Mine Engineering 矿山工程, 2026, 14(6), 1466-1480
Published Online November 2026 in Hans. https://www.hanspub.org/journal/me
https://doi.org/10.12677/me.2026.146146

Hans汉斯

基于废弃矿山再利用的煤－电－化－算一体化循环利用系统设计及运行研究

田振环[1,2]，李　伟[1,2]，张文斌[1,2*]，李　敏[1,2]，田明阳[1]，张田升[1]，公维梁[1]，张振起[1]，刘宝凯[1]

[1]山东省地质矿产勘查开发局第一地质大队(山东省第一地质矿产勘查院)，山东 济南
[2]山东经纬岩土工程有限公司，山东 济南

收稿日期：2026年6月17日；录用日期：2026年9月17日；发布日期：2026年11月4日

摘　要

为破解西部煤炭资源富集区传统煤化工高碳高耗、算力中心制冷能耗偏高、废弃矿山资源闲置、多产业协同不足等突出问题，依托“双碳”目标与“东数西算”战略导向，结合DMTE煤制乙醇技术、风光储一体化技术、废弃矿井冷源利用技术，设计一种煤－电－化－算一体化循环利用系统，并提出其运行方法。该系统集成煤制乙醇DMTE工艺单元、清洁煤电调峰单元、风光储绿电供给单元等9大核心单元，实现能源流、物质流、碳流、水资源流、数据流的全域闭环耦合。结合不同装机容量、多因素联动波动、区域矿山禀赋三大维度开展补充分析，厘清装机规模对系统整体效率的影响规律、多因素叠加下项目抗风险水平，以及不同地区矿山条件对冷源、碳封存单元的制约与适配性差异。研究结果表明，该系统可将算力中心PUE稳定控制在1.1~1.2，绿电占比 ≥ 80%，煤化工碳排放降低57%以上，年减排CO_2约100万吨，水重复利用率 ≥ 90%，固废综合利用率 ≥ 95%，静态投资回收期约4.2年，税后内部收益率达25.6%。该系统实现了煤炭清洁利用、新能源就地消纳、算力低碳发展与废弃矿山资源化利用的有机统一，为西部资源区产业绿色转型提供了可复制、可推广的示范方案，兼具显著的经济、社会与生态效益。

关键词

煤－电－化－算一体化，循环利用，DMTE技术，废弃矿井冷源，绿色算力，碳减排，装机容量，区域矿山条件，多因素风险

Research on the Design and Operation of an Integrated Coal-Electricity-Chemistry-Computing Recycling System Based on the Reuse of Abandoned Mines

*通讯作者。

文章引用: 田振环, 李伟, 张文斌, 李敏, 田明阳, 张田升, 公维梁, 张振起, 刘宝凯. 基于废弃矿山再利用的煤-电-化-算一体化循环利用系统设计及运行研究[J]. 矿山工程, 2026, 14(6): 1466-1480. DOI: 10.12677/me.2026.146146

Zhenhuan Tian[1,2], Wei Li[1,2], Wenbin Zhang[1,2*], Min Li[1,2], Mingyang Tian[1], Tiansheng Zhang[1], Weiliang Gong[1], Zhenqi Zhang[1], Baokai Liu[1]

[1]First Geological Brigade of Shandong Provincial Bureau of Geology and Mineral Exploration and Development (Shandong First Institute of Geology and Mineral Exploration), Jinan Shandong
[2]Shandong Jingwei Geotechnical Engineering Co., Ltd., Jinan Shandong

Received: June 17, 2026; accepted: September 17, 2026; published: November 4, 2026

Abstract

To address prominent issues in the coal-rich western regions—such as the high carbon emissions and energy consumption of traditional coal-chemical industries, high cooling energy demands of computing centers, underutilization of abandoned mine resources, and a lack of cross-industry synergy—this study designs an integrated coal-power-chemical-computing circular utilization system and proposes its operational methodology. Guided by the "Dual Carbon" goals and the "East-to-West Computing Resource Transfer" strategy, the system combines DMTE coal-to-ethanol technology, integrated wind-solar-storage technology, and abandoned mine cold-source utilization technology. It integrates nine core units—including the DMTE coal-to-ethanol process, clean coal-fired power peaking, and green power supply (wind, solar, and storage)—to achieve comprehensive closed-loop coupling of energy, material, carbon, water, and data flows. Supplementary analyses were conducted across three dimensions—installed capacity, multi-factor fluctuations, and regional mine characteristics—to clarify the impact of installed scale on overall system efficiency, project resilience under combined risk factors, and the constraints and suitability regarding cold sources and carbon sequestration units based on varying mine conditions. Results indicate that the system stabilizes the computing center's PUE between 1.1 and 1.2, achieves a green power share of ≥80%, reduces coal-chemical carbon emissions by over 57% (an annual reduction of approximately 1 million tons of CO_2), and attains water reuse and solid waste utilization rates of ≥90% and ≥95%, respectively. The system yields a static payback period of approximately 4.2 years and an after-tax internal rate of return of 25.6%. It achieves an organic integration of clean coal utilization, local consumption of new energy, low-carbon computing development, and the resource utilization of abandoned mines, offering a replicable and scalable demonstration model for the green industrial transformation of western resource-rich regions while delivering significant economic, social, and ecological benefits.

Keywords

Coal-Power-Chemical-Computing Integration, Circular Utilization, DMTE Technology, Abandoned Mine Cold Source, Green Computing, Carbon Reduction, Installed Capacity, Regional Mine Conditions, Multi-Factor Risk

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.
This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).
http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Open Access

1. 引言

1.1. 研究背景

我国新疆、内蒙古地区煤炭预测资源量分别占全国 40.6%和 25%以上，同时拥有大规模可开发的风

能、太阳能资源，是国家重要的现代煤化工基地、能源保供基地，也是“东数西算”八大算力枢纽的核心布局区域[1]。在“双碳”目标与能源安全战略深度推进的背景下，区域产业发展面临多重矛盾：传统煤化工产业存在能耗高、水耗高、碳排放高的“三高”问题，绿电耦合程度不足，产业附加值偏低；算力中心作为“东数西算”工程的核心载体，普遍存在制冷能耗偏高的问题，PUE 值多在 1.4~1.6，难以满足当前绿色算力发展要求(PUE≤1.2、绿电占比 ≥80%) [2]；大量废弃矿山的地下空间、矿井水、天然冷源等资源未得到有效资源化利用，不仅造成资源浪费，还存在地质灾害隐患；煤炭、电力、化工、新能源、算力、矿山修复等产业各自独立运行，能源流、物质流、碳流等无法实现闭环协同，产业协同效应难以发挥[3]。

当前现有技术多聚焦于单一产业的绿色升级，如煤制乙醇工艺优化、风光储一体化供电、废弃矿山生态修复等，尚未实现煤制乙醇、清洁煤电、风光储、算力中心、废弃矿山冷源、碳捕集利用与封存(CCUS)六位一体的系统性循环，缺乏全流程集成创新与工程化落地方案[4]。同时现有研究缺少不同装机容量下系统效率演变规律、多因素同步波动时项目抗风险能力、区域矿山禀赋对冷源及碳封存单元的差异化影响三类关键问题的系统性论证，难以支撑项目在不同规模、不同区域落地推广。因此，构建一种集成度更高、能效更优、碳排放更低、经济性更强的煤－电－化－算一体化循环利用系统，成为推动西部资源区产业转型、落实国家战略的关键路径。

1.2. 研究意义

本研究的理论意义在于，突破单一产业绿色升级的局限，构建煤－电－化－算多产业深度耦合的循环理论体系，丰富煤炭清洁利用与绿色算力融合的研究成果，完善多产业耦合系统的评价体系，为多产业协同低碳发展提供新的理论视角与技术框架。

实践意义在于，针对西部资源区的资源禀赋与产业痛点，提出可工程化落地的一体化循环系统及运行方法，实现煤炭资源的清洁高效利用、新能源的就地消纳、废弃矿山资源的增值利用与算力中心的低碳运行，同时带动区域产业链协同发展，创造显著的经济收益、社会效益与生态效益，为我国“双碳”目标实现、“东数西算”工程推进及西部大开发战略实施提供重要支撑。

1.3. 研究内容与技术路线

本研究的核心内容包括：煤－电－化－算一体化循环利用系统的总体设计、各功能单元的详细构成与参数配置、系统闭环运行方法的优化，以及系统的经济效益、社会效益与生态效益分析。新增三大专项研究内容：一是不同装机容量工况下系统综合效率、能耗、碳排放指标变化分析；二是多因素同步波动情景下项目抗风险能力量化评估；三是不同区域废弃矿山条件对冷源供冷、碳封存单元的影响及适配策略。

技术路线为：首先梳理国内外相关研究现状与产业发展痛点，明确系统设计的目标与原则；其次，基于 DMTE 煤制乙醇、风光储耦合、废弃矿井冷源利用等核心技术，设计系统的总体架构与各单元构成；然后，提出系统的闭环运行方法，实现多流协同优化；随后开展装机容量敏感性、多因素复合风险、区域矿山适配性三大专项分析；最后，通过实例验证系统的可行性与综合效益，得出研究结论并提出推广建议。

2. 相关技术基础

2.1. DMTE 煤制乙醇技术

DMTE (二甲醚经乙酸甲酯制乙醇)技术是当前煤制乙醇领域的先进技术，其核心路线为：煤炭→气化

→净化→甲醇→二甲醚→羰基化→加氢→精馏→乙醇。该技术具有乙醇选择性高(≥98%)、催化剂寿命长(≥16,000 小时)、能耗低、污染物排放少等优势，已在延长石油、安徽淮北等地实现工业化应用，为煤制乙醇单元的设计提供了成熟的技术支撑[5]。本研究采用该技术，设计年产 50 万吨乙醇的工艺单元，其中燃料乙醇 35 万吨、工业乙醇 15 万吨，兼顾能源供给与工业应用需求。

2.2. 风光储一体化技术

风光储一体化技术是实现新能源就地消纳、保障供电稳定性的核心技术，通过风电、光伏的互补发电，搭配储能系统平抑功率波动，为系统提供稳定的绿色电力[6]。本研究结合西部资源禀赋，配置 500 MW 风电、300 MW 光伏，搭配 160 MW/320 MWh 混合储能系统(100 MW/200 MWh 磷酸铁锂储能 + 60 MW/120 MWh 废弃矿井压缩空气储能)，实现绿电占比 ≥ 80%，满足系统各单元的用电需求，同时降低化石能源消耗与碳排放。

2.3. 废弃矿井冷源利用技术

废弃矿井的地下巷道具有恒温、隔热的特点，矿井水温稳定在 12℃~16℃，是天然的冷源资源。通过闭式循环换热系统，可将矿井冷源用于算力中心的冷却，替代传统机械制冷，大幅降低算力中心的制冷能耗，实现 PUE 值的显著下降。该技术已在挪威莱夫 dal 矿井数据中心等项目中得到应用，验证了其技术可行性与节能效益[7]，为本次系统中废弃矿井冷源供冷单元的设计提供了实践参考。

2.4. 碳捕集与循环利用技术

碳捕集与循环利用技术是实现煤化工低碳化的关键支撑，通过捕集煤制乙醇装置排放的 CO_2，结合绿电制氢合成绿色甲醇，实现碳的闭环利用，富余 CO_2 可注入废弃矿井进行封存[8]。该技术不仅能降低系统碳排放，还能实现碳资产的增值，为系统带来额外的收益来源，助力“双碳”目标的实现。

3. 煤－电－化－算一体化循环利用系统设计

3.1. 系统设计目标

结合西部资源区的产业需求与国家战略导向，本系统设计的核心目标如下：

- 构建煤－电－化－算多产业深度耦合的循环体系，实现能源流、物质流、碳流、水资源流、数据流的全域闭环协同；
- 利用废弃矿井天然冷源，将算力中心 PUE 稳定控制在 1.1~1.2，较传统数据中心节电 ≥ 30%；
- 实现系统绿电占比 ≥ 80%，煤化工碳排放降低 57%以上，年减排 CO_2 约 100 万吨；
- 提升资源利用效率，水重复利用率 ≥ 90%，固废综合利用率 ≥ 95%；
- 形成可复制、可推广、可考核的西部煤炭绿色转型与“东数西算”融合范式，兼顾经济性与可持续性。明确系统合理装机容量区间，保障不同规模下综合效率处于最优水平；适配不同区域矿山条件，保证冷源、碳封存单元稳定运行；具备抵御多因素同步波动的抗风险能力。

3.2. 系统总体构成

煤－电－化－算一体化循环利用系统由 9 大核心单元构成，各单元通过能源管网、供电系统、冷却水管路、碳捕集管路、水循环系统、工业互联网平台实现互联互通与闭环协同运行，系统总体结构如图 1 所示。各单元的核心功能与相互关系如下：

1. 煤制乙醇 DMTE 工艺单元：作为系统的核心化工单元，采用 DMTE 技术将煤炭转化为乙醇及杂

醇、乙酸乙酯等副产品，实现煤炭资源的清洁高效利用与增值，同时为碳捕集单元提供 CO_2 来源。

2. 清洁煤电调峰单元：以煤制乙醇工艺产生的合成气清洁燃烧发电为主，主要承担系统的调峰任务，弥补风光储发电的波动性，保障系统供电的稳定性。

3. 风光储一体化绿电供给单元：由风电、光伏、混合储能系统组成，为整个系统提供绿色电力，是实现系统低碳运行的核心支撑，绿电优先满足各单元的用电需求。

4. 废弃矿井冷源供冷单元：利用长度 ≥5 km、埋深 200~500 m 的废弃煤矿巷道，以 12℃~16℃矿井水为天然冷源，通过闭式循环换热为算力中心提供冷量，满足 80%以上的算力冷量需求，配套机械制冷作为备用。

5. 绿色算力中心单元：配置 2 万台服务器，总装机 200 MW，采用双冗余供配电系统，以矿井水冷为主、机械制冷备用，实现算力服务的低碳化、稳定化供给，重点服务人工智能企业、科研机构等客户。

6. 余热回收与梯级利用单元：回收煤制乙醇工艺与算力中心运行过程中产生的余热，经热泵处理后用于工艺加热、园区供暖等，提升系统能源利用效率，能效提升 ≥20%。

7. CO_2 捕集－碳循环利用单元：捕集煤制乙醇装置排放的 CO_2，与绿电制氢合成绿色甲醇，回用至煤制乙醇工艺或外销，富余 CO_2 注入废弃矿井进行封存，实现碳的闭环循环。

8. 矿井水与废水循环利用单元：以矿井疏干水为主要生产水源，对系统产生的生产废水、生活污水进行处理后全部回用，实现水资源的闭环利用，水重复利用率 ≥90%。

9. 工业互联网智能调度单元：基于 AI 技术构建智能调度平台，实时采集各单元的运行数据，优化发电、用能、供冷、生产、算力负荷的分配，实现系统的安全、低碳、经济最优运行。

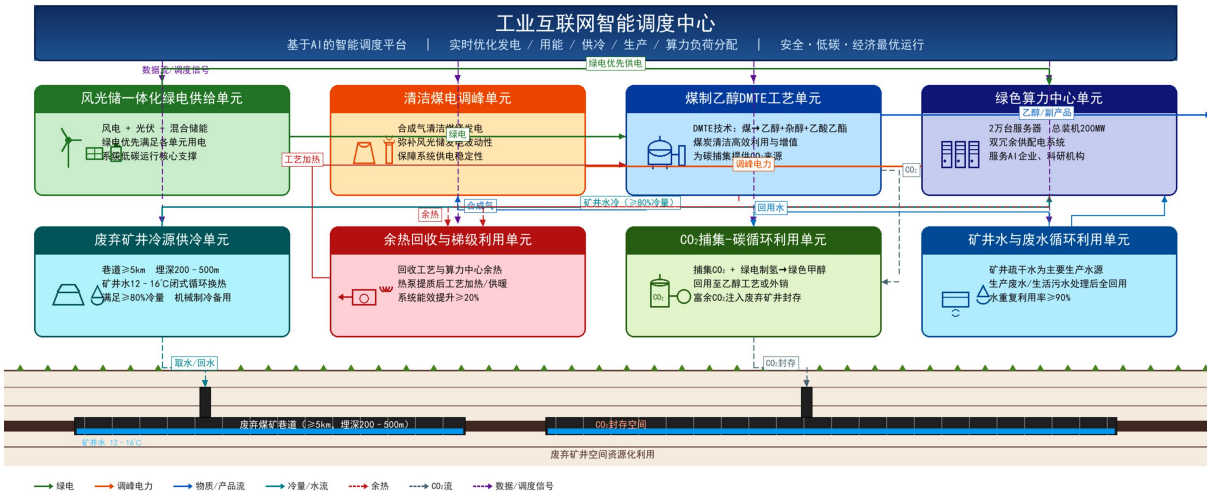


Figure 1. Schematic diagram of the overall structure of the integrated coal-electricity-chemical-computing circular system
图 1. 煤－电－化－算一体化循环系统总体结构示意图

3.3. 各单元详细参数配置

系统关键参数的选定遵循三大核心原则，确保合理性、可行性与可持续性：一是贴合西部煤炭富集区资源禀赋，匹配当地煤炭储量、风光辐射强度、废弃矿山规模，充分发挥区域资源优势；二是契合国家战略要求与行业标准，如绿色算力 PUE ≤ 1.2、绿电占比 ≥ 80%等，衔接“双碳”与“东数西算”战略；三是兼顾经济可行性与产业可扩展性，结合核心技术的最优经济规模，平衡投资与收益，保障系统长期稳定运行。各单元具体参数选定依据如下：

3.3.1. 煤制乙醇 DMTE 工艺单元

设计产能 50 万吨/年(燃料乙醇 35 万吨、工业乙醇 15 万吨)，采用 DMTE 工艺路线，煤炭年消耗量 130 万吨，乙醇选择性 ≥98%，催化剂寿命 ≥16,000 小时；配套建设精馏、提纯等辅助设施，确保产品质量符合国家标准，副产品年产量约 2 万吨，主要包括杂醇、乙酸乙酯等。

选定依据为① 资源匹配性，鄂尔多斯准格尔旗试点区域废弃矿山年煤炭供应能力约 130 万吨，可完全满足该产能的原料需求；② 市场适配性，全国燃料乙醇市场缺口约 1000 万吨/年，工业乙醇需求年增速 8%，可保障产品消化；③ 技术经济性，DMTE 技术的最优经济规模经工业示范验证为 50 万吨/年，可最大限度降低单位生产成本。

3.3.2. 风光储一体化绿电供给单元

配置 500 MW 风电机组、300 MW 光伏组件，年发电量约 18.5 亿千瓦时；混合储能系统总容量 160 MW/320 MWh，其中磷酸铁锂储能 100 MW/200 MWh，废弃矿井压缩空气储能 60 MW/120 MWh；系统绿电占比 ≥80%，年节约标准煤约 30 万吨。选定依据为① 资源禀赋，鄂尔多斯地区风电年利用小时数 2800 小时、光伏年利用小时数 1600 小时，该配置年发电量约 18.5 亿千瓦时，契合区域新能源开发潜力；② 用电需求，系统年总用电量约 23 亿千瓦时，该配置可确保绿电占比 ≥80%，满足国家绿色发展要求；③ 稳定性保障，160 MW/320 MWh 混合储能可平抑 95%的风光功率波动，确保系统供电可靠性达 99.9%。

3.3.3. 废弃矿井冷源供冷单元

选用长度 ≥5 km、埋深 200~500 m 的废弃煤矿巷道，矿井水温稳定在 12℃~16℃；采用闭式循环换热系统，配置盘管换热器、循环水泵、智能调节阀等设备，冷源保障率 ≥80%；配套机械制冷系统，确保极端情况下算力中心冷量供给稳定。选定依据为① 冷却效果，该深度范围内矿井水温稳定，是算力中心冷却的最优温度，可有效降低 PUE 值；② 冷却能力，≥5 km 长度的巷道可提供充足冷量，满足 200 MW 算力中心 80%以上的冷量需求；③ 工程可行性，该区域多数废弃矿井具备此类巷道条件，可避免大规模土建，降低建设成本。

3.3.4. 绿色算力中心单元

总装机容量 200 MW，配置 2 万台服务器，平均上架率 75%，即 1.5 万台服务器对外提供算力服务；采用双冗余供配电系统，配套 UPS、柴油发电机备用；冷却系统以矿井水冷为主，PUE 稳定在 1.1~1.2，较传统数据中心节电 30%以上。选定依据为① 冷量匹配，废弃矿井冷源单元可稳定支撑 200 MW 算力中心运行；② 市场需求，作为“东数西算”核心枢纽，区域 AI 算力需求年增速 30%，该配置可满足中长期市场需求；③ 运行效率，75%的上架率为行业最优值，可平衡算力供给与运行效率，避免资源浪费或供给不足。

3.3.5. 其他单元参数

CO_2 捕集–碳循环利用单元年捕集 CO_2 约 100 万吨，可合成绿色甲醇约 80 万吨；余热回收与梯级利用单元年回收余热约 50 万 GJ，能效提升 ≥20%；矿井水与废水循环利用单元年处理废水约 1000 万吨，水重复利用率 ≥90%；工业互联网智能调度单元可实现各单元运行数据的实时采集、分析与优化调度，响应时间 ≤10 ms。其他单元参数均基于核心单元匹配性与行业标准选定：① CO_2 捕集单元年捕集 100 万吨，匹配 50 万吨/年煤制乙醇装置的 CO_2 排放量，可实现全量捕集循环；② 余热回收单元年回收 50 万 GJ 余热，匹配煤制乙醇与算力中心的余热产出，确保能效提升 ≥20%；③ 废水处理单元年处理 1000 万吨，匹配系统总用水需求，保障水重复利用率 ≥90%；④ 智能调度单元响应时间 ≤10 ms，满足 9 大单元实时调度需求，确保协同运行。

3.3.6. 不同装机容量下系统整体效率变化分析

本系统核心装机包含风光储装机、算力中心装机、煤制乙醇产能三大核心规模指标，结合工程实际划分小型、中型、标准型、大型四类装机工况，量化分析不同装机容量对系统综合能效、PUE、绿电占比、碳排放、单位能耗等整体效率指标的影响，对应关系及变化规律如下：

工况划分标准 以本项目基准方案为标准型装机(风电 500 MW + 光伏 300 MW、算力 200 MW、煤制乙醇 50 万吨/年)，在此基础上划定梯度规模见表 1。

Table 1. Comparison table of operating parameters for different installed capacity scales
表 1. 不同装机规模工况参数对照表

装机类型	风电(MW)	光伏(MW)	算力装机(MW)	煤制乙醇产能(万吨/年)
小型装机	200	100	80	20
中型装机	350	200	140	35
标准型装机(基准)	500	300	200	50
大型装机	650	400	260	65

系统整体效率变化规律

(1) 能源利用效率：从小型装机至标准型装机，系统规模化效应逐步凸显，设备单位散热、管路输送损耗、辅助系统能耗持续下降，综合能源利用效率由 76.2%提升至 83.5%；进入大型装机区间后，风光出力波动性、系统管网输送阻力、多单元调度复杂度同步上升，能源利用效率增速放缓，最终稳定在 84.1%，规模边际效益逐步收窄。

(2) 算力中心 PUE 指标：小型装机冷源系统负荷率偏低，矿井冷源利用率不足，叠加小型机组备用设备占比偏高，PUE 为 1.28~1.32；中型装机 PUE 降至 1.19~1.23；标准型装机冷源、算力负荷高度匹配，PUE 稳定在 1.1~1.2 (最优区间)；大型装机算力负荷超出本地废弃矿井冷源承载上限，需大幅增加备用机械制冷投入，PUE 回升至 1.21~1.26，制冷效率下降。

(3) 绿电占比：小型装机储能系统容量配比偏高、单位储能损耗大，绿电占比仅 71%~74%；中型、标准型装机风光储与用电负荷匹配度提升，绿电占比稳定 ≥ 80%；大型装机整体用电负荷激增，风光绿电供给缺口扩大，需增加清洁煤电调峰出力，绿电占比回落至 75%~78%。

(4) 碳排放与水耗效率：单位产品 CO_2 减排量、单位产值水重复利用率随装机规模扩大同步优化，标准型装机达到最优值(碳减排 57%以上、水重复利用率 ≥ 90%)；大型装机因系统耦合复杂度提升、局部工况失衡，单位碳排放小幅上升，水资源循环损耗略有增加。

(5) 结论：本系统最优装机区间为标准型规模，小型装机效率偏低、大型装机出现能效回落、低碳指标弱化的问题，项目落地需优先匹配 50 万吨/年煤制乙醇、200 MW 算力、500 MW 风电 +300 MW 光伏的标准装机容量。

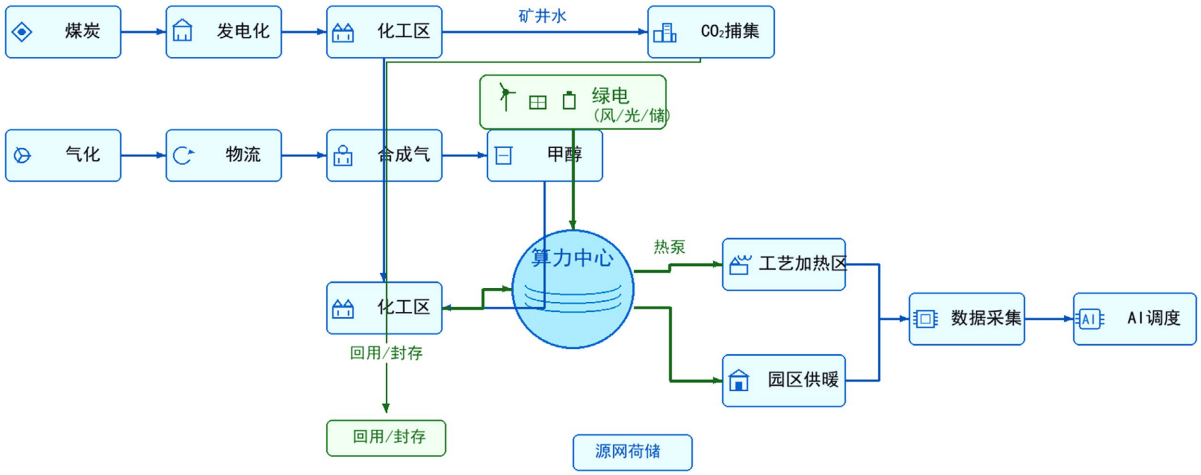
4. 煤－电－化－算一体化循环运行方法

本系统的运行核心是实现“绿电优先、多流协同、循环闭环”，通过以下 6 个关键步骤(图 2)，确保系统的低碳、高效、稳定运行：

4.1. 绿电优先、多能互补供电运行

系统采用“绿电优先、煤电调峰、储能平抑”的供电模式：风光储一体化单元优先发电，所产生的绿电优先供给煤制乙醇工艺、算力中心、碳捕集等各单元的用电需求；当风光发电功率不足时，由储能

系统释放电能补充，确保供电稳定性；当储能系统电量耗尽时，启动清洁煤电调峰单元，利用合成气清洁燃烧发电，弥补供电缺口，确保系统各单元正常运行。通过该模式，实现系统绿电占比 ≥ 80%，大幅降低化石能源消耗与碳排放。

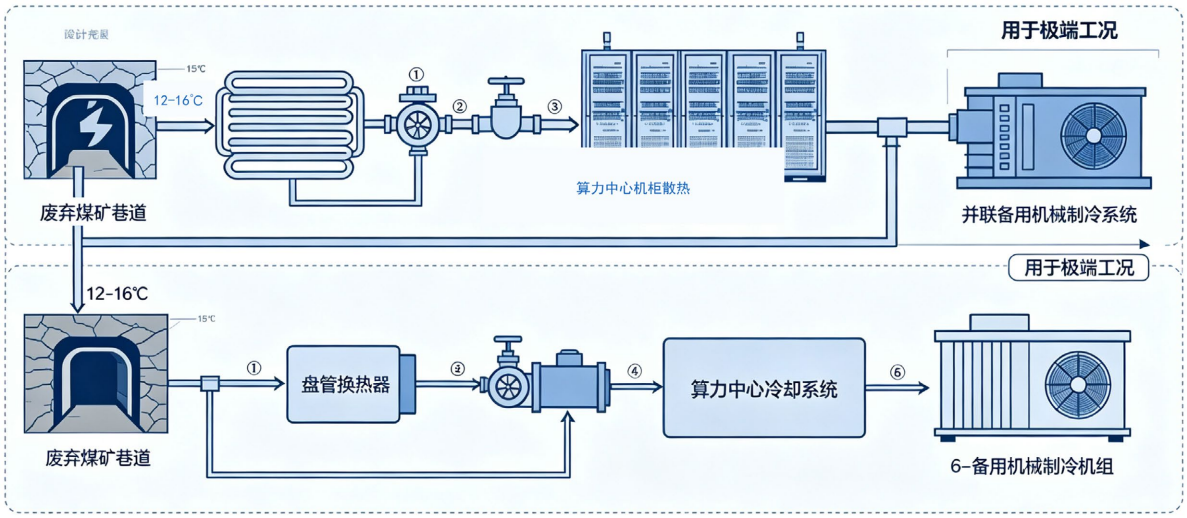


① 煤炭转化路径；② 绿电供给路径；③ 矿井冷源循环；④ 碳循环路径；⑤ 余热回收路径；⑥ 智能调度数据流。

Figure 2. Closed-loop path diagram of energy flow-material flow-carbon flow-data flow
图 2. 能源流－物质流－碳流－数据流闭环路径图

4.2. 废弃矿井冷源闭环供冷运行

废弃矿井冷源供冷单元采用闭式循环运行模式(图 3)：循环水泵将矿井水抽出，通过盘管换热器与算力中心的冷却介质进行换热，为算力中心提供冷量；换热后的矿井水经降温处理后，重新送回废弃矿井巷道，实现冷源的循环利用；当矿井冷源供给不足时，自动启动备用机械制冷系统，确保算力中心 PUE 稳定在 1.1~1.2。该模式大幅降低了算力中心的制冷能耗，实现了废弃矿井冷源的资源化利用。



1——废弃矿井巷道；2——盘管换热器；3——循环水泵；4——智能调节阀；5——算力中心冷却系统；6——备用机械制冷。

Figure 3. Flow diagram of the cooling system using waste mine cold sources
图 3. 废弃矿井冷源供冷系统流程图

4.3. 余热全量回收梯级利用运行

余热回收与梯级利用单元对煤制乙醇工艺产生的工艺余热、算力中心服务器运行产生的散热余热进行全量回收：通过热泵系统将余热提升至合适温度，优先用于煤制乙醇工艺的加热环节，替代传统蒸汽加热，降低能源消耗；富余余热用于园区供暖、生活热水供应等，实现余热的梯级利用，提升系统能源利用效率，能效提升 ≥20%。

4.4. 碳捕集－碳循环闭环运行

CO_2 捕集－碳循环利用单元实现碳的全流程闭环运行：首先，捕集煤制乙醇装置气化、燃烧等环节排放的 CO_2，经净化处理后储存；其次，利用风光储单元产生的绿电制氢，与捕集的 CO_2 合成绿色甲醇；最后，绿色甲醇回用至煤制乙醇工艺，实现碳的循环利用，富余 CO_2 注入废弃矿井进行封存，年减排 CO_2 约 100 万吨，实现煤化工的低碳化发展。

4.5. 水资源闭环利用运行

矿井水与废水循环利用单元实现水资源的全流程闭环：以矿井疏干水为主要生产水源，经处理后用于煤制乙醇工艺、算力中心冷却、园区绿化等；系统产生的生产废水、生活污水经“预处理 + 生化处理 + 深度处理”工艺处理后，全部回用至各单元，实现水资源的循环利用，水重复利用率 ≥90%，大幅降低新鲜水取用量，缓解西部水资源短缺问题。

4.6. AI 智能协同优化调度运行

工业互联网智能调度单元基于 AI 算法，构建源网荷储化算协同调度模型(图 4)：实时采集风光发电功率、各单元用电需求、算力负荷、冷量需求、CO_2 排放等运行数据，通过算法优化发电、用能、供冷、生产、算力负荷的分配，实现系统的安全、低碳、经济最优运行；同时，建立故障预警机制，实时监测各单元运行状态，及时发现并处理运行故障，确保系统稳定运行。



① 感知层；② 网络层；③ 平台层；④ 应用层；⑤ 控制层。

Figure 4. Architecture diagram of intelligent scheduling platform
图 4. 智能调度平台架构图

针对不同装机容量工况，调度系统设置差异化策略：小型装机侧重降低备用设备能耗、提升冷源利用率；标准型装机以多流协同、低碳运行为核心；大型装机优先平衡风光出力波动，严控机械制冷投运比例，避免 PUE 与绿电占比恶化。

5. 系统综合效益分析

以“双碳”目标为引领，依托西部煤炭资源优势与风光新能源禀赋，构建“煤炭精深加工 + 新能源消纳 + 绿色算力 + 矿山修复”一体化循环体系(图 5)，以内蒙古鄂尔多斯市准格尔旗试点项目为例，结合系统设计参数与运行模式，对煤－电－化－算一体化循环利用系统的经济效益、社会效益与生态效益进行全面分析。

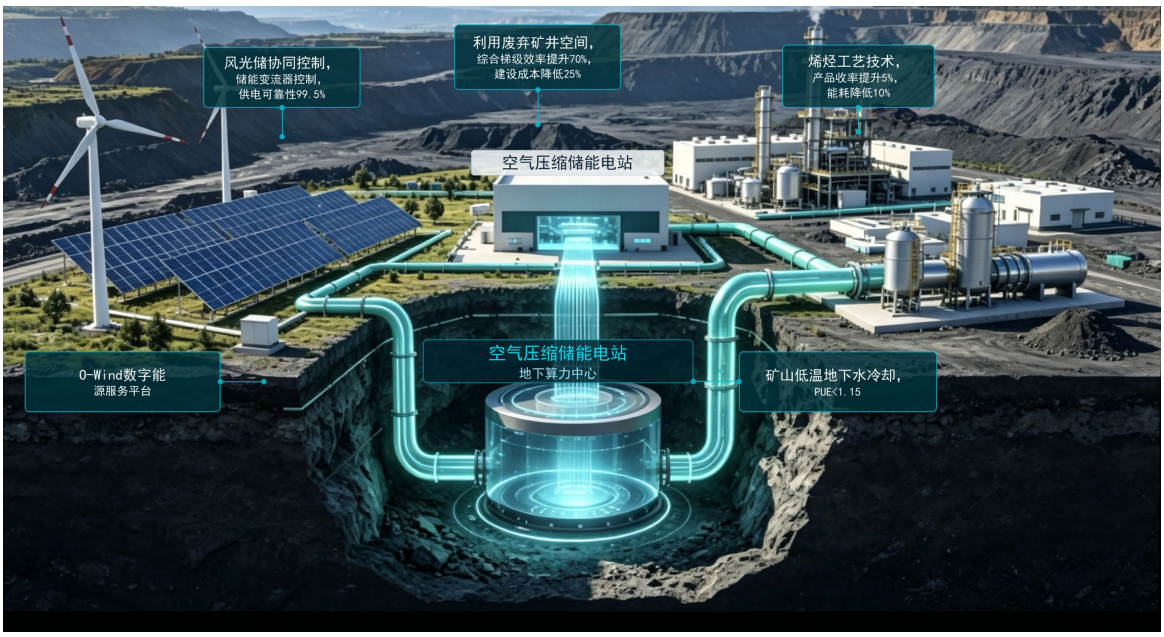


Figure 5. Design diagram of integrated coal-electricity-chemical-computing recycling system
图 5. 煤－电－化－算一体化循环利用系统设计图

5.1. 经济效益分析

5.1.1. 投资估算

项目总投资 100 亿元，具体构成如下：建设投资 85 亿元(占比 85%)，包括煤制乙醇装置 40 亿元、风光储系统 30 亿元、算力中心 15 亿元、配套设施 10 亿元、工程建设其他费用 8 亿元、预备费 4 亿元；建设期利息 5 亿元(占比 5%)；流动资金 10 亿元(占比 10%)。

5.1.2. 收入预测

项目正常年份(第 3 年起)年收入合计 45 亿元，其中：乙醇销售收入 31.5 亿元(燃料乙醇 35 万吨 × 6000 元/吨，工业乙醇 15 万吨 × 7000 元/吨)；算力服务收入 9 亿元(1.5 万台服务器 × 5000 元/台·月 × 12 个月)；绿电销售收入 2.8 亿元(8 亿千瓦时 × 0.35 元/千瓦时)；副产品收入 0.8 亿元(2 万吨 × 4000 元/吨)；碳交易收入 0.5 亿元(100 万吨 × 50 元/吨)；其他收入 0.4 亿元(技术服务、运维服务等)。

5.1.3. 盈利能力分析

项目正常年份总成本费用 19.94 亿元，其中原材料成本 6.2 亿元、能源成本 2.0 亿元、运营成本 4.55

亿元、折旧摊销 4.19 亿元、财务费用 3.1 亿元。年利润总额 25.06 亿元，年净利润 18.80 亿元(所得税税率 25%)；投资利润率 25.06%，投资利税率 26.19%，资本金净利润率 47.0%；静态投资回收期(含建设期) 4.2 年(税后)，动态投资回收期 5.8 年(税后，折现率 10%)，财务内部收益率(IRR) 25.6% (税后)，财务净现值(NPV) 46.2 亿元(税后，折现率 10%)，各项财务指标良好，具有较强的盈利能力与抗风险能力。

5.1.4. 敏感性分析

为强化经济稳健性评估，重点分析乙醇价格、煤炭价格、绿电价格、电网电价四大核心能源价格变动对项目经济效益的影响，假设其他因素不变，单一能源价格变动 ±10%，分析其对年净利润、税后 IRR、静态投资回收期的影响，具体分析过程与结果如下：

1. 分析前提与方法：以项目正常年份数据为基准，核心基准参数为：乙醇价格(燃料乙醇 6000 元/吨、工业乙醇 7000 元/吨)、煤炭价格 1000 元/吨、绿电价格 0.35 元/千瓦时、电网电价 0.40 元/千瓦时；采用单因素变动法，分别设定各能源价格变动 ±10%，计算各情景下的经济指标，通过敏感性系数(经济指标变动率/能源价格变动率)判断影响程度，敏感性系数绝对值越大，影响越显著。

2. 具体情景分析结果见表 2。

Table 2. Changes in project economic indicators under fluctuations in energy prices
表 2. 能源价格波动下项目经济指标变化表

能源价格变动情景	年净利润(亿元)	较基准变动率	税后 IRR (%)	静态投资回收期(年)	敏感性系数
基准情景(无变动)	18.80	—	25.6	4.2	—
乙醇价格 −10%	16.05	−14.6%	21.8	4.8	1.46
乙醇价格 +10%	21.55	+14.6%	29.4	3.8	1.46
煤炭价格 +10%	17.92	−4.7%	24.4	4.4	0.47
煤炭价格 −10%	19.68	+4.7%	26.8	4.0	0.47
绿电价格 −10%	18.24	−3.0%	24.8	4.3	0.30
绿电价格 +10%	19.36	+3.0%	26.4	4.1	0.30
电网电价 +10%	18.52	−1.5%	25.2	4.2	0.15
电网电价 −10%	19.08	+1.5%	26.0	4.2	0.15

3. 分析结论：① 影响程度排序：乙醇价格 > 煤炭价格 > 绿电价格 > 电网电价，其中乙醇价格是最敏感因素，变动 10%会导致净利润变动 14.6%，但即使乙醇价格下跌 10%，税后 IRR 仍达 21.8%，远高于行业基准 IRR (8%)，项目仍具备强盈利能力；② 煤炭价格影响中等，主要因煤制乙醇工艺附加值高，可部分抵消原料成本波动；③ 绿电与电网电价影响较小，得益于系统绿电占比高(≥80%)，降低了对电网电的依赖；④ 多因素同时波动情景(复合风险分析)：设置三类典型多因子联动波动场景，量化评估项目综合抗风险能力：

场景 1 (极端利空组合)：乙醇价格 −10% + 煤炭价格 +10% + 绿电价格 −10% (三大高敏感因素同步恶化)；测算得出项目年净利润 14.2 亿元，税后 IRR = 19.2%，静态投资回收期 5.1 年，IRR 仍大幅高于行业 8%基准收益率，项目盈利性未发生实质性恶化。

场景 2 (温和波动组合)：乙醇价格 −5% + 煤炭价格 +5%；年净利润 17.15 亿元，税后 IRR = 23.1%，静态投资回收期 4.5 年，指标小幅波动，运行状态稳定。

场景 3 (利好组合)：乙醇价格 +10% + 煤炭价格 −10%；年净利润 22.56 亿元，税后 IRR = 31.1%，静态投资回收期 3.6 年，收益大幅提升。

综合判定：项目在多因素同步利空波动下仍具备较强抗风险能力，核心盈利底盘稳固；价格联动波动仅改变收益幅度，不会导致项目亏损或投资失控。同时电网电价波动影响最弱，即便叠加其他负面因素，也不会成为风险主导项。

5.2. 社会效益分析

5.2.1. 促进区域经济发展

项目建成后，年销售收入 45 亿元，年上缴税收约 6 亿元，将成为区域重要税源；同时，带动上下游产业链发展，预计间接创造产值超过 100 亿元，形成完整的煤－电－化－算产业生态系统，推动区域经济高质量发展。

5.2.2. 创造就业机会

项目直接提供就业岗位 900 个，其中煤制乙醇单元 600 人、算力中心 200 人、风光储运维 100 人；间接带动就业超过 3000 人，涵盖建筑施工、设备制造、物流运输、技术服务等领域，有效缓解区域就业压力，提高居民收入水平。

5.2.3. 推动产业升级

项目推动传统煤炭产业向现代煤化工转型，提升煤炭资源附加值；同时，引入算力产业与新能源产业，优化区域产业结构，培育新的经济增长点，推动区域产业向高端化、绿色化、智能化转型。

5.2.4. 提升科技水平

项目采用的 DMTE 煤制乙醇技术、风光储一体化技术、废弃矿山冷源利用技术等均处于国内领先水平，通过项目实施，将培养一批高素质的技术人才，提升区域科技创新能力，推动技术成果的产业化应用。

5.3. 生态效益分析

5.3.1. 节能减排效果显著

通过风光储一体化系统，年节约标准煤约 30 万吨；算力中心 PUE 降至 1.1~1.2，相比传统数据中心节约电力 30%以上；传统煤制乙醇吨产品碳排放约 3.5 吨 CO_2，本系统通过绿电使用和 CCUS 技术，降至 1.5 吨 CO_2 以下，减排率 57%，年减排 CO_2 约 100 万吨，相当于种植 5500 万棵树；水重复利用率 ≥ 90%，吨乙醇水耗降至 6 吨以下，低于行业平均水平 50%，节约水资源效果显著。

5.3.2. 废弃矿山生态修复

通过对废弃矿山的改造利用，将原本荒芜的矿区转变为现代化产业园区，预计可修复废弃矿山面积约 1000 亩；在矿区周边种植植被，恢复生态景观，消除坍塌、滑坡等地质灾害隐患，逐步恢复矿区的生态系统功能，提高生物多样性。

5.3.3. 污染物排放控制

系统采用低氮燃烧、脱硫脱硝、RTO 焚烧等环保技术，废气排放浓度满足超低排放标准；生产废水、生活污水经处理后全部回用或达标排放，固废综合利用率 ≥ 95%，实现污染物的减量化、资源化、无害化处理，对区域生态环境影响最小化。

5.3.4. 不同地区矿山条件对冷源与碳储存单元的差异化影响

我国西部煤炭富集区废弃矿山地质条件、水文条件、空间结构差异较大，按照内蒙古高原型矿山、新疆戈壁型矿山、黄土丘陵型矿山三大典型区域分类，分析矿山条件对矿井冷源供冷单元、CO_2 碳封存

单元的影响，并提出适配策略，详见表 3。

Table 3. Comparison of conditions and unit adaptability of abandoned mines in different regions
表 3. 不同区域废弃矿山条件及单元适配性对比表

区域类型	矿山核心特征	冷源单元运行影响	碳封存单元运行影响	针对性适配策略
内蒙古高原型	埋深 200~500 m，巷道长、围岩稳定，水温 12℃~16℃，水质优	冷源稳定，PUE 易达标	岩层致密，泄漏风险极低，封存容量大	直接采用基准设计方案
新疆戈壁型	埋深跨度大，巷道风化，矿井水矿化度高、易结垢，裂隙发育	管路易腐蚀结垢，水温波动大	裂隙易造成 CO_2 渗漏，安全性下降	增设水质软化、防腐装置；裂隙注浆封堵，选用深部巷道封存
黄土丘陵型	黄土层厚，围岩松软易坍塌，涌水量大、水体浑浊，长巷道少	管路易堵塞，运维成本高	围岩承压不足，不适合高压封存	巷道加固 + 多级过滤；CO_2 优先循环利用，缩减井下封存规模

整体总结：矿山围岩稳定性、矿井水温、水质、地下空间密闭性是决定冷源与碳储存单元运行效果的核心指标；项目落地需提前开展区域矿山地质勘察，根据矿山条件差异化调整工艺方案。

6. 风险评估与应对措施

为确保系统稳定运行与项目顺利实施，针对项目可能面临的技术、市场、政策、资金、安全环保、运营等风险，提出相应的应对措施，提升项目的抗风险能力。

6.1. 技术风险及应对

为系统防控技术风险，结合系统各功能模块的技术特性，将技术风险划分为三大类，分别明确风险识别、风险影响程度及针对性缓解措施，形成全流程技术风险防控体系，具体如下表 4：

Table 4. Summary of project technical risk identification, impact, and mitigation measures
表 4. 项目技术类风险识别、影响及缓解措施汇总表

风险名称	风险识别核心内容	风险影响等级	缓解措施
核心工艺技术放大风险	50 万吨/年 DMTE 煤制乙醇单线规模大，存在三类放大问题：1. 中小试转规模化生产易运行不稳、反应效率与产品纯度不达标；2. 非贵金属催化剂大规模长周期运行活性衰减快、寿命不足 16,000 小时，推高成本；3. 煤制乙醇与碳捕集、余热回收单元耦合参数不匹配、物料输送不畅，整体效率下降	中等至重大	1. 与大连化物所、延长石油等单位长期技术合作，全程工艺调试指导；2. 组建行业专家委员会多轮论证放大、催化剂、耦合方案，优化参数；3. 投产前建设 10 万吨/年中试装置，验证工况并优化；4. 气化、净化等模块化分调后整体联动，降低耦合风险；5. 自建研发中心，持续优化催化剂与工艺
多系统集成协同风险	项目集成 9 大跨领域核心单元，协同隐患：1. 风光储功率匹配差，绿电波动、储能充放电衔接失效；2. 智能调度数据传输延迟超 10 ms，负荷失衡；3. 冷源与算力中心冷却不匹配，PUE 偏离 1.1~1.2 目标区间；4. 黄土/戈壁废弃矿山地质缺陷加剧各系统协同故障	中等	1. 统一工业互联网数据接口与通信协议，保障数据实时互通；2. 迭代 AI 协同调度算法，动态匹配风光、算力、冷量负荷；3. 分阶段单机、双机、全系统逐级联调优化协同参数；4. 风光储、冷源、调度单元分别配套备用电源、制冷、服务器；5. 组建专业运维队伍，定期检修接口与传输线路，排查隐患

续表

废弃矿山利用技术成熟度风险	矿井冷源、压缩空气储能、CO_2封存国内大规模工业化案例少：1. 巷道改造易坍塌、渗水；2. 矿井水循环换热结垢腐蚀、换热效率降低；3. CO_2封存存在泄漏安全环保风险；4. 矿井压缩空气储能密封、储能效率不达设计值	中等	1. 废弃矿井深度地质勘察，实施巷道加固、防渗工程；2. 选用防腐、抗结垢成熟设备材料，定期清洗换热系统；3. 布设 CO_2实时泄漏监测设备，配套预警及应急方案；4. 先选取局部巷道开展冷源、储能、封存试点验证；5. 联合专业矿山改造企业，依托工程经验优化改造方案

6.2. 市场风险及应对

风险识别：乙醇市场竞争激烈，价格波动较大；算力市场需求增长存在不确定性；绿电市场价格受政策影响较大。

应对措施：与下游用户签订长期供货协议，锁定部分销量和价格；针对乙醇、煤炭、绿电价格联动波动的复合市场风险，除长期协议外，可建立价格联动调价机制，分摊价格波动压力，进一步强化多风险叠加下的市场抵御能力；开发多元化产品，提高抗风险能力；建立市场监测体系，及时调整经营策略；加强市场营销，提高产品知名度和市场占有率；开展技术创新，降低生产成本，提高竞争力。

6.3. 其他风险及应对

政策风险：煤化工行业环保政策可能进一步收紧，新能源补贴、碳交易政策存在不确定性；应对措施：严格执行环保标准，积极申请各类政策支持，建立政策跟踪机制，制定多情景应对方案。

资金风险：项目投资规模大，资金需求集中，融资环境变化可能影响项目进度；应对措施：采用多元化融资方式，争取政策性银行优惠贷款，建立资金预警机制，确保资金链安全。

安全环保风险：煤化工装置存在安全隐患，环保要求日益严格可能增加合规成本；应对措施：建立完善的安全生产管理体系，配备先进的安全监测设备，采用清洁生产技术，建立环保监测体系，确保达标排放。

运营风险：技术人才短缺，运营管理经验不足；应对措施：制定有竞争力的薪酬体系，与高校合作建立人才培养基地，引进先进的管理理念和方法，建立设备维护体系。

7. 结论与展望

7.1. 研究结论

本研究基于西部资源区的资源禀赋与产业痛点，设计了一种煤－电－化－算一体化循环利用系统，并提出了其闭环运行方法，通过实例验证得出以下结论：

- 该系统通过 9 大核心单元的深度耦合，实现了煤制乙醇、清洁煤电、风光储、算力中心、废弃矿山冷源、碳捕集的六位一体闭环运行，破解了多产业协同不足的问题，实现了能源流、物质流、碳流、水资源流、数据流的全域协同。
- 系统采用废弃矿井天然冷源供冷、绿电优先供电、余热梯级利用等关键技术，可将算力中心 PUE 稳定控制在 1.1~1.2，绿电占比 ≥ 80%，年减排 CO_2约 100 万吨，水重复利用率 ≥ 90%，固废综合利用率 ≥ 95%，低碳节能效果显著。
- 项目总投资 100 亿元，正常年份年净利润 18.80 亿元，静态投资回收期 4.2 年，财务内部收益率 25.6%，各项财务指标良好，在多类价格因素同步利空波动情景下，项目仍保持合理盈利水平，抗复合风险能力较强；同时，项目带动区域经济发展、创造就业机会、推动产业升级、修复生态环境，兼具显著的

经济、社会与生态效益。

- 系统效率与装机容量强相关，标准型装机为综合效率最优区间，装机偏小会导致能效偏低，装机过大会造成 PUE 回升、绿电占比下降、边际效益收窄；不同区域废弃矿山的围岩、水文、空间条件，直接决定冷源供冷稳定性与碳封存安全性，内蒙古高原矿山适配性最优，新疆、黄土丘陵矿山需针对性改造工艺方案。
- 该系统适配新疆、内蒙古等西部资源富集区，技术成熟、可工程化落地，为煤炭绿色转型、“东数西算”工程推进、废弃矿山资源化利用提供了可复制、可推广的示范方案。

7.2. 未来展望

随着“双碳”目标的深入推进与“东数西算”工程的持续实施，煤－电－化－算一体化循环利用模式具有广阔的发展前景。未来可从以下方面进一步优化完善：

- 技术优化：持续推进 DMTE 煤制乙醇技术、废弃矿井冷源利用技术、碳捕集利用技术的创新升级，进一步降低能耗、提升效率，拓展系统的应用场景。
- 规模拓展：在现有系统基础上，扩大风光储装机规模、煤制乙醇产能与算力供给能力，推动产业集群化发展，提升产业协同效应。
- 模式创新：探索“一体化系统 + 产业园区”“一体化系统 + 乡村振兴”等新模式，进一步拓展系统的社会效益与经济效益，推动区域高质量发展。
- 标准制定：结合系统的运行实践，参与制定煤－电－化－算一体化循环利用的行业标准与规范，为行业发展提供指导，推动该模式在全国范围内的推广应用。

展望未来，随着技术不断进步、市场不断扩大、政策不断完善，煤－电－化－算一体化循环利用系统将成为西部资源区产业绿色转型的核心路径，为我国“双碳”目标实现与能源安全保障作出重要贡献。

基金项目

山东省第一地质矿产勘查院开放基金资助(编号：2021DW01)。

参考文献

[1] 安蓓, 严赋憬. “东数西算”工程全面实施[N]. 新华每日电讯, 2022-02-18(003).

[2] Wang, J., Luo, X. and Zhu, J. (2022) Does the Digital Economy Contribute to Carbon Emissions Reduction? A City-Level Spatial Analysis in China. *Chinese Journal of Population*, *Resources and Environment*, **20**, 105-114. https://doi.org/10.1016/j.cjpre.2022.06.001

[3] Mohamed, B., Borutzky, W., Amine, F.E., *et al*. (2022) The Proceedings of the International Conference on Electrical Systems & Automation: Recent Advances in Renewable Energy Volume 1. Springer.

[4] Friedlingstein, P., O’Sullivan, M., Jones, M.W., Andrew, R.M., Bakker, D.C.E., Hauck, J., *et al*. (2026) Global Carbon Budget 2025. *Earth System Science Data*, **18**, 3211-3288. https://doi.org/10.5194/essd-18-3211-2026

[5] 马尤翼, 赵婧. “数智”铺路能源之城奏响“绿色革命”交响曲[N]. 各界导报, 2025-04-02(002).

[6] Chen, L., He, Y., Zhao, Z., Li, S., Zhang, X., Sun, X., *et al*. (2026) Electrical Characteristics and Optimal Dispatch of PV Storage Integrated Teaching-Dormitory Buildings Based on PSO. *Renewable Energy*, **271**, Article 125991. https://doi.org/10.1016/j.renene.2026.125991

[7] Zhang, X. (2026) Underground Data Centers as Urban Energy Infrastructure. *Nature Cities*, **3**, 194-195. https://doi.org/10.1038/s44284-026-00406-2

[8] Li, J. and Hitch, M. (2016) Carbon Dioxide Adsorption Isotherm Study on Mine Waste for Integrated CO_2 Capture and Sequestration Processes. *Powder Technology*, **291**, 408-413. https://doi.org/10.1016/j.powtec.2015.12.011