DOI: 10.19666/j.rlfd.202606076

考虑电碳价格信号耦合的多微电网协同低碳调度研究

李建林，耿子玉，武亦文，李 杰
（国家能源用户侧储能创新研发中心（北方工业大学），北京 100144）

［摘 要］【目的】针对高比例新能源接入条件下多微电网系统经济性与低碳性难以协同优化，以及电价、碳成本信号与微网内部交易之间协同作用不足的问题，提出一种电碳信号耦合下的多微电网协同低碳调度方法。【方法】构建包含风电、光伏、常规机组、储能及需求响应的互联多微电网系统，将24 h园区内部动态结算电价和碳排放成本引导系数作为联合优化变量，并建立考虑机组出力、储能充放电和需求响应等的协同低碳调度模型。微网间交易采用基于内部结算电价的折扣定价机制，使内部功率互济与主网购售电形成价格联动。在此基础上，采用改进水流优化算法搜索电碳信号组合，根据系统综合运行性能更新搜索结果，实现电碳信号与运行策略的协同优化。【结果】算例结果表明，在所提电碳信号引导下，储能、需求响应及微网间功率互济呈现出协同调节特征。与固定电碳信号模式相比，系统总运行成本由3 904.3元降至3 808.7元，降低约2.4%，碳成本降低10.7%，峰谷差降低18.2%。【结论】所提方法能够通过内部电价与碳排放成本信号的联合优化协调多微电网运行行为，在满足各微电网供需平衡及设备运行约束的同时兼顾系统经济性、低碳性与负荷平抑效果。

［关 键 词］多微电网；低碳调度；协同优化；电碳市场；水流优化算法

［引用本文格式］李建林，耿子玉，武亦文，等. 考虑电碳价格信号耦合的多微电网协同低碳调度研究[J]. 热力发电，年，卷(期)：起始页码-终止页码. Li J L, Geng Z Y, Wu Y W, et al. Research on coordinated low-carbon dispatch of multi-microgrids under the coupling of electricity and carbon price signals [J]. Thermal Power Generation, 年, 卷(期): 起始页码-终止页码.

Research on coordinated low-carbon dispatch of multi-microgrids under the coupling of electricity and carbon price signals

Li Jianlin, Geng Ziyu, Wu Yiwen, Li Jie
(National User-Side Energy Storage Innovation Research and Development Center(North China University of Technology), Beijing 100144, China)

Abstract: [Objective]Under the increasing penetration of renewable energy, the coordinated operation of interconnected multi-microgrids faces the challenge of simultaneously improving economic efficiency, reducing carbon-emission-related costs, and mitigating load fluctuations. Existing dispatch methods generally treat electricity-price and carbon-cost signals as predetermined parameters, and the interaction among internal settlement prices, carbon-cost signals, and inter-microgrid power transactions is insufficiently considered. To address these issues, a coordinated low-carbon dispatch method for multi-microgrids under electricity-carbon market coupling is proposed. [Methods]An interconnected multi-microgrid system consisting of three heterogeneous microgrids is established, incorporating wind power, photovoltaic generation, conventional generating units, energy storage systems, demand response, main-grid power exchange, and inter-microgrid power exchange. The 24-hour internal settlement electricity price and carbon-emission cost guidance coefficient are

收 稿 日 期：2026-06-23 修回日期：2026-09-24 接受日期：2026-09-28 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：国家自然科学基金面上项目（52277211）；北方工业大学2026年研究生教改项目
Supported by：National Natural Science Foundation of China (52277211); North China University of Technology 2026 Graduate Education Reform Project
第一作者简介：李建林(1976)，男，博士，教授，主要研究方向为储能技术、电力系统规划调度，dkyljl@163.com。
通信作者简介：耿子玉(2001)，女，硕士研究生，主要研究方向为电力系统规划调度，2319340436@qq.com。

jointly optimized as decision variables. A discount-based pricing mechanism is introduced for inter-microgrid electricity transactions based on the internal settlement electricity price, thereby establishing a price linkage between internal power exchange and electricity trading with the main grid. On this basis, a coordinated low-carbon dispatch model is formulated by considering conventional-unit output, energy-storage charging and discharging, demand response, main-grid power exchange, inter-microgrid power exchange, and the corresponding operational constraints. An improved water flow optimization (IWFO) algorithm is developed to search for the electricity-carbon signal combinations. The algorithm incorporates opposition-based learning initialization, L é vy-flight-enhanced turbulence, a gravitational sinking-flow mechanism, and a Cauchy-Gaussian hybrid stagnation-escape strategy. For each candidate electricity-carbon signal combination, the corresponding multi-microgrid dispatch scheme is solved, and the comprehensive operating performance of the system is used to update the search process, thereby realizing the coordinated optimization of electricity-carbon signals and dispatch strategies. [Results]The case-study results show that the dynamic electricity-carbon signals can promote the coordinated participation of energy storage, demand response, and inter-microgrid power exchange. Compared with the fixed electricity-carbon signal case, the total operating cost decreases from CNY 3,904.3 to CNY 3,808.7, representing a reduction of approximately 2.4%. The carbon-emission-related cost decreases by 10.7%, while the peak-to-valley load difference decreases by 18.2%. The results further show that joint optimization of the internal settlement electricity price and carbon-emission cost guidance coefficient provides more effective comprehensive regulation than optimization of either signal alone. Benchmark-function tests and ablation experiments also demonstrate the improved optimization performance of IWFO. [Conclusion]The proposed method establishes a coordinated interaction among internal electricity-price signals, carbon-cost guidance, and multi-microgrid operating decisions. By coordinating conventional generation, energy storage, demand response, and inter-microgrid power exchange, the proposed approach promotes temporal and spatial complementarity among heterogeneous microgrids and improves the overall coordination among economic operation, carbon-emission-related cost control, and load regulation.

Key words: multi-microgrid; low-carbon dispatch; coordinated optimization; electricity-carbon market; water flow optimization algorithm

在“双碳”目标的持续推进下，电力行业碳排放占能源活动碳排放总量的 40%以上[错误!未找到引用源。]。随着风电、光伏渗透率的不断升高，其出力固有的波动性与间歇性，给电力系统调度带来了新挑战[2]。在保障供电可靠性的同时兼顾系统运行经济性与低碳性已经成为分布式能源场景下亟待解决的核心问题。多微电网互联为此提供了解决思路，而随着全国碳市场逐步向电力行业覆盖，电碳市场的耦合效应日益凸显，电碳信号的动态变化将直接影响微电网的调度行为[3-4]。

储能虽具有平抑新能源出力波动、实现电能时移的优势[错误!未找到引用源。]，但在多微电网互联场景下，其配置与运行往往会受到价格信号的影响，难以主导调度决策。传统调度模式多围绕单一经济目标展开或通过调峰机组来平衡负荷，围绕低碳经济调度，已有研究从碳交易、博弈协调、柔性负荷等方面展开。文献[7]将阶梯碳交易引入综合能源系统调度；文献[8]采用合作—非合作博弈研究光储荷网协同运行；文献[9]基于碳排放流研究电碳耦合市场中的出清与收益分配；文献[10]建立了含共享储能的电碳协调方法；文献[11-13]分别从柔性负荷、多主体协调和碳流分析角度研究低碳优化问题。上述研究为电碳协同调度提供了良好基础。然而，现有研究仍存在两方面不足：一是部分研究将电碳信号作为既定参数，对价格信号与微电网运行行为之间的反馈关系考虑不足；二是在多微电网互联场景下，虽然存在内部功率交换，但对内部结算价格、微网间交易价格以及内部交易与主网交易之间经济关系的描述仍不够充分。已有研究表明，价格机制能够有效影响多主体协同运行[14]，因此有必要进一步明确外部价格信号、园区内部定价和微网运行决策之间的传导关系。

在调度模型的求解方面，粒子群算法（particle swarm optimization, PSO）[错误!未找到引用源。]、遗传算法（genetic algorithm, GA）[错误!未找到引用源。]、灰狼优化算法（grey wolf optimization, GWO）[错误!未找到引用源。]等在调度优化领域被广泛应用。PSO 算法结构简单、参数少，但在处理高维调度问题时易出现早熟收敛、寻优精度不足的问题[错误!未找到引用源。]；GA 算法全局搜索能力较强，但收敛速度慢、后期易陷入局部最优[错误!未找到引用源。]；GWO 虽然收敛速度快，但在复杂约束场景下易于陷入局部最优问题，寻优稳定性不足[错误!未找到引用源。]。为了解决上述问题，提出了许多改进算法[错误!未找到引用源。]，但现有改进研究多集中于单一参

数或算子的调整，缺乏对算法全局寻优与局部开发能力的协同设计，难以高效求解包含动态电碳信号、多类型灵活性资源及多微电网功率交互的高维非线性优化问题。

电碳协同规划是推动城市配电系统高质量转型的关键路径之一[错误!未找到引用源。]，针对上述问题，本文开展电碳市场耦合下多微电网协同低碳调度研究，主要工作如下：

1）提出电碳双信号联合驱动的多微电网协同调度机制。将园区 24 h 内部动态结算电价与碳排放成本引导系数同时纳入优化变量，以经济价格信号和碳成本信号共同作用于多微电网运行决策。

2）建立考虑异构微电网与多类型灵活性资源的协同低碳调度模型。针对 MG1、MG2 和 MG3 在新能源结构、常规机组、储能及需求响应资源方面的差异，综合考虑机组出力、储能充放电、柔性负荷、主网功率交换及微网间功率互济，实现不同资源禀赋微电网在时间和空间维度上的协同互补。

3）提出面向电碳信号联合优化的改进水流优化算法（improved water flow optimization, IWFO）。针对原始 WFO 在高维复杂搜索空间中初始种群随机性较强、全局探索与局部开发能力不平衡等问题进行改进，并验证所提算法的搜索精度、收敛性能及其在电碳协同调度中的适用性。

1 多微电网协同低碳调度系统建模

1.1 多微电网系统结构与运行模式

本文选取由 MG1、MG2、MG3 三个微电网构成的区域综合能源系统作为研究对象，以此构建多微电网协同调度优化框架，如图 1 所示。

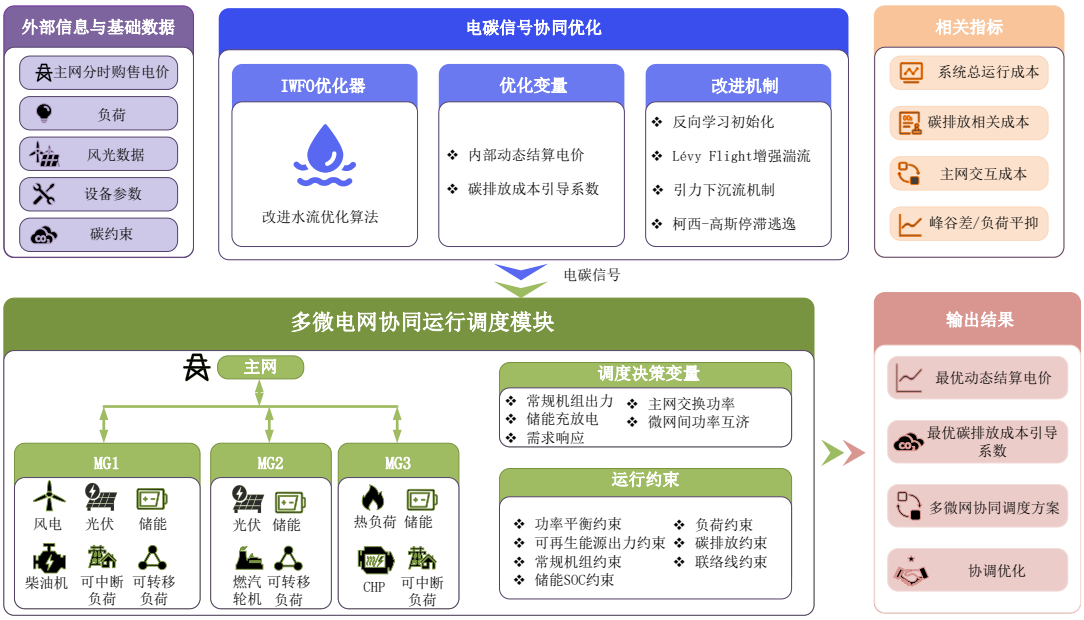


图 1 多微电网协同低碳调度框架

Fig.1 Coordinated low-carbon scheduling framework of multi-microgrids

三个微电网在电源结构、负荷特性与调度灵活性来源上存在显著差异，形成互补协同的运行基础。MG1 为新能源区微电网，配备风电机组、光伏系统、柴油发电机及储能装置，同时配置可转移负荷与可中断负荷两类需求响应资源，兼具发电侧与负荷侧的双重调节能力，在系统中承担主要的灵活性支撑功能，是系统中清洁能源渗透率最高的单元。MG2 为工业居民区微电网，以光伏为主要清洁电源，辅以燃气轮机和储能系统，光伏出力日内波动显著，配置可转移负荷通过时间维度的负荷平移来平滑净负荷曲线，抑制系统峰谷波动。MG3 为商业区热电联产型微电网，以 CHP 机组为核心电源，运行过程中受"以热定电"约束，其发电出力由热负荷经电热比唯一确定，机组本身不具有主动调节自由度，因此 MG3 的调度灵活性完全依赖储能系统的充放电调节和可中断负荷的需求侧响应。

三个微电网之间通过三条联络线形成全互联结构，实现跨微电网的功率互济。微网间交易采用折扣定价机制，这一价格激励机制促使各微电网在系统内部优先进行功率互补，再向主网购售电，从而有效降低系统整体的外购电成本，并提升可再生能源的就地消纳水平。各微电网同时保留与主网的

双向交易通道，但受联络线容量约束。

为实现电碳信号驱动下的多微电网协同运行，本文构建由电碳信号优化与运行调度相结合的协同优化框架。主网购售电价格作为外部市场信息输入系统，并用于约束园区内部结算价格的合理范围。园区能源管理中心以 24 h 内部动态结算电价向量与碳排放成本引导系数作为待优化变量，首先根据其允许范围初始化 IWFO 种群，并由各候选个体生成相应的电碳信号组合。对于每组候选电碳信号，进一步求解多微电网运行调度模型，确定常规机组出力、储能充放电、柔性负荷、主网功率交换及微网间功率互济方案，并据此计算系统运行成本、碳排放及综合评价函数值。随后依据适应度结果更新 IWFO 种群，并通过所提出的增强机制持续搜索新的电碳信号组合。上述过程迭代进行，直至达到终止条件，最终获得较优的电碳信号及其对应的多微电网协同运行方案，实现经济性、低碳性与负荷调节性能的协调优化。

1.2 系统模型构建

为实现微电网系统的低碳经济调度，本文构建包含光伏、风电、燃气轮机、柔性负荷及储能系统的多源异构数学模型。

1.2.1 可再生能源发电模型

光伏机组 t 时刻出力为 $P_{\mathrm{pv}}(t)$：

$$P_{pv}(t)=P_{pvN}\cdot\frac{G(t)}{G_{ref}}\cdot\left[1-\beta\cdot\left(T(t)-T_{\mathrm{ref}}\right)\right] \tag{1}$$

式中：P_{pvN} 为光伏机组额定功率；G 为辐照度，G_{ref} 为标准辐照度；T 为环境温度，T_{ref} 为标准测试条件温度；β 为温度系数。

风电机组出力 $P_{\mathrm{wt}}(t)$为：

$$P_{wt}(t)=\begin{cases}0, & v_t<v_{\text{cut-in}}\ \text{or}\ v_t>v_{\text{cut-out}}\\ P_{\text{rated}}\cdot\left(\dfrac{v_t^3-v_{\text{cut-in}}^3}{v_N^3-v_{\text{cut-in}}^3}\right), & v_{\text{cut-in}}\le v_t<v_{\text{rated}}\\ P_{wtN}, & v_{\text{rated}}\le v_t\le v_{\text{cut-out}}\end{cases} \tag{2}$$

式中：$v_{\text{cut-in}}$、$v_{\text{cut-out}}$ 分别为风电机组启动、停机风速；v_N 为额定风速；P_{wtN} 为风电机组额定功率。

1.2.2 常规机组运行模型

柴油发电机和燃气轮机均采用线性运行成本模型，出力在最小技术出力与额定容量之间连续可调。

CHP 热电耦合关系及其运行成本模型为：

$$Q_{chp}(t)=\frac{P_{chp}(t)}{\eta_H} \tag{3}$$

式中：P_{chp} 为机组发电功率；Q_{chp} 为 CHP 机组供热功率；$/_{\mathrm{H}}$ 为机组电热比；

1.2.3 储能系统模型

$$S_{SOC}(t)=S_{SOC}(t-1)+\left(\eta_cP_c(t)-\frac{P_d(t)}{\eta_d}\right)\frac{\Delta t}{E_{bat,N}} \tag{4}$$

式中：$S_{SOC}(t)$为储能荷电状态；η_c、η_d 分别为充电、放电效率；P_c、P_d 分别为充电、放电功率；$E_{bat,N}$ 为储能额定容量；Δt 为调度时间步长。

1.2.4 负荷模型

可转移负荷可在调度周期内平移，且总转移量满足以下约束：

$$\sum_{t=1}^{24}L_{dr}(t)=0 \tag{5}$$

式中：L_{dr} 为可转移负荷实际值。

可控负荷可在指定时段中断：

$$L_{idr}(t)=x_{idr}(t)\cdot L_{idr,\max}(t) \tag{6}$$

式中：$L_{idr}(t)$为 t 时段可控负荷实际值；x_{idr} 为可控负荷中断系数；$L_{idr,max}$ 为可控负荷上限。

2 多微电网协同低碳调度模型

2.1 电碳协同优化目标

本文优化变量包括电碳信号变量和多微电网运行变量。为综合评价不同内部结算电价与碳排放成本引导系数组合对系统运行状态的影响，构建考虑系统运行成本、碳成本及主网功率交互的综合评价函数。IWFO 以函数 f 作为候选电碳信号的适应度评价依据，其表达式为：

$$\begin{cases}f=\sum_{t=1}^{24}\left(\rho(t)\cdot E_{\mathrm{CO_2}}(t)-\lambda(t)\cdot P_{\mathrm{grid,tol}}(t)\right)+\sum_{i=1}^{3}f_{d,i}\\ E_{\mathrm{CO_2}}(t)=e_{\mathrm{de}}\cdot P_{\mathrm{de}}(t)+e_{\mathrm{mt}}\cdot P_{\mathrm{mt}}(t)+e_{\mathrm{chp}}\cdot P_{\mathrm{chp}}(t)\\ f_1=C_{\mathrm{grid},1}+C_{\mathrm{net1\text{-}23}}+C_{gen}+C_{\mathrm{bat}}+C_{\mathrm{ren}}+C_{\mathrm{CO2},1}+C_{LL,1}\\ f_2=C_{\mathrm{grid},2}+C_{\mathrm{net2\text{-}13}}+C_{gen}+C_{\mathrm{bat}}+C_{\mathrm{pv}}+C_{\mathrm{CO2},2}+C_{LL,2}\\ f_3=C_{\mathrm{grid},3}+C_{\mathrm{net3\text{-}12}}+C_{gen}+C_{\mathrm{bat}}+C_{\mathrm{CO2},3}\end{cases} \tag{7}$$

式中：f 为电碳信号组合的综合评价函数，内部动态结算电价通过主网购售电及微网间交易成本影响功率交换行为，碳排放成本引导系数通过碳成本项改变常规机组碳排放对应的经济代价，二者共同作用于多微电网运行方案；ρ为园区管理中心制定的动态碳排放成本引导系数，用于表征碳排放在调度决策中的经济作用；E_{CO2} 为 t 时段系统碳排放量；λ 为内部动态结算电价；$P_{grid,tol}$ 为 MG 与主网总交互功率；P_{de} 为柴油发电机出力；P_{mt} 为燃气轮机出力；

P_{chp}为 CHP 机组出力。e_{de}、e_{mt}、e_{chp}分别为柴油机、燃气轮机、CHP 碳排放因子。C_{grid}为主网购售电成本；C_{net}为 MG 交互成本，考虑电价折扣；C_{bt}为储能运行成本；C_{ren}为新能源运维成本；C_{pv}为光伏运维成本；C_{co2}为碳成本；C_{gen}为柴油发电机、燃气轮机、CHP 机组的燃料与固定成本；C_{LL}为峰谷差惩罚项。

$$\begin{cases} C_{\text{grid}} = \sum_{t=1}^{24}\left(\lambda(t)\cdot P_{\text{buy,g}}(t) - \lambda(t)\cdot P_{\text{sell,g}}(t)\right) \\ C_{gen}(t) = (a_{de}\cdot P_{de}(t) + b_{de}) + (a_{mt}\cdot P_{mt}(t) + b_{mt}) \\ \qquad + (a_{chp}\cdot P_{chp}(t)) \\ C_{\text{net}} = \sum_{t=1}^{24}\left(0.75\lambda(t)\cdot P_{\text{buy}}(t) - 0.6\lambda(t)\cdot P_{\text{sell}}(t)\right) \\ C_{\text{bat}} = \sum_{t=1}^{24} c_{\text{bat}}\cdot\left|P_{\text{bat}}(t)\right| \\ C_{\text{ren}} = \sum_{t=1}^{24} c_{\text{ren}}\cdot\left(P_{\text{wt}}(t) + P_{\text{pv}}(t)\right) \\ C_{pv} = \sum_{t=1}^{24} c_{pv}\cdot P_{\text{pv}}(t) \\ C_{LL} = \delta(\max(J_{\text{load}}(t) - L_{dr}(t)) - \min(J_{\text{load}}(t) - L_{idr}(t))) \end{cases} \tag{9}$$

式中：$P_{buy,g}$、$P_{sell,g}$分别为 MG 向主网的购电、售电功率；a_{de}、a_{mt}、a_{chp}分别为柴油发电机、燃气轮机、CHP 机组单位功率运行成本系数；b_{de}、b_{mt}、b_{chp}分别为柴油发电机、燃气轮机、CHP 机组固定运行成本；P_{buy}、P_{sell}分别为 MG 间的购电、售电功率；c_{bat}为储能单位充放电成本；P_{bat}为储能净出力；c_{ren}为 MG 风光联合单位运行成本；c_{pv}为光伏单位运行成本；J_{load}为净负荷；™为惩罚系数。

$$\begin{cases} C_{\text{CO2,1}} = \sum_{t=1}^{24}\rho(t)\cdot e_{\text{de}}\cdot P_{\text{de}}(t) - \sum_{t=1}^{24} k_{\text{CO2}}\cdot P_{\text{de}}(t) \\ C_{\text{CO2,2}} = \sum_{t=1}^{24}\rho(t)\cdot e_{mt}\cdot P_{\text{mt}}(t) \\ C_{\text{CO2,3}} = \sum_{t=1}^{24}\rho(t)\cdot e_{\text{chp}}\cdot P_{\text{chp}}(t) - \sum_{t=1}^{24} k_{\text{CO2}}\cdot P_{\text{chp}}(t) \end{cases} \tag{10}$$

式中：k_{CO2}为固定碳减排补贴。

2.2 系统运行约束条件

微电网内各自满足电力供需平衡约束：

$$\begin{aligned} P_{\text{wt}}(t) + P_{\text{pv}}(t) + P_m(t) + P_{\text{net}}(t) + P_{grid}(t) = \\ L_1(t) + L_{\text{dr}}(t) + L_{\text{idr}}(t) + P_{\text{bat}}(t) \end{aligned} \tag{11}$$

式中：P_m为发电机组的出力功率；P_{net}为 MG 交互功率；P_{grid}为 MG 与主网的交互功率；L_1为基础负荷。

2.2.1 可再生能源出力约束

$$\begin{cases} 0 \le P_{pv}(t) \le P_{pv,\max} \\ 0 \le P_{wt}(t) \le P_{wt,\max} \end{cases} \tag{12}$$

式中：$P_{pv,max}$、$P_{wt,max}$分别为光伏、风电机组最大出力。

2.2.2 常规机组出力约束

$$\begin{cases} P_{m,min} \le P_m(t) \le P_{m,max} \\ -r_{m,down} \le P_m(t) - P_m(t-1) \le r_{m,up} \end{cases} \tag{13}$$

式中：$P_{m,max}$、$P_{m,min}$为机组最大、最小出力；$r_{m,down}$、$r_{m,up}$为机组最小、最大爬坡速率。

2.2.3 储能运行约束

$$\begin{cases} 0 \le P_{\text{c}}(t) \le P_{ess,\max} \\ 0 \le P_{\text{d}}(t) \le P_{ess,\max} \\ P_{\text{bat}}(t) = P_{\text{c}}(t) - P_{\text{d}}(t) \\ S_{\text{SOC,min}} \le S_{\text{SOC}}(t) \le S_{\text{SOC,max}} \end{cases} \tag{14}$$

式中：$P_{ess,max}$为储能最大功率；$S_{SOC,max}$、$S_{SOC,min}$分别为储能荷电状态上下限。

2.2.4 负荷约束

可转移负荷约束：

$$-K_{dr}L_{dr,0}(t) \le L_{dr}(t) \le K_{dr}L_{dr,0}(t) \tag{15}$$

式中：$L_{dr,0}$为可转移负荷原始值；K_{dr}为可转移负荷系数。

可控负荷约束：

$$\begin{cases} 0 \le x_{idr}(t) \le u_{idr}(t) \\ \sum_{t=1}^{24} u_{idr}(t) \le n \end{cases} \tag{16}$$

式中：u_{idr}为可控负荷中断 0-1 变量，1 表示中断，0 表示正常运行；n为总中断次数。

2.2.5 碳排放约束

$$\sum_{t=1}^{24} E_{CO2} \le E_{CO2,\max} \tag{17}$$

式中：$E_{CO2,max}$为系统调度周期内的碳排放总配额。

2.2.6 联络线约束

$$\left|P_{\text{net},ij}(t)\right| \le P_{\text{line},ij}^{\max} \tag{18}$$

式中：$P_{net,ij}$为微电网 i 与微电网 j 之间在 t 时段的交互功率；$P_{max\ line,ij}$为联络线之间允许传输的最大功率。

3 改进水流优化算法及其求解流程

WFO 是一种受流体力学启发的元启发式计算方法，算法将待求解的优化问题映射为多维势能地形，将候选解集抽象为具有动能的水流粒子群，通

过模拟自然界中水流的层流与湍流两种运动形态的随机切换，实现全局探索与局部开发的动态平衡。

层流阶段模拟水体在平滑势场中的定向迁移，主要承担局部开发任务。在该模式下，粒子 x_i 的运动方向由全局最优解 x_{best} 与随机参照粒子 x_{rand} 共同决定：

$$x_i^{(t+1)} = x_i^{(t)} + \alpha(x_{best}^{(t)} - x_r^{(t)}) \tag{19}$$

式中：t 表示当前迭代次数；〈为均匀分布的随机步长系数；x_r 为从种群中随机选取的另一个体。该机制引导粒子沿最优解指向随机解的梯度方向进行平滑搜索，若超出边界$[L_j,U_j]$则执行：

$$x_{i,j}^{(t+1)} = L_j + \beta \cdot (U_j - L_j) \tag{20}$$

湍流阶段模拟复杂地形下的涡旋与散射效应，旨在增强全局探索能力并跳出局部极值：

$$\begin{cases} x_{i,j}^{(t+1)} = x_{i,j}^{(t)} + |x_{k,j}^{(t)} - x_{i,j}^{(t)}| \cdot \theta \cdot \cos(\theta) & \gamma < P_e \\ x_{i,j}^{(t+1)} = L_j + \left(\dfrac{x_{k,m}^{(t)} - L_m}{U_m - L_m} \right) \cdot (U_j - L_j) & \gamma \geq P_e \end{cases} \tag{21}$$

式中：P_e 为概率阈值；⌊为旋转角；x_k 为从种群中随机选取的另一伙伴粒子；j、m 代表不同的维度。该机制打破了维度间的独立性，利用高维空间的信息耦合特性实现大范围跳跃搜索。最终，算法采用贪婪选择策略更新种群：

$$x_i^{(t+1)} = \begin{cases} y_i^{(t+1)} & f(y_i^{(t+1)}) < f(x_i^{(t)}) \\ x_i^{(t)} & f(y_i^{(t+1)}) \geq f(x_i^{(t)}) \end{cases} \tag{22}$$

式中：$y_i^{(t+1)}$ 为候选新位置，$f(\cdot)$ 为适应度函数。

针对 WFO 在高维多峰函数优化中存在的初始种群质量依赖随机性、探索开发转换机制僵化以及易陷入早熟收敛等缺陷，提出了 IWFO 算法，通过引入四项核心数学增强机制，重构了算法的初始化、流动调度及变异算子。

3.1 基于反向学习的种群初始化

为提升初始解在搜索空间的覆盖密度，引入反向学习机制，对于初始种群 $X^{(0)}$，同步构造反向种群 $X^{`(0)}$。然后，构建候选池 Z，选取前 N 个最优个体为初始种群：

$$\begin{cases} x'_{i,j} = L_j + U_j - x_{i,j} \\ Z = X^{(0)} \bigcup X^{`(0)} \\ X_{final}^{(0)} = \text{Top}_N\left(\text{Sort}\{f(z) | \ z \in Z\}\right) \end{cases} \tag{23}$$

3.2 Lévy Flight 增强湍流算子

为克服传统螺旋变异步长受限的问题，IWFO 在湍流模式中融合莱维飞行机制。利用莱维分布的重尾特性，粒子可执行长距离跳跃以逃离局部极值。更新方程修正为：

$$\begin{cases} y_i = x_i + L(\lambda) \otimes (x_{best} - x_i) + \Delta S \\ L_j = 0.01 \cdot \dfrac{u_j}{|v_j|^{1/\lambda}} \\ \sigma_u = \left(\dfrac{\Gamma(1+\lambda)\sin(\pi\lambda/2)}{\Gamma((1+\lambda)/2) \cdot \lambda \cdot 2^{(\lambda-1)/2}} \right)^{1/\lambda} \end{cases} \tag{24}$$

式中：⌊为稳定指数；$\triangle_S$ 为扰动项。

3.3 引力下沉流机制

新增第三种流动模式，模拟重力作用下流体向低势能区加速汇聚的物理过程。该模式的速度矢量 v_i 由定向引力项与差分扩散项构成：

$$\begin{cases} v_i = g(\tau) \cdot (x_{best} - x_i) + (1 - g(\tau)) \cdot \xi \cdot (x_{r_2} - x_{r_3}) \\ y_i = x_i + v_i \\ g(\tau) = 1 - \tau \end{cases} \tag{25}$$

式中：$g(|)$为时变重力系数；r_2、r_3 为互不相同的随机索引。

3.4 柯西-高斯混合停滞逃逸策略

为应对算法停滞问题，定义停滞计数器 S_{cnt}。当全局最优值连续 K 代未更新时，触发混合变异机制，对种群中适应度最差的 $N_{\text{mut}}=[0.2N]$个个体进行重构：

$$\begin{cases} y_{worst} = x_{best} + \delta \cdot \mathcal{M}(\tau) \\ \delta = 0.15(U - L)(1 - 0.8\tau) \\ \mathcal{M}(\tau) = \begin{cases} C(0,1) & rand < 1 - \tau \\ G(0,1) & rand \geq 1 - \tau \end{cases} \end{cases} \tag{26}$$

式中：$M(|)$为变异算子。早期倾向于使用柯西分布 C(0,1)进行大范围粗粒度搜索，晚期倾向于高斯分布 G(0,1)进行细粒度局部挖掘。该策略使算法具备跳出局部最优、重启搜索的能力。

4 算例分析与结果讨论

为验证所提模型及 IWFO 算法的有效性，本章从算法性能测试与多微电网实际调度仿真两个方面开展验证。算例基于 Matlab 2024a 仿真平台搭建，调度时间尺度为 24 h，时间步长为 1 h。微电网关键参数汇总如表 1 所示，联络线允许双向潮流。微网间交易价格在内部结算电价基础上施加折扣系数，依据内部互济过网费减免机制设定[23]，购电侧与售电侧折扣系数分别设为 0.75 和 0.60，该设置

满足内部交易价格低于主网购电价、高于主网售电价的定价原则，确保微网间互济在经济性上优于直接与主网交易。

表 1 微电网关键装置参数
Tab.1 Key device parameters of microgrid

参数	MG1	MG2	MG3
储能额定功率/kW	40	40	40
SOC 允许范围	[0.30, 0.95]	[0.30, 0.95]	[0.30, 0.95]
主网交换上限/kW	160	150	100
DR 可转移上限	20%	20%	-
常规机组出力/kW	200	200	由热负荷决定

4.1 算法收敛性能验证

为了评估 IWFO 算法的寻优性能，选取了涵盖单峰、多峰、高维及复合形态特征的 4 类具有代表性的基准测试函数，具体信息如表 2 所示。本文测试函数均为最小化问题，结果越接近理论最优值，寻优精度越高；标准差越小，算法稳定性越好。

表 2 基准测试函数
Tab.2 Benchmark test function

编号	函数名称	类型	适应度理论最优
F1	Sphere	单峰/凸函数	0
F2	Schwefel 2.22	单峰/不可微	0
F3	Six-hump Camel Back	多峰/非凸	-1.03
F4	Rastrigin	多峰/窄强震荡	0

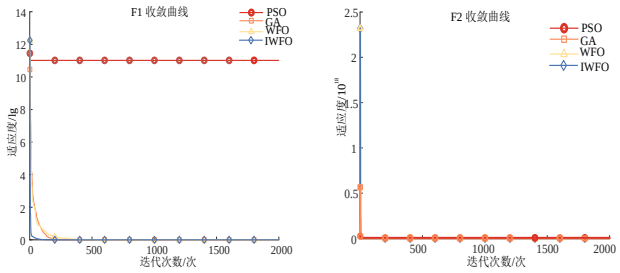
设置四组对比实验，结果如图 2、表 3 所示：

1）标准粒子群优化算法(PSO)；

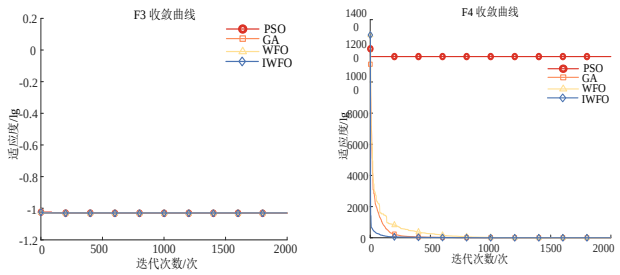
2）遗传算法(GA)；

3）原始水流优化算法(WFO)；

4）改进水流优化算法(IWFO)。



a) F1 b) F2



c) F3 d) F4

图 2 不同算法收敛曲线对比
Fig.2 Comparison of convergence curves of different algorithms

表 3 30 次实验迭代最优值及标准差
Tab.3 Optimal value and standard deviation of 30 experimental iterations

	算法	F1	F2	F3	F4
最优值	PSO	6.98×10^{4}	1.16×10^{10}	-1.03	7.86×10^{3}
	GA	3.66×10^{-2}	7.64×10^{-2}		5.96×10^{-1}
	WFO	1.53×10^{-5}	1.70×10^{-4}		1.10×10^{-4}
	IWFO	5.12×10^{-22}	2.32×10^{-13}		5.68×10^{-13}
标准差	PSO	7.18×10^{3}	5.82×10^{15}	3.60×10^{-4}	7.21×10^{2}
	GA	2.11×10^{-2}	1.87×10^{-2}	9.74×10^{-6}	3.54×10^{-1}
	WFO	1.22×10^{-5}	6.82×10^{-5}	6.78×10^{-16}	2.28×10^{-4}
	IWFO	1.47×10^{-19}	4.04×10^{-12}	1.28×10^{-3}	2.32×10^{-9}

测试结果表明，IWFO 在 4 个基准函数上均具有较好的寻优精度和收敛性能。由表 3 可知，IWFO 在 F1、F2 和 F4 上的标准差均低于其他算法，表现出较好的运行稳定性；在 F3 上虽标准差相对较大，但其最优值仍能较好逼近理论最优值，说明算法求解精度仍处于较高水平。总体来看，IWFO 具有较好的综合优化性能，但在部分多峰非凸函数上的稳定性仍有提升空间。

4.2 算法消融实验对比分析

为进一步分析各改进机制对算法性能提升的贡献，采用逐一剔除消融实验策略进行验证。在保持其余改进机制不变的条件下，每次仅关闭一个增强模块，并与完整 IWFO 及原始 WFO 进行对比分析：

1）IWFO：完整 IWFO 算法；

2）IWFO_noI1：关闭反向学习初始化机制；

3）IWFO_noI2：关闭 Lévy 飞行增强机制；

4）IWFO_noI3：关闭引力下沉流机制；

5）IWFO_noI4：关闭停滞逃逸变异机制；

6）WFO：原始水流优化算法。

从整体结果来看，完整 IWFO 在各测试函数上均取得较好的最终目标函数值；当任一增强模块被

移除后，部分测试函数的收敛速度、最终目标函数值或稳定性出现不同程度变化，说明各增强机制对算法性能具有一定的促进作用。相比之下，原始 WFO 的综合收敛性能和求解精度总体弱于 IWFO 及其变体，进一步说明所提出增强机制能够改善算法的综合优化性能。

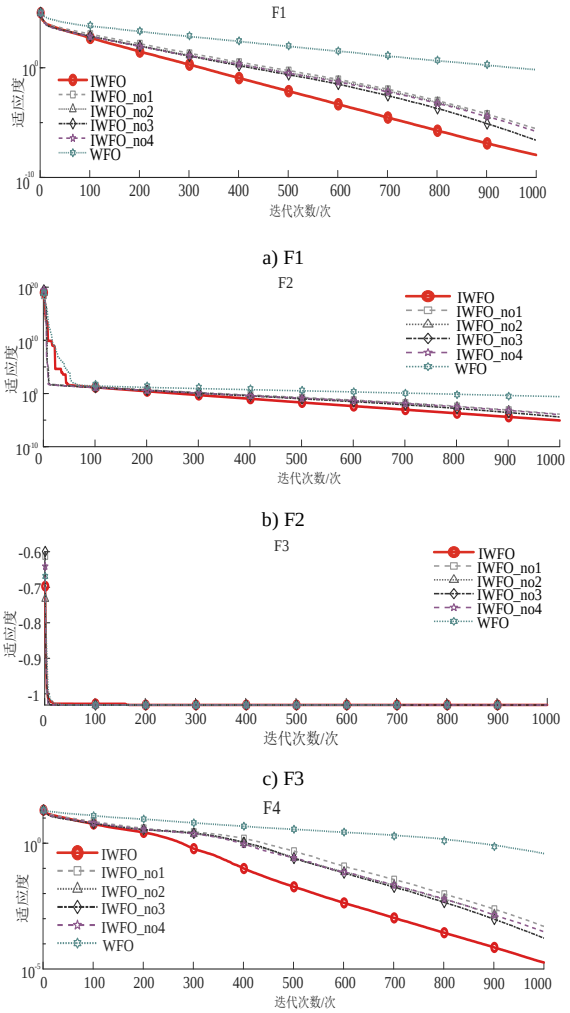


图 3 消融实验收敛曲线对比

Fig.3 Comparison of convergence curves for ablation study

4.3 多微电网调度算例结果分析

为了验证 IWFO 算法在微电网能源管理与电-碳协同优化中的有效性，设计了 7 组对比实验，结果如表 4 所示：

1）Case 1: 采用固定内部结算电价和固定碳排放成本引导系数，无动态优化能力，代表传统运营模式。

2）Case 2: 采用 PSO 作为典型群智能算法动态优化内部结算电价与碳排放成本引导系数。

3）Case 3: 采用 GA 作为典型进化算法动态优化内部结算电价与碳排放成本引导系数。

4）Case 4: 采用 WFO 算法动态优化内部结算电价与碳排放成本引导系数。

5）Case 5: 采用 IWFO 仅动态优化内部结算电价，碳排放成本引导系数保持与 Case 1 一致的固定值。

6）Case 6: 采用 IWFO 仅动态优化碳排放成本引导系数，内部结算电价保持与 Case 1 一致的预设分时电价。

7）Case 7: 采用 IWFO 算法动态优化内部结算电价与碳排放成本引导系数。

上述案例均在相同的约束条件下运行，从而评估不同优化策略对系统经济性、低碳性以及定价策略的影响。

表 4 不同电碳信号优化策略的调度结果对比

Tab.4 Comparison of scheduling results under different electricity-carbon signal optimization strategies

方案	Case1	Case2	Case3	Case4	Case5	Case6	Case7
碳成本降低率/%	0	9.2	8.2	9.7	-17.9	0.73	10.7
总成本/元	3 904.3	3 885.6	3 936.2	3 877.6	3975.7	3903.5	3 808.7
总运行成本变化率/%	0	-0.5	0.8	-0.7	1.83	-0.02	-2.4
平均电价/(元/kWh)	-	0.63	0.66	0.61	0.54	-	0.59
平均碳排放成本引导系数/(元/kg CO_2)	-	0.07	0.07	0.07	-	0.074	0.07
峰谷差变化率/%	-	13.8	25.5	13.3	4.8	1	18.2

在统一设备参数、负荷及新能源预测数据、设备运行约束和微电网交互约束下，Case 7 采用 IWFO 对 24 h 内部结算电价和碳排放成本引导系数进行联合优化，多微电网根据优化后的电碳信号完成协同调度。在上述条件下，Case 7 的系统总运行成本为 3808.7 元，相比 Case 1 降低了 2.4%，降幅最大。

从单一电碳信号优化结果来看，Case 5 仅优化

内部结算电价而固定碳排放成本引导系数，其平均电价降至 0.54 元/kWh，但系统总运行成本升至 3975.7 元，较 Case 1 增加约 1.83%，同时碳成本降低-17.9%，说明仅依靠电价信号调节会导致系统在经济运行过程中增加碳排放相关成本，单一电价信号难以同时兼顾经济性与低碳性。Case 6 仅优化碳排放成本引导系数而固定内部结算电价，其系统总运行成本为 3903.5 元，与 Case 1 基本持平，碳成本仅降低 0.73%，峰谷差改善率为 1%，说明单独优化碳排放成本引导系数能够在一定程度上改变碳排放相关运行成本，但由于缺少动态电价对储能、柔性负荷及功率交互行为的时序引导，其对系统综合运行性能的改善较为有限。相比之下，Case 7 同时优化内部结算电价与碳排放成本引导系数后，总运行成本降至 3808.7 元，碳成本降低 10.7%，峰谷差改善 18.2%，说明经济价格信号与低碳成本信号之间存在明显协同作用，联合优化能够取得更好的综合调度效果。

从不同优化算法的调度结果来看，Case 7 在经济性和低碳性方面均表现出较好的综合效果。其碳成本降低率达到 10.7%，高于其他方案，说明 IWFO 优化得到的电碳信号能够进一步改善多微电网的低碳运行效果。相较 Case 4，Case 7 的总运行成本由 3 877.6 元降至 3 808.7 元，进一步降低约 1.78%，碳成本降低率由 9.7%提高至 10.7%。在负荷平抑方面，Case 7 的峰谷差改善率为 18.2%，高于 Case 2 和 Case 4，但低于 Case 3 的 25.5%。值得注意的是，Case 3 虽然获得了更高的峰谷差改善率，其总运行成本却高于 Case 1，表明峰谷差改善程度与系统经济性之间并非简单的单调关系。综合总运行成本、碳成本以及峰谷差三个指标可以看出，Case 7 在取得最低总运行成本和较高低碳效益的同时，也实现了较好的负荷平抑效果，体现了经济性、低碳性与负荷平抑之间的综合协调能力。

4.3.1 电价与碳排放成本引导系数优化结果分析

图 4 给出了不同优化策略下 24 h 内部结算电价与碳排放成本引导系数的时序变化。Case 1 采用预设分时内部结算电价和固定碳排放成本引导系数，虽然能够提供基本的价格引导，但无法根据多微电网实时运行状态对经济性与低碳性要求进行动态协调。相比之下，Case 2~Case 7 通过不同方式对电碳信号进行优化，使内部价格信号能够随系统运行状态发生调整。

从内部结算电价来看，不同算法获得的 24 h 价格轨迹存在明显差异。Case 2~Case 4 部分时段出现较大的价格跳变，说明不同搜索算法得到的电价策略在时序分布上存在较明显差异。Case 7 采用 IWFO 联合优化后，内部结算电价约分布于 0.30～0.84 元/kWh 范围内，其中 9 h 附近处于相对高位，而 11 h、17 h 和 20 h 附近出现较低价格。与传统固定峰谷价格不同，该价格轨迹并非简单跟随原始负荷变化，而是综合受到新能源出力、储能充放电、需求响应及微网间功率交换状态的共同影响，其本质是面向系统综合运行性能形成的内部经济调节信号。

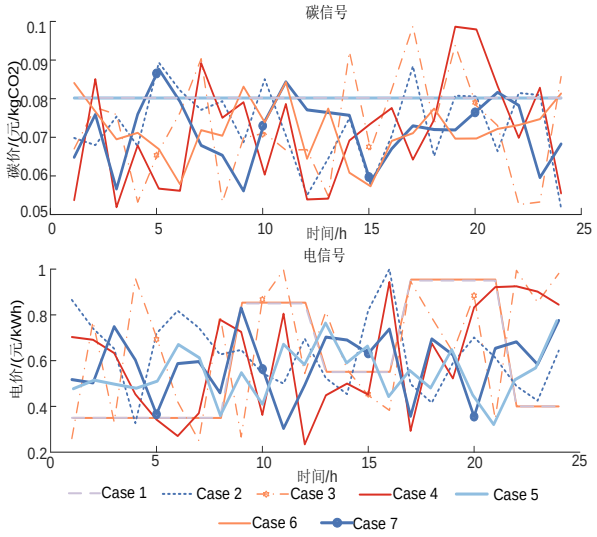


图 4 不同优化策略下的电碳信号时序变化
Fig.4 Time-series variation of electricity-carbon signals under different optimization strategies

从碳排放成本引导系数来看，Case 1 保持固定值，而采用动态优化的方案均表现出不同程度的时序变化。Case 7 的碳排放成本引导系数主要分布在约 0.055～0.087 元/kg CO_2范围内，相较内部结算电价，其日内变化幅度相对较小。这表明碳排放成本引导系数主要通过改变高碳运行方式的相对经济代价对调度决策进行修正，而内部结算电价则承担更明显的时序经济激励作用。两类信号作用方向不同但相互补充，从而共同影响常规机组出力、储能充放电、需求响应以及微网间功率交换。

Case 5 和 Case 6 进一步反映了两类信号的差异化作用。Case 5 仅优化内部结算电价，在碳排放成本引导系数固定的情况下，虽然能够形成动态经济激励，但系统总运行成本反而较 Case 1 增加 1.83%；

Case 6 仅优化碳排放成本引导系数时，总运行成本和峰谷差改善均较为有限。相比之下，Case 7 同时优化两类信号后，总运行成本降低 2.4%，碳成本降低 10.7%，峰谷差改善 18.2%。因此，单一价格信号难以同时承担经济调节、低碳约束与负荷时序引导功能，而电价与碳排放成本引导系数的联合优化能够通过差异化信号实现多目标协调。

4.3.2 IWFO 策略下多微电网协同运行特性分析

结合图 5 给出的 24 h 的负荷、电-碳信号曲线以及图 6~8 的微电网出力分布来看，动态定价机制对三个微电网产生了明显的引导作用。在价格波动的影响下，三个微电网在时间和空间两个维度上均呈现出了明显的协同特征，不同于传统的固定价格模式，而是通过将电价与碳排放成本引导系数的联合动态分析，引导微电网依据自身资源情况灵活调整出力。

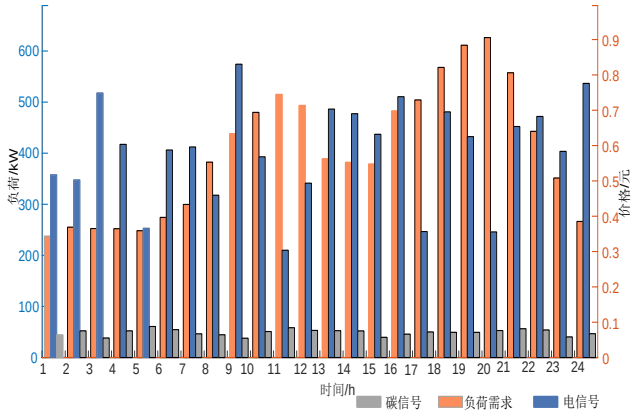


图 5 24 h 负荷、电碳信号变化图
Fig.5 Change curves of the 24-hour load, electricity price, and carbon signal

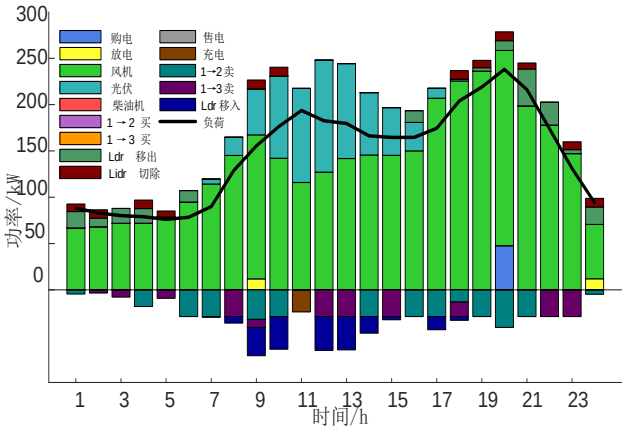


图 6 MG1 运行功率分布
Fig.6 Power distribution of MG1

从图 6 可以看出，MG1 作为以风光储为主体的新能源型微电网，全天出力以风机和光伏为核心，二者联合出力覆盖了绝大部分本地负荷的需求。全天未见柴油机启动，表明 MG1 在本地常规化石能源机组利用方面处于较低水平，新能源承担了主要供能任务。储能充放电行为主要集中在负荷与出力的错峰时段，且充电时刻选在了电价最低时刻 11 h，在兼顾经济性的同时起到了平抑波动的作用。在微网间功率交互方面，MG1 主要在 6 h~10 h 和 16 h~23 h 时段通过联络线向 MG2 和 MG3 出售电力，体现出 MG1 作为富电单元向外输出盈余的调度特征以及区域间微网功率互济的能力。需求响应方面，可中断负荷与可转移负荷移出及移入在不同时段均有不同程度的激活，主要在 9h~13h 风光出力足够支撑自身负荷且存在盈余时移入可转移负荷，在 18 h~24 h 负荷高峰期或出力不足时段进行可转移负荷的移出以及可中断负荷的切除，从而提升 MG1 对价格信号的响应灵活性。

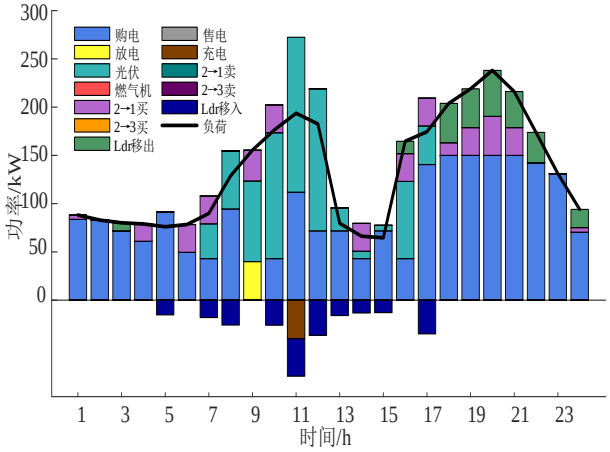


图 7 MG2 运行功率分布
Fig.7 Power distribution of MG2

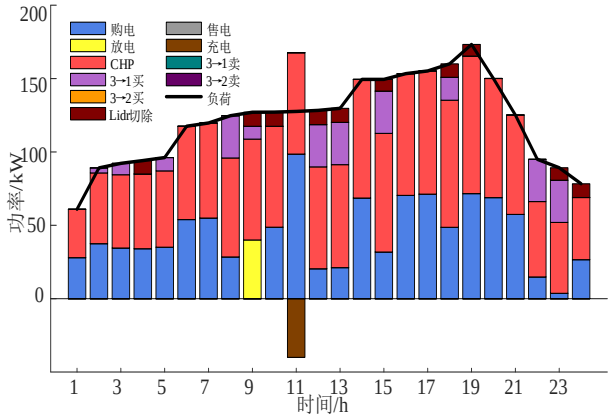


图 8 MG3 运行功率分布

Fig.8 Power distribution of MG3

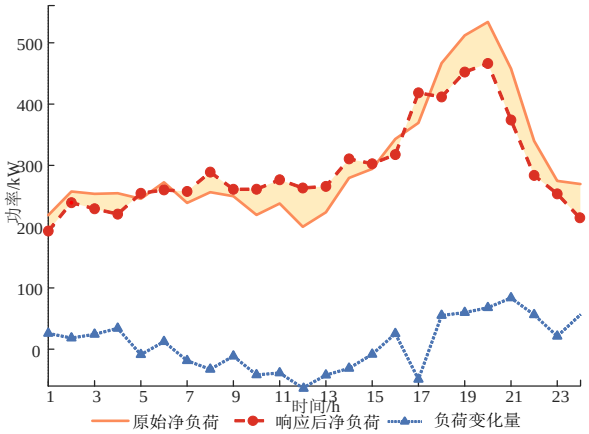


图 9 需求响应前后负荷曲线对比

Fig.9 Comparison of load curves before and after demand response

从图 7 所示的 MG2 的调度结果来看，MG2 以光伏和主网购电为主要电源，缺乏风机，整体供能结构相对单一。在 7 h～17 h 的光照充足阶段，光伏出力显著增大，部分时段光伏出力与主网购电共同覆盖负荷需求。进入夜间后，光伏归零，MG2 完全转为主网购电模式，购电量随负荷攀升而持续增大的同时伴随着可转移负荷的移出，从而有效削减负荷峰值、降低系统峰谷差。MG2 也通过微网间联络线引入来自 MG1 的盈余电力，在内部交易价格机制作用下进一步降低购电成本。

MG3 受商业区持续热负荷约束，CHP 机组全天维持较高且较为平稳的出力水平，与主网购电协同为本地负荷供能，如图 8 所示。MG3 通过联络线从 MG1 购入电力的行为是 MG3 功率缺口的主要补充来源之一。储能方面，在 9 h 附近放电，在电价最低的 11 h 附近出现充电行为，呈现出短时移峰行为，有效降低了购电成本。MG3 在本次调度中定位为电力净受入单元，依托 CHP 热电联产的持续出力与来自 MG1 的购电支撑，稳定承担本地负荷的供能责任。

图 9 展示了 Case 7 需求响应实施前后系统净负荷曲线的对比情况。响应前净负荷在 17 h～21 h 存在明显的陡升峰值，最高约达 530kW；经需求响应后，该时段峰值得到一定程度的削减，系统净负荷曲线趋于平坦，峰谷差明显收窄，与电-碳动态价格信号形成有效协同，降低了高峰时段的购电压力与碳成本。

综合调度结果来看，在 IWFO 策略为核心的电-碳信号的引导下，三个微电网之间形成了深度互补的协同关系，使得系统在保障各微网用电可靠性的前提下，有效提升了系统整体的经济性与低碳性。

5 结　论

本文针对电碳市场耦合条件下多微电网经济运行与低碳运行难以协调的问题，构建了考虑动态内部结算电价、碳排放成本引导系数、需求响应以及微网间功率互济的协同低碳调度模型，并采用 IWFO 对电价与碳排放成本引导系数进行联合搜索。通过求解多微电网运行调度模型获得相应运行方案，并根据系统综合运行性能更新电碳信号，从而实现电碳信号与多微电网运行策略的协同优化。

算法测试结果表明，采用电价与碳排放成本引导系数联合优化策略后，园区内部结算电价主要分布在 0.30～0.84 元/kWh 范围内，碳排放成本引导系数主要分布在 0.05～0.09 元/kg CO_2范围内。与固定电碳信号场景相比，系统总运行成本由 3 904.3 元降低至 3 808.7 元，降低约 2.4%；碳成本降低 10.7%，峰谷差降低 18.2%。

从各微电网运行结果来看，动态电碳信号能够促进储能时移、需求响应和微网间功率互济的协同

参与。新能源资源较丰富的 MG1 在部分时段向 MG2 和 MG3 输出盈余电力，MG2 和 MG3 则根据自身电源结构及负荷特性调整主网购电、储能及柔性负荷，实现不同资源禀赋微电网之间的时空互补。结果说明，电价与碳排放成本引导系数的联合优化能够在满足各微电网供需平衡及设备运行约束的前提下，在一定程度上协调系统经济性、低碳性与负荷平抑需求。

本文主要基于确定性新能源出力和负荷预测数据开展分析，且算例规模相对有限。后续可进一步考虑风光出力、负荷以及市场价格的不确定性，并结合更大规模多微电网系统，对所提算法的计算效率和适用性开展进一步研究。

[参 考 文 献]

[1] 李建林, 鞠万辉, 梁忠豪, 等. 考虑混合电解槽启停特性的风氢储系统精细化功率分配策略[J]. 电力系统自动化, 2026, 50(7): 74-92.
LI Jianlin, JU Wanhui, LIANG Zhonghao, et al. Refined power distribution strategy for wind -hydrogen-storage systems considering start- stop characteristics of hybrid electrolyzers[J]. Automation of Electric Power Systems, 2026, 50(7): 74-92.

[2] 王佳佳, 李昊, 王伟佳,等.电化学储能电站与新能源发电耦合系统设计、评价、及规划配置研究综述[J/OL]. 热力发电, 1-14[2026-06-22].
WANG Jiajia, LI Hao, WANG Weijia, et al. A revie w on the design, evaluation, and planning configurati on of integrated electrochemical energy storage powe r stations and renewable power plants [J/OL]. Therm al Power Generation, 1-14[2026-06-22].

[3] Linyu C, Bangjun W, Yue W. From support to marketization: Electricity-Carbon-Green certificate market coordination reshaping new electricity system under dual price-difference settlement mechanism[J]. International Journal of Production Economics, 2026, 299110077-110077.

[4] Zhang Y, Zhao Y, Lin X. A novel bi-level optimization scheduling framework for electricity-carbon-water Nexus in power systems[J]. Applied Energy, 2026, 410127567-127567.

[5] 李建林, 卢冠铭, 游洪灏, 等. 基于改进 LADRC 的构网型储能调频控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2024, 52(15): 142-154.
LI Jianlin, LU Guanming, YOU Honghao, et al. Frequency regulation control strategy for grid-forming energy storage based on improved LADRC[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(15): 142-154.

[6] 李建林. 新型储能技术发展现状及运营模式分析[J]. 电气应用, 2025, 44(1): 11-13.
LI Jianlin. Current development status and operational model analysis of new energy storage technologies[J]. Electrotechnical Application, 2025, 44(1): 11-13.

[7] Jiang H, Liu X Y, Zhou H, et al. Multi-time-scale optimal scheduling strategy of electricity-heat-cold-gas integrated energy system considering ladder carbon trading[J]. Energy Reports, 2025, 134000-4014.

[8] 王秀丽, 闫璐, 刘豹, 等. 基于合作-非合作博弈的光储荷网协同运行策略[J]. 太阳能学报, 2023, 44(5): 128-138.
WANG Xiuli, YAN Lu, LIU Bao, et al. Cooperative-noncooperative game based collaborative operation strategy for PV-storage-load-grid system[J]. Acta Energiae Solaris Sinica, 2023, 44(5): 128-138.

[9] Zhang S, Che Y, Liu Y, et al. Carbon-emission-flow-based market clearing mechanism and profit allocation strategy for virtual power plants participating in coupled electricity-carbon markets[J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2026, 93105332-105332.

[10] Yang X, Yang Q, Ai Q, et al. Bilevel coordination method for an electricity-carbon coupling ADN with shared energy storage[J]. Electrical Engineering, 2026, 108(7): 314-314.

[11] LI Jianlin, WU Yiwen, MA Suliang, et al. Optimization Scheduling Method for Integrated Energy System Considering Weight Sensitivity and Flexible Load[J]. International Journal of Energy Research, 2025, 2025(1): 3719597-3719597.

[12] 季振东, 黄立飞, 虞坚阳, 等. 面向多利益主体的港区电能双层协调优化策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2026, 54(01): 40-49.
JI Zhendong, HUANG Lifei, YU Jianyang, et al. Research on a bi-level coordinated optimization strategy of port-area electric energy considering multiple stakeholders[J]. Power System Protection and Control,2026,54(01):40-49.

[13] 刘博洋, 秦文萍, 王杰, 等. 基于概率碳流分析的综合能源系统两阶段低碳经济调度[J]. 智慧电力, 2026, 54(01): 1-12.
LIU Boyang, QIN Wenping, WANG Jie, et al. Two-stage Low-carbon economic Dispatch for integrated energy systems Based on probabilistic carbon flow Analysis[J]. Smart Power, 2026, 54(01): 1-12.

[14] 王海斌, 张经炜, 杨泽南, 等. 基于改进多目标粒子群优化的光伏电站季节性最优清洁策略研究[J]. 热力发电, 2026, 55(3): 176-184.
WANG Haibin, ZHANG Jingwi, YANG Zenan, et al. Research on seasonally optimal cleaning strategy for photovoltaic power stations based on improved multi-objective particle swarm optimization [J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(3): 176-184.

[15] 徐江旺, 隋丽辉. 基于双层模型优化的综合能源系统低碳经济调度[J]. 上海电机学院学报, 2026, 29(01): 52-57.
XU Jiangwang, SUI Lihui. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system based on bi-level model optimization[J]. Journal of Shanghai Dianji University,2026,29(01):52-57.

[16] 白隆, 俞斌, 高峰, 等. 基于改进多目标灰狼算法的微电网优化调度[J]. 信息技术, 2025, (04): 89-96.
BAI Long, YU Bin, GAO Feng, et al. Optimization of microgrid scheduling based on improved multi-o bjective gray wolf algorithm[J]. Information Technolo gy, 2025, (04): 89-96.

[17]黄煌, 文亮, 刘佳乐, 等.基于灰狼优化算法和二阶锥规划的配电网源储双层优化配置[J]. 江西电力, 2025, 49(6): 10-14.
HUANG Huang, WEN Liang, LIU Jiale, et al. Dual-layer optimization configuration of power generation and storage in distribution networks based on

the gray wolf optimization algorithm and second-order cone programming[J]. Jiangxi Electric Power,2025,49(6):10-14.

[18] 杨五四. 高维多目标粒子群优化算法研究[D]. 陕西，西北大学, 2020.
YANG Wusi. Research on many-objective particle swarm optimization algorithm[D]. Shaanxi, Northwest University, 2020.

[19] 彭茜, 王爱娟, 李峻阳, 等.基于高效遗传算法的电网需求侧调度优化研究及其收敛性分析[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(06): 33-42.
PENG Qian, WANG Aijuan, LI Junyang, et al. Optimization of the demand side dispatching of a power grid based on an efficient genetic algorithm and its convergence analysis[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(06): 33-42.

[20] 赵云涛, 谌竟成, 李维刚. 融合自适应差分进化机制的多目标灰狼优化算法[J]. 计算机科学, 2019, 46(S2): 83-88.
ZHAO Yuntao, CHEN Jingcheng, LI Weigang. Multi-objective grey wolf optimization hybrid adaptive differential evolution mechanism[J]. Computer Science, 2019, 46(S2): 83-88.

[21] Cheng H J, Zhang X M, Yang P H, et al.Scheduling optimization of a regionally integrated energy system based on an improved multi-objective particle swarm algorithm[J].Energy Reports,2025,143888-3904.

[22] Zheng C ,Huang W ,Zhai S , et al.Collaborative Operation Strategy of Virtual Power Plant Clusters and Distribution Networks Based on Cooperative Game Theory in the Electric-Carbon Coupling Market[J]. Energies, 2025, 18(16): 4395-4395.

[23] 何浩, 雷霞, 黄涛, 等. 价格引导下多微网系统协调自治优化运行策略[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(16): 17-26.
HE Hao, LEI Xia, HUANG Tao, et al. Coordinated and autonomous optimal operation strategy of multi-microgrid system under the guidance of price[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(16):17-26.

.