



· 碳捕集、利用与封存 ·

煤电 CCUS 项目运行的经济特征与模拟

史贝贝¹,蔡子建¹,康 蓉¹,李 楠¹,刘永平²

(1. 西北大学 榆林碳中和学院,陕西 西安 710069; 2. 国家能源集团锦界能源有限责任公司,陕西 神木 719319)

摘要 CCUS 项目运行的经济性不足和激励政策体系不健全是限制煤电 CCUS 项目发展的重要瓶颈。运用 ITEAM-CCUS 模型评估 CCUS 项目运行的全流程经济特征,并以锦界电厂 150 kt/a 的 CCUS 示范项目为案例进行深度解析,识别单一激励政策需求强度和组合政策综合效果的差异化策略及其对 CCUS 项目运行的经济可行性。研究发现:① ITEAM-CCUS 模型评估结果表明煤电 CCUS 项目具有较大的减排潜力,且在地区和企业层面上均具有良好的减排规模效应;② 案例解析表明,CCUS 项目在早期示范阶段,宜实行发电小时数补偿、上网电价补贴等确定性的激励政策,而在运行推广阶段,实行碳交易和绿色电力交易等市场化政策;③ 不同的政策组合对 CCUS 项目平准化捕集成本影响存在差异性,综合性政策体系对 CCUS 项目运行有极大的支撑作用。建议增加对 CCUS 项目运行的经济政策配套,并注重在不同阶段采取差异化的政策,以期推动煤电 CCUS 运行的经济可行性。

关键词 CCUS;煤电;经济可行性;模型评估;激励政策

中图分类号:TM61 **DOI**:10.16152/j.cnki.xdxbr.2025-05-005

Simulating the economic feature of CCUS operations in coal-based power generation

SHI Beibei¹, CAI Zijian¹, KANG Rong¹, LI Nan¹, LIU Yongping²

(1. Carbon Neutrality College(Yulin), Northwest University, Xi'an 710069, China;

2. Guoneng Jinjie Energy Co., Ltd., Shenmu 719319, China)

Abstract The insufficient economic viability of CCUS project operations and the inadequate incentive policy system are significant bottlenecks hindering the development of coal-based CCUS projects. This study employs the ITEAM-CCUS model to evaluate the comprehensive economic characteristics of CCUS project operations and conducts an in-depth analysis using the Jinjie Power Plant 150 kt/a CCUS demonstration project as a case study. The research identifies differentiated strategies for the required intensity of single incentive policies and the comprehensive effects of policy combinations, as well as their impact on the economic feasibility of CCUS project operations. The findings reveal that: ① the ITEAM-CCUS model assessment indicates that coal-based CCUS projects possess substantial emission reduction potential and demonstrate favorable economies of scale at both regional and enterprise levels; ② the case analysis suggests that during the early demonstration phase of

收稿日期:2025-06-16

基金项目:国家自然科学基金青年项目(72103163);教育部哲学社会科学研究后期资助项目(22JHQ066);陕西省社会科学基金年度项目(2023D011);陕西省教育厅科学研究计划-青年创新团队项目(23JPI66)。

第一作者:史贝贝,男,副教授,从事气候变化与低碳研究,shibeibei@nwu.edu.cn。

通信作者:蔡子建,男,从事气候变化与低碳研究,202324175@stumail.nwu.edu.cn。

CCUS projects, deterministic incentive policies such as generation hour compensation and feed-in tariff subsidies should be implemented. In contrast, market-oriented policies like carbon trading and green power trading are more suitable for the operational promotion phase; ③ different policy combinations exhibit varying impacts on the levelized capture cost of CCUS projects, with a comprehensive policy system significantly supporting CCUS project operations. The study recommends enhancing economic policy support for CCUS project operations and adopting differentiated policies at various stages to improve the economic feasibility of coal-fired CCUS operations.

Keywords CCUS; coal-based power; economic feasibility; model evaluation; incentive policies

碳达峰碳中和目标的提出,加速推进了中国碳减排的历史进程,尤其是对高碳行业产生硬性约束。而对于国内主要的高碳行业,煤电行业的碳减排与低碳发展面临着巨大压力和严峻挑战。长期以来,煤电行业面临火电退出压力,电力系统的安全稳定、产业低碳转型升级等发展困境,而作为破除这一困境的有效手段,碳捕集、利用与封存技术(carbon capture, utilization and storage, CCUS)是实现传统化石能源大规模低碳利用的新兴技术,也是煤电行业实现可持续发展的重要技术,同时也是碳中和目标下保证能源灵活安全供应的主要技术手段。截止到2022年底,中国已投运和规划建设的CCUS示范项目近百个,具备年捕集超过4 Mt/a的能力^[1],且CO₂捕集源涵盖电力、油气、化工、水泥、钢铁等多个行业。目前,电力行业的CCUS示范项目已超过20个,碳捕集规模日益增加,但相比于电力行业大量的碳排放而言,当前的碳捕集能力明显不足,加快部署煤电行业CCUS项目是实现碳达峰碳中和目标的当务之急。

从捕集成本来看,偏高的技术示范成本仍然是阻碍CCUS扩大部署的重要原因^[1],而设计合适的激励政策是快速有效推进CCUS项目部署的关键。国际经验表明:美国推出的《通胀削减法案》^[2]《基础设施投资法案》^[3]等法案降低了CCUS项目的运行成本,有效地推动了美国各地区CCUS项目的发展;英国分别出台了清洁增长战略(Clean Growth Strategy)^[4]、英国CCUS行动计划(UK CCUS Action Act)^[5]和净零战略(Net Zero Strategy)^[6],旨在降低CCUS技术成本、实现CCUS在工业领域的规模化部署。国内研究方面,张贤等^[7]从国家宏观层面出发阐述CCUS技术的发展定位及其对中国实现“双碳”目标的重要作用;陈语^[8]等量化分析了煤电CCUS应用对于中国能源低碳转型战略的贡献,从而进一步构

建适合中国的综合性政策支撑体系框架。Jiang等^[9]提出“双碳”目标下推动CCUS技术的商业化发展,需要建立健全激励机制和完善政策法规,同时,CCUS法律政策的完善也是至关重要的^[10]。除此之外,跨国比较研究表明,推进CCUS发展的关键在于多重组合政策的应用^[11],并且这一组合政策的设计与CCUS项目的数量密切相关^[12]。

现有文献为CCUS规模化发展的政策体系构建奠定了良好基础,但同时也反映出当前研究多集中于国家及产业层面的政策分析,但学者们较少关注CCUS项目实际运行的实施效果。这种侧重于宏观政策而忽视具体项目运行情况的倾向,容易导致顶层政策设计缺乏针对性和实际指导意义。为此,为进一步评估CCUS政策的具体激励效果,本文首次以锦界电厂150 kt/a CCUS示范项目为案例,基于其实际运行数据,对CCUS全流程的经济特性进行了详细测算。在经济性评价方面,为推动企业实现规模化示范与应用成本的收益平衡为目标,本文分别从单一政策(如碳市场定价、发电补偿小时、上网电价补贴、绿色金融等)的需求强度与组合政策的综合效果这两个维度,进行模拟并评估其政策效果。

1 煤电 CCUS 项目运行的经济特征及模拟分析

1.1 煤电 CCUS 项目运行的经济成本核算

CCUS项目的可行性分析严重依赖于CCUS运行过程中碳捕集环节、运输环节和封存环节中经济利益相关方的商业模式,因此,精准识别CCUS项目全流程运行的经济成本是掌握CCUS项目运行经济特征的关键。考虑到目前CCUS技术尚未进入成熟的商业化阶段,各环节技术路径选择的多样性,在进行成本核算分析时需要明确所评估的技术路径。

在捕集环节,针对煤电 CCUS 的捕集技术,当前最为成熟的技术是燃烧后化学吸收法,需要利用胺(MEA)等吸收剂对 CO₂ 进行吸收且提纯,再进行压缩液化。在运输环节,CO₂ 车载运输已经进入成熟化的商业阶段,但输送规模有限、成本较高、不适用于开展大规模的 CCUS 实践。对于中长距离 CO₂ 输送而言,陆上管道输送技术在成本和规模上最具应用潜力^[13]。目前,中国首条百万吨、百公里高压常温密相 CO₂ 输送管道已完成,并于 2023 年在齐鲁石化胜利油田百万吨级 CCUS 项目正式投运,标志着中国具备了相关的大规模管道设计与建设能力。在封存环节,考虑到潜在的增量收益、可观的利用与封存潜力,将捕集的 CO₂ 用于驱油开采(EOR)是当前最具吸引力的封存与利用技术选项^[13]。

因此,在本文 CCUS 项目运行的成本核算中,捕集环节选择燃烧后化学吸收技术进行成本核算、在运输环节选择陆上 CO₂ 管道输送方式进行成本核算,在封存环节选择 CO₂ 驱油开采(EOR)进行成本核算,并且在成本核算过程中采用增量成本核算原则。

1.1.1 捕集环节成本核算

在捕集环节,CO₂ 捕集装置改造的增量成本主要来自投资成本与运营成本。投资成本包括土建、捕集设备和压缩设备的投资^[13-14],计算公式如下

$$C_{\text{CapFixed}} = C_{\text{cons}} + C_{\text{comp}} + C_{\text{pump}} \quad (1)$$

式中: C_{CapFixed} 为捕集的投资成本; $C_{\text{cons}} = R_{\text{F}} \times E_{\text{C}}$, C_{cons} 为土建和捕集设备投资, R_{F} 表示 CO₂ 流率, tCO₂/h; E_{C} 表示单位流率所需投资成本, 元/(tCO₂ · h); C_{comp} 表示压缩机成本; C_{pump} 表示泵成本。在给定装机规模条件下,可以根据设备全捕集条件下的捕集率估算每年的 CO₂ 捕集量 q_{CO_2} , 进而计算出所需要的压缩机和泵的数量^[14]。

CO₂ 捕集环节的运营成本包括:设备的运行与维护成本;增加的燃料与吸收剂成本。计算公式如下

$$C_{\text{CapO\&M}} = C_{\text{faci}} + C_{\text{fuel}} \quad (2)$$

式中: $C_{\text{CapO\&M}}$ 为捕集环节的运营成本; $C_{\text{faci}} = C_{\text{CapFixed}} \cdot f_{\text{CapO\&M}}$, C_{faci} 为设备的运行与维护成本, $f_{\text{CapO\&M}}$ 为运营成本因子, C_{CapFixed} 为设备投资成本; $C_{\text{fuel}} = (v \cdot p_{\text{va}} + a \cdot p_{\text{ab}}) \cdot q_{\text{CO}_2}$, C_{fuel} 为每年增加的燃料与吸收剂成本; v 和 a 分别表示每捕集 1 单位 CO₂ 所需消耗的蒸汽和吸收剂数量, t/tCO₂; p_{va}

和 p_{ab} 分别表示每单位蒸汽和吸收剂的价格, 单位为元; q_{CO_2} 为电厂每年的 CO₂ 捕集量。

针对化石燃料发电设备的碳捕集改造,还应考虑每年因 CO₂ 捕集导致的电力输出损失, $C_{\text{ele}} = l_{\text{ele}} \cdot p_{\text{ele}} \cdot q_{\text{CO}_2}$, C_{ele} 为捕集导致的电力输出损失; l_{ele} 为单位 CO₂ 捕集带来的输出损失, kW · h/tCO₂; p_{ele} 表示电力价格, 元/kW · h; q_{CO_2} 为电厂每年的 CO₂ 捕集量。

经过碳捕集改造后,电厂每年的 CO₂ 捕集量计算公式如下

$$q_{\text{CO}_2} = X_{\text{F}} \cdot C_{\text{cap}} \cdot t \cdot \text{ef} \cdot r_{\text{capr}} \quad (3)$$

式中: q_{CO_2} 为电厂每年的 CO₂ 捕集量; X_{F} 为电厂的装机容量, MW; C_{cap} 表示电厂的容量因子; t 表示每年发电的小时数; ef 表示电厂的碳排放因子, tCO₂/MW · h; r_{capr} 表示电厂的 CO₂ 捕集率。

煤电每年因减排而带来收入,计算公式如下

$$r_{\text{Abe}} = p_{\text{CO}_2} \cdot \eta_{\text{CO}_2} \cdot q_{\text{CO}_2} \quad (4)$$

式中: r_{Abe} 为煤电每年减排带来的收入; q_{CO_2} 为捕集 CO₂ 的捕集量; p_{CO_2} 为 CO₂ 价格, 同时可以被理解为企业通过 CCUS 技术对其所造成 CO₂ 排放带来外部性损失的规避, 也可以被理解为企业因采用 CCUS 技术而获得 CO₂ 减排量的额外收入; η_{CO_2} 为设定捕集 CO₂ 中有效减排量的比例。

由于存在潜在的 CO₂ 利用方式,捕集方通过出售捕集的 CO₂ 同样可以获得收入,则这部分收入计算公式如下

$$r_{\text{EOR}} = p_{\text{EOR}} \cdot q_{\text{EOR}} \quad (5)$$

式中: r_{EOR} 为出售捕集 CO₂ 的收入; p_{EOR} 为 CO₂ 的商品价格; q_{EOR} 为 CO₂ 的出货量。

1.1.2 运输环节成本核算

在运输环节,根据 CO₂ 运输成本核算方法^[14],陆上运输管道的投资成本计算公式如下

$$C_{\text{TranFixed}} = F_{\text{FL}} \cdot F_{\text{FT}} \cdot L \cdot T \quad (6)$$

式中: $C_{\text{TranFixed}}$ 为路上运输管道的投资成本; F_{FL} 表示地区因子; F_{FT} 表示地形因子; L 表示运输管道长度; T 表示单位长度的投资成本。

为了简化处理,此处采用取一定比例计算的方法^[15]。运输成本采用初期建设成本的比例为 $f_{\text{tran O\&M}}$, 故每年的运行维护成本计算公式如下

$$C_{\text{Tran O\&M}} = f_{\text{tran O\&M}} \cdot C_{\text{TranFixed}} \quad (7)$$

式中: $C_{\text{Tran O\&M}}$ 为运输环节每年的运行维护成本; $f_{\text{tran O\&M}}$ 为初期建设成本的比例; $C_{\text{TranFixed}}$ 为路上运输管道的投资成本。

1.1.3 封存环节成本核算

在封存环节,设定核算对象为具备 EOR 与封存能力的石油开采企业。油田方可以将 CO₂ 注入井下驱油,提高原油采收率,也可以直接封存到废弃的油气井内。

1) 不考虑回收回注下 CO₂ 用于驱油环节的成本核算。对于油田 EOR 的成本^[14],按照生产模块计算,根据原油产量确定生产井及 EOR 模块的数量,则需要的生产井数量计算公式为

$$n_{\text{pwell}} = \text{ROUND_UP}\left(\frac{q_{\text{oildaily}}}{q_{\text{oilsi}}}\right) \quad (8)$$

式中: n_{pwell} 为生产井数量; q_{oilsi} 为油田单井每天平均产量; q_{oildaily} 为每天原油产量;ROUND_UP 为向上取整函数。

假设在 CO₂ 驱油的过程中,则注入井的数量计算公式为

$$n_{\text{iwell}} = \text{ROUND_UP}(\gamma_{\text{well}} \cdot n_{\text{pwell}}) \quad (9)$$

式中: n_{iwell} 为注入井的数量; γ_{well} 为设定生产井与注入井的比例; n_{pwell} 为生产井的数量;ROUND_UP 为向上取整函数。

假定每个 EOR 模块包括 n_0 口生产井、 $\gamma_{\text{well}} \cdot n_0$ 口注入井和 1 口地层水回注井,则所需要的模块数量计算公式如下

$$n_{\text{module}} = \text{ROUND_UP}\left(\frac{n_{\text{pwell}}}{n_0}\right) \quad (10)$$

式中: n_{module} 为模块数量; n_0 为假设的生产井数量; n_{pwell} 为生产井数量;ROUND_UP 为向上取整函数。

由于使用 CO₂ 驱油技术的油田可以利用原有生产设施,因此无需重新钻井,只需改造原有钻井即可,故建设期的成本为注入设施和生产设施的购置与改造费用之和^[16-17],计算公式为

$$\begin{cases} C_{\text{EORFixed}} = C_{\text{linj}} + C_{\text{lpro}} \\ C_{\text{linj}} = C_{\text{incomp}} + C_{\text{plant}} + C_{\text{line}} + C_{\text{coll}} + C_{\text{elefac}} + C_{\text{recon}} \\ C_{\text{ilpro}} = C_{\text{oilline}} + C_{\text{oilpump}} + C_{\text{othfac}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: C_{EORFixed} 为驱油建设期的成本; C_{linj} 为注入设施成本; C_{incomp} 为注入前压缩设备成本; C_{plant} 为注入厂房的成本; C_{line} 为管线铺设成本; C_{coll} 为集水器成本; C_{elefac} 为驱油所用的电力设施成本; C_{recon} 为注入井改造成本; C_{lpro} 为生产设施成本; C_{oilline} 为输油管线成本; C_{oilpump} 为油泵的成本; C_{othfac} 为其他设备的成本。

驱油期间,每年油田的运营成本包括钻井日

常开支、地面维护费、地下维护费、电费和购买 CO₂ 的成本^[15-16],计算公式为

$$\begin{cases} C_{\text{EORO\&M}} = C_{\text{dai}} + C_{\text{sur}} + C_{\text{sub}} + C_{\text{CO}_2} + C_{\text{ele}} \\ C_{\text{dai}} = C_{\text{dadm}} + C_{\text{dlab}} + C_{\text{dtool}} + C_{\text{dconsu}} \\ C_{\text{sur}} = C_{\text{slab}} + C_{\text{srep}} + C_{\text{sfac}} + C_{\text{soth}} \\ C_{\text{sub}} = C_{\text{suwell}} + C_{\text{sureme}} + C_{\text{sumai}} + C_{\text{suoth}} \\ C_{\text{CO}_2} = p_{\text{EOR}} \cdot q_{\text{EOR}} \\ C_{\text{ele}} = p_{\text{ele}} \cdot [e_{\text{com}} \cdot q_{\text{CO}_2\text{in}} \cdot r_{\text{CO}_2\text{rec}}(i) + (e_{\text{pump}} + e_{\text{sep}} + e_{\text{oth}}) \cdot q_{\text{oil}}] \end{cases} \quad (12)$$

式中: $C_{\text{EORO\&M}}$ 为驱油期间油田的运营成本; C_{dai} 为钻井日常开支; C_{dadm} 为管理费; C_{dlab} 为钻井的人工费; C_{dtool} 为操作工具费用; C_{dconsu} 为易耗品费用; C_{sur} 为地面维护费; C_{slab} 为地面维护的人工费; C_{srep} 为替换品及服务; C_{sfac} 为地面维护的设备使用费; C_{soth} 为地面维护的其他费用; C_{sub} 为地下维护费; C_{suwell} 为机修井服务费; C_{sureme} 为补救费用; C_{sumai} 为地下维护的设备维修费; C_{suoth} 为地下维护的其他费用; C_{CO_2} 为购买 CO₂ 的成本; C_{ele} 为电费成本;在 CO₂-EOR 过程中, e_{com} 为 CO₂ 压缩的电力消耗, kW · h/t; e_{pump} 为原油抽吸的电力消耗, kW · h/bbl; e_{sep} 为碳氢化合物分离过程的电力消耗, kW · h/bbl; e_{oth} 为油气分离、CO₂ 脱水等消耗的电能, kW · h/bbl; $q_{\text{CO}_2\text{in}}$ 为每年注入井下的 CO₂ 量; $r_{\text{CO}_2\text{rec}}(i)$ 为第 i 年 CO₂ 回收的比例; q_{oil} 为每年通过 CO₂-EOR 驱采的原油产量。

驱油期间,油田采用 CO₂-EOR 驱油获得的额外收入,计算公式如下

$$r_{\text{oil}} = p_{\text{oil}} \cdot q_{\text{oil}} \quad (13)$$

式中: r_{oil} 为驱油的额外收入; p_{oil} 为油价; q_{oil} 为驱油量。

需要说明的是,电厂每年的 CO₂ 捕集量稳定在某个特定水平,而油田的驱油量计算公式如下

$$q_{\text{oil}} = q_{\text{CO}_2\text{in}} \cdot e_{\text{EOR}} \quad (14)$$

式中: q_{oil} 为油田的驱油量; $q_{\text{CO}_2\text{in}}$ 为每年注入的 CO₂ 量; e_{EOR} 为 EOR 的效率。

$q_{\text{CO}_2\text{in}}$ 包括两部分:一部分是从电厂购买的 q_{EOR} ;另一部分则是从上一年驱油后回收的 CO₂,因此油田每年注入的 CO₂ 量计算公式如下

$$q_{\text{CO}_2\text{in}}(t) = q_{\text{EOR}}(t) + q_{\text{CO}_2\text{in}}(t-1) \cdot r_{\text{CO}_2\text{rec}}(t) \quad (15)$$

式中: $q_{\text{CO}_2\text{in}}(t)$ 每年注入的 CO₂ 量; $q_{\text{EOR}}(t)$ 为电厂购买的 CO₂; $q_{\text{CO}_2\text{in}}(t-1)$ 为上一年注入的

CO₂ 量; r_{CO_2rec} 为 CO₂ 回收率。

2) 考虑回收回注下 CO₂ 用于驱油环节的成本核算。由于回收回注的 CO₂ 相当于完全封存,通常油气公司考虑将 CO₂ 注入废井,节约了勘探地形、钻井等费用。该部分回收回注投资仅为管线与连接设备费用^[14],计算公式为

$$C_{StorFixed} = N_{well} \cdot c_1 \cdot \left(\frac{c_2}{c_3 N_{well}} \right)^{0.5} \quad (16)$$

式中: $C_{StorFixed}$ 为考虑回收回注下的驱油成本; N_{well} 为钻井的个数, c_1, c_2, c_3 为常数,通常取经验数值。

在注入期,CO₂ 注入废弃油井的成本包括钻井日常开支、消耗品成本、地面维护费和地下维护费^[17],即计算公式为

$$C_{storO\&M} = C_{dailyd} + C_{consd} + C_{surd} + C_{subsurd} \quad (17)$$

式中: $C_{storO\&M}$ 为 CO₂ 注入废弃油井的成本; $C_{dailyd} = C_4 N_{well}$, C_{dailyd} 为钻井日常开支, N_{well} 为钻井的个数, C_4 为常数; $C_{consd} = C_5 N_{well}$, C_{consd} 为消费品的成本, N_{well} 为钻井的个数, C_5 为常数; $C_{surd} = N_{well} \cdot C_6 \cdot \left(\frac{q_{CO_2}}{C_7} \right)^{0.5}$, C_{surd} 为地面维护费, N_{well} 为钻井的个数, q_{CO_2} 为每年的 CO₂ 捕集量, C_6, C_7 为常数; $C_{subsurd} = N_{well} \cdot (C_8 \cdot d / C_9)$, $C_{subsurd}$ 为地下维护费, N_{well} 为钻井的个数, C_8, C_9 为常数, d 为每口钻井的单位维修费用。以上常数在实际测算过程中取经验数值。

若油价出现严重下跌或 CO₂ 供应大于驱油需求时,继续使用 CO₂ 驱油将不具备经济可行性。因此,油田会选择将 CO₂ 注入油田的废弃井中。根据油田废井的技术参数,可按下述方法计算所需钻井数。

注入井的平均压力的计算公式为

$$p_{inter} = p_{res} + p_{down} \quad (18)$$

式中: p_{inter} 为注入井的平均压力; p_{res} 为井口压力; p_{down} 为井底压力,单位均为 MPa。

储层的绝对渗透率计算公式为

$$k_a = (k_h \cdot k_v)^{0.5} \quad (19)$$

式中: k_a 为储层的绝对渗透率; k_h 为岩层的水平渗透率; k_v 为岩层的垂直渗透率,MD。

储层内 CO₂ 的流动性计算公式为

$$f_{CO_2mobility} = k_a / \mu_{inter} \quad (20)$$

式中: $f_{CO_2mobility}$ 为 CO₂ 的流动性; k_a 为储层的绝对渗透率; μ_{inter} 为 CO₂ 在管道中黏度,mpa · s。

CO₂ 的注入性计算公式为

$$f_{CO_2injectivity} = 0.0208 \cdot f_{CO_2mobility} \quad (21)$$

式中: $f_{CO_2injectivity}$ 为 CO₂ 注入性; $f_{CO_2mobility}$ 为 CO₂ 的流动性。

单井注入量计算公式如下

$$Q = f_{CO_2injectivity} \cdot h \cdot (p_{down} - p_{res}) \quad (22)$$

式中: Q 为单井注入量; $f_{CO_2injectivity}$ 为 CO₂ 注入性; h 为高度; p_{res} 为井口压力; p_{down} 为井底压力。

注入井的数量取决于 CO₂ 的流率和单井注入量,但井的数量是一个整数,故所需注入井的数量计算公式为

$$N_{well} = \text{ROUND_UP}(m/Q) \quad (23)$$

式中: N_{well} 为注入井的数量; Q 为单井的注入量; m 为 CO₂ 的流率;ROUND_UP 为向上取整函数。

1.2 煤电 CCUS 项目运行的经济可行性评估

1.2.1 全国尺度下煤电 CCUS 项目运行的经济可行性评估

根据煤电行业的特点,本文采用了全流程煤电 CCUS 技术经济评估模型(ITEAM-CCUS),以“减排潜力最大、成本效益最优”为评估原则^[8],评估中国煤电产业开展 CCUS 技术的成本范围及减排潜力。ITEAM-CCUS 模型在完成排放源收集及筛选后,针对煤电 CCUS 部署场地适宜性进行评价,进而根据设定的情景开展源汇匹配,最终形成以全流程煤电 CCUS 项目的平准化成本为基础的成本曲线。

基于 2019 年中国煤电的实际地理位置与排放数据,将煤电定义为 CO₂ 排放源,适宜的地质利用与封存场地定义为汇,采用 CO₂-EOR(CO₂ 强化采油与封存)、CO₂ 深部咸水层封存或两者兼容结合的地质封存利用技术,全面量化评估了煤电行业实施 CCUS 的源汇匹配条件、减排潜力及成本曲线(见图 1)。当平准化减排成本从 320 元/t 上升至 640 元/t 时,煤电 CCUS 的减排潜力从 460 Mt/a 上升至 4 480 Mt/a,这表明煤电 CCUS 具有较大的减排潜力和良好的减排规模效应。

1.2.2 企业尺度下煤电 CCUS 项目运行的经济可行性评估

本文以国家能源集团为行业典型案例进行分析,以期从企业尺度提供 CCUS 技术经济可行的支撑证据。基于国家能源集团所属煤电机组实际数据,精细化评估煤电企业实施 CCUS 的技术经济与源汇匹配条件,识别企业具有低成本实现煤电 CCUS 产业集群化布局发展的潜力区域,具体

结果如图 2 所示。按照 2020 年 CCUS 技术经济水平,在仅考虑 CO₂ 深部咸水层封存(CO₂ 深部咸水层封存,85% 捕集率、250 km 匹配距离)的情景下,国家能源集团具备实施全流程 CCUS 改造条件的煤电装机容量为 1.6 亿 KW,占总煤电装机容量的 72%,可减排 CO₂ 约为 540 Mt/a。其中 98% 的机组平准化 CO₂ 成本低于 400 元/t,平均度电成本增幅低于 0.344 元/kW·h,可实现减排规模为 530 Mt/a,约 26% 的煤电机组具备较低成

本机会,CO₂ 减排成本低于 300 元/t,平均度电成本增幅低于 0.24 元/kW·h,可实现减排 140 Mt/a,这些煤电机组主要位于能源金三角地区 and 新疆。根据技术进步和成本学习曲线预测,2030 年、2050 年煤电 CCUS 成本在现有基础上可分别下降 13% 和 35%。同时,如果考虑 CO₂-EOR 等利用及封存技术,具备结合有条件的电厂减排 CO₂ 成本平均下降 150 元/t,煤电 CCUS 的成本竞争力将更加显著。

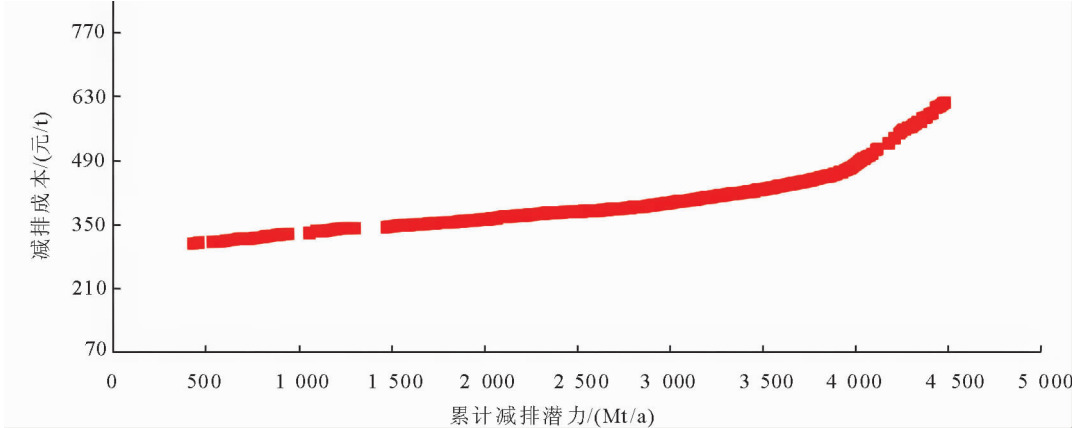


图 1 煤电行业实施 CCUS 减排潜力与成本曲线

Fig. 1 Coal-based power industry to implement CCUS emission reduction potential and cost curve

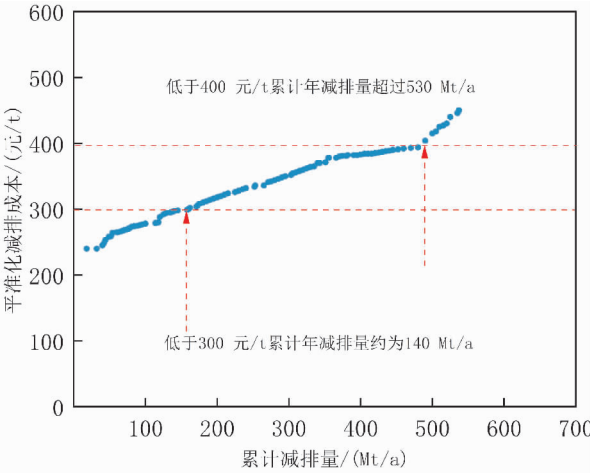


图 2 煤电 CCUS 全流程平准化减排成本

Fig. 2 Coal-based power CCUS whole process leveling emission reduction cost

从不同利用方式来识别减排成本,如图 3 所示,图中红色曲线表示地质封存+驱油利用,而蓝色曲线则表示地质封存。相较于单纯的地质封存技术,地质封存结合驱油封存技术(EOR,基准油价按 80 USD/bbl,增产率以 6% 为主)有更好的成本效益,具有规模化实施 CCUS 的早期低成本机会。当累计 CO₂ 减排量达到 100 Mt 时,两者结合的技术路径比单纯的地质封存技术的平准化成本

低 50%。但当累计 CO₂ 减排量达到 500 Mt 时,二者结合的技术路径与单纯的地质封存技术成本趋同,此时地质封存将发挥主要作用,这从侧面表明地质封存具有更大的减排潜力。

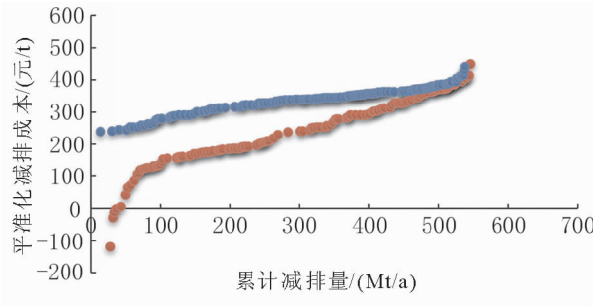


图 3 国家能源集团煤电 CCUS 减排成本曲线对比

Fig. 3 Comparison of coal-based power CCUS emission reduction cost curves of China energy investment

通过比较国家能源集团煤电 CCUS 与可再生能源结合储能的度电成本差异,具体结果如图 4 所示。在 85% 捕集率和 250 km 匹配距离的情景下,煤电 CCUS 结合地质封存总电力成本范围为 0.468 ~ 0.872 元/kW·h,均值为 0.665 元/kW·h,而地质封存和 EOR 结合项目总电力成本为 0.084 ~ 0.861 元/kW·h,平均值为 0.43 元/kW·h。可再生能源发电包括陆上风电(0.3 元/kW

· h)、海上风电(0.7 元/kW·h)、地面光伏(0.2 ~0.35 元/kW·h)。由于可再生能源发电具有间歇性、地域性、发电小时数少、调峰能力差等弱势,因此需要考虑储能技术。储能技术选取了成本较低的抽水蓄能技术(0.21 ~0.25 元/kW·h)

和应用前景较好的电化学(锂电池)技术(0.6 ~0.9 元/kW·h)。值得注意的是,图中将风光储能成本简化为风光的上网电价与储能成本之和,但由于存在电网系统的消纳成本,实际的整体成本则会更高。

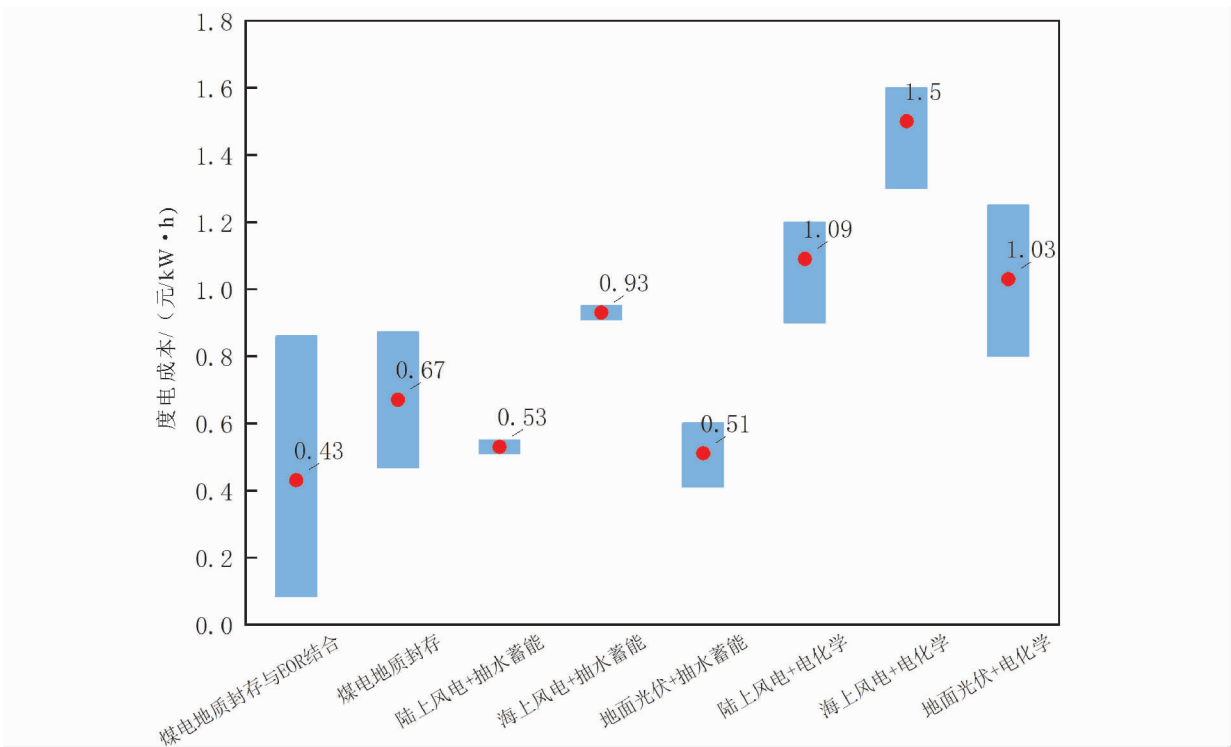


图4 国家能源集团煤电 CCUS 改造的成本竞争力分析

Fig. 4 Cost competitiveness analysis of CCUS retrofit for coal based power generation in China energy investment

在未考虑技术进步、发电供应、抽水蓄能的区域性特点等情况下,煤电 CCUS 结合 EOR + 地质封存技术的平均成本最低,煤电 CCUS 结合地质封存的平均成本仅高于“陆上风电 + 抽水蓄能”和“地面光伏 + 抽水蓄能”平均成本。煤电 CCUS 结合地质封存在短期内具有一定的竞争力,后期通过技术进步、匹配优化、示范经验、集群发展等成本将会大幅降低,这表明煤电 CCUS 结合地质封存在保障电力供应的同时,也具有低碳发展优势。

1.3 煤电 CCUS 项目运行的政策模拟分析

1.3.1 煤电 CCUS 项目运行的参数设置

本文以国家能源集团锦界电厂 150 kt/a 燃烧后的 CO₂ 捕集和封存全流程示范工程项目为研究对象,基于该项目建设和运行的真实数据为参数进行政策模拟分析。具体的 CCUS 项目运行参数如表 1 所示。

1.3.2 单一政策下 CCUS 项目运行的政策模拟分析

1) 补贴发电小时数政策。锦界电厂 CCUS 示范项目主要针对容量为 600 MW 的机组部署的,这一机组容量表示每额外增加 1 h 的可利用发电时长,可以多发 600 MW·h 的电量。假定上网电价为 0.332 元/kW·h,度电发电成本为 0.15 元/kW·h,则额外增加的 1 单位发电小时数可以带来 10.92 万元的额外收益。同时,假定机组基准年发电小时数 5 300 h,CO₂ 排放量约为 2 750 kt,远远大于机组 CO₂ 捕集装置设计的 150 kt 捕集规模,因而额外增加的发电时长不会带来捕集成本的增加。补贴的发电小时数越高,则电厂额外收益越高,当补贴发电小时数达到 398 h,机组捕集成本可以被额外发电收入抵消。

假设锦界电厂 150 kt/a CCUS 项目分别将捕集量扩容至 500 kt/a 和 1 000 kt/a,得到补贴后每吨 CO₂ 的捕集成本与所补贴的发电小时数之间的关系如图 5 所示。在 500 kt/a 的规模下,当补贴发电小时数达到 1 326 h,机组捕集成本可以被额外发电收入抵消;在 1 000 kt/a 的规模下,当补贴发电小时数达到 2 652 h,机组捕集成本可以被额外发电收入抵消。同时,考虑到机组基准利用

小时数为 5 300 h/a,若仅通过补贴小时数实现 CCUS 项目 1 000 kt/a 捕集量的成本补偿,则机组需要近乎满状态运行,全年利用小时数约 8 000 h。因此,发电小时数补偿激励政策仅适用于近中期的小规模 CCUS 项目,且需要对应的煤电企业应具备较强的盈利能力。

表 1 150 kt/a CCUS 项目基本参数
Tab. 1 Basic parameters of 150 kt/a CCUS project

	项目	数量	单价	金额	说明
运行材料	直接销售	150 kt	100 元/t	1 327.43 万元(税后)	
	复合胺吸附剂	200 t	40 000 元/t	800 万元	实测
	氢氧化钠	120 t	800 元/t	9.6 万元	估算
	干燥剂	4 m ³	15 000 元/m ³	6 万元	估算
水	工业水	400 kt	2 元/t	80 万元	估算
	除盐水	36 kt	20 元/t	72 万元	设计值
动力	蒸汽	168 kt	50 元/t	840 万元	设计值
	电力	39 542 MW·h	0.3 元/kW·h	1 186.26 万元	设计值
折旧摊销	机器设备	8 500 万元	—	425 万元	投资预算
	房屋建筑物	1 800 万元	—	51.43 万元	投资预算
其他成本	人工成本	24 人	25 万元/人	600 万元	
	管理费用	24 人	0.61 万元/人	14.64 万元	
	日常维护费	—	—	200 万元	
	税费	—	—	58.26 万元	
	废水、废渣处置费用	40 kt	0.6 元/t	2.4 万元	
	成本合计	—	—	4 345.59 万元	
	直接成本			2 993.86 万元	

注:2022 年测算(内部可变成本);管理费用包含差旅费、办公费、会议费等相关的管理性费用;人工成本参照年公司员工全口径年平均人工成本测算(运行人员 12 人,检修人员 6 人,管理人员 6 人);日常维护费包括备品备件、检修耗材等费用;税费包含城建教育费附加、印花税、房产税,其余税费不涉及;折旧摊销含机器设备的金额按 20 年折旧得出,房屋建筑物的金额按 30 年折旧得出。

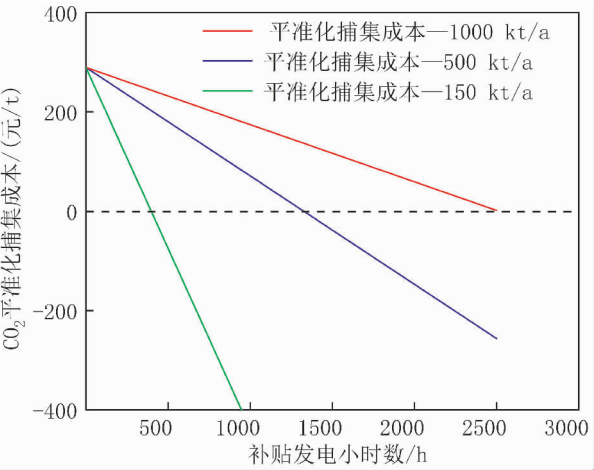


图 5 补贴发电小时数与 CCUS 项目平准化成本
Fig.5 Subsidized power generation hours and CCUS project leveling cost

2) 上网电价补贴政策。上网电价补贴也是推进煤电 CCUS 项目实现经济性的关键。以锦界电厂 150 kt/a CCUS 项目为例,模拟上网电价补贴政策的效果。根据 CCUS 项目基本参数测算,其捕集 CO₂ 环节平准化成本约合 327.5 元/t。假定上网电价为 0.332 元/kW·h,度电成本为 0.15 元/kW·h,在未实施上网电价补贴时,由于投资 CCUS 项目而导致每年亏损为 4 465.59 万元,其中包括每年需花费 120 万元的罐车运输费用,这必将一定程度上降低了电厂开展 CCUS 项目的积极性,不利于推进 CCUS 项目投资。当发电设施的年利用小时数为 5 300 h,补贴价格为 0.01 元/kW·h 时,由于补贴而带来的额外收入每年为 3 180 万元。随着补贴价格的升高,补贴所带来的

额外收入会随之线性增加,从而使得碳捕集收入净值也随之线性增加。在 150 kt/a 的碳捕集规模下,当补贴价格大约为 0.014 元/kW·h 时,机组投资和 CCUS 项目的运行成本可以恰好被完全抵消,当补贴价格高于此临界值时,电厂的碳捕集净收入为正,上网电价补贴政策可以取得较好的效果,提高电厂开展 CCUS 项目的积极性,有效激励 CCUS 项目投资。

当 CCUS 项目的捕集量扩容至 500 kt/a 和 1 000 kt/a 时,CO₂ 的运输方式将采取管道运输以便于大规模运输,得到的上网电价补贴与电力企业增量收入结果如图 6 所示。在捕集量为 500 kt/a 的规模下,当补贴价格为 0.051 元/kW·h 时,机组投资、运营和运输 CCUS 项目的成本可以恰好被完全抵消;在捕集量为 1 000 kt/a 的规模下,当补贴价格为 0.093 元/kW·h 时,机组投资、运营和运输 CCUS 项目的成本可以恰好被完全抵消。持续增加补贴水平将会提升煤电 CCUS 项目的盈利能力,因而该政策工具可以有效激励煤电企业的 CCUS 改造与运营,但会造成一定程度的电力供应成本增加。

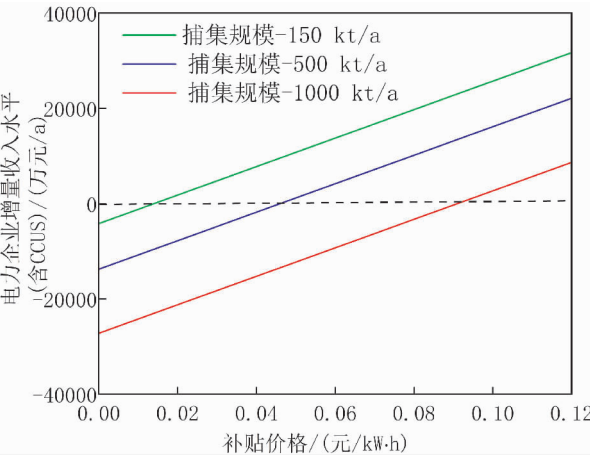


图 6 上网电价补贴与电力企业增量收入(含 CCUS 环节)
Fig. 6 On-grid price subsidy and incremental income of power enterprises (contains CCUS)

3)绿色金融政策。实施绿色金融政策能够有效地解决绿色产业投资所需资金量大、融资难等问题。由于 CCUS 项目初期投入大,资金成本将显著影响技术采用成本,本文结合 CCUS 项目的实际情况,模拟不同贷款利率水平下 CCUS 项目平准化成本的变化趋势(见图 7)。

锦界电厂 150 kt/a 燃烧后 CO₂ 捕集与封存全流程示范工程的捕集系统固定投资约为 1.5 亿元。未实施绿色金融政策前,按 3 年期基准利率

4.75% 计算,项目平准化捕集 CO₂ 成本(含利息)约为 336.5 元/t。贷款利率每变动 1%,平准化捕集成本每年约减少 5.4 元/t。

4)碳定价政策。碳定价政策主要通过碳税(确定性收益)和碳市场配额交易(不确定性收益)两种途径激励 CCUS 的大范围应用。碳税由政府设定,税率相对稳定;而碳市场收益受市场波动影响较大,具有较高的不确定性。

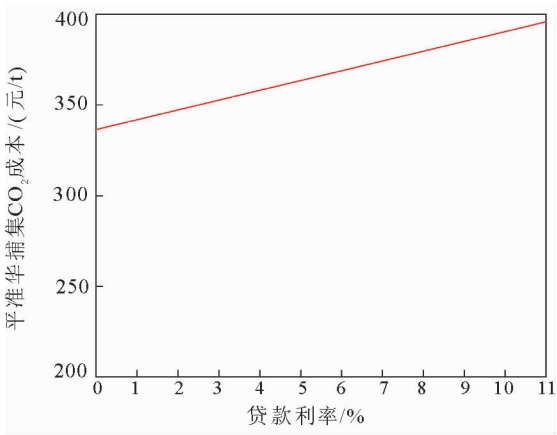


图 7 贷款利率水平与 CCUS 项目平准化成本
Fig. 7 Loan interest rate level and CCUS project levelized cost

当前中国碳市场已启动,电力行业被首批纳入。理论上,电力企业可通过 CCUS 项目获得核证减排量并交易获利。但由于缺乏 CCUS 减排量核证方法学,目前尚无法实现。

长期看,碳定价是激励 CCUS 的长效机制。中国碳价目前维持在 50~60 元/t,仅覆盖锦界 CCUS 项目平准化捕集成本的约 20%。即使加上约 100 元/t 的 CO₂ 利用收益,两者合计仅能覆盖捕集成本的约 50%。若仅依赖碳市场和 CO₂ 利用实现捕集环节盈利,碳价需达到 200 元/t 以上,当前仍有约 150 元/t 的差距。

综上,碳定价政策对提升(尤其在低油价时)CCUS 项目盈利性、促成商业模式至关重要。相比碳市场,合理水平的碳税能提供更强的价格信号,以更社会成本实现减排,并减少低碳技术投资者面临的风险。

5)耦合绿电优化政策。根据锦界电厂 150 kt/a CCUS 项目基本参数测算,其捕集环节平准化 CO₂ 成本约合 327.5 元/t。如图 8 所示,该 CCUS 项目的技术经济参数显示,其可变成本内的主要成本分项为电力成本,单位碳捕集的电力消耗为 263.6 kW·h,以 0.332 元/kW·h 的成本测算,电力成本约合每吨 CO₂ 产品 87.5 元,占到

可变成本 42.1%,若此部分电力消耗与风光系统形成耦合,则具备较大潜力实现成本下降。

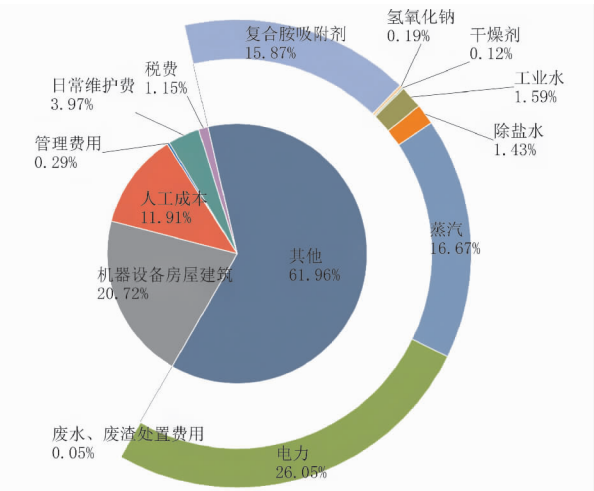


图 8 锦界电厂 150 kt/a CCUS 项目平准化成本构成
Fig. 8 Levelized cost structure of the 150 kt/a CCUS project at Jinjie Power Plant

1.3.3 组合政策下 CCUS 项目运行的政策模拟分析

本节聚焦于不同政策工具协同实施的政策组合模式下，模拟锦界电厂 CCUS 项目平准化成本

表 2 未来情景设定
Tab. 2 Future scenario settings

年份	单位捕集成本	CO ₂ 市场销售	碳市场	绿色金融
2025	327.5 元/t	100 元/t	50 元/t	1% 利率优惠
2030	300 元/t	80 元/t	100 元/t	1% 利率优惠
2035	267 元/t	60 元/t	150 元/t	1% 利率优惠

针对 2025 年短期目标政策组合效果如图 9 所示,旨在显著提升 CCUS 项目初期的经济可行性。模拟结果显示,在实行政策组合后,项目平准化捕集成本可降至 194.1 元/t。核心支撑点在于:①直接 CO₂ 商品销售(税后约 88.50 元/t)提供了重要的初始收益来源;②虽然碳配额交易收益因有效减排比例(约为 79%)受限,但仍能贡献约 39.50 元/t;③融资成本降低(贴现率降至 3.75%)带来约 5.4 元/t 的成本节省。值得注意的是,此阶段项目经济性对额外补贴政策依赖度较高,需通过约 236 h 的发电量补偿或 0.008 4 元/kW·h 的上网电价补贴才能完全覆盖项目投资与运营成本。这凸显了项目启动期对政策扶持的依赖。

的长期变化。根据锦界电厂燃煤机组碳捕集项目基本参数测算,其捕集环节平准化 CO₂ 成本约 327.5 元/t。目前锦界电厂 CCUS 示范项目捕集的 CO₂,主要通过当地 CO₂ 经销商渠道对外销售,由此产生部分的碳收益,当前 CO₂ 售价大约为 100 元/t。考虑到政策工具实施的时间周期,政策组合效果的模拟时间分别为 2025 年、2030 年以及 2035 年,未来情景设定如表 2 所示。

结合目前的碳价机制,同时考虑电厂的实际碳捕集成本,做出如下基本假定。随着技术成熟度提升,2025 年、2030 年和 2035 年的 CO₂ 平准化捕集成本会逐步下降;同时,伴随着全行业 CO₂ 捕集大规模推广,CO₂ 商品市场销售的价格也会随之下降。此外,随着碳市场的建立健全以及相关机制的完善,碳市场中碳配额价格以及绿色电力证书价格会显著上升,使得 CCUS 技术更具经济效益。

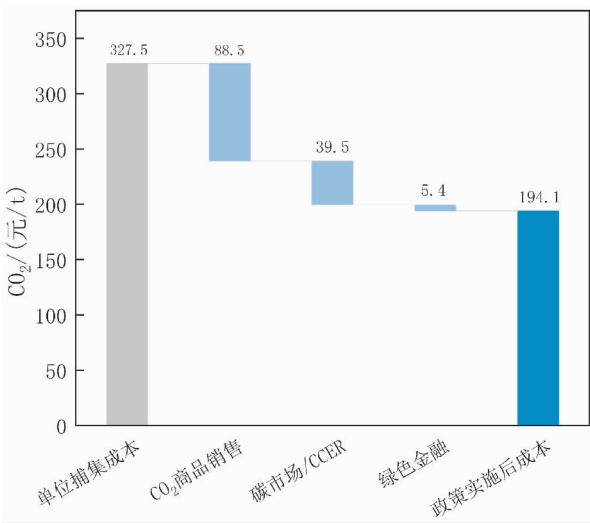


图 9 2025 年短期政策组合情景的经济模拟
Fig. 9 Economic simulation of short-term policy mix scenarios for 2025

展望 2030 年中期政策组合如图 10 所示,可推动项目经济性实现显著跃升。模拟预测平准化捕集成本将大幅下降至 144.8 元/t。关键驱动因素在于两方面。一方面,碳市场机制趋于成熟,配额交易价格提升(100 元/t)成为更重要的收益支柱,尽管有效减排比例(约为 79%)限制仍在,其贡献已增至约 79 元/t;另一方面,CO₂ 商品销售(税后约 70.8 元/t)和低息贷款优惠(成本节省 5.4 元/t)持续提供支持。此阶段项目成本已大幅优化,所需额外补贴强度明显减弱,发电小时补偿需求降至 177 h 或上网电价补贴降至 0.006 2 元/kW·h 即可实现盈亏平衡,反映出规模效应和市场机制作用增强。

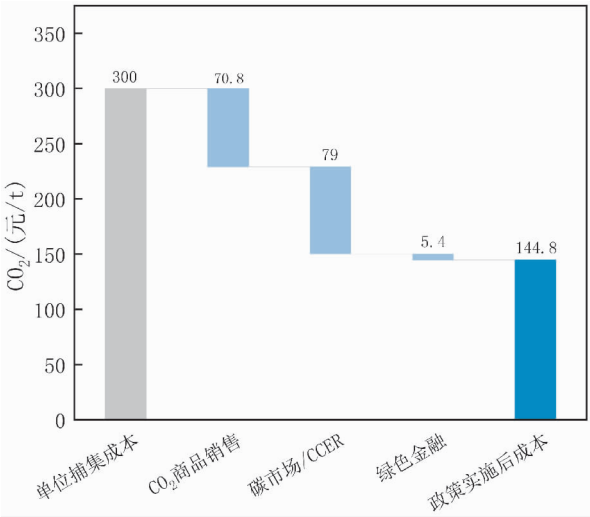


图 10 2030 年中期政策组合情景的经济模拟
Fig. 10 Economic simulation of medium-term policy mix scenarios for 2030

在 2035 年及以后的长期政策组合视野下(见图 11),可助力项目接近或实现强健的商业可持续性。模拟表明平准化捕集成本可进一步降至 90 元/t。此阶段最突出的特征是碳市场的主导作用,配额交易价格持续走高(150 元/t),其贡献(有效收益约 118.5 元/t)远超其他收益来源(税后商品销售 53.1 元/t)。叠加持续的融资优惠(节省 5.4 元/t),项目经济性达到较高水平。所需的政策微调补贴已大幅降低,仅需约 110 h 的发电量补偿或微幅的上网电价补贴(0.003 85 元/kW·h)便能完全覆盖成本。这标志着在成熟的技术和优化的运营及有效的碳定价机制共同作用下,CCUS 项目正逐步走向市场化运作。

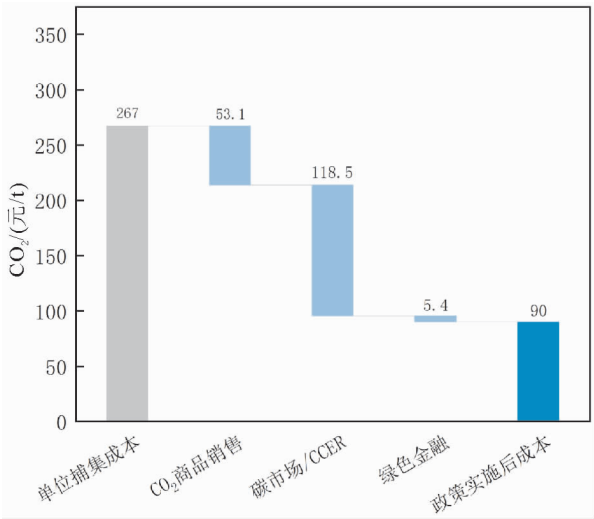


图 11 2035 年长期政策组合情景的经济模拟
Fig. 11 Economic simulation of long-term policy mix scenarios for 2035

2 煤电 CCUS 项目运行的政策路线设计

2.1 政策思路

在构建政策支撑体系框架时,需要从全局性、前瞻性、有效性、实现性、丰富性和针对性出发,要充分把握中国 CCUS 项目实施过程中可能面临的各类障碍,保证中国 CCUS 政策体系的设计能够真实反映 CCUS 发展的基本国情和迫切需求,具有落实空间和取得良好效果。具体设计思路如图 12 所示。

首先,梳理相关国际 CCUS 政策经验,立足于中国煤电 CCUS 发展面临的潜在阻碍,找出解决这些阻碍的国际经验,并把握政策实施可能遇到的难点;其次,概括总结过往中国风光新能源以及当前 CCUS 支持政策,结合中国煤电 CCUS 项目的战略定位、发展阶段及未来应用前景,理解现有政策的实施强度和有效程度,作为制定完整政策框架体系的基础;再次,明确煤电 CCUS 顶层设计要求,将顶层设计与现实需求相结合,全方位考虑煤电 CCUS 技术与其他碳减排技术政策环境的兼容性,借鉴其他相关技术及产业政策的框架,从而制定政策体系框架;最后,依据对多类型 CCUS 政策激励机制效果评估及未来减排成本、市场规模的综合研判,分析政策在碳中和不同阶段的布局重点,多角度多方面完善煤电 CCUS 政策体系。通过遵循上述政策设计思路,最终构建出完整的

煤电 CCUS 政策路线图。

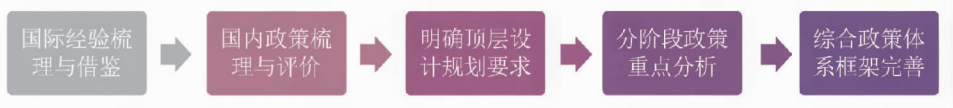


图 12 政策思路

Fig. 12 Policy route design ideas

2.2 政策设计

结合前文研究中国煤电 CCUS 发展路径和大规模 CO₂ 运输模式^[18],进一步设计针对煤电 CCUS 不同发展阶段的政策方案,如图 13 所示。在未来 CCUS 发展过程中,需要根据技术成本竞争力、产业应用规模、商业模式等特点,施行不同政策工具组合,以充分调动不同利益方的参与积极性,为 CCUS 技术的发展解决资金和成本效益高的问题。

1)煤电 CCUS 早期起步阶段(2025 年之前)。该阶段以中小型试点示范到规模化示范为主,企业自身科研创新的自主性是主要推动力。该阶段优先推广垂直一体化与联合经营商业模式,在试点示范时期实施封存补贴、发电小时数补偿、上网电价补贴等确定性政策以提高投资者收益水平,提高投资者的技术采用意愿,为初期 CCUS 技术工程积累实践经验。

2)煤电 CCUS 大型化发展应用阶段(2025—2035 年)。该阶段煤电 CCUS 由大型化示范步入规模化应用,上下游跨行业、一体化产业形态初步形成。该阶段,随着技术进步和规模效益带来的成本下降,一些地域条件好、成本较低的电厂在适当的政策机制激励下具有一定成本可行性。在这一阶段应当进行 CCUS 项目的布局选址优化,抓住低成本早期机遇,确保安全性得到可靠保障和总体成本经济性得到合理控制,积极培育一批更

大规模的 CCUS 项目投入运行^[19],使得 CCUS 初具规模效应,初步显现出区域产业化集群的雏形,为下一步大规模布局 and 产业化发展积累工程技术、商业模式经验^[16]。这一阶段建议引入绿色金融或转型金融机制解决大规模投资的资金成本高问题,并且继续推行封存补贴、发电小时数补偿、上网电价补贴等工具手段,形成投资激励的长效机制。

3)煤电 CCUS 产业化发展阶段(2035 年之后)^[20-24]。该阶段煤电 CCUS 形成若干区域产业集群,步入规模化、市场化、产业化发展应用阶段。随着技术、工程经验积累,以及 CCUS 区域集群式布局发展,煤电 CCUS 成本不断下降,以及碳市场等减排定价机制逐步成熟、形成对碳减排技术有力的激励,CCUS 逐步过渡到市场化、商业化运营。随着进一步的 CCUS 工程实践与技术研发,其成本得到进一步下降后,可以逐步推广 CO₂ 运输商与 CCUS 运营商等产业链分工专业化运营模式^[16],积极探索开发新型 CO₂ 产业化利用方式,逐渐完善 CO₂ 运输的干线管网体系,在地质条件适宜的地区培育形成若干亿吨级的 CCUS 产业集群中心^[20]。这一时期的激励手段更偏重市场化的政策工具,补贴机制根据技术发展水平逐渐降低与最终退出,大力推广绿色金融机制,引导社会资金向更环保低污染的行业转移,将煤电 CCUS 项目纳入到碳交易或绿电交易等市场机制。

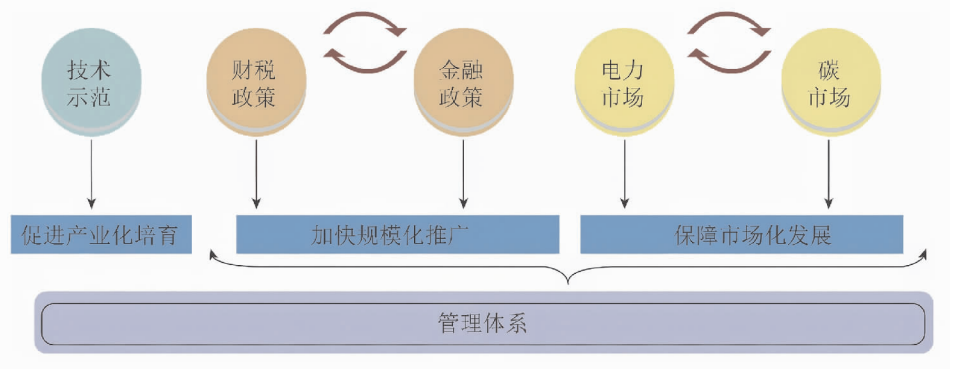


图 13 不同阶段煤电 CCUS 的政策机制^[8]

Fig. 13 The policy mechanism of coal-based power CCUS in different stages

3 结论及启示

3.1 主要结论

CCUS 是我国实现双碳目标的重要技术选项,是煤电继续保留一定发展空间的重要前提,也是未来确保电力系统乃至能源供应安全的重要手段。能源金三角地区是我国发展 CCUS 的关键区域,具备良好的产业基础、封存条件及成本优势。通过综合研判,本文得出以下结论。

1)通过应用全流程煤电 CCUS 技术经济评估模型(ITEAM-CCUS),以“减排潜力最大、成本效益最优”为评估原则,从国家及煤基能源企业两个层面评估 CCUS 经济可行性,研究表明煤电 CCUS 具有较大的减排潜力、良好的减排规模效应且发展前景广阔。

2)通过模拟煤电 CCUS 项目运行的政策效果,研究表明不同政策组合对项目平准化捕集成本影响较大。①在采用强补贴的短期政策组合后,项目平准化捕集成本可降至 194.1 元/t,降幅可达 41%,显著提升了 CCUS 项目初期的经济可行性。②在采用短期政策耦合碳市场交易、低息贷款等中期政策组合后,项目平准化捕集成本下降至 144.8 元/t,降幅可达 56%,反映出规模效应和市场机制作用增强。③在接近或实现强健、可持续的商业化长期政策组合后,项目平准化捕集成本可进一步降至 90 元/t,降幅可达 72%,标志着在成熟的技术、优化的运营和有效的碳定价机制共同作用下,CCUS 项目的经济性可达到较高水平。

3)通过对煤电 CCUS 不同发展阶段的政策路线设计,得出在早期小型试点示范起步阶段,应优先推广垂直一体化与联合经营商业模式,实施封存补贴、发电小时数补偿、上网电价补贴等确定性激励政策,以提高投资者收益水平,为初期 CCUS 技术积累工程实践经验;在煤电 CCUS 规模化发展应用阶段,应当进行 CCUS 项目的布局选址优化,积极培育一批更大规模 CCUS 项目投入运行,为下一步大规模布局和产业化发展积累工程技术、商业模式经验,同步引入绿色金融机制解决大规模投资的资金成本高的问题,并且继续推行封存补贴、发电小时数补偿、上网电价补贴等工具手段,形成投资激励的长效机制;在煤电 CCUS 产业化发展阶段,需要构建动态政策体

系,根据技术阶段灵活选择工具(如早期强补贴、后期减排定价市场化机制等),开发 CO₂ 产业化利用方式,逐渐完善 CO₂ 运输的干线管网体系,在地质条件适宜的地区培育形成千亿吨级的 CCUS 产业集群中心,逐步推广全新的 CCUS 产业链分工与商业化运营模式,形成对碳减排技术强有力的政策路线与方针,最终实现 CCUS 产业的可持续、市场化发展。

3.2 启示

1)单一技术政策难以奏效,需构建统筹技术创新、制度设计、市场机制和社会参与的动态政策体系,建议要健全 CCUS 技术综合评价考核办法及指标体系,构建碳排放统计核算体系,加强 CCUS 技术动态政策模拟和社会成本收益分析,积极将 CCUS 技术纳入电力市场改革,争取封存补贴、发电小时数补偿、上网电价补贴等激励政策,为煤电 CCUS 的规模化部署提供精准决策支持。

2)优先鼓励在封存资源丰富地区布局一批 CCUS 全产业链条的重大工程示范项目,通过技术创新和规模效应持续降低成本,开展前瞻性研究并积极探索 CO₂ 高值化利用,积累大规模布局和产业化发展实践经验,形成 CCUS 区域产业集群和商业运行模式,逐步厘清企业在 CCUS 技术产业的定位与发展目标,为煤基能源企业参与碳中和和实现能源安全高效、绿色灵活供应提供支撑。

3)从 CCUS 的安全环保性、政治、经济和社会效益等层面进行全面评估,明确 CCUS 在“双碳”领域中的定位,出台 CCUS 技术的顶层规划方案。在安全环保性评估方面,需要考虑捕集、封存和运输过程中的风险和长期环境稳定性,形成技术+监管+社会共识的三重保障措施;在政治效益评估方面,应考虑政府间合作(例如跨市、跨省之间)、政策支持和法律框架等因素以确保 CCUS 技术的发展和推广能够得到必要的支持;在经济效益评估方面,需构建全生命周期、多维度、动态化的分析体系,兼顾短期成本与长期战略价值,实现 CCUS 技术尽快成熟化;在社会效益评估方面,需要考虑 CCUS 技术对公众接受度、就业与公平转型、健康与环境改善和教育与创新等效应的影响,以确保其对社会积极影响的最大化。

参考文献

[1] 张贤,杨晓亮,鲁玺,等. 中国二氧化碳捕集利用与

封存 (CCUS) 年度报告 (2023) [R]. 北京: 中国 21 世纪议程管理中心, 全球碳捕集与封存研究院, 清华大学, 2023.

[2] 屠新泉, 曾瑞. 美国清洁能源补贴政策新动向、影响及应对策略: 基于美国《通胀削减法案》的分析[J]. 浙江学刊, 2024(1): 137-143.

[3] 张么月, 祝琳. 美国《基础设施投资和就业法案》概况、进展及影响[J]. 社会科学前沿, 2022, 11(5): 1580-1586.

ZHANG S Y, ZHU L. The Infrastructure Investment and Jobs Act of the United States: Background, overview and impact [J]. *Advances in Social Sciences*, 2022, 11(5): 1580-1586.

[4] 张晓舟, 李强, 孙海萍, 等. 国外 CCUS 产业支持政策分析及启示[J]. 国际石油经济, 2024, 32(12): 43-52.

ZHANG X Z, LI Q, SUN H P, et al. Support policies and inspirations of carbon capture, utilization and storage industry in the foreign countries[J]. *International Petroleum Economics*, 2024, 32(12): 43-52.

[5] GOV. UK. Industrial energy transformation fund (IETF) phase 2 policy statement[EB/OL]. (2021-09-22)[2024-04-30]. <https://www.gov.uk/government/publications/industrial-energy-transformation-fund-ietf-phase-2-policy-statement>.

[6] IEA. Strategic innovation fund[EB/OL]. (2022-04-22)[2024-04-30]. <https://www.iea.org/policies/18024-strategic-innovation-fund>.

[7] 张贤, 许毛, 徐冬, 等. 中国煤制氢 CCUS 技术改造的碳足迹评估[J]. 中国人口·资源与环境, 2021, 31(12): 1-11.

ZHANG X, XU M, XU D, et al. Carbon footprint assessment of coal-to-hydrogen technology combined with CCUS in China[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2021, 31(12): 1-11.

[8] 陈语, 姜大霖, 刘宇, 等. 煤电 CCUS 产业化发展路径与综合性政策支撑体系[J]. 中国人口·资源与环境, 2024, 34(1): 59-70.

CHEN Y, JIANG D L, LIU Y, et al. Development path and comprehensive supporting policy system of coal power's CCUS industrialization[J]. *China Population, Resources and Environment*, 2024, 34(1): 59-70.

[9] JIANG K, ASHWORTH P, ZHANG S Y, et al. China's carbon capture, utilization and storage (CCUS) policy: A critical review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2020, 119: 109601.

[10] 徐冬, 张帅, 韩涛, 等. 煤电 + CCUS 产业规模化发展政策激励[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(4): 13-20.

XU D, ZHANG S, HAN T, et al. Policy incentives for the large-scale development of coal power + CCUS industry [J]. *Clean Coal Technology*, 2023, 29(4): 13-20.

[11] THIELGES S, OLFE-KRÄUTLEIN B, REES A, et al. Committed to implementing CCU? A comparison of the policy mix in the US and the EU[J]. *Frontiers in Climate*, 2022, 4: 943387.

[12] LIPPONEN J, MCCULLOCH S, KEELING S, et al. The politics of large-scale CCS deployment[J]. *Energy Procedia*, 2017, 114: 7581-7595.

[13] DAVID J, HERZOG H. The cost of carbon capture [R]. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology (MIT), 2001.

[14] MCCOLLUM D L, OGDEN J M. Techno-Economic models for carbon dioxide compression, transport, and storage & correlations for estimating carbon dioxide density and viscosity [R]. Institute of Transportation Studies, 2006.

[15] RUBIN E, DAVISON J E, HERZOG H J. The cost of CO₂ capture and storage[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2015, 40: 378-400.

[16] YAO X, ZHONG P, ZHANG X, et al. Business model design for the carbon capture utilization and storage (CCUS) project in China [J]. *Energy Policy*, 2018, 121: 519-533.

[17] RUSSELL R, FUNK V. Costs and indices for domestic oil and gas field equipment and production operations [R]. Davis: Energy Information Administration (EIA), 1996.

[18] 孙宏, 韩秀林, 孙志刚, 等. 二氧化碳管道输送技术进展[J]. 钢管, 2024, 53(2): 9-16.

SUN H, HAN X L, SUN Z G, et al. Progress in technology of pipeline transportation of carbon dioxide[J]. *Steel Pipe*, 2024, 53(2): 9-16.

[19] 姜大霖, 杨琳, 魏宁, 等. 煤电实施 CCUS 改造适宜性评估: 以原神华集团电厂为例[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(19): 5835-5842, 5912.

JIANG D L, YANG L, WEI N, et al. Suitability of retrofitting CCUS to existing coal-fired power plants: A case study of former Shenhua Group[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2019, 39(19): 5835-5842, 5912.

[20] WEI Y M, CHEN K Y, KANG J N, et al. Policy and management of carbon peaking and carbon neutrality: A literature review[J]. *Engineering*, 2022, 14(7): 52-63.

[21] 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):35-66.

ZHANG X L, HUANG X D, ZHANG D, et al. Research on the pathway and policies for China's energy and economy transformation toward carbon neutrality [J]. Journal of Management World, 2022,38(1):35-66.

[22] MA J F, LI L, WANG H F, et al. Carbon capture and storage: History and the road ahead[J]. Engineering, 2022, 14(7): 33-43.

[23] 姚星,温心,吴佳豪,等. 面向碳中和的 CCUS 政策研究[J]. 能源环境保护,2024,38(3):135-144.

YAO X, WEN X, WU J H, et al. CCUS policy research for carbon neutrality[J]. Energy Environmental Protection, 2024, 38(3): 135-144.

[24] 刘婧宇,周明,武昭原,等. 低碳转型下煤电多路径改造与新能源组合决策方法[J]. 电网技术,2025, 49(6):2208-2218.

LIU J Y, ZHOU M, WU Z Y, et al. Decision method for portfolio of coal-fired power plants multipath reformation and renewable energy under decarbonization [J]. Power System Technology, 2025, 49(6): 2208-2218.

(编 辑 邵 煜)