



# 中国间歇性新能源投资的低碳环境 协同效益评估

## **Environmental and climate benefit of China's investment on intermittent renewable energy**

南京大学

清华大学

2023.06.30



## 关于作者

张 炳 南京大学 教授/博导

于 洋 清华大学 助理教授/博导

徐忠雯 南京大学 博士后

王思懿 南京大学 硕士研究生

宋 强 南京大学 硕士研究生

陈 琳 清华大学 博士研究生

张耀予 清华大学 博士研究生

## **ABOUT THE AUTHORS**

Bing Zhang, Professor/doctoral Supervisor, Nanjing University

Yang Yu, Assistant Professor/PhD Supervisor at Tsinghua University

Zhongwen Xu, Postdoctoral fellow, Nanjing University

Siyi Wang, Master candidate, Nanjing University

Qiang Song, Master candidate, Nanjing University

Lin Chen, Ph. D candidate, Tsinghua University

Yaoyu Zhang, Ph. D candidate, Tsinghua University

## 致谢

本研究由南京大学和清华大学统筹撰写，由能源基金会提供资金支持。

## **ACKNOWLEDGEMENT**

This report is a product of Nanjing University and Tsinghua University and is funded by Energy Foundation China.

## 执行摘要

当前中国经济增长仍高度依赖化石能源，电力供应过程中产生大量温室气体和空气污染物，对气候和环境造成严重威胁。为了实现中国双碳目标，发展风电光伏为代表的间歇性零碳新能源发电技术是最主要技术路径。间歇性新能源的蓬勃发展对电力系统运行方式和适应性是一大新的挑战，对电力系统低碳转型而言提出了更严峻的要求。此外，不合理的新能源空间布局将不利于引导 2030 年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和。需要考虑各区域、各时间阶段新能源的碳减排效果，分析当前的投资格局与未来发展趋势。

在建设以零碳能源为主的新型电网这一背景下，由南京大学和清华大学和能源基金会支持，组织相关学者完成了《中国间歇性新能源投资的低碳环境协同效益评估》研究报告，旨在以中国区域电力系统为研究对象，识别间歇性新能源的低碳环境协同效益的时空异质性，提出中国区域新能源投资空间布局；识别新能源减排风险和影响机制，探究如何通过电力市场化改革和储能投资提升间歇性新能源的减排效益，为推动全球化石能源替代、零碳能源为主的新型电力系统构建贡献中国智慧。

报告以中国电力数据为基础，在电改背景下分析中国新型电力系统碳减排的时空分布特征，在新能源投资环境价值评估基础上，重新构建中国区域新能源装机和协同减排目标实现之间的关系，针对不同的新能源资源进行差异化的鼓励政策设计。最后，在此基础上探究储能技术对促进新能源高效利用的影响，识别中国新能源高比例渗透面临的挑战并提出政策优化方案。

因此，能源转型过程中必须要找准定位，处理好区域异质性、间歇性新能源出力不确定性等问题。不同区域在面临政策变迁和市场化改革时也存在明显的区别。为推进新能源高效、有序转型，本研究提出加快构建基于差异化的新能源低碳环境减排能力的低碳战略和政策体系，确保新型电力系统供应安全底线、支撑低碳转型。



# 目录

执行摘要 .....	I
1 间歇性新能源发展的机遇与挑战 .....	1
1.1 中国间歇性新能源发展困境 .....	4
1.2 市场化改革、储能发展对间歇性新能源发展的影响 .....	8
2 新能源低碳和环境协同效益评估及布局优化 .....	11
2.1 基于新能源碳减排价值的布局优化建模 .....	12
2.2 中国新能源碳减排效益的异质性分析 .....	25
2.3 碳减排角度风光投资分析 .....	36
2.4 新能源低碳环境协同减排效益 .....	41
2.5 小节与政策建议 .....	44
3 基于区域异质性的新能源碳减排不确定性评估 .....	48
3.1 间歇性新能源碳减排风险评估模型 .....	49
3.2 中国间歇性新能源碳减排风险的异质性分析 .....	54
3.3 间歇性新能源碳减排风险的区域异质性 .....	58
3.4 小节与政策建议 .....	63
4 电力市场改革对新能源协同低碳环境效益的影响评估 .....	67
4.1 电力市场改革前后电力系统调度模型 .....	68
4.2 电改对新能源低碳环境协同减排价值的影响 .....	77
4.3 电力市场改革对新能源减排风险的影响 .....	80
4.4 电力市场化改革对新能源投资的影响 .....	81
4.5 小节与政策建议 .....	86
5 基于储能调节的新能源投资的低碳环境协同效益评估 .....	88
5.1 储能嵌入电网的新能源碳减排效益评估模型 .....	89
5.2 储能对新能源碳减排效益的影响 .....	92

5.3	储能投资的经济环境价值 .....	97
5.4	小节与政策建议 .....	104
6	结论与政策建议.....	107
6.1	结论 .....	107
6.2	政策建议 .....	111
6.3	研究展望 .....	114
7	参考文献.....	115

# 1 间歇性新能源发展的机遇与挑战

气候变化是当前世界各国经济社会可持续发展面对的共同风险，全球能源格局加速重塑，低碳转型任务艰巨。随着全球经济的快速发展和世界各国工业化进程的不断加深，各国为了追求经济快速发展而忽视了环境问题，导致如今全球温室效应日益严重，能源供应也面临着短缺的挑战。从全球一次能源结构历史变化来看，2010 年以来，煤炭等化石能源仍然是全球范围内主要消费能源，除 2020 年因疫情原因出现大幅回落外，全球一次能源消费总量近 10 年保持约 2% 的年均增长率（图 1-1）。全球一次能源消费总量持续增长，引发的气候、环境问题是当今研究热点。全球一次能源消耗的碳排放由 2010 年的 324 亿吨增加至 2020 年的 354 亿吨；中国作为能源消耗大国，能源消耗带来的碳排放达到 102 亿吨（图 1-2）。

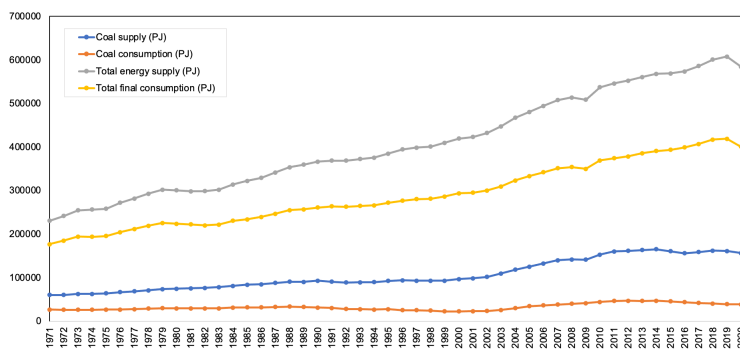


图 1-1 1971-2020 年全球煤炭、能源供需变化（数据来源：IEA）

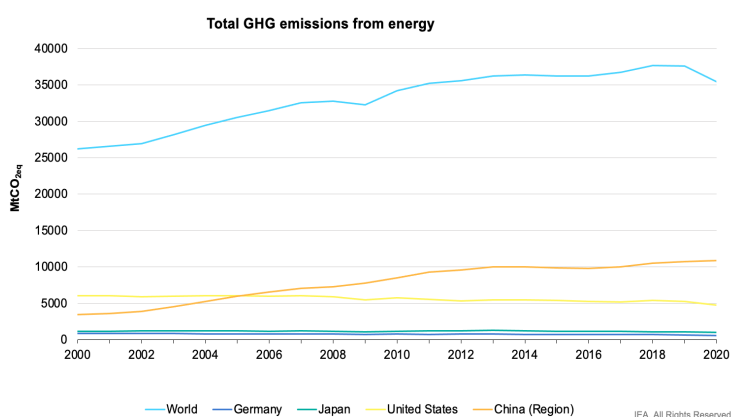


图 1-2 1990-2018 年全球化石燃料燃烧的碳排放（数据来源：IEA）



**推动以化石能源为主的能源结构转型是关键的低碳发展路径。**自上世纪 90 年代以来，世界各国开始重视全球气候问题，重视能源在经济发展中的地位，追求低碳经济的发展模式，追求在经济增长的同时能有效利用能源资源和降低环境污染。大量研究探讨了为实现温室气体削减目标，全球各国所应采取的能源转型路径、速度和制定的能源环境政策，各国政府期望能有效的降低本国经济的碳排放强度、实现碳排放总量的下降。这些研究探讨了煤炭退役、新能源发展在气候变化减缓和能源转型中的作用，分析了各国所需要的能源转型速度。具体措施包括燃煤电厂退役和推进风光为主的新能源投资。

**一方面**，世界各国共同倡议减少对传统化石能源的消费，提高对低碳新能源的使用。在《联合国气候变化框架公约》第 26 次缔约方会议（COP26）上，气候协议首次明确提及化石燃料，呼吁各国逐步减少煤炭的使用。46 个国家以及 32 家企业和其他机构签署《全球煤炭向清洁能源转型的声明》，承诺将逐步淘汰现有燃煤电厂。29 个国家签署《清洁能源转型国际公共支持声明》，承诺除特定情况外 2022 年底前终止对国际无减排措施化石能源项目的公共支持。

**另一方面**，发展风电、光伏发电等新能源替代技术，通过能源转型构建起清洁、低碳、高效、智能的新型能源供应体系，保障可持续发展。进入 21 世纪，主要发达国家十分重视能源安全和构建绿色能源体系。奥巴马政府近年提出“新能源计划”，欧盟强调低碳发展路线，日本出台阳光计划等政策，大力推动新能源与节能科技发展。发展中国家积极参与全球能源治理和清洁化进程，积极参与全球能源治理已成为发展中国家的能源外交战略重点。中国也积极响应巴黎协定，设置自主贡献目标。2021 年 3 月，习总书记在中央财经委员会第九次会议上进一步提出构建新型电力系统的战略，指出“要着力提高利用效能，实施可再生能源替代行动，深化电力体制改革。2021 年 10 月，中共中央、国务院相继印发《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》、《2030 年前碳达峰行动方案》，严控煤电装机规模，推动煤电向基础性和系统调节性电源并重转型。

以新能源主导的新型电力系统建设旨在发挥低碳和环境协同减排作用。风电和光伏等新能源技术代替传统化石能源技术，是降低碳强度、提升能源使用效率、减缓二氧化碳排放增长速率的主要技术路径，能够为实现全球 1.5°C 温控的目标提供技术支撑。因为煤电和天然气发电技术在发电过程中会造成大量的二氧化硫、氮氧化物、颗粒物和温室气体的排放；而风电和光伏为代表的新能源技术则不会造成大气污染和碳排放。由于新能源装机的增加，电力系统中火电总发电产生的碳排放总量的增加速度低于总电力需求增长的速度，电力系统的碳排放强度呈现逐年降低态势（图 1-3）。

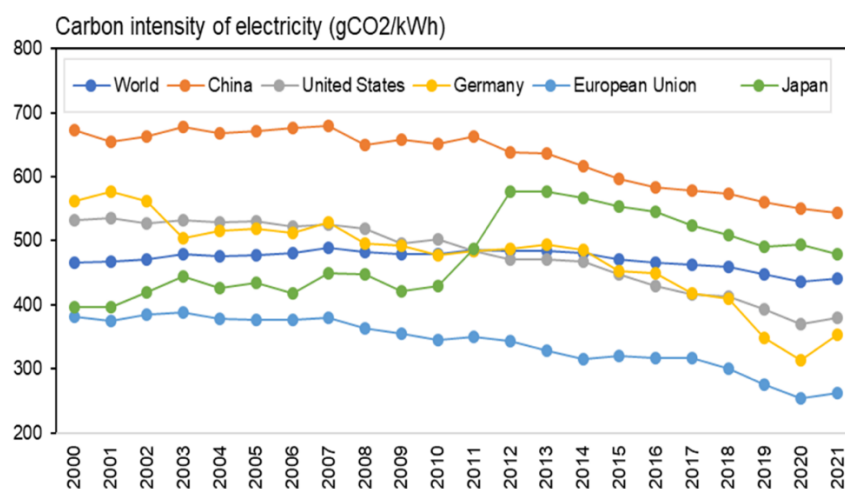


图 1-3 2000-2020 年全球发电的碳排强度（数据来源：IEA）

在全球控制升温 1.5 摄氏度背景下，电力系统中可再生能源正在蓬勃发展。2010 年以来，全球非可再生能源发电量在总发电量的占比由 79.7% 逐年下降到 2020 年的 71.4%，可再生能源发电占比则从 20.3% 上升到 28.6%。根据国际能源署（IEA）预测，未来 20 年电力需求的增长速度超过能源需求总量增长速度的两倍，在 2025 年，新能源在发电结构中的占比就将超过煤炭，并且市场份额将出让给风电、光伏等可再生能源等清洁能源。预计到 2040 年，新能源在总发电量中的占比将从 2020 年的 28.6% 增加到 44%；2050 年占全球发电装机比重分别为 29% 和 48%（图 1-4）。

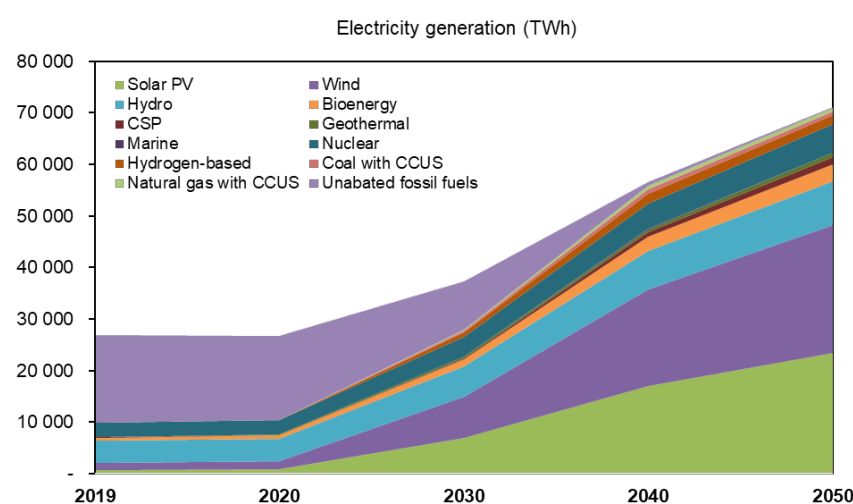


图 1-4 2020-2050 年全球发电结构演变（数据来源：IEA）

## 1.1 中国间歇性新能源发展困境

全球新能源发电快速发展，装机和发电量占比持续提升，但不同国家和地区的新能源接入水平存在较大差异（图 1-5）。在新能源渗透率、新能源接入率、电源装机绿色水平和发电量绿色水平等多个指标方面，欧盟表现出领先优势，超越了中国和美国。尽管中国在新能源接入率和电源装机水平两个指标上领先美国，但在新能源渗透率和发电量绿色水平两个指标上，美国占据领先地位。中国需要进一步提升新能源发电量和渗透水平，以实现新能源有效装机。

自《可再生能源法》颁布以来，中国非化石能源实现跨越式发展，水电、风电、光伏装机容量合计突破 9.0 亿千瓦。2020 年中国稳居风电、光伏装机容量第一。不仅装机容量在增加，而且，2021 年新能源发电量达到了 1 万亿千瓦时。未来，在可再生能源的多样性和丰富性以及可再生能源发电技术投资成本下降的支持下，风、光等非化石能源将逐步从能源增量主体，进入存量化石能源替代，最终成为主力能源。预计到 2030 年，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。到 2050 年，我国风电和光伏发电累计装机将会超过 50 亿千瓦。然而，不合理的新能源空间布局将不利于引导 2030

年前实现碳达峰，2060 年前实现碳中和。如何在中国各区域电网上部署风电和光伏发电机成为关键问题。

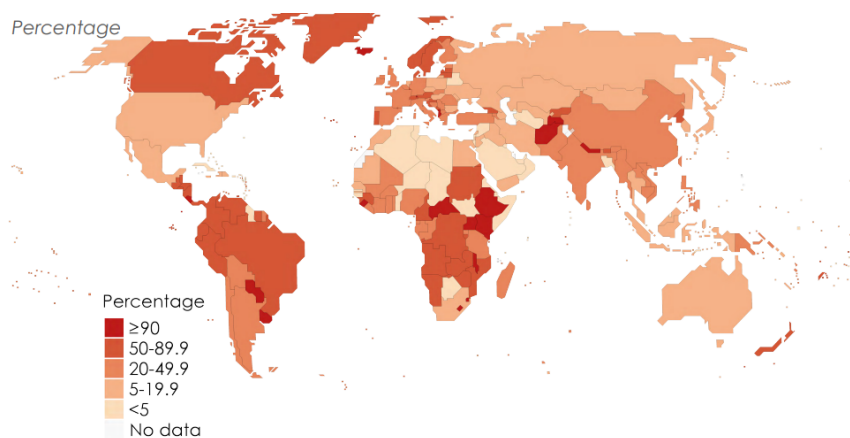


图 1-5 2020 全球可再生能源发电占比（数据来源：UN-Energy）

间歇性新能源资源禀赋与电力需求存在地理不均衡矛盾，导致新能源电力消纳问题较为突出，需合理布局新能源在各地装机规模。中国的可再生能源分布存在着地理不均衡问题，并非都集中在能源碳强度高、电力需求高的省份。三北地区地势平坦，风能资源集中，是中国陆上风力发电量最多的区域。据统计，2006-2020 年间，内蒙古自治区、河北省、新疆维吾尔自治区、甘肃省和山东省 5 个省的风力发电量占全国近一半（49.5%），三北地区的风电需要通过特高压输电线路输送到东部沿海城市和工业区，但输送过程中存在着诸多问题，省际区域壁垒难以破除，风电的不稳定性导致了其只能根据电力情况进行部分消纳，不能全额消纳，西北地区弃风率较高，2021 年新疆、甘肃和蒙西的弃风率分别为 10.3%、6.4%和 7%。并且，在国内原有电力系统计划体制下，电力平衡以省为单位，难以破除的省际壁垒将国内电力市场切割成 30 多个独立的省级电力市场，这就在客观上要求风电立足省内电力市场进行消纳，空间极其有限。此外，西北、华东和华北是我国光伏发电量最高的地区。由于太阳能资源天然具有的间歇性、波动性等特点，叠加新增装机快速扩大等因素，弃光问题将长期存在。2021 年西藏弃光率达 19.8%，青海弃光率达 13.8%。因此，为了解决这个问题，需要采取一系

列措施，包括合理布局新能源在各地的装机规模、建设跨区域输电通道、加强电力市场化运营等。此外，还需要提高新能源的利用效率和经济性，以满足不同地区的电力需求，促进能源结构的优化和升级。

特别需要指出的是，中国新能源投资的环境价值评估和分析，必须要纳入地区异质性分析。中国不同区域和省份之间，传统发电机组的碳强度和污染强度差异性很大。例如京津冀地区、广东地区、西南地区，就因为大规模投资低碳火电机组或有大量的水电和天然气机组，电力的碳强度较低；相反，东北等地区的火电机组效率不高、占比很高，电力的碳强度高。因此，无论是被新能源替代的机组，还是用于平抑新能源波动的机组，都存在巨大的省间和区域间差异。此外，各省的风电太阳能的资源量、出力曲线、不确定性程度等多方面也有巨大的差异。所以，新能源在不同区域的碳减排能力、大气污染物协同减排能力可能存在着显著的异质性。因此，需要采用系统而完整的中国电力经济数据，结合中国实际电力行业实际情况，从不同角度研究间歇性新能源发电的碳减排、环境效益及其时空异质性。基于对分地区和分省新能源投资环境价值和未来新能源资源环境价值潜力时空演变特征的分析，设计最优的新能源装机目标。

**间歇性新能源发电具有波动性和间歇性特征，给电力系统乃至整个能源部门都带来了一系列系统性的新型风险。**由于风电、光伏的发电出力受自然环境影响大，增加的新能源装机和使用将对我国的电网调峰和快速响应带来严峻考验，短期表现为电力不平衡风险，中、长期则存在电量不平衡风险。风能和太阳能的间歇性决定了风电和光伏发电不能像传统火力发电一样稳定供应电力，故它们也不是零排放的发电方式，其间歇性大大增加了电力系统的运行成本。并且，不同类型的新能源各自的发电效率不同，在同一区域内如果出现发电能力差异较大的情况，会造成部分输电线路的阻塞，容易出现弃电、缺电两种极端情况。此时，以大规模新能源并网的形式开发利用新能源使得电力系统运行的风险大大增加。总之，新能源的波动性引起的电力系统的不稳定性，对电网整体规划提出了挑战。因此，为了克服间歇性新能源发电带来的风险，需要采取一系列措施，如加强电力系统的调度和规划、

建立新能源发电的储能系统等，从而实现间歇性新能源发电的可持续发展和电力系统的稳定运行。

(A)中国风能区划分为丰富、较丰富、可利用、欠缺 (B)中国风能资源场分为荒原、高山、海滨风场



(C) 全国水平面太阳总辐射最高可达 2100kWh/m<sup>2</sup>·年 (D) 全国太阳辐射总量等级划分为四个级别

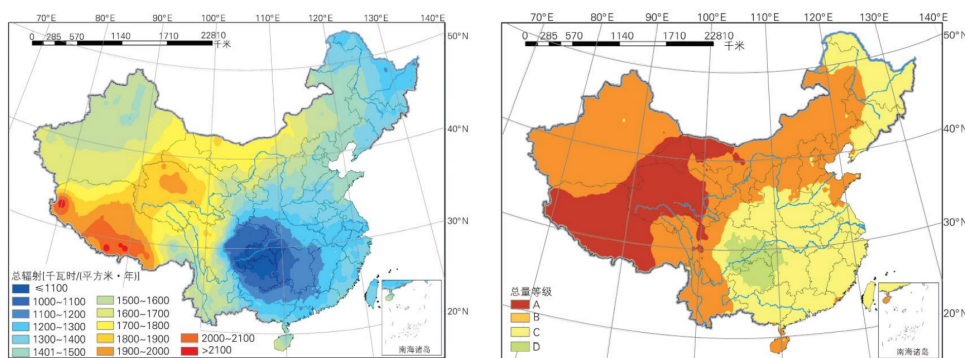


图 1-6 中国风电和光伏分布（数据来源：中国能源统计年鉴）

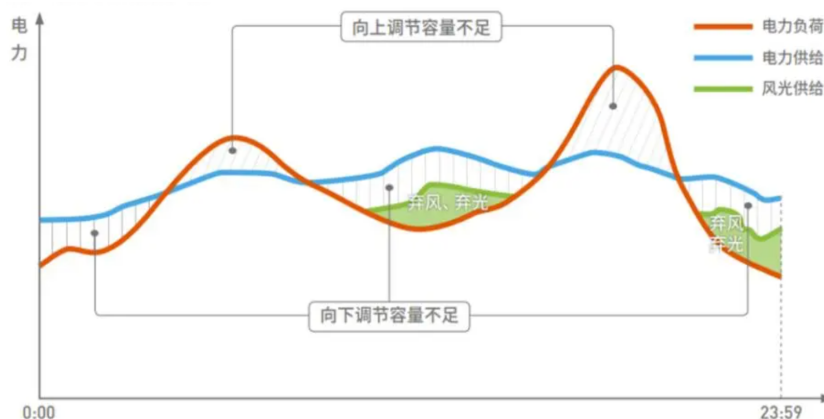


图 1-7 间歇性新能源示意图（数据来源：东吴证券研究所）

综上，我国经济发展地区差异性大，各地电网结构、电源结构、负荷特性等差异较大，在大力发展间歇性新能源时，应该立足于各地的具体情况制定新能源装机计划，有序推进电力系统能源转型。目前，对于间歇性新能源的投资方案的设计，需要同时考虑到新能源减排价值的时空异质性演化特征和不确定性。

## 1.2 市场化改革、储能发展对间歇性新能源发展的影响

随着波动性较大、抗扰动能力比较低的新能源接入传统电网，传统电力系统调节手段和控制方法都难以适应高比例可再生能源并网的需求，亟需电源侧电源结构优化、储能技术等应对风险的措施。

以储能为代表的能源时空转移技术提高了系统的灵活性和应对不可控、不可预测的波动的影响（如图 1-8）。已有研究发现，储能技术拥有削峰填谷的技术优势，也可以用来管理此类风险。因此，国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合在《“十四五”可再生能源发展规划》中突出强调多元融合的作用，着力构建可再生能源多能互补、多元迭代发展新局面。而国家能源局在《关于加快推动新型储能发展的指导意见》指出，在风电、光伏、水电等波动电源主导的场景下，其自身平衡能力严重不足带来了巨大的储能需求。因此，储能在电力消纳方面至关重要，将成为新能源建设的重要抓手。发挥多时间尺度储能协同效应是管理间歇性新能源接入引发的系列风险、实现高比例可再生能源接入后安全、高效的重要路径。截至 2022 年底，我国已投运储能累计装机规模 59.8GW，其中新型储能累计装机规模达到 10GW，同比增长 74.5%。尽管我国储能装机世界第一，但储能与风光新能源装机比例不到 7%，低于 15.8% 的国际平均水平。未来，将需要进一步探究如何发挥储能对新能源低碳环境效益的促进作用。

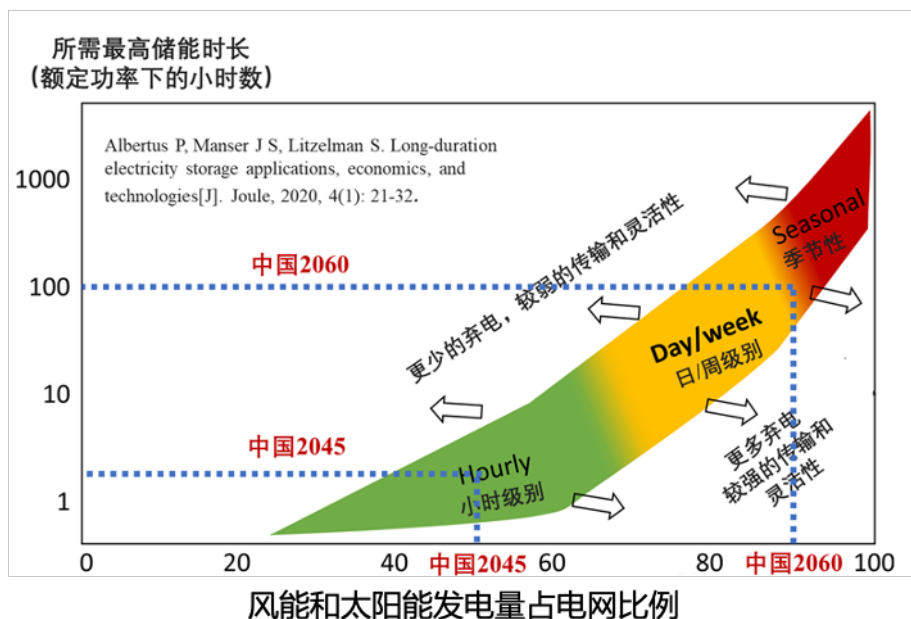


图 1-8 储能发展示意图 (图片来源: NREL)

此外, 需要指出的是, 中国的能源低碳化转型有其独特性: 新能源发展是伴随着电力市场化改革进程同时发生的。这一特性, 是在其他国家和地区没有的。根据 2015 年颁布的中共中央《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(“电改九号文”), 这一改革将建设市场化的电力交易体系, 用以逐步代替现行的计划发电模式; 同时推动电网调度从以“公平、公正、公开”为目标的调度向以经济效率为目标的调度转变。改革的最终目的, 是逐步从政府命令主导的计划电力生产体制转变为以市场机制为主导的电力经济体制。

因此, 我国处于低碳转型、能源转型、经济体制改革深化的三期叠加期, 需要考虑电力市场改革和低碳政策变化对新能源替代效果的影响。在新能源比例升高的同时, 低碳和环境政策不断推出, 多能发电主体和储能运营主体面临的成本收益结构也相应变化。因此, 无论是分析多能融合还是储能促进新能源消纳, 还是设计风险管理的机制, 都需要考虑由于体制改革和政策变迁带来的影响。



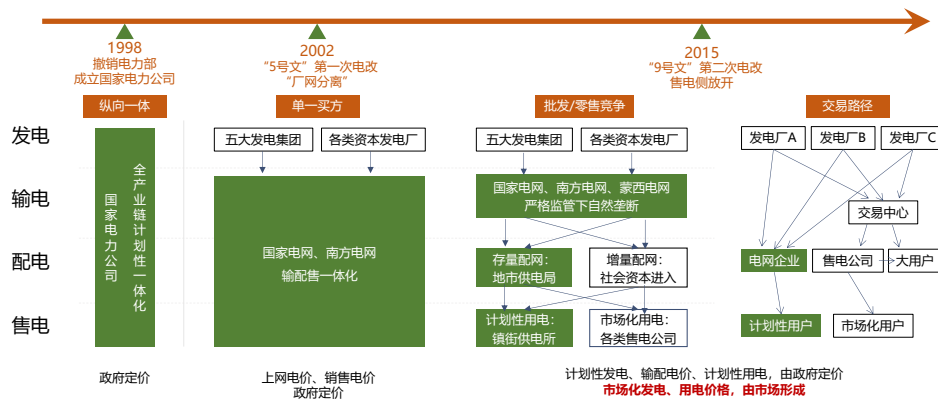


图 1-9 电力市场改革发展历程

## 2 新能源低碳和环境协同效益评估及布局优化

新能源的低碳环境协同减排机制不仅取决于新能源本身对于不同碳排放强度的传统化石能源的替代效应，而且取决于不同区域电力系统本身的传统发电技术组合、需求特征以及调度方式。因此，在新能源发展中，需要考虑到不同区域的环境状况、技术水平以及能源结构等因素，以便更好地实现低碳环境协同减排效应。

由于新能源资源禀赋差异和区域异质性，风、光装机的错位会降低其减排效应。传统新能源投资，难以适应能源转型中对于能源资源和资产进行精细化管理的要求，也难以引导新能源的精准高效投资，可能导致过多的将新能源布局在减排能力有限区域的问题。在新能源发展中，需要考虑到区域异质性，以便设计新能源装机的最优比例。

本章通过电力系统日前经济调度，分析新能源在碳中和进程中发挥的低碳环境协同效应，并揭示新能源碳减排和协同环境效益的时空异质性，基于此，在新能源投资的低碳环境价值评估基础上，针对不同的新能源资源和资产进行差异化的鼓励政策设计。

## 2.1 基于新能源碳减排价值的布局优化建模

本章搭建间歇性新能源接入电网的低碳及环境协同效益评估框架。首先，基于电力系统经济调度模型，比较分析新能源接入电网与否、渗透程度如何对电力系统碳排放的影响；其次，基于夏普利值算法构建风电和光伏减排效应评估模型，探究不同类型间歇性新能源（风电、光伏）接入电网后碳减排效应是否存在时间和空间上的异质性，进而分析异质性的影响机制及其时空演化态势；最后，进一步优化供需互配原则下风、光新增装机在各省的分布，为制定因地制宜的区域（省）级尺度间歇性新能源“大规模、高比例、市场化”发展方案提供决策工具和科学依据（如图 2-1 所示）。

基于此，构建基于新能源碳减排价值的布局优化模型。要解决的核心问题是在考虑了碳减排目标后，如何有序推进中国风电、光伏在各省的装机规模，既能保持经济高效性、又能推动电力系统低碳转型，并且用可控的、低煤耗的边际机组来平抑新能源发电的间歇性和波动性这一难题。于是，这项研究从低成本协同减排视角出发，探讨 2030 年前中国风能、太阳能在各省的装机布局。

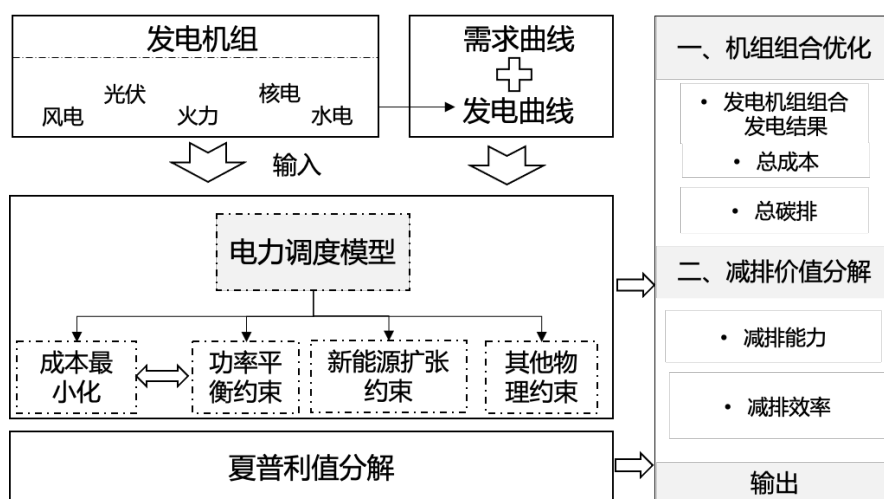


图 2-1 碳减排效益评估框架

### 2.1.1 新能源减排效益评估方法

首先，基于电力系统经济调度模型评估电力系统碳排放量。

参照《可再生能源法》，未来风电、光伏发电量优先上网被使用；至 2030 年期间，各省新能源总装机容量参照文献<sup>[143]</sup>的碳中和场景；在 2020 年至 2030 年期间，非风光等可再生能源按比例扩张，符合《我国核电发展规划》、《“十四五”可再生能源发展规划》中提到的进一步扩大水电和核电发电能力。在电网输电方面，我国建设了相当数量的超高压输电线路，本文考虑在研究期内不再扩大输电容量，区域间电网的传输能力保持与 2020 年不变。

区域电力系统各类机组的机组组合可以归结为一个单目标优化的数学问题。目标为提高区域内各类机组的调度经济性，减少燃料消耗。同时，所考虑的区域电力系统内应包含多种类型能源机组，包括常规火电、风电、光伏发电、核电和水电等，相对契合未来区域电力系统内能源的组合类型。基于此，基于成本最小化目标的区域经济调度模型的目标函数定义如(2-1)所示。其中决策变量是发电机  $i$  在第  $d$  天的开/关状态的 0,1 变量，用  $u_{i,d}$  表示，发电机  $i$  在第  $d$  天的启动的 0,1 变量，用  $y_{i,d}$  表示，发电机  $i$  在第  $d$  天的关机的 0,1 变量，用  $z_{i,d}$  表示。

其中， $c_i^{on}$ 和 $c_i^{off}$ 代表发电机  $i$  的启停成本； $co \cdot p^{co}$ 表示单位火力发电量的运行成本， $co$ 是单位煤耗， $p^{co}$ 是煤价。

$$\min_{P, \epsilon, u, y, z} co \cdot p^{co} \cdot \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k + \sum_{i,d} (c_i^{on} y_{i,d} + c_i^{off} z_{i,d}) \quad (2-1)$$

从区域整个电力系统的运营安全、稳定要求出发，设定区域多能源框架下基于成本最小化目标的经济调度模型约束应包含区域容量约束、输电约束、区域电力负荷平衡约束以及机组调度其他物理约束等几个方面：

在区域电力系统中，每小时  $t$  有  $k$  种能源发电，公式(2-2)计算各种能源种类发电量的总和。

$$P_{l,d,t} = \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k + \sum_{k \neq 1} \sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k, \forall l, d, t \quad (2-2)$$

区域电力系统中各类机组的总出力水平应与需求侧的负荷需求保持平衡，以维持系统运行的稳定性。在约束(2-3)中，以 1 小时为时间间隔，每小时的发电量都需要满足当前小时的系统用电负荷，发电量和用电负荷保持平衡。 $P_{i,d,t}$  是发电机  $i$  在第  $t$  期第  $d$  天的功率。 $D_{l,d,t}$  为区域  $l$  在第  $d$  天  $t$  时的负荷。 $S_{l,d,t}$  表示区域  $l$  的电力流量。

$$\sum_i P_{i,d,t}^{k=1} + \sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k = D_{l,d,t} + S_{l,d,t}, \forall l, d, t \quad (2-3)$$

输电线路应防止过载，总功率输入/输出幅度受到限制。于是约束(2-4)为每条传输线的功率限制。

$$-F_{l,\max} \leq S_{l,d,t} = \sum_{l'} G_{l-l'} (P_{d,t} - D_{l,d,t}) \leq F_{l,\max}, \forall l, d, t \quad (2-4)$$

模型中增加公式(2-5)，通过有、无新能源多种情景分析新能源加入与否对机组组合的影响，即  $\sigma_{d,t}^k = 0$  or  $1$ 。这个变量不是二元决策变量，而是基于不同情景设置的参数。当数值为 0 时，表示满足电力需求时无新能源出力。

$$\sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k \leq P_{d,t}^k, \forall d, t, k \neq 1 \quad (2-5)$$

在经济调度框架下，区域电力系统中各类机组的出力范围应限定在其额定最大出力范围内。因此，约束(2-6)包含了每个发电机的最大和最小发电限制。 $P_{i,\max}$  是第  $i$  个火力机组的最大发电量限制， $P_{i,\min}$  是第  $i$  个火力机组的最小发电量限制。

$$u_{i,d} P_{i,\min} \leq P_{i,d,t}^k \leq u_{i,d} P_{i,\max}, \forall i, d, t, k=1 \quad (2-6)$$

此外，对于机组组合优化问题，需要确保每一个机组在同一时刻只能是开启或者关闭的状态，刻画为公式(2-7)和(2-8)。并且，每一个区域至少有一台火电机组在线做功，如约束(2-9)所示。值得注意的是，决策变量  $u_{i,d}, y_{i,d}, z_{i,d}$  均是 0,1 二元变量，数学表达式为(2-10)。

$$y_{i,d} - z_{i,d} = u_{i,d} - u_{i,d-1}, \forall i, d \quad (2-7)$$

$$y_{i,d} + z_{i,d} \leq 1, \forall i, d \quad (2-8)$$

$$\sum_{i \in \Phi_j} u_{i,d} \geq 1, \forall j, d \quad (2-9)$$

$$u_{i,d}, y_{i,d}, z_{i,d} \in \{0,1\} \quad (2-10)$$

对于确定的机组组合，通过经济调度模型确定满足用电负荷的机组运行方案。

$$\min_{\mathbf{P}} CO \cdot P^{\text{co}} \cdot \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k \quad (2-11)$$

从区域整个电力系统的运营安全、稳定要求出发，设定区域多能源框架下基于成本最小化目标的经济调度模型约束应包含区域容量约束、输电约束、区域电力负荷平衡约束以及机组调度其他物理约束等几个方面：

区域电力系统中各类机组的总出力水平应与需求侧的负荷需求保持平衡，以维持系统运行的稳定性。以 1 小时为时间间隔，每小时内的发电量都需要满足当前小时的系统用电负荷，发电量和用电负荷保持平衡。 $P_{i,d,t}$  是发电机  $i$  在第  $t$  期第  $d$  天的功率。 $D_{l,d,t}$  为区域  $l$  在第  $d$  天  $t$  时的负荷。 $S_{l,d,t}$  表示区域  $l$  的电力流量。

$$\sum_i P_{i,d,t}^{k=1} + \sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k = D_{l,d,t} + S_{l,d,t}, \forall l, d, t \quad (2-12)$$

在区域电力系统中，每小时  $t$  有  $k$  种能源发电，每小时各种能源种类发电量的总和为总供电功率。

$$P_{l,d,t} = \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k + \sum_{k \neq 1} \sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k, \forall l, d, t \quad (2-13)$$

在经济调度框架下，区域电力系统中各类机组的出力范围应限定在其额定最大出力范围内。因此，对于确定做功的机组设计最大、最小发电功率约束。

$$u_{i,d}^* P_{i,\min} \leq P_{i,d,t}^k \leq u_{i,d}^* P_{i,\max}, \forall i, d, t, k=1 \quad (2-14)$$

输电线路应防止过载，总功率输入/输出幅度受到限制。于是设定每条输电线的功率限制。

$$-F_{l,\max} \leq S_{l,d,t} = \sum_{l'} G_{l-l'} (P_{d,t} - D_{l,d,t}) \leq F_{l,\max}, \forall l, d, t \quad (2-15)$$

**其次，基于夏普利值分解理论计算风电和光伏发电的碳减排效益。**

考虑到风电光伏出力特征差异，新能源减排效益评估不仅需要关注新能源自身发电替代的火电机组，还应重视其他种类新能源发电时对其他新能源替代效应的影响。基于新能源扩容约束，将机组运行情景设计为无风电情景、无光伏发电情景，无新能源发电情景以及新能源出力情景 4 类，如表 2-1 所示。

表 2-1 情景设置

年份	情景描述
2020 年-2030 年	情景 1: 无风电情景
	情景 2: 无光伏发电情景
	情景 3: 新能源出力情景
	情景 4: 无新能源出力场景

考虑系统运行成本最小化为目标, 构建日前经济调度模型来分析增加新能源装机的低碳环境效益。在所建立的电力调度模型上, 考虑上述四种情景, 得到不同的机组组合和不同能源发电结果。基于这一结果计算煤消耗和碳排放,  $ca$  是单位燃煤的碳排放,  $C$  是火力发电厂的总碳排放。

$$C = ca \cdot co \cdot \sum_{d,t,k=1} P_{i,d,t}^k \quad (2-16)$$

基于现有文献, 将碳减排量定义为因为新能源发电的增加而减少的火力机组发电量, 减少的机组煤耗, 从而降低的电力系统碳排放量 ( $\Delta C$ )。单位碳减排能力 ( $Mi_\gamma$ ) 表示为单位新能源发电的减排量。

$$Mi_\gamma = \frac{\Delta C}{\Delta \sum_{d,t,k,k \neq 1} P_{d,t}^k} \quad (2-17)$$

其中,  $\Delta \sum_{d,t,k,k \neq 1} P_{d,t}^k$  表示目前的太阳能 (风能) 发电量。

为了进一步区分风电和太阳能发电自身的减排能力, 以及对对方减排效益的影响, 采用 Shapley 值分解算法, 并以加权求和的方式测算考虑新能源技术之间互相影响之后各自的碳减排能力 (图 2-2)。



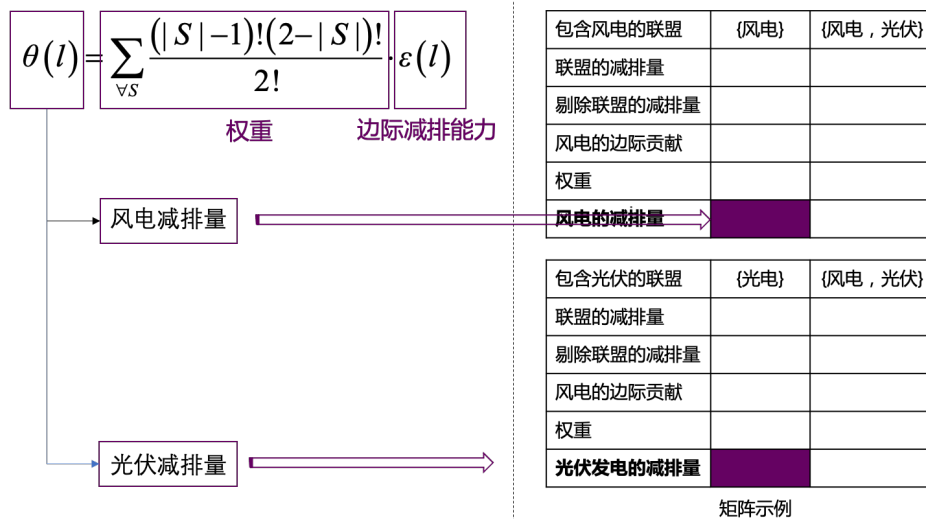


图 2-2 碳减排能力分解框架

由公式(2-18)计算能源  $l$  的边际碳减排能力( $\varepsilon(l)$ ):

$$\varepsilon(l) = (C(S) - C(S \setminus \{l\})) \quad (2-18)$$

其中,  $C(S)$ 代表联盟情景  $S$  下的碳排放 (所进行的可再生能源联盟由 {风能}、{风能、太阳能} 和 {太阳能} 组成),  $C(S \setminus \{l\})$  指不考虑能源  $l$  发电量的碳排放。

最后, 基于公式(2-19), 计算每种新能源的碳减排能力。其中, 能源  $l$  的权重是( $\omega(l)$ ), 计算公式为(2-15)。

$$\theta(l) = \sum_{\forall S} \frac{(|S|-1)!(2-|S|)!}{2!} \cdot \varepsilon(l) \quad (2-19)$$

$$\omega(l), \omega(l) = \sum_{\forall S} \frac{(|S|-1)!(2-|S|)!}{2!} \quad (2-20)$$

### 2.1.2 新能源布局优化模型

区域电力系统新能源装机布局问题可以刻画成一个单目标优化模型。目标为提升区域内风光互补的碳减排效益，提高各类机组的调度经济性，减少燃料消耗，从而降低碳排放量。基于此，该模型考虑了不同区域新能源碳减排效益异质性，并揭示了风电、光伏的最优装机比例。

在模型中，考虑区域电力系统包含多种类型能源机组，包括常规火电、风电、光伏发电、核电和水电等。其中，决策变量是发电机  $i$  在第  $d$  天的开/关状态的 0, 1 变量，用  $u_{i,d}$  表示，发电机  $i$  在第  $d$  天的启动的 0,1 变量，用  $y_{i,d}$  表示，发电机  $i$  在第  $d$  天的关机的 0,1 变量，用  $z_{i,d}$  表示，风电、光伏装机容量，用  $I_i^W$  和  $I_i^{PV}$  表示。

新能源布局优化模型的目标函数为最小化火电机组组合的运行总成本，包括火力机组的启停成本和运行成本。

$$\min_{P, \epsilon, u, y, z, I} C_{up-down} + C_{coal} \quad (2-21)$$

$$C_{up-down} = \sum_{i,d} (c_i^{on} y_{i,d} + c_i^{off} z_{i,d}) \quad (2-22)$$

$$C_{coal} = CO \cdot p^{co} \cdot \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k \quad (2-23)$$

从区域整个电力系统的运营安全、稳定要求出发，设定区域多能源框架下基于成本最小化目标的经济调度模型约束应包含区域容量约束、输电约束、区域电力负荷平衡约束以及机组调度其他物理约束等几个方面：

在区域电力系统中，每小时  $t$  有  $k$  种能源发电，约束(2-2)计算各种能源种类发电量的总和。

$$P_{l,d,t} = \sum_{k=1} P_{i,d,t}^k + \sum_{k \neq 1} \sigma_{d,t}^k P_{d,t}^k, \forall l, d, t \quad (2-24)$$

对于风电和光伏发电，输出功率共同受到现有容量和新建容量以及不断变化的容量因素的限制。其中， $P_{d,t}^W$ 和 $P_{d,t}^{PV}$ 表示风电、太阳能输出功率； $I_i^{GT}$ ， $I^{WT}$ 和 $I^{PVT}$ 火电机组， $I_t^G$ 是风力发电和太阳能机组总容量， $I_t^W$ 和 $I_t^{PV}$ 是累计风、光装机容量； $\alpha_t^W$ 和 $\alpha_t^{PV}$ 是风电、太阳能容量系数。

$$\sum_i P_{i,d,t}^{k=1} + P_{d,t}^W + P_{d,t}^{PV} + P_{d,t}^k = D_{l,d,t} + S_{l,d,t}, \forall l, d, t \quad (2-25)$$

$$P_{d,t}^W = \alpha_t^W I_t^W, \forall d, t \quad (2-26)$$

$$P_{d,t}^{PV} = \alpha_t^{PV} I_t^{PV}, \forall d, t \quad (2-27)$$

$$I_t^{PV} + I_t^W = I_t^G, \forall t \quad (2-28)$$

$$0 \leq P_{d,t}^W \leq \alpha_t^W \cdot I_t^W, \forall d, t \quad (2-29)$$

$$0 \leq P_{d,t}^{PV} \leq \alpha_t^{PV} \cdot I_t^{PV}, \forall d, t \quad (2-30)$$

输电线路应防止过载，总功率输入/输出幅度受到限制。约束(2-31)表示每条传输线的功率限制。

$$-F_{l,\max} \leq S_{l,d,t} = \sum_{l'} G_{l-l'} (P_{d,t} - D_{l,d,t}) \leq F_{l,\max}, \forall l, d, t \quad (2-31)$$

每台发电机组的发电量都受到其技术极限的限制，因此使用约束(2-32)限制每个发电机的最大和最小发电功率。 $P_{i,\max}$ 是第*i*个火力机组的最大发电量限制， $P_{i,\min}$ 是第*i*个火力机组的最小发电量限制，

$$u_{i,d} P_{i,\min} \leq P_{i,d,t}^k \leq u_{i,d} P_{i,\max}, \forall i, d, t, k=1 \quad (2-32)$$

此外，对于机组组合优化问题，需要确保每一个机组在同一时刻只能是开启或者关闭的状态，刻画为公式(2-33)和(2-34)。并且，每一个区域至少有一台火电机组在线做功，如约束(2-35)所示。值得注意的是，决策变量  $u_{i,d}$ ,  $y_{i,d}$ ,  $z_{i,d}$  均是 0,1 二元变量，数学表达式为(2-36)。

$$y_{i,d} - z_{i,d} = u_{i,d} - u_{i,d-1}, \forall i, d \quad (2-33)$$

$$y_{i,d} + z_{i,d} \leq 1, \forall i, d \quad (2-34)$$

$$\sum_{i \in \Phi_j} u_{i,d} \geq 1, \forall j, d \quad (2-35)$$

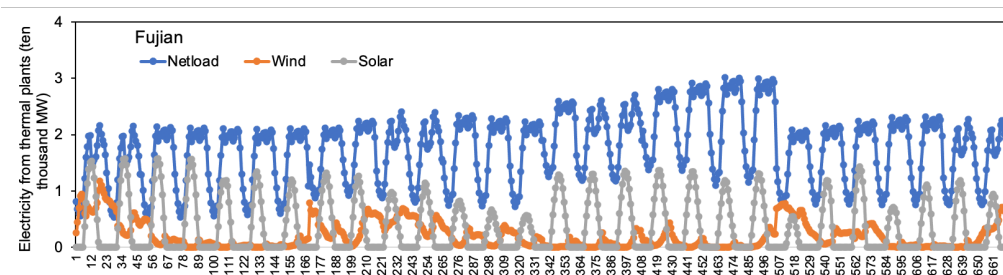
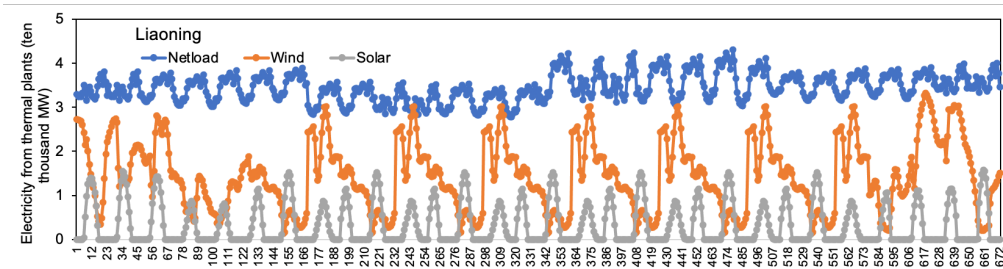
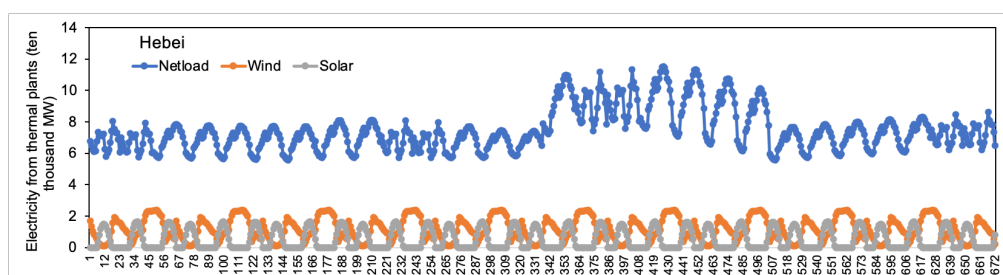
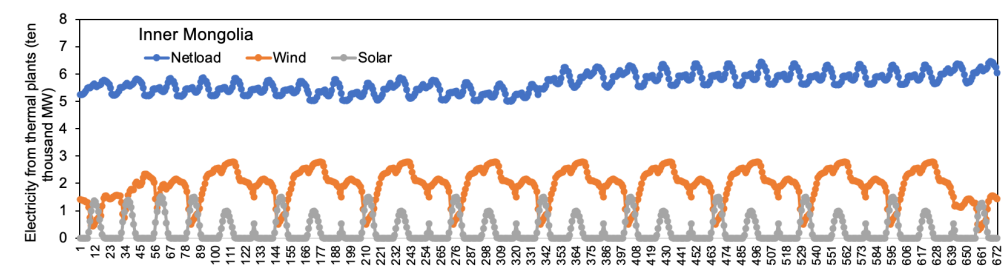
$$u_{i,d}, y_{i,d}, z_{i,d} \in \{0, 1\} \quad (2-36)$$

### 2.1.3 数据来源与描述

本章所用数据包括各种能源发电曲线、输电线路数据、各个区域火电厂数据、电力需求数据。数据来源于国家发展改革委、国家能源局、《中国电力统计年鉴》、《环境统计》、已发表文献<sup>[158]-[163]</sup>。

通过国家能源局发布的风电和光伏发电曲线和当年的装机容量，计算风电和光伏发电的小时容量。在国网能源研究院对于新能源装机的预测方案基础上，计算 2030 年前风电和光伏发电曲线。根据，按年增长率 4.6% 的比例扩大各省电力需求，获得 2030 年前每一年的电力需求曲线。基于此，部分省份未来风光发电和净负荷曲线如图 2-3 所示。根据我国核电建设进度，相比 2020 年，2021 年我国投入在运核电机组数量同比增长 3.8%。在本报告中，至 2030 年，按此比例扩大辽宁、江苏、浙江、福建、广东、广西、海南的核电装机量。此外，根据中国电力企业联合会报告，2030 年总规模达到 4.5 亿千瓦，发电量约 1.45 万亿千瓦时。因此，在 2020 年水电基础上，以 1% 的增长率扩大各省水电装机量。

随着中国双碳目标的推进，中国火电厂能效提升仍在继续。因此，在环境统计全国各区域电力系统火电厂数据的基础上按比例降低煤耗水平。2020年全国火电厂平均煤耗为 305.5 克/千瓦时，2030 年全国火电厂平均煤耗为 276.1 克/千瓦时。在我国每个区域电网中选取 1 个省份，绘制火电机组的煤耗强度和大气污染物排放强度箱线图，见图 2-4。此外，1 千克标准煤的碳排放量为 2.499 千克，标准煤价为 0.74 元/公斤。



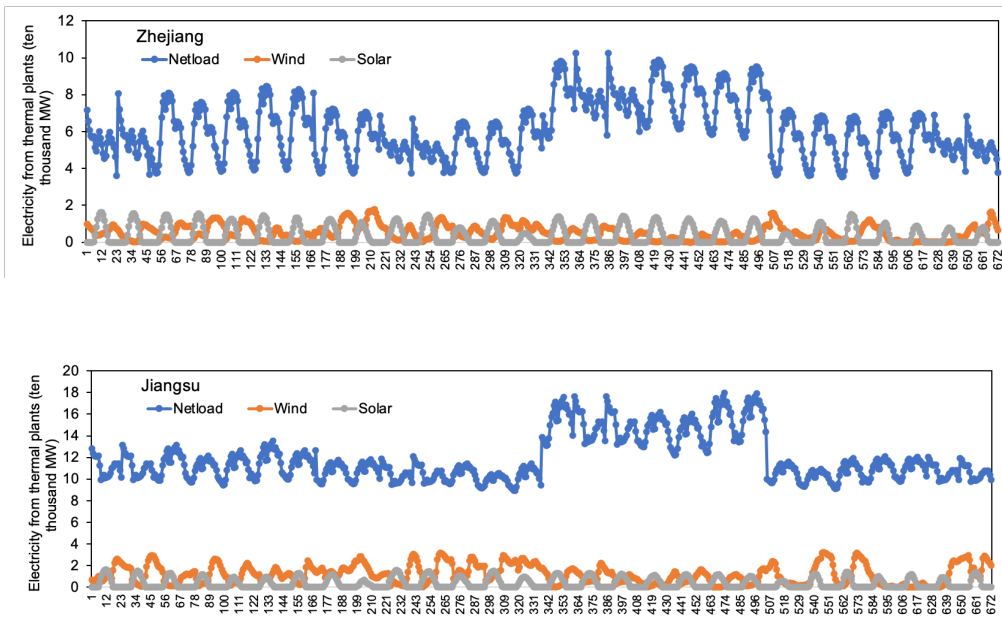
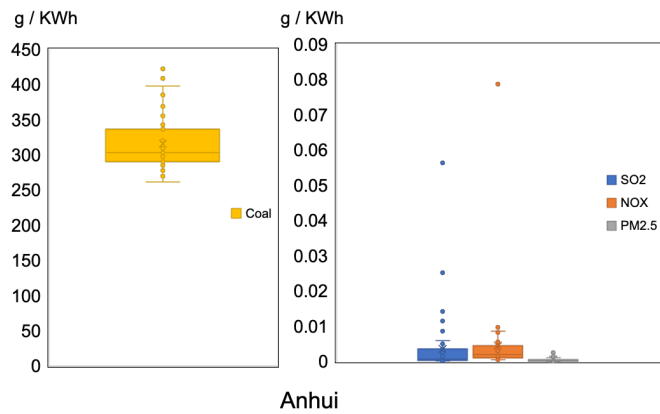
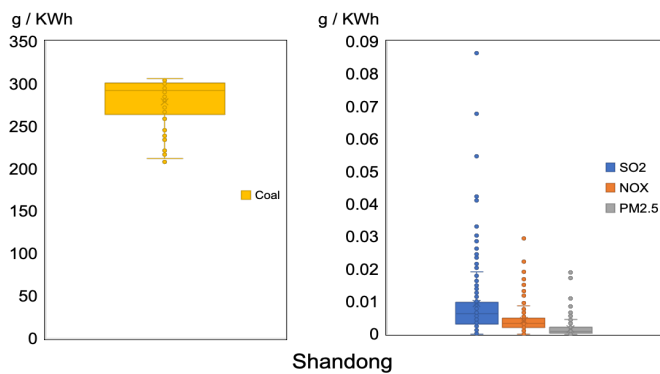


图 2-3 2030 年典型周负荷、风光出力曲线



Anhui



Shandong

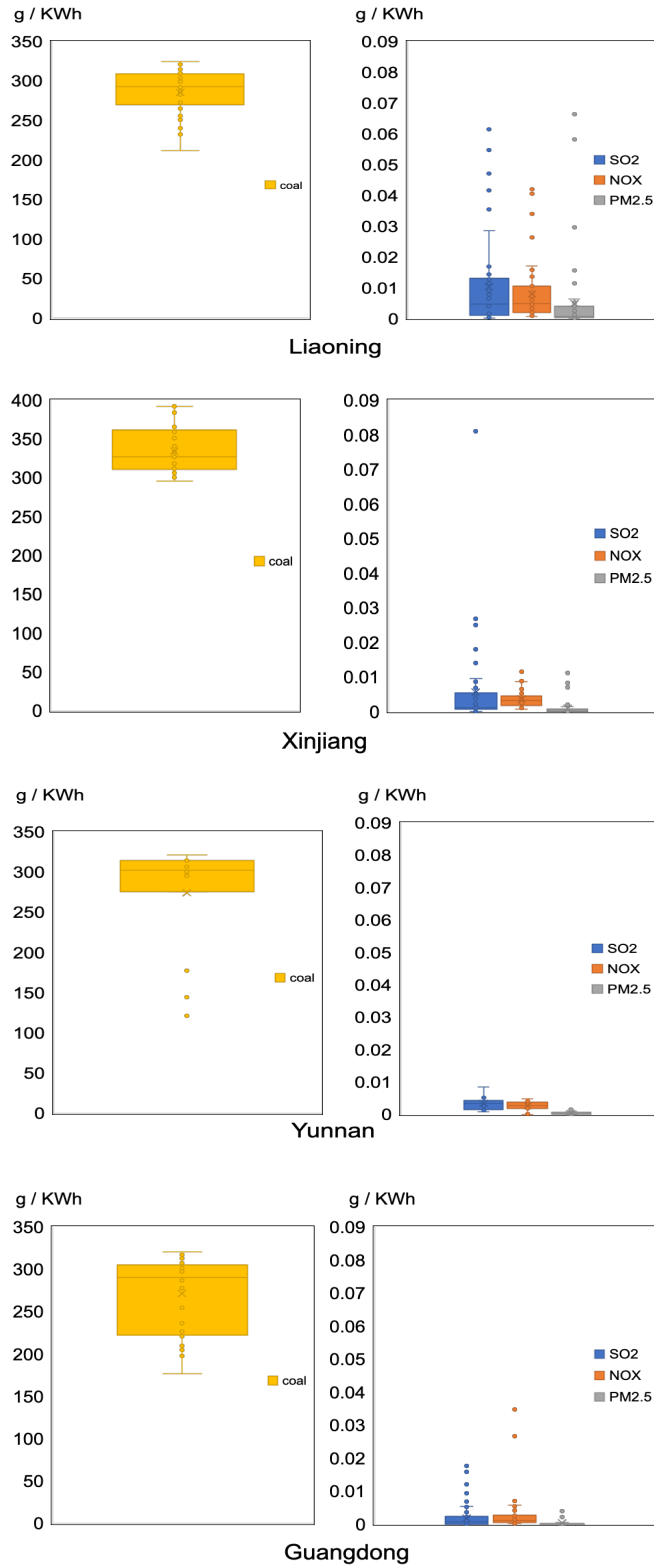


图 2-4 2020 年机组煤耗和大气污染排放强度

## 2.2 中国新能源碳减排效益的异质性分析

### 2.2.1 全国新能源碳减排效益逐年变化趋势

全国新能源碳减排量逐年上升,而单位减排能力下降。如图 2-5 所示,橙色柱状图表示新能源发电替代传统的火电机组而产生的碳减排量,黑色柱状图表示无新能源替代情景下电力系统总碳排量,而灰色柱状图表示考虑新能源替代情景后电力系统总碳排量。2020 年至 2030 年新能源的碳减排效益逐年增加。随着新能源装机的增加,新能源的减排量从 2020 年的 5 亿吨增加到 2030 年的 19.23 亿吨。2025 年,在满足 9.4 万亿千瓦时用电负荷时,实际排放 36.67 亿吨。其中,风电、光伏替代了传统火电机组发电量 1.8 万亿千瓦时,实现减排量 13.61 亿吨,减排率为 27%。2030 年,在满足 11 万亿千瓦时用电负荷时,实际排放 43.62 亿吨。其中,风电、光伏替代了传统火电机组发电量 2.8 万亿千瓦时,实现减排量 19.44 亿吨,减排率为 30%。结果表明,新能源发电比重上升,新能源的减排量上升,说明新能源的发展有助于电力系统碳减排。原因是新能源发电替代了传统火电机组发电,减少了传统火电机组发电的总煤耗,进而减少电力部门因发电而产生的二氧化碳。

随着新能源装机的增加,单位新能源减排能力逐年降低。由图 2-6 所示,每单位新增新能源发电的减排能力从 2020 年的 733 克/千瓦时减少至 2030 年的 526 克/千瓦时。新能源碳减排量随着新能源的投资扩容而逐年上升,然而,新能源单位新能源减排能力随着全国各地新能源投资增多、新能源发电比重增大而逐年减少。这是因为新能源发电替代的传统机组越来越清洁,导致新增新能源的减排量下降。如图 2-7 所示,新能源发电替代的传统机组的煤耗水平与单位新能源减排能力呈现负相关关系。但是,对比 2021 年美国电力系统的排放因子(635 克/千瓦时),发现我国传统火电机组的清洁程度仍低于美国。由此可知,在新型电力系统构建的过程中,落实能效提升政策是有必要的。



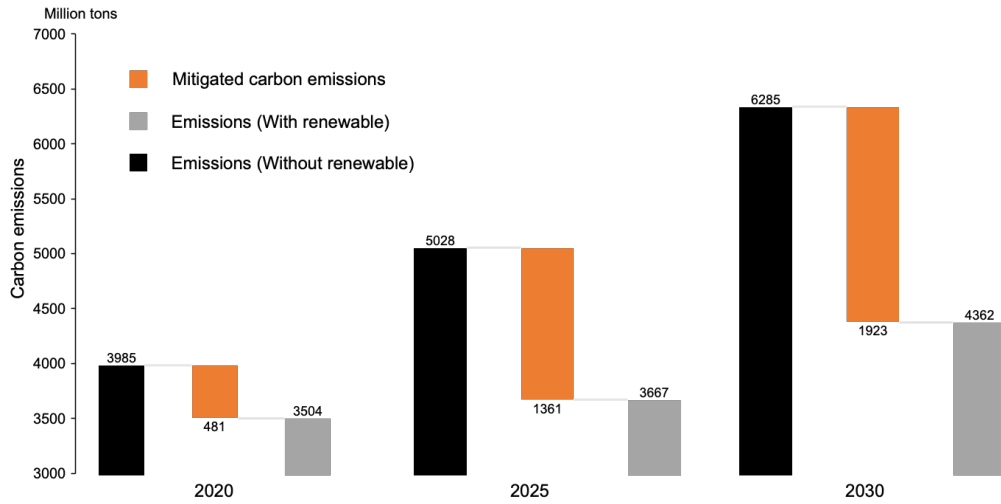


图 2-5 2020-2030 年电力系统碳排放及其新能源减排量

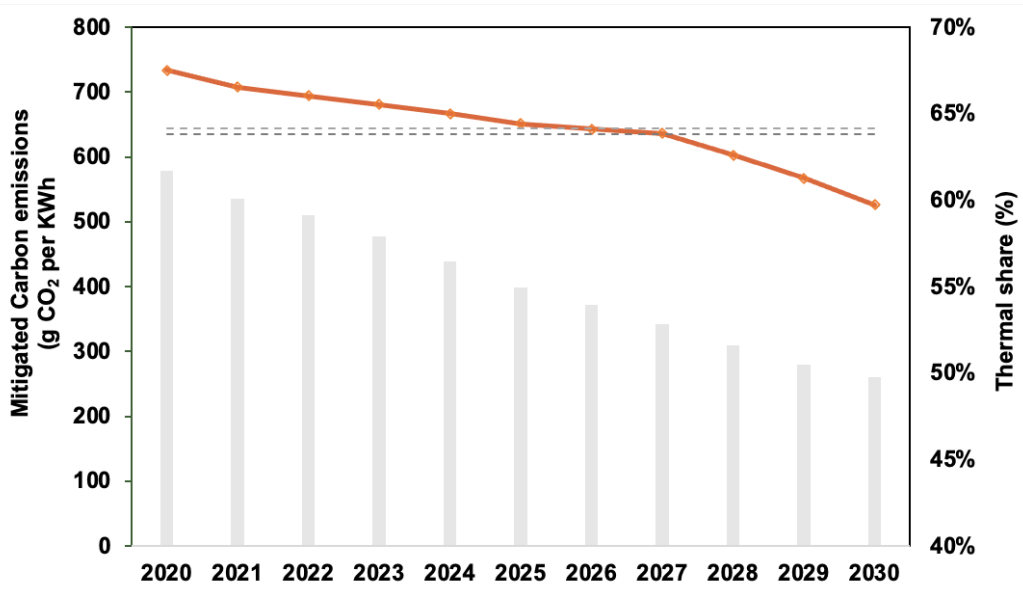


图 2-6 2020-2030 年单位新能源减排能力

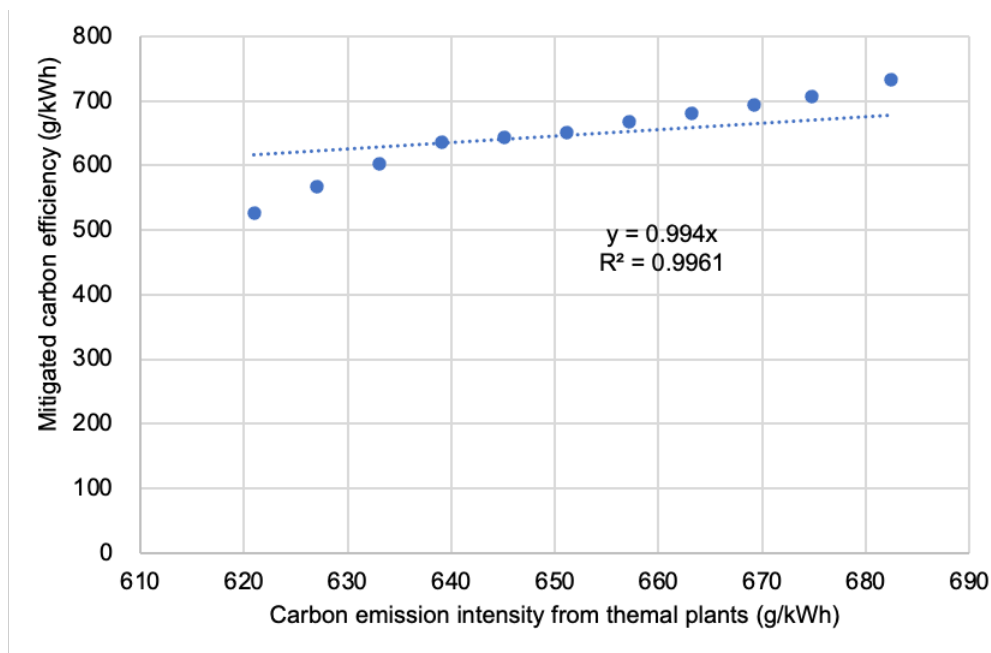


图 2-7 2020-2030 年火电逐年的碳排放强度与单位减排能力的关系

根据 IEA 2050 年净零排放的情景，全球经济需要在 2030 年前将能源强度下降 35%。中国也承诺在 2030 年前将碳排放强度在 2005 年的基础上降低 65%以上。为实现这一目标，提高火电机组效率已成为能源转型行动的首要任务。未来，传统火电厂的煤炭消费强度将持续改善。因此，需要考虑能效提升对电力系统低碳转型的影响；探究如何提高能效，以促进电力系统向低碳转型。根据 IEA 2050 年净零排放的情景，到 2030 年，全球经济的能源强度将下降 35%。

如图 2-8 所示，蓝色柱状图表示能效提升导致的碳减排量，橙色柱状图表示新能源发电替代传统的火电机组而产生的碳减排量，黑色柱状图表示无能效提升和新能源替代情景下电力系统总碳排放量，而灰色柱状图表示考虑能效提升和新能源替代情景后电力系统总碳排放量。能效提升政策使得 2021-2030 年火电机组煤耗强度逐年降低，减少了电力产出所需的煤炭消耗量，同时也达到了碳减排的效果，电力系统总排放降低。2025 年，能效提升的碳减排量为 2.33 亿吨，2030 年，能效提升的碳减排量为 5.71 亿吨。受到能效

提升政策的影响，新能源的总减排量略微降低。新能源减排量从 2020 年的 5 亿吨增加到 2030 年的 17.56 亿吨。2025 年，风电、光伏实现减排量 13.01 亿吨，减排率为 23%。2030 年，风电、光伏实现减排量 17.56 亿吨 CO<sub>2</sub>，减排率为 28%。需要注意的是，在双碳战略目标下，挖掘新能源替代和碳减排的长效机制，提高新能源减排潜力，将有助于加快碳中和速度。

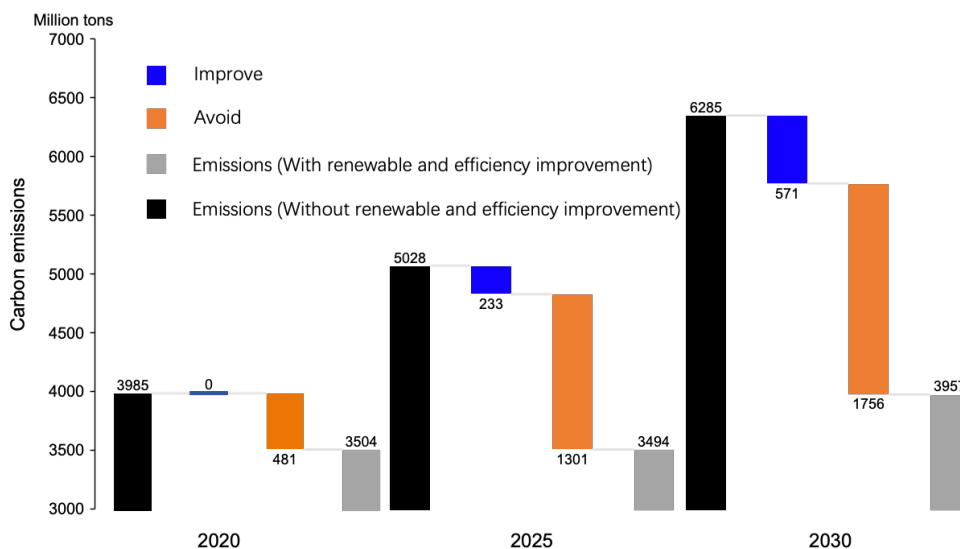


图 2-8 2020-2030 年考虑能效提升的电力系统碳排放及其新能源减排量

风力发电的碳减排能力略大于太阳能发电，均逐年增加（图 2-9）。在 2020 年，新能源碳排放减少 481 百万吨，风能和太阳能贡献 63%和 27%（303 百万吨和 178 百万吨）；2030 年，碳排放减少 1756 百万吨，风能和太阳能分别贡献了 63%和 27%（1189 百万吨和 667 百万吨）。

风电减排能力略高于光伏发电。然而，二者的单位减排能力趋于相似，这也可以从图 2-10 中看出。我们认为这种差异化的结果是由于风能发电时间较长，替代的火力发电量也较高，使得风能具有较高的碳减排能力。光伏装机容量大于风力装机容量远，在部分省份部分发电量无法被消纳，造成弃风，使得单位碳减排能力偏低。研究表明，未来可以借助风电的长发电时长和光伏的高效替代能力这些属性，优化新能源装机规模的时空布局，进一步提升新能源的碳减排效应。

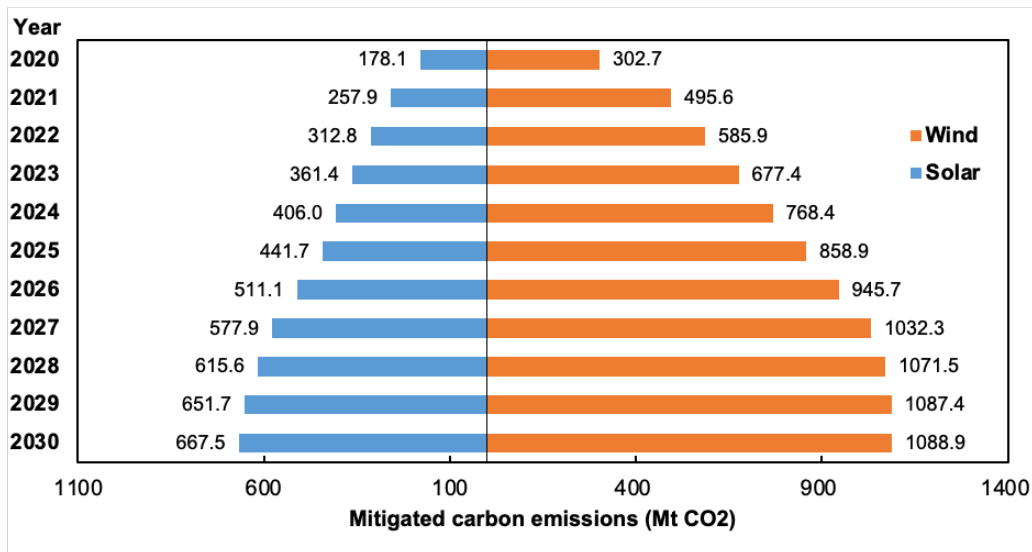


图 2-9 风电光伏减排能力对比

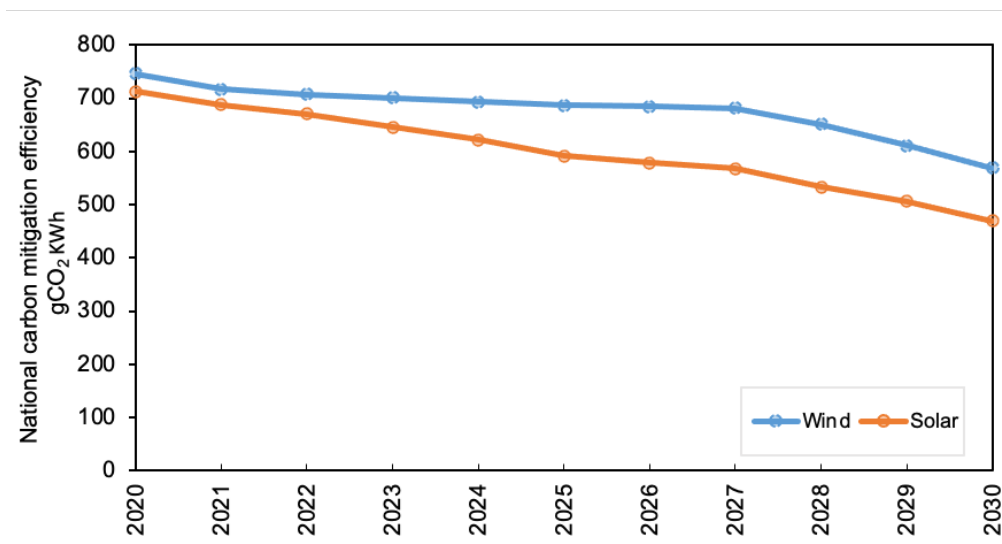


图 2-10 2020-2030 年风电、光伏单位减排能力（单位：gCO<sub>2</sub>/KWh）

## 2.2.2 新能源碳减排效益的省际异质性

不同省份之间在新能源替代传统火电机组方面存在着差异，这导致了不同省份的碳减排量也不尽相同。如图 2-11 所示，黄色折线表示各省 2020 年新能源的减排量，蓝色折线表示各省 2030 年新能源的减排量。结果表明，

内蒙古、山东、新疆等地的新能源替代火电机组所带来的碳减排量更高，而西藏、重庆和海南等地的新能源则相对较少。此外，如图 2-12 和图 2-13 所示，随着新能源投资的增加，新能源在各省的减排率逐年上升。同时，新能源渗透在各省的减排率存在差异。天津、吉林、海南、青海和西藏的新能源减排比率较高；相反地，江苏、浙江、山东、广东和新疆的新能源减排比率较低。新能源减排量存在差异的原因是新能源替代能够替代的传统火电机组的占比和碳排强度不同。对于火电机组发电占比较高，且碳排强度较高的省份，投资新能源能够降低的碳排放量更多。

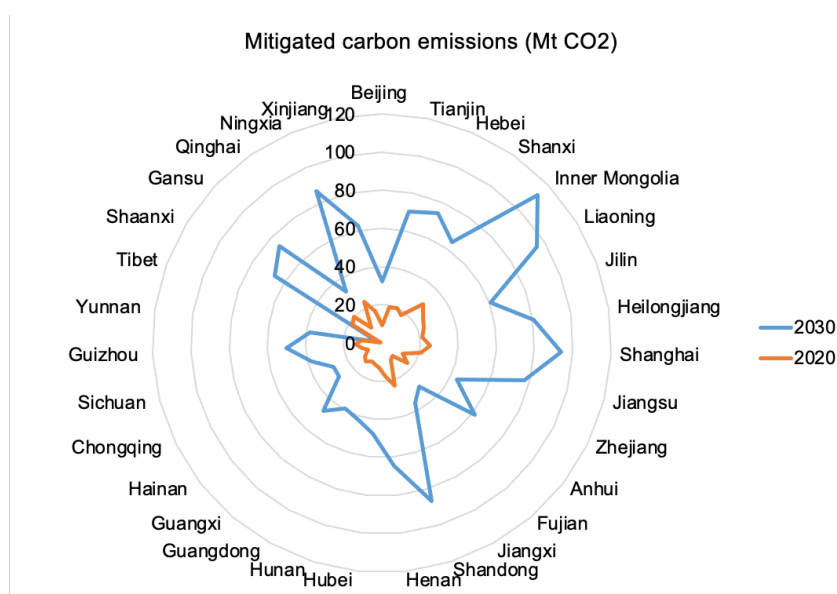


图 2-11 2020-2030 年各省新能源减排量

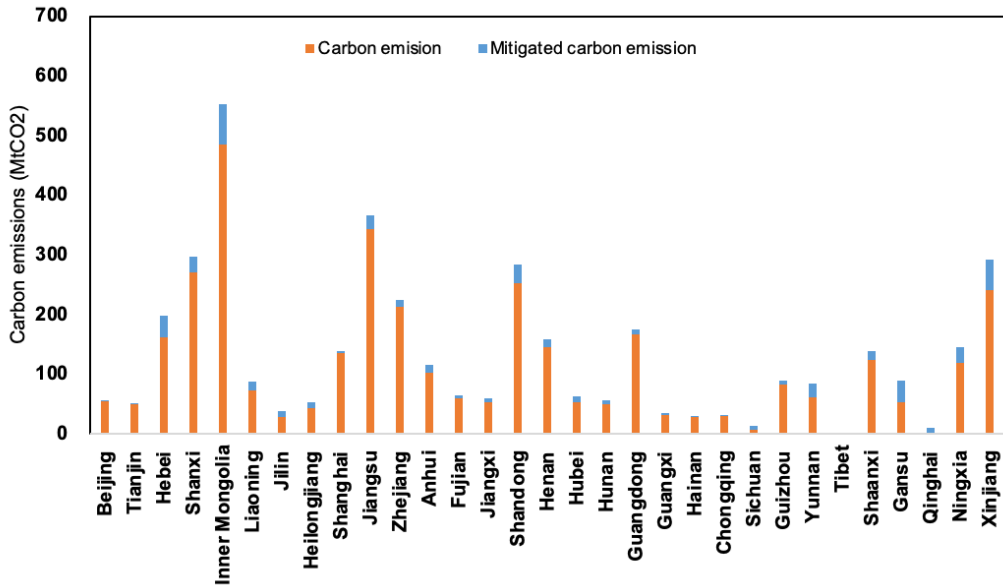


图 2-12 2020 年各省新能源减排量及其占比

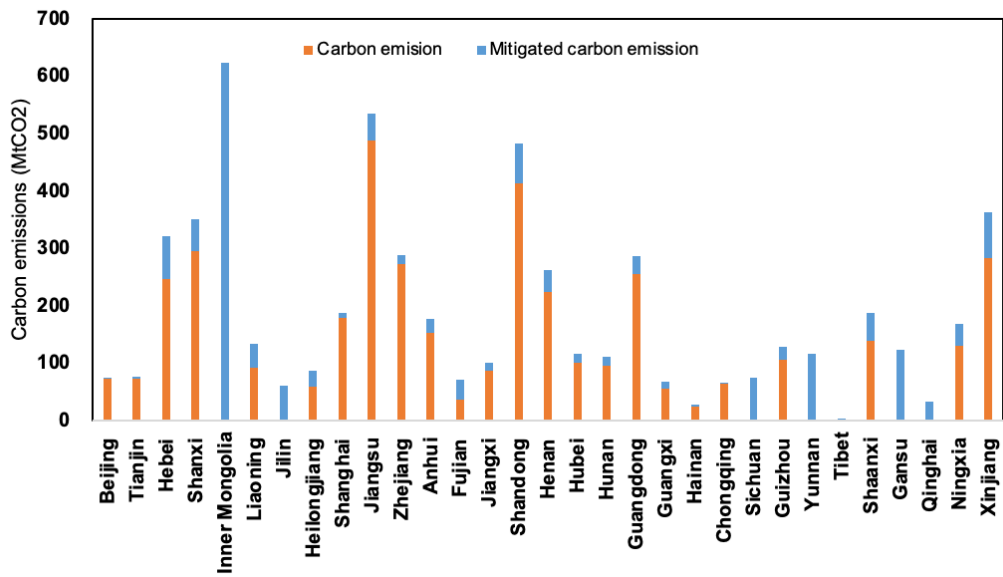


图 2-13 2030 年各省新能源减排量及其占比

此外，新能源单位减排能力在各省存在差异。如图 2-14 所示，颜色越深表示该省份新能源单位减排能力越高。甘肃、云南、山西等地单位新能源的减排能力较高，2020 年分别是  $830 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$ ， $807 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$  和  $803 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$ ，预计至 2030 年，三地新能源的单位碳减排能力分别为  $400 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$ ， $631 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$  和  $734 \text{ gCO}_2/\text{KWh}$ ；相反，青海和福建等地单位

新能源的减排能力较低。其原因之一是区域电力系统新能源电力供应与用电负荷匹配度不同。如果匹配度低，则表示电力需求和新能源电力供应之间存在着巨大的时间差异造成供需不匹配情况，使得新能源发电集成到能源系统难度加大，也降低了单位新能源的减排效果。随着新能源渗透率大幅提高，电力系统的灵活调节能力和安全稳定运行将面临更大考验，将导致对稳定电网供需平衡的传统火电机组的需求的增加。新能源替代火电机组的能力受限，以至于单位减排能力无法得到提升。

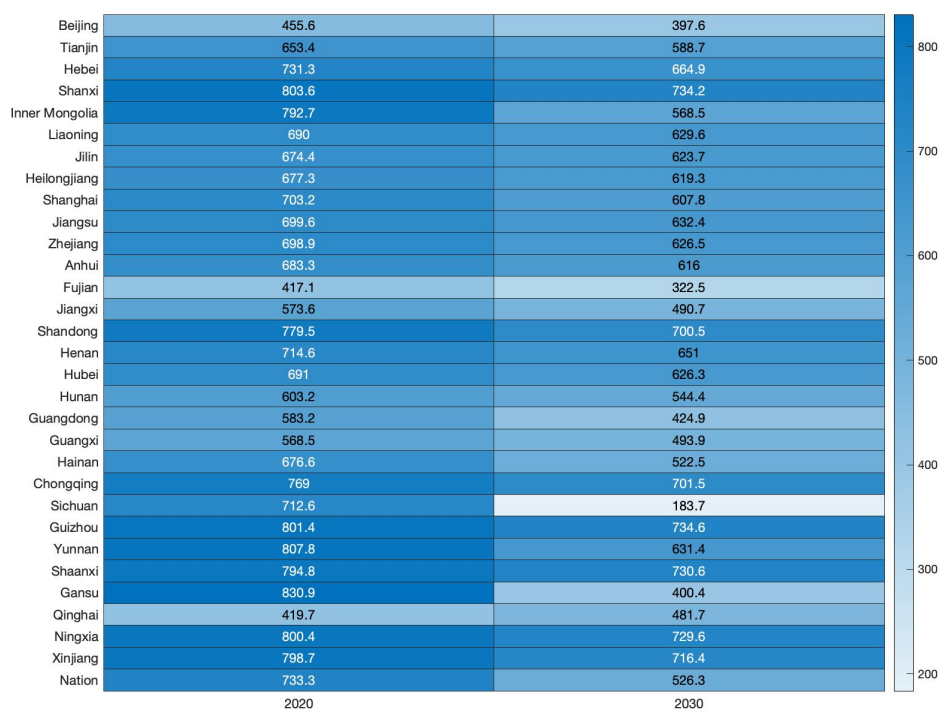


图 2-14 2020-2030 年各省新能源单位减排能力

随着新能源比例的提高而碳减排单位减排能力逐渐降低在各省的表现也有所差异。原因分析如下：首先，各省新能源禀赋不同，新能源不能满足用电负荷的水平存在差异。研究发现，新能源不能满足用电负荷的水平越高，单位碳减排能力越低。也就是说，电力需求和区域新能源发电能力之间存在供需不匹配问题，使得区域新能源发展不平衡，替代机制发挥不稳定。其次，各省传统火力机组清洁化程度不同，新能源发电替代的碳减排量不同。伴随着机组清洁化程度的加深，新能源的单位碳减排能力逐年下降。研究发现，现存火力机组碳排放强度越高的省份，单位碳减排能力越高（如图 2-15 所

示)。最后, 各省传统火力机组发电占比不同, 随着新能源装机量的增加, 新能源在各省的减排速度不同。研究发现, 火力发电占比越高的省份, 新能源单位碳减排能力越高 (如图 2-16 所示)。

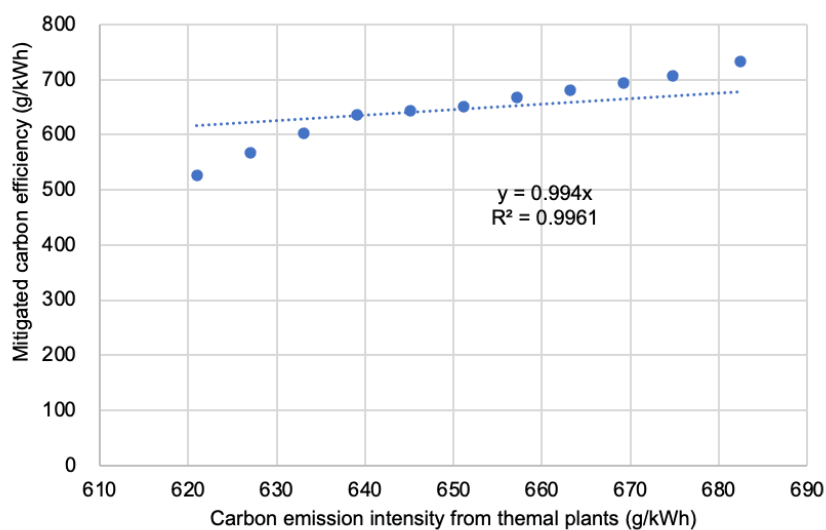


图 2-15 2020-2030 年现役火电机组碳排强度

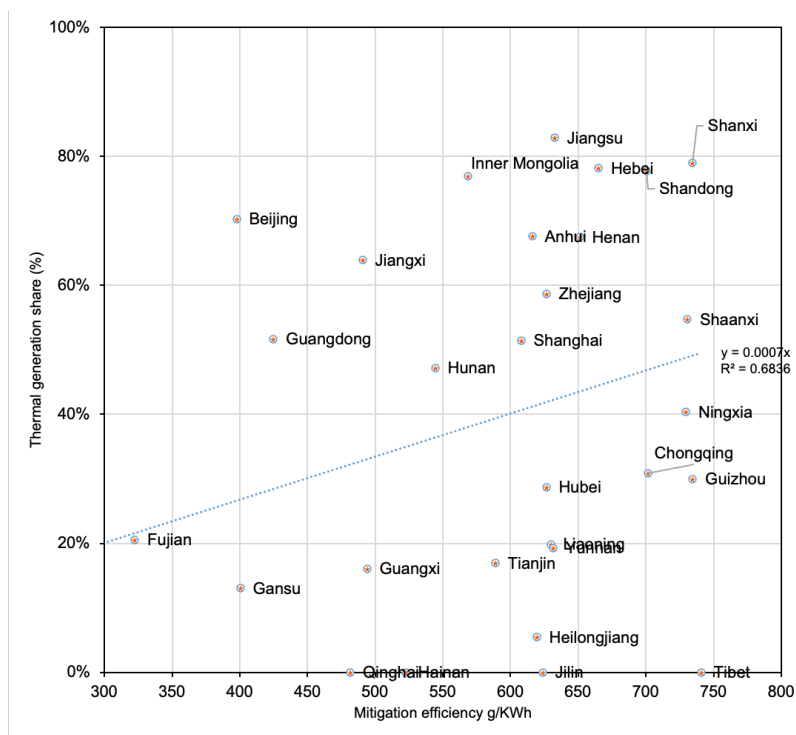
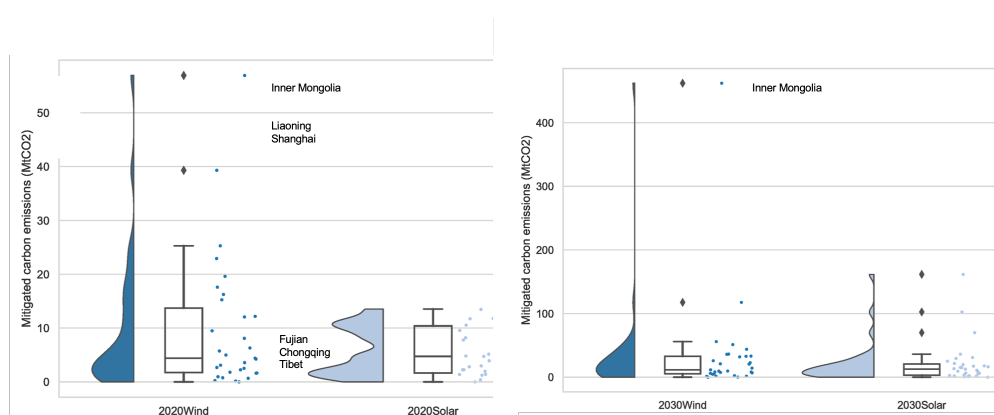


图 2-16 2030 年火力发电占比



**各省风电光伏减排效益有所差异。**风电单位减排能力的下降速率大于光伏发电单位减排能力的下降速率，且各省风电、光伏的单位减排能力变化不尽相同。从时间维度来看，山东、宁夏和新疆等省在单位风力发电的碳减排方面表现较好；而贵州、山西、陕西、甘肃等省份在单位太阳能发电碳减排方面表现较好。净负荷与新能源出力的小时匹配度是导致新能源单位减排能力省份有差异的直接原因。从能源种类来看，对于重庆、贵州等地来说，风电能够替代更多高碳、高需小时的火电机组发电，避免煤炭燃烧产生的碳排。而对于山西、甘肃等光伏单位减排能力较高的地区来说，光伏的高发电小时与高碳小时匹配度更高。并且，风力装机容量远高于当地实际需求，部分风力发电无法上网也是导致单位风电减排能力低的原因之一。

减排能力的区域间差异在很大程度上取决于边际减排值的差异，而边际减排值的差异在很大程度上依赖于各地区能源结构和能源密集度（火电机组每千瓦时煤耗）以及小时负荷匹配度。基于此，需要调整各省风电、光伏装机速率和规模，以便实现各区电力系统快速的低碳转型。



**图 2-17 2020-2030 年各省新能源减排能力（单位：Mt CO<sub>2</sub>）**

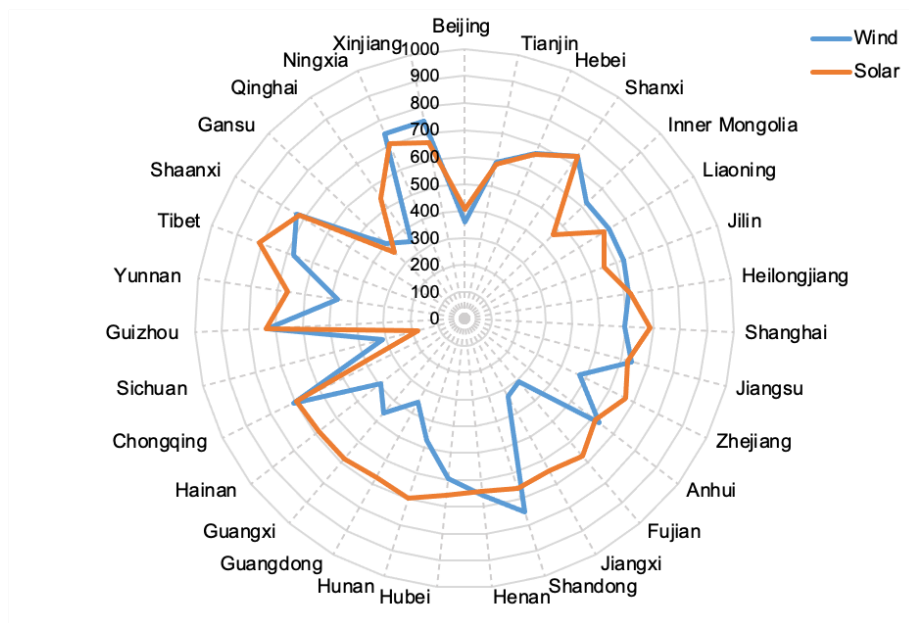


图 2-18 2030 年各省新能源单位减排能力（单位：gCO2/KWh）

### 2.2.3 风光互补与新能源碳减排效益提升

风电光伏发电存在时间上的互补特性，因而共同出力场景时的减排能力与其单独出力情景时的减排能力存在差异。结合国网能源研究院风光规划报告<sup>[143]</sup>给定新能源 2030 年总的装机容量情景，发现各省风光互补与否和风光互补对新能源减排能力的提升程度有所差异。

在 2030 年，内蒙古风电的减排量在风光共同出力情景下更高。通过小时匹配度分析，发现内蒙古地区风能与太阳能发电分布几乎完全相反，此时风电与太阳能发电具有明显协同效益。与内蒙古类似的情况出现了：四川、云南、甘肃和青海这 4 个省也出现了风能和太阳能的协同效益。这主要是由于新增的风电、光伏装机能有效上网、满足当地电力需求，风光互补能降低新能源出力与电力需求之间的小时错配率。这 5 个省份的风光互补产生的碳减排效益提升效果存在差异。风光越互补，越能够替代更多的火电机组，减少更多的碳排放。若风电和光伏发电曲线完全相反，则表现出最高的碳减排增效。

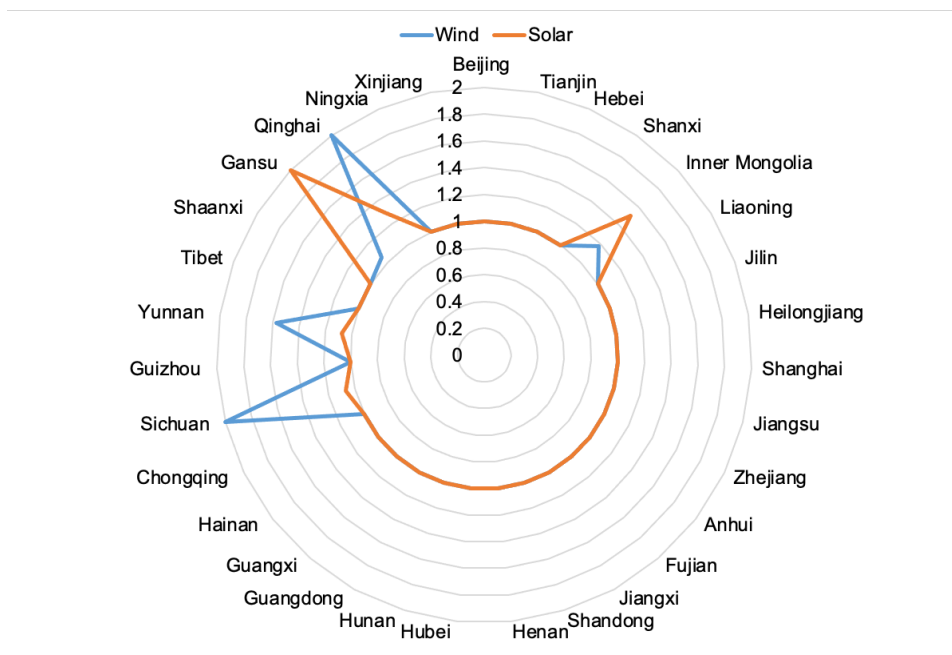


图 2-19 2030 年各省风光互补程度（如果数值大于 1，表示风光互补的减排增效）

## 2.3 碳减排角度风光投资分析

### 2.3.1 中国新能源的碳减排最优空间布局

大量研究表明，为了实现碳中和目标，采用新能源替代技术是可行的。这也意味着在未来 40 年中，会新增很多风电、光伏装机。因此，项目以中国 31 个省份为例，通过新能源布局优化模型，测算中国各省风光装机碳减排最优比例，向电力部门的管理者提供环境影响分析和部署建议，旨在促进实现更平稳、更高效的能源转型。

本研究分析了给定新能源总的装机容量和国网能源研究院关于风光规划报告<sup>[143]</sup>中一致的情景下，以碳减排能力最大化为目标各省风、光装机比例。图 2-20 给出了 2030 年，各省新能源碳减排最大化的风光比例。全国风电和光伏发电量占比分别为 67%和 33%。该结果与国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心按照总用电需求和风光利用小时评估的风光累计装机容量有一定的差别。据国家发展改革委能源研究所可再生能源发展中心

测算<sup>[144]</sup>，在风电和光伏累计装机比例为 6: 4 时，总的新能源累计装机需求最小。该比例与碳减排最优目标下的电源结构存在差异，需要明确以碳减排最优为目标，更精细化地指明中国各省 2030 年前风电、光伏累计装机规模，推进电力系统高效、经济低碳转型。

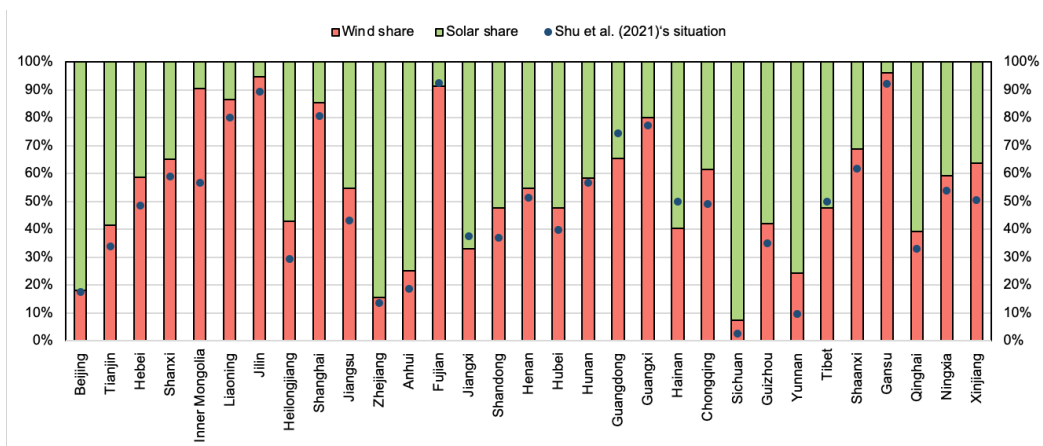


图 2-20 2030 年风光累计装机比例 (累计柱状图表示优化后的风光装机比例，蓝点表示国网能源研究院关于风光装机比例)

各省的风光装机比例存在差异，具体分为风电主导型、光伏主导型和风光发展均衡型。河北、山西、内蒙古等 17 个省份属于风电发电主导型省份，河南的风光建设速率趋于一致，北京、天津、黑龙江等 13 个省份均具有较高的光伏装机比例，原因之一是光伏发电的曲线与当地用电需求曲线匹配度高，增加光伏装机的比例能够更好地替代火电机组，减少煤耗和碳排放量。因此，在这些省份侧重光伏装机占比，有利于发挥新能源的碳减排效益。对于风光发展均衡型省份而言，风电和光伏装机比例相似，同步推进风电、光伏装机量，能够发挥风光互补作用，提升新能源的碳减排效益。对于风电主导型省份而言，由于风能的资源禀赋优势，内蒙古、安徽、三北等地以构建大基地的形式，大力发展风电和光伏发电项目。此外，在优化传统陆上风电的基础上，大力开发东南沿海地区如上海、山东、江苏、的海上风电资源，推进风电在中国能源体系比重的上升，进一步促进中国能源行业的绿色发展和能源安全。

### 2.3.2 碳减排最优的新能源空间和电源结构比例与现有规划比较

在国网能源研究院对于新能源装机的预测方案基础上，考虑新能源与当地负荷匹配度之后，风光装机比例变化较大的省份包括内蒙古、黑龙江、云南和新疆等。在碳减排最优的情况下，广东、海南等地的风电装机应较预测情景适当减少，光伏发电装机可适当增加。在高耗能且需求曲线与光伏发电曲线相似，或者承担着电力外送的地区，应该充分发挥太阳能资源，因地制宜促进太阳能利用，鼓励发展分布式光伏发电，扩大可再生能源供给和就近消纳。相反地，对于内蒙古、黑龙江、重庆、云南等省份，减少光伏装机，适当利用已有水电和未来的风电资源。各省风电和光伏发电的累计装机见图 2-21 和图 2-22。最后，在表 2-2 中，对比了各省风光装机比例优化后各省新能源的减排效益。结果发现，优化新能源在中国各省的空间布局后，能够实现 17.82 亿吨碳减排，提升新能源减排效益约 0.3 亿吨。通过调整各省内新能源装机，能够提升风电减排效益约 11.9%。该结果表明以碳减排最优为目标的电源结构比例调整的必要性。

此外，党的二十大报告提出，立足我国能源资源禀赋，坚持先立后破，有计划分步骤实施碳达峰行动。考虑到中国各省风光资源禀赋和风光减排效益的异质性特征，本研究进一步探究新能源（风电、光伏）电站在中国各省的开发建设秩序，如图 2-23 所示。结果发现，优化新能源在中国各省的空间布局后，能够实现 19.57 亿吨碳减排，提升新能源减排效益约 2.01 亿吨。通过调整各省内新能源装机，能够提升风电减排效益约 11.4%，提升光伏发电的减排效益约 31.6%。该结果表明新能源空间布局优化，有利于加快形成高减排效益的省份领跑，低减排效益的省份适时发展的局面。

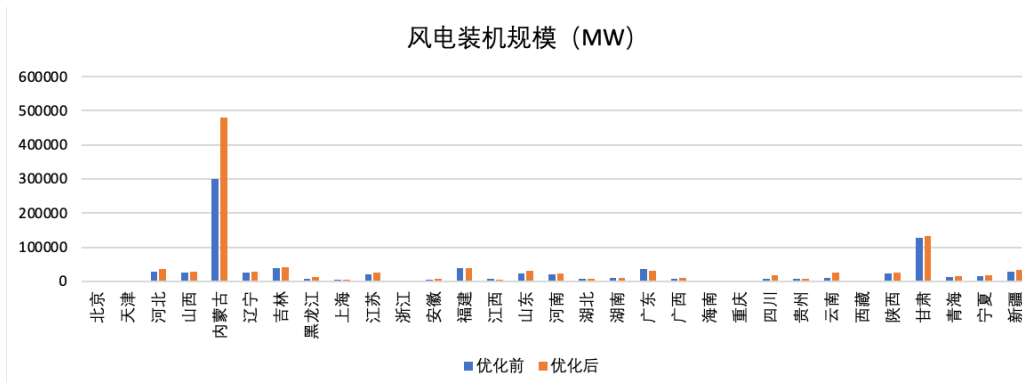


图 2-21 2030 年风电累计装机规模

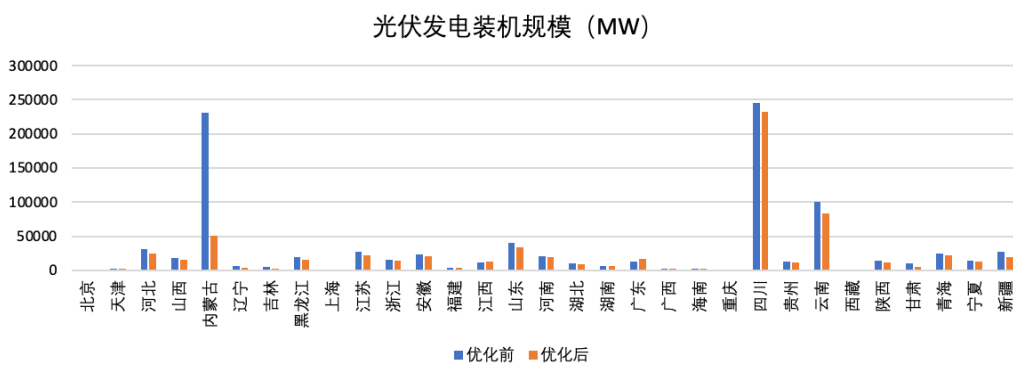


图 2-22 2030 年光伏累计装机规模

表 2-2 装机比例优化后的碳减排效益

	优化后	优化前	改善比例
风电	1330 MtCO <sub>2</sub>	1189 MtCO <sub>2</sub>	11.9%
光伏	452 MtCO <sub>2</sub>	567 MtCO <sub>2</sub>	-27.4%
新能源	1782 MtCO <sub>2</sub>	1756 MtCO <sub>2</sub>	1.5%

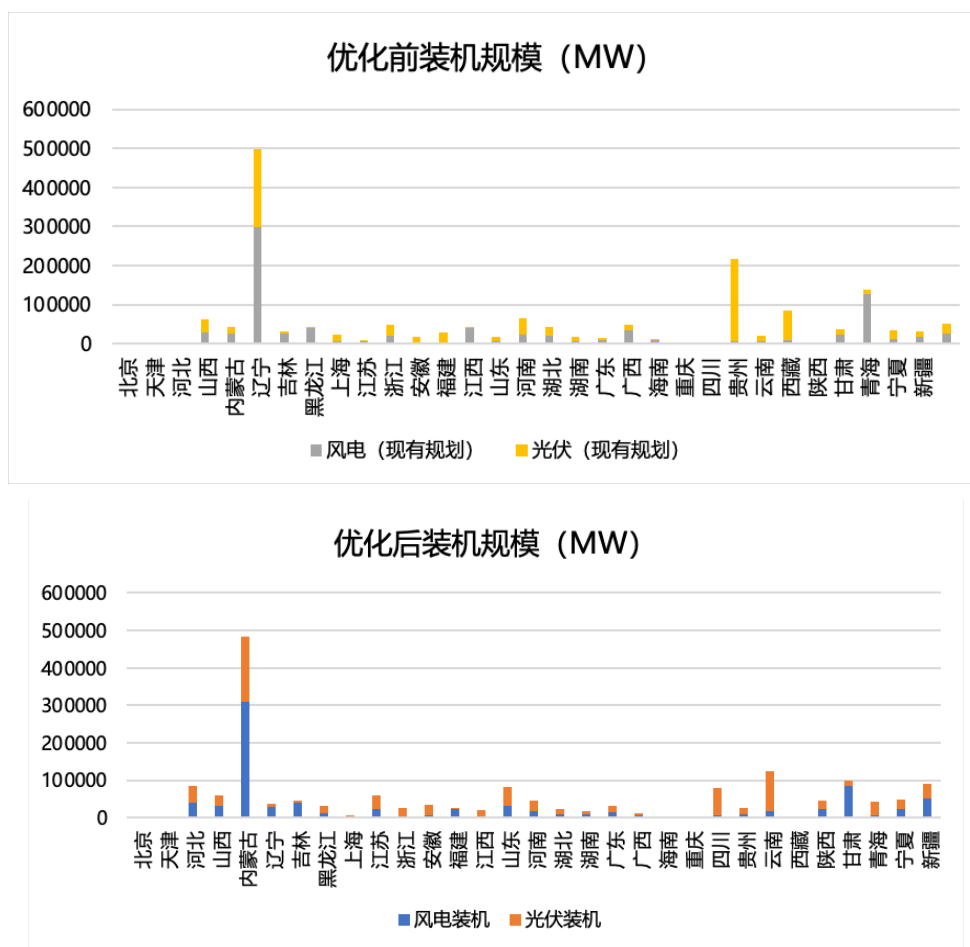


图 2-23 2030 年新能源空间优化布局

表 2-3 空间布局优化后的碳减排效益

	优化后	优化前	改善比例
风电	1211 MtCO <sub>2</sub>	1189 MtCO <sub>2</sub>	1.9%
光伏	746 MtCO <sub>2</sub>	567 MtCO <sub>2</sub>	31.6%
新能源	1957 MtCO <sub>2</sub>	1756 MtCO <sub>2</sub>	11.4%

## 2.4 新能源低碳环境协同减排效益

在 2020 年，新能源的碳减排量达到了 5 亿吨，减排率为 12.4%。同时，它还减少了 5.8 万吨的 SO<sub>2</sub>、3.8 万吨的 NO<sub>x</sub> 和 1.8 万吨的 PM<sub>2.5</sub>，减排比例分别为 12.1%、11.76%和 9.6%。预计到 2030 年，新能源的碳减排量将达到 17.6 亿吨，减排比例将达到 30.9%。这相当于节约化石燃料（折算为标准煤）7.1 亿吨。同时，预计将减少 20.8 万吨的 SO<sub>2</sub>、13.7 万吨的 NO<sub>x</sub> 和 6.1 万吨的 PM<sub>2.5</sub>，减排比例分别为 27.5%、28.1%和 23.1%。

将全国分为不同地区，测算各省大气污染和温室气体减排差异。如图 2-24 所示，圆环由内到外分别是 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>2.5</sub> 和 CO<sub>2</sub> 的减排量，单位分别为百万吨、百万吨、万吨和亿吨，圆环中不同颜色表示不同的省份。甘肃、山东、江苏、湖北和河北省的 SO<sub>2</sub> 减排更高；江苏、甘肃、内蒙古、上海、天津地区的 PM<sub>2.5</sub> 减排更高；山东、宁夏、甘肃、重庆、内蒙古的 NO<sub>x</sub> 减排更高；内蒙古、辽宁、上海、宁夏、山东的 CO<sub>2</sub> 减排更高。从 CO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub> 这三种减排量来看，内蒙古、山东和甘肃省的减污降碳效果较好。从 CO<sub>2</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 颗粒物这两种减排量来看，内蒙古和江苏的协同减排效果更好。然而，西藏、青海和海南等地新能源的低碳环境减排量较低。

不同区域电力系统电源结构不同、火电机组煤耗水平和污染排放系数不同。新能源对于化石能源占比较高的地区而言，有着显著的减污降碳效果。在成本最小化的经济调度目标下，随着新能源的加入，新能源首先替代煤耗较高的机组。为了保持电力系统的灵活调节能力和安全稳定运行，保留部分备用火电机组进行调峰，而这些被替代的火电机组和依然发电的火电机组的污染排放系数并非和煤耗系数一致，也就导致各省减污降碳协同效果不同。



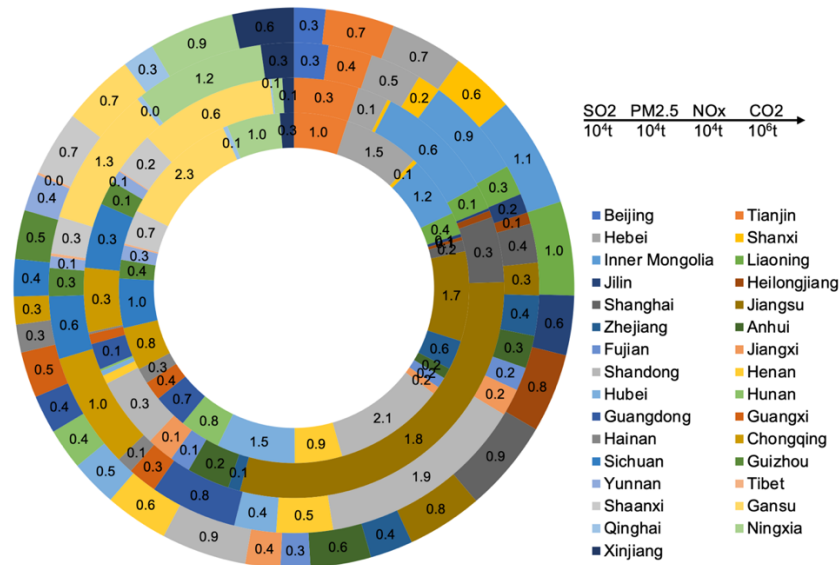
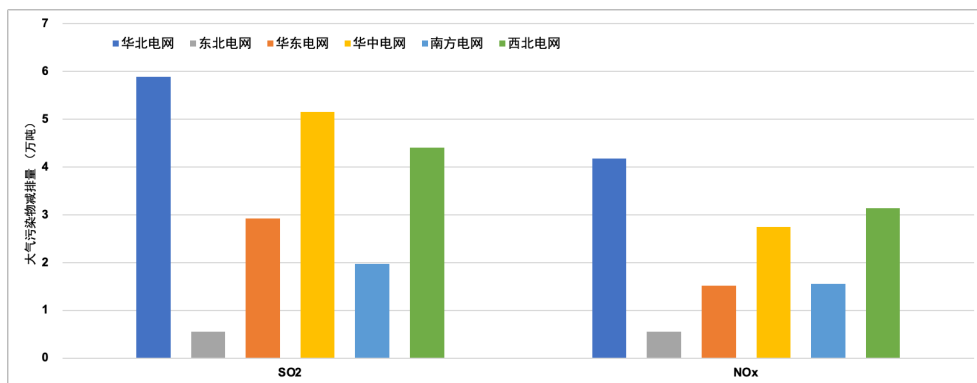


图 2-24 2030 年中国各省新能源低碳环境减排量

如图 2-25 和所示，由于新能源投资的增加，华北电网 2030 年能够实现大约 5 百万吨的 SO<sub>2</sub> 减排，3 百万吨的 NO<sub>x</sub> 减排，以及 4 亿吨的 CO<sub>2</sub> 减排。华中电网实现大约 4 百万吨的 SO<sub>2</sub> 减排，220 万吨的 NO<sub>x</sub> 减排，以及 2.6 亿吨的 CO<sub>2</sub> 减排。西北电网实现大约 350 万吨的 SO<sub>2</sub> 减排，240 万吨的 NO<sub>x</sub> 减排，以及 3.3 亿吨的 CO<sub>2</sub> 减排。华北、西北电网的减污降碳效果较好，南方电网和东北电网的新能源减污降碳能力较低。上述结论的可能原因是华北电网的电力需求水平较高，新能源能够满足的电力需求更多，协同减排价值较高；西北电网火电机组占比大，新能源替代传统火电机组时替代的更多的是煤耗高且空气污染程度高的机组，使得新能源减污降碳能力相对较高。



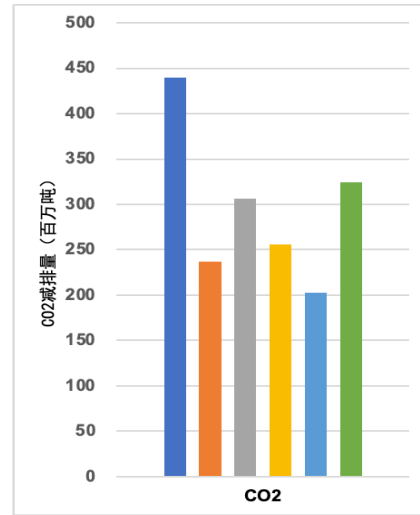
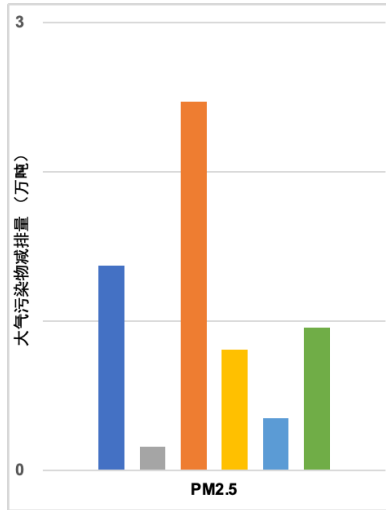


图 2-25 2030 年中国各大电网新能源低碳环境协同减排量

## 2.5 小节与政策建议

### 2.5.1 本章主要结论

(1) 由于忽视新能源巨大的异质性，导致目前的风光规划存在两种错配，即空间和结构层面的错配。

风电投资空间错配严重的省份包括内蒙古、河北、福建、广东和甘肃等，在现有规划<sup>[143]</sup>中增加内蒙古和河北的新能源装机，减少福建、广东和甘肃等地的风电机组；光伏投资空间错配严重的省份包括云南、新疆、青海、广东等，即在现有规划<sup>[143]</sup>中增加云南、新疆等地的光伏发电机组，减少内蒙古、四川等地的光伏发电机组。电源结构错配的较严重的省份包括四川、云南、内蒙古、黑龙江，其中风电错配的比例达到 67%，60%，37%、31%。余下十分之一的省份的电源结构错配比例超过 20%。应调整这些地区的电源结构，增加风电机组投资力度；光伏装机占比不足的省份，包括福建、重庆和江西，应增加这些地区的光伏发电机组投资力度。

(2) 空间和电源结构的错配削弱了新能源的低碳环境协同减排能力。

2030 年，新能源装机的空间和结构错配造成总计约 2.3 亿吨的额外碳排放，约占中国电力系统 2030 年碳排放量 5%。结构错配造成额外碳排放约 0.3 亿吨，空间错配约 2 亿吨。另外，错配的缓解仍能通过省际间输电网络的优化，本研究没考虑省间交换结构优化后新能源的碳减排能力，将作为进一步的研究方向。

### 2.5.2 低碳环境协同减排异质性视角下重新审视现有低碳能源转型政策

对新能源碳减排和协同减排异质性的分析，揭示了现有低碳能源转型政策和规划的盲区：

(1) 风、光发展的鼓励政策趋向同质化，没有因时、因地、因技术地根据实际单位减排能力和实际减排贡献进行差异化的鼓励机制设计。

目前的政策关于风光电价、绿证交易的设定具有同质性。具体而言，2021年6月国家发改委发布《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》指出，新建风电、光伏项目不再通过竞争性方式形成具体上网电价，直接执行当地燃煤发电基准电价。新能源发电具有间歇性、可调节性差的特征，在电力系统中与燃煤发电并不‘同质’，因此其上网电价执行燃煤发电基准价，本质上仍考虑了电价补贴。然而，不同省份燃煤基准价高低差异大的诱因是煤炭价格成本差异，会产生同样投资规模的风、光项目，在平价上网政策下价格不同的现象。然而，在执行各地燃煤发电基准价的情况下，新能源减排价值在未来也存在较大的空间差异，现行燃煤标杆价（基准价）并不能准确反应风光绿色价值差异。这意味着“平价”上网的风光电价按照当地燃煤标杆价而非实际减排贡献来衡量，对于高减排价值的地区存在不公平，因为这种措施仍补贴低煤价地区的新能源项目，而非高减排价值地区的新能源项目。

此外，2023年国家能源局关于印发的《2023年能源工作指导意见》指出，1个绿证对应1000度可再生能源电量，每一张绿证的产生或交易，就意味着有1000度可再生能源绿色电力已经上网或者消费。然而，本研究发现新能源的碳减排效益差异化很明显，即统一的绿证定价不同真实的反应新能源的绿色电力价值。若忽视新能源实际减排贡献的异质性，容易造成绿证市场的不稳定性及交易量不足等问题。因此，对于去补贴后风、光“平价上网”仍需要差异化的鼓励政策，应该根据实际单位减排能力和减排贡献，因时、因地、因技术进行差异化的鼓励，以避免政策同质化造成的不公平等连锁反应。

(2) 新能源低碳环境协同的价值性存在差异，然而目前的政策并未针对不同污染物制定具有经济激励性的政策，而是采用了统一价格的绿证交易制度来解决。

在完善可再生能源绿色电力证书制度方面，目前只有统一的定价，即1个绿证对应1000度可再生能源电量，每兆瓦时的绿证价格为7元左右。然

而，统一的绿证交易价格不能充分反应新能源低碳环境协同效益的成本与效益。本研究发现新能源的低碳环境协同效益存在明显的区域差异。若绿证交易价格不考虑各省新能源的实际减排价值，将不利于推进可再生能源绿色电力证书的买卖，不能完全适应大气污染物减排和温室气体控制双重要求，不能完全引导绿色电力消费。为了弥补经济激励上的不足，应充分考虑包含绿色电力价值后的风电上网电价与当地燃煤标杆电价之间的差额，宏观调控各地绿证交易价格。

(3) 现有规划中只考虑风光资源禀赋量，没有考虑其减排能力，特别是非风光发展基地省。

越是资源条件好、建设成本低、投资和市场条件好的地区，越倾向于在本地新建新能源项目；反之，其他地区为完成可再生能源电力消纳责任权重，则倾向于更多地外购而非全部自建新能源项目。此前国家发改委和国家能源局发布《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》鼓励按千万千瓦级组织建设风光大基地项目。然而，此规划考虑的是在风光资源禀赋高的地区投资建设新能源机组，而非考虑新能源减排价值的区域异质性，可能导致资源禀赋不高，但减排效益较高的省份的新能源机组投资缓慢，未能充分发挥其低碳环境价值，整体减缓了电力系统低碳转型速度，以及碳排放总量和强度“双控”目标的实现速度。应根据当地新能源的实际减排效益，鼓励并推进减排价值较高的地区的分布式新能源机组建设。

(4) 现有规划中没有考虑新能源装机比例问题，只有针对装机量规划目标的政策建议。

此前，为贯彻落实国家发展改革委、国家能源局等 9 部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》，共有北京、福建、甘肃等 29 省/市发布“十四五”期间风、光装机规划目标，预计新增 752.284GW。现有的规划明确指出满足当地可再生能源消纳标准的新能源累计装机总量目标，但并没有考虑其实际减排效益，即忽视了最优新能源装机结构对中国碳排放量和碳排放强度降低这个双重目标的贡献。若忽视我国电力行业在低碳化进程中存

在的“多区域”和“多能源主体”等特征,可能存在某些地区新增新能源装机不能适应当地用电负荷,无法完全转换为实际减排效益的风险。因此,在大力投资风光发电机组的背景下,应详细规划各省新能源装机结构。考虑碳减排最优的各省电源结构能够加速电力系统快速、低碳转型。

### 3 基于区域异质性的新能源碳减排不确定性评估

风电、光伏发电属于波动性电源，其不确定性给系统稳定运行带来了严重的安全隐患。由于间歇性新能源的不稳定性，可能会导致发电量的波动，影响电力供应的稳定性。当间歇性新能源大规模并网时，为保证电网安全运行，可能导致系统旋转备用容量大幅增加，极大降低了间歇性新能源并网的经济性和减排能力，因此含间歇性新能源发电的电力系统的不确定性问题成为调度决策者必须考虑的重要因素。厘清含间歇性新能源的电力系统的碳减排能力和减排风险成为电力系统低碳转型的重要问题。

由于区域用电需求存在差异，风电、光伏发电波动对于各省电力系统的影响存在差异。为平抑新能源发电的间歇性和波动性，决策者需要改变机组调度方案，而调峰、调频火电机组的有效利用水平低，反向降低了区域新能源替代的经济和环境效益。因此，在新能源发展进程中，需要考虑到区域不确定性的异质性，以便更好地设计新能源投资计划。

目前针对提高系统环保性、降低碳排放的相关研究中，同时兼顾新能源并网给系统带来不确定影响的经济调度模型相对较少。因此，本章提出考虑新能源不确定性的低碳经济调度模型，分析风电、光伏发电的波动性和间歇性引发的碳排放的不确定性以及碳减排风险。基于评估结果，提出差异化的风险控制方案。

### 3.1 间歇性新能源碳减排风险评估模型

本章研究风电、光伏发电的波动性如何引起二氧化碳排放的不确定性这一问题，基于此，探究风电、光伏发电的碳减排风险。碳减排风险评估包括三个模块，见图 3-1。

首先，构架新能源发电情景生成模型，基于历史发电数据，预测未来中国不同区域新能源发电曲线，同时表征新能源发电不确定性的特征属性；其次，基于电网经济调度模型，测算二氧化碳排放不确定性，这一过程将新能源发电的不确定性和波动性转换为二氧化碳排放的不确定性；最后，根据多个抽样情景下电网二氧化碳排放的分布，进一步评估新能源碳减排风险。

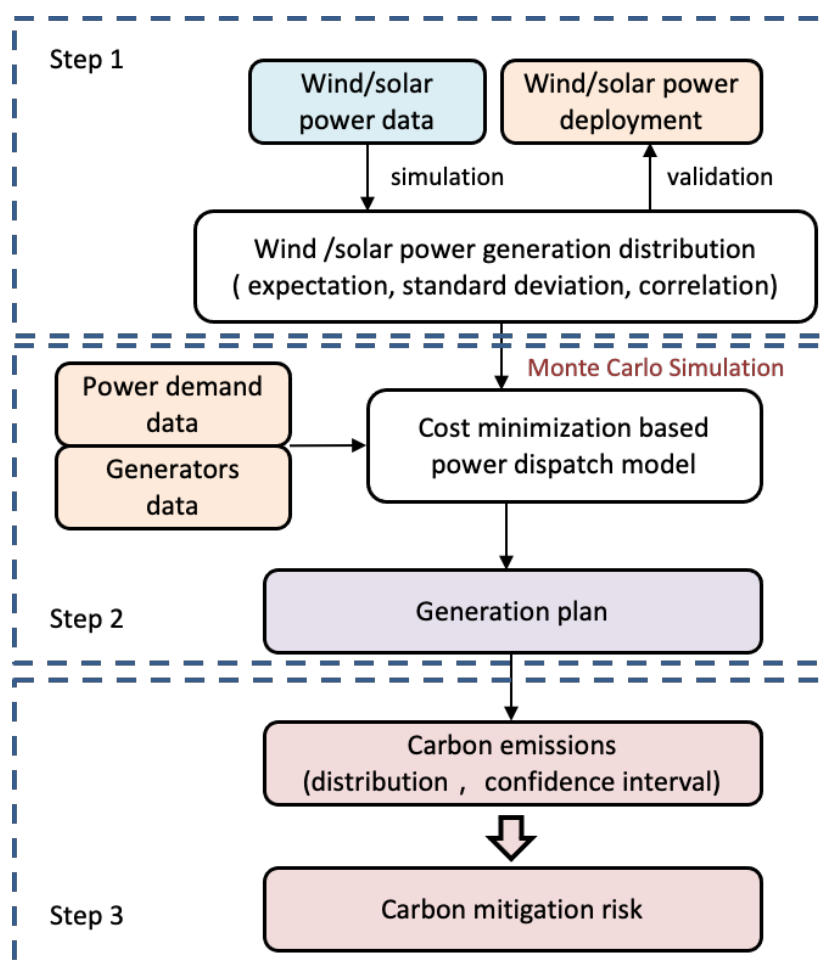


图 3-1 碳减排风险评估框架



### 3.1.1 新能源预测出力的不确定建模

通过蒙特卡洛模拟不同情景，我们可以更好地捕捉风力发电的随机性，进而分析风力发电不确定性及其低碳环境效益。蒙特卡洛方法是能够有效地捕捉风力发电不确定性的方法。在每个抽样方案中，我们会随机产生每小时的风力发电水平，以此形成联合分布函数。在某些时段，风力发电会超过预期水平，而在其他时段则会低于预期水平。风力发电的不确定性会导致碳排放量的波动。这意味着每个蒙特卡洛方案都考虑了风力波动对年度碳排放的影响。

根据相关文献，本章假设每个地区的小时风力发电符合正态分布，两个连续小时的风力发电的联合分布可以由其边际分布和相关系数描述。相邻风电场的风能既不独立也不完全分布。然而，由于市场内风电场的数量很大，基于中心极限定理，假设这些分电场独立和同分布，那么，同一市场内的风电场的总发电量可以产生一个正态分布。因此，采用正态分布假设。后一小时的风力发电分布 ( $W_{h+1}$ ) 与前一小时的风力发电分布 ( $W_h$ ) 有关，函数式如下：

$$f_{h+1|h}(W_{h+1}|W_h) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_{h+1}^2(1-\rho^2)}} \exp \left\{ -\frac{(W_{h+1} - \mu_{h+1} - \rho\sigma_{h+1}(W_h - \mu_h)/\sigma_h)^2}{2\sigma_{h+1}^2(1-\rho^2)} \right\} \quad (3-1)$$

其中， $\mu_h$  和  $\sigma_h$  分别表示前一小时边际分布的平均值和标准差； $\mu_{h+1}$  和  $\sigma_{h+1}$  分别表示后一小时边际分布的均值和标准差， $\rho$  表示两个相连时刻的相关系数。因此，根据  $h$  小时风力发电的平均值和标准差，可以通过以下公式计算下一时刻条件分布的期望值  $\hat{\mu}_{h+1}$  和标准差  $\hat{\sigma}_{h+1}$ ：

$$\hat{\mu}_{h+1} = \mu_{h+1} + \rho\sigma_{h+1}(W_h - \mu_h)/\sigma_h \quad (3-2)$$

$$\hat{\sigma}_{h+1} = \left( (1 - \rho^2) \sigma_{h+1}^2 \right)^{0.5} \quad (3-3)$$

每小时的风能按时间顺序进行抽样，根据其边际分布，随机抽取第一小时的风电功率表示为  $W_1$ ；一旦第一小时的实际风功率采样完毕，就根据公式(3-2)和(3-3)校准第二小时的风力发电的条件期望值  $\mu_2$  和条件标准差  $\sigma_2$ 。之后，对第二小时的风电功率  $W_2$  进行随机抽样，重复这一过程以获得第三小时的风力发电功率。在连续抽样过程中，如果一些风电功率数据值小于 0，则需要将其修正为 0。整个年度的小时风功率用  $\{W_h\}_{h=1}^H$  表示。利用电力市场 5 年历史值（2016-2020 年）<sup>[159]</sup> 拟合出每一年对应时段第  $t$  小时风电的期望和标准差。此外，中国各省份之间的一阶自相关系数是不同的，自相关系数范围大致在 0.95-1.00 之间。

由于光伏电站出力受到光照等气候因素的影响，具有较强的不确定性，因此要对其不确定性进行描述。根据大量统计结果表明，光照辐射强度在一定时间内（一小时或几小时内）服从 Beta 分布，而光伏出力与光照辐射强度线性相关，光照辐射强度服从 Beta 分布，所以光伏出力也在一定时间内服从 Beta 分布。根据我国 2021 年 28 个省全年逐时光伏出力标幺值数据<sup>[159]</sup> 以及各省的光伏装机容量得到其光伏出力，根据光伏出力和辐照强度的关系，用光伏出力数据除以各省辐射效率和辐射面积即可得到各省逐时辐照强度数据，进而得到辐照强度标幺值，拟合分布参数和形状参数，得到辐照强度的 Beta 分布，利用式(3-8)得到光伏出力场景。

基于各地区 2021 年全年每小时的光照辐射强度数据得到其 Beta 概率分布参数，建立光伏出力的概率模型，通过从光伏出力的 Beta 分布中随机抽取 1000 个场景来表征光伏出力不确定性，每个场景都包括从其光伏出力分布中取样的各小时光伏发电量。本文假设各地区每小时的光照辐射强度都符合 Beta 分布，其概率密度函数如下：

$$f(\gamma) = \begin{cases} \frac{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)}{\Gamma(\alpha)+\Gamma(\beta)} \gamma^{\alpha-1} (1-\gamma)^{\beta-1} & (0 \leq \gamma \leq 1, \alpha \geq 0, \beta \geq 0) \\ 0 & \text{(其他)} \end{cases} \quad (3-4)$$

$$\gamma = \frac{\gamma_t}{\gamma_{\max}} \quad (3-5)$$

其中， $\alpha$ 为光照辐射强度的形状参数； $\beta$ 为光照辐射强度的分布参数； $\gamma$ 为该时刻光照强辐射强度的标么值； $\gamma_t$ 为t时的光照辐射强度； $\gamma_{\max}$ 为最大光伏辐射强度。

光伏辐射强度 Beta 分布的参数可由实际辐照强度数据拟合得到，参数计算公式为：

$$\begin{aligned} \alpha &= \mu \left( \frac{\mu(1-\mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \\ \beta &= (1-\mu) \left( \frac{\mu(1-\mu)}{\sigma^2} - 1 \right) \end{aligned} \quad (3-6)$$

其中， $\mu$ 为当地光照辐射强度的期望值； $\sigma$ 为当地光照辐射强度的标准差，可由实际数据计算得到。

可通过辐射强度概率分布得到光伏出力的概率分布，二者关系如下：

$$P_t^{pv} = \gamma_t S \eta^{pv} \quad (3-7)$$

$$P^{pv} = f(\gamma) S \eta^{pv} \gamma_{\max} \quad (3-8)$$

其中， $P^{pv}$ 为光伏电站出力； $\eta^{pv}$ 为光电转换效率； $S$ 为太阳能辐射有效面积。

### 3.1.2 碳排放量不确定性评估模型

新能源的不确定性和波动性通过干扰电力系统中机组组合而影响电力系统二氧化碳排放量。当每小时的新能源发电量在不同的水平上时，会产生不同的发电计划。假设市场上有  $N$  个常规发电机，第  $h$  小时的净需求（即需求减去其他零碳电力供应）用  $L_h$  表示。求解得到  $q_{ih}$ ，即发电机  $i$  在  $h$  小时内的发电量。

在得到风力发电情景  $\{W_h\}_{h=1}^H$  后，通过成本最小化的电力调度模型来求解发电计划  $\{q_{ih}\}_{i=1}^N$ ，数学模型如下：

$$\begin{aligned}
 & \min_{\{q_{ih}\}_{i=1}^N} \sum_{i=1}^N c_i q_{ih} \\
 & \text{s.t.} \\
 & 0 \leq q_{ih} \leq T_{ih}, \quad \forall i, \\
 & \sum_{i=1}^N q_{ih} \geq L_h - W_h
 \end{aligned} \tag{3-9}$$

其中， $c_i/\text{MWh}$  是由热率和燃料价格决定的边际燃料成本， $T_{ih}$  代表火电机组发电机  $i$  在  $h$  小时的发电量。因此， $h$  小时的二氧化碳排放量为  $\sum_{i=1}^N e_i q_{ih}$ ，其中  $e_i$  是发电机  $i$  的二氧化碳排放率。因此，所有火电机组碳排放表示为  $\sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^N e_i q_{ih}$ ，受风电发电量  $\{W_h\}_{h=1}^H$  影响。在所有蒙特卡洛情景中应用成本最小化的电力调度模型评估每个场景下碳排放。

同理，在得到光伏发电系列  $P^{pv}$  的情况下，通过成本最小化的电力调度模型来安排发电计划  $\{q_{ih}\}_{i=1}^N$ ：

$$\begin{aligned}
& \min_{\{q_{ih}\}_{i=1}^N} \sum_{i=1}^N c_i q_{ih} \\
& s.t. \\
& 0 \leq q_{ih} \leq T_{ih}, \quad \forall i, \\
& \sum_{i=1}^N q_{ih} \geq L_h - P^{pv}_h
\end{aligned} \tag{3-10}$$

在风电、光伏出力均存在不确定的情况下，基于风电、光伏发电数据  $\{W_h\}_{h=1}^H$  和  $P^{pv}_h$ ，通过成本最小化的电力调度模型来安排发电计划  $\{q_{ih}\}_{i=1}^N$ ，电力调度模型如下：

$$\begin{aligned}
& \min_{\{q_{ih}\}_{i=1}^N} \sum_{i=1}^N c_i q_{ih} \\
& s.t. \\
& 0 \leq q_{ih} \leq T_{ih}, \quad \forall i, \\
& \sum_{i=1}^N q_{ih} \geq L_h - P^{pv}_h - W_h
\end{aligned} \tag{3-11}$$

### 3.1.3 新能源碳减排风险评估模型

本章在计算间歇性新能源碳减排风险时，采用了 99%的置信区间来排除最极端的情况。再基于  $\delta$ -风险定义，以分位数为限衡量超额碳排放风险。这样做的好处是可以更加准确地计算出风险值，从而更好地评估新能源的可行性。

具体来说，我们通过将 99%置信区间的宽度除以二氧化碳排放分布均值来计算间歇性新能源碳减排风险。计算公式如（3-12）所示。其中  $\varepsilon_x$  是二氧化碳排放分布的  $x$ -分位数。这种方法可以有效地衡量新能源的碳减排效果的不确定性，并为能源转型的风险管理提供科学依据。

$$R_{99\%} = \frac{(\varepsilon_{99.5\%} - \varepsilon_{0.5\%})}{E[\varepsilon]} \tag{3-12}$$

## 3.2 中国间歇性新能源碳减排风险的异质性分析

### 3.2.1 全国间歇性新能源的碳减排风险演变趋势

随着间歇性新能源在电源结构中比例的增加，新能源碳减排风险由2020年的2%，增长到2030年的7%（如图3-2所示）。当系统内新能源发电占比较低时，系统中的电力供应主要由煤电等化石燃料发电设备提供，系统单位小时的碳排放将处于稳定的高位；因此，即使在负荷水平较高地区，新能源替代火电机组所能够带来的系统减碳量仍然是有限的，新能源波动引发的减排风险水平低。当系统中新能源发电占比水平处于高位，且风、光资源均较为丰富时，系统单位小时排放量处于较为稳定的低位，此时，新能源波动所能够引发的新能源碳减排风险同样有限。

到2030年，风电和光伏发电的不确定性，使得风电、光伏发电的碳减排量处于16.43亿吨到17.56亿吨之间。我国电力系统更加清洁和可持续发展的能源结构迈进，但同时也需要关注间歇性新能源发电波动对其碳减排能力的影响，基于此设计差异化的风险控制策略，以实现更大的碳减排效益。

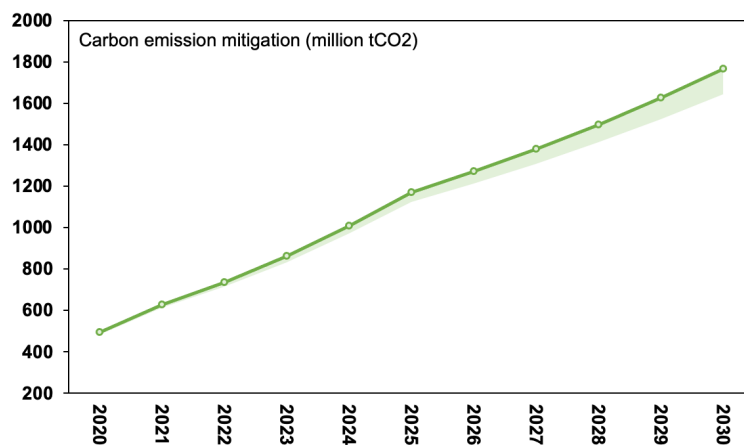


图 3-2 新能源碳减排风险

虽然全国间歇性新能源的碳减排风险逐年增加，但风险水平处于低位。原因主要有两个方面：首先，天气等因素是导致部分地区间歇性新能源发电量减少的主要原因。但是，这种不确定性可能会被其他受影响较小的地区的碳减排量所抵消，从而降低了全国层面的间歇性新能源发电碳减排风险。换

句话说，间歇性新能源的碳减排能力在电力需求小的地区稳健性更高，碳减排风险越小。因此，随着间歇性新能源发电量的增加，全国范围内因间歇性新能源发电波动导致的减排风险逐年上升，但风险水平并不高。另一方面，间歇性新能源发电波动可能会在不同地区产生不同的影响。例如，某些地区可能会出现风力减弱的情况，而其他地区可能会出现风力增强的情况。这种差异化的影响是全国碳减排风险水平较低的原因之一。

**机组煤耗差异大会转换为长期减排风险，而高火电发电结构会抵消部分短期风险。**碳密集度差异大的发电结构将导致风力波动转化为更高的碳排放风险，并且逐渐增加的负荷将加剧这一影响。煤耗机组边际煤耗差异大的，碳减排风险更大。例如，浙江、江苏、山西、四川等地燃煤发电量相似，而四川机组煤耗差异大，为此碳风险较高。也就是说，一个地区机组之间煤耗差异越大，在高需求小时里会调用一些低效率火电机组保障电力供应安全，这样会增加碳减排，因而间歇性风电的减排风险会变大。此外，火电机组占比越高的省份，间歇性新能源的碳减排风险越小。因为，火电机组占比较高的发电结构会抵消因间歇性新能源发电波动而产生的碳减排风险。例如，青海的燃煤发电量低于河南、广东、浙江、安徽等地，碳减排风险却高于这些地区。

### 3.2.2 风电、光伏碳减排风险演变趋势

风电的碳减排风险水平持续低位，但逐年增长。根据 2020 年的数据显示，全国风电的碳减排风险率仅为 1%。但是随着风力发电渗透率的不断提高，碳减排风险率将在 2030 年达到 3%。这意味着，在 2020 年，中国电力部门发电所产生的碳排放量为 34.91 亿吨。如果考虑到 1%的碳减排风险，电力部门发电所产生的碳排放量将增加至 35.25 亿吨（图 3-3）。预测到 2030 年，风力发电将能够实现 3.06%的碳减排风险（图 3-4）。尽管风力发电的碳减排潜力巨大，但由于其不确定性较高，我们预计其碳减排量将在 17~18

亿吨之间。这意味着我们需要更多的研究和投资来进一步提高风力发电的可靠性和效率，以实现更大规模的碳减排目标。

在全国范围内，虽然减排风险不超过 4%，但随着可再生能源的渗透率不断提高，新能源的碳减排风险也会相应升高。特别是在恶劣天气条件下，如雨雪、大风、雾等，风电发电量会受到各地风速等天气因素的影响，从而导致风电的发电效率大大降低。考虑到风电发电量的不确定性，风电的实际替代效果可能会被削弱，其碳减排能力也可能达不到预期值。因此，在能源转型过程中，我们需要综合考虑各种因素，以确保可再生能源的替代效果最大化，从而实现更高效的碳减排。

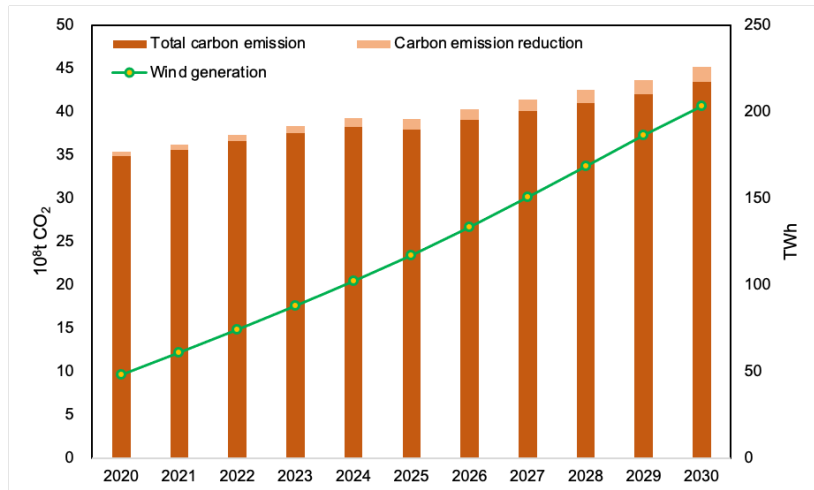


图 3-3 风电发电量与电力系统碳排放量

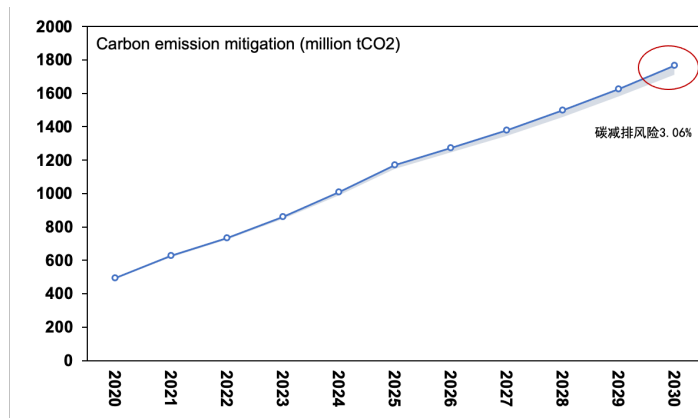


图 3-4 风电的碳减排风险



光伏的碳减排风险逐年增长，且高于风电的碳减排风险。2020 年，全国光伏发电的碳减排风险率为 1%，这意味着在最乐观的情况下，中国电力系统的碳排放量为 34.91 亿吨。然而，如果存在风险，光伏发电的碳排放量将会增加至 35.34 亿吨，比风电的碳排不确定性高 900 万吨。随着光伏发电渗透率的增加，光伏发电的碳减排风险将增长至 2030 年的 3.88%。这意味着，预计 2030 年的碳排放量为 43.41 亿吨。但是，由于光伏发电的不确定性，碳排放量有可能增加到 45.10 亿吨，比风电的碳排不确定性高 3700 万吨。

随着可再生能源在能源市场中的不断普及，新能源碳减排风险也随之增加。这主要是因为太阳能发电受到日照和太阳辐射强度的影响，如果在电力需求较大的时间段内无法进行光伏发电，电力系统就需要依靠火电机组来保障电力供应，这就会增加电力系统的碳排放。因此，我们需要采取措施来降低这种风险，例如加强可再生能源的储能技术，以便在光伏发电不足时提供备用电力，从而减少对火电机组的依赖，降低碳排放。

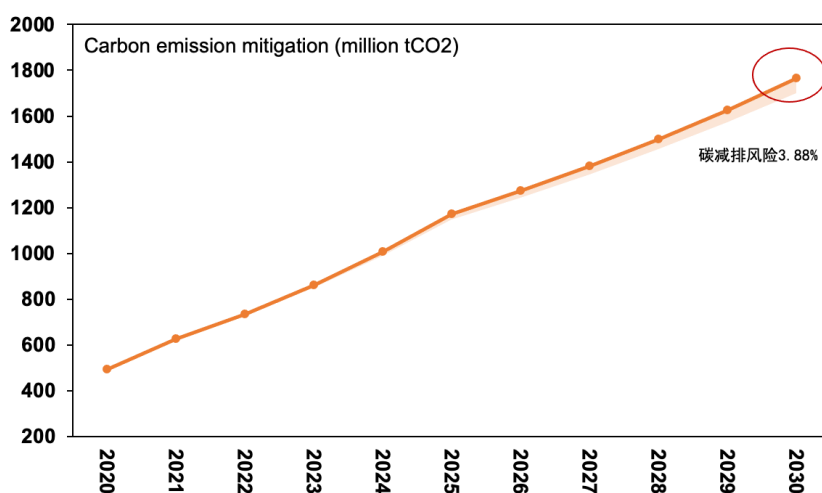


图 3-5 光伏碳减排不确定性分析

### 3.3 间歇性新能源碳减排风险的区域异质性

全国范围内的间歇性新能源碳减排风险分布呈现出倒 U 型的趋势，对于全国风险的评估不能简单地将省级风险进行线性加总求和。因此，需要关注省级层面的间歇性新能源碳减排风险值，这些值与国家层面的碳减排

风险值相比具有更高的参考价值。例如，一些低清洁能源比例、火电大省，如安徽、浙江和广东，其间歇性新能源碳减排碳风险较低，减排不确定较小。相反，像甘肃这样的省份，其间歇性新能源碳减排碳风险较高，气候不确定性可能会限制这些省份发挥间歇性新能源的碳减排效果。因此，在能源转型中，政策制定者需要更加注重省级层面风险评估，以实现更加有效的碳减排。

随着新能源渗透率的提升，碳减排风险率逐年上升，但减排风险的差距逐渐增大。2020年各省风险率在1%-28%区间内，2030年在3-44%区间内（图3-6和图3-7）。随着风力发电在能源结构中所占比重的不断提高，各省份在面临风电波动带来的减排风险时也随之增加。以甘肃为例，当风力发电渗透率为28%时，减排风险率为10%；而当渗透率增加到98%时，减排风险率则达到了31%。此外，通过比较吉林和新疆这两个省份在不同风力发电占比下的情况，我们可以发现，当风力发电渗透率达到40%时，吉林和新疆的风电碳减排风险分别为17%和13%。

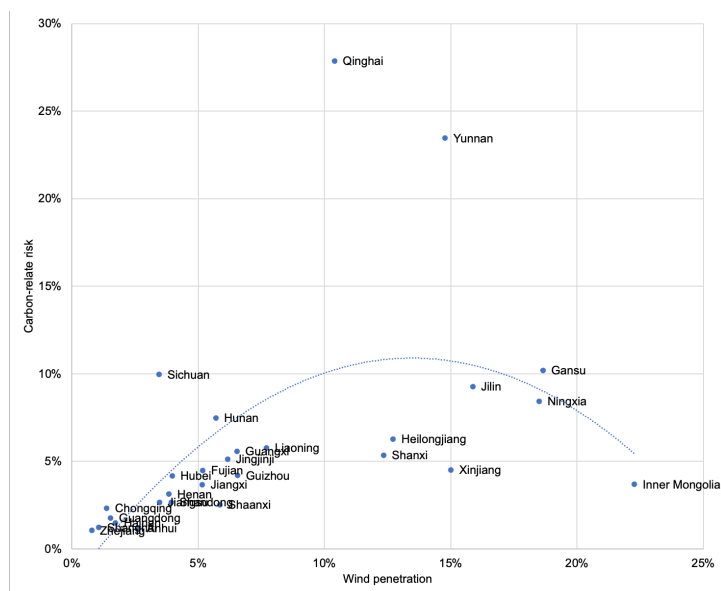


图 3-6 2020 年减排风险分布

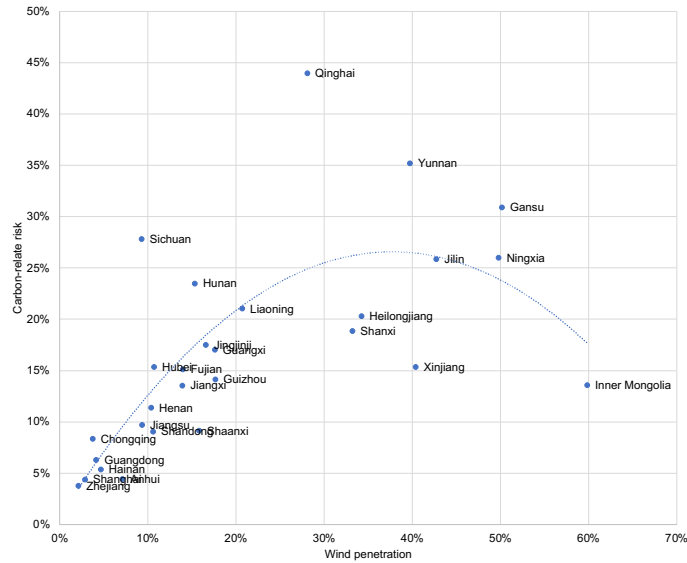


图 3-7 2030 年减排风险分布

此外，光伏发电在减排方面存在着倒 U 形曲线的关系（见图 3-8 和图 3-9）。目前，中国各省的光伏减排风险仍处于倒 U 形曲线的顶点左侧，即随着光伏渗透率的增加，光伏的减排风险也会增加。具体来说，在光伏发电偏低的省份，由于负荷需求主要由火力发电提供，因此小比例的光伏发电对当地电力系统碳排放量的影响较小，导致减排量变化的程度较小；同时，这些省份的火力发电占比较高，碳排放基数也较大，因此光伏减排风险相对较低。相反，在光伏发电偏高的省份，光伏发电对当地电力系统碳排放量的影响较大，因此光伏减排风险相对较高。综上所述，光伏发电在不同省份的减排风险存在差异，需要因地制宜地制定政策和措施。

面对间歇性新能源的碳减排风险的区域异质性，我们对省际之间差异进行了分析。研究发现，这些差异的原因主要有两个方面。首先，间歇性新能源发电的波动性和间歇性存在地区差异性，这也导致了新能源的替代效果存在地区差异。其次，间歇性新能源发电与当地负荷的匹配度也是一个重要因素。如果间歇性新能源波动处于高碳排、高需求小时时间段，就会调用更多火电机组，导致电力系统排放更多的二氧化碳；反之则会导致较低水平的碳

排放不确定性。因此，我们可以推断出，间歇性新能源发电不足发生在不同的时间和地区，即使是相同水平的风电渗透率也会引发不同程度的碳减排风险。这些差异需要我们在能源转型过程中加以考虑，以便更好地实现碳减排目标。

最后，全国范围内的间歇性新能源碳减排风险分布呈现出倒 U 型的趋势，对于全国风险的评估不能简单地将省级风险进行线性加总求和。因此，需要关注省级层面的间歇性新能源碳减排风险值，这些值与国家层面的碳减排风险值相比具有更高的参考价值。例如，一些低清洁能源比例、火电大省，如安徽、浙江和广东，其间歇性新能源碳减排风险较低，减排不确定较小。相反，像甘肃这样的省份，其间歇性新能源碳减排风险较高，气候不确定性可能会限制这些省份发挥间歇性新能源的碳减排效果。因此，在能源转型中，政策制定者需要更加注重省级层面的风险评估，以实现更加有效的碳减排。

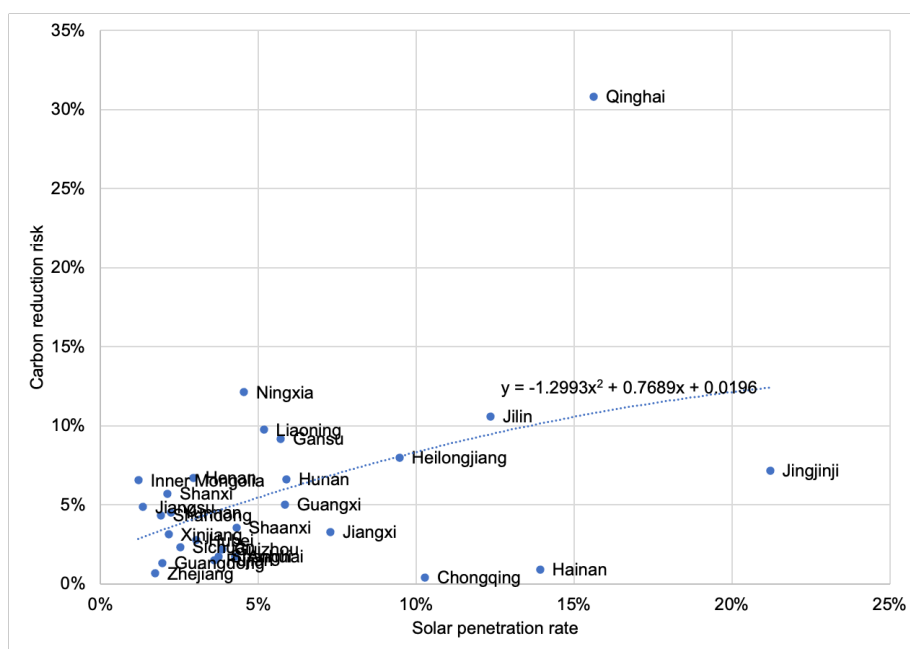


图 3-8 2030 年光伏的减排风险与新能源渗透率的分布

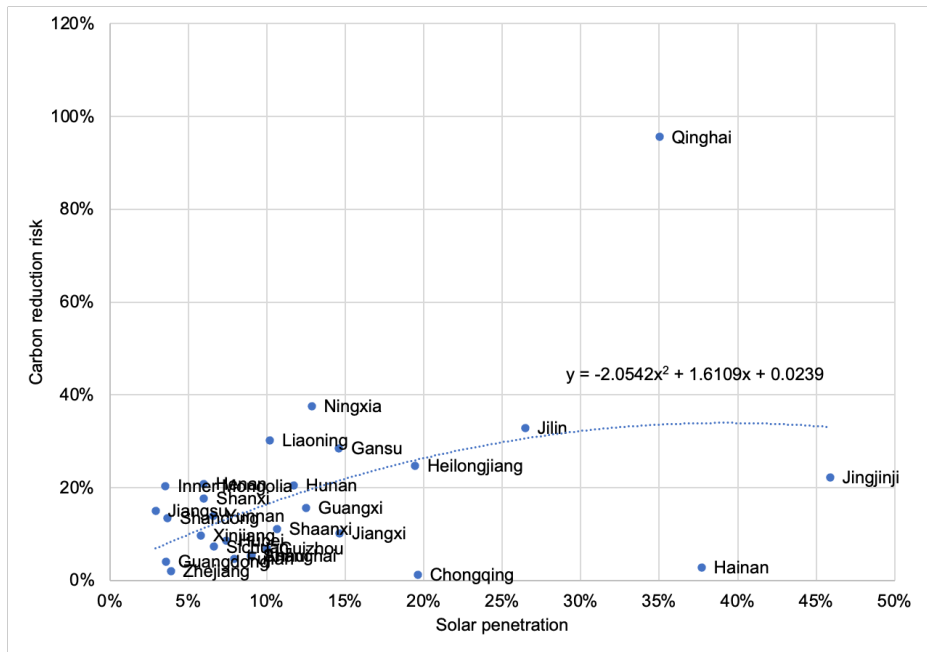


图 3-9 2030 年光伏的减排风险与新能源渗透率的分布

## 3.4 小节与政策建议

### 3.4.1 本章主要结论

碳减排不确定性作为体现异质性的一个重要指标，区域特征非常突出。由于新能源发电的间歇性和波动性存在区域差异，新能源发电量的不确定性导致碳减排风险也具有巨大的整体和局部的异质性以及空间异质性。

(1) 新能源碳减排整体风险水平低，但逐年增长。

随着间歇性新能源在电源结构中比例的增加，新能源碳减排风险由 2020 年的 2%，增长到 2030 年的 7%。到 2030 年，风电和光伏发电的波动性和间歇性，使得风电、光伏发电的碳减排量处于 16.43 亿吨到 17.56 亿吨之间。在 2030 年前达到 7%，这一不确定风险就影响中国碳达峰的总量，即由于新能源发电波动，导致电力部门碳排放峰值在到 43.41 亿吨到 46.45 亿吨区间内。当系统内新能源发电占比较低时，系统中的电力供应主要由煤电等化石燃料发电设备提供，系统单位小时的碳排放将处于稳定的高位，新能源发电波动对碳减排量不确定性的影响有限。当电力系统中新能源发电占比水平处于高位时，存在风光发电占比较高时，如果中国各省同时出现风速不稳定、辐射强度不足的情况，会导致各地新能源的碳减排不确定性提高，进一步扩大个全国层面碳减排风险的提高。因此，若不考虑省间新能源碳减排风险的相似性（同步性），可能低估了全国碳减排风险。需厘清新能源发电量的不确定性导致碳减排风险整体与局部的关系。

(2) 由于中国各省的新能源碳减排不确定性存在差异。

省际间风电碳减排风险与新能源发电量之间呈现倒 U 形关系。随着风电渗透率的提升，各省碳减排风险率上升，且省际间减排风险的差距逐渐增大。2020 年各省风险率在 1%-28% 区间内，2030 年在 3-44% 区间内。随着光伏发电渗透率的提升，省际间减排风险的差距也逐渐增大。2020 年各省风险率在 1%-32% 区间内，2030 年在 2%-94% 区间内。面对间歇性新能源的碳

减排风险的区域异质性这些差异的原因主要有两个方面。首先，间歇性新能源发电的波动性和间歇性存在地区差异性，这也导致了新能源的替代效果存在地区差异。其次，间歇性新能源发电与当地负荷的匹配度也是一个重要因素。

(3) 碳达峰后的整体下降趋势并不会是平滑的、反而有可能经历上升下降的起伏阶段。

若忽视省际间碳减排量的不确定以及相关性和相关性，将不利于准确刻画中国电力系统碳排放（碳减排）曲线。当电力系统中新能源发电占比水平处于高位时，存在风光占比高和非风光的清洁能源占比高两种情景。随着火电发电占比的降低，新能源受当地火电机组煤耗水平的影响越来越小；相应地，新能源波动引发的减排风险逐渐受制于当地的清洁能源结构。于是，本研究评估了中国各省新能源碳减排风险，通过理清碳减排风险的影响机制，明晰了各省新能源渗透逐渐增加背景下碳减排量起伏的下界。

(4) 碳减排不确定风险的省间差异巨大，体现了各省碳减排目标实现具有差异化的不确定风险。

在火电占比较高地区，新能源替代技术所能够带来的系统减碳量是有限的，新能源波动引发的减排风险也是有限的。相反地，当电力系统中新能源发电占比水平处于高位时，存在风光占比高和非风光占比高两种情景。对于非风、光资源均较为丰富的省份，电力系统的碳排放量处于较为低位，此时，新能源波动所能够引发的减排量波动占总排放比例较大，此时碳减排风险较高，而对于风、光资源丰富，且发电占比较高的省份，新能源发电波动引发的减排风险相对较高。因此，对于低比例新能源渗透情景下，火电占比较高的省份的新能源减排目标实现的难度系数小，然而随着新能源渗透率的提升，这些省份新能源碳减排风险逐渐增加，因此碳减排目标实现的不确定风险增加。而对于清洁能源发电比例高的省份，新能源碳减排的波动性较高，实现

其碳减排指标的不确定风险也较高。在极端情况下，就容易出现拉闸限电、限产停产等不合理现象。

### 3.4.2 不确定异质性视角审视低节能减排相关政策

(1) 减排指标分解和年度考核模式不适用于具有区域差异的中国电力系统平稳推进碳减排目标。

此前国务院印发《“十四五”节能减排综合工作方案》指出，优化总量减排指标分解方式，污染重的地方承担更多减排任务。改进总量减排核算方法，健全激励约束机制等问题。然而，这种减排工作责任分配忽视了间歇性新能源碳减排的不确定性。本研究发现全国间歇性新能源的碳减排风险水平较低，但省际间差异较大。一些低清洁能源比例、火电大省，如安徽、浙江和广东，其间歇性新能源碳减排碳风险较低，减排不确定较小。相反，像甘肃这样的省份，其间歇性新能源碳减排碳风险较高，新能源发电的不确定性可能会限制这些省份发挥间歇性新能源的碳减排效果，使得该省无法实现当年减排目标。基于《“十四五”节能减排综合工作方案》制定的各省减排指标分解方案，将有利于低清洁能源比例、火电大省加速落实新能源替代、煤电退役行动；然而却不利于水电/核电渗透率高的省份推进间歇性新能源的发展，原因是随着间歇性新能源在这些地区渗透率的提升，新能源的碳减排效益会被不确定的风速和辐射强度而削弱，使得这些地区面临无法实现总量减排指标的风险。综上，中国幅员辽阔、各地间歇性资源禀赋和波动特征差异巨大，碳减排指标分解有不同程度的“一刀切”问题，无法真正做到因地制宜。

尽管中央目前已采取了考核周期延长等完善措施，但各级政府仍面临着指标考核的压力，“行政指标的计划性”与“企业经营的市场性”之间依旧有着无法化解的矛盾。政府制定季度甚至月度的考核目标，再把减排指标传导至辖区内的重点企业，例如火电企业。然而，火电企业的运营遵循着市场规律，不仅受到市场需求变化的影响，而且受到新能源发电的间歇性和波动性特征影响，短期内各项指标表现（如能源消费总量、能耗强度等）经常变



化幅度较大，很难达到行政计划所要求的持续稳定下降的趋势。在极端情况下，就容易出现拉闸限电、限产停产等不合理现象。综上，已有的行政主导的政策机制存在的关键问题是层层分解的计划考核指标与市场经济发展的要求背道而驰，仍未从根本上调度各基层政府的减排积极性，需进一步完善各基层政府年度考核机制，给与各基层政府差异化的考核指标和激励方案。

(2) 现有规划针对风光大基地建设的方案没有考虑间歇性新能源发电不确定性的风险分散。

目前风光大基地建设快马加鞭，国家发改委和国家能源局已经发布了第一批和第二批以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地建设项目清单的通知。本研究结果发现宁夏、青海、甘肃等地新能源碳减排风险最高，这些均在风光资源最为丰富的“三北地区”，而这些地区正是当前“风光大基地”建设的主要开发地区。如果处理不好，很可能会是减缓中国电力系统低碳转型的速度。

(3) 缺乏用于风险分散的省际能源交互和配套的风险市场设计。

目前风光大基地项目外送绿电的关键边界条件是落地电价不能超过受端的燃煤基准价，即要求送端风光电力低价上网，同时还要承担调峰煤电、储能等灵活调节成本，这对大基地外送项目经济竞争力提出了较高要求。此外，如果当地风速合适、光照好、新能源碳减排不确定性小、上网电价相对比较高，投资储能将获得经济收入。而对那些燃煤发电基准价较低、新能源减排风险较高的省份，这时候再要求配储能，将会产生经济损失。因此，如何平衡好经济性和合理收益，关系到风光投资能否长久发展，省际能源交互和储能配套的相关政策仍需进一步完善。

## 4 电力市场改革对新能源协同低碳环境效益的影响评估

自 2015 年起，中国启动了电力部门的根本性改革。这一改革旨在将中央计划、平等、公正的电力调度转变为以经济为导向的竞争性电力市场。电力市场改革前，中国的电力调度属于配额计划和平均主义监管计划，旨在保证运行中的发电厂具有平等获利的机会。改革后的电网运行将追求电厂发电总成本最低，并且只会受到电力系统物理约束的限制。这意味着市场化改革将全面重新定义决定电厂如何获得市场份额的规则，这有可能改变中国电网发电的碳强度，同时也影响新能源减排的有效性。

现有的新能源投资效益评估模型一方面大多基于市场机制，缺少对于中国部分区域仍维持的平均主义计划体制的仿真模拟，难以还原真实的新能源低碳环境效益。为此，本项目将聚焦于电改前后，间歇性新能源的环境协同价值变化，系统性构建电力市场改革对新能源投资碳减排效益和不确定性的影响，提出差异性的新能源鼓励政策设计方法。

## 4.1 电力市场改革前后电力系统调度模型

### 4.1.1 计划调度模型

在中国电力市场改革之前，每个省份的电力系统调度都采用计划发电的方式。这种方式下，每个发电厂的年度配额会根据每月系统需求的预测按比例分配到每个月。因此，如何以最佳方式实施每月配额就成为了计划调度下机组组合优化问题。本节将其建模成混合整数线性规划问题，当前的系统运行旨在以最佳方式实施火电机组配额并遵守机组平等的法规。所建模型可以确定每个发电机的每日开关状态。并且，做功的发电机的容量必须足以满足每天的峰值需求。通过限制每日峰值需求平衡要求，计划调度模型将电厂实际出力与每月配额的差值以及发电机开关频率降至最低。

计划调度模型的目标是最小化机组组合变化的机会成本。目标函数中的配额差的系数是政府设定的每兆瓦时发电量电价，火电机组开关的系数是发电机的启动成本，这些系数反映了改变机组组合计划对发电厂的机会成本。

$$\begin{aligned} \min_{P, \varepsilon, u, y, z} \quad & \sum_{i \neq j, d} c |u_{i,d} - u_{j,d}| + \sum_{i,d,t} p (\varepsilon_{i,d,t}^+ + \varepsilon_{i,d,t}^-) \\ & u_{i,d}, y_{i,d}, z_{i,d} \in \{0, 1\} \\ & P_{i,d,t}, \varepsilon_{i,d,t}^+, \varepsilon_{i,d,t}^- \in R \setminus R^- \end{aligned} \quad (4-1)$$

电网中每个节点每小时需要维持供需平衡，因此增加供需平衡约束(4-2):

$$\sum_i P_{i,d,t} - D_{d,t} = 0, \forall d, t \quad (4-2)$$

利用约束(4-3)表示每小时旋转储备要求。它呈现出向上和向下调节的储备能力。旋转备用约束要求发电故障时能够快速提供的同步容量。传统旋转备用以常规机组为源，按负荷百分比配置。其中，旋转储备的值记为  $r$ 。

$$\sum_i u_{i,d} P_{i,\max} - (1+r_s) D_{d,t} \geq 0, \forall d,t \quad (4-3)$$

每条输电线路的功率限制如约束(4-4)所示:

$$-F_{k,\max} \leq \sum_i G_{k-i} \left( \sum_i P_{i,d,t} - D_{d,t} \right) \leq F_{k,\max}, \forall k,d,t \quad (4-4)$$

每台发电机存在最大最小发电量限制, 如约束(4-5)所示:

$$u_{i,d} P_{i,\min} \leq P_{i,d,t} \leq u_{i,d} P_{i,\max}, \forall i,d,t \quad (4-5)$$

发电机每个时刻只能有启动或关闭其中一种状态, 因而增加约束(4-6)-(4-7):

$$y_{i,d} - z_{i,d} = u_{i,d} - u_{i,d-1}, \forall i,d \quad (4-6)$$

$$y_{i,d} + z_{i,d} \leq 1, \forall i,d \quad (4-7)$$

在传统计划调度体制下, 每台发电机开启后具有最少开机时间限制, 关闭后也存在最少关闭时间限制, 于是增加最低开/关日限制约束(4-8)-(4-9):

$$\sum_{d'=d}^{d+T_{i,\min}^{on}-1} u_{i,d'} \geq T_{i,\min}^{on} (u_{i,d} - u_{i,d-1}), \forall i,d \quad (4-8)$$

$$\sum_{d'=d}^{d+T_{i,\min}^{off}-1} (1-u_{i,d'}) \geq T_{i,\min}^{off} (u_{i,d-1} - u_{i,d}), \forall i,d \quad (4-9)$$

需要保证每个发电厂至少一台发电机满足在线要求, 因此增加约束(4-10):

$$\sum_{i \in \Phi_j} u_{i,d} \geq 1, \forall j,d \quad (4-10)$$

在计划调度体制下，实行配额制调度模型，如约束(4-11)所示：

$$Q_{i,\min} \leq \sum_{d,t} (P_{i,d,t} \Delta T + \varepsilon_{i,d,t}^+ - \varepsilon_{i,d,t}^-) \leq Q_{i,\max}, \forall i \quad (4-11)$$

其中， $p$  是超出配额的处罚系数，这里使用电价； $u_{i,d}$  是发电机  $i$  在  $d$  天开/关状态的二进制变量； $y_{i,d}$  是发电机  $i$  在  $d$  天启动的二进制变量； $z_{i,d}$  是发电机  $i$  在  $d$  天关闭的二进制变量； $\varepsilon_{i,d,t}^+$  是正配额冲突的松弛变量； $\varepsilon_{i,d,t}^-$  是负配额冲突的松弛变量； $P_{i,d,t}$  是发电机  $i$  在  $d$  天时段  $t$  的功率； $D_{i,d,t}$  是节点  $i$  在  $d$  天时段  $t$  处的负载需求； $T_d^{peak}$  是一天  $d$  的高峰时段； $T_d^{offpeak}$  是一天  $d$  的关闭时间； $r_s$  是旋转备用率； $P_{i,\max}$  是发电机  $i$  的最大功率； $P_{i,\min}$  是发电机  $i$  的最小功率； $F_{k,\max}$  是联络线  $k$  的传输能力； $G_{k-i}$  是  $k$  线到总线  $i$  的发电转移分布因子； $T_{i,\min}^{on}$  是发电机  $i$  的最小天数； $T_{i,\min}^{off}$  是发电机  $i$  的最短关闭天数； $\Phi_j$  是发电厂  $j$  中所有发电机的集合； $Q_{i,\max}$  是发电机  $i$  的最大月配额； $Q_{i,\min}$  是发电机  $i$  的最小月配额； $\Delta T$  是小时间隔。

#### 4.1.2 经济调度模型

根据 2015 年中国共产党中央委员会第九号文件，其中规定了中国能源部门改革的原则，电力批发市场的发展允许市场机制取代政府的命令来统治电力系统。根据这些原则，中国国家发展和改革委员会颁布了一系列文件，对电力市场改革的细节进行了界定，这些文件计划依次废除配额制度以及所有相关的配额执行和寻求平等的条例。

电力市场将采用基于成本的招标来组织市场，在电力市场，机组组合将确定每台发电机的每日开关状态，以便在满足估计需求的同时将每月总成本降至最低。在此过程中，电网运营商预测每天电力需求，电网运营商仍需保证每天有足够的发电量来满足预测的峰值需求。在电力市场改革后，以成本最小化为目标，优化机组组合方案。

$$\begin{aligned}
& \min_{\mathbf{P}, \mathbf{u}, \mathbf{y}, \mathbf{z}} \sum_{i,d,t} c_i^G P_{i,d,t} + \sum_{i,d} (c_i^{on} y_{i,d} + c_i^{off} z_{i,d}) \\
& u_{i,d}, y_{i,d}, z_{i,d} \in \{0,1\} \\
& P_{i,d,t} \in R \setminus R^-
\end{aligned} \tag{4-12}$$

其中， $c_i^G$ 是发电机  $i$  的发电成本； $c_i^{on}$ 是发电机  $i$  的开机成本； $c_i^{off}$ 是发电机  $i$  的关机成本。

电网中每个节点每小时需要维持供需平衡，因此增加供需平衡约束(4-13)：

$$\sum_i (P_{i,d,t}) - D_{d,t} = 0, \forall d, t \tag{4-13}$$

每条输电线路的功率限制如约束(4-14)所示：

$$-F_{k,\max} \leq \sum_i G_{k-i} (P_{i,d,t} - D_{i,d,t}) \leq F_{k,\max}, \forall k, d, t \tag{4-14}$$

每台发电机存在最大最小发电量限制，如约束(4-15)所示：

$$u_{i,d} P_{i,\min} \leq P_{i,d,t} \leq u_{i,d} P_{i,\max}, \forall i, d, t \tag{4-15}$$

发电机每个时刻只能有启动或关闭其中一种状态，因而增加约束(4-16)-(4-17)：

$$y_{i,d} - z_{i,d} = u_{i,d} - u_{i,d-1}, \forall i, d \tag{4-16}$$

$$y_{i,d} + z_{i,d} \leq 1, \forall i, d \tag{4-17}$$

综上，表 4-1 总结计划调度模型和经济调度模型的差异。

表 4-1 计划调度与经济调度模型对比

模型		计划经济	市场经济	
目标	配额	配额偏差	✓	○
	运行	机组启停和燃料成本	○	✓
		每小时容量系数同质化目标	✓	○
	环境	碳税成本	✓	✓
约束	物理	机组出力约束	✓	✓
		功率平衡约束		
		火电机组爬坡约束		
		火电机组最小开关机时间约束		
		输电网络物理约束		
	公平性	火电机组出力配额约束	✓	○
		机组间启停次数无差异约束	✓	○
		机组启停频率平等化约束	✓	○
		自用机组开启约束	✓	○
	政策	可再生能源配额约束	✓	✓

### 4.1.3 电改前后电力系统投资-调度两阶段优化模型

电改后，不需要考虑配额分配，具有最小边际成本的机组优先发电。在一定的投资预算约束下，如何实现各类投资规划项目效益最大化，成为政府、电网企业关注的一类问题。因此，本章投资-调度两阶段优化模型的目标函数是经济成本最小化，成本包括投资成本和运行成本（燃料成本、启停成本和碳税）。机组调度阶段则为了确定每个发电机开/关状态以及每个发电机的每小时发电量。

$$\min C = C_{Inv} + w(C_F + C_{UD} + C_{Tax} + C_R), \quad (4-18)$$

$$w = 365 \frac{\mu_{Ope}}{7(1+a)^y}, \quad (4-19)$$

$$\begin{cases} C_{Inv} = \kappa_{gen} \sum_{i \in C_{gen}} c_{i,gen} N_{i,gen} + \kappa_{wind} c_{wind} I_{wind} + \kappa_{pv} c_{pv} I_{pv} \\ \kappa = \frac{a(1+a)^y}{(1+a)^y - 1} \end{cases} \quad (4-20)$$

$$C_F = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T c^{coal} a_i P_{d,i,t}^G \quad (4-21)$$

$$C_{UD} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T [\alpha_{d,i,t} C_i^U + \beta_{d,i,t} C_i^D] \quad (4-22)$$

$$C_{Tax} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T c^{tax} e_i^c P_{d,i,t}^G \quad (4-23)$$

$$C_Q = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T F(\varepsilon_{d,i,t}^+ + \varepsilon_{d,i,t}^-) \quad (4-24)$$

$C_{Inv}$ 表示火电机组的投资成本， $C_F + C_{UD} + C_{TAX} + C_R$ 表示单位机组典型周运行成本， $w$ 是净现值换算系数， $\mu_{Ope}$ 和 $y$ 分别表示设备的贴现率和



使用寿命。 $G_{gen}$ 表示不同容量的火电机组， $N_{i,gen}$ 是风能和太阳能的装机容量， $I_{wind}$ 和 $I_{pv}$ 分别表示第 $\kappa$ 年度投资当量系数。

每小时的功率输出受特定技术可用总容量的限制。对于火电机组，功率输出不应超过总装机容量，也受到机组运行状态的限制。对于风能和太阳能发电，输出功率共同受到现有容量和新建容量以及不断变化的容量因素的限制：

$$0 \leq P_{d,t}^G \leq I_i^{GT} = I_i^G + I_{i,0}^G, \quad (4-25)$$

$$0 \leq P_{d,t}^W \leq \alpha_t^W \cdot I^{WT} = \alpha_t^W (I^W + I_0^W), \quad (4-26)$$

$$0 \leq P_{d,t}^{PV} \leq \beta_t^{PV} \cdot I^{PVT} = \beta_t^{PV} (I^{PV} + I_0^{PV}), \quad (4-27)$$

其中， $P_{d,t}^W$   $P_{d,t}^{PV}$  表示风电、太阳能输出功率； $I_i^{GT}$ ， $I^{WT}$ 和 $I^{PVT}$  表示火电机组、风力发电和太阳能机组总容量； $I_i^G$ ， $I^W$ 和 $I^{PV}$ 是新建机组容量； $I_{i,0}^G$ ， $I_0^W$ ， $I_0^{PV}$  是火电机组、风电机组和太阳能发电机组的现有容量； $\alpha_t^W$ 和 $\beta_t^{PV}$ 风电、太阳能容量系数。

可再生能源的配额作为约束条件体现在模型中。在模型中引入可再生能源配额约束条件，以保证发电计划在满足电量平衡等条件下能够满足配额需求、实现风电、光伏发电有序消纳。需要说明的是：可再生能源配额一般是按年分配，在调度时需要将配额指标分解，在投资-调度两阶段模型中考虑间歇性可再生能源的配额约束（4-28）。

$$\sum_{d=1}^{N_d} \sum_{t=1}^T (P_{d,t}^W + P_{d,t}^{PV}) \geq \alpha_{ren} \cdot \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{t=1}^T (P_{d,t}^L + P_{d,t}^{line}) - Q_{ren}, \quad (4-28)$$

其中， $\alpha_{ren}$ 是可再生能源组合标准要求的百分比，该要求同时考虑了当地电力需求和净出口，是一个非负变量。 $Q_{ren}$ 表示未达到新能源渗透目标的惩罚。其中， $\sigma_{ren}$ 是未满足可再生能源组合标准的惩罚系数。

功率平衡和系统可靠性约束如公式(4-29)所示, 其中,  $P_{d,t}^L$ 和 $P_{d,t}^{line}$ 表示省份的需求和净功率交换量。

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{d,i,t}^G + P_{d,t}^W + P_{d,t}^{PV} = P_{d,t}^L + P_{d,t}^{line}, \quad (4-29)$$

此外, 每小时功率平衡通过应用全套配额约束和灵活性约束(最小开/关时间, 斜坡, 最小和最大输出水平, 储备约束)来实现火电机组调度优化。因此, 在模型中设置灵活性约束(4-30)。

$$v_{d,i,t} P_{i,\min}^G \leq P_{d,i,t}^G \leq v_{d,i,t} P_{i,\max}^G, \quad (4-30)$$

其中,  $v_{d,i,t}$  是第  $i$  类火电机组在典型天  $d$  时间  $t$  时运行状态的二元变量,  $P_{i,\min}^G$ 和 $P_{i,\max}^G$ 表示第  $i$  类火电机组的最小和最大输出, 分别为装机容量的50%和100%。爬坡约束见公式(4-31)-(4-32)。其中,  $R_i^{up}$ 和 $R_i^{down}$ 是第  $i$  类火电机组向上/向下爬坡功率,  $M$ 表示无限大的数。

$$P_{d,i,t+1}^G - P_{d,i,t}^G \leq R_i^{up} N_{i,gen} + M(1 - v_{d,i,t}) \quad (4-31)$$

$$P_{d,i,t}^G - P_{d,i,t+1}^G \leq R_i^{down} N_{i,gen} + M(1 - v_{d,i,t+1}) \quad (4-32)$$

利用二元变量表示机组开/关时间约束公式如下:

$$\begin{cases} -v_{d,i,t-1} + v_{d,i,t} - \alpha_{d,i,t} \leq 0 \\ v_{d,i,t-1} - v_{d,i,t} - \beta_{d,i,t} \leq 0 \end{cases} \quad (4-33)$$

$$\begin{cases} (v_{d,i,t+1} - v_{d,i,t}) + (v_{d,i,t+\sigma} - v_{d,i,t+\sigma+1}) \leq 1 \quad \forall i,t, \forall \sigma \in [1, \dots, T_i^{on} - 1] \\ (v_{d,i,t} - v_{d,i,t+1}) + (v_{d,i,t+\sigma+1} - v_{d,i,t+\sigma}) \leq 1 \quad \forall i,t, \forall \sigma \in [1, \dots, T_i^{off} - 1] \end{cases} \quad (4-34)$$

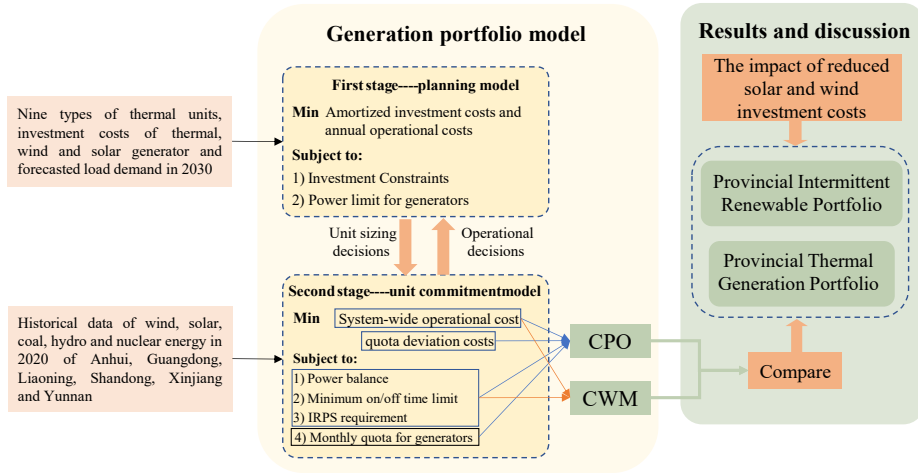


图 4-1 投资-调度模型示意图

与电改后电力系统投资-调度两阶段优化模型相比，电改前中国每个省份的电力系统调度都是实行计划发电，每个发电厂的年度配额根据每月系统中用电需求的预测按比例分配到每个月。因此，电改前是基于计划调度的机组组合优化问题（图 4-1）。

基于计划调度的两阶段优化模型的目标函数是最小化电力系统的总成本，包括投资成本和运营成本。

$$\min C = C_{Inv} + wC_{Ope}, \quad (4-35)$$

$$w = 365 \frac{\mu_{Ope}}{7(1+a)^y}, \quad (4-36)$$

$$\begin{cases} C_{Inv} = \kappa_{gen} \sum_{i \in G_{gen}} c_{i,gen} N_{i,gen} + \kappa_{wind} c_{wind} I_{wind} + \kappa_{pv} c_{pv} I_{pv} \\ \kappa = \frac{a(1+a)^y}{(1+a)^y - 1} \end{cases} \quad (4-37)$$

$$C_F = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T c^{coal} a_i P_{d,i,t}^G \quad (4-38)$$

$$C_{UD} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T [\alpha_{d,i,t} C_i^U + \beta_{d,i,t} C_i^D] \quad (4-39)$$

$$C_{Tax} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T c^{tax} e_i^c P_{d,i,t}^G \quad (4-40)$$

$$C_Q = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \sum_{i=1}^{N_G} \sum_{t=1}^T F(\varepsilon_{d,i,t}^+ + \varepsilon_{d,i,t}^-) \quad (4-41)$$

$C_{Inv}$ 表示火电机组的投资成本， $C_{Ope}$ 表示单位机组周运行成本， $w$ 是运行层的净现值换算系数，表示年运行的等效系数， $\mu_{Ope}$ 和 $y$ 分别表示设备的贴现率和使用寿命。 $G_{gen}$ 表示不同容量的火电机组， $N_{i,gen}$ 是风能和太阳能的装机容量， $I_{wind}$ 和 $I_{pv}$ 分别是 $\kappa$ 年度投资当量系数。

除了电改后投资-调度两阶段优化模型中提到的约束条件外，电改前还需要考虑配额约束。在现实世界中，一旦每月需求预测发生变化，每月配额就会更新。如果每月需求的新预测高于先前的预测，则每个火电机组的月度配额将按比例进行调整。

$$Q_{i,min} \leq \sum_{d=1}^{30} \sum_{t=1}^{24} (P_{d,i,t}^G + \varepsilon_{d,i,t}^+ - \varepsilon_{d,i,t}^-) \leq Q_{i,max}, \forall i \quad (4-42)$$

其中， $Q_i$ 是发电机每月配额， $\varepsilon_{d,i,t}^+$ 和 $\varepsilon_{d,i,t}^-$ 表示单位实际输出和配额之间的正负偏差。只有当一台机组的实际功率输出与定额量之差小于或等于2%时，该机组的定额实施才算合格。因此，最小月发电量为 $Q_{i,min} = 0.98Q_i$ ，最大月发电量为 $Q_{i,max} = 1.02Q_i$ 。

## 4.2 电改对新能源低碳环境协同减排价值的影响

市场化改革降低了新能源的减排量。具体来说，市场化改革将导致新能源碳减排能力每年减少约4%，这一点可以从图4-2中看出。这意味着，2020年电改前的513百万吨的碳减排能力已经下降到了电改后的493百万吨。随着新能源渗透率的提高，到2030年，电改后新能源碳减排量将从1839百万吨下降到1766百万吨。这一趋势可能会对新能源的发展产生一定的影响，

未来需要在能源转型的过程中加强政策引导和技术创新，以确保新能源的可持续发展。此外，如图 4-3 所示，到 2030 年，电改前新能源替代技术预计减少 23.42 万吨的 SO<sub>2</sub>、15.08 万吨的 NO<sub>x</sub> 和 6.51 万吨的 PM<sub>2.5</sub>。与电改后大气污染物减排量相比，电改使得大气污染物的减排量降低约 4%。

市场化改革降低了单位新能源发电的减排量。如图 4-4 所示，2021 年每兆瓦时可再生资源的碳减排能力从电改前的 0.705 吨下降到电改后的 0.677 吨。随着新能源渗透率的提高，2030 年，电改后单位新能源碳减排能力从电改前的 0.677 吨/兆瓦时下降到 0.601 吨/兆瓦时。

电改前是根据发电小时数分配额度，决定哪些燃煤机组发电、发多少电。随着新能源渗透率的提升，无论该燃煤机组效率如何，都会按比例失去部分市场份额，因此，电改前新能源减排价值为临界机组煤耗强度。而根据电改后拟合结果可知，随着新能源渗透率的提升，燃煤效率较低的机组优先退役，此时新能源减排价值可以用平均煤强度表示。基于现有机组煤耗数据分析，全国平均煤耗低于边际煤耗，因此电改后新能源减排价值较低。

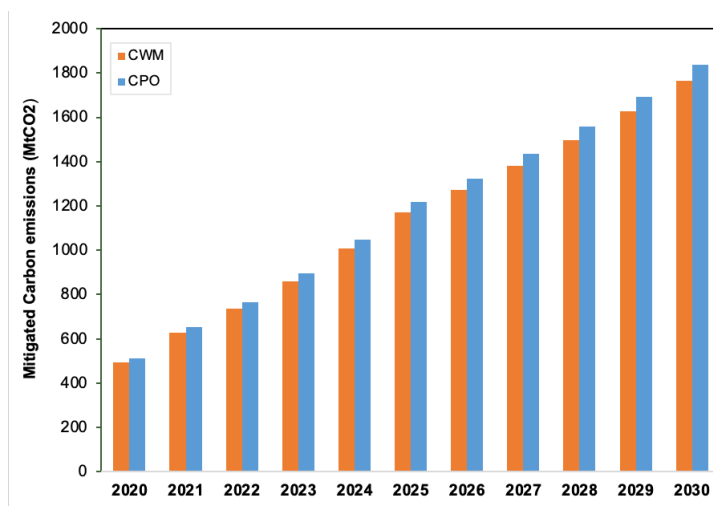


图 4-2 电改前后对新能源碳减排能力的影响（CWM：经济调度；CPO：计划调度）

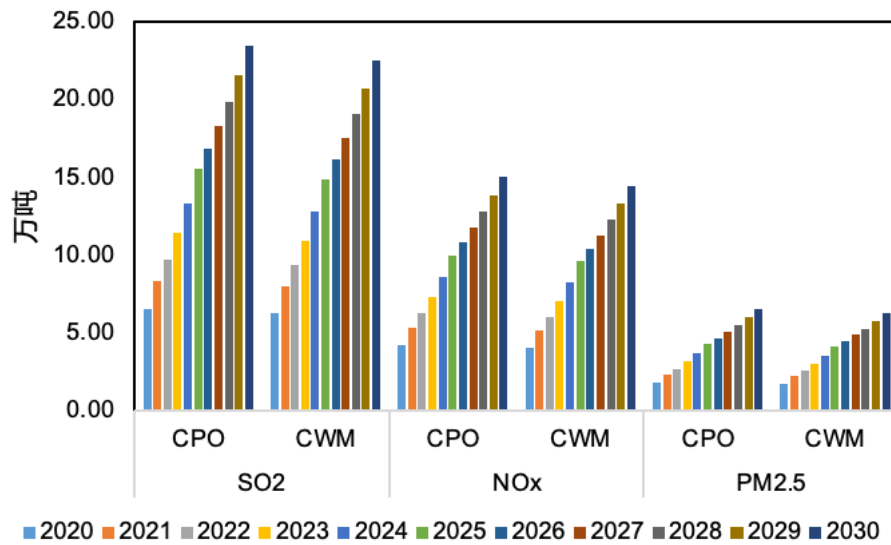


图 4-3 电改前后对新能源环境协同减排能力的影响（CWM：经济调度；CPO：计划调度）

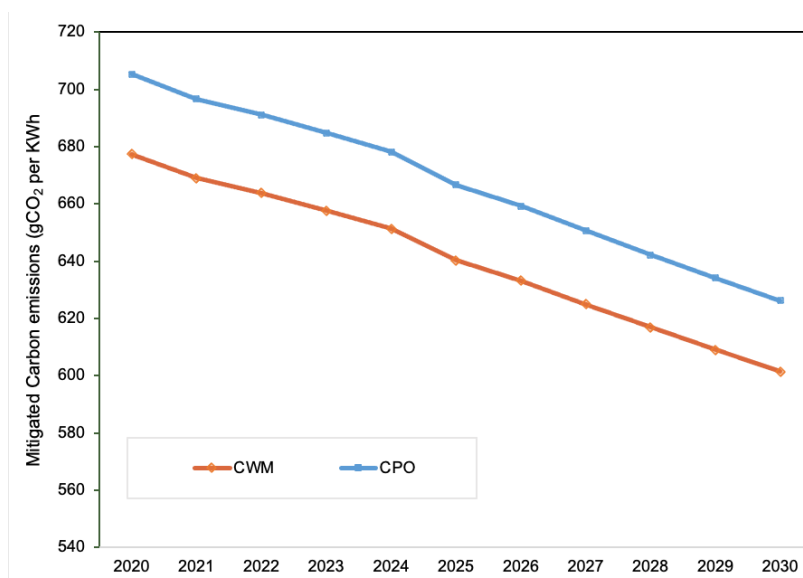


图 4-4 电改前后对新能源单位减排能力的影响（CWM：经济调度；CPO：计划调度）

电力体制改革对全国减排效果的影响存在差异，各省份的变化程度也不同。在江苏省，电力体制改革后，该省单位新能源的减排能力得到了提高。研究发现，江苏省在高需求时段会启动部分低效燃煤机组。通过对比边际煤耗和平均煤耗，发现在计划调度背景下煤电机组边际煤耗为 732g/KWh，而

在高电力需求时，经济调度的平均煤耗为 752k/KWh。因此，江苏省的电力体制改革和新能源渗透具有协同减排增效的作用。类似的情况也出现在京津冀地区、广东、内蒙古、甘肃、江西、宁夏、上海、山西、新疆、云南等 14 个省份，随着电力需求的增加，电改的协同作用更加明显。综上，电力市场改革后，市场化机制比政府计划指令的系统性更强，造成“发电-碳排放”的关系可能呈现两阶段线性关系，进而可能改变现行机组运行结构，从而影响了新能源的碳减排价值。

### 4.3 电力市场改革对新能源减排风险的影响

虽然电改降低了全国新能源布局的单位新能源的减排能力，但也降低了碳减排风险（图 4-5）。到 2030 年，电改前的碳减排风险大于电改后的碳减排风险。电改前，除了风电、光伏发电发电量的不确定性外，还存在火电机组选择的不确定性，因此，新能源的碳减排风险更高。

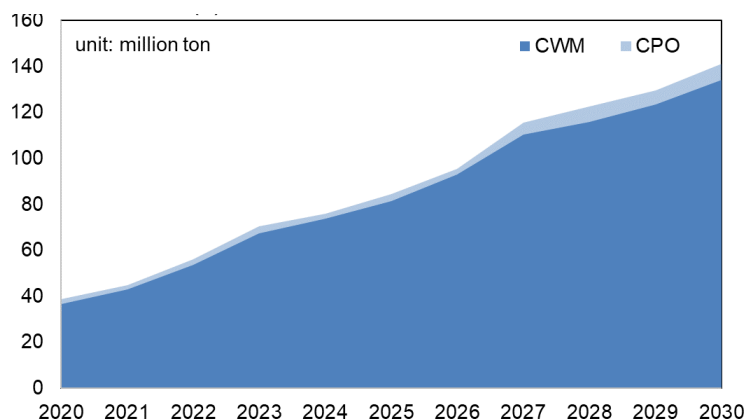


图 4-5 2020 年和 2030 年间歇性新能源碳减排风险  
(CWM: 经济调度; CPO: 计划调度)

虽然电力市场改革整体降低新能源减排风险，但也局部增加了部分省份的碳减排风险，例如江苏省和甘肃省等（图 4-5）。电改后的碳减排风险大于电改前的碳减排风险。电改后，新能源碳减排的不确定性源于电力系统中，高需求小时调用了煤耗效率低的临界机组。当新能源发电不稳定且电力需求量增加时，当地调用了一些低效率高煤耗火电机组，其值大于其他已用机组

的平均煤耗，导致满足电力需求的单位煤耗增加，因此，电改后，存在新能源出力不足导致的碳减排风险变大的风险。

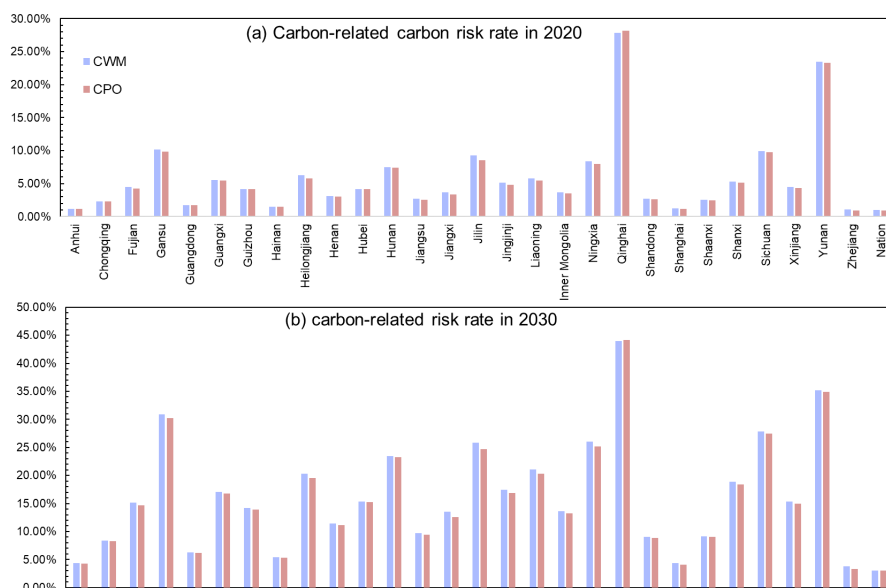


图 4-6 2020-2030 年间歇性新能源碳减排风险

## 4.4 电力市场化改革对新能源投资的影响

### 4.4.1 电力市场改革使得电力系统装机结构更清洁

电力市场的引入使机组的调度更加灵活，减少了对高成本的火电小机组投资和调度。也就是说，电力市场化改革引导电力系统向更清洁、更高效的系统转变。如图 4-7 所示，电力市场化改革使新增火电装机比例降低了 0.81%-27.48%。在电力改革之前，虽然小型火力发电机组的运营成本更高，但在应对可再生能源的可变性、间歇性特征方面比大型火电机组更加灵活，因此，在电改前，小型火力发电机组被广泛投资和调度。而在电力市场改革后，火电机组的调度更加灵活，因此会大大减少投资建设这种高成本的小火电机组。因此，电力市场改革提供了火电机组效率，使得电力系统装机结构更清洁。



电力市场改革的影响因省份而，而异省际差异性在很大程度上取决于当地电力结构。本章将 6 个省分为 3 类进行分析，分别是显著减少型（安徽和新疆），投资组合变化型（辽宁和云南）和轻量减少型（广东和山东）。对于显著减少型省份，电力市场化改革后，安徽省和新疆省新增火电装机容量分别下降 29.36%和 43.57%。虽然在市场化前后风能和太阳能资源都会被投资，但仍达不到可再生能源消纳权重目标（IRPS 为 20%），这表明安徽省需要从其他省份输入可再生能源以满足 IRPS 要求。在这种情况下，增加的用电负荷只能通过火功率输出来满足；因此，火电机组的投资可以达到总投资容量的较高比例。由于电力市场的自由化可以提高传统火电机组的运行效率，因此电改后火电机组装机容量下降。对于新疆省来说，现有的风能和太阳能普及率已经达到 17.92%，只需要少量的风电来满足 IPRS 的要求。并且，由于火电机组成本低，在没有政策约束的情况下，投资火电机组是满足负荷增长的最佳方式。

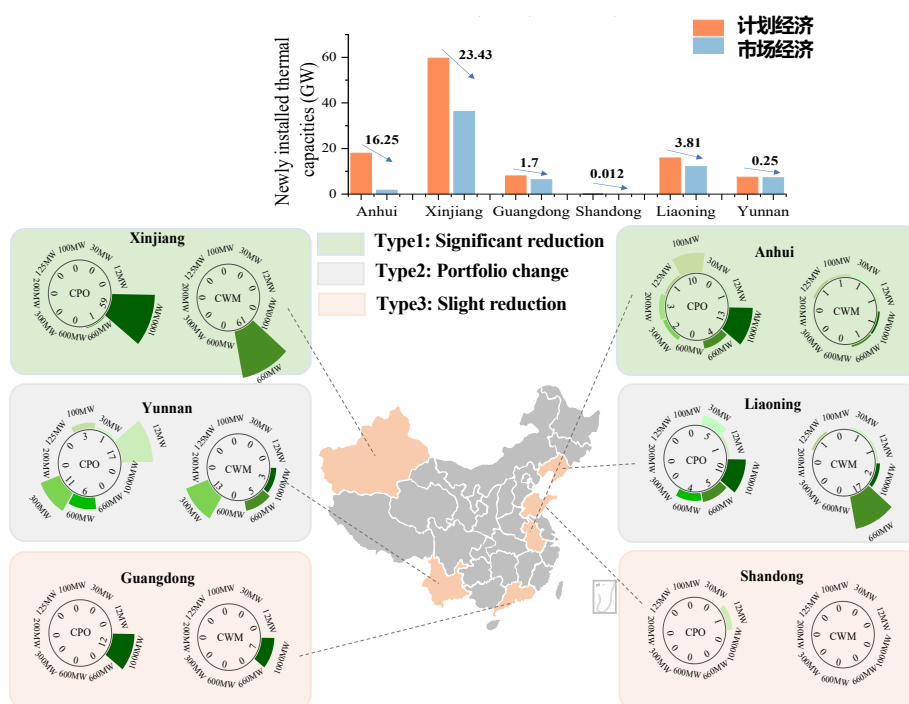


图 4-7 电力市场改革对投资结构的影响

为了进一步探讨电力市场改革对电力调度中机组组合的影响，本章比较了变化最大的安徽和新疆两省在计划经济和市场经济下典型一天的电力调度结果。如图 4-8 所示,左图和右图分别表示中央计划内电力运行调度(CPO)和电改后经济调度(CWM)的结果。火电机组的类型根据容量分为 4 类,用不同颜色显示。不同类别机组的发电量通过覆盖面积的大小进行比较。虚线填充部分表示无电源的机组容量。右上角的数值表示总装机容量。通过比较图 4-8 左图和右图的小时平衡曲线,发现电改后区域新增火电装机减少了。

在安徽省,电力改革减少了对大型火电机组的投资,因此现有的中小型机组被充分调动起来以满足负荷需求。在新疆,除了充分调动中小型机组外,660 兆瓦的火电机组因为燃料成本低成为电改后场景下调用的主要发电机组。虽然 660 兆瓦机组的投资成本略高,但它的运行成本更低,灵活性更高。因此,在电改后经济调度下,该系统仍然倾向于使用 660 兆瓦的火力机组。此外,市场化改革后,安徽省的机组容量系数从 38.49%增加到 46.86%,新疆的容量系数从 56.28%增加到 63.03%。这一增长解释了电力改革提高了火电机组的利用效率,从而降低了新增火电机组装机容量。

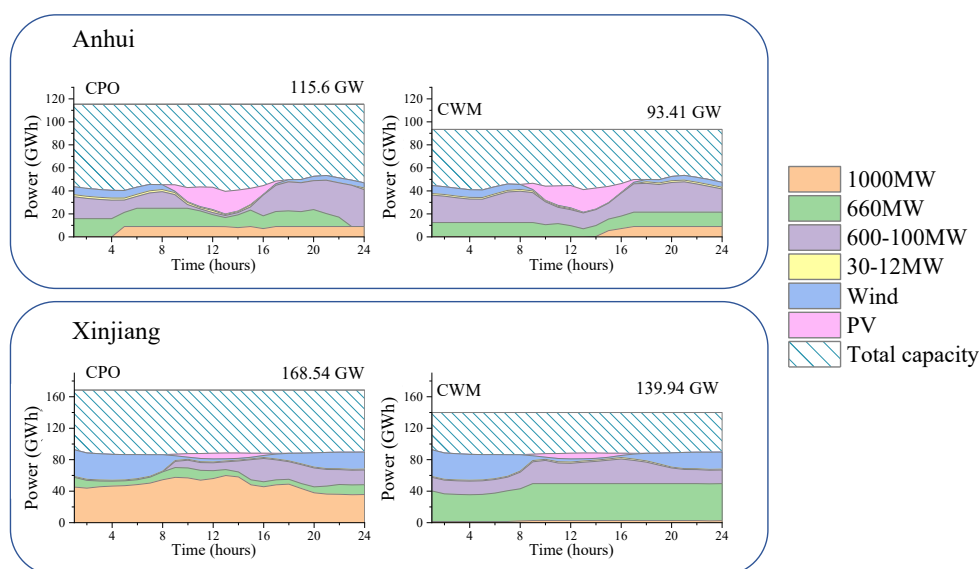


图 4-8 安徽和新疆典型日的发电对比

#### 4.4.2 电改背景下低碳政策促进新能源投资

本节继续探究电力市场改革对新能源装机投资的影响。风能和太阳能投资容量主要受到以下三方面影响，包括：各省风光资源的限制、现有火电产能和间歇性可再生能源配额制（IRPS）。在图 4-9 中，我们可以看到电改前后 2020 年和 2030 年新增的新能源装机容量变化。左边一栏是来自电改前的风电和太阳能发电的新装机容量，右边一栏是来自电改后的新装机容量。红色柱状表示代表省际可再生能源传输，为了满足 20% 的间歇性可再生能源配额制（IRPS）。所有省份都在电改前后积极开发风能和太阳能资源，以满足 IRPS 政策的要求。然而，通过对电力系统投资-调度两阶段优化模型的求解，我们发现电改后对风能和太阳能的投资仅略微增加，增幅不到 1%。这表明市场化改革前后对于风电和太阳能发电装机容量影响不大。

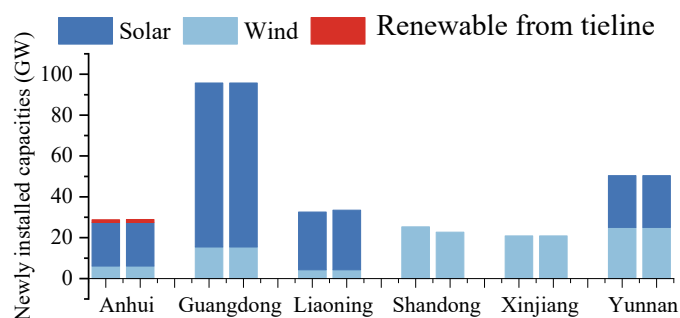


图 4-9 电改前后间歇性新能源装机变化

此外，在较低的可再生能源渗透率下，风能是满足 IRPS 标准的首选。这主要是因为风电的容量系数更高，投资成本也低于与太阳能发电相关的成本。以山东省为例，只有风电达到其资源限制时才会引导投资太阳能发电。分析发现，太阳能发电的平准化能源成本（LCOE）为 0.43 元/千瓦时，比风力发电的 LCOE（0.237 元/千瓦时）高 55%。风电平准化度电成本（0.237 元/千瓦时）介于现有火电和新装火电之间。电力改革对风能和太阳能发电的投资影响有限，与不同能源的平准化度电成本有很大关系，因此，间歇性新能源的平准化度电成本降低能够有效推动新能源投资。

电改前后，一旦所有省份都达到了 IRPS 要求（可再生能源市场化前后的渗透率只需要满足 20% 的政策约束），就不会再投资多余的风电和光伏发电机组。分析可能的原因是：现有火电产能过大或将抑制对间歇性可再生能源的投资。预计到 2030 年，火电机组可以满足约 90% 的负荷需求。而且，由于各类新能源有效利用水平不同，新能源的平准化度电成本高于现有火电。以上原因限制了电力市场化改革的新能源促进作用和低碳环境价值。

可再生能源配额制（IRPS）是法律政策，通过规定在某区域内生产、消费电力的主体在某段时间内必须完成一定量的可再生能源发电量，规定的发电量即为该主体的可再生能源配额。主体可以通过自身生产可再生能源电力，或是从其他主体处购买富余的可再生能源，以完成配额指标任务，否则将受到来自上级政府的经济或行政惩罚。本章进一步研究政府的低碳政策，如 IRPS，对风光投资的影响（如图 4-10 所示）。不同的颜色表示不同的省份。虚线和实线分别代表 CPO 和 CWM 下的变化趋势。同一省份的虚线和实线几乎重合，表明电力改革对可再生能源投资的影响有限随着可再生能源渗透率的增加，风电和太阳能发电的装机容量将不断增加，直到达到其资源极限。结果说明，控制命令型低碳政策能够促进新能源装机。

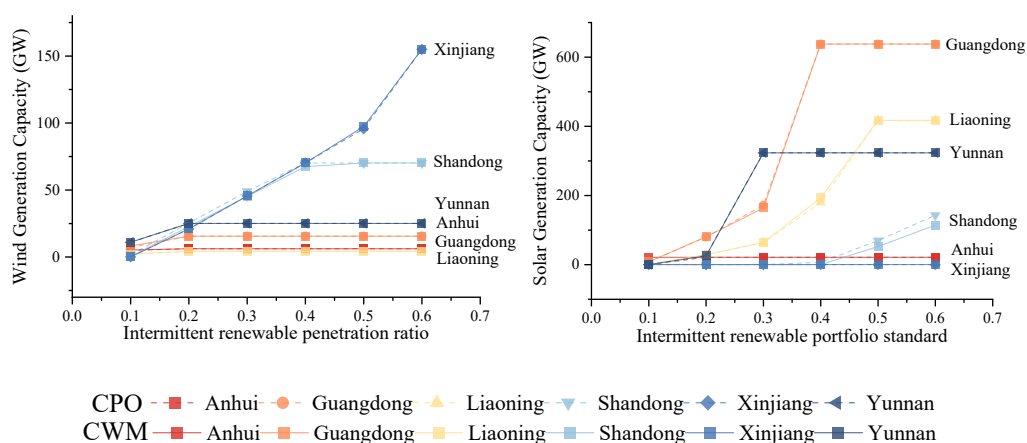


图 4-10 电改前后风光投资变化

## 4.5 小节与政策建议

### 4.5.1 本章主要结论

(1) 电力市场改革对于新能源减排价值的直接影响小，而对于各类电源长期投资的间接影响大。

电力市场化改革在全国层面降低了新能源减排效益和碳减排风险。随着各地电力需求的增加，电力市场改革能促进新能源减排效益的提升，但提升效果不明显。针对间接影响而言，电力市场改革使得电力系统的装机结构更加清洁，传统火电机组的利用效率有所提升，并能够起到促进新能源机组装机的效果。

(2) 电力部门的体制改革影响了区域新能源碳减排异质性的的大小，在经济调度区域新能源的碳减排异质性增大。

电改前是根据发电小时数分配额度，决定哪些燃煤机组发电、发多少电。随着新能源渗透率的提升，无论该燃煤机组效率如何，都会按比例失去部分市场份额，因此，电改前新能源减排价值为临界机组煤耗强度。而根据电改后拟合结果可知，随着新能源渗透率的提升，燃煤效率较低的机组优先退役，此时新能源减排价值可以用平均煤强度表示。但对于部分省份而言，当地电力需求的增加，使得电改呈现出与新能源替代相同的碳减排效益。综上，电力市场改革后，市场化机制比政府计划指令的系统性更强，造成净负荷与碳排放的关系可能呈现两阶段线性关系，进而可能改变现行机组运行结构，从而影响了新能源的碳减排价值。

## 4.5.2 电力市场化改革效果的异质性视角审视低碳能源政策

(1) 现有政策规划针对新能源布局的方案没有考虑电力市场改革对新能源单位减排能力带来的变化，也没有考虑这种体制变化带来影响的时空、新能源技术异质性。

国家能源局于 2022 年 1 月联合印发《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，提出“推进适应能源结构转型的电力市场机制建设”，“构建适应新型电力系统的市场机制”，并“提升电力市场对高比例新能源的适应性”。文件明确了“十四五”和“十五五”期间电力市场进一步改革的目标和方向。然而，随着电力市场化改革的推进，间歇性新能源碳减排效益的区域异质性逐渐拉大，使得新能源投资建设不当带来的环境损失更大。电力市场化改革后降低了新能源的减排效益，会使得每一单位新能源的环境价值降低，也间接使得电力企业度电生产的碳排放量增高，间接增加了电力系统总碳排放量。然而，此前的政策方案忽视了电力市场改革对新能源减排能力的影响。为实现能源消耗总量和能源消耗强度降低的双重目标，可能导致中国各省对新能源累计装机总量的需求增大。

(2) 新能源布局相关政策没有考虑电改影响的作用机制。

2021 年 10 月，中共中央、国务院印发的《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》指出，要继续深化能源体制改革，完善电力等能源品种价格市场化形成机制。然而，现有基于目标总量的“粗线条”体制改革将不可避免的产生新能源投资扭曲和平价上网机制失效现象。电力市场改革在各省的影响受到当地用电负荷总量和当前电源结构影响，尤其是在高负荷运行期间，电力市场化改革增加部分省份的煤耗和运营成本，导致度电成本增加。如果忽视电力市场化改革的作用机制，将不利于支撑新能源等技术的大规模发展，不利于适应继续全面推进的电力市场化改革。

## 5 基于储能调节的新能源投资的低碳环境协同效益评估

双碳目标下，新能源装机比例快速提升，灵活性调节资源日趋紧张，系统惯量持续下降，新能源消纳与系统稳定问题日益凸显。随着新能源并网比例的增加，火电机组承担调峰任务逐渐成为常态，但机组长期以较低负荷状态运行会导致能耗较高、经济性较差。因此，在我国现行的新能源装机配套储能机制下，开启基于负荷变动的储能容量增长机制，替代火电机组由于提供调峰服务而产生的经济、环境损失。

2020年8月，《关于开展“风光水火储一体化”“源网荷储一体化”的指导意见（征求意见稿）》发布，提出积极探索“风光水火储一体化”、“源网荷储一体化”实施路径，提升能源清洁利用水平和电力系统运行效率。2020年中国各省市出台多项新能源配置储能政策，旨在推动电储能产业发展。现有研究表明，合理配置储能能够有效平抑波动，提高电能质量以及提升电网整体稳定性，同时还能提高新能源消纳率，因此需要对储能配置问题进行深入研究。

储能可应用于发电端，例如新能源+储能可以平滑新能源发电的波动，提高风光电能质量。现有研究更多关注于储能物理运行特性对系统安全稳定性的影响，而忽略了储能投资的经济环境价值，以及与新能源投资的协同环境价值。本章将探讨如何通过储能技术的应用，促进电力系统低碳转型。我们将采用储能嵌入的电力系统调度模型，评估储能技术的应用对新能源投资和低碳环境协同效益的影响。我们将研究如何布局储能系统，以进一步提高新能源的减排效益。通过本章的研究，我们将为能源转型领域的专家和决策者提供有价值的参考。

## 5.1 储能嵌入电网的新能源碳减排效益评估模型

针对考虑新能源资源禀赋与当地负荷不匹配的含储能电网经济调度问题，本章提出一种储能嵌入电网的新能源碳减排效益评估模型。在模型中使用储能资源缓解弃风和切负荷问题，并优化储能资源的空间分布，以实现新能源碳减排效益最大化。此外，本章还定义了反应储能经济价值和环境价值指标。综述，本章基于全国各省级电网实际数据，分析了储能对于新能源减排效应的影响；从系统运行成本和碳排放成本的角度，分析储能经济和环境价值的时空异质性。

据国网能源研究院预测，新型储能可在 2025 年、2030 年、2060 年分别达到 30GW、100GW、300GW<sup>[164]</sup>。充放电速率是按照储能容量的 1/4 计算，平均 4 小时充满<sup>[165]</sup>。基于容量上限，本章设计三种储能投资情景，分别是：100GWh、300GWh、1000GWh，以此分析改变储能投资力度对于新能源减排效益的影响，及其自身的低碳环境价值的区域异质性。此外，本报告还进一步探讨碳税对储能技术的发展和应用的影響，以及储能技术在碳排放减少和电力系统优化方面的潜在贡献。研究的碳税在 0-2000 元/吨 CO<sub>2</sub> 的范围内波动。

如图 5-1 所示，假设电力系统中有  $N$  台火电发电机。对于每个发电机  $i$ ， $g_{i,t}$  表示在  $t$  小时的发电量， $c_i$  是其燃料成本率， $e_i$  是其碳排放率， $C_v$  是碳排放税。 $W_t$  和  $P_t$  分别表示  $t$  小时内风能和太阳能的发电量， $H_t$  和  $N_t$  表示  $t$  小时水力和核能发电量。假设储能设备参与市场，在  $t$  小时与电网的能量交换为  $y_t$ 。如果  $y_t$  为负值，则表示储能设备正在向电网放电，如果  $y_t$  为正值，则表示储能设备正在充电。



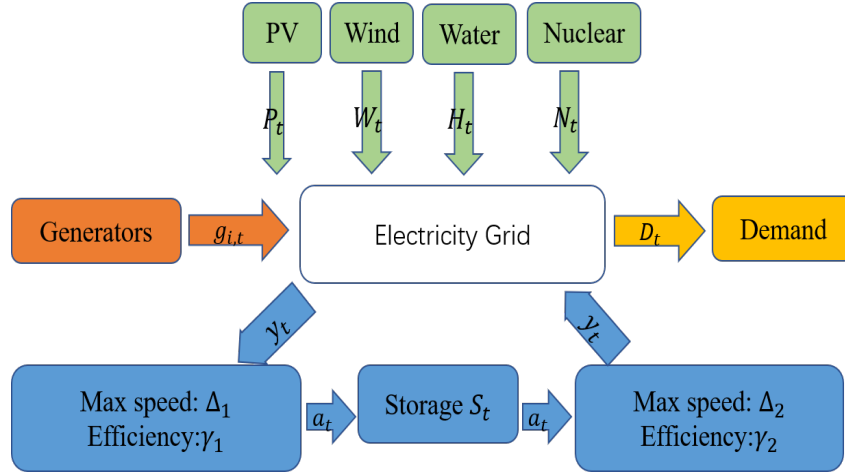


图 5-1 储能嵌入电力系统建模框架

以电力系统运行总成本最小作为目标函数计算最优储能容量配置。运行总成本由燃料成本和碳排放成本两部分组成。

$$C_{fuel,t}(y_t) = \min_{g_{i,t}} \sum_{i=1}^N (c_i + C_v e_i) \cdot g_{i,t} \quad (5-1)$$

每台发电机的发电能力范围，如约束(5-2)所示：

$$0 \leq g_{i,t} \leq \bar{g}_i, \forall i \quad (5-2)$$

其中， $\bar{g}_i$  是发电机*i*的发电能力上限。

考虑储能嵌入电网后，*t*小时内功率平衡方程如下：

$$\sum_{i=1}^n g_{i,t} + w_t + p_t + h_t + N_t = y_t + D_t, \quad (5-3)$$

$w_t, p_t, h_t$ 代表电网中可利用的能源风电、光伏发电和水电核电，均有最大发电功率限制，如(5-4)所示：

$$0 \leq x_t \leq X_t, X_t \in \{W_t, P_t, H_t\} \quad (5-4)$$

此外，实时电价是火电发电机的边际总成本：

$$p(t) = \max_{g_{i,t} > 0} c_i + C_v e_i \quad (5-5)$$

储能嵌入系统包含充电、储存和放电三个工艺过程。在单位时间 $t$ 中，用 $S_t$ 表示储存的电量。储能模型描述如下：

$$S_t - S_{t-1} = a_t \quad (5-6)$$

$$y_t = \Psi(a_t) = \begin{cases} a_t/\gamma_1, & a_t \geq 0 \\ a_t\gamma_2, & a_t < 0 \end{cases} \quad (5-7)$$

$$0 \leq S_t \leq S_{max} \quad (5-8)$$

$$-\Delta_1 \leq a_t \leq \Delta_2 \quad (5-9)$$

$a_t$ 为单位小时 $t$ 储存能量的变化量， $\gamma_1$ 和 $\gamma_2$ 分别为充电效率和放电效率。 $y_t$ 是储能装置和电网之间实际交换的能量。 $S_{max}$ 表示储能存储的容量。

根据上述调度模型，求解得到满足每一时刻电力需求的火电发电量 $g_{i,t}^*$ ，即第 $i$ 台火电机组在第 $t$ 小时的发电量。那么， $t$ 时刻的总的碳排放量和燃料成本分别为：

$$E_{carbon,t}(y_t) = \sum_{i=1}^n g_{i,t}^* e_i \quad (5-10)$$

$$E_{fuel,t}(y_t) = \sum_{i=1}^n g_{i,t}^* c_i \quad (5-11)$$

$\{a_1, a_2, a_3, \dots, a_T\}$ 是储能系统的充、放电策略，决定了储能的经济和环境价值。电网储能的环境价值和经济价值分别由碳排放量变化值和燃料的变化值决定。

$$B_{carbon}(a_{1,2,\dots,T}) = \sum_{t=1}^T E_{carbon,t}(0) - \sum_{t=1}^T E_{carbon,t}(\Psi(a_t)) \quad (5-12)$$

$$B_{economic}(a_{1,2,\dots,T}) = \sum_{t=1}^T E_{fuel,t}(0) - \sum_{t=1}^T E_{fuel,t}(\Psi(a_t)) \quad (5-13)$$

## 5.2 储能对新能源碳减排效益的影响

### 5.2.1 储能投资增加了新能源碳减排效益

如图 5-2 所示，储能容量由 300GWh 增加至 1000GWh 时，能够提升新能源的减排效益，分别减少 3100 万吨二氧化碳和 1.55 亿吨二氧化碳。新能源渗透率大幅提升也增加了电力系统的不确定性，火电机组作为系统中主要的调峰、调频机组，碳减排压力剧增。储能作为优质的灵活性资源，能够参与系统调峰、调频，能有效提升系统应对间歇性新能源发电不确定性的能力。因此，利用储能替代传统火电机组配合新能源场站参与调峰和调频，能够平抑场站出力波动、提升新能源可调度能力和碳减排效益。

储能在全省中调峰、调频能力存在差异，各省新能源碳减排效益提升的幅度不同。当储能容量为 300GWh 时，山东、新疆的碳减排量增加的最多，分别增加了 1270 万吨、319 万吨。而福建、甘肃、广东等省份未发现明显的碳减排量增加的趋势。当储能容量为 1000GWh 时，山东、新疆的碳减排量增加的最多，分别增加了 6199 万吨、1898 万吨。此外，福建、甘肃、广东等省份未发现明显的碳减排量增加的趋势。这一结果表明，伴随着储能的嵌入，新能源碳减排效益的区域异质性增大。

储能对新能源减排效益影响存在地区差异的原因主要有两点。首先，当地火电机组煤耗强度的差异性是一个重要因素。火电机组煤耗强度差异大的地区，储能投资能够促进新能源的投资与应用。其次，各省电源结构也是一个重要因素。可再生能源比例较高的地区，净需求波动较小，储能投资对于新能源有效利用率的提升力度有限，因而对新能源碳减排效益的影响较小。具体而言。福建、甘肃等地火电机组差异较小，储能嵌入的模型对机组组合影响为 0；而对于云南、西藏、青海、内蒙古这样的省份，风光在内的可再生能源比例较高，可以满足当地电力需求，不再需要储能调度，因此呈现出无差异的新能源减排效益。因此，在进行储能规划和实施时，需要充分考虑

当地的火电机组煤耗强度和电源结构等因素，以便制定出更加科学合理的储能方案。

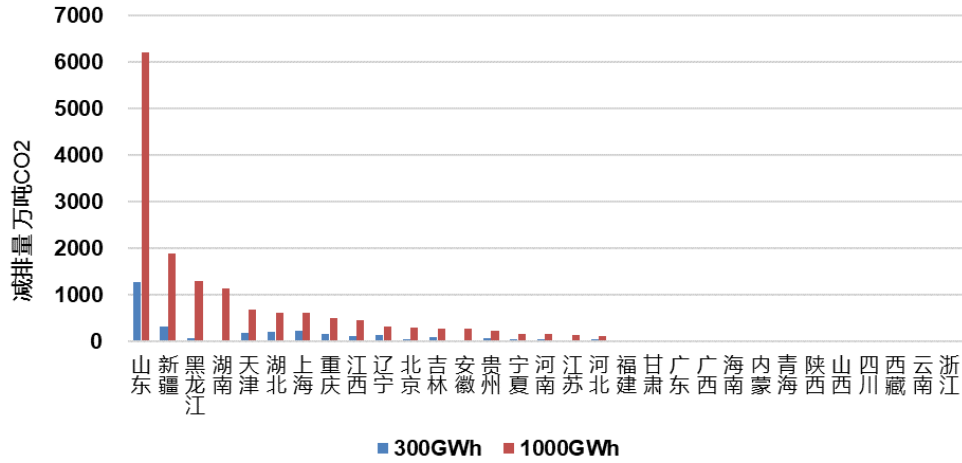


图 5-2 储能容量对新能源的减排效益影响

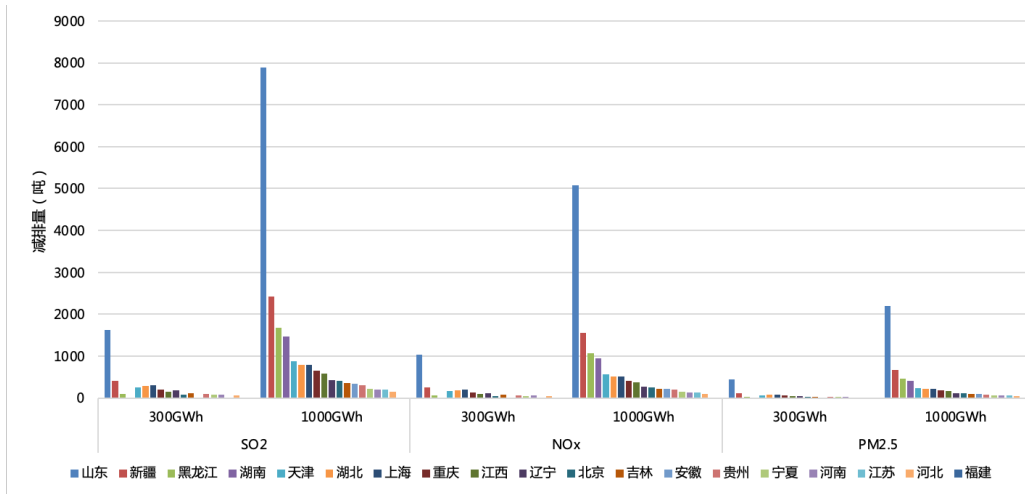


图 5-3 储能容量对新能源的环境协同减排效益的影响

基于第二章测算得到的新能源大气污染物和二氧化碳排放协同减排关系，通过等比例转换分析储能的加入对新能源环境协同减排效益的影响。300GWh 的储能的加入使得新能源的环境减排效益增加，分别增加 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的减排量为 4012 吨，2583 吨和 1115 吨。1000GWh 的储能的加入使得新能源的环境减排效益增加，分别增加 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的减排量为 19762 吨，12724 吨和 5494 吨。储能投资对于各省的低碳环境协同

减排效益存在差异。当储能容量为 300GWh 时，山东、新疆的环境减排效益增加的最多，分别增加了 1617 吨 SO<sub>2</sub>、407 吨 SO<sub>2</sub>；1041 吨 NO<sub>x</sub>、262 吨 NO<sub>x</sub>；450 吨 PM<sub>2.5</sub>、113 吨 PM<sub>2.5</sub>。

## 5.2.2 基于供需匹配性的储能需求量化

新能源装机的增加，对储能提出了更多的需求。上节结果表明增加储能投资规模能够提升新能源的碳减排效益。本节进一步探究不同种类储能装置对这一促进效果的影响。在满足 100% 新能源供应情景下，基于新能源供电与需求最小不匹配度时风光装机组合方案，研究每个省对储能设备的需求，进一步探究不同储能类型对新能源发电消纳的影响。

如图 5-4 所示，X 轴表示储能装置的充放电功率；Y 轴表示储能装置的总容量；2 条曲线封闭的区域表示有效储能区，颜色深浅表示 100% 新能源供电背景下电力供给与需求不匹配系数，颜色越绿表示电力供给与需求越匹配；反之亦然。结果发现：青海地区的绿色面积较少，这意味着需要更多的储能才能满足零碳需求。相比之下，江苏、山东等沿海地区更容易达到零碳阶段。这是因为沿海地区经济发达，工业体系完善，24 小时都有工厂开工，整体电力负荷大且需求稳定。因此，一般不需要新建大比例的储能设施，也更容易实现零碳目标。综上所述，不同地区的电力需求和资源分布都会影响到实现零碳目标的难易程度。

此外，各省对储能种类和储能属性的要求存在差异。比较吉林和福建，发现：吉林虽然更难达到平衡（红色面积大），但是储能区对 X 轴要求更少；对应的，福建在四个图中的 Y 轴要求最小。图中，X 轴表示储能装置的充放电功率，Y 轴表示储能装置的总容量；也就是说，吉林需要容量更大的储能装置，福建需要充、放电更快的储能装置，因而建议吉林使用储氢、福建利用压缩空气等储能设施。

根据我们定义的有效储能区，得到各省最佳的储能容量和储能时长，以地图的形式表现为图 5-5。中国需要 722 太瓦的储能来消除各地新能源发电

与负荷的时间不匹配问题，而 2022 年中国储能的装机容量仅为 1 太瓦，仍需要投资建设大量的储能设备。此外，考虑到可再生资源禀赋、土地可用性、安装密度以及多重地理因素，区域储能容量需求存在较大差异。沿海地区，如山东、河北、江苏和广东等省份，需要更大容量的储能设备来消除新能源和负荷之间的不匹配性。山东、河北、江苏、广东等地的储能容量为 46.17~79.18 太瓦的储能。而内蒙古、云南和黑龙江等新能源较多的省份，则需要配置能够存储更长时间电力的储能装置，以便在需要时释放电力，即西藏、海南、宁夏等电力负荷较小的省份，仅需要 1.13、3.36、9.18 太瓦的储能。

如图 5-5 所示，所有省份的储能持续时间最大范围超过 230 小时，这表明各地电网存在较大的季节性时间错配，发展长储存市场的储能技术势在必行。除内蒙古外，所有省份的最低储能小时数在 18.6 - 45.1 小时之间。内蒙古对储能时长的需求最高(68.3-1600 小时)，这与其时间错配程度低有关。而中南部省份对储能时长的要求最短，这就需要应用昂贵的短期储能技术。这些地区由于电力负荷的复杂性和可再生能源输出的波动性，存在更大的不匹配需要消除，导致对储能时长的要求更加严格。经济发达的沿海地区需要相对较短的蓄能时间和较大的蓄能容量，因此建设蓄能系统以消除时间不匹配需要巨大的成本。

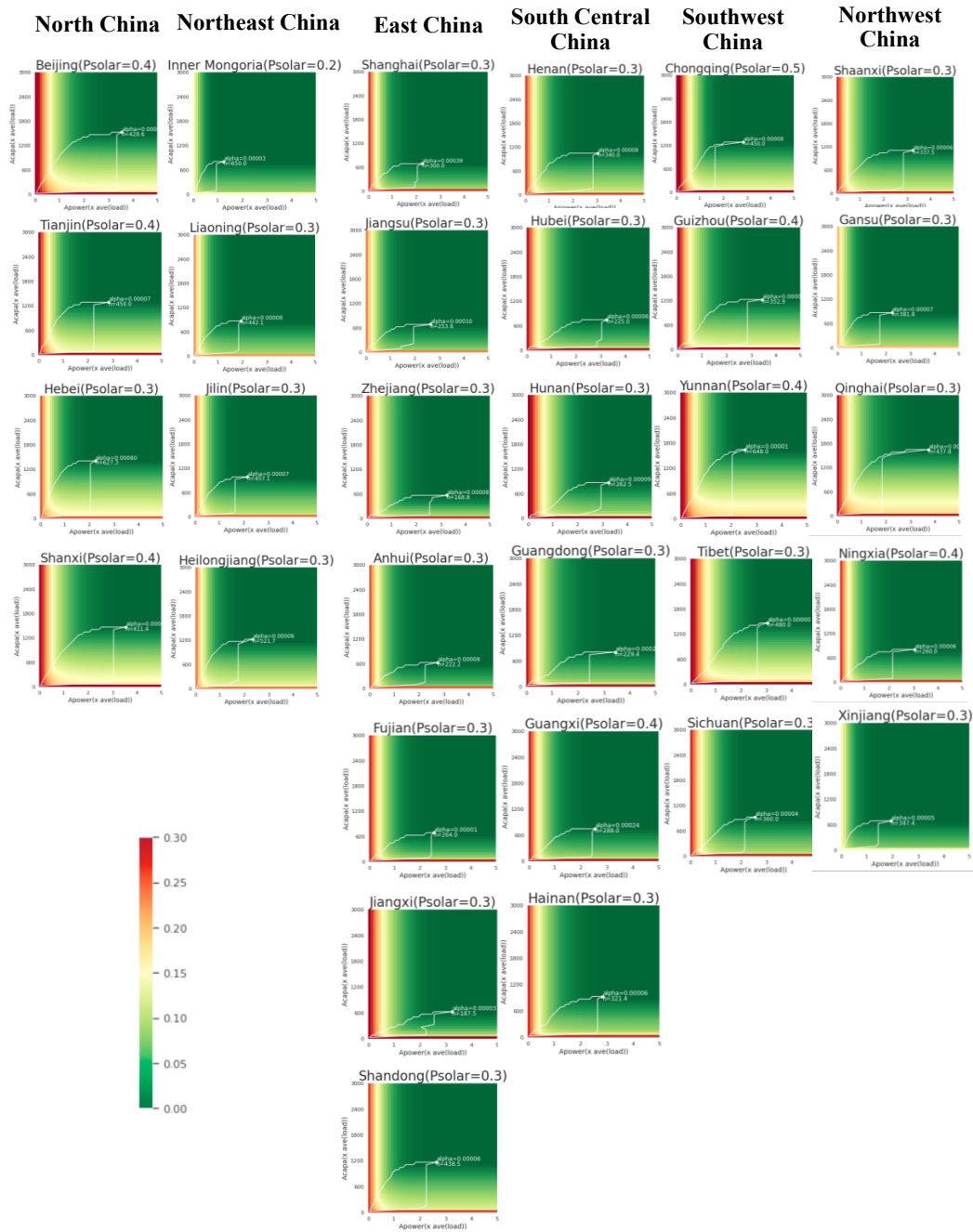


图 5-4 储能对 100% 新能源供需不匹配度的影响

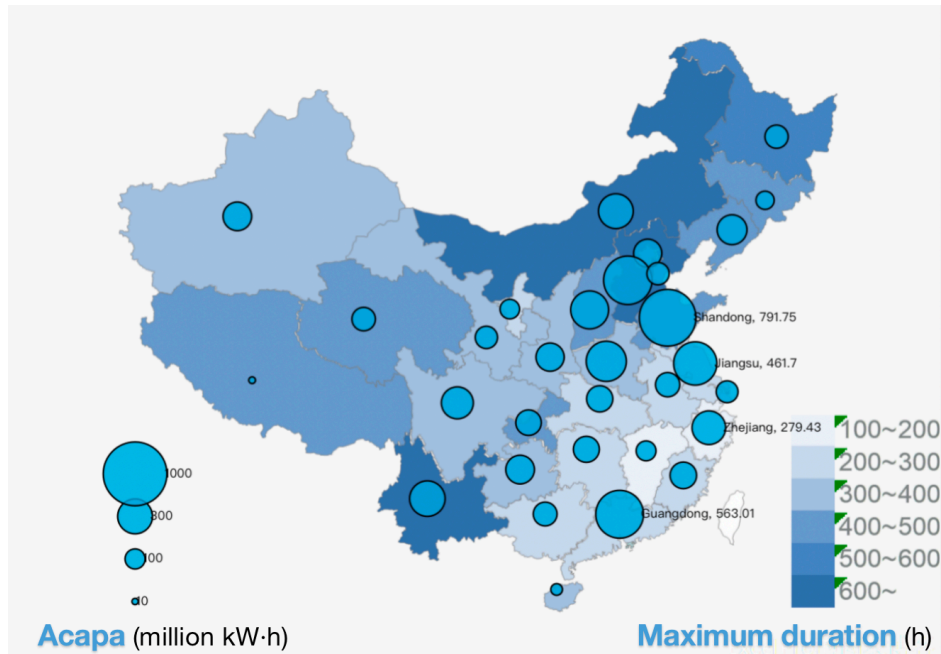


图 5-5 最佳的储能容量和时长分布（颜色表示所需的最大能量储存时间。气泡的大小代表最佳的能量储存能力。）

## 5.3 储能投资的经济环境价值

### 5.3.1 已建储能容量的双红利效益

如图 5-6 所示，2016 年，电力系统中 89.4GWh 的储能可以带来 863 万吨的碳减排量，占中国总排放量的 0.3%，约等于匈牙利一年的总碳排放量。此外，储能同时也能带来 481.08 亿元的经济价值，因此储能对中国的电力系统具有双重红利效应。



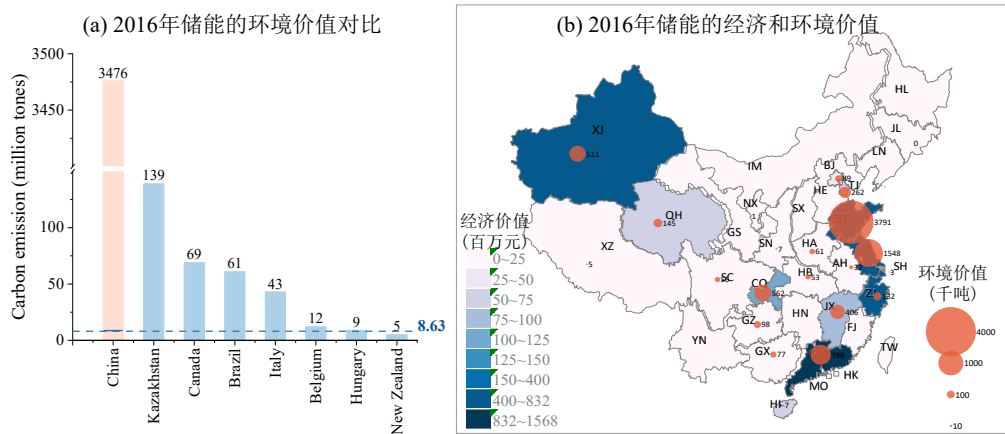


图 5-6 碳中和情境下的储能的环境协同价值

储能的双红利效应存在区域异质性，可分为以下五类。

首先，对于类型 1 中的 15 个省份，储能的经济价值与环境价值成正比。这些省份的机组主要是燃煤机组。当需求量大时，电力系统需要调度成本较高的燃煤机组，而这又会产生较大的碳排放。通过储能的削峰填谷作用，成本较高的燃煤机组的利用率降低，成本较低的燃煤机组的利用率提高，因此整个电力系统的燃料成本降低。对于燃煤机组，燃料成本与碳排放成正比。因此，储能的加入带来了经济价值和环境价值的双重红利。特别是，四川省水电资源丰富，西藏的风能和太阳能资源丰富。在这两个省份，储能可以通过吸收多余的清洁能源，减少需求高峰期燃煤机组的输出，从而降低电力系统的燃料成本和碳排放量。

其次，对于类型 2 的 5 个省份，储能替代了燃气机组，降低了发电成本，减少了碳排放量，也表现出双重红利效应。这些省份的机组主要是燃煤机组和天然气机组。与燃煤机组相比，天然气机组的成本更高，排放更低。此外，这些省份的需求量大，除了调度燃煤机组发电外，还需要调度大量的天然气机组在需求高峰期发电。通过储能的削峰填谷作用，减少了高成本天然气机组的发电量，从而降低电力系统的燃料成本。对于天然气机组来说，燃料成本与排放成正比。因此，储能也减少了电力系统的碳排放，实现了双

重红利的效果。由于天然气机组的碳排放较少，与类型 1 相比，储能带来的环境价值较少。

对于类型 3 的 8 个省份，储能投资没有发挥出经济和环境价值。这些省份的机组主要是燃煤机组，并且不同燃煤机组间煤耗水平差异很小。虽然储能仍然可以实现削峰填谷，但储能也有一定的能量损失。储能的能量损失大于燃料成本的节约。目前，这些省份在使用储能后没有降低运行成本。因此，储能投资在这些省份不会带来经济价值和环境价值。

对于类型 4 中的省份，储能在海南省带来了经济价值，但却增加了电力系统碳排放。海南省的机组由燃煤机组和天然气机组组成。海南省的电力需求量在燃煤机组容量上限以上，在高负荷小时需要调用天然气机组。也就是说，当需求低时，燃煤机组可以满足需求。这时，利用储能削峰填谷能够减少高成本天然气机组的使用，从而降低了电力系统的燃料成本。然而，低负荷小时增加的燃煤机组会增加电力系统的碳排放。因此，海南省投资储能建设不同时具备经济和环境价值。

最后，对于类型 5 的云南省而言，储能无法发挥经济和环境价值。云南省是一个水电资源丰富而需求较少的省份。如果云南省的省级电网能够吸收丰富的水电资源，云南省的水电可以满足所有的需求。在这个时候，利用储能进行充电和放电，不会带来额外的经济和环境价值。

### 5.3.2 储能双重红利效益的时空异质性

随着新能源发电的增加，储能在省际间表现出差异化的双红利效益。首先，在七个省份（安徽、贵州、黑龙江、湖南、内蒙古、陕西、山东）中，储能的经济价值和环境价值都在增加，双重红利效应增强。以安徽省为例，在 2060 年前，随着可再生能源的增加，电力系统的波动性不断加大，储能投资的经济价值将从 1950 万元增加到 3.63 亿元。此外，随着可再生能源的

增加，电力系统的净需求减少，火电机组发电量减少。这些区域将调用经济效率更高的火电机组满足电力净需求，因而产生了更高的经济价值。储能可以在可再生能源高峰时充电，在需求高峰时放电，减少火电机组的发电量，因此形成更多的环境价值。其次，在四个省份（广东、海南、青海、西藏）中，储能的经济价值持续下降。以广东为例，储能的经济价值从 15.6 亿下降到 2.72 亿。随着可再生能源的不断增加，在这些省份，储能可以将多余的可再生能源转移到需求高峰期，进行削峰填谷，降低了火电机组出力而产生的碳排放。与此同时，随着可再生能源发电的增加，净需求逐渐减少，并且这些地区火电机组间的差异较小，因而储能的经济价值逐年降低。

储能投资在部分省份呈现经济价值和环境价值先增后减的趋势。以北京为例，到 2040 年，储能的经济和环境价值将分别增加到 3.33 亿元和 46.5 万吨。到 2060 年，储能的经济和环境价值降低到 2.51 亿元和 34.5 万吨。在这些省份，随着碳达峰进程的推进和 2040 年前可再生能源的不断增加，电力系统的波动性持续加大，净需求为负的时期越来越多，即不需要火电机组的时期越来越多。这就为储能的运行提供了更大的空间。随着碳中和进程的不断推进，新能源的发电量满足当地电力需求，火电机组的发电时间越来越少。此时，虽然储能可以减少电力系统燃料成本，但是其经济价值和环境价值逐年降低。

此外，储能投资在云南省的经济和环境价值一直是零。这是因为云南省的水电资源非常丰富。伴随着能源转型，云南省的可再生能源可以满足云南省的所有电力需求。储能投资则没有经济价值和环境价值。

从空间分布来看，随着碳达峰和碳中和目标的推进，全国储能产生双红利的省份数量逐渐减少。可再生能源可以满足部分省份的需求，一定程度上削弱了储能的经济和环境价值。从区域分布来看，经济价值和环境价值的中心逐渐向华东、南方、华北区域转移。针对净需求波动较大的区域，机组煤耗水平差异更大，因而储能投资进行调峰调频后产生的经济和环境价值更大。而在其他地区，可再生能源的大幅增长在一定程度上会降低储能的经济和环

境价值。即新能源的发电量满足当地电力需求，火电机组的发电时间越来越少。此时，虽然储能可以减少电力系统燃料成本，但是其经济价值和环境价值是削减的。

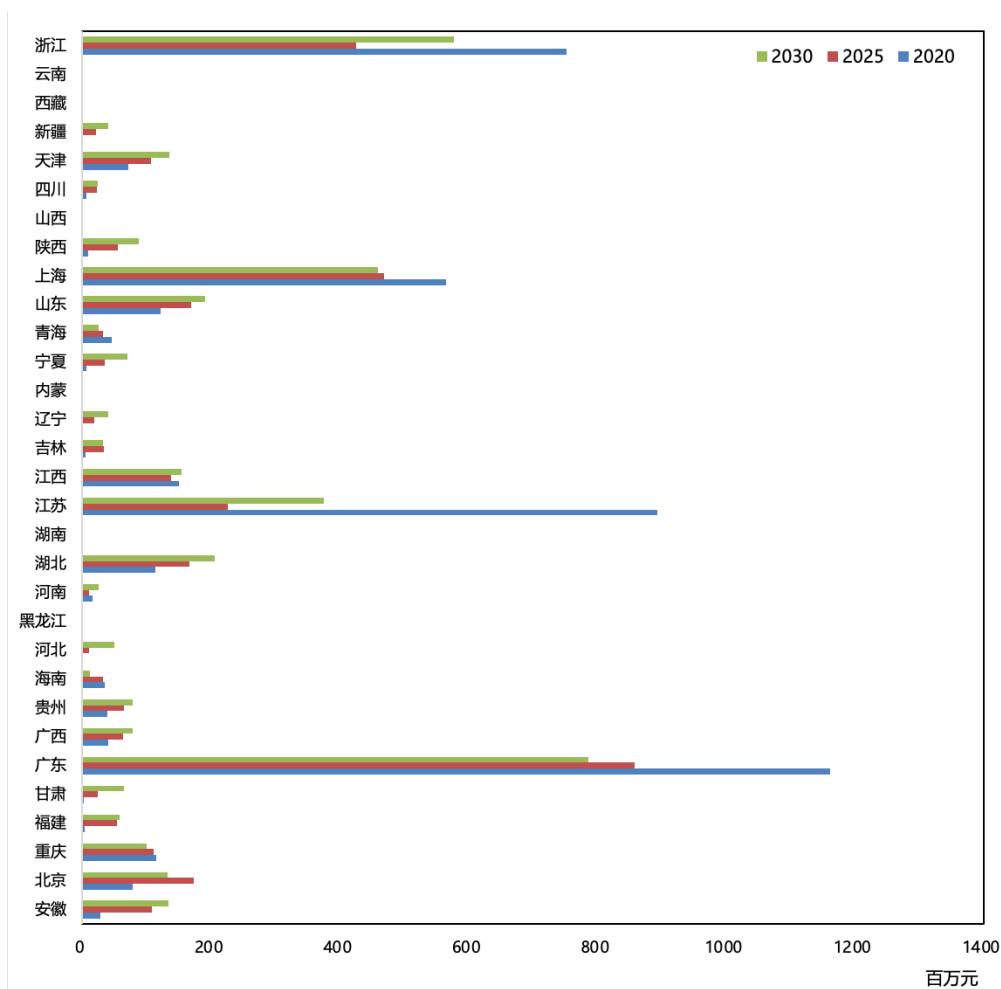
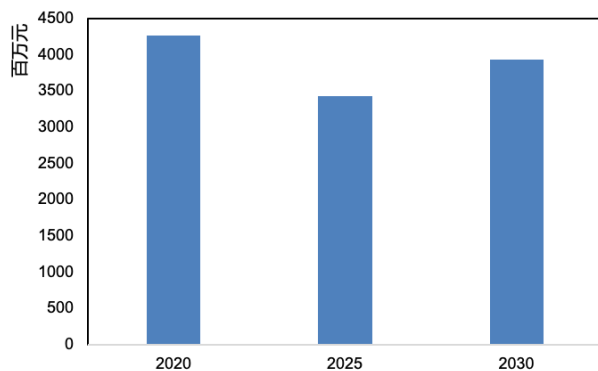


图 5-7 储能的经济价值

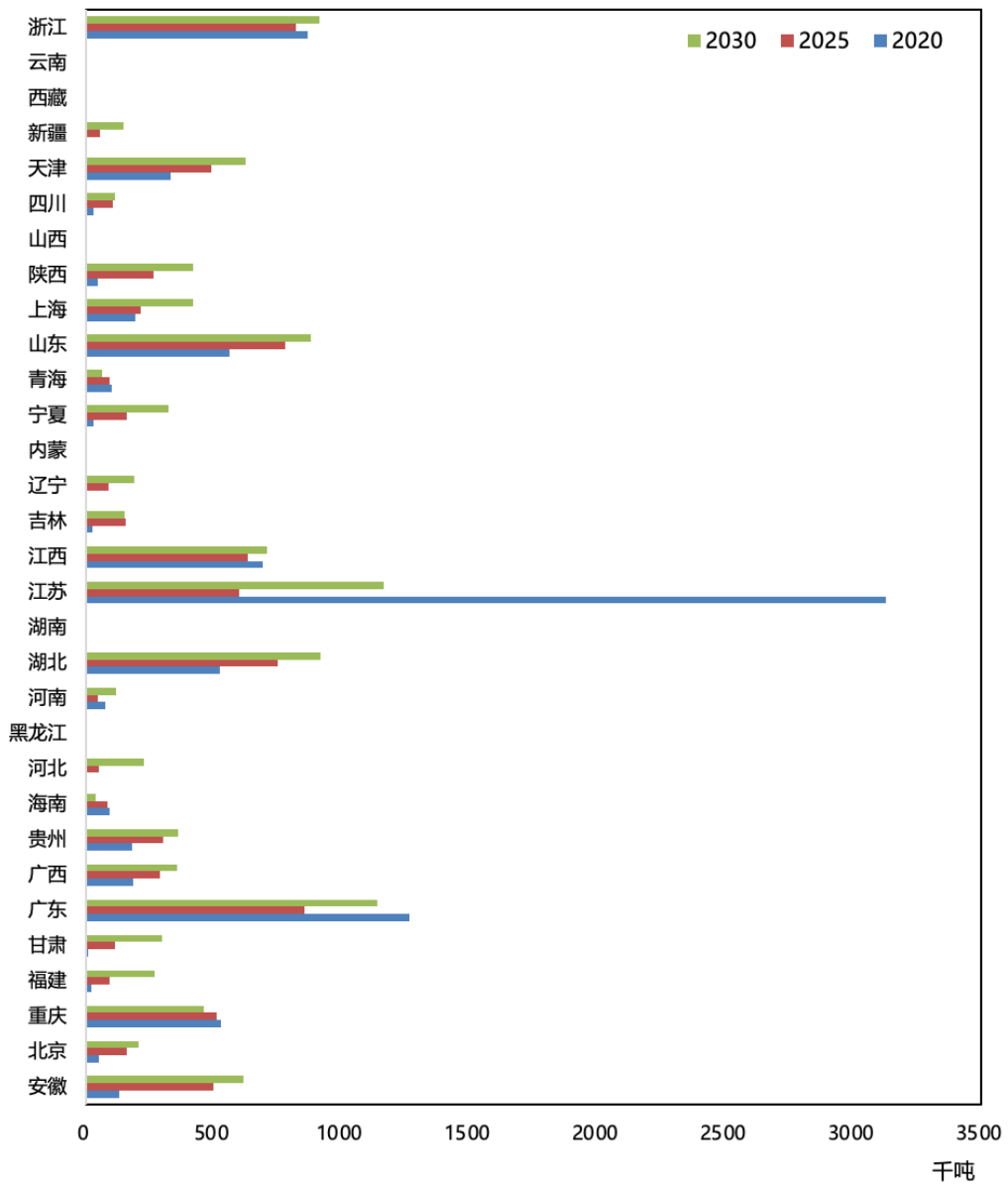
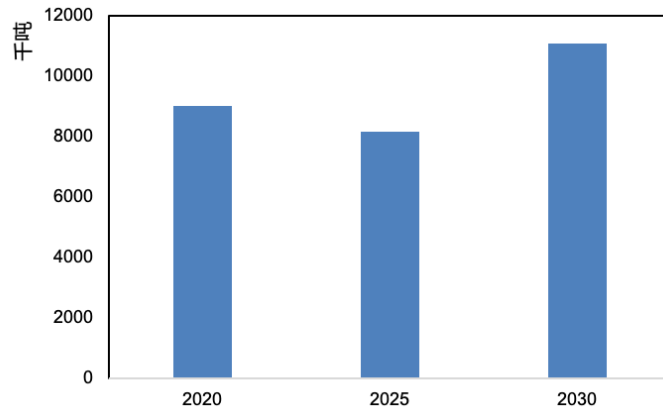


图 5-8 储能的环境价值

### 5.3.3 碳税对储能经济环境价值的潜在影响

随着我国全国碳市场的建立和启动，国家发改委提出了搭建以发电行业为突破口的全国碳排放权交易市场。在电力系统调度中，碳价变化将影响发电企业的生产成本，进而影响电力系统机组组合优化方案，进而影响电价。考虑到碳市场的影响，本节将引入碳税的概念，分析碳税对储能投资及其经济、环境价值的影响，并在 2020 年情景下进行分析。

如图 5-9 所示，当碳税从 0 变化到 2000 元/吨二氧化碳时，储能的经济价值从 48.8 亿元下降到 30.8 亿元；储能的环境价值从 860 万吨增加到 1390 万吨。这表明碳税的提高对于电力系统的经济价值有一定的负面影响，但同时也能够形成更多的环境价值。

碳税一种通过增加碳排主体的机会成本，从而促进其减少碳排放的市场调节手段。随着碳税的增加，在储能嵌入的电力系统优化调度中优化储能投资方案，在低负荷时期存储电力，在高负荷时期释放电力，降低电力系统碳排放，从而形成更高的环境价值。未来，在碳税政策的推动下，储能的环境价值会更加凸显。研究还发现，碳税的提高会对储能的经济价值产生一定的负面影响，这种负面影响可以通过差异化补贴政策和技术创新来弥补。

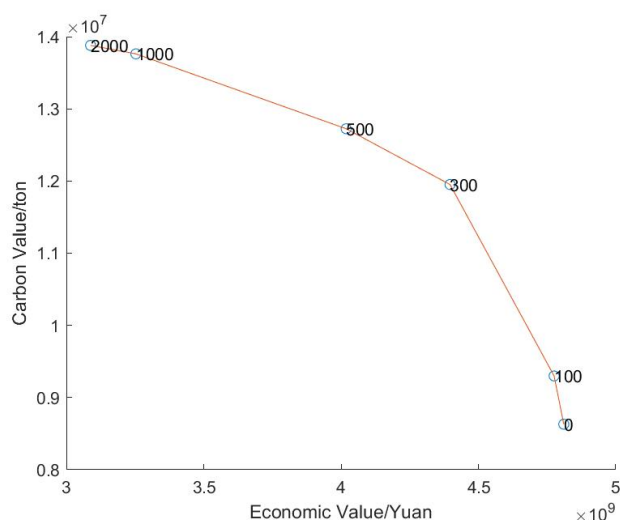


图 5-9 碳税变动下储能的的双重红利效益

## 5.4 小节与政策建议

### 5.4.1 本章主要结论

(1) 储能对新能源低碳环境协同减排价值的影响存在非常强烈的区域异质性。

随着储能容量的增加,储能技术对新能源碳减排效益的促进作用逐渐增强。储能容量由 300GWh 增加至 1000GWh 时,能够提升新能源的减排效益,分别减少 3100 万吨二氧化碳和 1.55 亿吨二氧化碳。不同省份储能在新能源低碳环境协同减排效益方面的促进作用存在差异,其中山东、新疆、黑龙江等地表现最优。此外,在可再生能源资源丰富且电力需求较高的省份,储能投资具有经济和环境双重效益。但对于可再生能源资源丰富但电力需求较低的省份,储能投资的经济和环境价值无法体现。而对于天然气机组占比较低、煤电机组占比较高的省份,投资储能也难以触发经济和环境价值。

(2) 储能在提升新能源碳减排价值的同时,还在降低整个能源系统的经济成本。

对于已建成的储能装置而言,电力系统中现存的 89.4GWh 的储能可以带来 863 万吨的碳减排量,占中国总排放量的 0.3%。此外,储能同时也能带来 481.08 亿元的经济价值,因此,储能对中国的电力系统具有双重红利效应。随着可再生能源的增加,电力系统的净需求减少,火电机组发电量减少。这些区域将会调用经济效率更高的火电机组满足电力净需求,因而产生了更高的经济价值。

(3) 储能对新能源低碳环境协同减排价值提升之外,还具有直接减污降碳的作用。

为了提升新能源替代传统化石燃料的碳减排效益,本研究提出了一种面向新能源高渗透系统的储能投资效果评估模型,分析了储能对于新能源减排效益的影响及其自身的直接减污降碳的作用。对着新能源发电占比的提升,利用储能削峰填谷能够减少高污染煤电机组的使用,从而降低电力系统的大

气污染物排放。300GWh 的储能的加入分别降低 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的排放量为 4012 吨, 2583 吨和 1115 吨。1000GWh 的储能的加入降低 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的排放量为 19762 吨, 12724 吨和 5494 吨。

#### 5.4.2 储能价值异质性视角下重新审视储能支持政策

(1) 目前政策包含促进储能发展的鼓励机制, 却缺乏对其实际环境价值的鼓励政策。

此前国家发展改革委和国家能源局联合发布《“十四五”新型储能发展实施方案》提到, 研究建立新型储能价格机制, 研究合理的成本分摊和疏导机制。然而, 现有政策中缺乏按“效果付费”的储能发展的补偿机制, 不利于推进储能参与电力中长期交易市场和电力现货市场。若不将储能投资的成本纳入输配电价, 将不利于储能设施投资的成本回收。

此外, 回顾“十二五、十三五”时期, 国内政策补贴方向主要为风光装机及新能源汽车, 风光及新能源汽车行业也在补贴的帮助下迅速崛起。对于储能领域, 尽管国内也出台了较多支持的政策, 但考虑储能环境价值的补贴型政策及支持力度仍然不足。展望“十四五”, 需要完善储能电站容量电价机制, 逐步推动储能电站参与电力市场。根据储能投资的经济和环境价值在不同电网中的表现, 来制定差异化的补贴额度。

(2) 储能的投资布局, 仍未考虑它对新能源碳减排价值影响的空间异质性。

根据《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》和《国家发展改革委国家能源局关于加快推动新型储能发展的指导意见》要求, 储能技术装备示范应用支持政策逐渐完善, 各地正积极推动加大储能投资的支持力度。然而, 对储能项目投资建设、并网调度、运行考核等方面, 忽视了储能削谷填峰的经济环境价值, 以及它对新能源低



碳环境协同减排效益的影响的区域异质性，这样一来，会减少各省采用储能技术减少接入电力系统的新能源增容投资的动力，不利于发挥储能在减少电网基础设施投资上的积极作用。

## 6 结论与政策建议

### 6.1 结论

中国风能和太阳能资源丰富，具有集中开发技术经济优势，积极开发并充分利用各省风电与光伏发电，是中国实施高比例可再生能源发展路径的重要组成部分，对于实现中国清洁能源战略具有重大意义。考虑中国各省在新能源禀赋、电力结构和新能源发电的间歇性、波动性层面的差异，构建新能源低碳环境协同效益评估模型，分析中国各省新能源的低碳环境协同效益，及其时空变化特征；搭建经济调度模型，探究新能源在各省的最优装机规模；搭建不确定环境下新能源碳减排风险评估模型，识别新能源分种类、分阶段、分区域的碳减排风险；对比电力市场改革前后电力市场调度模型，评估新能源的低碳环境效益及其碳减排风险变化；构建储能嵌入的电力系统电力调度模型，厘清储能对于新能源低碳效益的影响，并阐明储能自身的经济和环境价值。结果发现：

- (1) 由于忽视新能源巨大的异质性，导致目前的风光规划存在两种错配，即空间和结构层面的错配；空间和电源结构的错配削弱了新能源的低碳环境协同减排能力。

风电投资空间错配严重的省份包括内蒙古、河北、福建、广东和甘肃等，在现有规划<sup>[143]</sup>中增加内蒙古和河北的新能源装机，减少福建、广东和甘肃等地的风电机组；光伏投资空间错配严重的省份包括云南、新疆、青海、广东等，即在现有规划<sup>[143]</sup>中增加云南、新疆等地的光伏发电机组，减少内蒙古、四川等地的光伏发电机组。电源结构错配的较严重的省份包括四川、云南、内蒙古、黑龙江，其中风电错配的比例达到 67%，60%，37%、31%。余下十分之一的省份的电源结构错配比例超过 20%。应调整这些地区的电源结构，增加风电机组投资力度；光伏装机占比不足的省份，包括福建、重庆和江西，应增加这些地区的光伏发电机组投资力度。

此外，预计 2030 年，新能源装机的空间和结构错配缓解能够实现约 2.3 亿吨的额外碳减排，占中国电力系统 2030 年碳排放量的 5%。其中，结构错配缓解实现额外碳减排约 0.3 亿吨，空间错配缓解实现额外碳减排约 2 亿吨。值得注意的是，错配的缓解仍能通过省际间输电网络的优化，本研究没考虑省间交换结构优化后新能源的碳减排能力，将作为进一步的研究方向。

(2) 新能源碳减排整体风险水平低，但呈现逐年增长的趋势；由于中国各省的新能源碳减排不确定性存在差异，碳达峰后的整体下降趋势并不会是平滑的、反而有可能经历上升下降的起伏阶段；碳减排不确定风险的省间差异巨大，体现了各省碳减排目标实现具有差异化的不确定风险。

随着间歇性新能源在电源结构中比例的增加，新能源碳减排风险由 2020 年的 2%，增长到 2030 年的 7%。到 2030 年，风电和光伏发电的波动性和间歇性，使得风电、光伏发电的碳减排量处于 16.43 亿吨到 17.66 亿吨之间。在 2030 年前达到 7%，这一不确定风险就影响中国碳达峰的总量，即由于新能源发电波动，导致电力部门碳排放峰值在到 43.41 亿吨到 46.45 亿吨区间内。因此，若不考虑省间新能源碳减排风险的相似性（波动同步性），可能低估了全国碳减排风险。需厘清新能源发电量的不确定性导致碳减排风险整体与局部的关系。

省际间风电碳减排风险与新能源发电量之间呈现倒 U 形关系。随着风电渗透率的提升，各省碳减排风险率上升，且省际间减排风险的差距逐渐增大。2020 年各省风险率在 1%-28% 区间内，2030 年在 3-44% 区间内。随着光伏发电渗透率的提升，省际间减排风险的差距也逐渐增大。2020 年各省风险率在 1%-32% 区间内，2030 年在 2%-94% 区间内。面对间歇性新能源的碳减排风险的区域异质性这些差异的原因主要有两个方面：间歇性新能源发电的波动性和间歇性存在地区差异性以及间歇性新能源发电与当地负荷的匹配度，即对新能源发电不足的适应度和稳健性。

对于低比例新能源渗透情景下，火电占比较高的省份的新能源减排目标实现的不确定风险小，然而随着新能源渗透率的提升，这些省份新能源碳减排风险逐渐增加，因此碳减排目标实现的不确定风险增加。而对于清洁能源发电比例高的省份，新能源碳减排的波动性较高，实现其碳减排指标的不确定风险也较高。在极端情况下，就容易出现拉闸限电、限产停产等不合理现象。

(3) 电力市场改革对于新能源减排价值的直接影响小，而对于各类电源长期投资的间接影响大；电力部门的体制改革影响了区域新能源碳减排异质性的影响，在经济调度区域新能源的碳减排异质性增大。

电力市场化改革在全国层面降低了约 4% 的新能源减排效益，即随着新能源渗透率的提高，到 2030 年，电改后新能源碳减排量将从 18 亿吨下降到 17 亿吨。电改对新能源减排效益的降低作用可能会增加我国电力系统低碳转型进程中新能源的投资需求。不难发现，电力市场化改革也间接影响我国电源结构和新增装机，电力市场改革使得电力系统的装机结构更加清洁，传统火电机组的利用效率有所提升，并能够起到促进新能源机组装机的效果，缓解电改对新能源减排效益直接影响的负面作用。

电力部门的体制改革影响了区域新能源碳减排异质性的影响，在经济调度区域新能源的碳减排异质性增大。电改前是根据发电小时数分配额度，决定哪些燃煤机组发电、发多少电。随着新能源渗透率的提升，无论该燃煤机组效率如何，都会按比例失去部分市场份额，因此，电改前新能源减排价值为临界机组煤耗强度。而根据电改后拟合结果可知，随着新能源渗透率的提升，燃煤效率较低的机组优先退役，此时新能源减排价值可以用平均煤强度表示。但对于部分省份而言，当地电力需求的增加，使得电改呈现出与新能源替代相同的碳减排效益。综上，电力市场改革后，市场化机制比政府计划指令的系统性更强，造成净负荷与碳排放的关系可能呈现两阶段线性关系，进而可能改变现行机组运行结构，从而影响了新能源的碳减排价值。

(4) 储能对新能源具有协同减排的积极作用；储能对新能源低碳环境协同减排价值的影响存在非常强烈的区域异质性；储能在提升新能源碳减排价值的同时，还在降低整个能源系统的经济成本。

随着储能容量的增加，储能技术对新能源碳减排效益的促进作用逐渐增强。储能容量由 300GWh 增加至 1000GWh 时，能够提升新能源的减排效益，分别减少 3100 万吨二氧化碳和 1.55 亿吨二氧化碳。

不同省份储能在新能源低碳环境协同减排效益方面的促进作用存在差异，其中山东、新疆、黑龙江等地表现最优。当储能容量为 300GWh 时，山东、新疆的碳减排量增加的最多，分别增加了 1270 万吨、319 万吨。而福建、甘肃、广东等省份未发现明显的碳减排量增加的趋势。当储能容量为 1000GWh 时，山东、新疆的碳减排量增加的最多，分别增加了 6199 万吨、1898 万吨。此外，福建、甘肃、广东等省份未发现明显的碳减排量增加的趋势。这一结果表明，伴随着储能的嵌入，新能源碳减排效益的区域异质性增大。

此外，在可再生能源资源丰富且电力需求较高的省份，储能投资具有经济和环境双重效益。但对于可再生能源资源丰富但电力需求较低的省份，储能投资的经济和环境价值无法体现。而对于天然气机组占比较低、煤电机组占比较高的省份，投资储能也难以触发经济和环境价值。

对于已建成的储能装置而言，电力系统中现存的 89.4GWh 的储能可以带来 863 万吨的碳减排量，占中国总排放量的 0.3%。此外，储能同时也能带来 481.08 亿元的经济价值，因此，储能对中国的电力系统具有双重红利效应。随着可再生能源的增加，电力系统的净需求减少，火电机组发电量减少。这些区域将会调用经济效率更高的火电机组满足电力净需求，因而产生了更高的经济价值。

本研究提出了一种面向新能源高渗透系统的储能投资效果评估模型，分析了储能对于新能源减排效益的影响及其自身的直接减污降碳的作用。300GWh 的储能的加入分别降低 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的排放量为 4012 吨，2583 吨和 1115 吨。1000GWh 的储能的加入降低 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub> 和 PM<sub>2.5</sub> 的排

放量为 19762 吨，12724 吨和 5494 吨。因此，对着新能源发电占比的提升，利用储能削峰填谷能够减少高污染煤电机组的使用，从而降低电力系统的大气污染物排放。

## 6.2 政策建议

加快构建基于差异化的新能源低碳环境减排能力的低碳战略和政策体系，确保新型电力系统供应安全底线、支撑低碳转型。

### 6.2.1 深入推进比例精准化管理

进一步完善中国各省新能源投资的管理工作机制，在不同省份、不同新能源装机总量下，精准规划风电和光伏装机比例。加快形成碳减排最优的各省电源结构，使得各地新增新能源装机适应当地用电负荷，确保新增装机有效转换为实际的减排效益。

形成基于夏普利值分解的风光互补价值评估体系，并建立基于风、光相互促进环境价值的激励政策。风电、光伏的比例，决定了它们在多大程度上能够互相促进碳减排和协同环境效益。本研究发现，风电的持续长发电时间和光伏的高效替代低效煤电能相互补充提升风、光的环境价值。然而，目前缺乏体现互补价值的政策机制，这造成了缺乏机制鼓励风、光形成最优的比例。因此，基于夏普利值分解、形成对风、光互补的交叉补贴或匹配市场机制非常有必要，是比例精准化管理的重要政策。

### 6.2.2 健全异质化规划和激励制度

结合新能源低碳环境减排效益差异化结果，开展异质化规划和激励制度的制定修订，将新能源环境价值和大气污染物的减排价值作为激励信号，建立健全有利于新能源发展的激励制度体系。本研究的结论揭示出，对风、光的环境价值体现，不应简单的用单一化的补贴、绿证涵盖不同地区、时段的

风电和光伏。相反，应当在风、光“平价上网”的同时，构建与新能源实际减排贡献相挂钩的鼓励机制。本研究建议：

（1）根本上改革国家可再生能源绿色电力证书制度。明确绿证对应碳减排和协同环境价值、互补价值，体现出不同地区、时间和比例的风、光减排价值异质性。基于风、光异质性属性，绿证具有非同质化通证（non fungible token, NFT）属性，有必要重新设计更精准的市场机制组织作为 NFT 的绿证的交易，充分发挥绿证 NFT 体系本应具备的风、光资产异质性市场定价功能。

（2）多维化风、光环境价值的定价和支付机制。本研究发现风、光在不同地区的协同减排能力差异大。因此，单一的运用绿证、补贴实质上扭曲了对具有减排不同污染物能力新能源的价格信号。光靠平价上网的电价，则无法体现新能源的环境贡献。因此，有必要形成体现省际差异化的、风光减污降碳的环境价值定价矩阵。

（3）在新能源投资的全过程深入落实中国能源消费强度和总量双控目标，将新能源的低碳环境协同减排能力作为新能源空间、结构规划布局等环节的重要门槛指标。在风光资源禀赋高的地区按千万千瓦级组织建设风光大基地项目的同时，鼓励加快资源禀赋不高、但减排效益较高的省份的分布式新能源机组建设，形成多样化能源供应、提高非化石能源消费比重。

### 6.2.3 完善风险异质性管理制度

全面改革碳减排指标层级分解体系，扬弃对地方政府的减排指标分解和年度考核制度。本研究发现，省际年度碳排放不确定性风险大，沿用传统的指标分解、年度考核制度，不仅不符合新能源间歇性和不确定性的特点，也会造成拉闸限电导致重大经济和民生风险的后果。因此，要彻底改革碳减排指标分解体系，区分风、光不确定性引起的碳减排能力不足和可控因素造成的碳减排能力不足，允许辖区内电力部门短时间（月度、季度）内因新能源发电不足而导致无法实现碳减排目标的事件发生。针对减排工作责任分配额度高、但减排不确定性风险大的区域，提供灵活性的碳减排指标调整空间。

以达峰后碳排放的下降趋势为指标，而非以达峰后碳排放量的下降范围，考核电力系统实现双碳目标的进程。

在风光基地建设初期，将新能源资源禀赋和碳减排风险纳入考虑范畴，平衡好新能源投资布局的环境价值和不确定风险，完善省际能源交互和储能配套方案。完善省际能源交互方案，平衡好绿电传输的经济性和环境价值，保障绿电外送的合理收益。针对当地煤价高、新能源减排风险较高的电力外送省份，制定新能源上网电价补贴和绿证交易机制，保障绿电外送的合理收益。

对电力市场、碳市场、绿证市场制定风险管理机制，防范风、光间歇性造成的清洁能源供给不足、碳许可供给不足造成的市场价格波动等金融风险。设计机制，熔断风、光不确定性传导为电力、碳、绿证市场价格波动风险和其他金融风险的链条。

#### **6.2.4 完善源网荷储贡献分解机制**

基于碳减排价值链分析，形成源、网、荷、储辅助新能源环境价值提升的激励机制。通过对储能影响风、光环境协同价值的影响，本研究发源、网、荷、储的技术、运营、投资会对风、光环境协同价值产生显著影响。然而，目前缺乏对这些影响的定价机制。这对储能、绿色调度、需求侧管理等来说，都缺乏足够激励，带来了扭曲。因此，有必要在本研究的方法基础上，形成基于碳减排价值链的源、网、荷、储辅助新能源环境价值提升的激励机制，形成用提升环境价值鼓励新能源和储能配套的补贴、灵活响应服务市场等经济信号形成模式。

将辅助新能源的环境价值纳入储能需求侧规划、管理等政策制定中。研究源网荷储协调优化调度的优化模型，识别区域（省）级关于新能源减排价值以及不同储能技术的调峰空间和调峰成本的差异性。对于风光禀赋多，但不具备风光消纳能力的省份，重点布局一批配置新型储能的新能源电站，保障新能源高效消纳利用，同时提升新能源的有效利用水平。



## 6.2.5 设计应对体制改革的适应性政策

针对电力市场化改革建立更鲁棒的新能源规划，综合考虑电力市场改革能对新能源减排效益的直接和间接影响。在电力市场化改革进程中，侧重于新能源环境价值稳健和扩张地区的新能源投资，降低电改对新能源减排能力的负面冲击、放大电改对新能源减排的正面辅助作用。

对风、光伏发电技术，推动市场化改革进程中的动态碳排放和环境价值核算体系，特别是动态的源、网、荷、储辅助新能源环境价值提升的激励机制。本研究发​​现市场化改革主要通过间接机制影响新能源的环境价值，而直接改变源、网、荷、储辅助技术的工作机制。因此，碳排放和环境价值核算体系必须随着电改进程动态调整。

构建市场化的省间新能源碳减排风险分摊机制。本研究发​​现，新能源碳减排风险具有区域异质性、负相关性。因此，有必要构建省际新能源和风险分摊市场机制，辅助各省管理年度碳减排风险。在巩固各省在现货市场和辅助服务市场等短周期交易方面的基础，进一步形成跨省跨区灵活调度和交易模式，降低区域新能源间歇性带来的碳减排风险。

## 6.3 研究展望

本研究分析了间歇性新能源低碳及环境协同效益的时空异质性，未考虑跨省输电能力对新能源环境协同价值的影响。跨省跨区输电能力不仅能够实现电能量价值的空间转移，促进新能源的消纳，更重要的是，新能源资源的跨空间转移将改变其原有的环境价值特征。在未来的研究中，将通过分析输电能力对新能源跨省环境协同价值的影响机制，提出计及环境协同价值的输电能力规划方法。

## 7 参考文献

- [1] Abolhosseini S, Heshmati A. The main support mechanisms to finance renewable energy development[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 40: 876-885.
- [2] Aghahosseini A, Bogdanov D, Breyer C. Towards sustainable development in the MENA region: Analysing the feasibility of a 100% renewable electricity system in 2030[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2020, 28: 100466.
- [3] Albertus P, Manser J S, Litzelman S. Long-duration electricity storage applications, economics, and technologies[J]. *Joule*, 2020, 4(1): 21-32.
- [4] Amrouche S O, Rekioua D, Rekioua T, et al. Overview of energy storage in renewable energy systems[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, 41(45): 20914-20927.
- [5] Arbabzadeh M, Sioshansi R, Johnson J X, et al. The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production[J]. *Nature Communications*, 2019, 10(1): 1-11.
- [6] Azzuni A, Breyer C. Energy security and energy storage technologies[J]. *Energy Procedia*, 2018, 155: 237-258.
- [7] Bartolini A, Carducci F, Muñoz C B, et al. Energy storage and multi energy systems in local energy communities with high renewable energy penetration[J]. *Renewable Energy*, 2020, 159: 595-609.
- [8] Berrada A, Loudiyi K, Zorkani I. Valuation of energy storage in energy and regulation markets[J]. *Energy*, 2016, 115: 1109-1118.
- [9] Bird L, Lew D, Milligan M, et al. Wind and solar energy curtailment: A review of international experience[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 65: 577-586.
- [10] Capellán-Pérez I, De Castro C, González L J M. Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2019, 26: 100399.
- [11] Ceseña E A M, Mancarella P. Energy systems integration in smart districts: robust optimization of multi-energy flows in integrated electricity, heat and gas networks[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 10(1): 1122-1131.
- [12] Chang Y, Li Y. Renewable energy and policy options in an integrated ASEAN electricity market: Quantitative assessments and policy implications[J]. *Energy Policy*, 2015, 85: 39-49.
- [13] Chen H, Cui J, Song F, et al. Evaluating the impacts of reforming and integrating China's electricity sector[J]. *Energy Economics*, 2022, 108: 105912.

- [14] Chen X, Huang L, Liu J, et al. Peak shaving benefit assessment considering the joint operation of nuclear and battery energy storage power stations: Hainan case study[J]. *Energy*, 2022b, 239: 121897.
- [15] Cheng W L, Han B C, Nian Y L, et al. Theoretical analysis of a wind heating conversion and long distance transmission system[J]. *Energy Conversion and Management*, 2017, 137: 21-33.
- [16] Chong L W, Wong Y W, Rajkumar R K, et al. Hybrid energy storage systems and control strategies for stand-alone renewable energy power systems[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 66: 174-189.
- [17] Colbertaldo P, Agustin S B, Campanari S, et al. Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: Towards 100% renewable electricity[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(19): 9558-9576.
- [18] Comello S, Reichelstein S. The emergence of cost effective battery storage[J]. *Nature Communications*, 2019, 10(1): 1-9.
- [19] Craig M T, Cohen S, Macknick J, et al. A review of the potential impacts of climate change on bulk power system planning and operations in the United States[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 98: 255-267.
- [20] Davidson M R, Zhang D, Xiong W, et al. Modelling the potential for wind energy integration on China's coal-heavy electricity grid[J]. *Nature Energy*, 2016, 1(7): 1-7.
- [21] De Sisternes F J, Jenkins J D, Botterud A. The value of energy storage in decarbonizing the electricity sector[J]. *Applied Energy*, 2016, 175: 368-379.
- [22] Del Río P, Kiefer C P. Which policy instruments promote innovation in renewable electricity technologies? A critical review of the literature with a focus on auctions[J]. *Energy Research & Social Science*, 2022, 89: 102501.
- [23] Del Río P, Linares P. Back to the future? Rethinking auctions for renewable electricity support[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2014, 35: 42-56.
- [24] Deng X, Lv T. Power system planning with increasing variable renewable energy: A review of optimization models[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 246: 118962.
- [25] Denholm P, Margolis R. Energy storage requirements for achieving 50% solar photovoltaic energy penetration in California[R]. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016.
- [26] Dijkgraaf E, van Dorp T P, Maasland E. On the effectiveness of feed-in tariffs in the development of solar photovoltaics[J]. *The Energy Journal*, 2018, 39(1): 1-10.

- [27] Ding S, Zhang M, Song Y. Exploring China's carbon emissions peak for different carbon tax scenarios[J]. *Energy Policy*, 2019, 129: 1245-1252.
- [28] Dowling J A, Rinaldi K Z, Ruggles T H, et al. Role of long-duration energy storage in variable renewable electricity systems[J]. *Joule*, 2020, 4(9): 1907-1928.
- [29] Du W, Bi J, Wang T, et al. Impact of grid connection of large-scale wind farms on power system small-signal angular stability[J]. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2015, 1(2): 83-89.
- [30] Ediger V Ş. An integrated review and analysis of multi-energy transition from fossil fuels to renewables[J]. *Energy Procedia*, 2019, 156: 2-6.
- [31] Ehyaei M A, Mozafari A, Ahmadi A, et al. Potential use of cold thermal energy storage systems for better efficiency and cost effectiveness[J]. *Energy and Buildings*, 2010, 42(12): 2296-2303.
- [32] Froger A, Gendreau M, Mendoza J E, et al. Maintenance scheduling in the electricity industry: A literature review[J]. *European Journal of Operational Research*, 2016, 251(3): 695-706.
- [33] Gabrielli P, Poluzzi A, Kramer G J, et al. Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 121: 109629.
- [34] Galvan E, Mandal P, Sang Y. Networked microgrids with roof-top solar PV and battery energy storage to improve distribution grids resilience to natural disasters[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 123: 106239.
- [35] Gao Y, Ma S, Wang T, et al. Assessing the wind energy potential of China in considering its variability/intermittency[J]. *Energy conversion and management*, 2020, 226: 113580.
- [36] Ge S, Sun H, Liu H, et al. Reliability evaluation of multi-energy microgrids: Energy storage devices effects analysis[J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 4453-4458.
- [37] Geng J, Zheng T, Cao J, et al. Research on multi-objective operation optimization of multi energy integrated service stations based on autonomous collaborative control[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 278-284.
- [38] Geske J, Green R, Staffell I. Elecxit: The cost of bilaterally uncoupling British-EU electricity trade[J]. *Energy Economics*, 2020, 85: 104599.
- [39] Ghosh A. Potential of building integrated and attached/applied photovoltaic (BIPV/BAPV) for adaptive less energy-hungry building's skin: A comprehensive Review[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2020, 276: 123343.
- [40] Goteti N S, Hittinger E, Sergi B, et al. How does new energy storage affect the operation and revenue of existing generation?[J]. *Applied Energy*, 2021, 285: 116383.

- [41] Guelpa E, Bischi A, Verda V, et al. Towards future infrastructures for sustainable multi-energy systems: A review[J]. *Energy*, 2019, 184: 2-21.
- [42] Habib H F, Lashway C R, Mohammed O A. A review of communication failure impacts on adaptive microgrid protection schemes and the use of energy storage as a contingency[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2017, 54(2): 1194-1207.
- [43] Hafeznia H, Aslani A, Anwar S, et al. Analysis of the effectiveness of national renewable energy policies: A case of photovoltaic policies[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 79: 669-680.
- [44] Hdidouan D, Staffell I. The impact of climate change on the levelised cost of wind energy[J]. *Renewable Energy*, 2017, 101: 575-592.
- [45] Heendeniya C B, Sumper A, Eicker U. The multi-energy system co-planning of nearly zero-energy districts—Status-quo and future research potential[J]. *Applied Energy*, 2020, 267: 114953.
- [46] Hirth L. The optimal share of variable renewables: How the variability of wind and solar power affects their welfare-optimal deployment[J]. *The Energy Journal*, 2015, 36(1): 1:42.
- [47] Hittinger E, Azevedo I M L. Estimating the quantity of wind and solar required to displace storage-induced emissions[J]. *Environmental Science & Technology*, 2017, 51(21): 12988-12997.
- [48] Hosseini S A, Amjady N, Shafie-khah M, et al. A new multi-objective solution approach to solve transmission congestion management problem of energy markets[J]. *Applied Energy*, 2016, 165: 462-471.
- [49] Huang W, Zhang N, Yang J, et al. Optimal configuration planning of multi-energy systems considering distributed renewable energy[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2017, 10(2): 1452-1464.
- [50] Hunter C A, Penev M M, Reznicek E P, et al. Techno-economic analysis of long-duration energy storage and flexible power generation technologies to support high-variable renewable energy grids[J]. *Joule*, 2021, 5(8): 2077-2101.
- [51] Impram S, Nese S V, Oral B. Challenges of renewable energy penetration on power system flexibility: A survey[J]. *Energy Strategy Reviews*, 2020, 31: 100539.
- [52] Jacobson M Z, Delucchi M A, Bauer Z A F, et al. 100% clean and renewable wind, water, and sunlight all-sector energy roadmaps for 139 countries of the world[J]. *Joule*, 2017, 1(1): 108-121.
- [53] Jacobsson S, Lauber V. The politics and policy of energy system transformation—explaining the German diffusion of renewable energy technology[J]. *Energy Policy*, 2006, 34(3): 256-276.

- [54] Kabir E, Kumar P, Kumar S, et al. Solar energy: Potential and future prospects[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 894-900.
- [55] Kammen D M, Sunter D A. City-integrated renewable energy for urban sustainability[J]. *Science*, 2016, 352(6288): 922-928.
- [56] Kannan N, Vakeesan D. Solar energy for future world:-A review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016, 62: 1092-1105.
- [57] Kholkin D, Chausov I. The new formula of energy transition[J]. *Energy policy*, 2020, 12(154): 40-53.
- [58] Kim J, Lee J, You J, et al. Conductive polymers for next-generation energy storage systems: recent progress and new functions[J]. *Materials Horizons*, 2016, 3(6): 517-535.
- [59] Kim K, Heo E, Kim Y. Dynamic policy impacts on a technological-change system of renewable energy: an empirical analysis[J]. *Environmental and Resource Economics*, 2017, 66(2): 205-236.
- [60] Kim K, Kim Y. Role of policy in innovation and international trade of renewable energy technology: Empirical study of solar PV and wind power technology[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2015, 44: 717-727.
- [61] Kockel C, Nolting L, Priesmann J, et al. Does renewable electricity supply match with energy demand?—A spatio-temporal analysis for the German case[J]. *Applied Energy*, 2022, 308: 118226.
- [62] Kong D, Yang X, Xu J. Energy price and cost induced innovation: Evidence from China[J]. *Energy*, 2020, 192: 116586.
- [63] Kong Y, Feng C, Yang J. How does China manage its energy market? A perspective of policy evolution[J]. *Energy Policy*, 2020, 147: 111898.
- [64] Krane J, Idel R. More transitions, less risk: How renewable energy reduces risks from mining, trade and political dependence[J]. *Energy Research & Social Science*, 2021, 82: 102311.
- [65] Krauter S. Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system[J]. *Solar Energy*, 2018, 159: 768-776.
- [66] Kreiss J, Ehrhart K M, Haufe M C, et al. Different cost perspectives for renewable energy support: Assessment of technology-neutral and discriminatory auctions[J]. *Economics of Energy & Environmental Policy*, 2021, 10(1): 1-9.
- [67] Lauber V. REFIT and RPS: options for a harmonized Community framework[J]. *Energy Policy*, 2004, 32(12): 1405-1414.
- [68] Lekvan A A, Habibifar R, Moradi M, et al. Robust optimization of renewable-based multi-energy micro-grid integrated with flexible energy

- conversion and storage devices[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2021, 64: 102532.
- [69] Li Y, Wu X P, Li Q S, et al. Assessment of onshore wind energy potential under different geographical climate conditions in China[J]. *Energy*, 2018, 152: 498-511.
- [70] Li Y, Yang X, Ran Q, et al. Energy structure, digital economy, and carbon emissions: evidence from China[J]. *Environmental Science and Pollution Research*, 2021, 28(45): 64606-64629.
- [71] Liang X. Emerging power quality challenges due to integration of renewable energy sources[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2016, 53(2): 855-866.
- [72] Liu J, Hu C, Kimber A, et al. Uses, cost-benefit analysis, and markets of energy storage systems for electric grid applications[J]. *Journal of Energy Storage*, 2020b, 32: 101731.
- [73] Liu L, Wang Z, Wang Y, et al. Optimizing wind/solar combinations at finer scales to mitigate renewable energy variability in China[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 132: 110151.
- [74] Liu P, Ding T, Zou Z, et al. Integrated demand response for a load serving entity in multi-energy market considering network constraints[J]. *Applied Energy*, 2019, 250: 512-529.
- [75] Liu X, Yan Z, Wu J. Optimal coordinated operation of a multi-energy community considering interactions between energy storage and conversion devices[J]. *Applied Energy*, 2019, 248: 256-273.
- [76] Locatelli G, Invernizzi D C, Mancini M. Investment and risk appraisal in energy storage systems: A real options approach[J]. *Energy*, 2016, 104: 114-131.
- [77] Ma T, Wu J, Hao L, et al. The optimal structure planning and energy management strategies of smart multi energy systems[J]. *Energy*, 2018, 160: 122-141.
- [78] Mahmoud M, Ramadan M, Olabi A G, et al. A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications[J]. *Energy Conversion and Management*, 2020, 210: 112670.
- [79] Marques A C, Fuinhas J A. Are public policies towards renewables successful? Evidence from European countries[J]. *Renewable Energy*, 2012, 44: 109-118.
- [80] Martin N, Rice J. Power outages, climate events and renewable energy: Reviewing energy storage policy and regulatory options for Australia[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 137: 110617.
- [81] Martín-Chivelet N. Photovoltaic potential and land-use estimation methodology[J]. *Energy*, 2016, 94: 233-242.

- [82] Mavromatidis G, Orehounig K, Bollinger L A, et al. Ten questions concerning modeling of distributed multi-energy systems[J]. *Building and Environment*, 2019, 165: 106372.
- [83] Mazza A, Salomone F, Arrigo F, et al. Impact of Power-to-Gas on distribution systems with large renewable energy penetration[J]. *Energy Conversion and Management: X*, 2020, 7: 100053.
- [84] Mazzoni S, Ooi S, Nastasi B, et al. Energy storage technologies as techno-economic parameters for master-planning and optimal dispatch in smart multi energy systems[J]. *Applied Energy*, 2019, 254: 113682.
- [85] McConnell D, Forcey T, Sandiford M. Estimating the value of electricity storage in an energy-only wholesale market[J]. *Applied Energy*, 2015, 159: 422-432.
- [86] Memon M A, Mekhilef S, Mubin M, et al. Selective harmonic elimination in inverters using bio-inspired intelligent algorithms for renewable energy conversion applications: A review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2018, 82: 2235-2253.
- [87] Mohammadi M, Noorollahi Y, Mohammadi-ivatloo B. Fuzzy-based scheduling of wind integrated multi-energy systems under multiple uncertainties[J]. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2020, 37: 100602.
- [88] Moosavian S M, Rahim N A, Selvaraj J, et al. Energy policy to promote photovoltaic generation[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 25: 44-58.
- [89] Nadeem F, Hussain S M S, Tiwari P K, et al. Comparative review of energy storage systems, their roles, and impacts on future power systems[J]. *IEEE access*, 2018, 7: 4555-4585.
- [90] Okur Ö, Voulis N, Heijnen P, et al. Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation[J]. *Applied Energy*, 2019, 247: 426-437.
- [91] Olabi A G. Renewable energy and energy storage systems[J]. *Energy*, 2017, 136: 1-6.
- [92] Petersen E L. In search of the wind energy potential[J]. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 2017, 9(5): 052301.
- [93] Pippi K D, Kryonidis G C, Nousedilis A I, et al. A unified control strategy for voltage regulation and congestion management in active distribution networks[J]. *Electric Power Systems Research*, 2022, 212: 108648.
- [94] Polzin F, Egli F, Steffen B, et al. How do policies mobilize private finance for renewable energy?—A systematic review with an investor perspective[J]. *Applied Energy*, 2019, 236: 1249-1268.



- [95] Qiu T, Wang L, Lu Y, et al. Potential assessment of photovoltaic power generation in China[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2022, 154: 111900.
- [96] Ramsebner J, Haas R, Auer H, et al. From single to multi-energy and hybrid grids: Historic growth and future vision[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 151: 111520.
- [97] Rigo-Mariani R, Wae S O C, Mazzoni S, et al. Comparison of optimization frameworks for the design of a multi-energy microgrid[J]. *Applied Energy*, 2020, 257: 113982.
- [98] Rosales-Asensio E, de Simón-Martín M, Borge-Diez D, et al. Microgrids with energy storage systems as a means to increase power resilience: An application to office buildings[J]. *Energy*, 2019, 172: 1005-1015.
- [99] Rugolo J, Aziz M J. Electricity storage for intermittent renewable sources[J]. *Energy & Environmental Science*, 2012, 5(5): 7151-7160.
- [100] Severance C A. A practical, affordable (and least business risk) plan to achieve “80% clean electricity” by 2035[J]. *The Electricity Journal*, 2011, 24(6): 8-26.
- [101] Sgouridis S, Carbajales-Dale M, Csala D, et al. Comparative net energy analysis of renewable electricity and carbon capture and storage[J]. *Nature Energy*, 2019, 4(6): 456-465.
- [102] Shaner M R, Davis S J, Lewis N S, et al. Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power in the United States[J]. *Energy & Environmental Science*, 2018, 11(4): 914-925.
- [103] Shi D, Yang Z, Ji H. Energy target-based responsibility system and corporate energy efficiency: Evidence from the eleventh Five Year Plan in China[J]. *Energy Policy*, 2022, 169: 113214.
- [104] Shu Y, Chen W. Research and application of UHV power transmission in China[J]. *High Voltage*, 2018, 3(1): 1-13.
- [105] Simpson J G, Hanrahan G, Loth E, et al. Liquid metal battery storage in an offshore wind turbine: Concept and economic analysis[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2021, 149: 111387.
- [106] Sinsel S R, Riemke R L, Hoffmann V H. Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources-a review[J]. *Renewable Energy*, 2020, 145: 2271-2285.
- [107] Smith I D. How the process of transitions shapes the politics of decarbonization: Tracing policy feedback effects across phases of the energy transition[J]. *Energy Research & Social Science*, 2020, 70: 101753.
- [108] Solangi K H, Islam M R, Saidur R, et al. A review on global solar energy policy[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2011, 15(4): 2149-2163.

- [109] Sun J, Li M, Zhang Z, et al. Renewable energy transmission by HVDC across the continent: system challenges and opportunities[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(4): 353-364.
- [110] Sun Y, Zhao Z, Yang M, et al. Overview of energy storage in renewable energy power fluctuation mitigation[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 6(1): 160-173.
- [111] Tan Q, Ding Y, Zheng J, et al. The effects of carbon emissions trading and renewable portfolio standards on the integrated wind–photovoltaic–thermal power-dispatching system: Real case studies in China[J]. Energy, 2021, 222: 119927.
- [112] Tan Z, Tan Q, Wang Y. A critical-analysis on the development of energy storage industry in China[J]. Journal of Energy Storage, 2018, 18: 538-548.
- [113] Tan Z, Yang S, Lin H, et al. Multi-scenario operation optimization model for park integrated energy system based on multi-energy demand response[J]. Sustainable Cities and Society, 2020, 53: 101973.
- [114] Taqvi S, Almansoori A, Elkamel A. Optimal renewable energy integration into the process industry using multi-energy hub approach with economic and environmental considerations: Refinery-wide case study[J]. Computers & Chemical Engineering, 2021, 151: 107345.
- [115] Tronchin L, Manfren M, Nastasi B. Energy efficiency, demand side management and energy storage technologies–A critical analysis of possible paths of integration in the built environment[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 95: 341-353.
- [116] Turk A, Wu Q, Zhang M, et al. Day-ahead stochastic scheduling of integrated multi-energy system for flexibility synergy and uncertainty balancing[J]. Energy, 2020, 196: 117130.
- [117] Ueckerdt F, Brecha R, Luderer G. Analyzing major challenges of wind and solar variability in power systems[J]. Renewable Energy, 2015, 81: 1-10.
- [118] Wang J, Hu Z, Xie S. Expansion planning model of multi-energy system with the integration of active distribution network[J]. Applied Energy, 2019, 253: 113517.
- [119] Wang J, Zhong H, Ma Z, et al. Review and prospect of integrated demand response in the multi-energy system[J]. Applied Energy, 2017, 202: 772-782.
- [120] Wang J, Zong Y, You S, et al. A review of Danish integrated multi-energy system flexibility options for high wind power penetration[J]. Clean Energy, 2017, 1(1): 23-35.
- [121] Wang N, Li B, Duan Y, et al. A multi-energy scheduling strategy for orderly charging and discharging of electric vehicles based on multi-objective particle swarm optimization[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 44: 101037.

- [122] Wang W, Yuan B, Sun Q, et al. Application of energy storage in integrated energy systems—A solution to fluctuation and uncertainty of renewable energy[J]. *Journal of Energy Storage*, 2022, 52: 104812.
- [123] Wang Z, Zhu Y, Zhu Y, et al. Energy structure change and carbon emission trends in China[J]. *Energy*, 2016, 115: 369-377.
- [124] Xin H, Liu Y, Wang Z, et al. A new frequency regulation strategy for photovoltaic systems without energy storage[J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2013, 4(4): 985-993.
- [125] Xu Y P, Liu R H, Tang L Y, et al. Risk-averse multi-objective optimization of multi-energy microgrids integrated with power-to-hydrogen technology, electric vehicles and data center under a hybrid robust-stochastic technique[J]. *Sustainable Cities and Society*, 2022, 79: 103699.
- [126] Yu B, Fang D, Meng J. Analysis of the generation efficiency of disaggregated renewable energy and its spatial heterogeneity influencing factors: A case study of China[J]. *Energy*, 2021, 234: 121295.
- [127] Yu H, Duan J, Du W, et al. China's energy storage industry: develop status, existing problems and countermeasures[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2017, 71: 767-784.
- [128] Zhang C, Gao W, Yang T, et al. Opportunistic maintenance strategy for wind turbines considering weather conditions and spare parts inventory management[J]. *Renewable Energy*, 2019, 133: 703-711.
- [129] Zhang C, Li Z, Jiang H, et al. Deep learning method for evaluating photovoltaic potential of urban land-use: A case study of Wuhan, China[J]. *Applied Energy*, 2021, 283: 116329.
- [130] Zhang L, Yu J, Sovacool B K, et al. Measuring energy security performance within China: Toward an inter-provincial prospective[J]. *Energy*, 2017, 125: 825-836.
- [131] Zheng H, Song M, Shen Z. The evolution of renewable energy and its impact on carbon reduction in China[J]. *Energy*, 2021, 237: 121639.
- [132] Zhou D, Chong Z, Wang Q. What is the future policy for photovoltaic power applications in China? Lessons from the past[J]. *Resources Policy*, 2020, 65: 101575.
- [133] 董长贵,周润民,李佳颖.补贴政策对中国光伏装机市场的影响——基于面板数据回归的实证分析[J].*资源科学*,2021,43(06):1065-1076.
- [134] 高海翔, 陈颖, 黄少伟等. 配电网韧性及其相关研究进展[J]. *电力系统自动化*, 2015 (23): 1-8.
- [135] 顾洪宾,范慧璞,谢越韬,夏婷,姜昊,霍晶莹.双碳背景下全球可再生能源领域发展机遇展望[J].*国际工程与劳务*,2022(09):22-25.
- [136] 金之钧, 白振瑞, 杨雷. 能源发展趋势与能源科技发展方向的几点思考[J]. *中国科学院院刊*, 2020, 35(5): 576-582.

- [137] 鞠平, 王冲, 辛焕海等. 电力系统的柔性, 弹性与韧性研究[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(11): 1-7.
- [138] 康重庆, 杜尔顺, 李姚旺等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 822-833.
- [139] 李晋, 蔡闻佳, 王灿等. 碳中和愿景下中国电力部门的生物质能源技术部署战略研究[J]. 中国环境管理, 2021, 13(1): 59-64.
- [140] 林伯强. “十三五”时期中国电力发展成就及“十四五”展望[J]. 中国电业, 2020, 01: 22-23.
- [141] 林卫斌, 宁佳钧, 张凡. 分“三步走”构建新型电力系统的战略构想[J]. 价格理论与实践, 2022, 10: 71-74.
- [142] 林卫斌. 中国电力体制改革路径及竞争策略[J]. 改革, 2005 (12): 21-27.
- [143] 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(6): 1-14.
- [144] 国家能源局. 关于征求 2021 年可再生能源电力消纳责任权重和 2022—2030 年预期目标建议的函[C]// 2021.
- [145] 苏健, 梁英波, 丁麟, 张国生, 刘合. 碳中和目标下我国能源发展战略探讨[J]. 中国科学院院刊, 2021, 36(09): 1001-1009.
- [146] 唐要家, 谢远祥. 中国电力体制改革的困局与突破[J]. 价格月刊, 2012 (2): 68-71.
- [147] 王利宁, 陈文颖, 戴家权等. 智能互联重塑中国能源体系[J]. 气候变化研究进展, 2021, 17(2): 204.
- [148] 王志轩. “碳中和”下电力经济气候平衡体系与电力系统重构分析[J]. 中国能源, 2021, 43(04): 46-51.
- [149] 向萌, 张紫凡, 焦茜茜. 多场景概率机组组合在含风电系统中的备用协调优化[J]. 电网与清洁能源, 2012, 28(5): 61-69.
- [150] 许寅, 王颖, 和敬涵等. 多源协同的配电网多时段负荷恢复优化决策方法[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(2): 122-130.
- [151] 张川, 杨雷, 牛童阳等. 平抑风电出力波动储能技术比较及分析[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(7): 149-154.
- [152] 张丽英, 叶廷路, 辛耀中等. 大规模风电接入电网的相关问题及措施[J]. 中国电机工程学报, 2010 (25): 1-9.
- [153] 张希良, 黄晓丹, 张达等. 碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J]. 管理世界, 2022, 38(1): 35-51.

- [154] 张小丽, 刘俊伶, 王克等. 中国电力部门中长期低碳发展路径研究[J]. 中国人口资源与环境, 2018, 28(4): 68-77.
- [155] 张运洲, 张宁, 代红才等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J]. 中国电力, 2021, 54(3): 1-11.
- [156] 赵毅, 张晶杰, 王志轩. 改革煤电价格机制对电力转型影响研究[J]. 价格理论与实践, 2019, 10: 14-19.
- [157] IPCC 国家温室气体清单特别工作组. 《2006 年 IPCC 国家清单编制指南》.
- [158] Liu M, Shadbegian R, Zhang B. Does environmental regulation affect labor demand in China? Evidence from the textile printing and dyeing industry[J]. Journal of Environmental Economics and Management, 2017, 86: 277-294.
- [159] Lu X, McElroy M B, Peng W, et al. Challenges faced by China compared with the US in developing wind power[J]. Nature Energy, 2016, 1(6): 1-6.
- [160] National Development of P.R.C. and Reform Commission and National Energy Administration of P.R.C. Load curve by provinces. <http://www.gov.cn/xinwen/2019-12/30/5465088/files/e3682ce168c8427b886a43a790d66c2c.pdf>.
- [161] Wang J, Chen L, Tan Z, et al. Inherent Spatiotemporal Uncertainty of Renewable Power in China, 08 December 2022, PREPRINT (Version 1) available at Research Square [<https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-2284531/v1>]
- [162] China Electricity Council. China Electricity Statistical Yearbook. (2020). <https://data.cnki.net/Yearbook/Single/N2021110023>.
- [163] Energy Efficiency Electricity Dispatch Management (National Development of P.R.C. and Reform Commission, Environmental Protection Agency, State Electricity Regulatory Commission, Energy Office, 2007). [http://www.nea.gov.cn/2007-08/28/c\\_131053158.html](http://www.nea.gov.cn/2007-08/28/c_131053158.html)
- [164] 国网能源研究院. 《中国能源电力发展展望》.
- [165] Braff W A, Mueller J M, Trancik J E. Value of storage technologies for wind and solar energy[J]. Nature Climate Change, 2016, 6(10): 964-969.

## 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 resulting 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.