

# 计及不确定性和阶梯碳的含CCS-P2M园区综合能源系统容量优化配置

武怡贤, 段若楠, 郑宗明\*, 覃 吴, 肖显斌\*

华北电力大学新能源学院, 北京

收稿日期: 2026年3月23日; 录用日期: 2026年4月13日; 发布日期: 2026年4月29日

## 摘 要

在双碳目标驱动与可再生能源高比例渗透背景下, 工业园区的低碳转型面临源荷双重不确定性与减排压力飙升的严峻挑战。本研究提出一种融合碳捕集-电转甲醇(CCS-P2M)耦合系统与阶梯型碳交易机制的园区综合能源系统两阶段分布鲁棒优化容量配置框架。针对风光出力与多能负荷的时序随机波动, 通过改进的K-means聚类与笛卡尔积重构多维极端联合场景, 并利用1-范数与 $\infty$ -范数构建概率分布模糊集以量化预测偏差风险。在电-热-氢-醇异质能流物理时空耦合约束下, 以年化全生命周期总成本最小为目标建立规划模型, 并采用列与约束生成算法高效求解。算例研究表明: CCS-P2M系统的引入使年售醇收益达2640万元, 系统年化总成本较无CCS-P2M方案降低36.4%, 年净碳排放量降低55.2%, 实现从被动合规向主动资源化获利的根本性转变。碳市场参数敏感性分析揭示, 价格区间长度  $d \in [1000, 3000]$  kg、价格增长率  $\alpha \in [0.25, 0.35]$  为兼顾经济效益与深度减排的推荐参数区间, 为零碳工业园区的精细化能碳协同规划提供了量化决策依据。

## 关键词

综合能源系统, 碳捕集-电转甲醇耦合, 阶梯碳交易, 容量配置, 不确定性

# Capacity Optimization Configuration of Park-Level Integrated Energy System with CCS-P2M Considering Uncertainties and Tiered Carbon Pricing

Yixian Wu, Ruonan Duan, Zongming Zheng\*, Wu Qin, Xianbin Xiao\*

School of New Energy, North China Electric Power University, Beijing

\*通讯作者。

文章引用: 武怡贤, 段若楠, 郑宗明, 覃吴, 肖显斌. 计及不确定性和阶梯碳的含 CCS-P2M 园区综合能源系统容量优化配置[J]. 智能电网, 2026, 16(2): 24-39. DOI: 10.12677/sg.2026.162004

## Abstract

Driven by the dual carbon goals and the high penetration of renewable energy, the low-carbon transition of industrial parks is confronted with the severe challenges of dual uncertainties in supply and demand and mounting pressure for emission reduction. This study proposes a two-stage distributionally robust optimization (DRO) framework for capacity planning of park-level integrated energy systems (IES), incorporating a deeply coupled carbon capture system and power-to-methanol (CCS-P2M) system and a tiered carbon trading mechanism. To characterize the stochastic temporal fluctuations in wind and solar power outputs and multi-energy loads, an improved  $K$ -means clustering algorithm combined with Cartesian product reconstruction is employed to generate multi-dimensional extreme joint scenarios. A probability distribution ambiguity set is then constructed using 1-norm and  $\infty$ -norm constraints to quantify the risks arising from prediction deviations. Under the physical spatio-temporal coupling constraints among heterogeneous energy carriers—electricity, heat, hydrogen, and methanol—a capacity planning model is formulated with the objective of minimizing the annualized full-life-cycle cost, and solved efficiently via the column-and-constraint generation algorithm. Case study results demonstrate that, the integration of the CCS-P2M system yields annual methanol revenues of 26.4 million CNY, reducing the total annualized cost by 36.4% and net carbon emissions by 55.2% relative to the CCS-P2M-free baseline, fundamentally transitioning the system from passive regulatory compliance to proactive resource valorization. Sensitivity analysis of carbon market parameters reveals that an interval length of  $d \in [1000, 3000]$  kg and a price escalation rate of  $\alpha \in [0.25, 0.35]$  represent the recommended parameter ranges for jointly achieving economic viability and deep decarbonization, providing actionable quantitative guidelines for the fine-grained energy-carbon co-optimization planning of zero-carbon industrial parks.

## Keywords

Integrated Energy System, CCS-P2M Coupling, Tiered Carbon Trading, Capacity Configuration, Uncertainty

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

全球气候治理持续推动能源生产与消费格局重塑，工业园区作为能源消耗与碳排放的密集枢纽，其脱碳轨迹对宏观减排战略具有重要影响，相关综合能源系统(Integrated Energy System, IES)在提升低碳性能与多主体协同方面的潜力已得到广泛探讨[1]-[3]。在国家关于零碳园区建设及新能源集成融合发展的政策导向下[4] [5]，将碳捕集系统(Carbon Capture System, CCS)与传统电转气(Power-to-Gas, P2G)技术耦合已被证明是优化系统碳排与运行成本的有效路径[6] [7]。

然而，传统的电转气或纯氢储存在常温液态储运与高附加值利用方面面临一定局限。王永康等[8]通过分析一体化产业链指出，风光氢氨醇的协同融合是推动绿电规模化消纳的有效途径。IES 对源荷双重不确定性的抵御能力直接约束了上述系统的配置边界，这构成当前容量规划的核心挑战[9]。Long 等[10]



大电网作为园区的电力保障，在风电、光伏和 CHP 发电不足时提供电能满足 HP、EL、BES、CCS、MPS 和电负荷。CHP 余热、热泵供热及 TES 的热量用于满足热负荷。EL 耗电产生氢气，满足氢负荷的同时，多余的氢气与 CCS 从 CHP 排放的烟气中捕集的二氧化碳进入 MPS 催化合成甲醇。通过再生电力电解水制氢、氢再与二氧化碳合成甲醇的途径可以将间歇性电能转化为稳定、可储存的液态化学能源，这种技术称为电转甲醇(Power-to-Methanol, P2M)。

## 2.2. 核心设备数学模型

### CCS-P2M 耦合系统

深入解析 P2M 技术，其核心工艺可拆解为电解水制氢与甲醇催化合成两大关键环节，基础化学反应方程式如下：



电解水制氢过程是利用电能将水电解产生氢气和氧气，这个过程将电能转化为化学能并存储在氢气中；合成甲醇过程是利用电解水制氢过程中生成的氢气在催化剂作用下与二氧化碳发生化学反应制造甲醇，这个过程将电能转化为化学能并存储在甲醇中。由上述反应原理可知，甲醇的制造需要二氧化碳的参与，而 CHP 运行会产生二氧化碳，通过 CCS 捕获二氧化碳并将其作为原料供应给 P2M，生产出来的甲醇可以售卖给市场获利。因此本研究引入 CCS-P2M 耦合系统，其运行原理如图 2 所示。

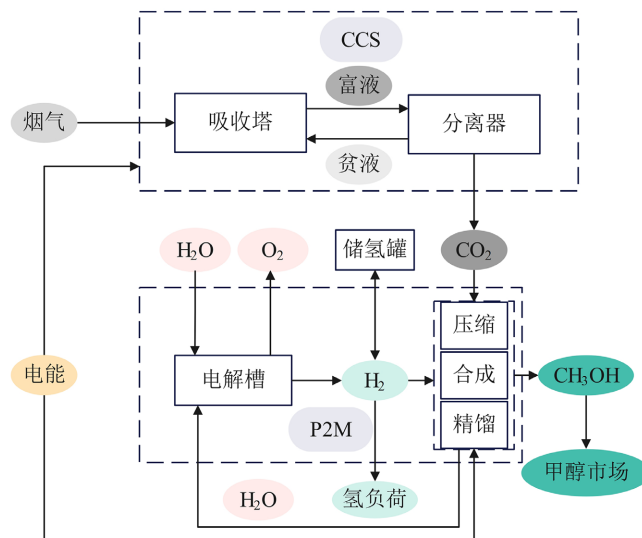


Figure 2. Operation schematic diagram of CCS-P2M coupled system  
图 2. CCS-P2M 耦合系统运行原理图

其中，CCS 系统需要耗电，满足下列物理约束：

$$\begin{aligned} E_{CCS,t} &= (1 - \eta_{CCS}^s) E_{CHP,t}^{CO_2} \\ E_{CCS,t}^s &= \eta_{CCS}^s E_{CHP,t}^{CO_2} \\ P_{CCS,t}^e &= P_{CCS,t}^o + P_{CCS,t}^s \\ P_{CCS,t}^o &= \mu_{CCS} E_{CCS,t} \\ E_{CHP,t}^{CO_2} &= \mu_g V_{CHP,t}^G \end{aligned} \quad (2)$$

$E_{CCS,t}$ 、 $E_{CCS,t}^s$  分别为  $t$  时段 CCS 捕集、未捕集的二氧化碳量； $E_{CHP,t}^{CO_2}$  为  $t$  时段 CHP 产生的二氧化碳量； $\eta_{CCS}^s$  为 CCS 碳损失效率； $P_{CCS,t}^e$ 、 $P_{CCS,t}^o$ 、 $P_{CCS}^s$  分别为  $t$  时段 CCS 的总耗电量、可变耗电量、固定耗电量； $\mu_{CCS}$  为 CCS 耗电系数； $E_{MP,t}^{CO_2}$  为  $t$  时段 MPS 消耗的二氧化碳量； $\mu_g$  为天然气的二氧化碳排放因子。电解槽的制氢功率与耗电功率相关，公式如下：

$$E_{ELZ,t} = \eta_{ELZ} P_{ELZ,t}^e \quad (3)$$

$E_{ELZ,t}$ 、 $P_{ELZ,t}^e$  分别为  $t$  时段电解槽的制氢功率和输入电功率； $\eta_{ELZ}$  为电解槽制氢效率。

甲醇合成环节维持设备运转需要消耗电能，其物质生成速率还必须严格遵循摩尔质量守恒定律：

$$\begin{aligned} E_{MeOH,t} &= \eta_{MP} P_{MP,t} \\ \frac{E_{MP,t}^{CO_2}}{M_{CO_2}} &= \frac{E_{MP,t}^{MeOH}}{M_{MeOH}} = \frac{3600 E_{MP,t}^{H_2} \rho_{H_2}}{\lambda_{H_2} M_{H_2} Q_{net,ar}^{H_2}} \end{aligned} \quad (4)$$

$E_{MeOH,t}$ 、 $P_{MP,t}$  分别为  $t$  时段 MPS 的制甲醇量和输入电功率； $\eta_{MP}$  为 MPS 的制甲醇效率； $E_{MP,t}^{H_2}$  为  $t$  时段 MPL 耗氢功率； $M_{CO_2}$ 、 $M_{MeOH}$ 、 $M_{H_2}$  分别为二氧化碳、甲醇、氢气的相对分子质量； $\lambda_{H_2}$  为消耗氢气与产生甲醇的比值； $\rho_{H_2}$  为标准状态下氢气的密度； $Q_{net,ar}^{H_2}$  为氢气的燃烧低位热值。

## 2.3. 阶梯型碳交易机制模型

### 2.3.1. 碳排放配额

碳排放配额  $E_q$  是指监管部门分配给园区的无偿排放额度。在系统中，配额主要根据 CHP 产生的电功率和热功率进行分配：

$$E_q = \sum_{t=1}^{24} E_{CHP,t}^f = \sum_{t=1}^{24} (\beta_e P_{CHP,t}^e + \beta_h P_{CHP,t}^h) \quad (5)$$

$E_{CHP,t}^f$  为  $t$  时段 CHP 分配的碳配额； $\beta_e$ 、 $\beta_h$  分别为 CHP 单位电出力、热出力对应的配额系数。

### 2.3.2. 实际碳排放

园区的实际碳排放  $E_a$  由购电产生的间接排放、CHP 燃烧天然气的直接排放、以及负荷相关的园区工业生产活动带来的基础排放构成，同时需减去 CCS 捕获的二氧化碳量。

$$E_a = \sum_{t=1}^{24} \left[ \mu_{grid} P_{grid,t}^{buy} + \mu_g V_{CHP,t}^G + \mu_L (P_{el,t} + P_{hl,t}) - E_{CCS,t}^s \right] \quad (6)$$

$\mu_{grid}$  为电网碳排放因子； $P_{buy,t}$  为  $t$  时段从电网购电量； $\mu_L$  为不包含外购电力和热力的园区工业生产活动单位电热负荷的基准碳排放因子； $P_{el,t}$ 、 $P_{hl,t}$  分别为  $t$  时段电负荷、热负荷。

### 2.3.3. 园区净碳排放

园区的净碳排放  $E_{net}$  为  $E_a$  和  $E_q$  的差值。

$$E_{net} = E_a - E_q \quad (7)$$

### 2.3.4. 阶梯型碳交易成本

采用阶梯碳交易模型作为经济约束手段，将  $E_{net}$  划分为若干长度为  $d$  的区间，以阶梯型碳交易价格计算碳交易成本。若差值为正，当差值超过上一区间时，超出部分按下一区间碳价结算交易成本，通过高阶碳价抑制过量排放；若差值为负，则可将多余碳排放配额出售获取碳收益，且盈余碳配额越多，从碳交易中获利越大。碳交易成本  $C_{CO_2}$  公式如下：

$$C_{\text{CO}_2} = \begin{cases} -p_{\text{CO}_2} (2+3\alpha)d + p_{\text{CO}_2} (1+3\alpha)(E_{\text{net}} + 2d) & E_{\text{net}} \leq -2d \\ -p_{\text{CO}_2} (1+\alpha)d + p_{\text{CO}_2} (1+2\alpha)(E_{\text{net}} + d) & -2d < E_{\text{net}} \leq -d \\ p_{\text{CO}_2} (1+\alpha)E_{\text{net}} & -d < E_{\text{net}} \leq 0 \\ p_{\text{CO}_2} E_{\text{net}} & 0 < E_{\text{net}} \leq d \\ p_{\text{CO}_2} d + p_{\text{CO}_2} (1+\alpha)(E_{\text{net}} - d) & d < E_{\text{net}} \leq 2d \\ p_{\text{CO}_2} (2+\alpha)d + p_{\text{CO}_2} (1+2\alpha)(E_{\text{net}} - 2d) & 2d < E_{\text{net}} \leq 3d \\ p_{\text{CO}_2} (3+3\alpha)d + p_{\text{CO}_2} (1+3\alpha)(E_{\text{net}} - 3d) & E_{\text{net}} > 3d \end{cases} \quad (8)$$

$p_{\text{CO}_2}$  为碳交易基准价格； $\alpha$  为阶梯碳交易价格增长幅度。

### 3. 计及源荷不确定性的系统两阶段优化配置模型

本研究以 IES 容量配置结果的经济性为优化目标，通过阶梯型碳交易机制调控系统碳排放，在计及源荷不确定性的场景下，构建两阶段综合能源系统容量优化配置模型。

#### 3.1. 考虑源荷不确定性的运行场景集构建

##### 3.1.1. 基于改进 $K$ -Means 的典型场景提取

针对风电、光伏出力以及电、热、氢负荷这五类异质能源，研究依托历史实测数据并通过改进的  $K$ -means 聚类算法提炼系统运行的基准场景。在数据处理阶段，首先根据前述物理模型，将原始气象记录（风速、辐照度及温度）映射为风光机组的标幺化理论出力。然后通过最大值归一化处理消除不同物理量纲的影响，同时完整保留各类负荷与出力在日内的波动形态特征。为克服传统聚类在确定集群数量时的盲目性，模型联合运用肘部法则与轮廓系数，对误差平方和进行多准则交叉评估以锁定最优聚类数  $K$ 。鉴于基础算法对初始质心高度敏感，本研究通过多轮随机初始化迭代筛选全局最优解，并强制采用与聚类质心欧氏距离最近的真实历史曲线作为最终输出场景，可以规避数据平滑导致的特征丢失，确保所提场景具备物理真实性。

##### 3.1.2. 多维场景的联合概率空间构建

基于上述聚类降维结果，可获取第  $i$  类不确定性变量的典型场景集  $\Omega_i^{n_i}$  及其对应的边际概率  $p_i^{n_i}$ ，其中  $i \in \{w, v, e, h, H\}$ ， $w$ 、 $v$  分别为风电、光伏出力标幺值， $e$ 、 $h$ 、 $H$  分别为电、热、氢负荷。通过对各维度的  $n_i$  组离散历史场景进行笛卡尔积组合，可以构建出覆盖系统全维度运行边界的联合场景空间  $\Omega$ 。通过对边际概率的连乘，获得联合场景  $\omega$  出现的初始经验概率  $P_\omega^0$ ，其中  $\omega \in \Omega$ ，初始经验概率集为  $P_\Omega^0$ 。

$$\begin{aligned} \Omega &= \Omega_w^{n_w} \times \Omega_v^{n_v} \times \Omega_e^{n_e} \times \Omega_h^{n_h} \times \Omega_H^{n_H} \\ P_\omega^0 &= \prod p_i^{n_i} = p_w^{n_w} \cdot p_v^{n_v} \cdot p_e^{n_e} \cdot p_h^{n_h} \cdot p_H^{n_H} \end{aligned} \quad (9)$$

相比于传统基于历史相关性的场景缩减方法，全维度笛卡尔积正交组合能够模拟出物理上可能发生、但历史样本未涵盖的极端运行状态，典型场景包括新能源出力深度跌落与多能负荷峰值同步出现的极端工况。多维联合场景空间完整覆盖了系统的运行风险边界，使后续分布鲁棒模型能够针对最恶劣工况校核容量配置结果，强化配置方案对极端环境的适应能力并提升系统长期运行安全性。

##### 3.1.3. 场景概率分布模糊集构建

受限于历史样本容量及源荷波动的随机特征，联合场景的初始经验概率  $P_\omega^0$  在实际运行中概率分布往往偏离经验值。为了科学化这一概率预测偏差风险，本研究构建基于综合范数约束的联合概率分布模糊集  $\Omega_p$ ，以  $P_\omega^0$  为中心，利用统计距离测度划定真实概率分布  $P_\omega$  可波动的范围，求得每一类不确定性变量的场景概率分布模糊集  $\Omega_{p,i}$ 。

$$\Omega_{P,i} = \left\{ P_i^{n_i} \left| \sum_{n_i=1}^{N_i} |P_i^{n_i} - p_i^{n_i}| \leq \theta_{1,i}, \max |P_i^{n_i} - p_i^{n_i}| \leq \theta_{\infty,i}, \sum_{n_i=1}^{N_i} P_i^{n_i} = 1, P_i^{n_i} \geq 0 \right. \right\}$$

$$\Omega_P = \left\{ P_\omega \left| P_\omega = \prod P_i^{n_i}, P_i^{n_i} \in \Omega_{P,i} \right. \right\}$$
(10)

$P_i^{n_i}$  为待优化的真实概率变量； $\theta_{1,i}$  和  $\theta_{\infty,i}$  分别为 1-范数和  $\infty$ -范数偏差阈值。

利用 1-范数约束概率分布的总体偏移水平，以防止概率向极端工况过度集中而导致结果过于保守；同时利用  $\infty$ -范数限制单个场景概率的波动幅度，确保概率分布在经验分布附近波动。其中， $\theta_{\infty,i}$  根据霍夫丁不等式(Hoeffding's Inequality)求得， $\theta_{1,i}$  根据布雷塔尼奥尔 - 于贝尔 - 卡罗尔不等式(Bretagnolle-Huber-Carol Inequality, BHC Inequality)推理获得：

$$\theta_{\infty,i} = \sqrt{\frac{1}{2N_{data,i}} \ln \frac{2n_i}{1-\beta}}$$

$$\theta_{1,i} = \sqrt{\frac{2}{N_{data,i}} \ln \frac{2^{n_i}}{1-\beta}}$$
(11)

$N_{data,i}$  为第  $i$  类变量的历史样本总量； $\beta$  为给定置信水平。

### 3.2. 两阶段优化配置模型构建

基于多维联合场景空间及其概率分布模糊集的构建，进一步建立以年化总成本最小为目标的两阶段分布鲁棒优化容量配置模型，通过第一阶段设备容量决策与第二阶段在最恶劣概率分布下的期望运行成本的协调，使规划方案在模糊集约束范围内兼顾经济性与鲁棒性。

#### 3.2.1. 目标函数

目标函数系统年化总成本  $C_{total}$  呈现 min-max-min 三层嵌套形式：

$$\min_X \left\{ C_{inv}(X) + 365 \max_{P \in \Omega_P} \sum_{\omega \in \Omega} P_\omega \min_{Y_\omega} C_{ope}(X, Y_\omega, \omega) \right\}$$
(12)

$X$  为第一阶段设备容量配置决策变量； $C_{inv}(X)$  为设备年等值投资成本； $Y_\omega$  为联合场景  $\omega$  下的调度运行决策变量； $C_{ope}(X, Y_\omega, \omega)$  为固定容量配置方案时联合场景  $\omega$  下的系统日运行成本。

$$C_{inv}(X) = \sum_{k \in K} \frac{r(1+r)^{Y_k}}{(1+r)^{Y_k} - 1} I_k X_k$$
(13)

$K$  为设备集合； $I_k$ 、 $X_k$ 、 $Y_k$  分别为设备  $k$  的单位容量投资单价、配置容量与使用寿命； $r$  为折现率。

在确定的联合场景  $\omega$  下，系统单日综合运营成本  $C_{ope}(X, Y_\omega, \omega)$  等于购电成本  $C_{buy,t}$ 、购气成本  $C_{gas,t}$ 、弃电惩罚成本  $C_{cur,t}$ 、设备运维成本  $C_{yw,t}$ 、碳交易成本  $C_{CO_2}$  和售醇收益  $C_{MeOH,t}$  之和。

$$\begin{cases} C_{ope}(X, Y_\omega, \omega) = \sum_{t=1}^{24} (C_{grid,t} + C_{gas,t} + C_{yw,t} + C_{cur,t} - C_{MeOH,t}) + C_{CO_2} \\ C_{grid,t} = c_{grid,t} P_{grid,t}^{buy} \\ C_{gas,t} = c_{gas} V_{CHP,t}^G \\ C_{yw,t} = \sum_{k \in K} c_{yw,k} P_{k,t} \\ C_{cur,t} = c_{cur} (P_{cur,w,t} + P_{cur,v,t}) \\ C_{MeOH,t} = c_{MeOH} E_{MeOH,t} \end{cases}$$
(14)

$c_{buy,t}$  为  $t$  时段电网的分时电价； $c_{gas}$ 、 $c_{MeOH}$  分别为天然气、绿色甲醇的固定单价； $c_{yw,k}$  为设备  $k$  的单位功率运行维护成本系数； $P_{k,t}$  为设备  $k$  在  $t$  时段的实际输出功率或吞吐量； $c_{cur}$  为单位弃风弃光电量的惩罚单价； $P_{cur,w,t}$ 、 $P_{cur,v,t}$  为  $t$  时段弃风、弃光量。

### 3.2.2. 约束条件

该 DRO 模型的约束体系由第一阶段设备容量配置约束与第二阶段系统运行约束共同构成，且运行约束需在全维度场景空间  $\Omega$  中的每一个联合场景  $\omega$  下均得到满足。

第一阶段决策变量为各设备的安装容量，受资金、场地及规划目标的限制，需满足上下限约束，且为了规范量纲，将所有能源生产和能源转化设备的容量单位设置为 kW，储能设备容量单位设置为 kWh。

$$X_{k,\min} \leq X_k \leq X_{k,\max} \quad (15)$$

$X_{k,\max}$ 、 $X_{k,\min}$  分别为设备  $k$  安装容量上下限；

在任意给定的联合场景  $\omega \in \Omega$  下，系统需满足设备运行约束、碳交易约束、功率平衡约束和电网购电约束：

$$\begin{cases} P_{PV,t} + P_{WT,t} + P_{CHP,t}^e + P_{BES,t}^{dis} + P_{grid,t}^{buy} = P_{el,t} + P_{HP,t}^e + P_{ELZ,t}^e + P_{CCS,t}^e + P_{MP,t} + P_{BES,t}^{cha} \\ 0 \leq P_{grid,t}^{buy} \leq P_{grid}^{buy,\max} \\ P_{CHP,t}^h + P_{GB,t}^h + P_{HP,t}^h + P_{TES,t}^{dis} = P_{hl,t} + P_{TES,t}^{cha} \\ E_{ELZ,t} + E_{HES,t}^{dis} = E_{Hl,t} + E_{MP,t}^{H_2} + E_{HES,t}^{cha} \end{cases} \quad (16)$$

$P_{grid}^{buy,\max}$  为电网购电上限约束； $P_{TES,t}^{cha}$ 、 $P_{TES,t}^{dis}$  分别  $t$  时段储热罐吸热、放热功率； $E_{HES,t}^{cha}$ 、 $E_{HES,t}^{dis}$  分别为  $t$  时段储氢罐吸氢、放氢功率。

### 3.3. 模型转化与求解策略

本研究构建的 DRO 模型为非凸的三层嵌套优化模型，直接求解难度较大。采用列与约束生成 (Column-and-Constraint Generation, C&CG) 算法将原问题分解为主问题 (Master Problem, MP) 与子问题 (Subproblem, SP)，通过交替迭代生成切平面 (Cut) 不断逼近全局最优解。

#### 3.3.1. 主子问题分解

主问题基于已生成的多组最恶劣概率分布，优化第一阶段设备容量配置方案，为原问题提供总成本的下界 (Lower Bound, LB)。主问题的数学表达式为：

$$\begin{aligned} \min_{X,L} C_{inv}(X) + L \\ \text{s.t. } L \geq 365 \sum_{\omega \in \Omega} P_{\omega} C_{ope}(X, Y_{\omega}, \omega) \end{aligned} \quad (17)$$

$L$  为描述运行期望成本的辅助变量。

每一次迭代中，子问题返回的最恶劣概率分布以切平面的形式添加至主问题约束中，不断收紧主问题的可行域，更新总成本下界。

子问题在固定第一阶段设备容量配置方案  $X$  的前提下，分为内层与外层两个环节求解，为原问题提供总成本的上界 (Upper Bound, UB)。子问题内层为固定容量与固定场景下的日内经济调度优化，针对每一个联合场景，求解最小运行成本：

$$U_{\omega}(X) = \min_{Y_{\omega}} C_{ope}(X, Y_{\omega}, \omega) \quad (18)$$

由于各场景的内层调度问题相互独立，本文采用并行计算方式，同时求解所有联合场景的最小运行

成本，大幅提升求解效率。

子问题外层为概率分布寻优，在 3.1.3 节构建的概率分布模糊集内，搜寻使系统期望运行成本最大的最恶劣概率分布，数学表达式为：

$$\max_{P \in \Omega_P} \sum_{\omega \in \Omega} P_{\omega} U_{\omega}(\mathbf{X}) \quad (19)$$

求解完成后，根据最恶劣概率分布计算系统总成本，更新原问题的上界。

### 3.3.2. 求解算法详细流程

两阶段模型中包含阶梯碳交易分段函数、储能充放电互斥以及分布鲁棒模糊集绝对值等多处非线性项。为使其符合商业求解器的标准输入格式，本研究引入辅助变量与大 M 法进行等效混合整数线性化处理。本研究构建的 DRO 模型采用 C&CG 算法，在 MATLAB 环境下集成 YALMIP 工具箱与 GUROBI 商业求解器执行迭代求解。求解流程图如图 3 所示：

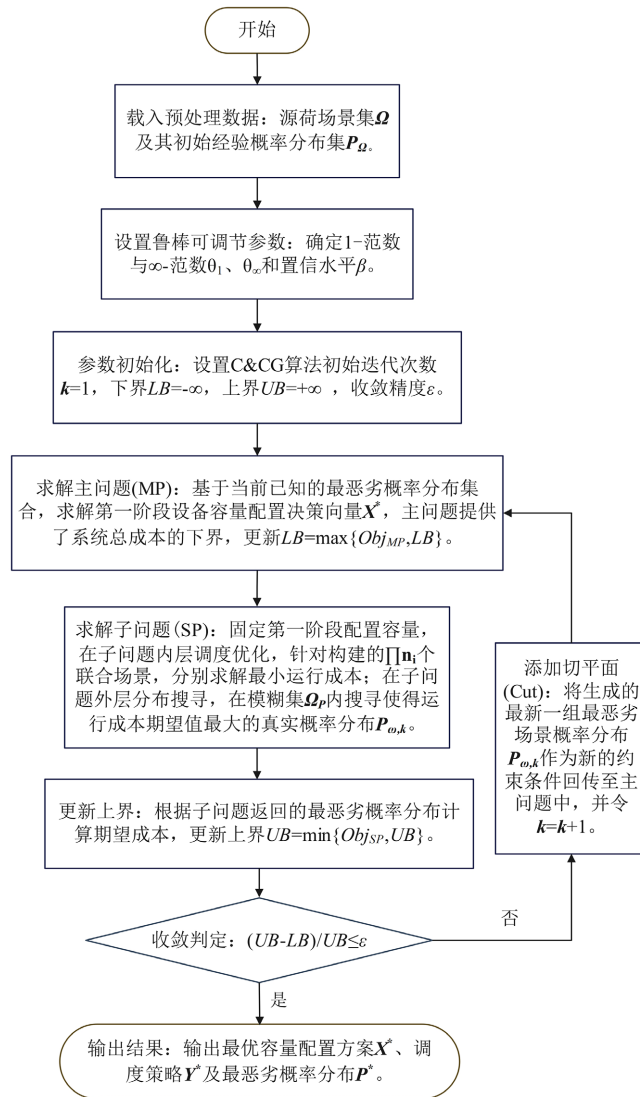


Figure 3. Solution flowchart  
图 3. 求解流程图

## 4. 算例分析

### 4.1. 算例数据

本研究选取某园区一年的历史气象数据和电热氢负荷数据，将气象数据转换为风电和光伏出力标么值，通过改进的  $K$ -means 算法对庞杂数据进行聚类剥离，单维场景集中历史数据有 365 组，聚类后的数据为 2 组，设定置信水平  $\beta$  为 0.95。

### 4.2. 优化配置场景对比分析

#### 4.2.1. 优化配置场景

为验证模型的合理性和有效性，设置了 6 种优化配置场景进行比较。场景 1：不考虑 CCS 和 MPS 和源荷不确定性；场景 2：在场景 1 的基础上考虑源荷不确定性；场景 3：在场景 1 的基础上考虑 CCS 和 MPS；场景 4：在场景 3 的基础上考虑风光不确定性；场景 5：在场景 3 的基础上考虑电热氢不确定性；场景 6：在场景 3 的基础上考虑源荷不确定性。

#### 4.2.2. 优化配置结果分析

将优化配置结果绘制成图表后如图 4 所示，其中图 4(c)为各设备容量归一化处理后的雷达图。

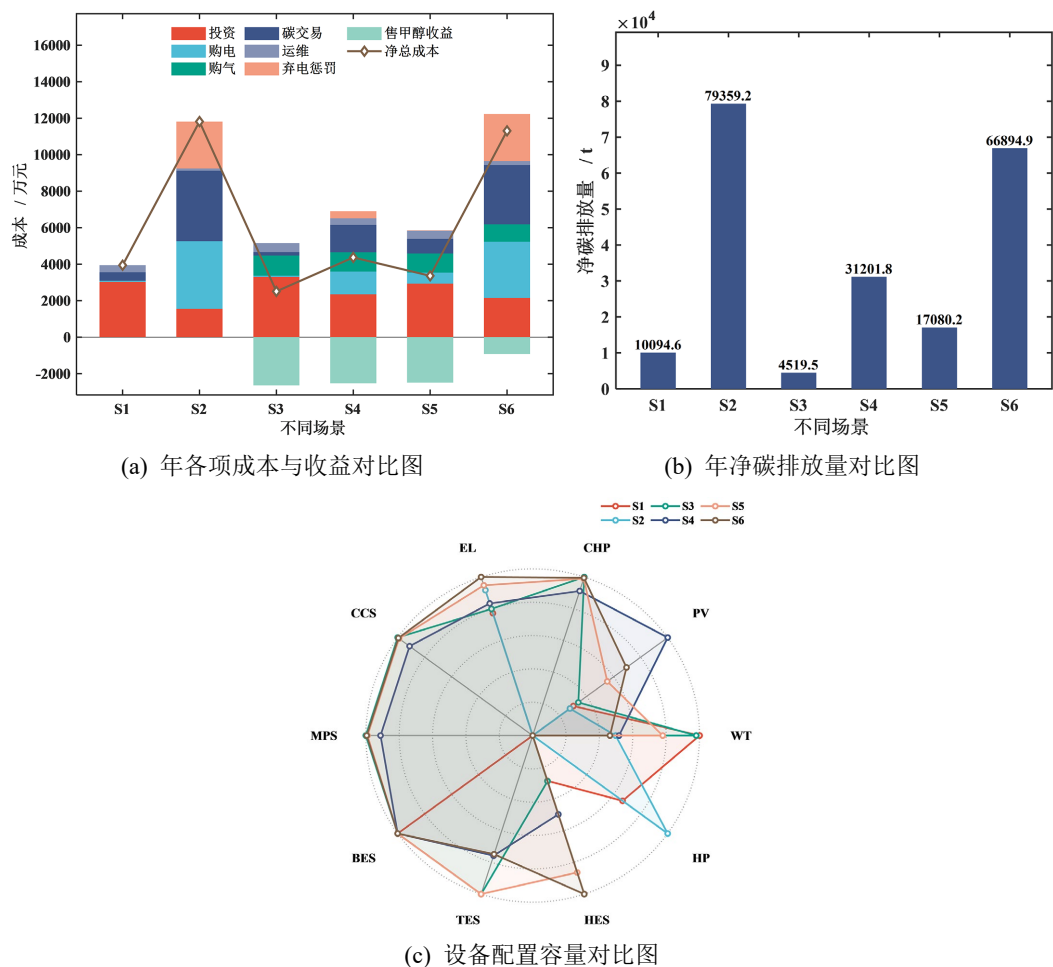


Figure 4. Diagram of optimization configuration results under different scenarios

图 4. 不同场景下的优化配置结果图

在传统架构的场景 1 和 2 中, 尽管系统具备配置 CHP 的自由度, 由于缺乏 CCS 与 MPS 设备的碳捕集与资源化转化能力, CHP 机组运行产生的二氧化碳将直接排放至大气中, 这种无约束的排碳行为在阶梯碳交易机制下极易触及高阶惩罚区间, 产生沉重的碳排成本负担。在经济平衡的博弈下, 系统发现利用大规模风光出力配合 HP 供热的成本远低于运行 CHP 所带来的外部性惩罚, 因此在最优决策中选择了舍弃 CHP 而保留 HP。进入场景 3 至 6 后, CHP 机组不仅是一个产电产热的能量源, 更成为了系统生产高附加值绿色甲醇所需的二氧化碳物质源。在 CCS-P2M 耦合系统中, CHP 排放的废气被 CCS 设备捕集并输送至 MPS 模块, 对废气的资源化利用不仅内部化并抵消了潜在的碳交易惩罚, 还通过销售绿色甲醇创造了巨大的直接收益, 如场景 3 售醇收益高达 2640.0 万元, 直接系统年化总运行收入超过支出, 表示系统从成本负担走向创收。当 CHP 为满足二氧化碳捕集需求而维持运行比例时, 其伴生的大量高品质余热通过余热回收系统及 TES 的跨时段调度, 已足以覆盖园区的热负荷需求。若此时继续配置 HP, 不仅会造成严重的设备投资冗余, 更会因抢夺 P2M 所需绿电资源而产生巨大的经济损失。这一设备替代逻辑充分证明了 CCS-P2M 系统在复杂多约束环境下实现资源全局最优配置的自组织能力。

观察到场景 3 和场景 6 之间的年化总成本和净碳排放量存在显著差异。在全维度源荷波动的最恶劣概率分布下, 系统为了规避高额潜在弃电惩罚风险, 在规划阶段被迫采取了保守策略, 将风电装机容量大幅缩减并显著提升 HES 容量以增强系统的时空调节韧性。通过解耦场景 4 与场景 5 可以发现, 系统对源侧风光不确定性的敏感度显著高于荷侧负荷不确定性。储能集群有效平抑了荷侧波动, 使其对系统的影响相对温和。然而, 源侧风光出力的随机性直接威胁了系统的绿电供给能力, 这不仅导致 P2M 收益下降, 也造成了高碳购电量的显著增加。

### 4.3. 参数灵敏度分析

为验证 CCS-P2M 耦合系统在动态环境下的适应性, 本章开展参数灵敏度分析。通过定量改变算法鲁棒参数、碳交易机制及市场价格变量, 探索系统在不同风险水平与政策边界下的决策能力。

#### 4.3.1. 算法鲁棒参数分析

在分布鲁棒优化框架下, 置信水平  $\beta$  与样本量  $N$  共同决定了模糊集半径, 进而影响系统的经济性与稳健性边界。在风光出力和电负荷不确定性的场景下, 分别探究鲁棒参数对系统各项成本、收益和净碳排放量的影响, 计算结果如图 5 所示。仿真结果表明, 系统年化总费用随  $\beta$  的增加呈现出显著的非线性波动特征, 在  $\beta = 0.65$  时因模型捕捉到特定概率分布下的风险共振点而使总成本达到峰值 5893.7 万元, 但在  $\beta \geq 0.75$  的高置信区间内, 系统通过物理架构的柔性调节使总成本回归至约 4800 万元的平稳水平, 并在  $\beta = 0.95$  时锁定全样本最低净碳排放 33036.8 t, 有效验证了 CCS-P2M 耦合系统在极端风险偏好下的减排稳定性。与此同时, 样本量  $N$  的增长揭示了显著的数据边际增益效应, 当  $N$  从 50 增加至 1000 时, 模糊集半径的收缩有效消减了因信息不完全导致的过度防御成本, 使总费用从 6467.2 万元锐减至 4703.3 万元。值得注意的是,  $N = 5000$  时系统年化总成本出现反升, 这一现象并非源于模型失效, 而是 DRO 框架本身的内在机制所致。随着样本量的增加, 霍夫丁不等式与 BHC 不等式所给出的模糊集半径会持续收缩, 按常理推断这应使系统的保守程度有所降低。随着历史数据量增至 5000 组, 风光出力同步深度跌落、电负荷高峰同时出现等小样本阶段未覆盖的低概率极端工况也被纳入模糊集的覆盖范畴。尽管这类场景发生概率极低, 但一旦被识别为最恶劣概率分布的支撑点, 系统便必须在规划阶段配置足够的储能容量加以应对, 由此带来的额外投资超过了模糊集收缩所节省的鲁棒溢价, 最终导致总成本反弹。这说明在 DRO 框架下, 样本量并非越多越好, 过度增加数据量会使系统对极低概率事件产生防御过度的问题。综合来看, 将历史样本量控制在 500 至 1500 之间较为适宜, 并建议结合当地极端气象事件的实际发生规律进行适当调整, 避免因数据冗余造成不必要的容量投资。

综上所述,鲁棒参数的选取需在数据规模、主观风险偏好与投资边际效益之间寻求科学权衡,可以最大程度发挥 CCS-P2M 系统在数据驱动环境下的资源配置潜力。

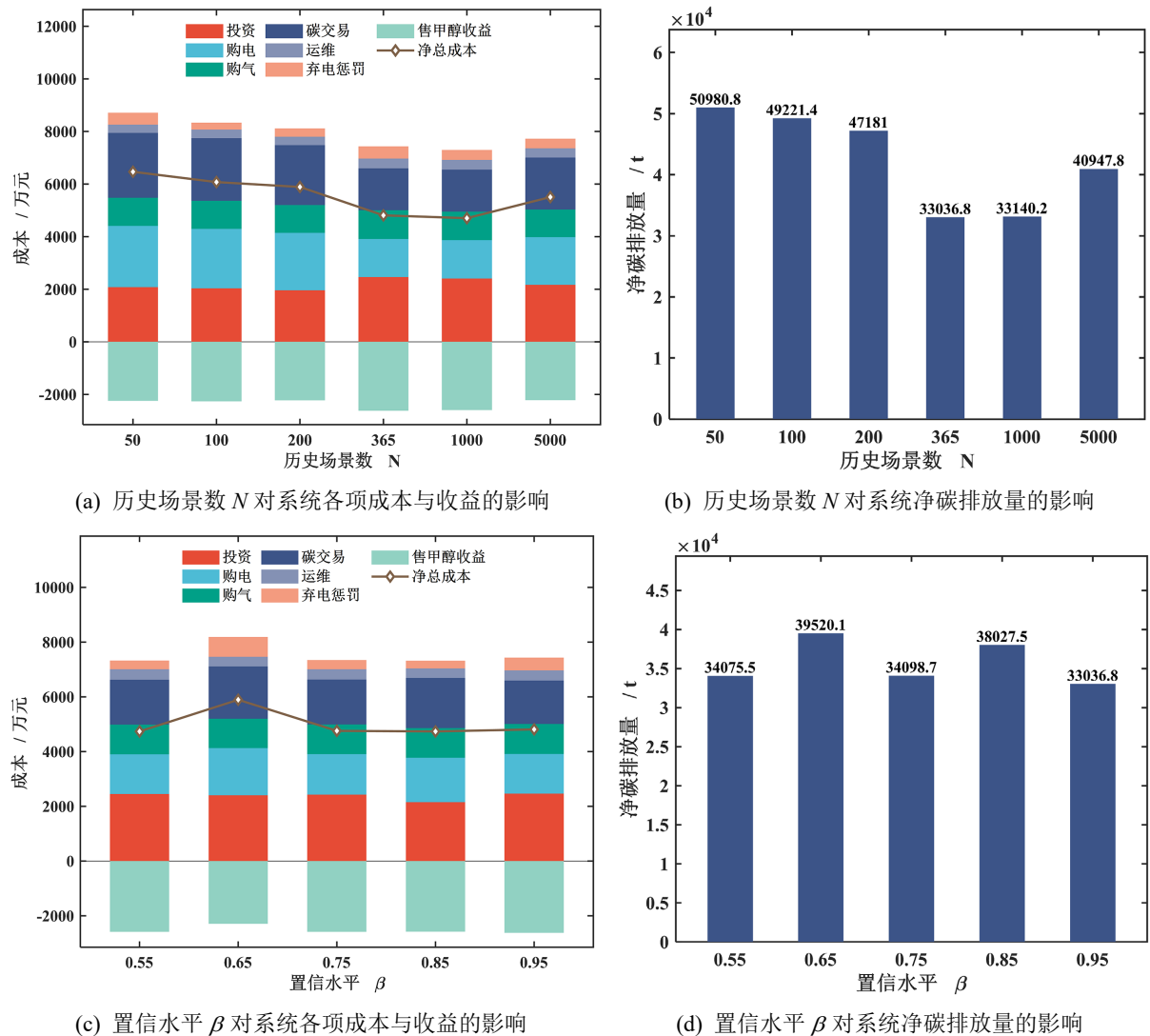


Figure 5. Sensitivity analysis of algorithm robustness parameters

图 5. 算法鲁棒参数灵敏度分析

#### 4.3.2. 碳交易机制分析

阶梯碳交易机制通过设定区间长度  $d$  与价格增长率  $\alpha$  的双重耦合,将碳排放的外部环境成本转化为系统的内在经济约束。区间长度  $d$  定义了政策调节的颗粒度,决定了系统排放量触发表后阶梯单价上涨的频率;而价格增长率  $\alpha$  则刻画了惩罚强度的边际斜率,定义了不同排放阶梯间的成本溢价空间。为定量分析碳机制变化对园区设备经济收益及低碳性能的影响规律,本小节通过对场景 3 下的区间长度与价格增长率进行双参数联动求解,计算结果见图 6。

系统年净碳排放量随  $d$  和  $\alpha$  的联动变化展现出明显的政策敏感段与钝化段。在区间长度  $d$  较窄(如 1000 kg)的强约束环境下,提升价格增长率  $\alpha$  能产生剧烈的减排效应,使年净碳排放量从 4801.2 t 锐减至 2669.4 t,这表明高密度的阶梯跨越会迫使系统通过提升 CCS-P2M 的消纳强度,通过生产绿色甲醇来实

现物理层面的碳循环。与此同时，当  $d$  增加至 10000 kg 时，由于配额空间过于宽松，系统长期滞留在低价位阶梯，导致其对  $\alpha$  变化的响应近乎停滞，净碳排放量始终维持在 4516.9 t 左右的高位。

值得注意的是，碳交易总成本随政策严厉程度的增加呈现出先升后降的倒 U 型变化轨迹。在政策由松转紧的初期，随着  $\alpha$  逐步提升，系统因难以即时规避快速上涨的阶梯单价而被迫支付高额碳税，导致年碳交易成本在  $d = 1000$  kg、 $\alpha = 55$  附近达到峰值 259.7 万元。随着惩罚强度跨越技术替代的临界阈值，系统配置逻辑发生根本性转变，通过追加电解槽与合成装置等物理资产投资来主动规避高阶惩罚区间，使碳交易成本反而在最严苛环境下回落至 196.9 万元。

基于上述定量分析，本研究可为政策制定者提出以下具有实操意义的碳市场参数调控建议：(1) 建议将价格区间长度  $d$  设置在 1000 至 3000 kg 范围内。本算例表明， $d = 1000$  kg 时减排效应最为显著，将年净碳排放量从 4801.2 t 降至 2669.4 t，而  $d$  超过 5000 kg 后系统对碳价信号的响应趋于钝化。因此，在零碳园区建设初期，监管部门应设置较窄的区间长度 ( $d \approx 1000 \sim 2000$  kg) 以形成高密度的惩罚跨越激励；随着园区低碳技术渗透率的提升，可适度放宽至  $d \approx 2000 \sim 3000$  kg 以降低企业合规成本。(2) 建议将阶梯碳价增长率  $\alpha$  设定在 0.20 至 0.35 之间。分析显示， $\alpha$  在此区间内能使碳交易成本跨越技术替代临界阈值，促使系统从被动购买碳配额转向主动追加 CCS-P2M 物理资产投资，实现碳成本的内生化对冲。 $\alpha$  低于 0.15 时惩罚力度不足，难以触发设备投资决策的根本性转变； $\alpha$  高于 0.40 时则可能引发过激的一次性投资，增加系统财务风险。建议政策制定者采用渐进式调控策略，即每 3 至 5 年将  $\alpha$  提升 0.05，以给予园区管理者充分的技术响应与融资周期。上述参数范围仅基于本算例的典型园区数据，实际应用时应结合当地可再生能源禀赋、碳配额总量及园区负荷特征进行本地化校核。

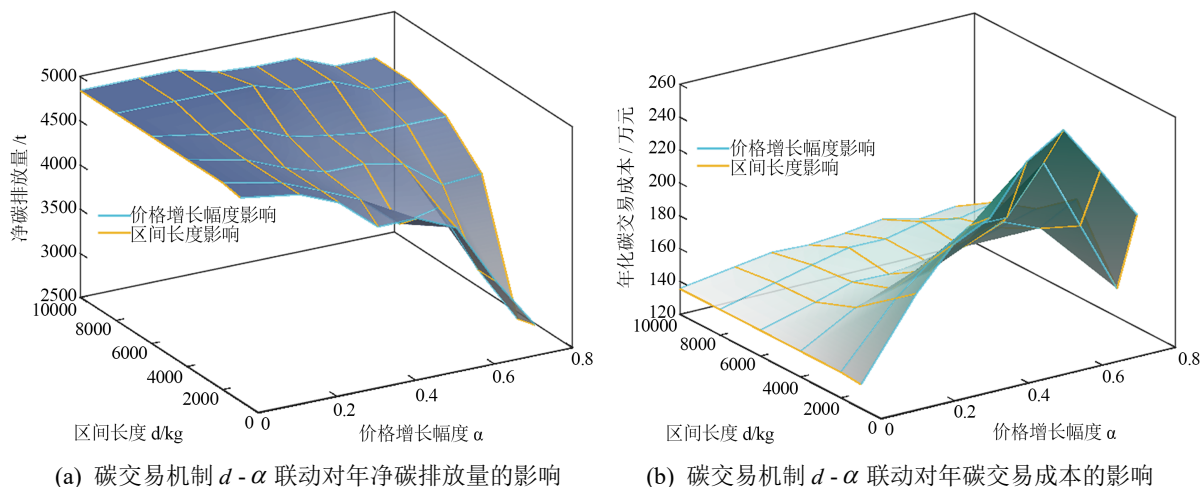


Figure 6. Analysis of the carbon trading mechanism

图 6. 碳交易机制灵敏度分析

### 4.3.3. 市场价格分析

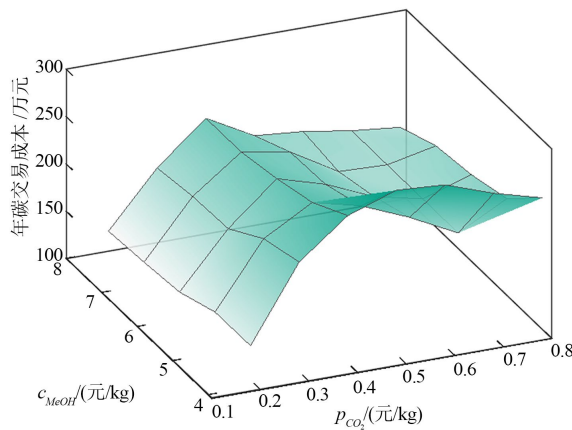
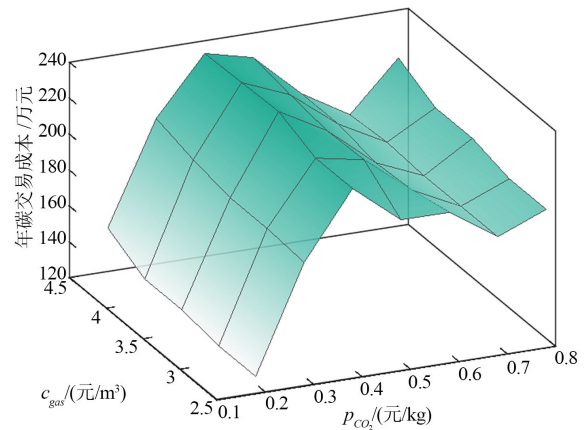
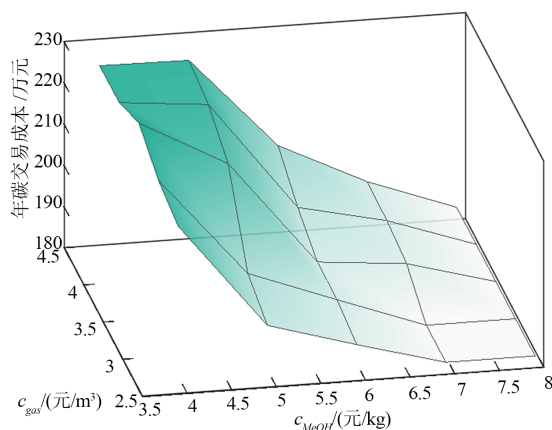
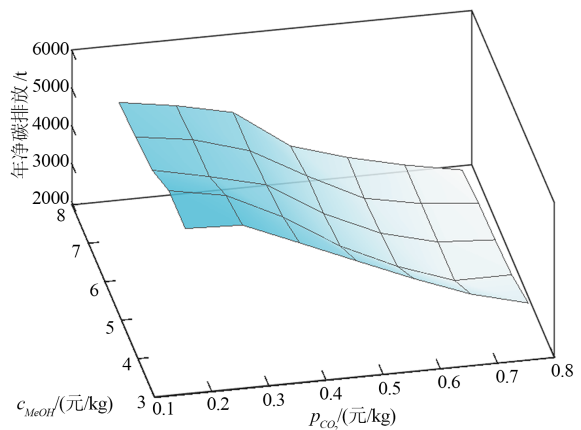
在 IES 的实际运行中，外部市场环境充满不确定性。碳交易基准价格  $p_{\text{CO}_2}$ 、天然气价格  $c_{\text{gas}}$  与绿色甲醇价格  $c_{\text{MeOH}}$  的波动共同决定了 CCS-P2M 耦合系统的配置方式与盈亏边界。为揭示系统在复杂市场环境下的自适应调控机理，本节针对场景 3 下上述三类价格变量开展两两联动分析，重点探究其对年碳交易成本及年净碳排放量的综合影响，计算结果如图 7 所示。

年碳交易成本的波动呈现出明显的非线性博弈特征。当  $p_{\text{CO}_2}$  较低且  $c_{\text{MeOH}}$  无法支撑资源化运行支出时，碳交易成本随  $p_{\text{CO}_2}$  呈线性增长趋势，系统处于被动纳税模态。然而在两两联动曲面中可以观察到，

当  $c_{MeOH}$  超过 5.9 元/kg 的盈利临界值后, 系统决策发生根本性转变, 由碳配额的购买者转变为潜在的出售者。此时碳价  $p_{CO_2}$  的升高反而促进系统获利, 因为高碳价促使系统通过 CCS-P2M 耦合系统将排放量降至配额基准线以下, 从而产生额外的碳交易收益。 $c_{gas}$  的加入进一步复杂化了这一过程, 气价波动改变了系统热电联产的边际成本, 进而通过影响碳捕集烟气的浓度与总量对碳交易成本的最终分布产生影响。

年净碳排放量主要受  $p_{CO_2}$  与  $c_{MeOH}$  的影响。 $p_{CO_2}$  是激励着脱碳的动力, 其上升增加了系统排放废气的边际成本, 而  $c_{MeOH}$  的上涨则提升了系统通过捕集二氧化碳并转化为甲醇的获利空间。在低  $p_{CO_2}$  与低  $c_{MeOH}$  的环境下, 系统倾向于维持常规的以热定电模式, 净碳排放量处于较高水平。当两者同步攀升时, 推拉效应显著增强, 促使系统加大对风光弃电的消纳力度并提高电解槽与甲醇装置的出力, 从而实现净碳排放量的阶梯式压降。此外,  $c_{gas}$  上涨虽然增加了系统运行成本, 但在特定工况下会抑制 CHP 机组过度发电, 间接减少了源头碳排, 与  $p_{CO_2}$  及  $c_{MeOH}$  共同引导系统实现零碳目标。

因此, 市场价格的交叉耦合深刻影响了 IES 的资源配置优先级。CCS-P2M 耦合系统的引入使系统能够根据价格信号在能源采购、低碳运行与产品销售之间进行动态寻优。决策者应密切监控  $p_{CO_2}$ 、 $c_{MeOH}$  与  $c_{gas}$  的实时走势, 利用 CCS-P2M 耦合系统的调节柔性平抑燃料价格上涨风险, 并在高  $p_{CO_2}$  或高  $c_{MeOH}$  周期内释放系统的深度减排潜力, 实现系统经济效益与环境效益协同最大化。当  $c_{MeOH}/c_{gas}$  比值高于 1.68 (元·m<sup>3</sup>)/(元·kg) 时, 优先追加 MPS 与 EL 设备投资以扩大资源化收益; 当  $p_{CO_2}$  超过 0.35 元/kg 时, 应将碳配额管理纳入日常运营决策, 适时启动碳资产主动套利策略。

(a) 市场价格  $p_{CO_2}$  -  $c_{MeOH}$  联动对年碳交易成本的影响(b) 市场价格  $c_{gas}$  -  $p_{CO_2}$  联动对年碳交易成本的影响(c) 市场价格  $c_{gas}$  -  $c_{MeOH}$  联动对年碳交易成本的影响(d) 市场价格  $p_{CO_2}$  -  $c_{MeOH}$  联动对年净碳排放量的影响

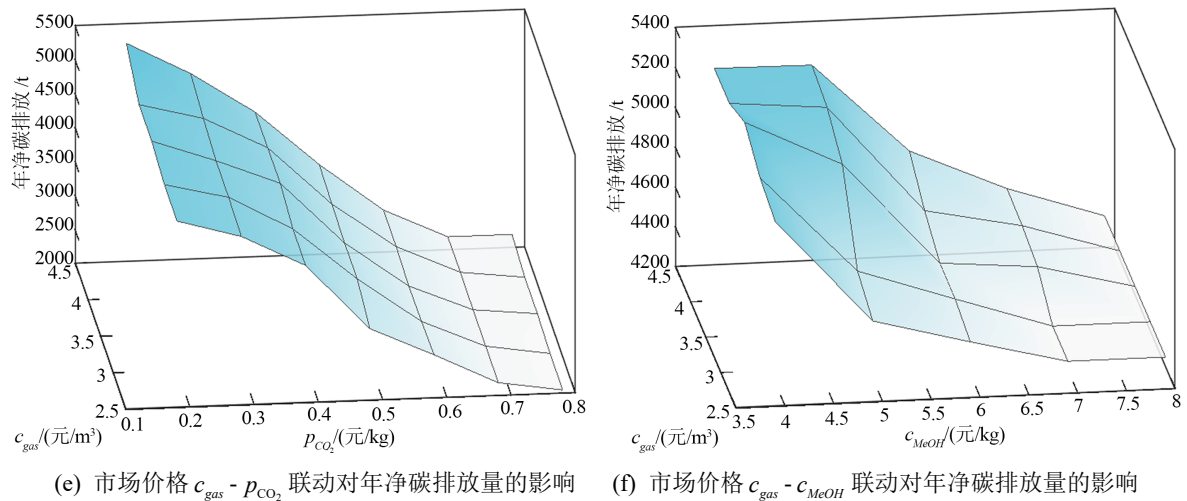


Figure 7. Sensitivity analysis of market price  
图 7. 市场价格灵敏度分析

## 5. 结语

本研究面向工业园区低碳转型的核心挑战，提出了一种融合 CCS-P2M 耦合系统、阶梯型碳交易机制与分布鲁棒优化的园区 IES 容量优化配置框架。通过构建两阶段 DRO 模型并采用 C&CG 算法高效求解，系统性地揭示了多能流耦合、碳市场政策与不确定性管理之间的交互机理。主要结论如下：

1. CCS-P2M 耦合系统实现了园区碳排放的结构性转变。通过将 CHP 烟气中的  $CO_2$  资源化转化为绿色甲醇，系统在场景 3 中实现年售醇收益 2640.0 万元，使年化总成本从场景 1 无 CCS-P2M 时的 3942.4 万元降至场景 3 的 2509.6 万元，降幅达 36.4%；净碳排放量同步从 10094.6 t 压降至 4519.5 t。更为关键的是，CCS-P2M 耦合系统重塑了系统的设备投资逻辑，使得 CHP 由碳排放负担转化为碳物质供应源，HP 因抢占 P2M 所需绿电而被最优决策自然淘汰，TES 因承接 CHP 余热调峰功能而被大规模配置。这种自组织的资源全局最优配置能力证明，CCS-P2M 系统能够在无需外部强制手段的前提下，通过经济激励机制自发驱动园区从被动合规排放向主动资源化获利转型。

2. 多市场价格的联动效应深刻决定了 CCS-P2M 耦合系统的盈亏边界与减排潜力。碳交易基准价格  $p_{CO_2}$ 、绿色甲醇价格  $c_{MeOH}$  与天然气价格  $c_{gas}$  之间存在明确的价格触发阈值：当  $c_{MeOH}$  超过 5.9 元/kg 时，系统的碳市场角色由配额购买者转变为配额出售者，碳交易收益成为正向现金流；当  $p_{CO_2}$  与  $c_{MeOH}$  协同高位时，系统通过强化 CCS 捕集与 P2M 转化实现净碳排放的阶梯式降低。 $c_{gas}$  的上涨在特定工况下会抑制 CHP 过度发电，间接减少源头碳排，与  $p_{CO_2}$  和  $c_{MeOH}$  产生协同减排效应。对于园区规划者，建议密切追踪碳市场与甲醇商品市场的价格联动，当  $c_{MeOH}/c_{gas}$  比值高于 1.68 (元·m<sup>3</sup>)/(元·kg) 时，优先追加 MPS 与 EL 设备投资以扩大资源化收益；当  $p_{CO_2}$  超过 0.35 元/kg 时，应将碳配额管理纳入日常运营决策，适时启动碳资产主动套利策略。

3. 算法鲁棒参数的灵敏度研究揭示了数据增益饱和效应，即当样本量  $N$  在 1000 附近时模型综合性能最优， $N = 5000$  时因捕捉到低概率长尾极端联合工况而引发成本反升。对于政策制定者，建议将碳交易区间长度  $d$  设置在 1000 至 3000 kg 范围内，价格增长率  $\alpha$  设置在 0.20 至 0.35 之间，并采用每 3 至 5 年将  $\alpha$  提升 0.05 的渐进式调控策略；对于园区规划者，建议历史数据样本量  $N$  控制在 500 至 1500 之间，置信水平  $\beta$  取 0.90 至 0.95，以实现最优的经济-鲁棒性权衡。

综上，本研究所提出的含 CCS-P2M 的 DRO 集成框架为零碳工业园区的规划设计提供了兼顾经济可

行性与极端风险韧性的量化决策工具。研究结果表明, 在合理的碳市场政策参数范围内, 即  $d \in [1000, 3000] \text{kg}$ 、 $\alpha \in [0.20, 0.35]$  时, CCS-P2M 耦合系统能够将园区年净碳排放量降低 55% 以上, 同时将年化总成本控制在最优水平。这一结论为我国双碳目标背景下工业园区的精细化能碳协同管理提供了政策参考, 对推动新型能源系统的市场化低碳转型具有工程实践意义。未来研究可进一步引入需求响应机制、绿证交易及多园区协同优化, 以拓展模型的普适性与工程应用边界。

## 参考文献

- [1] 段俊东, 李秀琦. 考虑需求响应的电转氨综合能源系统优化调度[J]. 广东电力, 2025, 38(9): 23-35.
- [2] 陈霖, 王冰, 陈玉全, 等. 基于绿证-阶梯碳交易联合机制的综合能源系统多主体协同优化方法[J]. 智慧电力, 2025, 53(9): 10-18.
- [3] 韩晓娟, 王祖冉, 李浩源, 等. 计及多场景协同降碳的园区综合能源系统主从博弈-鲁棒优化调度[J/OL]. 太阳能学报, 1-15. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2025-0295>, 2026-04-21.
- [4] 国家能源局. 国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见[EB/OL]. [https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202511/content\\_7048396.htm](https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202511/content_7048396.htm), 2025-01-10.
- [5] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 国家能源局. 关于开展零碳园区建设的通知[EB/OL]. [https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202507/t20250708\\_1399057.html](https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/tzgg/202507/t20250708_1399057.html), 2025-02-15.
- [6] 赵振宇, 邓涵予. 阶梯碳下考虑耦合 P2G-CCS 和 CHP 灵活输出的综合能源系统优化调度[J]. 动力工程学报, 2024, 44(8): 1287-1297.
- [7] Feng, Z., Zhang, J., Lu, J., Zhang, Z., Bai, W., Ma, L., et al. (2025) Low-Carbon Economic Dispatch Strategy for Integrated Energy Systems under Uncertainty Counting CCS-P2G and Concentrating Solar Power Stations. *Energy Engineering*, **122**, 1531-1560. <https://doi.org/10.32604/ee.2025.060795>
- [8] 王永康, 易俊, 谢晓岷. 风光氢氨醇一体化技术和产业综述[J]. 中国电力, 2025, 46(3): 557-572.
- [9] Liu, M., Huo, H., Xu, Y., Han, Z. and Wu, Z. (2025) Two-Stage Stochastic Robust Optimization for the Planning and Operation of Rural Integrated Energy Systems Considering Source-Load Uncertainties. *Renewable Energy Focus*, **55**, Article ID: 100735. <https://doi.org/10.1016/j.ref.2025.100735>
- [10] Long, C., Zhang, J., Yan, R., He, Y., Gu, T. and Li, B. (2025) Source-Load-Storage Distributional Robust Low-Carbon Economic Scheduling Considering Carbon Capture Units and Hydrogen Energy Storage System. *International Journal of Hydrogen Energy*, **154**, Article ID: 150169. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2025.150169>
- [11] Tan, H., Zhang, Y., Wang, Q., Weng, H., Li, Z. and Mohamed, M.A. (2025) Dispatch Model of Park-Level Integrated Energy System with Photovoltaic/Thermal Hydrogen Generation Equipment: A Scenario Analysis Method Based on Improved K-Means Clustering. *International Journal of Hydrogen Energy*, **97**, 657-672. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.318>
- [12] Zhang, W., Zhang, M. and Liu, J. (2026) Optimal Multi-Energy Storage Capacity Allocation for Electricity-Heat-Hydrogen-Ammonia Integrated Energy Systems with Ammonia Cycling. *Renewable Energy*, **257**, Article ID: 124788. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2025.124788>
- [13] 刘海涛, 仲聪, 马佳伊, 等. 考虑条件风险价值和阶梯碳交易的综合能源系统优化调度[J]. 电测与仪表, 2024, 61(4): 100-108.
- [14] Wang, Z., Li, W. and Zhang, Y. (2025) Two-Tier Optimal Scheduling of Integrated Energy Systems in Parks Considering P2G-CCS-CHP Coupling and Electricity-Gas-Heat-Cooling Price-Demand Response. *Energy*, **338**, Article ID: 138803. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.138803>
- [15] 肖白, 刘健康, 张博, 等. 考虑阶梯碳交易和需求响应的含氢储能并网型微电网优化配置[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(1): 121-129.