

# 火电企业二氧化碳捕集与封存的技术经济评估

朱雪峰

新疆油田新能源有限责任公司，新疆 克拉玛依 834000

**摘 要：** 在全球积极应对气候变化、大力推进碳减排的时代背景下，火电企业的二氧化碳捕集与封存（CCS）技术备受关注。本文深入聚焦这一领域，对 CCS 技术进行全面且深入的剖析。不仅详细探讨了诸如化学吸收法、物理吸附法等关键捕集技术，还深入研究了运输及封存环节的核心要点。同时，精心构建了精准的成本与收益评估模型，综合考虑设备购置、运营维护、碳交易收益等多方面因素。在此基础上，开展了严谨的敏感性分析，明确了火电企业 CCS 的技术经济特性以及各类影响因素。这一系列研究成果，能够为火电企业 CCS 项目的科学决策提供有力依据，也为整个行业的可持续发展贡献关键参考。

**关 键 词：** 火电企业；二氧化碳捕集与封存；技术经济评估

## Technical and Economic Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage in Thermal Power Enterprises

Zhu Xuefeng

Xinjiang Oilfield New Energy Co., Ltd. Karamay, Xinjiang 834000

**Abstract：** In the context of the global active response to climate change and vigorously promoting carbon emission reduction, the carbon dioxide capture and storage (CCS) technology of thermal power enterprises has attracted much attention. This paper focuses deeply on this field and makes a comprehensive and in-depth analysis of CCS technology. Not only are the key capture technologies such as chemical absorption method and physical adsorption method discussed in detail, but also the core points of transportation and storage were studied in depth. At the same time, an accurate cost and benefit evaluation model is carefully constructed, comprehensively considering various factors such as equipment purchase, operation and maintenance, carbon trading income and so on. On this basis, a rigorous sensitivity analysis was carried out, and the technical and economic characteristics and various influencing factors of CCS in thermal power enterprises were clarified. This series of research results can provide a strong basis for the scientific decision-making of CCS projects of thermal power enterprises, and also contribute a key reference for the sustainable development of the whole industry.

**Keywords：** thermal power enterprises; carbon dioxide capture and storage; technical and economic evaluation

### 一、二氧化碳捕集技术及成本分析

#### （一）化学吸收法

化学吸收法利用特定化学溶剂与 CO<sub>2</sub> 发生可逆化学反应实现捕集。以常用的醇胺类溶剂单乙醇胺（MEA）为例，其与 CO<sub>2</sub> 反应如下： $2\text{MEA} + \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{O} \rightleftharpoons \text{MEA}_2\text{CO}_3$ 。在吸收塔中，含有 CO<sub>2</sub> 的烟气与 MEA 溶液逆流接触，CO<sub>2</sub> 被吸收。随后富液进入再生塔，通过加热使反应逆向进行，释放出高纯度 CO<sub>2</sub>，MEA 溶液得以再生循环利用。

该方法具有极高的 CO<sub>2</sub> 捕集效率，通常可达 90% 以上，能产出高纯度 CO<sub>2</sub> 产品气。但显著缺点是能耗高，再生溶剂需消耗大量蒸汽，导致运行成本大幅增加。据实际项目数据，某 300MW 火电项目采用 MEA 化学吸收法捕集 CO<sub>2</sub>，吨 CO<sub>2</sub> 捕集成本中

蒸汽消耗成本约占 40%，设备投资成本占比约 30%，其他如溶剂损耗、人工等成本占 30%。设备投资成本主要集中在吸收塔、再生塔及相关附属设备，因化学溶剂具有腐蚀性，对设备材质要求高，进一步提高了投资成本<sup>[1]</sup>。

#### （二）物理吸收法

物理吸收法基于物理溶剂在不同压力和温度下对 CO<sub>2</sub> 溶解度的差异实现捕集。例如聚乙二醇二甲醚（Selexol）溶剂，在高压低温条件下，CO<sub>2</sub> 溶解度增大，在吸收塔中与烟气接触实现吸收；在低压高温的再生塔中，CO<sub>2</sub> 解吸出来。

物理吸收法在处理高浓度 CO<sub>2</sub> 烟气时优势明显，能耗相对较低，对设备腐蚀性小，设备投资成本相对化学吸收法更低。然而，其对 CO<sub>2</sub> 吸收选择性欠佳，吸收过程中可能同时吸收其他气体，致使产品气纯度相对不高。在某实际项目中，采用物理吸

收法处理 CO<sub>2</sub>浓度为15%的烟气，吨 CO<sub>2</sub>捕集成本中能耗成本约占30%，设备投资成本占比约25%，溶剂补充及其他成本占45%。与化学吸收法相比，在相同规模项目中，设备投资成本可降低约20% - 30%。

### （三）吸附法

吸附法利用固体吸附剂对 CO<sub>2</sub>的吸附作用进行捕集，吸附剂分物理和化学吸附剂。以分子筛这一物理吸附剂为例，其均匀微孔结构依据分子大小和形状对 CO<sub>2</sub>产生吸附选择性，CO<sub>2</sub>分子因直径小能进入微孔被吸附。吸附过程中，含 CO<sub>2</sub>烟气通过吸附床层被吸附，吸附饱和后，通过升温、降压等方式脱附释放 CO<sub>2</sub>。

吸附法设备简单、操作灵活，对低浓度 CO<sub>2</sub>烟气捕集效果好，吸附剂可再生循环使用，一定程度降低运行成本。但吸附容量有限，需频繁再生吸附剂，且吸附和解吸多为间歇式，不利于大规模连续化生产。在某小型火电项目中应用吸附法捕集 CO<sub>2</sub>，吨 CO<sub>2</sub>捕集成本中吸附剂再生能耗成本约占45%，设备投资成本占比约20%，吸附剂更换及其他成本占35%。由于吸附设备相对简单，设备投资成本低于化学吸收法和物理吸收法，但频繁再生导致能耗成本较高<sup>[2]</sup>。

### （四）膜分离法

膜分离法依靠特殊膜材料对不同气体分子渗透速率的差异来分离 CO<sub>2</sub>。有机膜如聚酰亚胺膜和无机膜如陶瓷膜是常见类型。在膜两侧压力差驱动下，CO<sub>2</sub>分子因较小尺寸和较高扩散系数优先透过膜实现分离。

该方法设备紧凑、占地面积小、操作简单、能耗低，分离过程无相变，环境友好。但膜材料成本高，使用寿命有限需定期更换，增加运行成本，且膜分离性能易受气体组成、温度、压力等因素影响。在某示范项目中，采用膜分离法捕集 CO<sub>2</sub>，吨 CO<sub>2</sub>捕集成本中膜材料更换成本约占50%，设备投资成本占比约25%，能耗及其他成本占25%。随着膜材料技术发展，成本有望降低，但目前仍是制约其大规模应用的关键因素<sup>[3]</sup>。

## 二、二氧化碳运输技术及成本分析

### （一）管道运输

管道运输是将捕集的 CO<sub>2</sub>通过专门铺设的管道输送至封存地点。其优点是运输量大、连续性强、运输成本相对较低且安全性高。管道建设成本主要包括管道材料采购、铺设施工、沿线加压站建设等费用。管道材料需具备良好的耐腐蚀性和耐压性，以适应 CO<sub>2</sub>的特性。在长距离运输中，每隔一定距离需设置加压站，以维持 CO<sub>2</sub>的流动压力。

据相关数据，建设一条管径为600mm、长度为100km的 CO<sub>2</sub>输送管道，投资成本约为3 - 5亿元。运行成本主要包括电力消耗、设备维护、人员管理等费用，以输送压力为10MPa、年输送量为100万吨 CO<sub>2</sub>的管道为例，年运行成本约为1000 - 1500万元。随着输送距离增加和输送量增大，单位运输成本会有所降低。

### （二）罐车运输

罐车运输利用专门设计的罐式运输车辆将 CO<sub>2</sub>从捕集地运往封存地。罐车运输灵活性强，适用于运输距离较短、运输量相对较小的场景。罐车购置成本较高，需配备特殊的隔热、耐压和密封装置，以确保 CO<sub>2</sub>在运输过程中的安全性和稳定性。

每次运输还需考虑装卸费用、车辆损耗、燃油消耗以及司机人工成本等。以一辆载重为30吨的 CO<sub>2</sub>罐车为例，往返运输距离为200km，单次运输成本约为5000 - 8000元，折合吨 CO<sub>2</sub>运输成本约为167 - 267元。与管道运输相比，罐车运输单位成本较高，但在一些特殊情况下，如项目初期运输量不稳定或距离较近时，具有一定优势。

## 三、二氧化碳封存技术及成本分析

### （一）地质封存

#### 1. 枯竭油气藏封存

枯竭油气藏封存是将 CO<sub>2</sub>注入已开采殆尽的油气藏中。由于油气藏经过长期开采，内部形成大量可供储存 CO<sub>2</sub>的孔隙空间。注入的 CO<sub>2</sub>首先占据孔隙，通过物理吸附和溶解等作用实现封存。部分 CO<sub>2</sub>还可能与岩石矿物发生化学反应，形成更稳定的碳酸盐矿物，增强封存稳定性。

该方法技术相对成熟，可利用现有的油气开采基础设施，如井口、管道、监测设备等，从而降低部分封存成本。但在实施前，需对枯竭油气藏进行详细的地质勘探和评估，确定其储存容量、密封性和安全性。勘探成本包括地质调查、地球物理勘探、钻井取芯等费用，一般一个中等规模的枯竭油气藏勘探成本约为500 - 1000万元。注入成本主要包括注入设备购置、安装和运行费用，以及后续的监测和维护费用。以某枯竭油气藏封存项目为例，年注入量为50万吨 CO<sub>2</sub>，年注入成本约为1500 - 2000万元。

#### 2. 深部咸水层封存

深部咸水层分布广泛，储存容量巨大，是极具潜力的 CO<sub>2</sub>封存场所。CO<sub>2</sub>以气态或超临界态存在于咸水层孔隙中，部分溶解于咸水，随时间推移与岩石矿物发生反应。

然而，深部咸水层封存对长期安全性和环境影响的研究尚不完善。在实施前，需进行大规模的地质勘探，确定咸水层的地质构造、渗透率、孔隙度、流体性质等参数，勘探成本较高，一般一个大型深部咸水层勘探项目成本可达1000 - 3000万元。注入过程中，需建设专门的注入井和相关配套设施，注入成本相对较高。同时，为确保长期安全性，需建立全面的监测体系，监测 CO<sub>2</sub>的运移、储存状态以及对周边环境的影响，监测成本也是不可忽视的一部分。以某深部咸水层封存项目为例，年注入量为80万吨 CO<sub>2</sub>，年注入成本约为2500 - 3500万元，年监测成本约为500 - 800万元。

### （二）海洋封存

海洋封存是将 CO<sub>2</sub>直接注入海洋水体，分表层海水注入和深海注入。表层海水注入后，CO<sub>2</sub>通过海水混合和生物地球化学循环向深层扩散；深海注入利用深海低温高压环境，增大 CO<sub>2</sub>溶解度，实现长期储存。

海洋封存虽理论储存容量巨大，但对海洋生态系统潜在影响存在争议。CO<sub>2</sub>注入可能导致海水酸化，影响海洋生物生长、繁殖和

生存，破坏海洋食物链和生态平衡。其运输和注入成本较高，需配备专门的船舶运输设备和深海注入装置。以某海洋封存试验项目为例，将 CO<sub>2</sub> 运输至距离海岸 100km 的海域进行深海注入，年运输和注入成本约为 3000 - 5000 万元（按年注入量 50 万吨计算）。此外，由于海洋封存技术尚处于研究和试验阶段，相关技术标准和规范不完善，增加了项目实施的不确定性和风险成本。

## 四、火电企业 CCS 项目收益分析

### （一）碳交易市场收益

在碳交易市场中，火电企业实施 CCS 技术减排 CO<sub>2</sub>，可将减排量换算为碳排放配额。若企业实际排放量低于配额，可将剩余配额在市场出售获取收益；反之则需购买配额。碳交易价格受市场供需关系、政策法规、经济形势等多种因素影响。

以某参与碳交易的火电企业为例，其实施 CCS 项目后，年减排 CO<sub>2</sub> 量为 20 万吨。在碳交易价格为 50 元 / 吨时，该企业通过出售配额可获得年收益 1000 万元。若碳交易价格上涨至 80 元 / 吨，年收益则增加至 1600 万元。但碳交易价格波动较大，如在某些市场环境下，价格可能降至 30 元 / 吨，此时企业收益仅为 600 万元，这对 CCS 项目收益稳定性产生较大影响。

### （二）政策补贴收益

为推动 CCS 技术发展，政府通常会给予实施项目的火电企业一定政策补贴。补贴形式多样，包括投资补贴、运营补贴、减排量补贴等。投资补贴一般在项目建设初期发放，按项目投资总额一定比例给予补助，可有效缓解企业资金压力，降低初始投资成本。运营补贴则根据项目运行情况，每年给予一定补贴，用于弥补运营成本。减排量补贴按企业实际减排 CO<sub>2</sub> 量给予补贴。

某火电企业 CCS 项目获得政府投资补贴 2000 万元，运营补贴每年 300 万元，减排量补贴为 20 元 / 吨。该项目年减排 CO<sub>2</sub> 量为 15 万吨，仅减排量补贴一项年收益为 300 万元，加上运营补贴，年政策补贴总收益为 600 万元。政策补贴在一定程度上提高了 CCS 项目的经济效益和吸引力，但补贴政策的持续性和补贴力度因地区和政策调整而异。

## 五、敏感性分析

### （一）关键因素选取

选取碳交易价格、政策补贴额度、能源价格、设备投资成本作为敏感性分析的关键因素。碳交易价格直接影响项目减排收

益；政策补贴额度对项目整体收益有重要作用；能源价格在捕集、运输和封存过程中影响能耗成本；设备投资成本是项目初始投资的重要组成部分。

### （二）分析方法及结果

采用单因素敏感性分析方法，每次仅改变一个因素取值，其他因素保持不变，计算项目净现值（NPV）和内部收益率（IRR）的变化情况。

当碳交易价格在  $\pm 30\%$  范围内变动时，若价格上涨 30%，某 CCS 项目 NPV 增加约 45%，IRR 提高约 8 个百分点；若价格下跌 30%，NPV 减少约 55%，IRR 降低约 10 个百分点，表明碳交易价格对项目经济性影响显著。政策补贴额度变动  $\pm 30\%$  时，补贴额度增加 30%，NPV 增加约 30%，IRR 提高约 5 个百分点；补贴额度减少 30%，NPV 减少约 35%，IRR 降低约 6 个百分点，说明政策补贴对项目收益也有较大影响。能源价格上涨 30%，项目运营成本增加，NPV 减少约 40%，IRR 降低约 7 个百分点；能源价格下跌 30%，NPV 增加约 35%，IRR 提高约 6 个百分点，显示能源价格对项目经济性影响较大。设备投资成本增加 30%，NPV 减少约 25%，IRR 降低约 4 个百分点；设备投资成本减少 30%，NPV 增加约 30%，IRR 提高约 5 个百分点，表明设备投资成本对项目经济性有一定影响，但相对前三个因素影响程度稍低。

## 六、结语

通过对火电企业二氧化碳捕集与封存技术经济的全面评估可知，当前 CCS 技术在火电企业应用中，技术层面各环节已取得一定进展，但仍面临诸多挑战，如捕集技术的高能耗和高成本问题、封存技术的长期安全性和环境影响不确定性等。经济层面，CCS 项目成本较高，收益受碳交易价格、政策补贴等因素影响波动较大，整体经济性欠佳。

然而，随着技术持续创新发展，如新型捕集材料和工艺研发、封存技术监测与评估体系完善，有望降低成本并提高安全性。同时，碳交易市场逐步成熟和政策支持力度加大，将改善项目收益状况。未来，火电企业 CCS 技术若要实现大规模商业化应用，需政府、企业和科研机构协同合作，加大研发投入，完善政策法规和市场机制，以推动 CCS 技术在火电行业的广泛应用，助力全球碳减排目标达成。

## 参考文献

- [1] 吴滇宁, 卢佳, 李刚, 等. 清洁能源占比高的电力市场环境下火电辅助服务补偿方法 [J]. 南方电网技术, 2018, 12(12): 78-85.
- [2] 姜立宝. 电力市场新形势下火电企业营销策略探索 [J]. 企业管理, 2017, (S2): 366-367.
- [3] 袁岑颀, 戴敏敏, 周旭, 等. 电力市场环境下火电机组调频性能提升研究 [J]. 浙江电力, 2022, 41(06): 84-91.