



Views & Comments

碳中和目标下中国燃煤电厂碳捕集、利用与封存集群布局优化的激励政策研究

陈文会^{a,b}, 鲁玺^{b,c}, 雷涯邻^a, 陈建峰^d^a School of Economics and Management, Beijing University of Chemical Technology, Beijing 100029, China^b State Key Joint Laboratory of Environment Simulation and Pollution Control, School of Environment, Tsinghua University, Beijing 100084, China^c Beijing Laboratory of Environmental Frontier Technologies, Tsinghua University, Beijing 100084, China^d School of Chemical Engineering, Beijing University of Chemical Technology, Beijing 100029, China

1. 引言

中国宣布将采取更加有力的政策和措施, 力争于2030年前使二氧化碳(CO₂)排放达到峰值, 在2060年前实现碳中和, 与全球1.5 °C温升控制目标基本一致[1]。碳中和目标的实现, 需要能源系统低碳转型推动中国经济深度脱碳, 尤其是燃煤电厂(CFPP)需要深度碳减排。2019年中国燃煤发电装机容量已高达1.04×10⁹ kW [2], CO₂排放量达到3.5×10⁹ t, 约占CO₂排放总量的35.6% [3]。然而, 鉴于中国庞大而年轻的煤电机组和电力系统结构, 完全淘汰平均服役年限不到15年、剩余寿命超过30年的燃煤发电厂不具有可行性[4]。因此, 制定电力系统深度脱碳战略需要避免提前淘汰燃煤电厂而造成大量煤电资产的搁浅。碳约束情景下, 碳捕集、利用与封存(carbon capture, utilization, and storage, CCUS)技术将在实现煤电碳达峰、碳中和目标中发挥不可或缺的作用[3]。截至2020年, 全球共有65个正在运行或开发的大型商业CCUS设施, 涉及众多大型电厂捕集项目[5], 说明部分CCUS技术已经处于商业化运行阶段[6]。目前, 我国虽然已经具备CCUS技术工业化应用能力, 并正在积极筹备全流程CCUS产业化集群建设[7], 但基础设施的高成本和配套激励政策的缺乏仍然是CCUS商业化的主要挑战。借鉴其他低碳技术推广的经验[8], 政府激励政策是促进

CCUS技术开发和应用的重要因素。此外, CCUS重点部署战略将从大型独立设施转移到CCUS产业集群的建设。因此, 为实现碳中和目标, 需要研究促进煤电CCUS产业集群部署的具备成本效益的最优激励策略。

1.5 °C温升控制目标下, 中国需要大规模部署CCUS技术, 到2050年煤电CCUS技术的当年减排CO₂规模约为7.1×10⁸ t [9]。本文构建多个模型研究如何制定最优激励策略促进煤电行业CCUS技术的部署, 以实现碳中和目标。首先, 基于大型燃煤电厂CO₂排放源数据和封存潜力分布特征, 构建源汇匹配优化模型, 得到1.5 °C温升控制目标下的煤电CCUS项目布局方案; 其次, 为了实现规模经济降低成本, 结合使用层次聚类分析(HCA)和最小生成树(MST)模型, 对煤电CCUS项目集群进行识别, 提出建立最低成本CO₂输送管道网络的路线策略; 最后, 文中通过研究评估三种激励政策(碳市场价格、清洁电价上网补贴和CO₂封存利用补贴)对煤电CCUS系统全链条经济可行性的影响, 优选激励政策方案。本研究对识别煤电CCUS项目集群和优化布局方案, 制定相应的CCUS技术部署激励政策具有现实价值和指导意义。

2. CCUS技术经济与源汇匹配优化分析

根据中国碳中和目标, 2050年燃煤电厂进行CCUS技

术改造的规模为每年减排 7.1×10^8 t CO₂ [9], 煤电行业在 2035—2045 年间将迎来机组碳捕集改造高峰[10]。源汇匹配优化分析结果显示(附录 A 中的注释 1), 需要对总装机容量约为 159 GW 的 128 个燃煤电厂(267 个机组)进行 CCUS 技术改造。本文使用卡内基梅隆大学开发的综合环境控制模型(integrated environmental control model, IECM) [11] 测算 CCUS 技术全流程各环节成本(关于燃煤发电厂改造筛选标准的详细信息参见附录 A 中的注释 2), 并应用已发表的基于组件的学习曲线理论[12]来估计技术进步对 CO₂ 捕集成本的影响。图 1 (a) 中的结果显示: 到 2050 年, 煤电厂 CCUS 项目规模达每年 7.1×10^8 t CO₂, 总成本为每吨 CO₂ 53~87 美元。其中, CO₂ 捕集成本为 40~70 美元·t⁻¹, 平均捕集成本为 57 美元·t⁻¹, 占 CCUS 系统平均总成本的 80%。随着技术进步, CO₂ 捕集成本比现有成本降低近 30% [13—14], 未来 CO₂ 捕集成本将逐渐降低到 32~46 美元·t⁻¹。

关于 CO₂ 地质封存潜力, 塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、苏北盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地和吐哈盆地具有良好的 CO₂ 地质埋存和 CO₂ 强化采油与封存(CO₂ enhanced oil recovery, CO₂-EOR) 潜力, 其中, 深部咸水层埋存潜力合计为 1.78×10^{12} t CO₂, CO₂-EOR 利用埋存潜力为 4×10^9 t CO₂ [15]。根据源汇匹配优化结果[图 1 (b)], 连接塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、苏北盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地与其良好匹配的煤电厂的平均 CO₂ 管道长度分别为 275 km、264 km、242 km、216 km、189 km、164 km 和 120 km。源汇点对点直接连接的情景下, 共需建造约 29 490 km 的 CO₂ 输送管道, 在 2020—2050 年期间累计 CO₂ 运输量高达 1141 Gt·km,

带来高昂的运输成本。因此, 有必要识别 CCUS 项目集群, 建立 CCUS 枢纽形成 CO₂ 管道全局网络, 降低单位成本, 推进 CCUS 技术的大规模系统部署。

3. CCUS 优先布局集群与减排潜力

基于点对点直接源汇匹配连接结果, 首先使用 HCA 对 CCUS 集群中心进行识别分类, 然后使用 MST 模型构建 CCUS 项目集群的成本最低的 CO₂ 运输管道网络(关于 HCA 和 MST 模型的详细信息见附录 A 中的注释 3 和 4)。通过建立 CCUS 项目集群和枢纽共享输送管道, CCUS 项目集群的管道总长度可减少至 8708 km (平均管道长度为 86 km), 平均 CO₂ 输送成本可从 10.62 美元·t⁻¹ 降低至 4.26 美元·t⁻¹。假设煤电厂寿命期为 45 年, 在这些煤电厂的剩余寿命期内, 可通过 CCUS 技术累积减排 1.1596×10^{10} t CO₂, 其中, 65.4% 的 CO₂ 可通过深部咸水层封存(deep saline formation, DSF) 实现减排, 33.6% 的 CO₂ 可采用 CO₂-EOR 方式实现减排。在华北区域, 总装机容量为 26.4 GW 的 20 个煤电厂(49 台机组) 能够在渤海湾盆地进行地质利用与封存, 平均运输距离为 67 km, 到 2050 年可实现每年 1.196×10^8 t 的 CO₂ 减排潜力, 累计减排 CO₂ 2.364×10^9 t, 在 2025—2060 年累计减排 4.3×10^9 t。在东北区域, 从 11 个煤电厂(19 台机组) 捕集, 通过管道输送到松辽盆地开展 CCUS 项目, 平均运输距离为 80 km, 累计实现减排 CO₂ 5.32×10^8 t。在华东地区, 总装机容量为 57.65 GW 的 36 个煤电厂(75 台机组) 被划分为三个 CCUS 项目集群, 运输到苏北盆地进行利用与埋存, 平均管道长度为 60 km。在西北地区, 总装机容量为

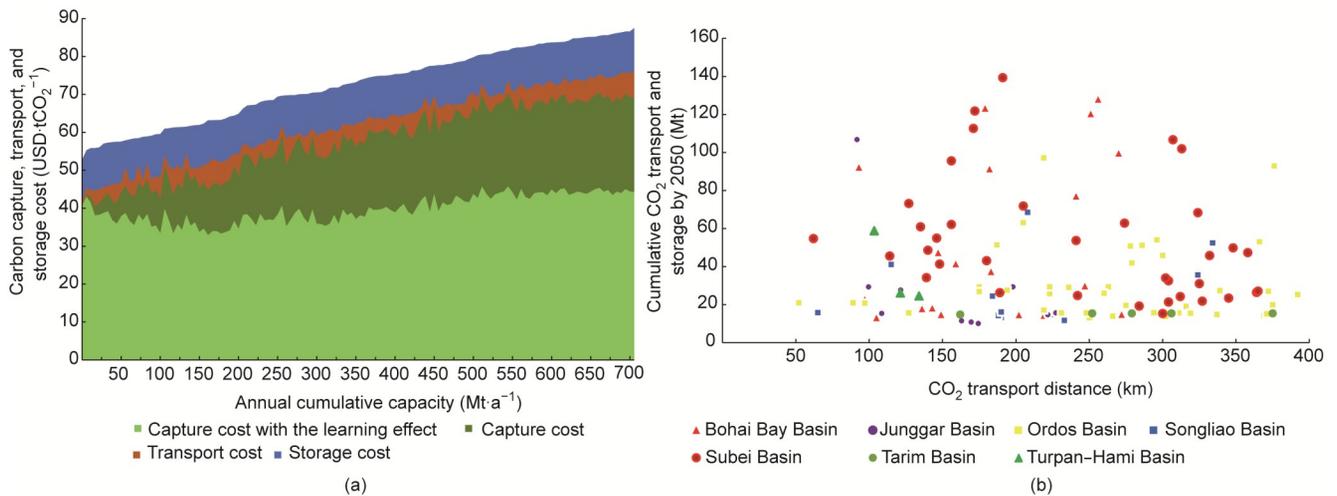


图 1. 成本效益结果、电厂匹配的埋存盆地运输距离和 2050 年 CO₂ 累计埋存量。(a) CO₂ 捕集、运输和埋存成本与年累积捕集量的对比。x 轴表示年 CO₂ 累计埋存规模; y 轴表示有/无技术改进的 CO₂ 捕集成本、CO₂ 管道运输和埋存成本。(b) 2050 年 CO₂ 累计埋存量和输送距离的关系。x 轴表示 CO₂ 的平均输送距离; y 轴表示到 2050 年 CO₂ 累计运输埋存量。

45.61 GW的42个煤电厂（82台机组）累计捕集 3.071×10^9 t CO₂，运输到鄂尔多斯盆地进行埋存，平均运输距离为56 km。到2050年，累计有 8.68×10^8 t、 2.63×10^8 t、 1.92×10^8 t从燃煤电厂捕集后的CO₂通过管道输送到准噶尔盆地、吐哈盆地和塔里木盆地开展CCUS技术的封存，分别匹配20个、3个和5个燃煤电厂。通过确定优先开展CCUS技术的煤电厂和形成CCUS项目集群部署方案，为决策者制定科学、合理的激励政策促进CCUS技术的推广提供科学依据支撑。

4. CCUS项目集群布局的激励政策分析研究

由于CCUS技术的部署和商业化面临巨大的成本压力，我国的政策激励力度还有待进一步加强，以推进CCUS技术的早期示范与应用试验[16]。参考各国CCUS相关激励政策，本文考察煤电实施CCUS技术所需要的临界碳市场价格、上网电价补贴和CO₂封存利用补贴方案，并在模拟这三种主要激励政策相互作用的基础上，确定最优的激励策略（激励政策分析模型和数据的详细信息见附录A中的注释5和表S1）。

不同情景下128个煤电厂实施CCUS技术所需要的激励政策临界值，如图3所示，没有补贴情景下平均临界碳市场价格达到每吨CO₂ 72.42美元，CO₂-EOR产生的经济收益和CCUS技术进步能够抵消CCUS的成本，分别能将平均临界碳价格降低14%和29%。若给予煤电CCUS技术电价补贴22美元·(MW·h)⁻¹ [0.015元人民币·(kW·h)⁻¹]，能降低临界碳价至每吨CO₂ 25~50.98美元；若政府再给予每吨CO₂ 20美元的埋存补贴，则可进一步将临界碳价降到每吨CO₂ 9~33美元，但仍高于目前市场平均碳价：每

吨CO₂ 7美元（每吨CO₂ 49元人民币）。由于目前较低的碳市场价格对煤电CCUS技术部署的激励作用有限，导致政府需要提高电价补贴和埋存补贴来抵消CCUS技术高昂的成本，从而实现其减排潜力。为了避免高昂的财政支出，需要发挥碳交易市场的市场化政策工具来提高CCUS项目的价值。更具体地说，碳价格对其他激励方式的临界补贴水平具有重大影响。图3显示，随着碳价格的上涨，电价补贴临界值和埋存补贴临界值都显著下降，带来政府CCUS技术补贴支出的显著减少。因此，政府可以通过完善碳排放权交易机制，提高碳价格，进一步发挥碳排放交易市场对CCUS技术发展的促进作用。

5. 结论与建议

为了实现电力行业碳中和目标，需要对总装机容量约为159 GW的128个燃煤电厂（267个机组）进行CCUS技术改造。通过建立CCUS枢纽以实现CO₂运输和储存基础设施共享，能够显著降低CO₂管道运输距离和成本。煤电CCUS项目集群主要分布在华北、东北、华东和西北地区，能够与塔里木盆地、鄂尔多斯盆地、苏北盆地、松辽盆地、渤海湾盆地、准噶尔盆地、吐哈盆地形成良好的源汇匹配。煤电CCUS项目集群可累积减排CO₂ 1.1596×10¹⁰ t，总体上65.4%的CO₂通过深部咸水层封存实现减排，33.6%的CO₂通过CO₂-EOR的方式实现减排。

碳市场机制、上网电价补贴和CO₂封存利用补贴这三种方式可激励CCUS项目部署，其中高水平的碳价格能直接解决CCUS技术经济可行性问题，并且显著减少政府CCUS技术补贴支出。此外，CO₂-EOR产生的经济收益和CCUS技术进步能降低成本，减轻政府CCUS技术补贴支

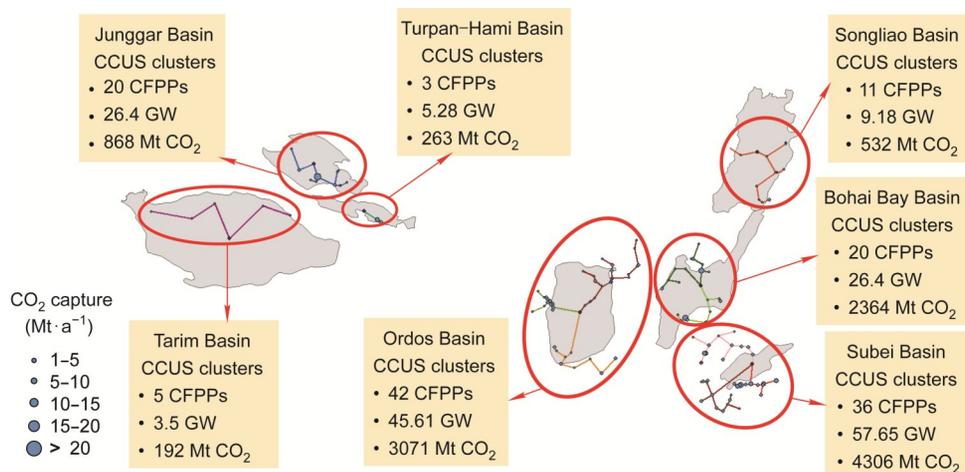


图2. 煤电厂CCUS项目集群和全寿命期累计减排量。

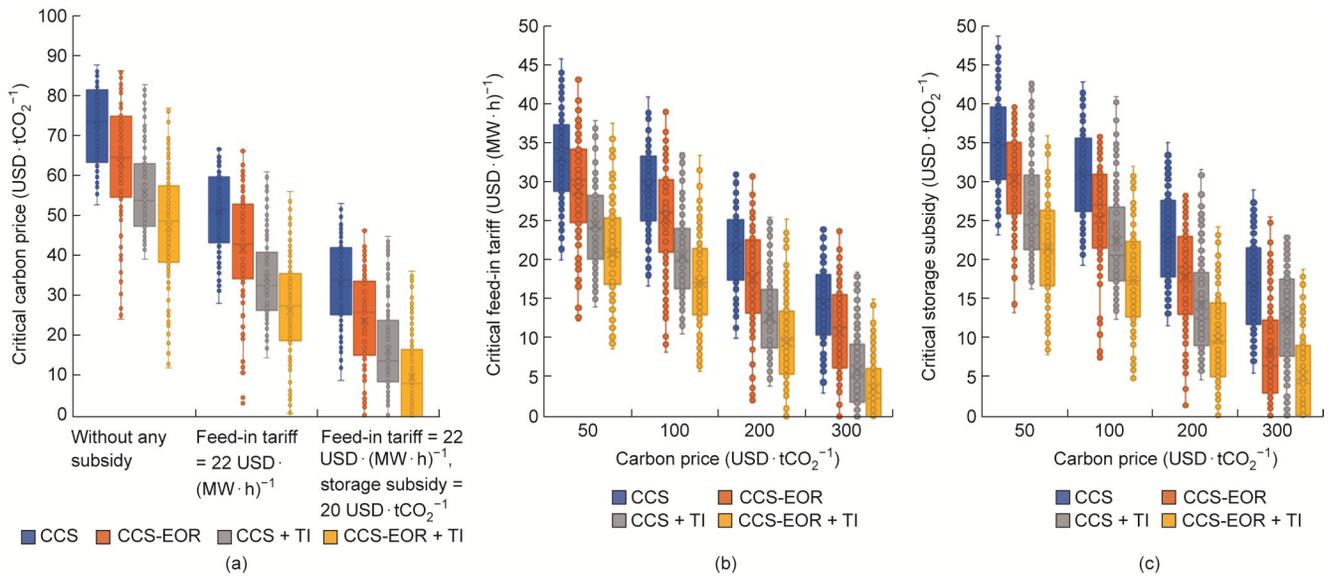


图3. 不同情景下煤电开展CCUS技术所需激励政策的临界值。(a) 临界碳价格；(b) 临界电价补贴；(c) 临界埋存补贴。CCS: CO₂捕集、运输和咸水层埋存；CCS-EOR: CO₂捕集、运输和驱油利用埋存；TI: 考虑CCUS的技术进步。

出。因此，完善和发展成熟的碳交易市场、加大CCUS技术的研发投入、开展大规模CCUS集群示范有利于构建面向碳中和目标的CCUS技术体系。未来的研究可以比较不同商业模式下全链条CCUS项目部署的政策激励机制。

致谢

本研究资助项目来源：中国工程院重大咨询项目（碳汇与碳封存及碳资源化利用战略研究）、教育部人文社会科学研究项目（21YJC630009）、国家自然科学基金项目（72104116, 72025401, 71974108, 71690244）和清华大学-INDITEX可持续发展基金。

Appendix A. Supplementary data

Supplementary data to this article can be found online at <https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.11.011>.

References

- Duan H, Zhou S, Jiang K, Bertram C, Harmsen M, Kriegler E, et al. Assessing China's efforts to pursue the 1.5 C warming limit. *Science* 2021;372(6540):378–85.
- Power industry basics: generation [Internet]. Beijing: China Electricity Council; 2020 [cited 2020 August 8]. Available from: <https://english.cec.org.cn/menu/index.html?263>.
- International Energy Agency. Energy technology perspectives 2020—special report on clean energy innovation. Paris: International Energy Agency; 2020.
- Cui RY, Hultman N, Cui D, McJeon H, Yu S, Edwards MR, et al. A plant-by-plant strategy for high-ambition coal power phaseout in China. *Nat Commun* 2021;12(1):1468.
- Page B, Turan G, Zapantis A, Consoli C, Erikson J, Havercroft I, et al. Global status of CCS: 2020. Melbourne: Global Carbon Capture and Storage Institute Ltd.; 2020.
- Bui M, Adjiman CS, Bardow A, Anthony EJ, Boston A, Brown S, et al. Carbon capture and storage (CCS): the way forward. *Energy Environ Sci* 2018;11(5):1062–176.
- Cai B, Li Q, Zhang X, Cao C, Cao L, Chen W, et al. [Annual report on China status of CO₂ capture, utilization, and storage (CCUS) (2021)—study on China's CCUS pathways]. Report. Beijing: Chinese Academy of Environmental Planning; 2021. Chinese.
- Durmaz T. The economics of CCS: why have CCS technologies not had an international breakthrough? *Renew Sustain Energy Rev* 2018;95:328–40.
- Institute of Climate Change and Sustainable Development of Tsinghua University. China's long-term low-carbon development strategies and pathways: comprehensive report. Singapore: Springer; 2022.
- Asian Development Bank. Roadmap for carbon capture and storage demonstration and deployment in the People's Republic of China. Metro Manila: Asian Development Bank; 2015.
- Hu B, Zhai H. The cost of carbon capture and storage for coal-fired power plants in China. *Int J Greenh Gas Control* 2017;65:23–31.
- Wu XD, Yang Q, Chen GQ, Hayat T, Alsaedi A. Progress and prospect of CCS in China: using learning curve to assess the cost-viability of a 2 600 MW retrofitted oxyfuel power plant as a case study. *Renew Sustain Energy Rev* 2016;60:1274–85.
- Yang L, Xu M, Fan J, Liang Xi, Zhang X, Lv H, et al. Financing coal-fired power plant to demonstrate CCS (carbon capture and storage) through an innovative policy incentive in China. *Energy Policy* 2021;158:112562.
- Fan JL, Xu M, Li F, Yang L, Zhang X. Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China: the technology lock-in and cost optimization perspective. *Appl Energy* 2018;229:326–34.
- Sun L, Dou H, Li Z, Hu Y, Hao X. Assessment of CO₂ storage potential and carbon capture, utilization and storage prospect in China. *J Energy Inst* 2018;91(6):970–7.
- Guo JX, Huang C. Feasible roadmap for CCS retrofit of coal-based power plants to reduce Chinese carbon emissions by 2050. *Appl Energy* 2020;259:114112.