

基于双因子学习曲线模型的化学链 燃煤电站技术经济性

叶 骥^{1,2}, 陈创庭^{1,2}, 黄 慧¹, 匡 草^{1,2}, 洪瑜武³, 徐祖伟³, 刘靖康³, 赵海波³

(1. 广东能源集团科学技术研究院有限公司, 广东 广州 510630; 2. 广东省能源集团有限公司, 广东 广州 510630;
3. 华中科技大学 能源与动力工程学院, 湖北 武汉 430074)

摘要: 化学链燃烧 (CLC) 被认为是最有前途的碳捕集利用和封存技术之一, 其成本是走向商业应用必须考虑的一个重要因素, 但目前尚无对 CLC 燃煤发电技术进行成本变化预测的相关研究。对 CLC 燃煤电站 (2×350 MW) 进行技术经济性分析, 得到 CLC 改造电站的发电成本为 419.595 元/MWh, 二氧化碳减排成本和碳捕集成本分别为 96.142、85.847 元/t (以 CO₂ 计, 下同)。为预测 CLC 燃煤电站的投资成本变化趋势, 提出一种新的学习速率模型并获得双因子学习曲线。然后考虑基准、高速、低速 3 种技术发展情景, 对 CLC 技术的中长期成本进行预测。结果显示, 随着累计装机容量和研发投入的增加, 发电成本将逐步下降。基准情景下 CLC 电站的发电成本可下降至 311.767 元/MWh, 降幅在 100 元/MWh 以上; 高速情景下 CLC 电站的单位投资成本降至 2 593.789 元/kW, 接近传统燃煤电站水平, 发电成本降至 202.689 元/MWh, 与常规 CFB 电站相比成本优势明显。

关键词: 化学链燃烧; 碳捕集; 燃煤电站; 技术经济分析; 学习曲线

中图分类号: TK16 文献标志码: A 文章编号: 1006-6772(2024)08-0082-08

Cost analysis of chemical looping coal-fired power plant based on a double factors learning curve model

YE Ji^{1,2}, CHEN Chuangting^{1,2}, HUANG Hui¹, KUANG Cao^{1,2}, HONG Yuwu³, XU Zuwei³,
LIU Jingkang³, ZHAO Haibo³

(1. Guangdong Energy Group Science and Technology Research Institute Co., Ltd., Guangzhou 510630, China; 2. Guangdong Energy Group Co., Ltd., Guangzhou 510630, China; 3. School of Energy and Power Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Chemical looping combustion (CLC) is regarded as one of the most promising technology options for carbon dioxide capture, utilization and storage. However, there is no relevant study on dynamic cost prediction and systematic cost reduction trend analysis of CLC technology. A techno-economic analysis of CLC retrofitted coal-fired power plant (2×350 MW) was carried out, and it was found that the power generation cost was 419.595 ¥/MWh. The CO₂ avoidance cost and CO₂ capture cost were 96.142 ¥/t and 85.847 ¥/t, respectively. In order to predict the change trend of the cost of CLC power plant, a new learning rate model was proposed and a two-factor learning curve was obtained. Then the medium/long term costs of CLC technology was predicted by considering three technology development scenarios: high speed, baseline and low speed. The results show that as the cumulative installed capacity of the power plant and the cumulative research and development investment are improved, the power generation costs of the power plant are gradually reduced. In the benchmark scenario, the cost of power generation has dropped to 311.767 ¥/MWh, with a drop of over 100 ¥/MWh. Under the high-speed development scenario, the unit investment cost of CLC power plant will be reduced to 2 593.789 ¥/kW, which is close to the level of traditional coal-fired power plants.

Key words: chemical looping combustion; carbon capture; coal-fired power plant; techno-economic analysis; learning curve

收稿日期: 2023-11-01; 责任编辑: 常明然 DOI: 10.13226/j.issn.1006-6772.LC23110101

基金项目: 国家重点研发计划资助项目 (2021YFF0601001); 湖北省重点研发计划资助项目 (2022BCA087)

作者简介: 叶 骥 (1990—), 男, 江西抚州人, 工程师, 硕士。E-mail: yeji@geg.com.cn

通讯作者: 赵海波 (1977—), 男, 湖南宁乡人, 教授, 博士。E-mail: hzhaoh@hust.edu.cn

引用格式: 叶骥, 陈创庭, 黄慧, 等. 基于双因子学习曲线模型的化学链燃煤电站技术经济性[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(8): 82-89.

YE Ji, CHEN Chuangting, HUANG Hui, et al. Cost analysis of chemical looping coal-fired power plant based on a double factors learning curve model[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(8): 82-89.



移动阅读

0 引言

化学链燃烧 (CLC) 被认为是最有前途的碳捕集利用和封存 (CCUS) 技术之一^[1-3]。与传统燃料-空气燃烧方式的不同之处在于其通过固体氧载体 (OC) 传递活性氧, 将燃烧过程分解为两步氧化-还原反应, 燃料与空气不直接接触, 可实现近零能耗 CO₂ 内分离、化学能梯级利用、无热力型 NO_x 排放等效益^[4]。CLC 系统一般由空气反应器和燃料反应器串联构成, 过程原理为: 高氧势氧载体 (MeO_x) 进入燃料反应器被燃料还原成低氧势氧载体 (MeO_{x-δ}), 同时燃料被氧化成 CO₂ 和水; 随后 MeO_{x-δ} 进入空气反应器, 被氧化重新回到 MeO, 氧载体完成一个完整循环。与其他碳捕集技术相比, CLC 捕集能耗和成本更低, 经济优势明显。自 20 世纪 80 年代以来温室气体排放问题的日益严峻, CLC 技术发展经历了萌芽期、转折期以及发展期, 目前正处在系统的规模放大和示范验证阶段。

目前我国煤炭消耗量在全球的占比高达 53.9%^[5], 火力发电是国内最大的煤炭消耗行业, 同时也是最大的 CO₂ 排放源, 发电厂碳排放控制对我国实现双碳战略目标有重大意义。国际上火电机组服役时间普遍超过 30 a 的设计寿命, 我国 98.5% 的燃煤机组在 1995 年后投入运行^[6], 现役大部分煤电机组具备在设计寿命基础上延寿运行 10~15 a 的能力, 因此对现有电站进行升级改造是目前较优的减碳方案。CLC 技术可在不改变电站原始结构的条件下进行升级改造, 与现有电站承接性良好。然而, CLC 的燃烧效率比常规循环流化床 (CFB) 锅炉的燃烧效率低, 总热效率和净热效率也有一定程度的下降。提升 CLC 机组效率来降低运营成本, 减轻投资人和运营商的经济负担是当前面临的一个问题。

对于投资人和运营商等利益相关者来说首要考虑的是 CLC 技术的前景, 而要回答这一问题需从发展的视角来看, 新技术取代老技术的过程在初期存在成本过高的障碍, 随着技术经验的逐步积累, 技术绩效提升, 成本会不断下降。学习曲线模型是描述成本下降与产量增加之间关系的一种方法^[7-9]。通常情况下, 学习曲线研究某项技术成本随着一个因素改变, 该因素由累计产能或产量代表, 随着累计产量的增加, 单位成本将按一定规律递减, 这种类型的学习被称之为单因子学习曲线 (OFLC)^[10-11]。随着能源技术发展研究的进一步深入, 一些学者^[12-15]认为单因子的学习曲线对于技术发展的描述有一定的局限性, 进而将学习效应分解为“干中学”和“研中

学”, 即将研发 (RD) 因素提炼出来产生了双因子学习曲线模型。双因子学习曲线通过将研发对能源技术进步的推动作用从累计产量的增长中离析出来, 在一定程度上是对学习曲线理论的细化以及对能源技术发展规律的一种探索^[16]。

目前缺乏对 CLC 技术成本进行动态预测的系统性研究, 因此采用学习曲线的模型方法探索 CLC 电站的成本变化趋势。笔者提出一种新的学习速率计算方法, 拟合得到双因子学习曲线。在该方法中, 基于燃煤锅炉、脱硫装置、CO₂ 压缩纯化装置等子系统来估算各种成本的学习速率, 并考虑基准、高速、低速 3 种发展情景, 预测分析我国实施 CLC 技术的中长期成本和减碳能力演变, 为火电行业发展战略、管理决策等的制定提供参考支撑。

1 CLC 燃煤电站技术经济性分析

对 CLC 燃煤电站的技术经济性分析以常规 CFB 燃煤电站 (装机容量 2×350 MW) 数据为参照进行计算, 主要技术参数列于表 1。与常规 CFB 电站的不同之处在于 CLC 电站采用空气反应器和燃料反应器串行流化床布置, 不需要脱硝系统, 同时添加烟气脱硫系统 (FGD) 和用于二氧化碳压缩纯化的尾气处理系统 (FGU)。两类电站均采用神华煤作为燃料, 低位发热量 22 768 kJ/kg, 煤炭价格为 660 元/t。两类电站均设有脱硫系统, 脱硫系统资金成本为 227.2 百万元, 脱硫用石灰石的价格 100 元/t, 脱硫效率为 95%, 系统运行维护系数为 1.5%。电站年运行时长均按 5 000 h 计, 电站本体运行维护系数为 2.5%。此外, CLC 电站需要以铁矿石为原料制备氧载体, 铁矿石价格为 750 元/t, 由于有燃料反应器和空气反应器两套流化床, 需要的工人数量比常规 CFB 电站多 30 人。下面对 CLC 电站成本的计算进行详细说明。

表 1 常规 CFB 电站和 CLC 改造电站的相关技术参数

Table 1 Relevant parameters of conventional CFB coal-fired power plant and CLC retrofit power plant

参数	常规 CFB 电站	CLC 改造电站
发电煤耗/(g·(kWh) ⁻¹)	268.00	270.98
锅炉效率/%	91	90
厂用电率/%	5.5	7.8
净输出功率/MW	633.6	578.9
脱硝系统资金成本/百万元	69.3	—
脱硝系统运行维护系数/%	1.5	—
脱硝效率/%	80	—
碳排放强度/(t·(MWh) ⁻¹)	0.845	0.093

续表

参数	常规 CFB 电站	CLC 改造电站
碳捕集率/%	—	90
碳捕集量/(t·(MWh) ⁻¹)	0	0.841
职工人数/人	264	294
职工工资/(元·(人·a) ⁻¹)	50 000	50 000

1.1 成本计算

考虑 CLC 改造燃煤电站年度化成本、发电成

表 2 电站各项成本计算方法汇总

Table 2 Summary of cost calculation methods of power plant

成本类型	计算公式	说明
燃料成本	$C_1 = m_{F,0} c_F P H \eta_e$	$m_{F,0}$ 为发电煤耗 (270.98 g/kWh); c_F 为煤价格 (660 元/t); P 为电站功率 (700 MW); H 为电站年运行小时数 (5 000 h) ^[17] ; η_e 为锅炉热效率变化因子
电站总投资成本	$C_{\text{capital}} = C_{\text{base},0} + C_{\text{bioler}} \times 11.2\% \times 2 + C_{\text{bioler}} + C_S + C_{\text{FGU}}$	$C_{\text{base},0}$ 为常规 CFB 电站 (不含脱硫、脱硝、CO ₂ 压缩纯化等系统) 的投资成本,按照每千瓦 4 049 元 ^[17] 估算得 $C_{\text{base},0}$ 为 2 834.30 百万元; C_{bioler} 为锅炉改造成本,按照 CFB 锅炉成本的 11.2% 计算 ^[18] ,两台锅炉的设备成本 C_{bioler} 为 360 百万元; C_S 为脱硫系统设备成本 181.76 百万元 ^[17] ; C_{FGU} 为尾气处理装置设备成本,取常规 CFB 电站总投资成本的 2.5% ^[19]
贷款利息	$C_2 = C_{\text{capital}} p_{\text{loan}} \lambda_A$	p_{loan} 为贷款比例 (80%),等额还本付息平均年化利率 $\lambda_A = i(1+1/L)/2$,长期贷款利率 i 为 5.9%,贷款年限 L 为 15 a
运行维护费	$C_3 = (C_{\text{base},0} + C_{\text{bioler}} \times 11.2\% \times 2 + C_{\text{bioler}}) \times r_{\text{OM,base}} + C_{\text{OM,S}} + C_{\text{FGU}} r_{\text{OM,FGU}}$	$r_{\text{OM,base}}$ 为 CLC 改造电站本体运行维护系数 (2.5%); $r_{\text{OM,FGU}}$ 为 FGU 系统运行维护系数 (1.5%); $C_{\text{OM,S}}$ 为脱硫系统运行维护费用,包括石灰石费 $C_{\text{OM,S,1}}$ 、工艺水费 $C_{\text{OM,S,2}}$ 、设备维护费 $C_{\text{OM,S,3}}$ 等 ^[20]
石灰石费	$C_{\text{OM,S,1}} = c_{\text{CaCO}_3} S_{\text{ar}} m_{F,0} \frac{H_n}{H_L} \times PH \frac{r_{\text{Ca}_2\text{S}}}{p_{\text{CaCO}_3}} \frac{100}{32}$	c_{CaCO_3} 为石灰石价格 (100 元/t ^[17]); S_{ar} 为煤中硫含量 (0.43%); H_n 为标煤低位发热量 (29 307.6 kJ/kg); H_L 为所用煤种低位发热量 (22 768 kJ/kg); $r_{\text{Ca}_2\text{S}}$ 为钙硫比 (1.05 ^[20]); p_{CaCO_3} 为石灰石中碳酸钙含量 (90% ^[20])
工艺水费	$C_{\text{OM,S,2}} = c_{\text{pw}} M_{\text{pw},0} H$	c_{pw} 为水价 (1.54 元/t ^[20]); $M_{\text{pw},0}$ 为水耗 (10t/h ^[20])
设备维护费用	$C_{\text{OM,S,3}} = C_S p_{\text{OM,S}} H$	$p_{\text{OM,S}}$ 为脱硫系统运行维护系数 (1.5% ^[20])
折旧费	$C_4 = C_{\text{capital}} p_{\text{fa}} \frac{1 - p_{\text{lv}}}{Y_d}$	p_{fa} 为固定资产形成率 (95%); p_{lv} 为残值率 (5%); Y_d 为折旧年限 (15 a) ^[17]
摊销费	$C_5 = C_{\text{capital}} \frac{p_{\text{ia}}}{Y_a}$	p_{ia} 为无形资产和递延资产占比 (5%); Y_a 为摊销年限 (5 a) ^[17]
排污费	$C_6 = E_S T_S + E_{\text{H}_2\text{O}} T_{\text{H}_2\text{O}} + E_{\text{CO}_2} T_{\text{CO}_2}$	只考虑对 CLC 改造电厂排放的 SO ₂ 、污水征收排污费,SO ₂ 排放量 $E_S = 32/16 m_{F,0} H_n / H_L PHS_{\text{ar}} t_S (1 - \eta_S)$,煤硫分生成 SO ₂ 的比率 t_S 取 80%,FGD 装置脱硫效率 η_S 取 95%,SO ₂ 污染物的当量收费标准 T_S 为 0.6 元/0.95kg ^[21] ; 电站污水排放量 $E_{\text{H}_2\text{O}} = m_{\text{et}} H$,每小时污水排量 m_{et} 取 120 t/h,污水处理价格 $T_{\text{H}_2\text{O}}$ 为 1.6 元/t ^[20] ; CO ₂ 排放量 $E_{\text{CO}_2} = 42/12 m_{F,0} H_n / H_L PHC_{\text{ar}} t_C (1 - \eta_C)$,所用煤种碳元素含量 C_{ar} 为 60.51%,煤燃烧后碳元素转化为 CO ₂ 的比率 t_C 取 100%,CLC 改造电站 CO ₂ 捕集效率 η_C 取 90%,碳税率 T_{CO_2} 为缺省值
人员费	$C_7 = (N_{\text{base}} + N_{\text{boiler}} + N_S + N_{\text{FGU}}) \times c_{\text{pay}} (1 + r_w)$	N_{base} 、 N_S 、 N_{FGU} 分别为电站本体、脱硫系统、FGU 系统的定员,分别取为 234 人 ^[17] 、15 人 ^[22] 、5 人 ^[18] ; N_{boiler} 为增加循环流化床锅炉需增加的锅炉定员 20 人 ^[18] ; 职工工资 c_{pay} 取 50 000 元/(人·年) ^[17] ; 劳保福利系数 r_w 取 60% ^[17]

本、以及 CO₂减排成本和捕集成本。电站年度化成本 C_T 按照下式计算:

$$C_T = \sum_{i=1}^9 C_i - C_{10} \quad (1)$$

其中,主要包括燃煤成本 C_1 、贷款利息 C_2 、运行维护费用 C_3 、折旧费 C_4 、摊销费 C_5 、排污费 C_6 、人员费 C_7 、材料费 C_8 、其他费用 C_9 、副产品收益 C_{10} 。表 2 总结了电站各项成本的计算方法。

续表

成本类型	计算公式	说明
材料费	$C_8 = (p_{m,0} + C_{OC})PH + C_{ps}H$	$p_{m,0}$ 为常规电站的材料费比率(6元/MWh); C_{OC} 为CLC电站氧载体的费用比率,CLC电站在材料费方面增加了氧载体和蒸汽的消耗
其他费用	$C_9 = p_oPH$	p_o 为其他费用比率(12元/MWh ^[17])
副产品收益	$C_{10} = M_{CaSO_4}c_{CaSO_4} + M_{CO_2}c_{CO_2}$	考虑脱硫副产品石膏、捕集的高浓度CO ₂ 作为商品出售的收益, M_{CaSO_4} 为石膏产生量; c_{CaSO_4} 为石膏售价(50元/t); M_{CO_2} 为CO ₂ 捕集量; c_{CO_2} 为CO ₂ 市场售价
发电成本	$C_{COE} = \frac{C_T}{W_{net}H}$	电站净输出功率 $W_{net} = P(1-r_{pe}) - W_s - W_{FGU}$,对于厂用电率 r_{pe} ,常规电站取值为5.5% ^[17] ,CLC电站厂用电率增至7.8% ^[23] ;脱硫系统功率 W_s 取电站总输出功率的1.5% ^[17] ;FGU系统功耗 W_{FGU} 估为电站总输出功率的8% ^[19]
CO ₂ 减排成本	$C_{CAC} = \frac{\frac{C_{COE,1} - C_{COE,0}}{E_{CO_2,0}} - \frac{C_{COE,1}}{E_{CO_2,1}}}{\frac{W_0H}{W_1H}}$	电站每减排1t CO ₂ 所花费的成本;下角标1、0分别表示含CO ₂ 捕集系统的CLC改造电站、不含CO ₂ 捕集系统常规CFB电站
CO ₂ 捕集成本	$C_{CCC} = \frac{\frac{C_{COE,1} - C_{COE,0}}{M_{CO_2,1}} - \frac{C_{COE,0}}{M_{CO_2,0}}}{\frac{W_1H}{W_0H}}$	电站每捕集1t CO ₂ 所花费费用。对于CLC改造电站指的是与常规CFB电站相比,由于CO ₂ 捕集带来的发电成本增加量与两电站单位CO ₂ 捕集量之差的比值,其中常规CFB电站的碳捕集量 $M_{CO_2,0}$ 记为0

1.2 技术经济性分析

基于上面的计算,对比分析了2×350 MW常规CFB电站和CLC电站的技术经济性,详细结果列于表3。与常规CFB电站相比,CLC电站的发电成本增加了20.8%,这主要是由于双循环流化床锅炉升级改造、CO₂压缩纯化和氧载体消耗等带来的投资成本增加。但CLC电站不需要加装运行费用较高的脱硝系统,同时CLC电站能够实现近零能耗的CO₂捕集,若考虑碳税和CO₂资源化利用效益,CLC电站和常规电站之间发电成本的差距将会有很大的下降空间。

表3 常规CFB电站和CLC改造电站技术经济性比较

Table 3 Technical and economic analysis of CFB power plant and CLC retrofit power plant

参数	常规CFB电站	CLC改造电站
燃料成本/百万元	619.080	625.959
贷款利息/百万元	78.813	89.944
运行维护费/百万元	98.354	88.312
折旧费/百万元	188.370	214.975
摊销费/百万元	31.308	35.730
排污费/百万元	1.955	1.222
人员费/百万元	21.120	23.520
材料费/百万元	21.000	94.336
其他费用/百万元	42.000	42.000
副产品收益/百万元	1.480	1.480
静态投资成本/百万元	3 130.800	3 572.998

续表

参数	常规CFB电站	CLC改造电站
年度化总成本/百万元	1 100.520	1 214.519
发电成本/(元·MWh ⁻¹)	347.386	419.595
碳减排成本/(元·t ⁻¹)	—	96.142
碳捕集成本/(元·t ⁻¹)	—	85.847

图1展示了常规CFB电站和CLC改造电站年度化总成本的构成情况,可知两类电站燃料成本均占年度化总成本的50%以上,CLC电站的这一占比相对低一些。材料费在两类电站年度化成本构成中差距较大,CLC电站的材料费比常规CFB电站的高了将近8个百分点,主要来源于CLC过程中氧载体和蒸汽的消耗。此外,CLC电站排污费比常规CFB电站降低近一半,这是由于省去了脱硝系统及相关运行维护费。

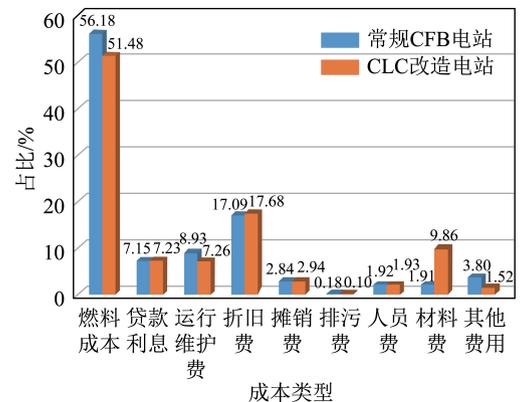


图1 两类电站年度化总成本构成
Fig.1 Annualised total cost compositions of two kinds of power plant

2 CLC 改造电站成本变化

2.1 学习曲线模型

学习曲线表示生产者通过学习和经验的积累不断提升效率/效益的过程,最简单的单因子学习曲线模型建立了成本或效率与累计产量的关联:

$$C = C_0 I^{-a} \quad (2)$$

其中, C 为成本或效率; I 为一段时期累计产量(本文为装机容量); C_0 为初始成本或效率; a 为累积生产量 I 的学习速率指数 ($0 < a < 1$), 是反映成本降低潜力的关键参数。学习速率 $R = 1 - 2^{-a}$ 表示每当累计产量增加 1 倍时成本改变的百分比。单因子学习曲线描述工人、工程技术人员和生产管理者等从经验中获得生产技能和知识, 从而降低长期生产成本的规律, 即“干中学”效应。

双因子学习曲线在单因子基础上考虑了技术进步带来的成本学习效应, 即将技术进步分解为“干中学”效应和“研中学”效应两部分, 可表示为:

$$C = C_0 I^{-a} r^{-b} \quad (3)$$

其中, r 为技术研发进步的变量, 描述知识积累对技术成本下降的贡献。有学者考虑知识和经验累积对成本的影响^[24], 然而对于知识和经验累积的量化描

$$R_{\text{capital, unit}} = 1 - \frac{1 - \alpha_{\text{pc}} R_{\text{capital, pc}} + \alpha_{\text{S}} R_{\text{capital, S}} + \alpha_{\text{FGU}} R_{\text{capital, FGU}}}{1 + \beta_{\text{pc}} R_{\text{W, pc}} + \beta_{\text{S}} R_{\text{W, S}} + \beta_{\text{FGU}} R_{\text{W, FGU}}} \quad (8)$$

由式(8)可知, 基于子系统的学习速率估算方法允许各部分成本以不同的学习速率变化, 从而更合理地反映整个电站的技术成熟度。

2.2.2 运营维护成本学习速率

单位运营维护成本学习速率:

$$R_{\text{OM, unit}} = \frac{R_{\text{W}} + R_{\text{OM}}}{1 + R_{\text{W}}} \quad (9)$$

R_{OM} 为电站运营维护成本的学习速率:

$$R_{\text{OM}} = \gamma_{\text{pc}} R_{\text{OM, pc}} + \gamma_{\text{S}} R_{\text{OM, S}} + \gamma_{\text{FGU}} R_{\text{OM, FGU}} \quad (10)$$

式中, γ 为各子系统运营维护成本占总运营维护成本的比例。

$$R_{\text{COE}} = 1 - \frac{F(1 - R_{\text{capital}})C_{\text{capital, 0}} + (1 - R_{\text{OM}})C_{\text{OM, 0}} + C_{\text{Fuel, d}}}{FC_{\text{capital, 0}} + C_{\text{OM, 0}} + C_{\text{Fuel, 0}}} \frac{1}{1 + R_{\text{W}}} \quad (13)$$

其中, F 为总投资成本的资本回复因子, 表示总投资成本按年份分摊的偿还额度^[25]:

$$R_{\text{COE, LBD}} = 1 - \frac{F(1 - R_{\text{capital}})C_{\text{capital, 0}} + (1 - R_{\text{OM}})C_{\text{OM, 0}} + C_{\text{Fuel, d}}}{FC_{\text{capital, 0}} + C_{\text{OM, 0}} + C_{\text{Fuel, 0}}} \quad (15)$$

2.3 实例分析与情景模拟

表 4 给出了 2×350 MW CLC 电站各个子系统的

述困难, 因此直接以累积研发投入作为描述技术进步的变量; b 为累积研发投入 r 的学习速率指数 ($0 < b < 1$)。式(3)两边取对数, 得到线性形式:

$$\ln C = \ln C_0 - a \ln I - b \ln r \quad (4)$$

在模型中还需考虑初始装机容量 I_{min} 、学习结束时的装机容量 I_{max} , 相应的还有 r_{min} 和 r_{max} 分别表示学习开始和结束时对应的研发投入。

2.2 学习速率计算

2.2.1 投资成本学习速率

CLC 电站单位投资成本的学习速率:

$$R_{\text{capital, unit}} = \frac{R_{\text{W}} + R_{\text{capital}}}{1 + R_{\text{W}}} \quad (5)$$

其中总投资成本的学习速率:

$$R_{\text{capital}} = \alpha_{\text{pc}} R_{\text{capital, pc}} + \alpha_{\text{S}} R_{\text{capital, S}} + \alpha_{\text{FGU}} \times R_{\text{capital, FGU}} \quad (6)$$

电站输出功率的学习速率:

$$R_{\text{W}} = \beta_{\text{pc}} R_{\text{W, pc}} + \beta_{\text{S}} R_{\text{W, S}} + \beta_{\text{FGU}} R_{\text{W, FGU}} \quad (7)$$

其中, 下角标 pc、S、FGU 分别表示燃煤锅炉本体、烟气脱硫系统和 CO₂ 压缩纯化系统; α 为初始电站各子系统成本占总投资比重; β 为初始电站各子系统运行消耗功率与电站净输出功率的比值, 于是有单位投资成本的联合学习速率:

2.2.3 燃料成本学习速率

单位燃料成本学习速率:

$$R_{\text{Fuel, unit}} = 1 - \frac{c_{\text{Fuel, d}}}{c_{\text{Fuel, 0}}} \frac{1}{(1 + R_{\text{W}})(1 + R_{\eta})} \quad (11)$$

其中, $c_{\text{F, 0}}$ 、 $c_{\text{F, d}}$ 分别为初始电站煤炭价格、累积装机容量加倍时煤炭价格。其中锅炉热效率的学习速率:

$$R_{\eta} = \frac{\eta_{\text{b, d}} - \eta_{\text{b, 0}}}{\eta_{\text{b, 0}}} \quad (12)$$

2.2.4 发电成本学习速率

发电成本联合学习速率:

$$F = \frac{C_{\text{T}} - C_{\text{Fuel}} - C_{\text{OM}}}{C_{\text{capital}}} \quad (14)$$

发电成本“干中学”学习速率:

成本和功率消耗, 基于这些数据各子系统的学习速率可通过第 2.2 节方法计算。此外, 还需设定学习

开始最小值和学习结束最大值的装机容量和研发投入。累计装机容量 I_{\min} 、 I_{\max} 分别设为 3 和

100 GW^[26-27]; 累计研发投入 R_{\min} 、 R_{\max} 分别设为 10 亿和 100 亿元^[28]。

表 4 CLC 改造电站各个子系统成本和功率消耗

Table 4 Cost and power for each subsystem of CLC power plant

项目	投资成本/(元·kW ⁻¹)	A/%	运营维护成本/(元·MWh ⁻¹)	T/%	消耗功率/MW	B/%
电站	5 104.282	100	25.232	100	121.100	—
锅炉主体(PC)	4 678.486	91.658	23.392	92.710	54.600	9.432
烟气脱硫系统(FGD)	324.571	6.359	1.536	21.304	10.500	1.814
CO ₂ 处理系统(FGU)	101.225	1.983	0.304	4.212	56.000	9.674

考虑 CLC 技术发展过程中技术、政策、投资、市场等多个因素,设定基准、高速和低速 3 种学习情景。在基准学习情景下,CLC 技术需要政府提供必要的政策和资金支持,用于现有电站的技术升级改造,建立商业化示范项目,通过副产品收益和必要的碳交易机制获得市场竞争力。在高速学习情景下,早期阶段需要政府提供对 CLC 技术的大规模补贴扶持,出台合理稳定的碳定价政策,如碳税、碳交易、碳利用等;后期商业示范规模快速增长,技术和产业逐步成熟,投资者信心得到激励和巩固。在低速学习情景下,CLC 技术研发投入和产业扶持力度较低,政府认可度和公众接受度不足,电站改造成本居高不下,示范项目管理成本和风险性较高。在 3 种情景下 CLC 电站各个子系统的学习速率数据见表 5。

表 5 不同情景下 CLC 电站各个子系统的学习速率

Table 5 Learning rate under different scenarios for each subsystem of the CLC retrofit power plant

学习速率	锅炉主体 (PC)	烟气脱硫系统 (FGD)	CO ₂ 处理系统 (FGU)
$R_{\text{capital},i}$	0.06/0.09/0.03	0.03/0.06/0.01	0.12/0.18/0.06
$R_{\text{OM},i}$	0.15/0.30/0.07	0.03/0.06/0.01	0.22/0.30/0.10
$R_{\text{w},i}$	0.02/0.04/0.01	0.068/0.10/0.02	0.05/0.10/0.03
R_{η}	0.02/0.03/0.01	—	—

注:基准/高速/低速。

CLC 电站的单位静态投资成本和发电成本学习速率,计算所得结果均列于表 6。其中“干中学”学习速率来源于文献[27,29-30],“研中学”学习速率

表 6 不同情景下 CLC 电站成本学习速率

Table 6 Learning rate of CLC retrofit power plant costs under different scenarios

成本类型	学习速率	基准学习 情景	高速学习 情景	低速学习 情景
投资成本	“干中学”	0.059	0.090	0.029
	“研中学”	0.008	0.015	0.004
发电成本	“干中学”	0.040	0.097	0.031
	“研中学”	0.008	0.015	0.004

率考虑了对锅炉效率和净输出功率提升的影响,因此联合学习速率会更高,成本下降趋势更加显著。

2.3.1 不同情景下投资成本学习曲线

图 2 展示了 3 种情景下 2×350 MW CLC 改造电站的单位静态投资成本双因子学习过程。可知基准情景下 CLC 电站的单位静态投资成本从初始水平 5 104.282 元/kW 降至 3 318.445 元/kW,表 6 给出的“干中学”、“研中学”两个学习速率分别为 0.059 和 0.008。高速情景和低速情景的单位静态投资成本分别降至 2 593.789、4 129.854 元/kW。比较单位静态投资成本的下降幅度,发现累计装机容量对成本下降的贡献明显大于累计研发投入,一方面归因于知识延迟效应,即技术研发和商业应用间具有一定的滞后时限;另一方面由于设定的累计研发投入规模有限,当研发投入高于学习结束时的 100 亿元水平,会显著促进投资成本的持续性快速降低。

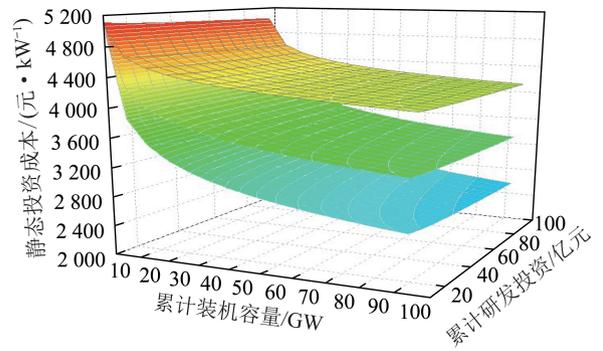


图 2 CLC 燃煤电站投资成本双因子学习曲线

Fig.2 Double-factor learning curve for investment cost of CLC coal-fired power plants

2.3.2 不同情景下发电成本学习曲线

图 3 展示了 3 种情景下 CLC 电站发电成本的双因子学习过程。基准情景下,随着累计装机容量的增长,发电成本从 419.595 元/MWh 降至 311.767 元/MWh;高速情景下,“干中学”、“研中学”学习速率分别为 0.097、0.015,发电成本降至 202.689 元/MWh,这与配备脱硫脱硝的常规 CFB 电站的发电成本 347.386 元/MWh 相比具有明显优势。目

前,由于受到我国双控政策影响,传统燃煤电站总装机容量趋于饱和,因此发电成本的降低空间非常有限。随着 CLC 技术的研发创新、规模放大和商业示范,逐步降低设备成本和能耗,积累生产管理经验,CLC 改造电站成本的下降空间将会继续扩大,具有中长期部署的成本效益,成为一条有竞争力的低碳能源技术路线。

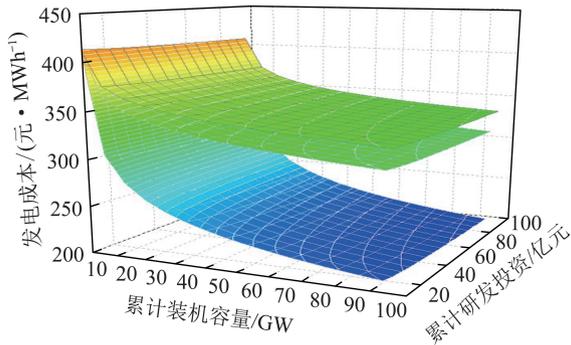


图3 我国 CLC 燃煤电站发电成本双因子学习曲线
Fig.3 Double-factor learning curve for generating cost of CLC power plants in China

3 结 论

1) CLC 改造电站的静态投资成本(3 572.998 百万元)、年度化投资成本(1 214.519 百万元)、发电成本(419.595 元/MWh)、二氧化碳减排成本和碳捕集成本(分别为 96.142、85.847 元/t)。

2) 由于双循环流化床锅炉改造、CO₂ 压缩纯化等装置的投入,CLC 电站的静态投资比常规 CFB 电站增加了 14.12%。同时 CLC 电站碳捕集量可达 243.467 万 t/a,如果考虑碳税或碳交易,CLC 电站的副产品收益将显著提高,经济性有望达到与常规燃煤电站竞争的水平。

3) 随着累计装机容量和研发投入的增加,发电成本逐步下降。基准情景下 CLC 电站的发电成本下降至 311.767 元/MWh,降幅在 100 元/MWh 以上。高速情景下 CLC 电站的单位投资成本降至 2 593.789 元/kW,接近传统燃煤电站水平;发电成本降至 202.689 元/MWh,与常规 CFB 电站相比具有明显成本优势。因此通过 CLC 技术对传统电站进行改造升级,能够充分利用现有电站的基础条件,最大限度降低技术成本,是我国低碳发电技术部署的重要路径选择。

参考文献 (References):

[1] ADANEZ J, ABAD A, GARCIALABIANO F, et al. Progress in chemical-looping combustion and reforming technologies [J]. Progress in Energy and Combustion Science, 2012, 38(2):

215-282.

- [2] FAN L S, ZENG L, WANG W L, et al. Chemical looping processes for CO₂ capture and carbonaceous fuel conversion - prospect and opportunity [J]. Energy & Environmental Science, 2012, 5(6): 7254-7280.
- [3] ZHAO H B, LIU L M, WANG B W, et al. Sol-gel-derived NiO/NiAl₂O₄ oxygen carriers for chemical-looping combustion by coal char [J]. Energy & Fuel, 2008, 22(2): 898-905.
- [4] ZENG L, LUO S W, LI F X. Chemical looping technology and its fossil energy conversion applications [J]. Industrial & Engineering Chemistry Research, 2010; 93533946.
- [5] 英国石油公司. bp 世界能源统计年鉴 2022 [R]. 伦敦: 英国石油公司, 2022.
- [6] FAN J L, XU M, LI F Y, et al. Carbon capture and storage (CCS) retrofit potential of coal-fired power plants in China: The technology lock-in and cost optimization perspective [J]. Applied Energy, 2018, 229: 326-334.
- [7] 郑照宁, 刘德顺. 中国光伏组件价格变化的学习曲线模型及政策建议 [J]. 太阳能学报, 2005(1): 97-102.
ZHEN Zhaoning, LIU Deshun. Learning curve model of solar pv modules and policy implication for china [J]. Acta Energetica Sinica, 2005(1): 97-102.
- [8] 朱雨晨, 林俐, 许佳佳. 基于学习曲线法的风电成本研究 [J]. 电力需求侧管理, 2012, 14(4): 11-13, 31.
ZHU Yuchen, LIN Li, XU Jiajia. Analysis of wind power cost based on learning curve [J]. Power Demand Side Management, 2012, 14(4): 11-13, 31.
- [9] 陈春华, 路正南. 技术学习与生产规模扩张: 风电投资成本下降的来源 [J]. 科技进步与对策, 2012, 29(8): 58-60.
CHEN Chunhua, LU Zhengnan. Technological learning and production scale-up: Sources of declining wind power investment costs [J]. Science & Technology Progress and Policy, 2012, 29(8): 58-60.
- [10] 管仕平, 周亮. 基于双因素学习曲线模型的我国风电成本研究 [J]. 价值工程, 2015, 34(13): 15-17.
GUAN Shiping, ZHOU Liang. On the wind power cost of china based on the double factors learning curve mode [J]. Value Engineering, 2015, 34(13): 15-17.
- [11] NEMETGREGORY F. Beyond the learning curve: Factors influencing cost reductions in photovoltaics [J]. Energy Policy, 2006, 34(17): 3218-3232.
- [12] JAMASB T. Technical change theory and learning curves: Patterns of progress in electricity generation technologies [J]. Energy Journal, 2007, 28(3): 51-71.
- [13] KLAASSEN G, MIKETA A, LARSEN K, et al. The impact of R&D on innovation for wind energy in Denmark, Germany and the United Kingdom [J]. Ecological Economics, 2005, 54(2/3): 227-240.
- [14] SODERHOLM P, KLAASSEN G. Wind power in Europe: A simultaneous innovation-diffusion model [J]. Environmental & Resource Economics, 2007, 36(2): 163-190.
- [15] KOBOS P H, ERICKSON J D, DRENNEN T E. Technological learning and renewable energy costs: Implications for US renew-

- able energy policy [J]. *Energy Policy*, 2006, 34 (13): 1645-1658.
- [16] 牛衍亮, 黄如宝, 常惠斌. 基于学习曲线的能源技术成本变化[J]. *管理工程学报*, 2013, 27(3): 74-80.
NIU Yanliang, HUANG Rubao, CHANG Huibin. The change of energy technology cost based on learning curve[J]. *Journal of Industrial Engineering and Engineering Management*, 2013, 27 (3): 74-80.
- [17] 中国电力工程顾问集团公司电力规划设计总院. 火电工程限额设计参考造价指标(2014年水平)[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015.
- [18] 邹希贤, 赵海波, 郑楚光. 化学链燃煤串行流化床电站的技术经济评价[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34 (35): 6286-6295.
ZOU Xixian, ZHAO Haibo, ZHENG Chuguang. Techno-economic evaluation of chemical looping-based coal-fired power plant [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(35): 6286-6295.
- [19] ANDERSSON K, JOHNSON F. Process evaluation of an 865 MWe lignite fired O₂/CO₂ power plant[J]. *Energy Conversion & Management*, 2006, 47(18): 3487-3498.
- [20] 孙克勤, 钟秦. 火电厂烟气脱硫系统设计、建造及运行[M]. 北京: 化学工业出版社, 2005.
- [21] 刘殿海, 杨勇平, 杨昆. 计及环境成本的火电机组供电成本研究[J]. *中国电力*, 2005, 38(9): 24-28.
LIU Dianhai, YANG Yongping, YANG Kun. Research on the production cost of coal-fired power generating unit with consideration of environmental costs[J]. *Electric Power*, 2005, 38(9): 24-28.
- [22] 熊杰. 氧燃烧系统的能源-经济-环境综合分析评价 [D]. 武汉: 华中科技大学, 2011.
- [23] XIONG J, ZHAO H B, ZHENG C G. Techno-economic evaluation of oxy-combustion coal-fired power plants[J]. *Chinese Science Bulletin*, 2011, 56(31): 3333-3345.
- [24] MIKETA A, SCHRATTENHOLZER L. Experiments with a methodology to model the role of R&D expenditures in energy technology learning processes; first results[J]. *Energy Policy*, 2004, 32 (15): 1679-1692.
- [25] LIN H, JIN H G, GAO L, et al. Economic analysis of coal-based polygeneration system for methanol and power production [J]. *Energy*, 2010, 35(2): 858-863.
- [26] LI S, ZHANG X S, GAO L, et al. Learning rates and future cost curves for fossil fuel energy systems with CO₂ capture: Methodology and case studies [J]. *Applied Energy*, 2012, 93 (5): 348-356.
- [27] RUBIN E S, YEH S, ANTES M et al. Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2007, 1(2): 188-197.
- [28] 国家统计局, 科学技术部, 财政部. 2017年全国科技经费投入统计公报 [EB/OL]. [2018-10-09]. http://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202302/t20230203_1900096.html.
- [29] LI S, ZHANG X S, GAO L, et al. Learning rates and future cost curves for fossil fuel energy systems with CO₂ capture: Methodology and case studies [J]. *Applied Energy*, 2012, 93: 348-356.
- [30] WU X D, YANG Q, CHEN G Q, et al. 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[J]. *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 2016, 60: 1274-1285.