



# 中国煤电低碳转型发展路径研究

Low carbon transition pathway of coal power in China

中国人民大学  
2023 年 7 月  
Renmin University of China  
July, 2023

## 关于作者

王 克 中国人民大学环境学院副教授

刘俊伶 哈尔滨工业大学（深圳）助理教授

王艳华 中国人民大学博士

张宇宁 中国人民大学博士研究生

王甜甜 中国人民大学博士研究生

王佳邓 中国人民大学博士研究生

刘芳名 中国人民大学博士研究生

---

## 免责声明

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

## Disclaimer

- Unless otherwise specified, the views expressed in this report are those of the authors and do not necessarily represent the views of Energy Foundation China. Energy Foundation China does not guarantee the accuracy of the information and data included in this report and will not be responsible for any liabilities resulted from or related to using this report by any third party.
- The mention of specific companies, products and services does not imply that they are endorsed or recommended by Energy Foundation China in preference to others of a similar nature that are not mentioned.

# 摘要

电力部门作为中国最大的碳排放来源以及终端部门电气化的重要支撑，需要从以煤电为主体转向高比例可再生能源、多种能源形式互补的新型电力系统。从排放占比和减排潜力来看，煤电行业低碳转型将成为碳中和愿景下的重点任务。当前，中国煤电为主的电力结构是客观事实，明确煤电在转型过程中不同阶段的定位，积极稳妥推进煤电转型升级是电力部门低碳化转型的关键举措，也是推进实现碳达峰碳中和的重要支撑。

《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》明确提出，转型过程需注意防范和化解可能伴生的经济、金融等各类风险，实现安全降碳。现有大量电力转型研究尚未将转型风险因素纳入路径决策中，识别、量化和防范不同转型路径下可能伴生的转型风险将成为转型路径研究的热点问题之一，即形成统筹安全供应、成本最优、风险控制、绿色低碳等多重目标的电力转型路径。项目组综合开题及中期会专家意见，构建了低碳转型情景假设-转型风险评估-转型路径建议为逻辑链条的评估框架，情景假设将中长期转型路径关键因素与煤电风险量化评估方法挂钩，进而对中国煤电行业在碳中和目标下面临的资产搁浅与信用违约等风险开展量化评估工作，最后基于风险防范的角度对煤电转型路径进行了讨论。

聚焦于中国煤电发展现状、行业特征及低碳转型要求，并结合现有研究对煤电低碳转型路径可行性的讨论，本研究利用机组级煤电数据明确了转型的时间表和路线图，进行了四种煤电转型路径情景假设，即提前退役、灵活性调整、CCS 改造三类单一技术措施情景及组合情景，进而从满足电力需求和碳减排约束两方面验证其合理性。同时，情景假设中将中长期转型路径关键因素与煤电风险量化评估挂钩，为测算中国煤电转型过程中可能面临的资产搁浅风险、贷款违约风险奠定基础。

首先，从市场风险的含义出发，研究在原有搁浅资产定义基础上进行了补充，即搁浅资产风险包含煤电机组提前退役导致的预期回报损失，也包含灵活性调整等政策或市场因素导致的预期收益下降。研究发现，在没有电力价格补偿机制的前提下，提前退役、灵活性调整、CCS 改造三种单一转型措施路径影响下将使中国煤电搁浅资产累计达到 1.53 万亿、3.97 万亿和 3.92 万亿元，分类

施策的组合情景下搁浅资产规模达到 2.90 万亿元。现役煤电机组资产是搁浅资产风险的主要部分，全面停止在建和待建煤电机组将使搁浅资产规模大幅减少。

在没有电力价格补偿机制的前提下，煤电企业现有资产价值的下降，还将进一步导致煤电企业偿债能力下降，并可能出现地区性信贷违约集中爆发的问题。测算发现，2021 年煤电贷款余额高达 1.38 万亿元，虽然仅占全社会信贷余额的 0.8%，但对宁夏、新疆、内蒙古等经济结构中煤电占比较高的省级行政单位，煤电剩余贷款额占地区金融机构贷款余额的比例高达 6~9%，成为地区信贷中不可忽视的部分。基准情景下，全国煤电信贷违约率预期值约为 14.82%，而提前退役和灵活性调整等情景下煤电信贷违约概率将提高至 17.09% 和 36.67%，呆坏账余额有可能达到 2807 和 5735 亿元。

从电厂层面来看，基准情景下全国有 199 家“易违约”煤电厂，占全国现役 1137 家煤电厂的 17.5%。“易违约”煤电厂分布在多个省份，尤其在西北、东北地区省份和山东的比例更高。这表明煤电信用违约将成为中国的一个普遍问题。“易违约”煤电厂剩余信贷的总账面价值为 129.6 亿元。四种转型情景下，“易违约”煤电厂的数量将在全国范围内增至 405、424、361 和 323 家，也就是说，技术改造路径下将出现超过 1/3 的煤电厂可能面临信贷违约的可能性，且信贷余额账面价值提高至 169.6、504.3、622.5 和 312.0 亿元。虽然提前退役情景下此类煤电厂的违约数量有较大幅度提升，但是信贷余额账面价值并不及其他转型情景高。

煤电作为我国当前电力的主体来源，短期内缺乏可行替代，如果转型不当不仅影响电力供应安全，还可能涉及到大量存量煤电资产贬值、银行信贷违约等转型风险。立足保障国家能源安全和经济发展为底线，为积极稳妥有序推动煤电行业低碳转型，我们提出以下五条建议：第一，明确煤电定位，处理好短期和中长期之间的关系，制定煤电积极稳妥转型目标与路线图；第二，全面统筹煤电区域性、技术性的差异，因地制宜，分类施策，科学合理规划煤电转型行动，共同推动煤电角色转变；第三，先立后破，加快构建多能互补的新型电力系统；第四，进一步发挥转型金融的资金支持和风险管理职能；第五，完善与煤电功能定位调整相匹配、符合新型电力系统特征的配套机制和市场模式，建立适宜煤电转型的政策市场环境。

# 目 录

第一章 中国煤电行业发展现状及趋势 .....	1
1.1 碳中和目标对中国煤电转型提出了更高要求 .....	1
1.2 煤电在电力系统的角色转变 .....	2
1.3 中国煤电低碳转型面临诸多风险挑战 .....	4
第二章 中国煤电行业转型路径 .....	8
2.1 煤电转型路径的技术可行性 .....	8
2.2 煤电低碳转型政策情景假设 .....	13
2.3 煤电中长期转型路径的时间表与路线图 .....	18
第三章 不同转型路径下煤电转型风险评估 .....	21
3.1 煤电低碳转型风险的评估方法 .....	21
3.2 煤电低碳转型的市场风险量化——搁浅资产 .....	22
3.3 煤电转型可能引发的信贷违约风险 .....	27
3.4 电价政策对搁浅资产规模的影响 .....	31
第四章 实现煤电平稳转型的政策建议 .....	34
参考文献 .....	38

# 第一章 中国煤电行业发展现状及趋势

## 1.1 碳中和目标对中国煤电转型提出了更高要求

2020年9月22日，习总书记在第75届联合国大会一般性辩论上郑重承诺，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。这是中国首次明确提出碳中和目标，也是中国经济低碳转型的长期政策信号。2021年4月，习近平在出席领导人气候峰会等讲话中提出，中国将严控煤电项目，“十四五”期间严控煤炭消费增长，“十五五”时期逐步减少；10月，中共中央、国务院印发《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》，对碳达峰、碳中和工作进行了系统谋划和总体部署，进一步在能源利用效率、非化石能源占比等方面提出了明确目标。2030年，非化石能源消费比重达到25%左右，至2060年要达到80%以上，能源利用效率达到国际先进水平，这意味着中国的能源体系以及依托能源体系的整个基础设施都要发生根本性的重构。二十大报告中也明确提出，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，深入推进能源革命，加强煤炭清洁高效利用。

目前，中国是全球最大的碳排放和能源消费主体，二氧化碳增量也占全球的70%以上(Li et al., 2022)。随着世界能源结构已经进入油气为主的发展阶段，中国受资源禀赋和基础设施惯性等因素限制，以煤为主的一次能源结构依然没有改变，煤炭消费量占全球总消费量的50%左右。煤炭是中国推进工业化和城市化进程的关键能源，煤炭消费的碳排放占中国总碳排放量的75%(Liu et al., 2021)。从排放现状来看，燃煤发电是能源领域最大的碳排放源，逐步减少燃煤发电的排放是实现《巴黎协定》1.5°C温控目标中最重要途径(Tong et al., 2019)。2021年中国全部碳排放约为121亿吨，电力部门排放占比在48%左右(IEA, 2022a)，主要为燃煤发电的碳排放(清华大学绿色金融研究中心, 2022)。根据张强和同丹(2021)对能源基础设施的排放核算发现，中国煤电碳排放占总排放的比重达到40%。从碳排放占比来看，煤电行业低碳转型将成为碳中和愿景下的重点任务。

碳中和愿景对中国各部门提出了非常严格的减排力度要求，尤其需要能源

系统的颠覆性变革 (Iyer et al., 2022)。研究表明，电力部门脱碳、电气化、能效提高、碳汇是实现碳中和的四大支柱 (IEA, 2021b ;IEA, 2021c)，尤其是随着城镇化和工业化进程的不断推进，终端部门电气化率不断提升，煤电转型将成为碳中和目标实现的关键。魏一鸣等(2022)认为，为如期实现碳中和目标，煤电行业通过提升能源效率、推进电气化进程等可以实现近零排放。总的来说，**煤电具有较大的减排潜力，有望成为中国低碳转型的“先行军”。**

在此背景下，国家发改委和能源局于 2022 年 3 月共同发布了《“十四五”现代能源体系规划》(发改能源[2022] 210 号)，规划中明确了电力的长期转型路径，构建以新能源为主体的新型电力系统将成为电力转型和实现碳中和愿景的重要支撑。电源端由燃煤发电为主转变为太阳能、风能等新能源发电为主，同时深度融合低智能电网等，实现协同优化、有效互补，建立源网荷储一体化及多能互补平台，为中国煤电行业转型提供了转型方向。因此，中国电力部门需加速转型，降低燃煤发电的占比，实现向可再生能源主导的电力系统的跨越式转变，燃煤发电将面临功能定位的巨大调整。

## **1.2 煤电在电力系统的角色转变**

煤电行业是中国电力结构的主体部分，发电量和装机量均居电力部门之首，短期内仍将保持主体电源的地位。2021 年，全国煤电装机达到 11.1 亿 kW，占电力总装机的 46.7%，发电量达到 5.04 亿 kWh，占比高达 60.8%，并承担了全国 70%的顶峰任务。尽管近年来煤电装机和发电量占比呈现出明显的下降趋势，但煤电仍然是目前中国电力系统中的绝对主体(中国电力企业联合会, 2007-2021)，如图 1-1 所示。

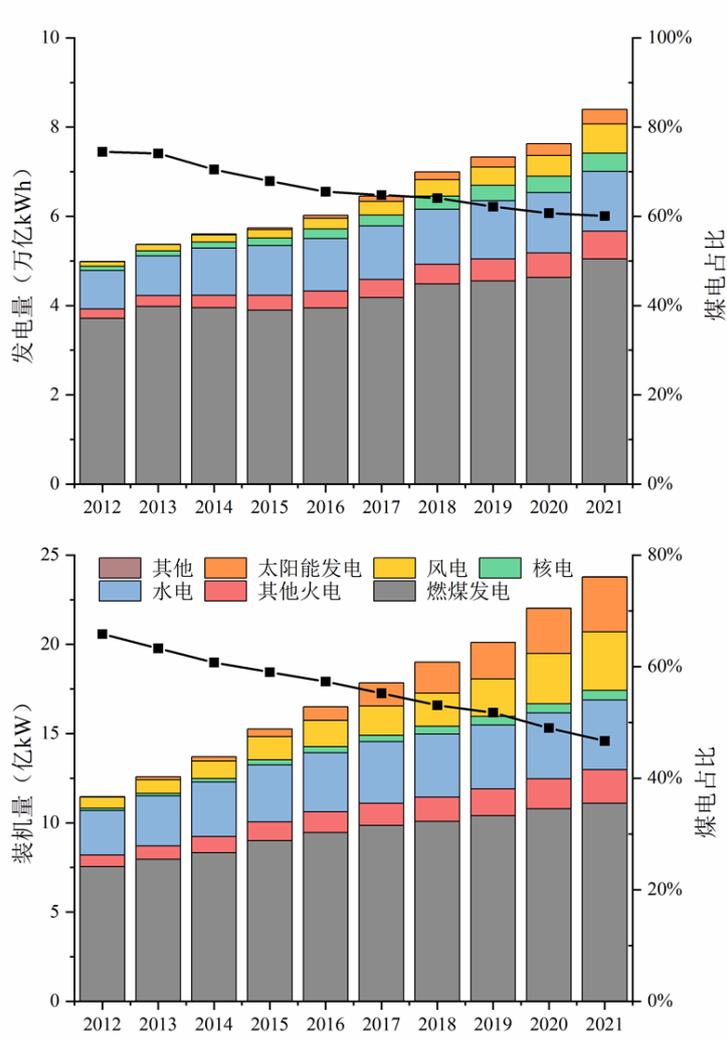


图 1-1 中国煤电发电量和装机量在电力部门中的占比

注：数据来自《中国电力统计年鉴》（2012-2020年）及国家能源局公布的全国电力工业统计数据（2021年）

中国还有大量的待建和在建煤电项目，根据中国煤电机组级数据库数据整理和 IEA 等统计数据交叉对比后发现，目前全国仍有 0.94 和 2.02 亿 kW 煤电项目处于在建和待建状态，尤其是特高压规划建设成为了“新基建”的重点项目之一，甘肃和陕西核准了一批特高压配套电源为主的煤电项目（陇东-江西，陇东-山东，陕北-湖北）。从煤电装机结构来看，全国存量机组中以 300-600MW 和 600-1000MW 两类机组为主，在建和待建机组以更高参数的大型机组为主，600-1000MW 和 1000MW 以上机组的占比远高于其他类型（图 1-2）。随着先进增量机组的建设投运和存量机组的提质增效，煤电发电效率还将进一步提升。

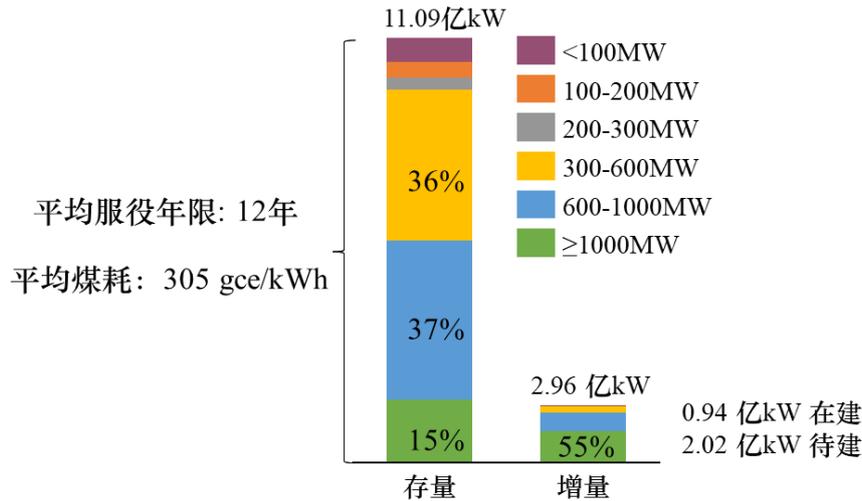


图 1-2 中国存量和增量煤电的机组构成

注：数据来自项目组收集的煤电机组级数据，发电煤耗数据来自国家能源局统计 [http://www.nea.gov.cn/2022-04/29/c\\_1310579713.htm](http://www.nea.gov.cn/2022-04/29/c_1310579713.htm)

近年来，中国通过“上大压小”、“等量替换”、淘汰落后机组等措施，存量煤电机组的能源效率得到了有效改善，度电煤耗大约为 305 克标准煤/kWh，已经优于美国和德国、仅次于日本。同时大量新增煤电项目多为 1000MW 及以上的高参数煤电机组，在建和待建机组的度电煤耗更是低至 276 克标准煤/kWh，是世界上最高效的机组。因此，中国煤电机组服役年限低，意味着短期内的大规模淘汰的可行性较低，转型不当可能导致的风险也更高。

在能源效率不断改善的同时，中国煤电机组平均运行小时数却在下降。2004 年发电小时数达到峰值近 6000 小时，在 2016 年达到 4186 小时最低水平，此后缓慢回升至 4300 小时，并逐渐稳定在该水平上下。波动性是由于产能过剩和可再生能源比例的增加导致，可再生能源的清洁能源替代作用日益突显，煤电正逐渐向灵活性发电资源的角色转变（IEA, 2020）。

### 1.3 中国煤电低碳转型面临诸多风险挑战

在化石能源资源禀赋和技术锁定等因素影响下，中国拥有世界上最大的以煤电为主的电力系统，中国煤电装机总量占全球煤电装机的 56.2%（图 1-3），远超过世界其他国家。燃煤发电是能源领域最大的碳排放源，逐步减少燃煤发电的排放是实现《巴黎协定》1.5°C 温控目标的重要途径，也被纳入格拉斯哥气

候公约(GEM, 2022)。中国煤电低碳转型将成为全球规模最大的能源系统转型，可能面临的诸多风险因素和问题。

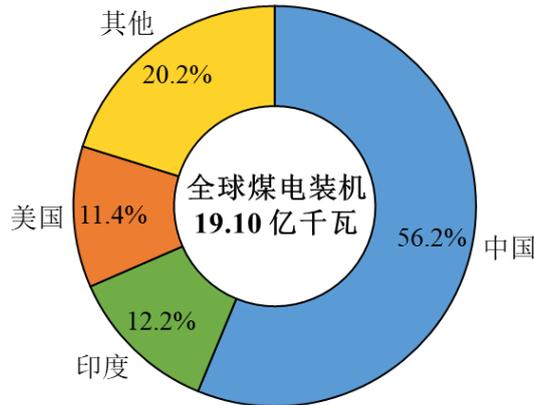


图 1-3 中国煤电装机规模的全球占比

注：图中数据基于 Global Energy Monitor 对全球存量煤电厂的统计数据计算得到，统计截止时间为 2022 年 12 月

中国具有世界上最年轻高效的煤电机组，服役年限不足 20 年的煤电机组有 70% 左右在中国 (IEA, 2021a)。相比而言，美国及欧盟等国家煤电机组的服役时间普遍在 40 年以上，近几年退役煤电机组的寿命约为 50 年。发达国家甚至有超期服役的煤电机组寿命可达到 60 年以上，仅有少量机组服役年限不足 20 年。而中国煤电机组的平均年龄仅为 12 年，是全球平均运行年龄的一半。中国不同规模煤电机组的年龄差异较大，200-300MW 机组平均年龄达到 22 年，而技术更为先进的 1000MW 及以上机组服役时间仅为 7 年，短期淘汰难度大。综上，中国煤电机组服役年限低，意味着短期内大规模淘汰的可行性较低，转型不当可能导致的风险也更高。

世界经济论坛 WEF (2023) 发布的《全球风险报告 (2023)》指出，未来十年全球面临的十大风险中半数与气候变化有关，低碳转型过程中的关联性风险已经成为当前社会经济面临的重要风险来源，如气候转型行动失败和适应气候行动失败等，并重点关注了向低碳经济转型中所面临的潜在金融和经济风险。

《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》也明确提出，转型过程需处理好节能减污降碳过程中的各项关系，注意防范和化解可能伴生的经济、金融等各类风险，实现安全降碳。煤电低碳转型过程中可能伴生

的风险将影响广泛的行业和部门，企业面临投资失败风险，并进而引发金融市场不稳定，甚至引起宏观经济危机。

首先，大量服役年限短的煤电厂存在部分投资资本可能无法回收的风险。中国现有煤电装机容量大、煤电机组平均年龄小，煤电厂的技术寿命往往设计为 30 年，当前中国煤电厂的剩余运行寿命还有接近 20 年的时间。为满足电力需求增长和疫情后经济绿色复苏，中国规划核准了一批大型煤电项目(Qin et al., 2022)，还有大量在建、待建煤电厂尚未投入使用。中国已承诺了 2060 年实现净零排放，并逐步减少燃煤发电占比，受市场预期、投资偏好、市场波动、政策规制等多种因素影响，部分煤电投资可能面临无法回收本金。据 IEA (2022b) 测算，2021 年世界还有超过 6 万亿元人民币的燃煤发电厂投资尚未收回，其中仅中国就有 2.8 万亿，其中有部分投资可能由于转型不当而彻底无法收回，2030 年中国煤电相关投资中未收回金额还有 1.2 万亿元，如图 1-4 所示。在转型不当的情况下，煤电资产的市场价值发生贬值，甚至可能下降至负资产(Caldecott et al., 2013)。

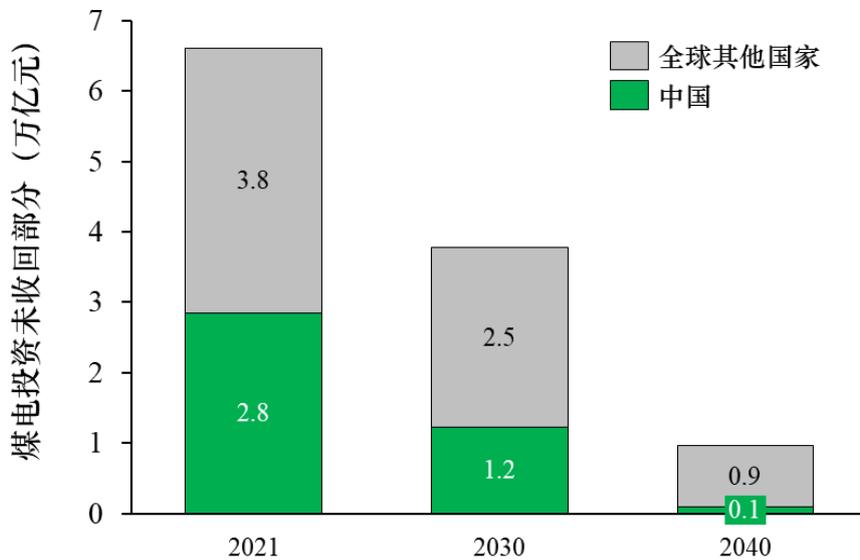


图 1-4 燃煤发电厂投资未收回的资金规模估计

注：数据来源为 IEA，图中数值为 2021 年不变价，已根据 2021 年美元兑人民币平均汇率进行折算

燃煤发电厂投资很大比例也来自银行等融资渠道，向低碳经济的无序转型可能导致资产突然贬值和搁浅风险 (Stranded assets)，可能影响银行等金融机

构持有的资产贬值(Zhang et al., 2022), 因此, 国际社会开始呼吁金融机构在进行投资决策时应该把气候因素导致的相关风险纳入考虑范围。此外, 由于企业盈利能力下降, 银行的不良贷款率可能会上升, 煤电资产价值下降也将影响到银行等金融机构的信贷发放意愿, 收紧信贷额度, 并传导至国家货币政策中。央行和监管机构绿色金融网络 NGFS (2019)和气候相关财务信息披露工作组 TCFD (2017)明确指出气候变化已经成为金融风险的重要来源, 中央银行、商业银行等应及时开展评估气候相关风险的工作(NGFS, 2020)。

煤电行业作为社会经济发展的基础行业, 也是重要的经济部门, 煤电可能面临投资收益变化、资产价值搁浅、信贷违约率升高等风险, 甚至有可能导致广泛的社会经济损失和风险事件(孙倩和薛进军, 2022)。为了有效地管理气候相关风险, 必须识别和量化不同转型路径下可能伴生的转型风险, 并评估低碳转型目标下可能导致的潜在风险, 防范和化解相关风险对宏观经济稳定的影响十分必要。

## 第二章 中国煤电行业转型路径

### 2.1 煤电转型路径的技术可行性

中国提出的 2060 年前“努力实现碳中和”的目标，对电力部门也提出了新的要求：逐步降低燃煤发电比例，制定分阶段的煤电转型具体路径和可再生能源扩张策略。在电力部门转型路径的分析与决策过程中，需要综合考虑电力需求增长、能源稳定安全供应、煤电经济性、可再生能源潜力及可开发量等。由于电力部门转型涉及的因素多、范围广，与多个因素紧密相关，诸多研究从不同角度模拟了电力部门的转型路径。具体地，经济性、安全性、环境影响等是最常被考虑的问题。为详细了解中国电力转型的现实状况、面临的主要问题等，围绕中国的电力转型，针对转型的关键时间节点、风光等可再生能源推广速率等重要问题，本研究整合了多个模型组的 61 种情景，并重点归纳了中国煤电转型的时间表、路线图（表 2-1）。

表 2-1 中国电力部门转型路径总结

机构/作者	煤电主要结论
Yang et al. (2022)	近 10 年内 CCS 将成为煤电领域实现碳中和的重要技术手段
Zhang and Chen (2022)	燃煤发电面临 10 年的时间窗口，随后将退役、灵活改造或转换为生物质-煤混燃电厂甚至 BECCS 电厂。
国网能源研究院/孙宝东等(2022)	2040 年前煤电装机 13.5 亿 kW 左右，并保持 4000 小时以上，2060 年保留装机 8~9 亿 kW，小时数降至 1000 小时
王丽娟等(2022)	强调煤电节能改造，提高能源效率，发电煤耗下降速率平均 1 g/(kWh·年)
魏一鸣等(2022)	2040 年后加快煤电机组退出，2060 年保留 2.4~3.6 亿 kW 作为灵活性电源，并部署 CCS
中国宏观经济研究院 (2022)	2025 年后加速煤电提前退役，2060 年仅保留 0.96~1.60 亿 kW
Cui et al. (2021)	煤电发电小时数逐步下降，2050 年减少到 1000 小时以下
Zhang et al. (2021)	2030 年后需大规模部署 CCS，2040 年煤电发电量占 39%，2050 年传统煤电基本淘汰（仅占发电量的 3.6%）
李政等(2021)	2050 煤电装机剩余不超过 6.23 亿 kW，且 2030 年后开始为煤电机组大规模部署 CCS
孟之绪等(2021)	2025 年前达峰，2050 年左右中和，发电小时数逐步下降至 3300 左右
全球能源互联网发展合作组织 (2021)	2025 年煤电装机达峰，2030 年装机控制在 10.5 亿 kW，并加速退出，2060 年煤电全部退出
张运洲等(2021)	2030 年后煤电加装 CCS 的成本将低于可再生能源发电成本，有助于 CCS 的大规模推广

作为发展中大国，伴随着经济发展水平的不断提升和工业化的进一步深化、终端用电部门电气化率的不断提升、高技术及装备制造业和现代服务业的进一步发展等，中国的电力需求仍将持续攀升。大量电力转型研究对中国电力需求增长进行了估计（图 2-1），从当前到 2060 年，中国的电力需求整体呈现“先稳定增长，后维持平衡”的发展态势。考虑未来社会经济行为发展不确定性对终端产品需求、能源技术进步等存在较大影响，电力需求预测值存在较大分歧，到 2060 年全国电力需求将达到 12.16~21.55 万亿 kWh（中位数 16.36 万亿 kWh）。2025 年、2030 年、2035 年中国全社会用电量分别为 8.2~10.1 万亿（中位数 9.4）、9.2~12.4 万亿（中位数 11.2）、9.7~14.7 万亿（中位数 12.4）kWh。本研究在煤电转型情景假设中重点参考舒印彪等（2021）、孙宝东等（2022）对电力需求等的估计。

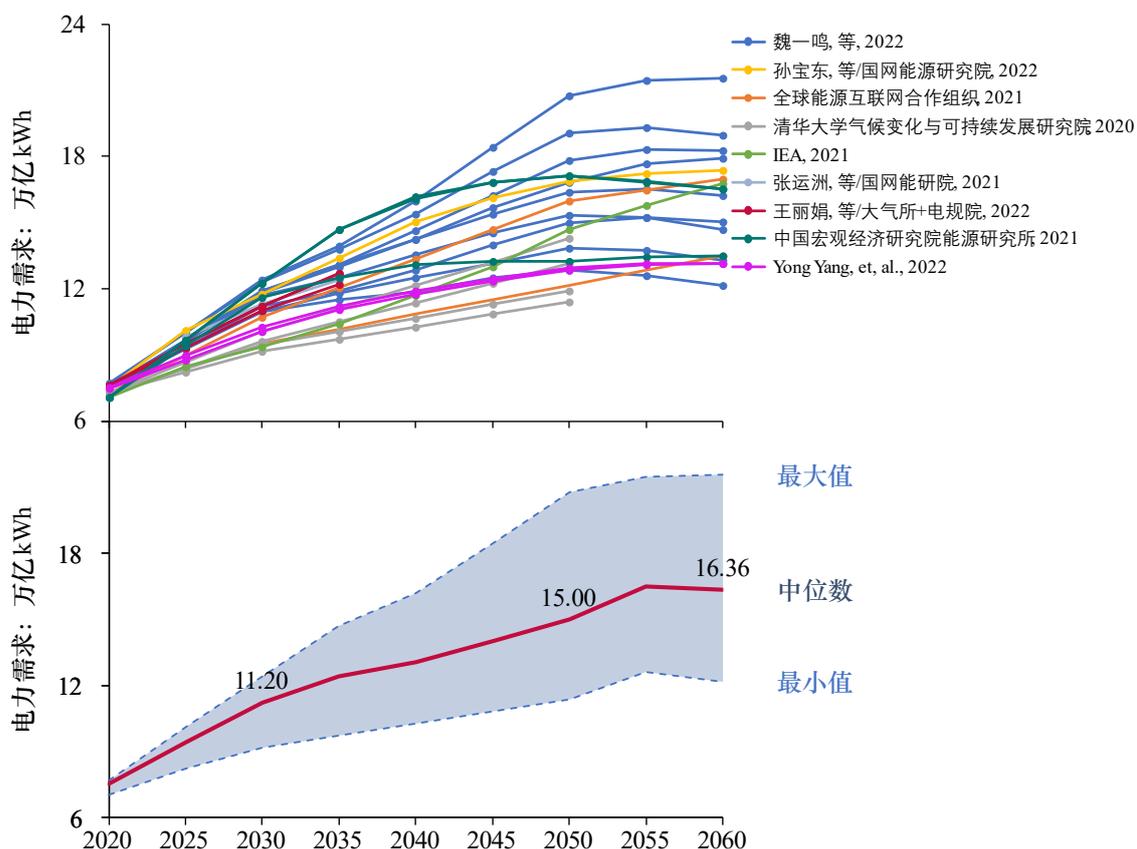


图 2-1 现有电力转型路径研究的电力需求估计

不同模型组预测结果的差异，来源于所考虑外部条件、基础技术条件等的不同。但整体上，可再生能源规模扩大是实现电力低碳转型的关键，在满足增量电力需求后，还需要进一步替代煤电存量电力转型的需求。“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”明确提出要构建现代能源体系。以新能源为重要支撑的现代能源体系的构建，与电力部门的转型呈现相辅相成的密切关系。着眼于政策需求，在电力部门转型过程中，一方面，要全方位发展风、光、水等可再生能源，另一方面，要综合考虑工业化进程下煤电需求的不断增长、不同能源的特点、煤电转型面临的现实问题和挑战等，制定全面、具体的转型路径。当前，中国处于可再生能源发展的黄金时期，过去五年来，风光装机的增长速率维持在 20%左右。截止 2022 年底，中国风光装机总量达到 7.58 亿 kW，占全国电力装机总量的 29.57%。

在中国可再生能源政策的支持下以及成本逐步降低的多重驱动下，可以预见未来一段时间内，以风电和太阳能发电为主的可再生能源将维持稳定的增长，成为煤电替代的主力军。到 2060 年，可再生能源装机总量将达到 62~94 亿 kW，可再生能源装机占比 80~97%。整体上，可再生能源装机总量变化趋势基本呈“S 形”趋势，从当前年到 2045 年前后，太阳能发电累计装机和风电累计装机的增长速率仍将持续增加。2045 年以后，二者累计装机数量仍继续增加，但增长速率逐渐放缓。

当前，风电在电力系统占比略高于太阳能发电，大型光伏发电适宜地区广，普适性更高，以及近年来国家对于屋顶光伏的大力扶持，太阳能发电量占比将迅速超越风能发电。2040 年以前，光电和风电发电量仍将以较快速率增长。2040 年后风光发电量的增速将逐渐放缓。到 2050 年，太阳能发电总量将达到 4.0 万亿 kWh 左右，占总发电量的 36%；风电总量将达到 3.4 万亿 kWh 左右，占总发电量的 24%。

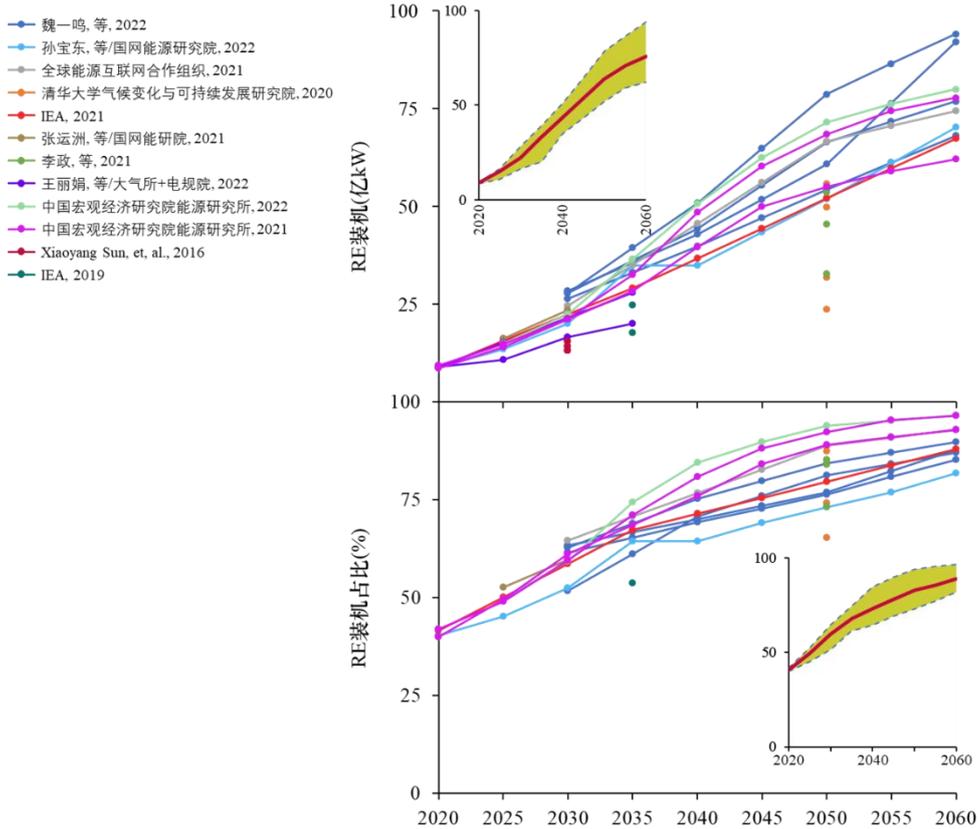


图 2-2 可再生能源装机总量模拟

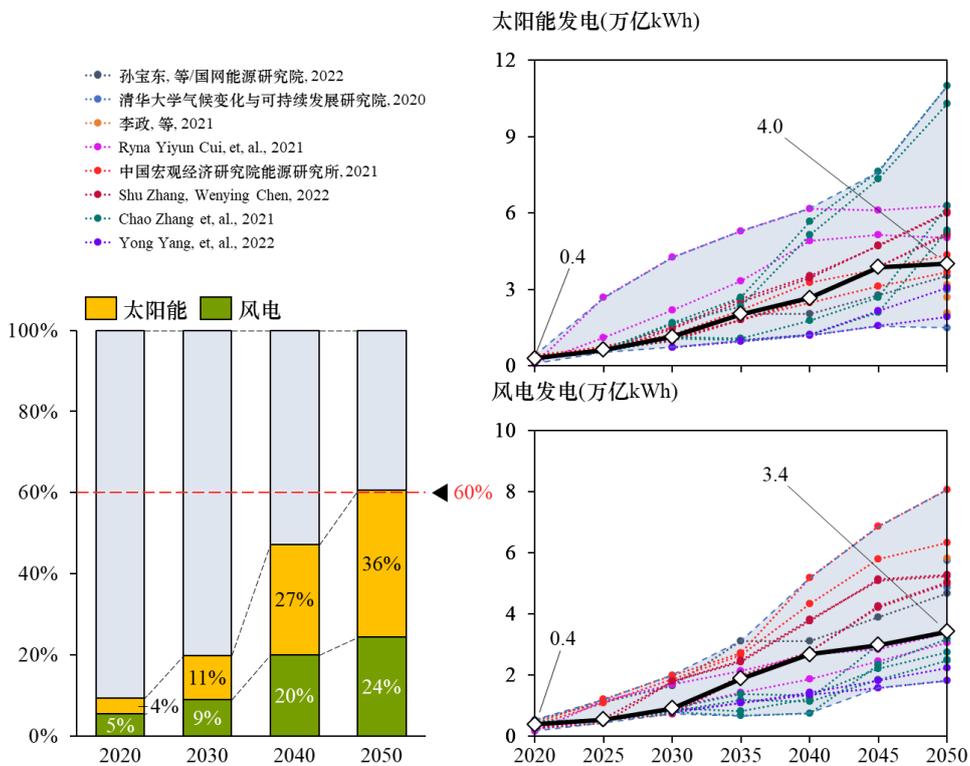


图 2-3 太阳能和风能发电量（数量及占比）模拟

伴随着应对气候变化的大背景及能源清洁化的政策需求，可再生能源尤其是风光发电规模不断扩大，煤电占比将逐步缩小。关于“存量煤电何时退出、如何退出”的研究越来越多，不同模型的模拟结果存在较大分歧。部分观点认为煤电退出是必然趋势，应尽早安排存量煤电退出(Wang et al., 2020 ;张小丽, 2022)，也有观点认为短期内应继续保持存量煤电的主体电源地位，并逐渐降低发电小时数向调节性电源转变，但对煤电的具体转型措施、全部退出的时间节点和可能性等存在一定分歧。最早的煤电退出时间为 2040 年，虽然各研究对煤电装机量的估计存在较大差距，但对煤电装机占比的模拟则呈现更为趋同的特点。煤电装机占比持续下降，2060 年煤电装机占比将削减到 2% 左右，如图 2-4 所示。究其原因，可再生能源作为清洁能源，在实现减碳的同时，也具有其间歇性、不确定性等内在缺点，仍然需要保留少量煤电承担调峰调频作用，确保国家电力供应安全。

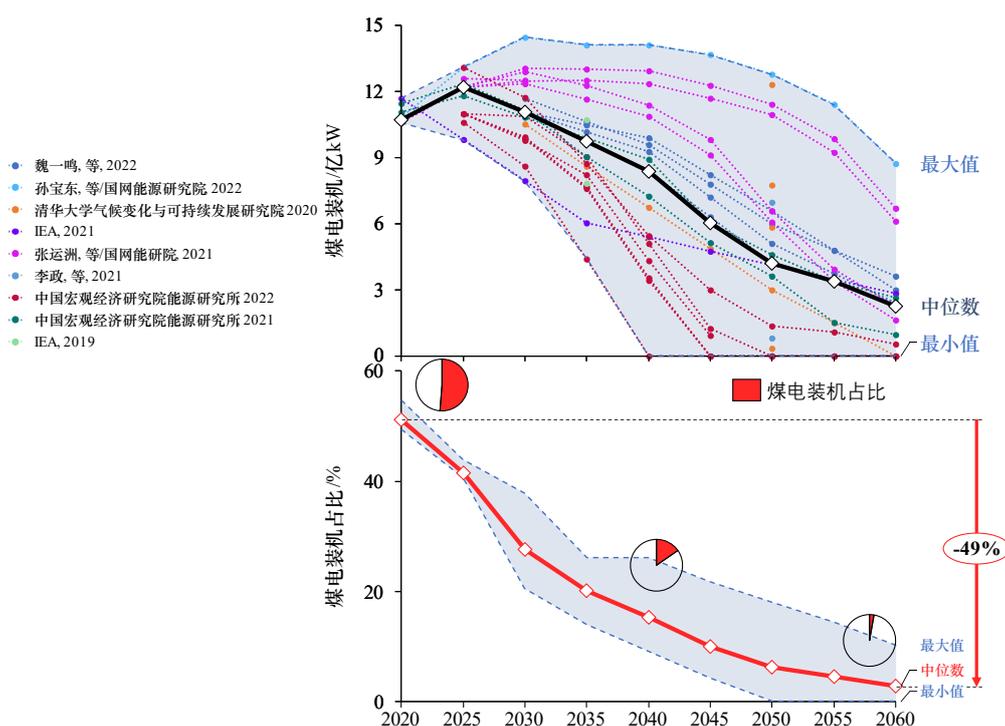


图 2-4 现有研究对中国煤电装机估计

从煤电发电量变化来看（图 2-5），2025 年前燃煤发电量仍有少量增加，这是由中国仍持续增长的电力需求和煤电装机的进一步扩充综合决定的。2030 年后，随着煤电装机的不断削减，煤电发电量占比将低于 50%，并进入持续下降时期。转型后期仍然保留部分煤电，主要承担调峰调频作用，解决由于可再生

能源不确定性产生的尖峰时段供电缺口。

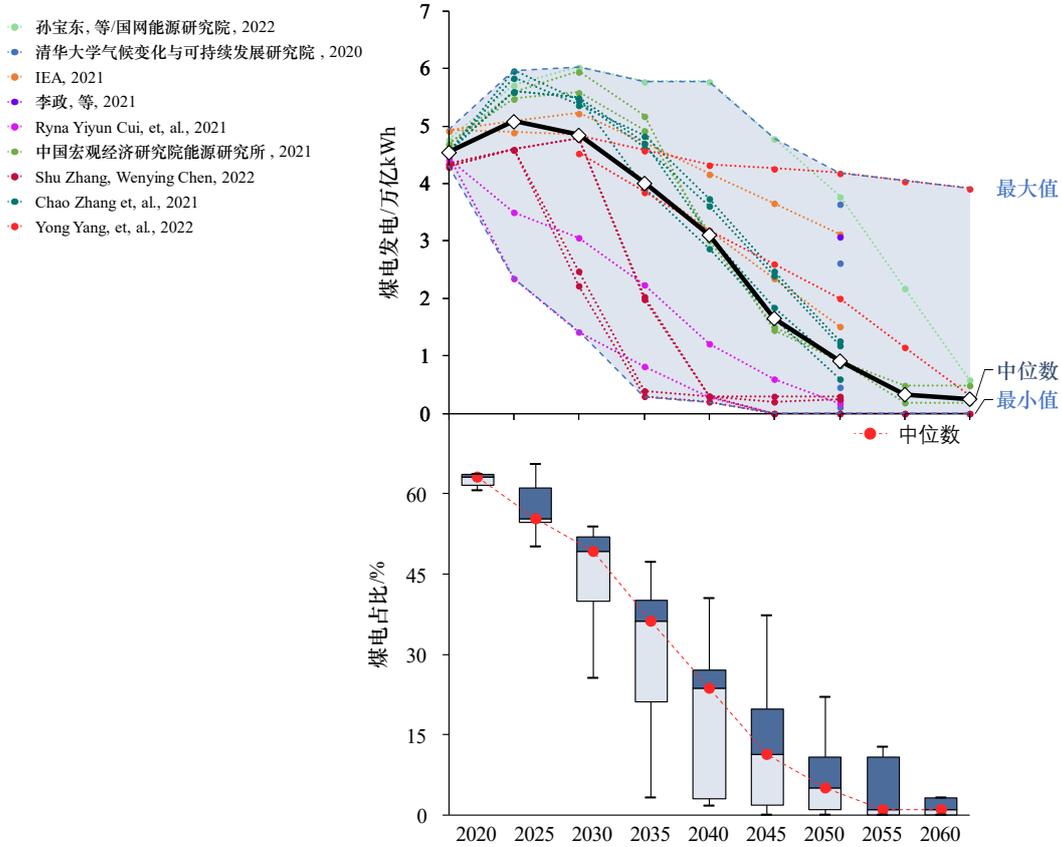


图 2-5 现有研究对中国煤电发电量的估计

同时，大量综合评估模型和电力系统规划模型在转型路径中都强调了负排放技术的重要性，从技术角度而言，CCUS 及 BECCS 等技术是实现煤电深度减排的关键技术，也是实现行业净零排放甚至负排放的必然选择(IEA, 2016 ;IEA, 2021c ;Su et al., 2022 ;Wei et al., 2021)。中国拥有世界上最年轻的煤电机组存量，超临界、超超临界机组超过总装机的 55%。碳中和目标下，有必要保留部分煤电机组，配合 CCUS 技术要满足深度脱碳的要求。

## 2.2 煤电低碳转型政策情景假设

综合来看，煤电仍是近中期电力系统灵活性和发电量的第一大支撑电源，需要正确认识“双碳”目标下煤电的兜底保供、系统调节等价值，发挥好其“压舱石”作用。煤电行业短期内需要实现较大幅度减排，率先达峰，长期来看需要实现深度减排，率先碳中和。可再生能源扩张是实现电力转型的关键，在满足增量电力需求后进一步替代煤电满足存量电力需求，以实现低碳排放要

求。在碳达峰、碳中和目标背景下，电力行业既迎来转型发展的重大机遇，更面临艰巨挑战。近年来，针对中国大规模存量和增量煤电机组转型的讨论越来越多，社会各界对于“存量煤电何时退出、如何退出”的讨论越来越多。

### **（1）煤电低碳转型的政策导向**

从能源安全角度来看，中国当前以煤为主的基本国情决定了一段时间内煤电依然是保障电力供应安全和经济平稳运转的重要行业，习总书记在 2021 年中央经济工作会议中专门强调决不允许再次发生大面积“拉闸限电”。另一方面，从煤电行业特征来看，中国煤电所拥有的全球范围内最年轻最高效的机组，决定了短期内不可能实现大面积退出。

《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》一系列文件中明确了燃煤发电转型任务，应有序推进煤电行业淘汰落后产能，推进煤电机组灵活性改造，提升电力系统调节能力，为煤电行业转型指明了方向。2021 年 11 月，国家发展改革委、国家能源局联合印发《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行[2021] 1519 号），明确了淘汰关停低参数机组、煤电机组灵活性改造等举措，随即发布的《全国煤电机组改造升级实施方案》中明确了近期煤电三改联动的具体任务，即“十四五”期间煤电节能降碳改造、供热改造和灵活性改造的规模分别达到 3.5 亿千瓦、5000 万千瓦、2 亿千瓦。即短期内支持煤电进行改造，实现清洁高效利用，满足电力系统调节需要、电力热力供应需要，在新能源及相关配套储能技术进一步完善的情况下，逐渐实现煤电转型和平稳过渡。

### **（2）煤电转型的技术可行性**

现有大量研究关注了煤电转型路径的技术可行性，通过“自下而上”模型分析电力部门的排放趋势和技术选择，分析了提前退役、推广 CCS 技术等煤电低碳转型路径及其对中国减排目标的重要作用(Cui et al., 2021 ;He et al., 2016 ;Liu et al., 2019 ;Tong et al., 2018)。部分观点认为煤电退出是必然趋势，应尽早安排存量煤电退出(Wang et al., 2020)，也有观点认为短期内应继续保持存量煤电的主体电源地位，并逐渐降低发电小时数向调节性电源转变。同时，大量综合评估模型在电力转型路径中都强调了负排放技术的重要性，从技术角度而言，CCUS 及 BECCS 等技术是实现煤电深度减排的关键技术，也是实现行业净零排

放甚至负排放的必然选择(IEA, 2016 ;IEA, 2021c ;Wei et al., 2021)。中国拥有世界上最年轻的煤电机组存量，超临界、超超临界机组超过总装机的 55%。碳中和目标下，有必要保留部分煤电机组，配合 CCUS 技术来满足深度脱碳的要求。

综上所述，煤电低碳转型的技术选择主要有提前退役 (Retire early)、灵活性调整 (Repurpose)、部署 CCS (Retrofit CCS) 三类，即煤电的 3R 转型路径：

- 提前退役 (Retire early)：在技术寿命期内逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。
- 灵活性调整 (Repurpose)：通过锅炉、汽机、控制系统的改造，使机组具备深度调峰能力，如将新建煤电机组纯凝工况调峰能力的一般化要求为最小发电出力达到 35%额定负荷，提升对可再生能源的消纳能力，推动煤电由基荷电源向调节电源进行转变。
- 部署 CCS (Retrofit CCS)：通过二氧化碳捕集封存(CCS)技术改造使煤电成为“近零脱碳机组”。

“双碳”目标进程中，电力转型将面临“能源不可能三角”(Energy Trilemma)的挑战，即电力供应的绿色低碳、安全性和经济性三者很难兼得(图 2-6)。研究表明，处理好“能源不可能三角”三个维度的平衡，对于实现能源结构转型和能源脱碳必不可少，对经济的短期和长期发展至关重要(Khan et al., 2022)。综合考虑“能源不可能三角”的基础上，现有电力部门转型路径的研究，如李政等(2021)、张希良等(2022)往往通过电力系统规划模型等方式测算电力系统结构，即满足电力供应和碳排放约束目标的下系统总成本最优或度电成本最优条件下的电力装机结构和发电量结构，研究结果倾向于转型路径的技术可行性验证。而且这种方法与政策决策之间往往存在断层，很难为煤电行业转型提供针对性的分类施策的实施依据。

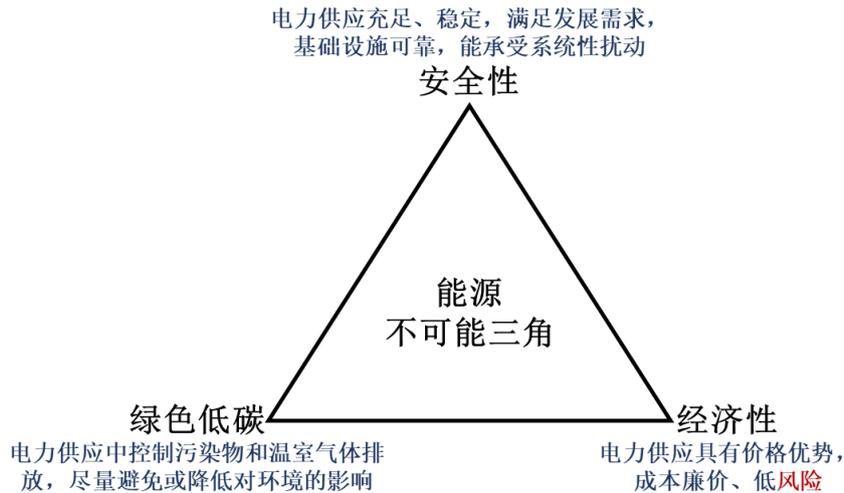


图 2-6 电力系统低碳转型的“能源不可能三角”

注：基于世界能源理事会(World Energy Council) 能源不可能三角指数(2022) 及郑新业、王永中等对能源不可能三角理论的描述绘制

为实现碳中和愿景的碳减排要求，中国电力部门低碳转型力度需大幅提高，煤电由基础电源向调峰电源转变，需要降低发电小时数，发挥调节电源作用，部分机组面临提前退役或增加 CCS 等(陈文会和鲁玺, 2022; 王丽娟等, 2022)。对于增量煤电机组而言，当前大量待建和在建煤电机组多为支撑性煤电项目、特高压输电网配套机组和风光能源基地消纳配套项目等，本研究对新增煤电机组的情景假设中保证了在建机组的正常建设和投入使用。

因此，本研究综合考虑中长期电力需求与电力结构变动、中国碳中和目标与煤电累积碳排放等因素，通过对不同类型机组分类施策，进行 3R 路径的四种转型路径假设，包括提前退役 (Early Retirement Scenario, ER)、灵活性调整 (Low Utilization Scenario, LU)、CCS 改造 (CCS Retrofit Scenario, CCS) 三类单一转型政策情景。考虑到煤电行业现实状况往往采取多项转型举措相结合，因此，在单一转型措施的情景假设的基础上设置了组合情景 (MIX Transition Scenario, MIX)，并根据技术参数、机组规模、运行寿命等因素进行了综合考虑。以上转型情景与基准情景 (BAU Scenario, BAU) 对比，以分析转型路径对中国煤电行业转型所带来的风险，各类转型情景的参数详见表 2-2。

表 2-2 碳排放约束下煤电转型情景假设

情景	基本假设
基准情景(BAU)	运行年限 30 年，已超龄服役机组在近 3 年淘汰，折旧年限为 15 年，残值率 5%，采用年限平均法进行折旧，运行小时数保持 2021 年水平
提前退役(ER)	运行年限缩减至 22 年，其他与 BAU 情景保持一致
灵活性调整(LU)	<p>运行年限 30 年，煤电机组分级使用，1000MW 及以上机组以承担基础负荷为主，虽不进行灵活性改造，但运行小时数稳中有降，至 2030 年达到 2021 年水平的 75% 左右</p> <p>2025 年前，完成灵活性改造机组 2 亿千瓦，包括 300MW 以下所有机组（约 1 亿千瓦）及 300-600MW 亚临界机组（约 1 亿千瓦），改造后机组运行小时数逐渐下降；2030 年前达到 600MW 以下机组均完成灵活性改造，累计 5 亿千瓦，煤电机组运行小时数整体将大幅降低，除 1000MW 及以上机组外，各类型机组运行小时数下降至 2021 年的 30%~50%，热电联产机组运行小时数逐渐下降至 2021 年水平的 70%</p>
CCS 改造(CCS)	<p>提前部署 CCS 技术在高参数大机组的应用，运行年限、运行小时数等参数均与 BAU 情景保持一致</p> <p>2030 年起针对 IGCC、超临界、超超临界三类机组加装 CCS 设备</p> <p>2043-2045 年后逐渐向其他技术类型机组部署 CCS 设备</p>
组合情景 (MIX)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 200MW 以下循环流化床（CFB）、亚临界机组运行年限下降至 25 年（热电联产机组除外）</li> <li>• 600MW 以下煤电机组向调峰电源转变，1000MW 及以上机组以承担基础负荷为主，运行小时数保持在 2021 年水平，其他类型机组采取灵活性调整措施，运行小时数下降 40%~60%，运行年限延长至 35 年</li> <li>• 2035 年后逐步在 IGCC、超临界、超超临界、装机在 600MW 以上且剩余运行年限 10 年以上的应用 CCS 技术，在 2045 年后在 600MW 以下机组中应用，部署 CCS 后的机组延寿至 40 年</li> </ul>

为避免煤炭价格等关键价格因素波动对风险因素的干扰，本研究将初始建设成本、煤炭价格和燃煤发电上网电价采用 2021 年不变价水平作为煤电各情景的基本假设。折现率是影响到中长期现金流净现值的关键指标，参考折现率常用指标中国加权平均资本成本指标 WACC，取值为 7.5%。

### 2.3 煤电中长期转型路径的时间表与路线图

随着终端部门电气化率提升，电力需求可能出现逐渐提升，确定煤电转型路径需考虑中长期电力需求趋势，并对电力低碳目标与煤电转型路径进行系统全面判断。保障电力供应安全，避免中长期煤电转型导致的电力供应安全风险，这也是我们在煤电转型情景假设中需要优先考虑的因素。2021 年中央经济工作会议中专门强调决不允许再次发生大面积“拉闸限电”，考虑到煤电在短期内保障电力供应安全方面发挥的作用，转型情景假设中应尽量避免剧烈的结构变动。

通过综合研判国内外对中国电力需求的短期和中长期趋势，并结合煤电转型路径，进而比较了 2060 年前中国煤电装机和发电量的演变过程。重点参考舒印彪等（2021）、孙宝东等（2022）综合统筹能源安全与低碳转型的电力需求估计，2050-2060 年间电力总需求将达到 17 万亿 kWh 左右。在电力系统转型的角度来看，清洁能源扩张是实现煤电低碳转型的关键，在满足增量电力需求后，还需要进一步替代煤电存量电力转型的需求。从发电量结构变化来看，2030 年后，非化石能源电力将置换存量煤电，成为电力供应的主体，2050 年后，燃煤发电量占比将低于 5%。

具体而言，在基准情景中，随着增量煤电机组投入使用，中国煤电装机和发电量将呈现出一定程度增长。随着部分存量煤电机组的技术寿命临近，煤电装机的绝对量有呈现出下降趋势。由于中国存量煤电机组的平均服役年限仅为 12 年，将有大量 2040 年左右出现幅度较大下降。到 2050 年，中国煤电装机容量为 1.79 亿 kW，发电量占电力总需求的 5.43% 左右。CCS 情景煤电装机及发电量与基准情景类似，由于 CCS 设备自身所需的电力消费增加，燃煤发电量略低于基准情景，占电力总需求的 4.50%。

提前退役情景下，存量和增量煤电机组的运行寿命较基准情景下有大幅缩减，2030 年、2040 年煤电装机量将下降至 8.21 亿 kW 和 2.62 亿 kW，发电量为 3.96 和 1.30 万亿 kWh，并在 2050 年煤电装机削减至零。在此背景下，风力发电

和太阳能发电等可再生能源装机需快速增长，取代燃煤发电成为主要的电力装机。同时，由于煤电对电网稳定性的需求将导致储能要求有一定程度的增加，以支持高比例可再生能源电力系统的转变。

灵活性调整情景下，煤电装机容量变动与基准情景的变动一致，但由于煤电机组通过灵活性改造等措施，使得运行小时数逐渐下降。到 2050 年，中国煤电装机容量为 1.79 亿 kW，发电量为 0.41 万亿 kWh，较基准情景下降了 53.9%。该情景下煤电机组并未延长服役时间，2057 年存量和在建煤电机组将全部到达技术寿命期末，2060 年煤电装机削减至零。

组合情景下，通过分类施策，对机组进行了灵活性改造和 CCS 部署，请考虑到改造后的延长机组寿命，煤电装机和发电量变动情况较其他情景更为缓和。2050 年，中国煤电装机在 2.91 亿 kW，发电量为 0.82 万亿 kWh。2060 年仍将保留 0.305 亿 kW 的加装 CCS 设备的煤电装机。

从煤电发电量与电力需求的差值来看，灵活性调整、组合转型和 CCS 改造情景，使煤电行业实现“软着陆”，同时，这也意味着中长期电力部门转型对风能和太阳能等可再生能源的部署速率要求将大大低于提前退役情景。尤其对于组合情景而言，煤电装机和发电量的退出速度更低，是以一种有序的方式有步调地持续推进。从发电量结构变化来看，2030 年后，非化石能源电力将置换存量煤电，成为电力供应的主体，2050 年后，燃煤发电量占比将低于 5%，少量燃煤发电机组在确保电网可靠性方面发挥重要作用。

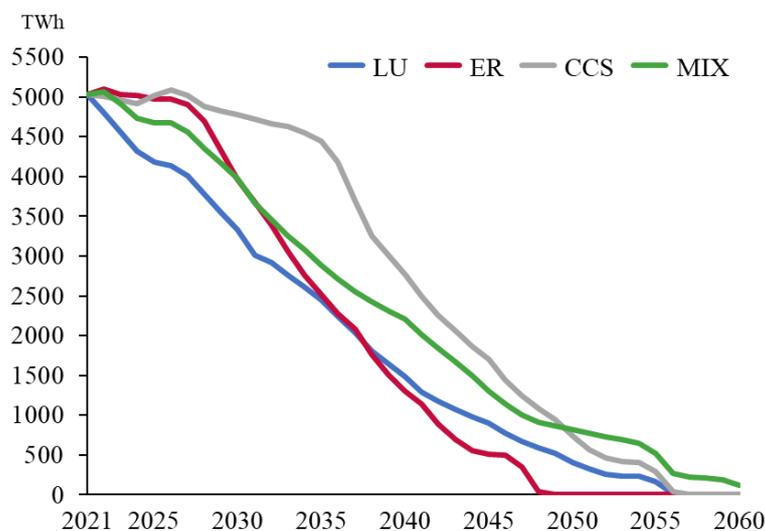


图 2-7 不同转型情景下煤电发电量变动情况

组合情景符合“三步走”转型发展路径，如图 2-8 所示。当前至 2030 年为转型准备期，煤电装机和发电量在 2030 年前仍将适度增长，同时，新能源成为发电量增量主体，到 2030 年风光装机占比超过 40%；2030-2045 年为快速转型期，2030 年后，风光发电量将迅速超过煤电发电量，成为电力系统的主力电源，保留的燃煤需耦合生物质发电、CCUS 等清洁低碳技术的创新突破，逐步降低碳排放；2045 -2060 年为巩固完善期，2050 年前后用电需求达到饱和，煤电完全转变为系统调节性电源，服务于高比例可再生能源消纳，并提供应急保障和备用容量。

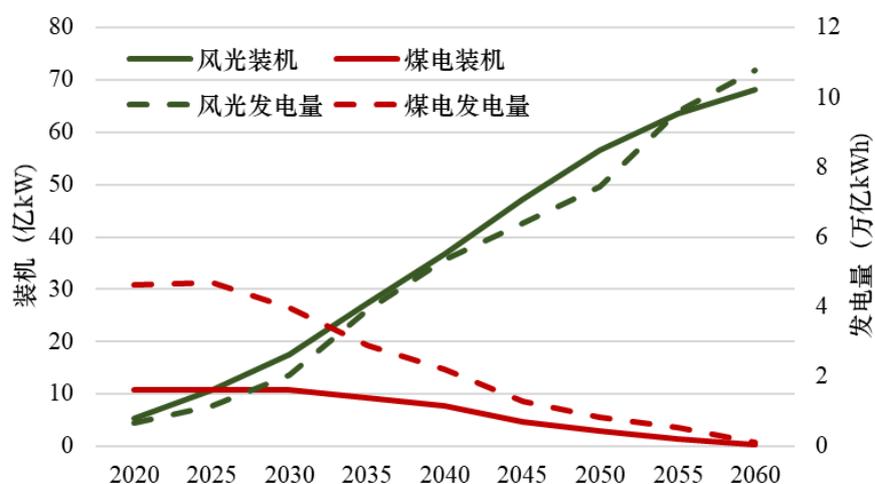


图 2-8 组合情景下煤电与风光发电的发展路径

注：煤电装机与发电量数据来自本文组合情景下的计算值，风力发电和太阳能发电装机与发电量参考现有研究中位数研究值，且发电量加和满足中长期电力需求值

## 第三章 不同转型路径下煤电转型风险评估

《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》明确提出，转型过程需注意防范和化解可能伴生的经济、金融等各类风险，实现安全降碳。现有大量电力转型研究尚未将转型风险因素纳入路径决策中，认为短期内煤电仍将作为主力电源，发挥托底保供作用；随着非化石能源占比逐步提升，煤电将逐渐转为基础性和灵活性电源。为形成统筹电力安全供应、成本最优、风险控制、绿色低碳等多重目标的转型路径，识别、量化和防范不同转型路径下可能伴生的转型风险将成为关键问题。因此，煤电转型目标与方向较为明确，关键如何推动煤电从短期主力电源向中长期调节性电源的角色转变，并避免转型过程中可能存在的诸多风险，实现平稳过渡。

### 3.1 煤电低碳转型风险的评估方法

转型风险是政策、技术和消费偏好等人为因素导致的与气候变化和低碳转型的经济损失。燃煤发电作为高碳排放产业，将成为面临低碳转型变革中的传统行业，短期内需要实现较大幅度减排，长期来看需要实现深度减排。因此，煤电转型面临长期性、持续性和不确定性等风险特征，涉及不同类型的风险。

首先，不同转型路径可能造成煤电企业经济成本不同程度的提高，企业当前或预期利润受到影响，造成资产价值下降的市场风险。煤电行业属于资源型行业和重资产型行业，低碳转型将导致更高的运营成本、资本支出损失、资产贬值或折旧加快，甚至导致煤电生产性资产无利可图、失去竞争力，即实物资产搁浅。煤电资产市场价值所发生的不利变化是煤电行业所面临的最主要的市场风险。根据标准资产定价理论，资产市场价值等于其预期未来收益的预期净现值（NPV），即其未来净现金流量(Cochrane, 2009)。因此，不同转型路径可能将造成煤电企业的净现金流量发生较大幅度减少，即造成资产市场价值下降，也被称为搁浅资产。

其次，搁浅资产所引发的市场对公司价值的高估，煤电企业经济性的变动将通过违约和市值下降传递给金融机构，搁浅资产将直接影响资本投资链条中的金融机构，尤其是为煤电企业提供信贷支持的商业银行(Gros et al., 2016)，如发生到期不能履行到期债务或信贷违约等情况。考虑到金融市场有紧密相连的、

多层次的资产-负债关系网，煤电低碳转型的信用风险还将传导至金融市场所有参与者，产生信用风险的传染效应。

为此，本研究构建了低碳转型情景假设-转型风险评估-转型路径建议为逻辑链条的风险评估框架，对煤电转型过程中造成的市场风险、信用风险进行了实证分析。评估框架将详细说明低碳转型情景如何影响煤电资产的成本和收入，并将煤电资产搁浅与信用违约等联系起来。煤电企业盈利能力下降，导致燃煤发电机组等高碳基础设施的资产价值下降即资产搁浅，进而对企业和金融机构的资产质量造成不良影响，甚至可能引起宏观经济危机，影响金融稳定。

为此，本研究重点建立了动态的、考虑不确定性的、与中长期碳减排目标挂钩的煤电成本核算框架，自下而上煤电机组级财务成本模型（BUCM）将融资成本、折旧、税费等纳入成本核算，并进一步通过净现值法和违约模型等为中国煤电机组的搁浅资产风险和信贷风险提供更全面的分析视角(Wang et al., 2022 ;王艳华, 2023)。

### **3.2 煤电低碳转型的市场风险量化——搁浅资产**

中国煤电转型将导致数万亿元搁浅资产，大量新增机组投入投资和建设的情况下，提前退役、灵活性调整和 CCS 改造三种单一转型政策影响下将使中国搁浅资产规模累计达到 1.53 万亿、3.97 万亿和 3.92 万亿元，分类施策的组合情景下，搁浅资产规模达到 2.90 万亿元。现役的存量煤电机组的资产损失是煤电搁浅风险的主要部分（图 3-1）。新增煤电主要包含在建机组和拟建机组两部分，提前退役情景下二者搁浅资产风险分别为 751.0 亿元和 307.6 亿元，搁浅资产规模与装机总量呈正相关关系；灵活性调整情景和 CCS 改造情景下对增量煤电机组的影响较为相似，在建机组和拟建机组搁浅资产规模较提前退役情景有所扩大，煤电资产损失相对更明显。

组合情景下，煤电转型路径结合了提前退役、灵活性调整和 CCS 改造等多种措施手段，并且部分煤电机组采取延寿策略，使得搁浅资产的规模介于提前退役和灵活性调整、CCS 改造情景之间，存量煤电机组搁浅资产达到 2.67 万亿元，在建和待建机组搁浅资产损失分别为 577.7 亿元和 1702.5 亿元。

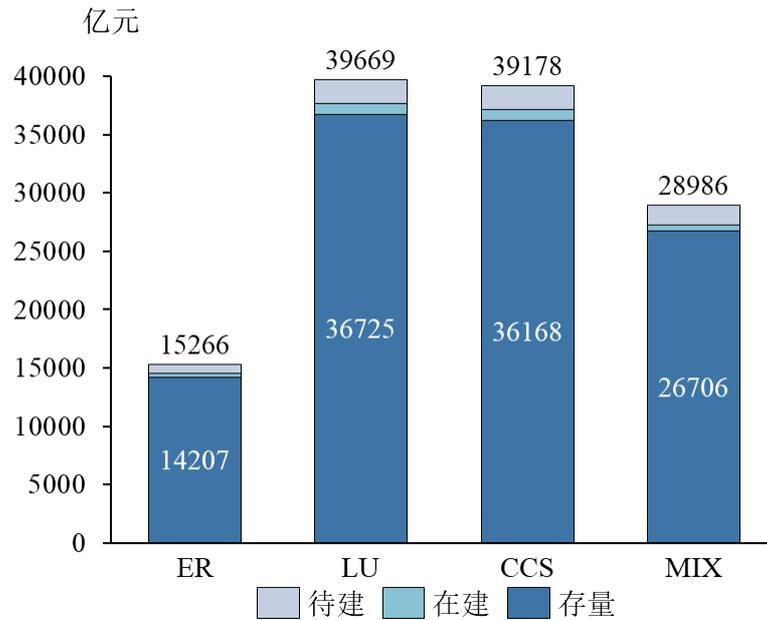


图 3-1 不同转型情景下存量和增量机组搁浅资产规模对比情况

注：搁浅资产规模均为 2021 年折现值，下同

从煤电搁浅资产概念和转型情景假设的角度来看，灵活性调整情景要求大多数煤电机组逐渐降低发电小时数，售电量和售电收入下降，而煤电机组运行需要支付一定的运营维护成本和职工工资等，将导致中国大部分煤电机组的净现金流量缩减，造成搁浅资产风险较提前退役更高。从搁浅资产规模来看，提前退役导致的资产市场价值下降幅度远低于灵活性调整情景。这也侧面说明搁浅资产价值的评估若仅从提前退役导致的账面价值损失角度进行量化，则将大大低估投资者的资产损失，即采用 NPV 市场价值的测算方法更为合理。

需要说明的是，对燃煤发电部署 CCS 技术后，CCS 设施本身的资产价值并未纳入燃煤发电机组的资产增值部分，CCS 设施相应的能源消耗、碳封存和运输成本等计入煤电机组成本中，由此产生的资产价值损失为 CCS 情景中的搁浅资产风险。由于 CCS 设备运行导致煤电机组煤耗增加、运行成本上升，造成煤电资产价值的贬值，在不延长机组预期使用寿命的情况下，资产减值损失累计将高达 3.92 万亿元。

### (1) 煤电搁浅资产的时间分布

提前退役路径下，中国存量煤电搁浅风险压力主要集中于 2030-2040 年间，搁浅资产规模最高出现在 2035 年，该年度煤电净现金流损失为 2148.7 亿元，达到电力、热力行业 2020 年增加值的 8.8%。搁浅资产的年际分布与中国煤电机组

的年龄结构有关，煤电机组的平均服役年限短，平均服役年限仅为 12 年，2015 年中国煤电审批程序的行政变更导致新增煤电产能回升明显，年新增装机容量达到 80GW，这部分机组将于 2035 年提前退役，造成高额的煤电资产损失。而增量煤电机组的搁浅风险将在 2050 年前出现新的高峰期，这是由于新冠疫情后大量新规划、核准和建设煤电机组将在此时间段内提前退役导致的。灵活性调整情景和 CCS 改造情景下，搁浅资产的产生主要集中于近 15 年间即 2035 年前。

灵活性调整情景下使得存量和增量煤电机组面临寿命期全面的净现金流损失，峰值时间约为 2030-2035 年间，较提前退役情景有所提前，峰值水平也略有提高，搁浅资产总规模达到 2757.8 亿元。灵活性调整将影响大部分机组的运行小时数，直至达到最小技术出力，随着煤电机组的服役期满，资产损失的规模将逐步缩减。

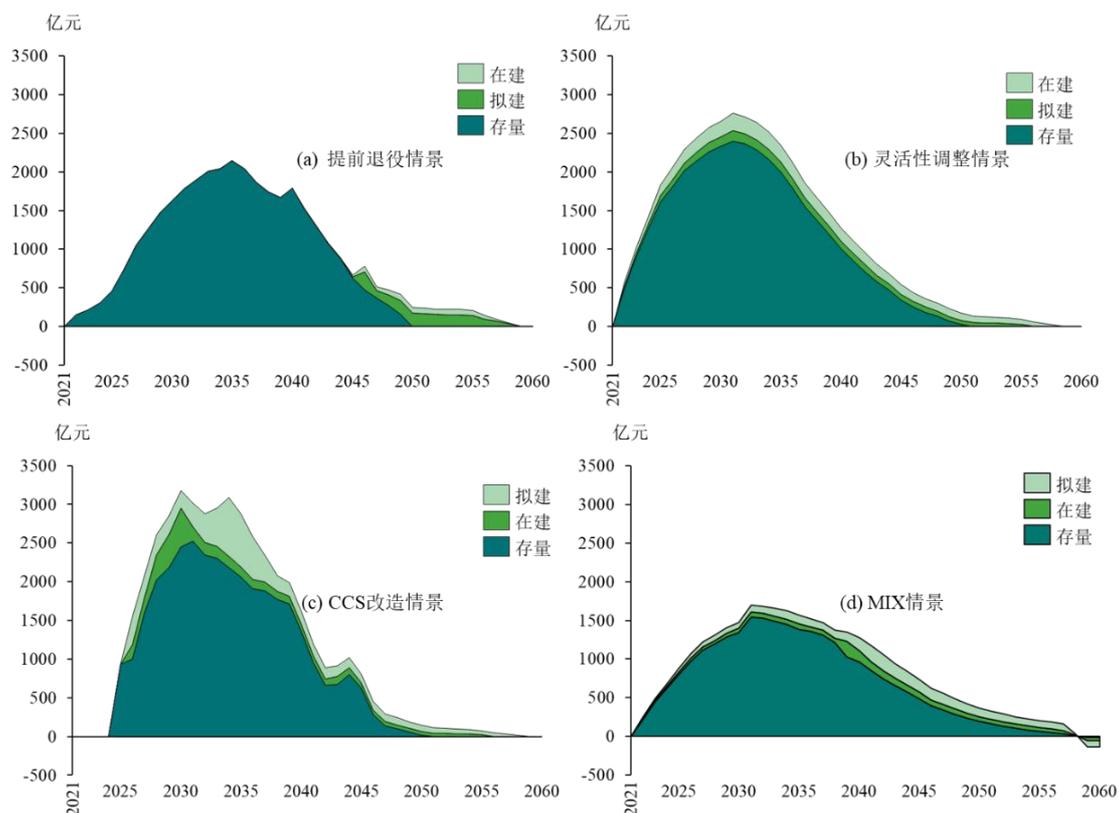


图 3-2 不同转型情景下搁浅资产的年际变化

注：图中为 2021 年折现值

CCS 改造情景与灵活性调整情景类似，风险峰值时间也处于 2030-2035 年间，但峰值水平维持时间较长，随后进入资产损失下降趋势，且 2045 年间还将出现风险，这与 CCS 部署时间安排有关。从搁浅资产风险的值来看，CCS 改造

情景的年际分布更为集中，且资产损失的峰值水平达到 3000 亿元以上，是四类情景中峰值水平最高的。

对比而言，分类施策的组合情景下搁浅资产的年际分布更为平坦。该情景下，2032 年达到资产损失的峰值 1701.4 亿元。由于灵活性调整和 CCS 改造的高技术参数机组还将采取延寿措施，因此，在 2060 年后产生资产价值的补偿，表现为搁浅资产负值。

## （2）煤电搁浅资产的空间分布

从煤电搁浅资产规模的地域分布来看，与各省的煤电装机规模密切相关（图 3-3）。现存煤电装机前十的省份主要有山东、内蒙古、江苏、广东、河南、新疆、陕西、安徽、河北、陕西，占全国煤电总装机的 63.81%，贡献了电力部门三分之二的碳排放，提前退役和灵活性调整情景下，搁浅资产规模占全国的 67% 和 70%，山东和内蒙古是全国煤电装机规模最大的省份，也是面临巨额搁浅资产风险。从六大电网的角度来看，华北电网和西北电网在各种转型情景下的搁浅资产风险远高于其他电网地区。华东电网和南方电网（江苏、浙江、广东等省份）大型机组占比高，灵活性调整方案具有明显的比较优势。

从全国整体来看，灵活性调整情景导致搁浅资产风险更高，将导致全国煤电机组搁浅规模翻倍，同样的情况也体现在山东和内蒙古等多个省份，灵活性调整情景下山东、内蒙古搁浅资产规模高达 4374 和 4734 亿元。中国各省由于煤电装机结构差异较大，提前退役和灵活性调整导致的搁浅资产规模存在明显差异。内蒙古、新疆、山西、河北、贵州等省份 1000MW 以上机组占比低于 5%，灵活性调整导致的搁浅资产较提前退役情景更大，新疆尤为明显，灵活性调整导致的搁浅资产规模为提前退役情景的 15 倍以上；而江苏、广东、浙江等省份大型机组占比高，1000MW 以上机组在 34~38% 左右，灵活性调整情景下搁浅资产规模和提前退役基本一致，与其他省份相比灵活性调整方案具有明显的比较优势。因此，煤电低碳转型过程中，需关注不同地区转型风险的差异，尽量避免地区不均衡现象加剧。另外，由于“蒙西-晋北-天津南”、“陕电外送”等一系列特高压输电线路的规划建设，内蒙古、山西、陕西、安徽等省份新增煤电装机规模大，搁浅资产风险也远高于其他省份，停止或限制新增煤电将给各省造成千亿级煤电搁浅资产，内蒙古受影响尤为严重，全面停止在建和待建煤电项目的搁浅资产将达 2518.7 亿元。

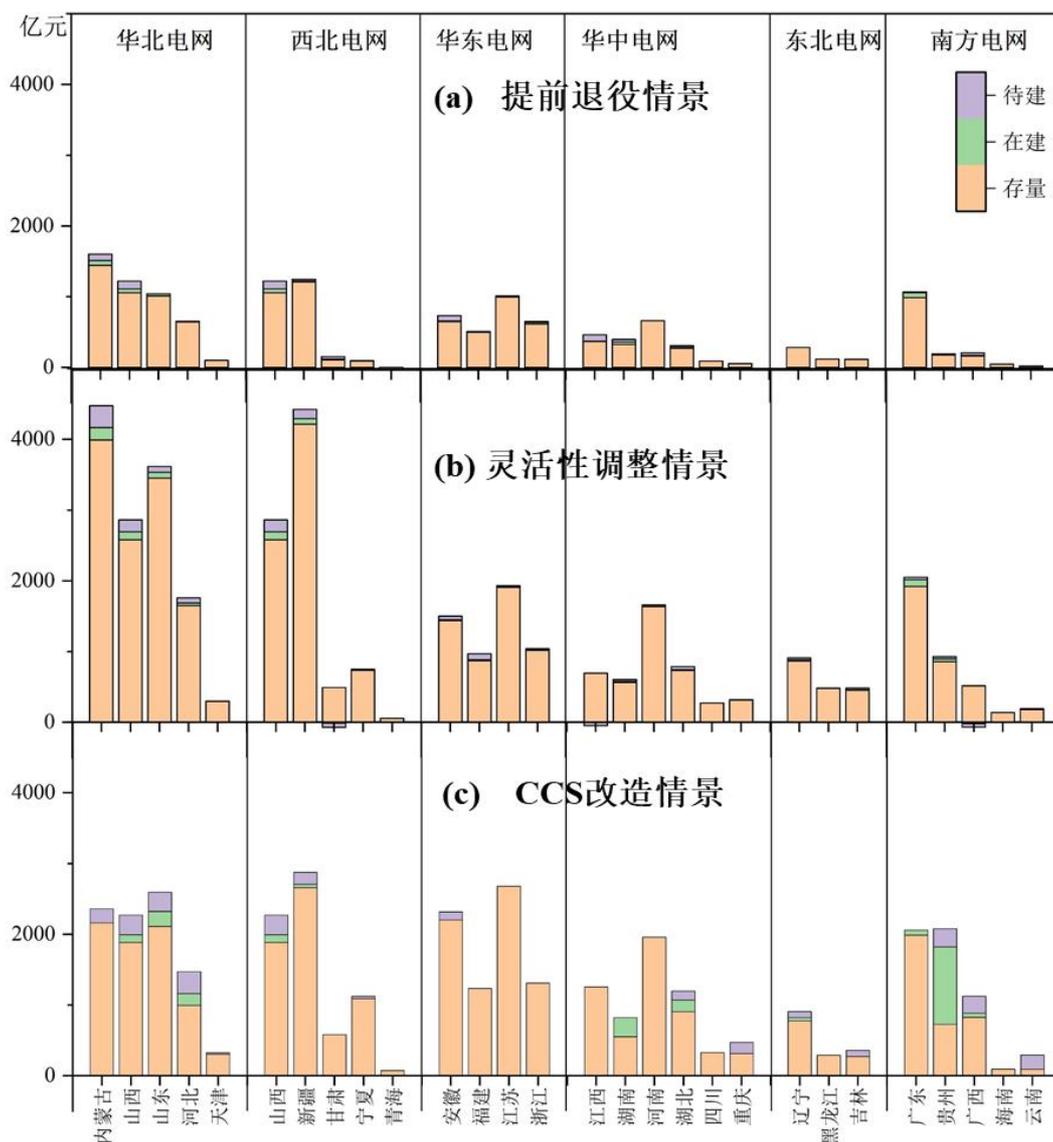


图 3-3 单一转型措施情景下中国各省煤电机组特征与搁浅资产规模

组合情景下，华北和西北电网省份仍然是受低碳转型影响最大的地区，尤其是山东、内蒙古等装机规模大的省份。同时，我们也注意到，大多数省份在组合情景下的搁浅资产规模多介于提前退役和灵活性调整、CCS 改造情景的规模中间，且省际差异也略低于单一技术措施情景下的搁浅资产规模。

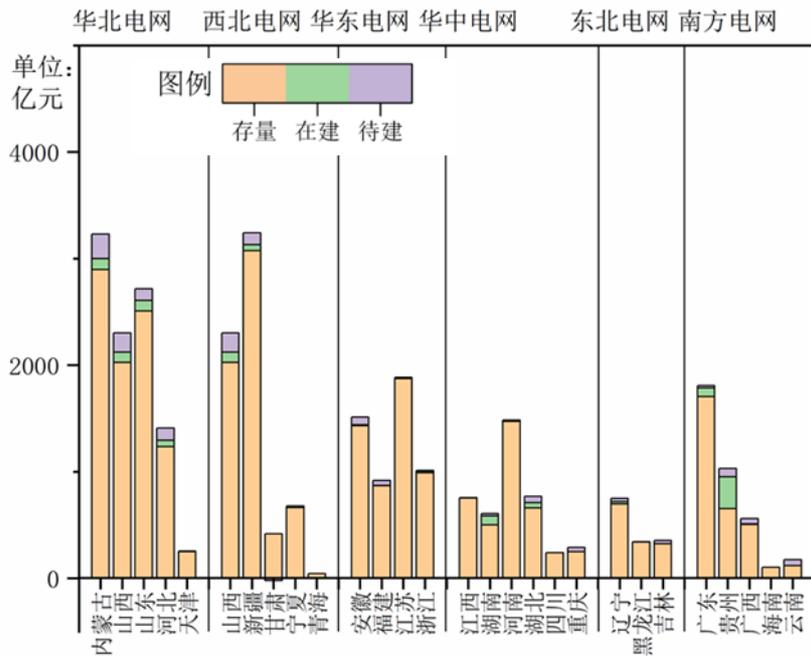


图 3-4 组合情景下中国各省煤电搁浅资产规模与结构

### 3.3 煤电转型可能引发的信贷违约风险

煤电行业是投资额巨大的基础能源行业，建设和运维周期长，需要长期资金支持。银行信贷是煤电行业融资的主要渠道，银行贷款约占煤电建设资金的70%左右。煤电转型过程中，企业经营成本可能进一步增加、盈利能力下降，借款偿还能力下降，债务违约概率增加。煤电厂近70%资金来自银行贷款，主要分为长期贷款和短期贷款两大类。煤电短期贷款是期限在一年以内(含一年)的流动性贷款，煤电流动性贷款主要为维持生产所占用的周转资金，用于购买燃料、材料和支付工资等。为量化煤电厂信用风险程度，需建立煤电厂剩余贷款账面价值和资产市场价值之间的关系。因此，根据 BUCM 模型测算了中国煤电机组级剩余贷款的账面价值<sup>1</sup>，结合煤电机组地理信息、机组名称、投资企业等字段进行了匹配校对，并根据厂级和省级两个维度进行了加和。

向“双碳”目标转型的过程中，燃煤发电成本可能进一步增加，收益进一步递减，这将造成煤电偿还贷款能力大幅下降。煤电资产价值的下降将作为信用违

<sup>1</sup> 考虑到在建、待建煤电厂的银行贷款结构与偿还能力等与现役煤电厂存在差异，因此本研究所述煤电厂均为现役煤电厂

约风险传导。根据 Merton 模型和煤炭机组级成本数据库核算，基准情景下的预期违约率约为 14.82%，而提前退役情景的煤电信用违约概率将增至 17.09%。如果煤电根据政策指导采取灵活性调整等措施，灵活性调整情景和 CCS 改造情景将导致信用违约概率显著增加，分别达到 36.67% 和 40.39%。信贷违约的损失也将随着违约概率变化而有所增加。基准情景的信用违约损失仅为 2142 亿元，而提前退役、灵活性调整和 CCS 改造情景的信用违约损失分别为 2807、5735 和 6870 亿元。对分类施策的组合情景而言，煤电资产价值减值介于提前退役和灵活性调整、CCS 改造情景之间，信贷违约风险的测算结果也是如此，组合情景下信用风险的预期损失为 3899 亿元，违约概率为 23.19%。

因此，低碳转型不仅会导致信用违约概率的显著增加，还会导致中国的高信用损失。需要注意的是，本研究测算的信贷违约概率仅为煤电厂资产减值后低于负债账面价值的概率测算，由于煤电厂所属集团内部资本配置较为频繁、复杂，此概率并不等于违约实际发生的比率。同时，现实中企业具有较强的还款意愿，在企业资产市场价值低于应还信贷账面金额时，企业也会设法筹集资金归还欠款避免违约，而模型无法估计到这种特殊情况。然而，预期违约率的大幅提高仍然表明，煤电厂在低碳转型过程中面临的信用风险问题是一个值得关注的问题。同时，不同类型和地区机组违约率的差异、不同转型路径下违约率变动也呈现出一些重要特征。

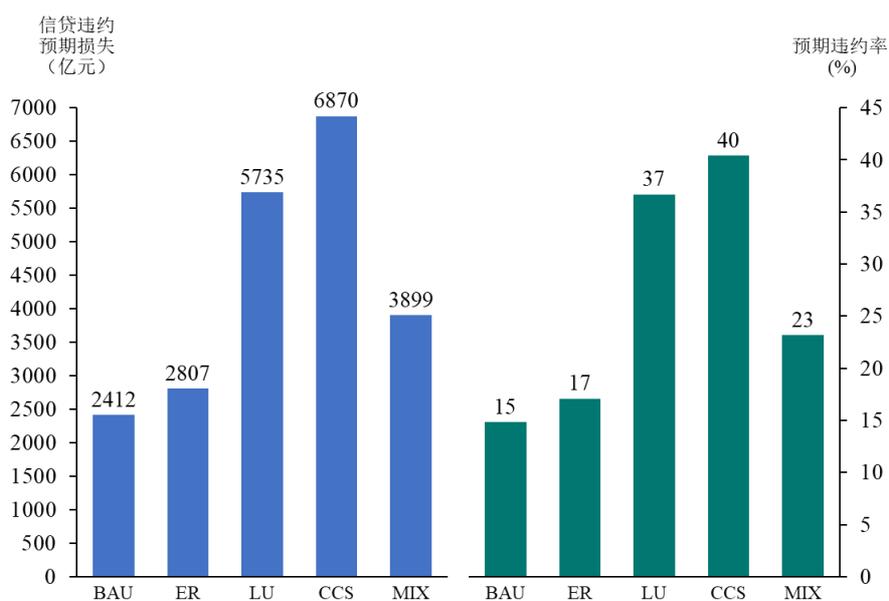


图 3-5 不同转型路径下煤电信贷违约风险对比

通过整合不同地区煤电厂级的信息发现，地区信贷违约压力差异大。为了更清楚地展示区域差异，以违约率为 30%、信贷余额为 1000 亿元作为分类标准（图 3-6），使得装机容量排名前 10 的省份在该分类标准下具有更好的信用风险特征。第一类地区违约损失和违约风险高于其他地区，如新疆，新疆煤电信贷违约的预期损失高达 8666 亿元人民币，占全国违约损失的三分之一以上，这是由于新疆地区拥有大量运行年限短的煤电厂，剩余贷款额规模较大，且燃煤发电上网电价较低导致盈利能力较弱；第二类违约风险较高，但剩余贷款金额总体较低，可能需要警惕煤电公司集中爆发信贷违约的可能性；第三类违约风险较低，但剩余贷款金额较高，山西、内蒙古、山东等煤电大省违约概率约为 10.17%、9.29%和 7.31%，重点需要放在警惕在低碳转型中由于市场形势变动而引发的违约事件；第四类地区剩余贷款规模小、预期违约概率低，此类省份整体的煤电信用风险相对较低。

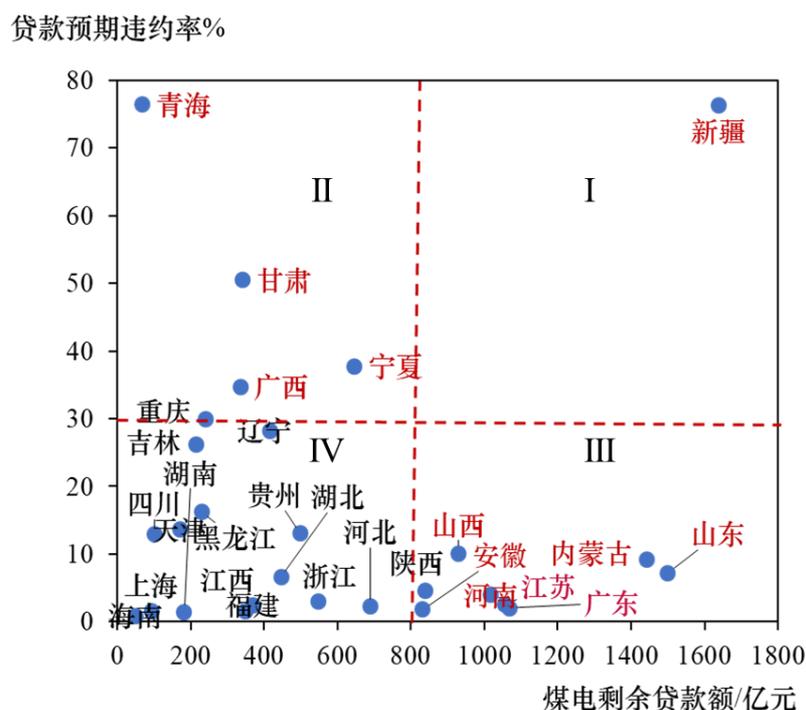


图 3-6 基准情景下中国省级煤电贷款余额与预期违约率对比

通过对不同转型情景下各省煤电信贷违约的预期概率对比来看（图 3-7），提前退役情景下各省份信贷违约风险相对较低，这与第五章中搁浅资产的结果是相对应的，即提前退役情景下煤电资产的市场价值损失较小，而技术改造路径下煤电厂虽然在持续运行，但技术改造需要资金投入，且成本上升、收益下降导致经营状况恶化，反而将导致更高的信贷违约概率。

具体而言，灵活性调整路径对煤电信用风险的影响最大，尤其是山东、内蒙古、吉林、陕西、山西等省份，灵活性调整情景下信贷违约率将面临大幅上升。山东、内蒙古和山西是非常典型的省份，煤电剩余信贷余额规模较大，但基准情景下预期违约概率并不高，而灵活性调整情景下则将出现大幅度信贷违约风险的升高，分别提高至 31.32%、46.41%和 42.36%。CCS 改造的情况也基本类似，也达到了 27.7%、36.5%和 36.44%。此类省份需重点关注和防范转型路径和措施选择，避免转型不当造成的地区性金融系统不稳定。

组合情景下，全国平均信用风险概率预期为 23.19%，介于提前退役情景和技术改造情景之间。从各省份的角度来看，多数省份与全国整体情况基本类似，但部分省份在组合情景下的信贷违约率甚至低于提前退役情景，如贵州和重庆两个省份，是分类施策路径下的受益省份。

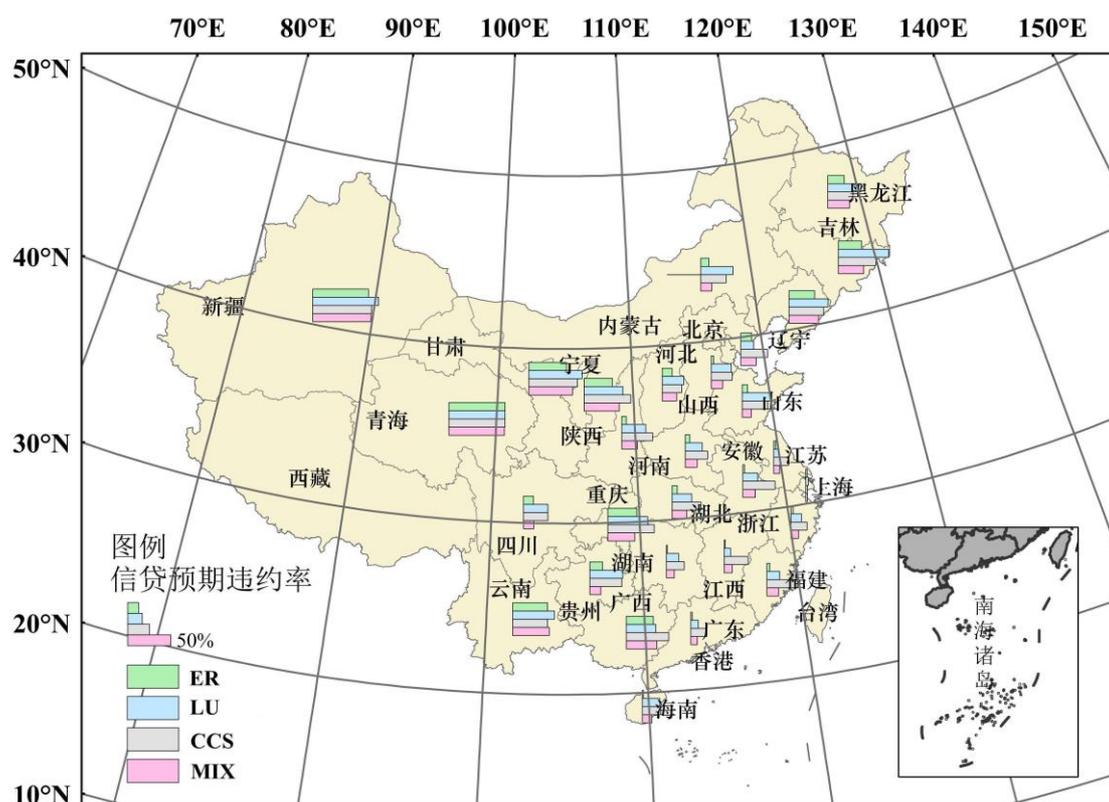


图 3-7 不同转型情景下各省煤电预期违约率变动情况

为进一步准确识别信用风险发生的分布情况，根据 Merton 模型的含义重点筛选了违约距离小于 0 的煤电厂，将其定义为“易违约”煤电厂。这意味着该类煤电厂短期内将发生可预测的信贷违约，即煤电厂短期内将出现资不抵债状况。如图 3-8 所示，基准情景下全国有 199 家“易违约”煤电厂，占全国现役 1137 家

煤电厂的 17.5%。“易违约”煤电厂分布在多个省份，尤其在西北、东北地区省份和山东的比例更高。这表明煤电信用违约将成为中国的一个普遍问题。“易违约”煤电厂剩余信贷的总账面价值为 129.6 亿元。

通过在四种转型情景下，“易违约”煤电厂的数量将在全国范围内增至 405、424、361 和 323 家，也就是说，技术改造路径下将出现超过 1/3 的煤电厂可能面临信贷违约的可能性，且信贷余额账面价值提高至 169.6、504.3、622.5 和 312.0 亿元。虽然提前退役情景下此类煤电厂的违约数量有较大幅度提升，但是信贷余额账面价值并不及其他转型情景高。

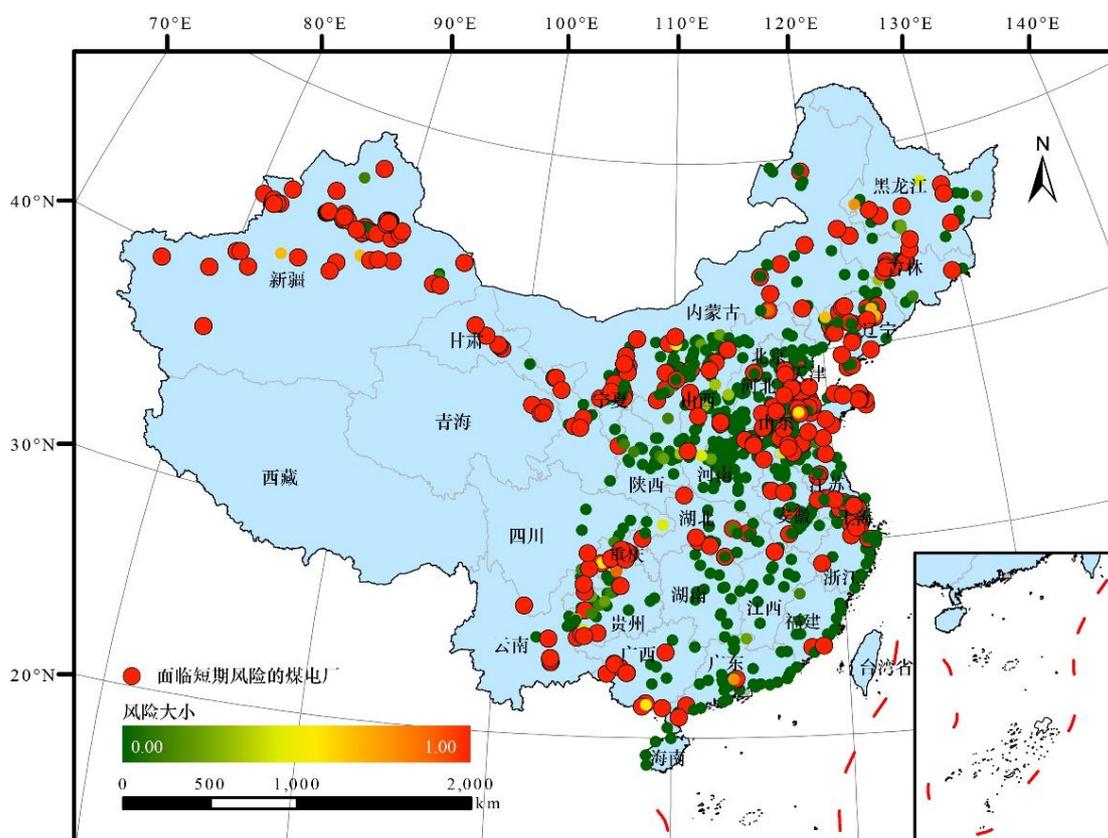


图 3-8 基准情景下“易违约”煤电厂分布图

### 3.4 电价政策对搁浅资产规模的影响

折现率、煤炭价格、初始建设成本、煤电电价、运行小时数等因素是影响煤电机组净现金流的重要因素，建设成本、煤炭价格是燃煤发电机组初始建设和运行成本的主要部分，燃煤电价是影响煤电盈利的主要因素，运行小时数则同时影响机组运行成本和盈利情况。为检验搁浅资产风险结果的稳健性，进一步选取五项指标对煤电机组搁浅资产规模进行了敏感性分析，发现影响搁浅资

产规模的最关键因素为煤电电价，其他因素变动对搁浅资产规模的影响程度较小，结果的稳健性较强。

随着电力体制改革不断深化，全国电源结构、价格政策和电力市场体系发生了重大变化。随着燃煤发电标杆上网电价机制取消，为进一步适应燃煤发电上网电价政策要求，燃煤发电电量原则上全部参与市场，并通过市场交易在“基准价+上下浮动”范围内形成上网电价，上下浮动原则上不超过 20%。考虑到未来燃煤发电在容量市场和调峰辅助服务市场、调频辅助服务市场的作用，燃煤发电上网电价的平均价格水平还可能进一步提高。因此，为进一步探究电价因素变动对搁浅资产规模的影响，在基准情景的基础上增加了上网电价的政策假设（表 3-1）。

表 3-1 电价变动情景设置

情景		燃煤发电上网电价
基准情景	BAU	与 2021 年煤价水平相同
高电价	HPrice	较 2021 年电价水平增加 30%
中等电价	MPrice	较 2021 年电价水平增加 20%
低电价	LPrice	较 2021 年电价水平增加 10%

如若燃煤发电上网电价普遍上涨，各转型情景下的搁浅资产风险均有较大程度下降，尤其在电价水平提升 30%时，各转型路径下的搁浅资产规模将下降 55~60%。灵活性调整对电力企业的经济压力主要是由于低负荷运行期间煤耗上升、运维成本增加、设备老化速率上升，搁浅资产规模是各转型情景中最高的。通过提升燃煤发电上网电价 10%、20%和 30%，灵活性调整情景下的搁浅资产风险整体分别下降 0.73、1.37 和 2.03 万亿元。因此，建立煤电在电能量市场、辅助服务市场和容量电价市场中的价值实现机制，将有效降低煤电行业搁浅资产风险。

不同地区燃煤发电上网电价水平存在较大差异，各省搁浅资产规模对电价变动的反应程度也存在明显差异，本部分选取了组合情景下电价变动对各省搁浅资产规模的影响进行阐述（图 3-9）。组合情景下，在上网电价普遍上涨 30%，各省搁浅资产风险降低 42~74%。受电价变动因素影响，新疆煤电搁浅资产规模下降 1927 亿元，成为全国受电价影响最高的省份。这与新疆地区煤电服役时间

较短有关，该地区煤电平均服役仅 7 年左右，电价上涨将为较长的剩余寿命期带来更高收入，净现金流量有明显改善，表现为搁浅资产风险的大幅降低。

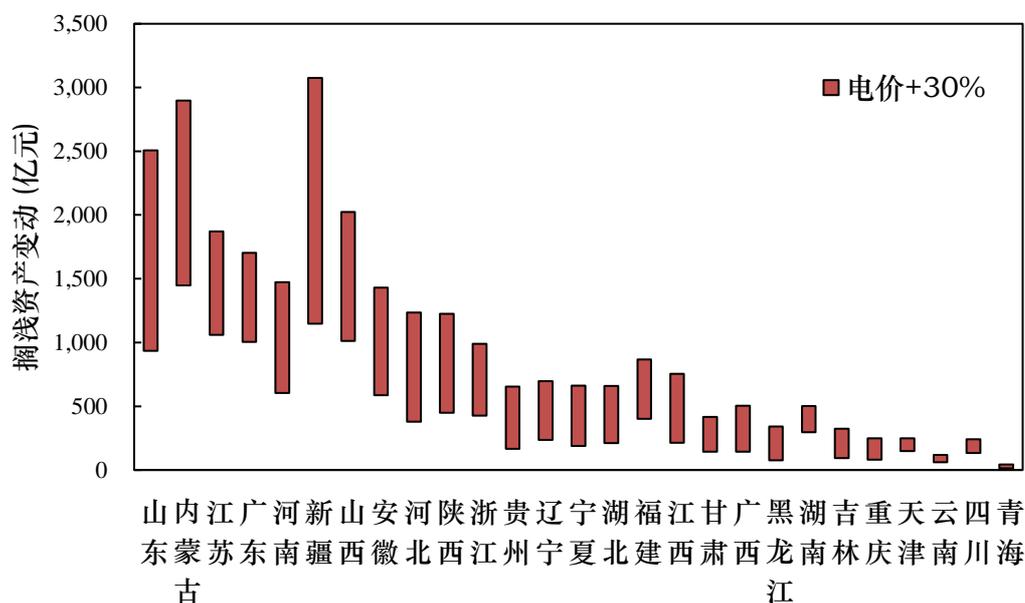


图 3-9 组合情景下电价变动对搁浅资产的影响差异

综上所述，燃煤发电上网价格对搁浅资产风险的结果稳健性影响较大，这也说明煤电转型如果缺乏合理的价格疏导机制，使得煤电清洁化改造后的灵活性资源调整价值未能体现，煤电转型措施对相关资产价值的负面影响更为明显。随着电力市场机制改革逐步推进，煤电在容量市场和调峰辅助服务市场、调频辅助服务市场所发挥的作用体现在上网电价的变动中，通过市场机制改善煤电企业财务状况。

## 第四章 实现煤电平稳转型的政策建议

《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》明确提出，转型过程需处理好节能减污降碳过程中的各项关系，“有效应对绿色低碳转型过程中可能伴生的经济、金融、社会风险，防止过度反应，安全降碳”。煤电作为中国当前电力的主体来源，意味着转型需要稳妥有序，如果转型不当不仅影响电力供应安全，还可能涉及到大量存量煤电资产贬值、银行信贷违约等转型风险。当前，中国以煤为主的能源禀赋和煤电为主的电力结构是客观事实，考虑到双碳目标的长期性和系统性，应立足保障国家能源安全和经济发展为底线，积极稳妥有序推动煤电行业低碳转型。

### 第一，明确煤电定位，制定煤电积极稳妥转型目标与路线图

煤电转型需要处理好短期和中长期之间的关系，明确不同时期煤电的功能定位与价值，并据此制定转型时间表和路线图。短期来看，我国煤电装机总量大、发电量稳定，仍然是保障用电需求、维护电网稳定供应的主力。因此，煤电转型不可能一蹴而就，需要循序渐进，逐步优化存量，控制增量。从时间表来看，全国煤电装机可争取在“十四五”时期达峰，在这一阶段，逐步淘汰部分老旧落后和低效燃煤电厂，推动节煤降耗改造，提升煤电行业对煤电的清洁高效利用水平；而到“十五五”期间，煤电预计将进入增长平台期，其发电量和耗煤量将稳中有降，增加承担系统调节、高峰电力平衡的功能。2035年后，随着风光发电技术的创新应用及成本不断下降，以及煤电达到甚至超过30年的寿命期进入自然淘汰阶段，电力系统具备加速转型的基础和条件，煤电机组将逐步转向调节备用、兜底保供的基础性电源。这时期，煤电利用小时数将继续降低，通过灵活性改造措施提升煤电机组的调节能力，结合煤电+储能、煤电+储热、电锅炉、煤电+富氧燃烧等多途径深度拓展煤电调节能力，并进一步通过CCUS部署、生物质混燃、煤氨混燃等技术助力煤电脱碳运行。

### 第二，因地制宜、分类施策，共同推动煤电角色转变

全面统筹煤电区域性、技术性的差异，科学合理规划煤电转型行动，采取多种转型措施组合，灵活施策、多管齐下。

各省煤电总体规模、机组结构、服役年限等水平参差不齐，需要避免一刀切，结合不同区域煤电特征、电力供需平衡条件，因地制宜的确定转型路径。

山东、内蒙古和山西三省是典型煤电大省，装机总量大、小机组占比高，可优先改造升级并退役淘汰部分已经长期运行、效率低、盈利能力差的煤电机组。东北地区供热机组多且小机组占比较高，要推动大型高效供热机组进行容量替代；西北地区拥有较高的可再生能源开发潜力，需重点推动煤电与可再生能源的组合发电；华东和南方电网覆盖省份，譬如广东、江苏和浙江，煤电机组规模更大，技术更为先进，可充分发挥现有运行年限短、技术先进以及离负载更近和等优势，开展灵活性改造，做好煤电与核电、海上风电、分布式光伏等多种电源技术耦合，并做好长期改造为具有 CCUS 装置的近零碳机组的准备工作。

煤电低碳转型的技术路径有提前退役、灵活性调整、CCS 技术改造等。考虑到不同类型煤电机组的技术性和经济性存在较大差异，可以参考以下三个标准实行分类施策：

1) 在保证供热、供电安全的情况下，优先对 200MW 以下 CFB、亚临界等能耗效率低的部分机组采取提前退役策略；

2) 推动 600MW 以下煤电机组采取“三改联动”措施，尤其是加大灵活性改造和供热改造等措施力度，向调峰电源转变，并对改造后机组适当延寿；

3) 2035 年后逐步在 IGCC、超临界、超超临界等高技术参数机组应用 CCS 技术，优先部署在装机 600MW 以上且剩余运行年限 10 年以上的机组，并在 2045 年前后在 600MW 以下机组中应用，部署 CCS 后的机组可适当延长技术寿命。

### **第三，先立后破，加快构建多能互补的新型电力系统**

煤电转型过程中，电源端将由燃煤发电为主转变为太阳能、风能等新能源发电为主。在煤电达到设计运行寿命之前的近 20 年转型窗口期内，需加快可再生能源开发利用，增强可再生能源消纳能力，推动风光互补、水火互济等多能互补。这一进程和煤电转型速率相匹配。考虑到风、光等自然资源与负荷中心存在显著的逆向分布特征，需根据不同地区对灵活调节资源的需求，明确储能发展规模和布局，提前部署储能系统，加强源网荷储协同发展，尤其支持分布式新能源合理配置储能系统。这一过程也需深度融合智能电网，实现协同优化、有效互补，建立源网荷储一体化及多能互补平台，形成清洁低碳、安全可控、灵活高效、开放互动、智能友好的新型电力系统。

实现碳达峰碳中和是中国高质量发展的内在要求，将破立并举、稳扎稳打，在推进新能源可靠替代过程中逐步有序减少燃煤发电等传统能源，确保经济社会平稳发展。新型电力系统的构建、双碳目标的实现都是循序渐进的过程。

#### **第四，进一步发挥转型金融的资金支持和风险管理职能**

考虑到现有煤电企业的亏损情况和现金流状况，以信贷为主的转型金融工具组合需要兼顾短期和中长期目标，既要帮助煤电企业降低资产负债率，降低短期还贷成本，实现更为健康的现金流，又要帮助煤电企业实现改造升级，从而在电力体系中能够扮演更为稳定的角色。

转型金融需为碳中和领域提供更多的新产品以满足转型的资金要求，开发适合于煤电低碳转型相关的产品和服务，以金融手段引导煤电技术升级改造，全力保障企业合理融资需求。为支持煤电行业平稳有序转型，可以通过引导商业银行按照市场化原则，对煤电转型升级给予合理必要的转型专项资金支持。短期内以转型信贷、转型债券等债权性融资方式重点支持煤电“三改联动”，中长期探索债转股等手段，支持相关企业在更长时间范围内推进转型。鼓励投资机构等以股权投资形式参与低碳转型，探索转型基金、并购基金、夹层基金等新型形式。

风险识别、管理和控制也是低碳转型过程中转型金融的重要功能之一，推动开发转型相关保险产品，解决煤电等高碳行业面临的转型技术研发周期长、市场不确定、信贷违约风险高等问题，提升煤电企业在转型的抗风险能力。

#### **第五，建立适宜煤电转型的政策市场环境**

燃煤发电上网价格对风险评估的结果稳健性影响较大，这也说明煤电转型如果缺乏合理的价格疏导机制。为提高煤电低碳转型的稳健性，降低不当转型带来的风险，需进一步完善与煤电功能定位调整相匹配，并符合新型电力系统特征的配套机制和市场模式，完善煤电作为灵活性资源的价格补偿机制，从而改善煤电的收益条件，在稳定电力供应的前提条件下，避免煤电资产过度贬值以及相关衍生风险。一方面，电力市场化改革需逐步建立交易品种齐全、功能完备的电力市场体系，完善市场化电力电量平衡机制、价格形成机制和电力调度交易机制，建立“中长期+现货+辅助服务”的电力市场体系，推进电力标准化交易模式；另一方面，煤电灵活性资源需要有效成本疏导机制，需进一步完善分时电价政策，合理确定峰谷、季节性电价价差、建立尖峰电价机制。同时，

考虑到煤电对电力系统灵活性和稳定性的贡献，必须完善辅助服务补偿政策，建立电网电力调峰辅助服务市场运营规则，依据“谁受益、谁付费”原则，由新能源电厂以及出力未减到有偿调峰基准的燃煤电厂等为改造机组分摊调峰成本压力。

## 参考文献

- [1] Caldecott B, Tilbury J, Yuge M. Stranded Down Under? Environment-related factors changing China's demand for coal and what this means for Australian coal assets[M]. Smith School of Enterprise and the Environment, University of Oxford, 2013.
- [2] Cochrane J. Asset pricing: Revised edition[M]. Princeton University Press, 2009.
- [3] Cui R Y, Hultman N, Cui D, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China[J]. Nature Communications, 2021, 12(1): 1468.
- [4] GEM. Boom And Bust Coal 2022[R/OL]: Global Energy Monitor, 2022. <https://globalenergymonitor.org/report/boom-and-bust-coal-2022/>.
- [5] Gros D, Lane P R, Langfield S, et al. Too late, too sudden: Transition to a low-carbon economy and systemic risk[R/OL]: Reports of the Advisory Scientific Committee, 2016. <https://www.econstor.eu/handle/10419/193616>.
- [6] He G, Avrin A P, Nelson J H, et al. SWITCH-China: A Systems Approach to Decarbonizing China's Power System[J]. Environmental Science & Technology, 2016, 50(11): 5467-5473.
- [7] IEA. China's Emissions Trading Scheme: Designing efficient allowance allocation[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2021a. <https://www.iea.org/reports/chinas-emissions-trading-scheme>.
- [8] IEA. World Energy Outlook 2022[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2022a. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>.
- [9] IEA. An energy sector roadmap to carbon neutrality in China[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2021b. <https://www.iea.org/reports/an-energy-sector-roadmap-to-carbon-neutrality-in-china>.
- [10] IEA. Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2021c. [https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf).
- [11] IEA. Ready for retrofitting: analysis of the potential for equipping CCS to the existing coal fleet in China[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2016. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/bf8affe9-9968-4a36-930b-fb3ce7cf0d20/ReadyforCCSRetrofit.pdf>.
- [12] IEA. Coal in Net Zero Transitions :Strategies for rapid, secure and people-centred change[R/OL]. Paris: International Energy Agency, 2022b. <https://www.iea.org/reports/coal-in-net-zero-transitions>.
- [13] Iyer G, Ou Y, Edmonds J, et al. Ratcheting of climate pledges needed to limit peak global warming[J]. Nature Climate Change, 2022, 12: 1129–1135.
- [14] Khan I, Zakari A, Dagar V, et al. World energy trilemma and transformative energy developments as determinants of economic growth amid environmental sustainability[J]. Energy Economics, 2022, 108: 105884.

- [15] Li L, Zhang Y, Zhou T, et al. Mitigation of China's carbon neutrality to global warming[J]. Nature Communications, 2022, 13: 5315.
- [16] Liu J, Wang K, Zou J, et al. The implications of coal consumption in the power sector for China's CO<sub>2</sub> peaking target[J]. Applied Energy, 2019, 253: 113518.
- [17] Liu Z, Deng Z, He G, et al. Challenges and opportunities for carbon neutrality in China[J]. Nature Reviews Earth & Environment, 2021, 3(2): 141-155.
- [18] NGFS. Overview of environmental risk analysis by financial institution: Technical report[R/OL]: Network for Greening the Financial System, 2020. [https://www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/overview\\_of\\_environmental\\_risk\\_analysis\\_by\\_financial\\_institutions.pdf](https://www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/overview_of_environmental_risk_analysis_by_financial_institutions.pdf).
- [19] NGFS. A call for action – Climate change as a source of financial risk[R/OL]: Network of Central Banks and Supervisors for Greening the Financial System, 2019. [https://www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/ngfs\\_first\\_comprehensive\\_report\\_-\\_17042019\\_0.pdf](https://www.ngfs.net/sites/default/files/medias/documents/ngfs_first_comprehensive_report_-_17042019_0.pdf).
- [20] Qin X, Tong D, Liu F, et al. Global and Regional Drivers of Power Plant CO<sub>2</sub> Emissions over the Last Three Decades Revealed from Unit-based Database[J]. Earth's Future, 2022: e2022EF002657.
- [21] Su X, Tachiiri K, Tanaka K, et al. Identifying crucial emission sources under low forcing scenarios by a comprehensive attribution analysis[J]. One Earth, 2022, 5(12): 1354-1366.
- [22] TCFD. Recommendations of the Task Force on Climate-related Financial Disclosures[R/OL]: Task Force on Climate-related Financial Disclosures, 2017. <https://assets.bbhub.io/company/sites/60/2020/10/FINAL-2017-TCFD-Report-11052018.pdf>.
- [23] Tong D, Zhang Q, Liu F, et al. Current Emissions and Future Mitigation Pathways of Coal-Fired Power Plants in China from 2010 to 2030[J]. Environmental Science & Technology, 2018, 52(21): 12905-12914.
- [24] Tong D, Zhang Q, Zheng Y, et al. Committed emissions from existing energy infrastructure jeopardize 1.5 degrees C climate target[J]. Nature, 2019, 572(7769): 373-377.
- [25] Wang H, Chen W, Bertram C, et al. Early transformation of the Chinese power sector to avoid additional coal lock-in[J]. Environmental Research Letters, 2020, 15(2): 024007.
- [26] Wang Y, Wang K, Wang T, et al. Stranded Assets and Credit Default Risk in China's Coal power transition[R/OL], 2022. <https://www.efchina.org/Attachments/Report/report-lceg-20221104/Stranded-Assets-and-Credit-Default-Risk-in-Chinas-Coal-Power-Transition.pdf>.
- [27] WEC. World Energy Trilemma Index 2022[R/OL]: World Energy Council, 2022. <https://trilemma.worldenergy.org/>.
- [28] WEF. The global risks report 2023[R/OL]: World Economic Forum, 2023. <https://www.weforum.org/reports/global-risks-report->

[2022?DAG=3&gclid=CjwKCAiAjs2bBhACEiwALTBWZccy\\_YJrKDqgJVyBbT59cgS79hHQ1enol3aQh4gOl5reODBzNEAbrBoCEsIQAvD\\_BwE.](https://www.researchgate.net/publication/358111118)

- [29] Wei Y, Kang J, Liu L, et al. A proposed global layout of carbon capture and storage in line with a 2 °C climate target[J]. Nature Climate Change, 2021, 11(2): 112-118.
- [30] Yang Y, Wang H, Löschel A, et al. Energy transition toward carbon-neutrality in China: Pathways, implications and uncertainties[J]. Frontiers of Engineering Management, 2022, 9(3): 358-372.
- [31] Zhang C, He G, Johnston J, et al. Long-term transition of China's power sector under carbon neutrality target and water withdrawal constraint[J]. Journal of Cleaner Production, 2021, 329: 129765.
- [32] Zhang S, Chen W. China's Energy Transition Pathway in a Carbon Neutral Vision[J]. Engineering, 2022, 14: 64-76.
- [33] Zhang X, Zhang S, Lu L. The banking instability and climate change: Evidence from China[J]. Energy Economics, 2022, 106: 105787.
- [34] 陈文会, 鲁玺. 碳中和目标下中国燃煤电厂 CCUS 集群部署优化研究[J]. 气候变化研究进展, 2022, 18(3): 261-272.
- [35] 李政, 陈思源, 董文娟, 等. 现实可行且成本可负担的中国电力低碳转型路径[J]. 洁净煤技术, 2021, 27: 1-7.
- [36] 孟之绪, 张凯, 袁家海. 气候和安全约束下中国煤电退出路径及成本[J]. 煤炭经济研究, 2021, 41(7): 13-20.
- [37] 清华大学绿色金融研究中心. 煤炭开采、燃煤发电、钢铁行业上市公司碳排放现状和转型分析[R/OL]. 北京: 清华五道口金融支持行业低碳转型论坛, 2022. <http://greenfinance.pbcfsf.tsinghua.edu.cn/info/1017/1131.htm>.
- [38] 全球能源互联网发展合作组织. 中国 2060 年前碳中和研究报告[R/OL]. 北京: 全球能源互联网发展合作组织, 2021. <https://www.geidco.org.cn/2021/0318/3268.shtml>.
- [39] 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23: 1-14.
- [40] 孙宝东, 张军, 韩一杰, 等. “双碳”目标下统筹能源安全与低碳转型的我国能源系统演化趋势与路径研究[J]. 中国煤炭, 2022, 48: 1-15.
- [41] 孙倩, 薛进军. 全球价值链风险、能源安全与“双碳”目标[J]. 中国人口·资源与环境, 2022, 32(11): 9-18.
- [42] 王丽娟, 张剑, 王雪松, 等. 中国电力行业二氧化碳排放达峰路径研究[J]. 环境科学研究, 2022, 35: 329-338.
- [43] 王艳华. 碳中和愿景下中国煤电转型风险评估[D]. 中国人民大学, 2023.
- [44] 魏一鸣, 余碧莹, 唐葆君, 等. 中国碳达峰碳中和时间表与路线图研究[J]. 北京理工大学学报: 社会科学版, 2022, 24: 13-26.

