径和计量标准，提高碳排放数据质量，缓解信息不对称，压缩监管套利空间。进一步规范国家核证自愿减排量等抵消机制的适用范围，重点支持减排成效显著、数据质量较高的项目。同时，完善价格稳定机制，提升碳价格的连续性和可预期性，引导企业形成稳定的减排预期和长期低碳投资意愿。在推进电力市场与碳市场协同发展的过程中，还需理顺两类市场与绿电、

绿证等环境权益机制的关系，明确各类环境权益的功能定位和规则，避免重复核算和重复激励。

3.绿色技术创新共同体建设

推进绿色技术创新共同体建设，关键在于构建制度保障、市场引导与技术协同相结合的创新体系。在制度保障层面，应充分发挥政府在顶层设计和公共服务中的作用，围绕绿色低碳技术研发需求，明确重点攻关方向，完善跨部门协调机制，促进创新资源在高校、科研院所与企业之间合理流动。进一步深化科技成果转化机制改革，完善知识产权保护和收益分配制度，提高创新主体参与绿色技术研发的积极性。同时，探索更为包容审慎的监管方式[40]，为储能技术、碳捕集利用与封存技术等提供创新应用和验证空间。

在市场引导层面，以市场为导向，推动绿色技术创新成果转化。强化市场需求对技术创新的导向作用，通过完善碳市场机制、绿色电力交易机制和环境标准等制度安排，释放绿色低碳技术的市场需求潜力。健全多层次绿色金融体系，引导社会资本持续投入关键技术研发，支持金融机构创新绿色科技金融产品，拓宽绿色技术成果转化和产业化融资渠道。完善绿色技术评价和推广机制，建立统一、规范的绿色技术评价标准，提升先进技术的市场认可度和推广效率。

在技术协同层面，持续提升绿色技术创新效率。聚焦能源清洁生产、高效能源转换和智慧调控等重点领域，加强高校、科研院所与企业之间的协同创新，组织跨学科、跨领域联合攻关，提升关键核心技术自主创新能力。同时，依托数字化研发平台，推动人工智能、数字孪生等数字技术应用，提升绿色低碳技术研发效率，为能源绿色低碳转型提供持续的技术保障。

五、“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型的政策协同

（一）完善能源监管体系，加强跨部门协同

能源绿色低碳转型具有高度复杂性和系统性，需要统一高效的能源监管体系作为制度保障。在国家层面完善能源监管统筹机制，明确各部门在政策制定、监督执行、信息管理等方面的职责分工，形成纵向贯通、横向协同的监管体系，健全跨部门协作与信息共享机制，推动监管资源和执法力量统筹配置。同时，将能源监管制度纳入国家能源中长期发展规划，围绕能源供给结构、能源利用效率、碳排放强度和能源安全等重点内容，构建系统完善的综合监管框架，并建立量化、可考核的评价指标体系。在监管方式上，加快建设全国统一的能源数据采集与共享平台，推动跨区域、跨部门数据互联互通，打破“数据孤岛”，依托数字技术实现能源生产、传输和消费全过程的实时监测和分析，提升监管精准性和响应效率。完善基于风险预警和全过程管理的动态监管机制，加强对能源市场供需变化、价格异常波动和设备运行风险的动态识别和及时干预，逐步形成覆盖事前预警、事中监管、事后评估的全过程监管体系。

（二）充分发挥市场机制作用，健全碳价形成与传导机制

市场机制是推动能源绿色低碳转型的重要动力。围绕价格形成、市场建设和成本传导等关键环节持续完善相关制度，稳步推进煤炭、天然气等一次能源价格形成机制改革，减少行政性价格扭曲，使能源价格真实地反映资源稀缺程度、市场供求变化和环境成本，为低碳能源替代高碳能源提供更为清晰的价格信号。依托全国统一电力市场建设，不断完善中长期交易、现货市场、辅助服务市场和容量补偿机制，提升跨区域资源配置效率和电力系统灵活调节能力，推动分布式能源和可调节负荷等灵活性资源充分参与市场运行，为高比例新能源并网和终端电气化提供制度保障。进一步完善全国碳排放权交易市场，逐步扩大行业覆盖范围，优化配额分配方式，强化碳价格的约束和引导作用，推动碳成本通过能源价格、电力价格和产品价格等渠道有序传导至生产和消费环节，使碳排放约束更加有效地嵌入能源利用全过程。同时，加强一次能源市场、电力市场与碳市场的制度衔接，统筹推进绿电交易、绿证制度和碳市场建设，减少不同环境权益机制之间的交叉和重复，提升制度运行的一致性和协调性。

（三）加大科技创新投入，强化绿色低碳技术支持力度

突破性技术是推动能源绿色低碳转型的关键引擎。持续加大绿色低碳技术研发投入，设立国家级重大科技攻关项目，重点布局储能技术、绿色氢能技术、碳捕集利用与封存技术，为前沿探索、基础研究和关键核心技术突破提供稳定支持。完善科技创新组织方式，健全竞争性遴选机制，构建多元化研发模式，充分调动高校、科研院所和企业等各类创新主体的积极性，提升绿色低碳技术自主创新能力。进一步深化产学研协同创新，支持龙头企业牵头组建跨领域创新联合体，共同建设高水平重点实验室和创新平台，加快关键技术协同攻关和成果转化。围绕重大技术示范工程和首批次成套技术装备推广应用，设计涵盖税收优惠、加速折旧、政府绿色采购和创新风险补偿等政策工具的多维政策组合包，有效降低技术创新和产业化应用初期的风险，推动绿色低碳技术尽快实现规模化应用。

（四）健全风险防控机制，深化国际合作治理

推进能源绿色低碳转型面临能源安全风险、资源保障压力和国际规则调整等挑战，中国需通过前瞻性的制度安排加以应对。在国内层面，应统筹能源安全与绿色低碳转型，在过渡阶段合理发挥天然气等化石能源的调节作用，提升电力系统灵活调节能力和智能化水平。同时，加强关键矿产资源保障能力建设，降低对锂、钴等关键矿产资源的过度依赖，推动资源循环利用和替代技术研发，完善区域振兴和再就业等配套政策，缓解能源转型对产业发展带来的负面影响。在国际层面，应积极参与全球气候治理和国际能源合作，加强可再生能源、氢能、碳市场等重点领域合作，深度参与国际绿色规则制定与协调，推动绿证制度、绿电消费认定、产品碳足迹核算与碳市场规则有效衔接，提升中国绿证制度和绿色标准的国际认可度与兼容性，从而减少绿色贸易壁垒和环境权益规则差异对企业国际竞争力的不利影响，不断提升中国参与国际能源治理和规则制定的话语权。

参考文献：

[1] 王小洋，李先国．能源革命背景下我国煤炭运输通道的发展趋势及对策[J]．中国流通经济，2019(10)：67-75.

[2] 王俊豪．中国现代能源监管体系与监管政策研究[M]．北京：中国社会科学出版社，2018：1-20.

[3] 庄贵阳，王思博．“十五五”时期“双碳”引领经济社会发展全面绿色转型：战略意蕴与保障机制[J]．改革，2025(7)：71-81.

[4] 庄贵阳．我国实现“双碳”目标面临的挑战及对策[J]．人民论坛，2021(18)：50-53.

[5] Geels F W, Sovacool B K, Schwanen T, et al. Sociotechnical transitions for deep decarbonization[J]. Science, 2017, 357(6357): 1242-1244.

[6] 孙秋野，任一平，刘子铭，等．基于熵理论的综合能源系统不可能三角研究综述[J]．控制与决策，2023(8)：2106-2121.

[7] 刘华军，石印，郭立祥，等．新时代的中国能源革命：历程、成就与展望[J]．管理世界，2022，38(7)：6-24.

[8] 石旻，张大永，马奈木俊介．面向能源安全的我国油气行业市场化改革：挑战、策略与展望[J]．世界社会科学，2024(4)：137-158+245-246.

[9] 史丹．全球能源格局演变与中国能源强国建设之路[J]．东南学术，2026(4)：1-11+246.

[10] 邹才能，李士祥，熊波，等．碳中和“超级能源系统”内涵、路径及意义——以鄂尔多斯盆地为例[J]．石油勘探与开发，2024，51(4)：924-936.

[11] 王博，李靖云，王兆华，等．双碳背景下面向源荷互动的高分辨率新型电力系统建模[J]．中国管理科学，2026，34(4)：309-318.

[12] 章建华．以高质量新能源发展有力保障高水平能源安全[J]．宏观经济管理，2024(11)：4-6.

[13] Sovacool B K. How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions[J]. Energy Research & Social Science, 2016, 13: 202-215.

[14] 陈国平，董昱，梁志峰.能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J].中国电机工程学报，2020，40(17)：5493-5506.
[15] 项目综合报告编写组.《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告[J].中国人口·资源与环境，2020，30(11)：1-25.
[16] 林伯强.能源革命促进中国清洁低碳发展的“攻关期”和“窗口期”[J].中国工业经济，2018(6)：15-23.
[17] Bhattarai B P，Paudyal S，Luo Yusheng，et al. Big data analytics in smart grids：state-of-the-art，challenges，opportunities，and future directions[J]. IET Smart Grid，2019，2(2)：141-154.
[18] 李先锋，张洪章，郑琼，等.能源革命中的电化学储能技术[J].中国科学院院刊，2019(4)：443-449.
[19] 张文木.中国能源安全与政策选择[J].世界经济与政治，2003(5)：11-16+77.
[20] 袁亮.我国煤炭主体能源安全高质量发展的理论技术思考[J].中国科学院院刊，2023(1)：11-22.
[21] 赵行姝.特朗普2.0政府能源战略：实施与前景[J].当代美国评论，2025，9(4)：83-105+131-132.
[22] 崔守军，蔡宇，姜墨骞.重大技术变革与能源地缘政治转型[J].自然资源学报，2020(11)：2585-2595.
[23] 王俊豪.政府管制经济学导论：基本理论及其在政府管制实践中的应用[M].北京：商务印书馆，2017：218-246.
[24] Meckling J，Sterner T，Wagner G. Policy sequencing toward decarbonization[J]. Nature Energy，2017，2(12)：918-922.
[25] 王俊豪，谢倩莹，史丹.绿色技术创新对能源效率的影响研究[J].财贸经济，2024(6)：143-159.
[26] 王俊豪，金暄暄.中国能源监管体制深化改革研究[J].经济学家，2020(9)：95-103.
[27] Grubler A，Wilson C，Bento N，et al. A low energy demand scenario for meeting the 1.5℃ target and sustainable development goals without negative emission technologies[J]. Nature Energy，2018，3(6)：515-527.
[28] 朱一兵，丛野，张粒子，等.跨国跨州/跨省跨区输电定价机制及对中国专项工程定价的启示[J].电力系统自动化，2024，48(4)：86-100.
[29] 赵守国，徐仪嘉.我国西北地区碳达峰碳中和实现路径研究[J].西北大学学报(哲学社会科学版)，2022，52(4)：87-97.
[30] 张杰，赵君博，翟东升.可再生能源发展态势及特征——基于四领域常见可再生能源专利的主题分析[J].科技管理研究，2018，38(19)：38-46.
[31] 袁军，陈瑶.深化算电协同融合赋能数字经济高质量发展[J].习近平经济思想研究，2026(5)：41-45.
[32] Li Mingquan，Virguez E，Shan Rui，et al. High-resolution data shows China's wind and solar energy resources are enough to support a 2050 decarbonized electricity system[J]. Applied Energy，2022，306：117996.
[33] Geels F W，Schwanen T，Sorrell S，et al. Reducing energy demand through low carbon innovation：a sociotechnical transitions perspective and thirteen research debates[J]. Energy Research & Social Science，2018，40：23-35.
[34] 金之钧，张川，王晓峰，等.关于中国碳中和与能源转型实现路径的思考[J].石油与天然气地质，2024(3)：593-599.
[35] 禹湘，娄峰，谭畅.基于CIE-CEAM模型的中国工业“双碳”路径模拟[J].中国人口·资源与环境，2022，32(7)：49-56.
[36] 赵晓丽，曾筠，孙楚钰.北京市屋顶分布式光伏发电及碳减排潜力——基于经纬度重叠法的分析[J].中南民族大学学报(人文社会科学版)，2025，45(9)：93-107+185-186.
[37] 王靖添，马晓明.中国交通运输碳排放影响因素研究——基于双层次计量模型分析[J].北京大学学报(自然科学版)，2021，57(6)：1133-1142.
[38] 邓良辰，王娟，费佳颖，等.数智技术赋能新型电力系统建设[J].宏观经济管理，2025(4)：49-58.
[39] 尹碧波，邝萍.智慧城市的碳减排效应研究：基于双重机器学习的因果推断[J].统计与信息论坛，2025，40(3)：73-86.
[40] 王俊豪.中国特色政府监管理论体系：需求分析、构建导向与整体框架[J].管理世界，2021，37(2)：148-164+184.

China's Green and Low-Carbon Energy Transition under the "Dual Carbon" Goals: Path Optimization, and Policy Coordination

XIE Qianying[1], WANG Junhao[1], CHENG Yin[2]

(1. China Institute of Regulation Research, Zhejiang University of Finance & Economics, Hangzhou 310018, China;
2. School of Economics, Zhejiang University of Finance & Economics, Hangzhou 310018, China)

Summary: Accelerating the construction of a new energy system compatible with China's "dual carbon" goals is an important lever for advancing the green and low-carbon energy transition. China's energy structure is characterized by coal dominance. Significant progress has been made in new power systems, energy storage, digital infrastructure, and energy technologies. Nevertheless, the transition still faces practical challenges, including carbon lock-in, a narrowing mitigation window, high economic costs of transition, insufficient energy supply security and system resilience, intensifying global climate governance competition, and lagging energy regulation and policy coordination.

The "dual carbon" goals essentially require the energy system to maintain a dynamic balance among emissions reduction, supply security, and affordable costs. The core issue is how to address the energy trilemma in which environmental sustainability, energy security, and economic affordability cannot be fully achieved simultaneously. China's challenges of a large carbon emission base, high transition costs, and security risks reflect tensions among these three dimensions at this stage. Market mechanisms alone cannot resolve carbon lock-in, making public institutional provision, cross-departmental coordination, institutional design, and market incentives necessary to correct market failures. Accordingly, this paper constructs an analytical framework of goal constraints, practical challenges, path optimization, and institutional safeguards.

Achieving the "dual carbon" goals is a systemic undertaking that requires coordinated optimization of energy supply, transformation of end-use energy consumption, breakthroughs in key technologies, and improvement of institutional systems. Accelerating the development of a new energy system is an important lever for the green and low-carbon energy transition, while developing new energy and advancing end-use electrification are core pathways toward the "dual carbon" goals. Based on this framework, the paper proposes promoting a diversified and complementary non-fossil energy structure, building a spatial energy pattern adapted to resource endowments, improving energy efficiency and end-use electrification in key sectors, advancing the coordinated development of digital technologies and the energy system, and establishing a low-carbon energy transition mechanism driven jointly by institutions, markets, and technology.

Looking ahead, China should improve its energy regulatory system and strengthen cross-departmental coordination; give fuller play to market mechanisms and improve carbon price formation and transmission; increase investment in scientific and technological innovation and strengthen support for green and low-carbon technologies; and improve risk-prevention mechanisms while deepening international cooperation and governance.

Key words: carbon peaking; carbon neutrality; green and low-carbon transition; energy regulation

（责任编辑：孙　艳）（校对：邓　菁）

[DOI]10.19654/j.cnki.cjwtyj.2026.09.004

[引用格式]谢倩莹,王俊豪,程寅.“双碳”目标下中国能源绿色低碳转型:路径优化与政策协同[J].财经问题研究,2026(9):47-61.