

DOI: 10.11949/0438-1157.

耦合电网调峰的钙循环 CCUS 系统运行策略与性能分析

吕宗泽¹, 杨金奇¹, 秦昌雷², 徐少军³, 杨丽¹, 刘方¹

(¹ 中国矿业大学低碳能源与动力工程学院, 江苏 徐州 221116; ² 重庆大学能源与动力工程学院, 重庆 400044; ³ 曼彻斯特大学化学工程系, 英国 曼彻斯特 M13 9PL)

摘要: 中国煤电系统面临高碳排与可再生能源并网波动双重挑战。传统碳捕集、利用与封存 (CCUS) 技术虽具备规模化减排潜力, 但存在成本高、能耗密集且挤占调峰空间等瓶颈, 制约其工程化应用。钙循环技术兼具储能与碳捕集双重功能, 结合时序用能优化可实现低碳导向下的高效调峰。本研究以 600 MWe 超临界机组为对象, 构建 CCS/CCU 连续与间歇四种工艺, 评估其质能平衡与技术经济性。结果表明: 间歇运行相较于连续运行总投资增加 24%~27%, 但谷电策略大幅降低能耗成本, CCS-间歇与 CCU-间歇单位减排成本较连续模式分别降低 58% 与 43%。CCS-间歇工艺在峰谷电时段的电能输出功率分别达 670.78 MWe 与 268.67 MWe, 同步实现高效碳捕集与超 300 MWe 弹性调峰, 为煤电低碳灵活转型提供可行路径。

关键词: 二氧化碳捕集; 吸附; 动态仿真; 钙循环; 电转气

中图分类号: TQ 53

文献标志码: A

文章编号: 0438-1157 (XXXX) XX-0001-10

Operation strategy and performance analysis of calcium looping CCUS system coupled with grid peak shaving

LV Zongze¹, YANG Jinqi¹, QIN Changlei², XU Shaojun³, YANG Li¹, LIU Fang¹

(¹ School of Low-Carbon Energy and Power Engineering, China University of Mining and Technology, Xuzhou 221116, Jiangsu, China; ² Key Laboratory of Low-grade Energy Utilization Technologies and Systems of Ministry of Education, School of Energy and Power Engineering, Chongqing University, Chongqing 400044, China; ³ Department of Chemical Engineering, University of Manchester, Manchester M13 9PL, United Kingdom)

Abstract: In the context of global efforts to address climate change and energy transition, the energy structure of China, which is dominated by coal power, faces challenges from the inherent high carbon emissions of coal-fired plants and the intermittency issues caused by the large-scale integration of renewable energy. Although traditional carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies can reduce emissions, their continuous high energy consumption competes for valuable power regulation capacity during peak demand periods, while high operating costs further hinder large-scale deployment. To simultaneously address carbon reduction and grid peak load regulation, this paper proposes a calcium-looping CCUS system integrated with grid peak shaving. The core innovation lies in optimizing the temporal allocation of energy consumption. During peak electricity demand periods, the system primarily operates the carbonation reaction to capture CO₂ from flue gas, utilizing the reaction

收稿日期: 2026-03-05 修回日期: 2026-05-15

通信作者: 刘方 (1984—), 男, 博士, 教授, fang.liu@cumt.edu.cn

第一作者: 吕宗泽 (1994—), 男, 博士, 副教授, zz.lv@cumt.edu.cn

基金项目: 江苏省自然科学基金项目 (BK20251646, BK20240208)

引用本文: 吕宗泽, 杨金奇, 秦昌雷, 徐少军, 杨丽, 刘方. 耦合电网调峰的钙循环 CCUS 系统运行策略与性能分析[J]. 化工学报, XXXX, XX (XX): 1–10

Citation: LV Zongze, YANG Jinqi, QIN Changlei, XU Shaojun, YANG Li, LIU Fang. Operation strategy and performance analysis of calcium looping CCUS system coupled with grid peak shaving[J]. CIESC Journal, XXXX, XX(X): 1–10

heat to assist in power generation, thereby meeting peak output demand and supporting the peak shaving capability of the plant. During off-peak hours at night, the system utilizes low-cost surplus energy (valley electricity) to drive the energy-intensive calcination for sorbent regeneration and subsequent processing. This design enables coal-fired power plants to effectively reduce carbon emissions while maintaining baseload power supply. In this paper, a 600 MWe supercritical coal-fired unit was used as the reference to respectively construct CCS-continuous, CCU-continuous, CCS-intermittent, and CCU-intermittent process flows. Based on the Aspen Plus® platform, the study simulated the material and energy balances of each process and evaluated their technical and economic feasibility. The results show that although the intermittent operation mode requires a total investment 24% higher than that of the continuous mode due to additional storage tanks and equipment, its strategy of fully utilizing valley electricity offers a disruptive cost advantage. The unit carbon emission reduction cost of CCS-intermittent and CCU-intermittent is over 58% and 43% lower than that of their continuous mode. Using the CCS-intermittent process, the power plant can output a net power of 670.78 MWe during peak periods and 268.67 MWe during off-peak periods, while simultaneously achieving carbon capture, demonstrating a peak-shaving capacity of over 300 MWe.

Keywords: CO₂ capture; adsorption; dynamic simulation; calcium looping; power to gas

引 言

在全球气候变化的严峻背景下,碳减排已成为世界各国的共识与战略重点。中国作为当前全球碳排放总量位居前列的经济体,基于全球气候治理责任与国内可持续发展需求,明确提出“2030年前碳达峰、2060年前碳中和”的“双碳目标”战略部署,针对高碳排放领域启动全方位结构优化升级。其中,能源结构转型被确立为核心路径,而低碳化重构的进度与质量,直接决定双碳目标的最终实现成效^[1-3]。

当前能源结构低碳化进程主要矛盾集中表现为两方面:其一,可再生能源的间歇性和波动性,与电力负荷的昼夜变化特征叠加,形成了夜间电力相对富余而白天高峰时段供应紧张的时间错位;其二,煤电在当前能源系统中仍承担基础供电与调峰任务,其单位发电量的高碳排放特征,成为制约能源结构整体低碳化的核心瓶颈。上述问题不仅增加了能源系统运行的稳定性与经济性压力,更对双碳目标下能源结构转型的推进节奏与实施成效构成挑战^[4-6]。

碳捕集、利用与封存(CCUS)技术是实现煤电行业碳减排有效途径^[7-10]。然而,当前CCUS技术的规模化应用仍面临显著瓶颈,一方面,CCUS系统运行需消耗大量电能,若在白天能源需求高峰时段运行,将进一步加剧能源供需紧张。另一方面,高能耗叠加设备投资、运维成本,高昂的经济成本严重制约其在煤电企业中的推广落地^[11-12]。

以钙循环为核心的化学链体系在碳捕集效率^[13]与热储能密度^[14]方面均展现出优异应用潜力。将其改造为夜间集中耗能的CCUS技术方案,可实现碳捕集与能源时空调控的双重优势:白天通过CaO与煤电烟气中CO₂的碳酸化反应捕集CO₂,同时释放反应热为电厂辅助系统提供热能,降低电厂自身能耗;夜晚则利用电网富余电力驱动碳酸盐煅烧分解生成CaO,实现热能存储与高纯CO₂释放,进一步可通过甲烷化反应将CO₂转化为甲烷,实现夜间富余电能向化学能的进一步转化存储。中国现行的峰谷电价政策为该方案提供了成本补偿机制,形成碳减排、能源存储、成本补偿的多重价值闭环^[15-16]。

本研究以600 MW超临界煤电机组为参考,分别构建传统CCS(碳捕集与封存)-连续、CCU(碳捕集与利用)-连续甲烷化、CCS-间歇以及CCU-间歇甲烷化四种工艺流程,探究各工艺的能量与物质平衡(如电力消耗、热能利用效率、CO₂捕集率),结合设备投资、原料与产品价格等参数,采用净现值法与单位碳减排成本法^[17]评估各工艺流程的经济可行性,验证夜间供能型钙循环CCUS方案的技术优越性与经济合理性。结果表明:CCS-间歇与CCU-间歇单位碳减排成本较连续模式分别降低58%与42%。CCS-间歇工艺在峰谷电时段的电能输出功率分别达670.78 MWe与268.67 MWe,同步实现高效碳捕集与超300 MWe弹性调峰,为煤电低碳灵活转型提供可行路径。

1 过程模拟与方法

本研究采用 AspenPlus® 平台对碳捕集与封存 (CCS) 及碳捕集与利用 (CCU) 过程进行模拟, 反应器模拟选用 Peng-Robinson 物性方法。研究以 600 MW 超临界燃煤发电机组为参考对象, 烟气排放量为 2143 t/h, 出口温度 80 °C, 烟气组分体积分数分别为水蒸气 8.3%、氮气 72.7%、氧气 5.5%、二氧化碳 12%、二氧化硫 0.5%; 工艺流程的能源供应主要依赖燃煤与电力, 其中燃煤选用烟煤 (低位发热量 23.736 GJ/t, 单位热值含碳量 0.02618 t_c/GJ), 参考机组的发电效率设定为 41%; 同时考虑电价时段差异, 设定谷电价格为峰电价格的 1/2, 且谷电时段为每日 8 小时, 当碳捕集在峰电时段运行时能耗由额外的燃煤提供、在谷电期间运行时能耗来源于燃烧锅炉产生的热能。研究假定所有工艺设备均实现国产化, 对其成本评估时参考国外同类装置的成本核算方式, 为简化成本核算逻辑, 设定人民币与美元的等效换算系数进行成本评估。

1.1 CCS-连续和 CCU-连续

CCS-连续与 CCU-连续过程均采用钙循环技术实现电厂烟气的碳捕集, CO₂ 捕集在碳化炉中进行, 反应温度控制为 650 °C, CaO 吸附剂与烟气中 CO₂ 按摩尔比为 5:1 反应, 碳捕集效率为 86%^[13]; 烟气进入碳化炉前先与碳化反应后的脱碳烟气进行换热, 将脱碳烟气温度降至 155 °C 后直接排放至大气。完成碳捕集的 CaO 吸附剂送入煅烧炉, 在 950 °C 反应温度下完成 CaCO₃ 分解以释放高纯度 CO₂, 再生后的 CaO 吸附剂返回碳化炉循环使用, 循环过程中设定 1% 的吸附剂损失率^[13]。经煅烧炉释放的 CO₂ 首先通过换热器降温至 30 °C, 随后进行压缩处理^[18-19]; 针对 CCS 过程, CO₂ 被压缩至 20 bar, 再经换热器降温至 30 °C 后进行存储与运输, 压缩机工作效率为 75%; 针对 CCU 过程, CO₂ 被压缩至 5 bar 后送入甲烷化反应器, 与电解水制备的氢气 (H₂) 发生甲烷化反应, 反应温度控制为 350 °C, 催化剂按照 4000 ml·g⁻¹·h⁻¹ 空速装填, 催化剂损耗为 1.06 kg/t_{产物}^[20], CO₂ 转化率设定为 98%, 且 CO₂ 与 H₂ 在进入甲烷化反应器前先与反应产物进行换热, 换热后产物温度降至 150 °C, 再进一步通过换热器降温至 30 °C, 并采用分馏工艺去除产物中的液态水, 获得天然气产物, 具体过程如图 1 所示。

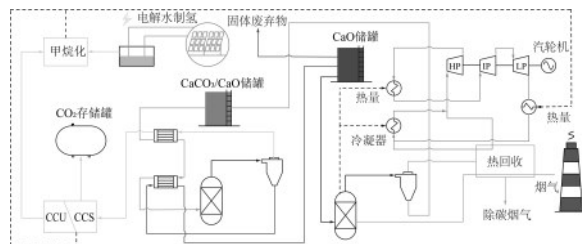


图1 CCS与CCU流程

Fig.1 CCS and CCU processes

1.2 CCS-间歇和 CCU-间歇甲烷化

CCS-间歇和 CCU-间歇甲烷化流程选用流程参数与 CCS-连续和 CCU-连续基本保持一致。核心差异在于碳捕集后的吸附剂处理策略, 碳捕集阶段结束后, CaO 吸附剂先进行存储 (存储量按 16 小时连续碳捕集所需的 CaO 吸附剂用量设计), 随后在每日 8 小时的谷电时段内, 对存储的 CaO 吸附剂进行集中煅烧再生; 再生后产生的 CO₂ 产物根据流程类型分别处理 (封存或甲烷化), 煅烧再生过程中产生的多余 CaO 吸附剂则送入存储罐存储备用, 存储罐位置如图 1 所示。

1.3 存储罐参数

本研究中钙循环 (CaL) 系统所用固体存储罐的材料属性参数设定如下, 相关参数参考已有文献或结合研究区域实际情况确定, 具体见表 1^[21-24]。

表1 固体存储罐的材料属性参数

Table 1 Material properties of the solid storage tank

参数	数值
氧化钙 (CaO) 密度 (kg/L)	3.37
碳酸钙 (CaCO ₃) 密度 (kg/L)	2.70
储罐顶部空间占比	大于 10%
固体自保温层厚度 (t_p , m)	0.50
耐火衬里厚度 (t_r , m)	0.25
水泥壁厚度 (t_c , m)	1.00
耐火衬里导热系数 (k_r , W/m·K)	0.50
水泥壁导热系数 (k_c , W/m·K)	1.00
空气-吸附剂混合物导热系数 (k_p , W/m·K)	1.50
对流换热系数 (h_{amb} , W/m ² ·K)	2.00
平均环境温度 (°C)	25.00

1.4 电制氢参数

本研究中甲烷化反应所用 H₂ 制备所需装备参数设定如下, 相关参数参考已有文献或结合研究区域实际情况确定, 具体见表 2^[25]。

1.5 经济评价的假设和方法

本研究经济性分析需考虑年度总资本成本

表2 电制氢相关参数

Table 2 Relevant parameters for electrolytic hydrogen production

参数	单位	数值
功率	kW	800000
资本支出(CAPEX)	¥/kW	536
运营支出(OPEX)	%CAPEX	2
氢气产量	kgH ₂ /h	16000
水	L/kgH ₂	15
水价	¥/L	0.005
每千克氢气耗电量	kWh/kgH ₂	50
电价(峰电)	¥/MW·h	600
氧气价格	¥/t	500
氧气产量	kgO ₂ /kgH ₂	9

(Annual Total Capital Cost, ACC)与运行维护成本(Operating and Maintenance Cost, O&M),二者之和即为年度总成本(Total Annual Cost, TAC)。维护成本主要分为可变运行维护成本与固定运行维护成本两类^[26],可变运行维护成本为随系统运行负荷及处理量变化的成本,主要包括催化剂费用、吸附剂、燃煤费用等;固定运行维护成本为与系统运行负荷无直接关联、年度内相对稳定的成本,主要包括年度维护费、直接人工成本、财产税与保险费,以及行政管理、技术支持与运营管理相关费用。年度总资本成本由资本回收系数(Capital Recovery Factor, CRF)与总资本投资成本(C_{total})乘积计算得出。总计包括设备总成本、业主成本和意外开支,以及工厂建设期间的土地许可证和调查费用。碳捕集过程相关设备总成本见表3^[27-30]。

表3 资本成本估算的标度函数参数

Table 3 Parameters for the scaling function in capital cost estimation

参数	$C_r/\text{M¥}$	缩放参数	S_r	f
循环蒸汽	275.70	热负荷, MW	568.50	0.69
碳化炉	397.40	热负荷, MW	1027	0.98
煅烧炉	2.21	热负荷, MW	20	0.80
压缩机	0.55	热负荷, MW	0.413	0.68
分馏塔	0.73	出口容积流量, t/h	6.59	0.70
甲烷化反应器	4.27	出口容积流量, t/h	3.60	0.60

各设备组件的资本成本(C_m)采用规模因子指数法进行经验估算^[28]。其中, C_r 代表参考成本(对应缩放参数 S_r), f 代表设备规模因子指数;所有设备成本之和定义为总设备成本(C)。2023年被用作成本估算基准(化学工程工厂成本指数^[31], CEPCI;

797.90)来计算资本成本(C_m)。资本成本估算的参数及其参考值见表4^[32-33]。

表4 资本成本估算参数及其参考值

Table 4 Parameters and reference values for capital cost estimation

参数	单位	数值
运行寿命	年	25
每年运行时间	小时	8760
工人	人	CCS流程30人/CCU流程50人
平均年直接工人工资	¥/人	60000
催化剂	¥/t	22000
CaO	¥/t	300
电力	¥/MW·h	600
煤	¥/t	700
公用设施及场外单元成本	设备成本的25%	
业主成本和应急成本	安装成本的15%	
土地、许可、检查等成本	安装成本的5%	
行政管理、技术支持与间接费用	工人工资的35%	

1.6 系统边界

系统边界定义了经济分析中包括的避免CO₂排放和生产成本的因素。CCS或CCU的价值链包括以下阶段:钙循环过程、CO₂转化为CH₄、电解水制氢、气体压缩和转化过程的能量以及捕获和利用过程中的热回收。本研究不关注H₂、CO₂和产物的运输或分配。分别选用天然气和CO₂的生产与捕集成本作为评估CCS或CCU工艺的比较指标。

2 实验结果与讨论

2.1 物质平衡

碳捕集与封存/利用工艺流程中的关键物质平衡数据如表5所示。在固定烟气条件下,CCS-连续以CO₂封存为核心目标,系统的碳捕集量为271.81 t/h,对应的年度CO₂封存总量为2.38 Mt。为满足峰电期间系统热能需求并维持发电效率,碳捕集系统的额外燃煤消耗为74.17 t/h,折合年度消耗量为0.43 Mt。CCU-连续以CO₂甲烷化产天然气为核心目标,无CO₂输出,天然气产量为106.71 t/h,年度产量为0.93 Mt,相对应甲烷化过程氢气需求量为49.80 t/h,年消耗量为0.44 Mt。催化剂初始装填为0.11 t/h,对应年消耗量为999.88 t。间歇运行模式的核心特征为CaO吸附剂先存储、后在每日8 h谷电时段集中

煅烧再生,因此物料输入输出呈现非连续集中化特征,系统运行过程无额外燃煤需求,CaO装填量及年度消耗量与连续模式完全一致。受谷电时段集中再生策略驱动,CCS-间歇工艺展现出显著的瞬时高产出特性,其CO₂输出速率达815.42 t/h,约为连续运行模式的3倍,年度CO₂封存量仍与CCS-连续工艺相同。CCU-间歇工艺同样呈现集中化特征,天然气产量为320.13 t/h,约为连续模式的3倍,相对应H₂与催化剂的单位时间装填量同步提升3倍,但年度消耗量与连续模式完全相同,验证间歇运行仅改变物料输入时序、不影响年度总消耗的核心特征。

表5 各工艺物质平衡

Table 5 Material balance for different processes				
参数	CCS-连续	CCS-间歇	CCU-连续	CCU-间歇
输入				
烟气(t/h)	2143	2143	2143	2143
CaO装填(t/h)	20.13	60.39	20.13	60.39
催化剂装填(t/h)	-	-	0.11	0.34
H ₂ 进料量(t/h)	-	-	49.80	149.40
燃煤进料量(t/h)	74.17	-	74.17	-
输出				
CO ₂ (t/h)	271.81	815.42	-	-
废弃CaO(t/h)	20.13	60.39	20.13	60.39
天然气(t/h)	-	-	106.71	320.13
年度参数				
CaO消耗量(Mt/年)	0.18	0.18	0.18	0.18
燃煤消耗量(Mt/年)	0.43	-	0.43	-
CO ₂ 封存量(Mt/年)	2.38	2.38	-	-
天然气产量(Mt/年)	-	-	0.93	0.93
H ₂ 消耗量(Mt/年)	-	-	0.44	0.44
催化剂消耗量(t/年)	-	-	999.88	999.88

2.2 能量平衡

系统核心设备的能量输入或输出强度具体数据如表6所示。连续运行模式下,碳化炉与煅烧炉的能量输入相对稳定,CCS-连续工艺碳化炉热能输出为255 MW,煅烧炉输入能量为489 MW,二者能耗数值差异主要源于煅烧CaCO₃分解所需的高温热能(950 °C)高于碳化反应(650 °C);压缩机作为CO₂压缩存储的关键设备,电能消耗为34.06 MWe。CCU-连续工艺中碳化炉、煅烧炉的能量输出/输入与CCS-连续工艺一致,压缩机因CO₂压缩目标压力降低,电能消耗显著低于CCS-连续工艺,为10.92 MWe;由于甲烷化反应是强放热反应,甲烷化反应

器有着较高强度的热量输出,热能输出为261.94 MW。间歇运行模式的核心能量输出/输入差异体现在煅烧炉、压缩机及甲烷化反应器,因谷电时段集中处理存储的CaO吸附剂,上述设备的能量输入强度显著提升是相应连续模式的3倍,而碳捕集过程是连续进行的,所以碳化炉能量输出与连续模式完全一致。

表6 各工艺能量平衡

Table 6 Energy balance for different processes				
参数	CCS-连续	CCS-间歇	CCU-连续	CCU-间歇
输入				
碳化炉(MW)	-255	-255	-255	-255
煅烧炉(MW)	489	1467	489	1467
压缩机(MWe)	34.06	102.18	10.92	32.75
甲烷化反应器(MW)	-	-	-261.94	-785.83

不同工艺余热回收以及夜间能耗对电厂发电效率的影响如图2所示。CCS过程的余热回收主要来源于碳化炉、吸附剂再生后降温以及CO₂降温过程;而CCU过程在此基础上,还可通过甲烷化反应器进行额外的余热回收。在连续运行模式下,CCS连续工艺可回收的有效电能为171.29 MWe;CCU连续工艺可回收的有效电能为227.32 MWe。因此,对于CCS连续工艺,在峰电期间运行时,电厂的实际净输出电功率为737.23 MWe;在谷电运行时,实际净输出电功率分别为536.74 MWe。对于CCU连续工艺,峰电期间电厂实际净输出电功率为816.40 MWe;谷电期间为615.92 MWe。对于间歇工艺,其回收电能具有时间分布特性。峰电期间的回收电能仅来源于碳化炉,因此CCS-间歇与CCU-间歇的回收电能均为70.78 MWe,实际峰电期间电厂输出功率均为670.78 MWe。在谷电期间,CCS-间歇工艺的回收电能来源于碳化炉、吸附剂再生后降温以及CO₂降温过程,电厂总输出功率为268.67 MWe。而CCU-间歇工艺的回收电能还额外包括甲烷化过程,其谷电期间电厂总输出功率分别为506.19 MWe。整体而言,运行模式(连续/间歇)仅改变物料输出与能量输入的时序,不影响年度物料总消耗与碳捕集/天然气总产量,且间歇模式通过谷电时段集中能耗,可实现对电网调峰的有效响应。

2.3 存储罐设计

存储罐的设计兼具CaO吸附剂与CaO/CaCO₃混合物的存储需求,其规格、成本及热损失特性与

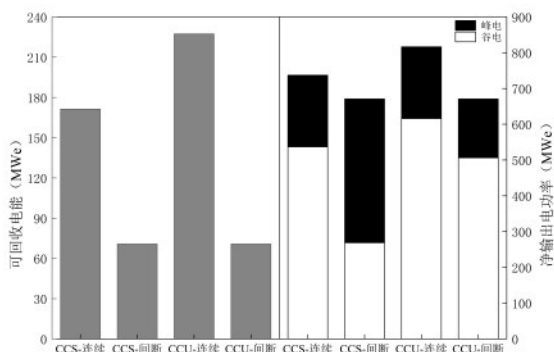


图2 不同工艺可回收电能及峰谷电时段净输出电功率对比

Fig.2 Comparison of recyclable electric energy and net output power during peak-valley periods for different processes

CaO:CO₂摩尔比直接相关,且需满足16小时连续碳捕集的物料存储量要求,具体数据如表7所示。从存储容量来看,CaO存储量为32224 t,对应的最小存储空间为10518 m³;相对应的CaO/CaCO₃混合物存储空间为12738 m³。基于存储罐高度H=1.5×外径D的设计原则及尺寸取整要求,CaO存储罐规格为21 m×32 m(D×H),成本为1.02 M¥;混合物存储罐规格为22 m×34 m,成本为1.16 M¥。

表7 存储罐相关参数

Table 7 Relevant parameters of the storage tank

参数	规格
CaO(t)	32224
CaO+CaCO ₃ (t)	26679+9891
最小CaO存储空间(m ³)	10518
CaO存储罐规格(D*H)	21*32
CaO存储罐成本(M¥)	1.02
最小CaO+CaCO ₃ 存储空间(m ³)	12738
混合物存储罐规格(D*H)	22*34
混合物存储罐成本(M¥)	1.16

注:D为存储罐外径,H为存储罐高,设定H=1.5 D,并取整要求,分别对CaO存储罐与混合物存储罐进行设计

存储罐的热损失分析结果如图3所示,存储罐热损失主要来源于罐壁、罐顶与罐底,对于CaO存储罐,总热损失为266 kW;混合物存储罐总热损失为301.20 kW。进一步计算可得,CaO存储罐热损失为28.18 MJ/tCO₂,混合物存储罐热损失为31.91 MJ/tCO₂。

2.4 工艺流程分析

碳捕集过程分析聚焦CaO损耗、碳捕集能耗、热损失及不同时段碳排放特征,具体结果如表8所

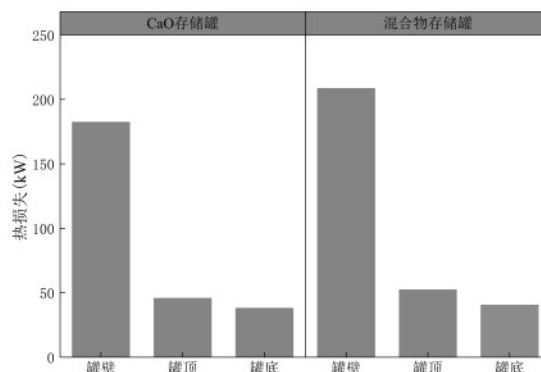


图3 存储罐热损失

Fig.3 Storage tank heat loss

示。钙循环系统的物料与能耗强度主要受工艺路线(CCS/CCU)影响,而与运行模式(连续/间歇)关联较小。在吸附剂损耗方面,四种工艺的单位CaO损耗一致。在能量利用方面,CCU工艺的单位能耗与热损失较CCS工艺分别降低约10%与13.2%,主要源于CCU工艺中CO₂压缩目标压力较低,降低了辅助系统功耗。此外,计算表明固体存储过程的热损耗仅占系统总热损的2%,证明引入时序优化策略并未显著增加额外的能耗负担。系统运行策略决定了其全生命周期碳减排潜力。在峰电时段,连续运行模式因需额外燃煤提供碳化/煅烧热能,导致单位电功率产生的CO₂排放量大幅上升。相比之下,间歇模式利用谷电时段进行高效再生,彻底规避了峰电期的燃煤衍生排放。谷电运行模式下的单位碳排放强度显著低于峰电时段,凸显了时序调度在提升煤电系统整体减排增效水平中的核心作用。

表8 单位碳捕集量相关物质与能量损耗

Table 8 Material and energy consumption per unit of carbon captured

参数	CCS-连续	CCS-间歇	CCU-连续	CCU-间歇
碳捕集CaO损耗(kg/t _{CO2})	74.10	74.10	74.10	74.10
碳捕集总能耗(GJ/t _{CO2})	2.10	2.10	1.89	1.89
碳捕集热损失(GJ/t _{CO2})	1.59	1.59	1.38	1.38
峰电净碳减排效率(%)	32.51	86.00	32.51	86.00
峰电单位电功率碳排放(kg/MWh)	289.35	82.44	289.35	82.44
谷电单位电功率碳排放(kg/MWh)	82.44	82.44	82.44	82.44

碳转化过程分析主要集中在电转气过程装置功率以及氢气成本方面,如表9所示。装置功率直接反映CCU系统在单位时间内的总能量输入强度,其数值差异核心源于运行模式的连续耗能与间歇

集中耗能特性。CCU-间歇模式的装置功率显著高于CCU-连续模式。然而,无论CCU-连续还是CCU-间歇工艺流程所需的装置功率均大于电厂自身发电效率,将其应用于峰电时无疑会进一步加重电网的用电需求,而应用于谷电时间进行富余能量吸纳,CCU-间歇流程凭借更高的装置功率展现出更强的富余电量存储潜力,其结果通过对进一步氢气成本的计算得到验证。

表9 电制氢功率与氢气成本参数

Table 9 Parameters for electrolytic hydrogen power and hydrogen cost

参数	CCU-连续	CCU-间歇
装置功率(MW)	2490	7470
峰电氢气成本(¥)	25.92	-
谷电氢气成本(¥)	10.92	11.91
年度氢气成本(M¥)	9126.31	5195.71

表10 各工艺经济评估

Table 10 Economic assessment for different processes

参数	CCS-连续	CCS-间歇	CCU-连续	CCU-间歇
总装备成本(M¥)	515.44	639.15	950.32	1204.21
总安装费用(M¥)	644.30	798.93	1187.90	1505.27
总资本成本(M¥)	773.16	958.71	1425.48	1806.32
年度资本成本(M¥ year ⁻¹)	68.68	85.16	126.62	160.45
总固定运维成本(M¥)	50.34	61.94	92.46	116.26
可变运维成本(M¥)	356.11	52.90	9499.23	5267.66
总固定和可变运维成本(M¥ year ⁻¹)	406.45	114.84	9591.69	5383.92
年总成本(M¥ year ⁻¹)	475.13	199.67	9718.31	5544.03
CO ₂ 捕集成本(¥ t ⁻¹)	199.63	83.89	-	-
天然气生产成本(¥ t ⁻¹)	-	-	10438.57	5954.92

2.6 全生命周期碳排放

为了全面评估不同运行策略的真实环境效益,本研究采用“摇篮到大门”的方法,对四种工艺流程进行了全生命周期碳排放核算。系统边界涵盖了核心装备制造与储罐建设的隐含碳足迹,以及系统运行期消耗煤炭、不同时段电网电能(峰电与谷电)所产生的直接与间接碳排放。装置建设碳足迹取国内专用化工设备制造的典型中位值(120 tCO₂/M ¥),燃煤碳排放为0.02618 t_c/GJ,清洁电力碳排放因子为0.0143 kgCO₂e/kWh,混合电力碳排放因子为0.6205 kgCO₂e/kWh^[34-35]。鉴于CCS与CCU属于多功能输出系统,为确保不同工艺流程在环境评价中的等效性与公平性,本研究选用年度捕集2.38Mt CO₂作为统一的功能单位,结果如图4所示。

2.5 经济性评估

经济性评估从总资本成本、年度运维成本、总成本及核心产品(CO₂捕集/天然气)单位成本四个维度展开,对比连续与间歇两种运行模式经济可行性,结果如表10所示。由于需增设大型固体存储罐及更高额定功率的反应装置,间歇运行模式的总资本成本较连续模式增长了24%~27%。然而,在年度总成本维度,间歇模式展现出显著的竞争优势。CCS-间歇与CCU-间歇的年度总成本较连续模式分别降低了58%与43%,主要源于间歇模式完全消除了峰电期的额外燃煤费用,并大幅降低了制氢过程的电费支出。CCS-间歇模式的CO₂捕集成本仅为83.89 ¥/t,相比连续模式(199.63 ¥/t)降幅达58%。尽管CCU工艺受限于电制氢的高昂成本,其天然气生产成本仍处于较高水平,但结合碳税政策有望持平现有天然气价格。

运行策略是决定钙循环CCUS系统环境属性的核心要素。研究发现,CCS-连续模式受限于峰电时段的额外燃煤需求,其年度全生命周期碳排放高达1.33 Mt,系统减排效率仅维持在44%的较低水平。相比之下,CCS-间歇模式通过时序用能优化,利用清洁谷电替代高碳峰电,使年度碳排放显著降至0.27 Mt,全生命周期碳足迹较连续模式降低约80%,整体减排效率提升至76%。间歇策略因设备扩容及储罐增设增加的建设期隐含碳排放通过能源结构的优化配置得到了显著的环境效益补偿。

在CCU工艺路径中,运行策略的决定性影响尤为突出。CCU-连续模式电解制氢与甲烷化过程需24小时不间断运行,高度依赖高碳强度的峰电网络,导致年度碳足迹提升至10.46 Mt,系统环境效益

不佳。另一方面,CCU-间歇策略通过负荷的时空平移,将高耗能环节集中于低碳强度的谷电时段,使年度总碳排放锐减至0.59 Mt,降幅达94%。在引入系统边界扩展法评估其“替代抵消”效应后,CCU-间歇工艺的年度全生命周期净碳排仅为0.18 Mt,系统减排效率为79.49%。综上所述,钙循环系统的间歇运行策略不仅显著优化了减排经济性,更在全生命周期层面赋予了CCUS系统实质性的低碳价值,是推动煤电低碳灵活转型的关键技术路径。

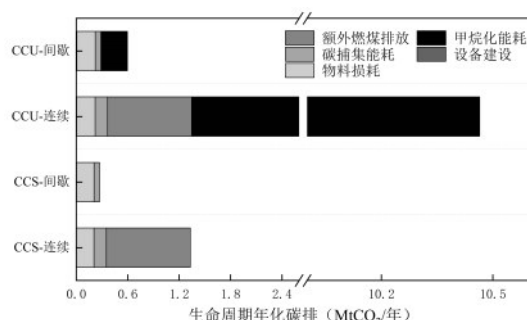


图4 生命周期碳排放

Fig.4 Life cycle carbon emissions

2.7 敏感性分析

综合工艺流程特性、经济性评估及全生命周期碳排放结果,谷电时长与物料投入比是决定系统运行策略与技术经济性的核心干预变量。谷电时长直接决定间歇工艺的设备容量边界与投资规模,如图5所示。当谷电时长由10 h缩减至6 h时,系统需在更窄的时间窗口内完成全天累计物料的集中处理,导致设备额定处理规模成倍放大,进而大幅提高设备采购、安装及总资本成本。该工况显著提升了CCS与CCU间歇工艺的峰谷电瞬时输出功率。反之,若延长谷电时长至10 h,间歇工艺的CO₂单位捕集成本与天然气单位生产成本均出现小幅下降;然而,由于国内部分地区长时段谷电价格随用电时长略有上浮,这种电价机制部分抵消了延长操作时间所带来的运行成本优势。

进料的钙碳摩尔比对系统的综合性能具有显著的调控作用,如图6所示。当摩尔比由5:1降至3:1时,系统的碳捕集效率相应由86%衰减至68%。在CCS-连续工艺中,这一衰减导致年度CO₂封存量(从2.38降至1.88 Mt)与补偿峰电热能的额外燃煤消耗量(从0.43降至0.32 Mt)同步下降。在CCU-连续工艺中,天然气年产量由0.931 Mt递减至0.739 Mt。随着钙碳比下降,间歇模式的总资本成本随之收缩(CCS-间歇由958.71降至782.14 M¥;CCU-间

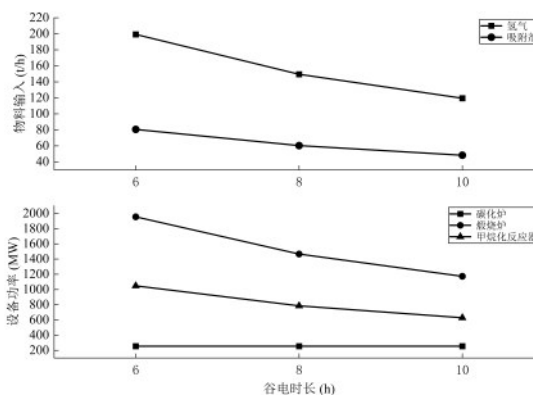


图5 不同谷电时长下的物料输入与能量输出

Fig.5 Material input and energy output under different valley electricity durations

歇由1806.32降至1476.65 M¥),但仍较同期的连续模式高出约24.00%~28.70%。尽管存在较高的初始资本壁垒,间歇模式通过完全规避额外燃煤并利用谷电制氢大幅度降低年总成本,CCS-间歇与CCU-间歇的年总成本较连续模式分别保持了56.40%~57.90%和42.80%~42.90%的显著降幅,进一步验证了间歇工艺在应对参数波动时,依然具备极强的低成本运行韧性。

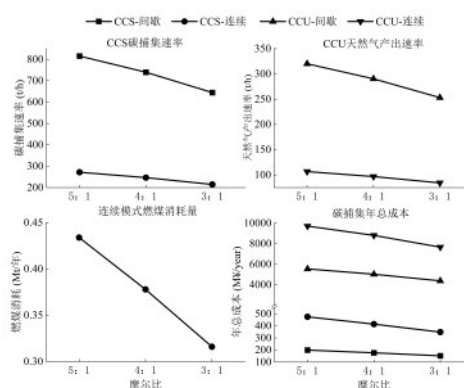


图6 不同钙碳摩尔比下CCS与CCU系统性能及经济性对比分析

Fig.6 Performance and economic comparison of CCS and CCU systems under different Ca/C molar ratios

3 结论

总体而言,连续运行模式与间歇运行模式在碳捕集总量、系统能耗及物料损失方面未呈现显著差异,二者表现基本一致。然而,相较于连续运行模式,间歇模式下物料与能量的输入及输出过程呈现出非连续、集中化的特征,从而对设备规模提出了更高要求,导致装置建设成本明显上升。尽管如

此,在可利用谷电时段低成本能源供给的条件下,间歇运行模式仍体现出较为突出的经济性优势。

(1)能量平衡模拟显示,CCS-间歇工艺可以在峰电时段提供670.78 MWe的电供应功率,在谷电期间输出268.67 MWe电功率,有效实现燃煤电厂的调峰作用,可为煤电企业的碳减排技术以及调峰路径选择提供关键参考。

(2)系统存储过程的热损耗占总热损耗的2%,其热损耗占比极低,工程应用影响较小。由此证明,引入固体存储优化钙循环时序,并未显著增加系统的额外能耗负荷。

(3)通过优化能量时空调配方案,可有效消除钙循环系统在用电高峰时段对额外燃煤供能的依赖,进而规避了因引入碳捕集过程而产生的衍生碳排放,从根本上提升了煤电系统的整体减排增效水平。

(4)尽管增设固体存储罐会增加总资本成本,但合理规划能源利用可以有效降低运行成本,将碳捕集成本降至83.89 ¥/t,远低于连续模式的199.63 ¥/t,更具有经济可行性。

(5)系统全生命周期碳足迹分析显示,间歇模式通过谷电时段的高效捕集与储能调度,有效降低了系统的净碳排放。其中,CCS-间歇模式展现出最优的碳中和潜力,其单位电能碳足迹在四种工况中最低,可实现煤电系统76%的碳减排目标,为低碳电力系统的柔性构建提供了重要支撑。

参考文献

- [1] 张亚坤,樊启祥,李果,等.清洁能源工程科技创新机理研究[J].水力发电学报,2025,44(2):76-95.
Zhang Y K, Fan Q X, Li G, et al. Innovation mechanism of clean energy projects[J]. Journal of Hydroelectric Engineering, 2025, 44(2): 76-95.
- [2] 陈英超,万家杭."双碳"目标下中国能源结构变化趋势预测[J].中外能源,2025,30(3):1-6.
Chen Y C, Wan J H. Forecasting trends in china's energy structure under the "dual carbon" goal[J]. Sino-Global Energy, 2025, 30(3): 1-6.
- [3] 朱兵,陈定江,蒋萌,等.化学工程在低碳发展转型中的关键作用探讨:从物质资源利用与碳排放关联的视角[J].化工学报,2021,72(12):5893-5903.
Zhu B, Chen D J, Jiang M, et al. Key role of chemical engineering in transition to low-carbon development in perspective of the linkage between resource utilization and carbon emissions[J]. CIESC Journal, 2021, 72(12): 5893-5903.
- [4] 廖鹏伟,刘庆辉,潘安,等.考虑不确定性的风电制氢系统:多时间尺度运行策略[J].化工学报,2025,76(6):2743-2754.
Liao P W, Liu Q H, Pan A, et al. Wind power hydrogen production systems considering uncertainty: multi-time scale operation strategy[J]. CIESC Journal, 2025, 76(6): 2743-2754.
- [5] 张磊,赵振宇.中国非水可再生能源电力生产与消纳时空演变及驱动机制分析[J].可再生能源,2022,40(9):1263-1272.
Zhang Y, Zhao Z Y. Analysis on spatial-temporal evolution and driving mechanism of non-water renewable energy power generation and consumption in China[J]. Renewable Energy Resources, 2022, 40(9): 1263-1272.
- [6] 罗必雄,张毅,张力,等.能源领域碳系统结构优化和碳排放预测方法与实例验证[J].煤炭学报,2023,48(7):2657-2667.
Luo B X, Zhang Y, Zhang L, et al. Carbon system structure optimization and carbon emission prediction method and case verification in energy field[J]. Journal of China Coal Society, 2023, 48(7): 2657-2667.
- [7] Abanades J C, Rubin E S, Mazzotti M, et al. On the climate change mitigation potential of CO₂ conversion to fuels[J]. Energy & Environmental Science, 2017, 10(12): 2491-2499.
- [8] Leung D Y C, Caramanna G, Maroto-Valer M M. An overview of current status of carbon dioxide capture and storage technologies[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2014, 39: 426-443.
- [9] Wilberforce T, Olabi A G, Sayed E T, et al. Progress in carbon capture technologies[J]. Science of the Total Environment, 2021, 761: 143203.
- [10] 赵俊德,周爱国,陈彦霖,等.吸附法CO₂直接空气捕集技术能耗现状[J].化工学报,2025,76(4):1375-1390.
Zhao J D, Zhou A G, Chen Y L, et al. Current status of energy consumption of adsorption CO₂ direct air capture[J]. CIESC Journal, 2025, 76(4): 1375-1390.
- [11] 谭厚章,王学斌,杨富鑫,等.大型燃煤发电机组低碳技术进展[J].煤炭学报,2024,49(2):1052-1066.
Tan H Z, Wang X B, Yang F X, et al. Progress in low carbon technologies for large-scale coal-fired power plants[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(2): 1052-1066.
- [12] 罗启炜,向文国.基于叠式流化床的钙循环生物质气化制氢经济性[J].动力工程学报,2025,45(3):464-473.
Luo Q W, Xiang W G. Economic analysis of biomass-to-hydrogen by calcium cycling gasifier based on compact fluidized bed[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2025, 45(3): 464-473.
- [13] Abanades J C. The maximum capture efficiency of CO₂ using a carbonation/calcination cycle of CaO/CaCO₃[J]. Chemical Engineering Journal, 2002, 90, (3): 303-306.
- [14] Hanak D P, Biliyok C, Manovic V. Calcium looping with inherent energy storage for decarbonisation of coal-fired power plant[J]. Energy & Environmental Science, 2016, 9(3): 971-983.
- [15] 宋明珍,谢吉青,孔令丞,等.双碳目标背景下电力集团储能电站与传统能源碳减排投资决策[J].管理工程学报,2025,39(01):214-226.
Song M Z, Xie J Q, Kong L C, et al. Energy storage power station and traditional energy carbon emission reduction investment decision of power group under the background of dual carbon goal[J]. Journal of Industrial Engineering and Engineering Management, 2025, 39(1): 214-226.
- [16] 秦晓巧,谭宏博,温娜.储能式低温空分系统热力学与经济性分析[J].化工学报,2024,75(7):2409-2421.
Qin X Q, Tan H B, Wen N. Thermodynamic and economic

- analysis of air separation unit with energy storage and generation [J]. CIESC Journal, 2024, **75**(7): 2409–2421.
- [17] 袁家海, 王耀, 张为荣, 等. 中国燃煤电厂碳捕集与生物质掺烧碳捕集改造的经济性[J]. 气候变化研究进展, 2022, **18**(6): 764–776.
- Yuan J H, Wang Y, Zhang W R, et al. Economic analysis of carbon capture and bioenergy with carbon capture retrofitting of Chinese coal-fired power plants[J]. Climate Change Research, 2022, **18**(6): 764–776.
- [18] Hanak D P, Anthony E J, Manovic V. A review of developments in pilot-plant testing and modelling of calcium looping process for CO₂ capture from power generation systems[J]. Energy & Environmental Science, 2015, **8**(8): 2199–2249.
- [19] Coppola A, Montagnaro F, Salatino P, et al. Fluidized bed calcium looping: The effect of SO₂ on sorbent attrition and CO₂ capture capacity[J]. Chemical Engineering Journal, 2012, **207**: 445–449.
- [20] Elsermagaw O Y H, Hoadley A, Patel J, et al. Thermo-economic analysis of reverse water-gas shift process with different temperatures for green methanol production as a hydrogen carrier [J]. Journal of CO₂ Utilization, 2020, **41**: 101280.
- [21] Xu Y F, Li Y J, Zhang C X, et al. High-temperature thermochemical heat storage performance of CaO honeycombs during CaO/CaCO₃ cycles[J]. Energy & Fuels, 2021, **35**(20): 16882–16893.
- [22] Ma Z W, Gifford J, Wang X C, et al. Electric-thermal energy storage using solid particles as storage media[J]. Joule, 2023, **7**(5): 843–848.
- [23] Zhao Y C, Zhang J Y, Tian C, et al. Mineralogy and chemical composition of high-calcium fly ashes and density fractions from a coal-fired power plant in China[J]. Energy & Fuels, 2010, **24**(2): 834–843.
- [24] Teir S, Eloneva S, Zevenhoven R. Production of precipitated calcium carbonate from calcium silicates and carbon dioxide[J]. Energy Conversion and Management, 2005, **46**(18/19): 2954–2979.
- [25] Hassan N S, Jalil A A, Rajendran S, et al. Recent review and evaluation of green hydrogen production via water electrolysis for a sustainable and clean energy society[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2024, **52**: 420–441.
- [26] 袁鑫, 赵淑媛, 孙昊, 等. CCUS技术在燃煤电厂大规模应用的经济性和效益提升路径研究[J]. 热力发电, 2023, **52**(7): 33–40.
- Yuan X, Zhao S Y, Sun H, et al. Study on the economic and efficiency improvement path of CCUS technology for large-scale application in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2023, **52**(7): 33–40.
- [27] Astolfi M, De Lena E, Romano M C. Improved flexibility and economics of Calcium Looping power plants by thermochemical energy storage[J]. International Journal of Greenhouse Gas Control, 2019, **83**: 140–155.
- [28] Choe C, Lee B, Kim A, et al. Comprehensive assessment of CO₂ methanation: which H₂ production pathway is practicable for green methane production in terms of technical, economic, and environmental aspects?[J]. Green Chemistry, 2021, **23**(23): 9502–9514.
- [29] Marchese M, Buffo G, Santarelli M, et al. CO₂ from direct air capture as carbon feedstock for Fischer-Tropsch chemicals and fuels: Energy and economic analysis[J]. Journal of CO₂ Utilization, 2021, **46**: 101487.
- [30] Cormos C C. Techno-economic implications of flexible operation for super-critical power plants equipped with calcium looping cycle as a thermo-chemical energy storage system[J]. Fuel, 2020, **280**: 118293.
- [31] Boyaghchi F A, Heidarnejad P. Thermoeconomic assessment and multi objective optimization of a solar micro CCHP based on Organic Rankine Cycle for domestic application[J]. Energy Conversion and Management, 2015, **97**: 224–234.
- [32] Zhu L, He Y D, Li L L, et al. Tech-economic assessment of second-generation CCS: Chemical looping combustion[J]. Energy, 2018, **144**: 915–927.
- [33] Shao B, Hu G H, Alkebsi K A M, et al. Heterojunction-redox catalysts of Fe_xCo_yMg₁₀CaO for high-temperature CO₂ capture and in situ conversion in the context of green manufacturing[J]. Energy & Environmental Science, 2021, **14**(4): 2291–2301.
- [34] Chen X J, Lei T Y, Zhao W C, et al. China's petrochemical plants' CO₂ emissions and high-impact contributors for carbon-neutrality production[J]. Science Advances, 2026, **12**(12): eadx7784.
- [35] 生态环境部, 国家统计局, 国家能源局. 关于发布2023年电力碳足迹因子数据的公告[EB/OL]. (2025-01-17). https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202501/t20250123_1101226.html.
- Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China, National Bureau of Statistics of China, National Energy Administration of China. Announcement on the Release of 2023 Power Carbon Footprint Factor Data[EB/OL]. (2025-01-17). https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk01/202501/t20250123_1101226.html.