

基于模拟退火蜻蜓算法的微电网群优化调度研究

马璘¹,殷 鸣¹,焦系泽²,徐 述¹,张航通¹

(1. 国网江苏省电力有限公司 南京供电分公司,南京 210012;2. 国网江苏省电力有限公司,南京 210024)

摘要:微电网群作为分布式可再生能源的重要承载形式,其高效优化调度是提升区域供电经济性与可靠性的关键。针对调度模型具有高维、非凸和多约束等特性,以及传统优化算法易陷入局部最优的不足,提出一种基于改进模拟退火蜻蜓算法的微电网群协同优化调度方法。首先,构建以运行成本和环境成本综合最小化为目标的调度优化模型;然后,采用Logistic混沌映射增强初始种群多样性,引入非线性自适应惯性权重以协调全局搜索与邻域搜索能力,并嵌入模拟退火机制,结合其概率突跳特性提升摆脱局部极值的能力;最后,相较于其他对比算法,所提(simulated annealing dragonfly algorithm, SADA)算法总成本分别降低了7.33%、5.09%和4.24%,有效验证了所提方法在复杂能源调度场景中的有效性与优越性。

关键词:微电网群;模拟退火;蜻蜓算法;优化调度

Research on optimization scheduling of microgrid cluster based on simulated annealing dragonfly algorithm

MA Jinjie¹, YIN Ming¹, JIAO Xize², XU Shu¹, ZHANG Hangtong¹

(1. Nanjing Power Supply Company, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210012, China; 2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210024, China)

Abstract: As a crucial platform for integrating distributed renewable energy, the efficient and optimal scheduling of microgrid clusters is key to enhancing the economic efficiency and reliability of regional power supply. Addressing the high-dimensional, non-convex, and multi-constraint nature of the scheduling model, alongside the tendency of traditional optimization algorithms to trap in local optima, a collaborative optimization scheduling method for microgrid clusters based on an improved simulated annealing dragonfly algorithm (SADA) is proposed. First, a scheduling optimization model is established with the objective of minimizing the combined operational and environmental costs. Then, the logistic chaos mapping is employed to enhance initial population diversity, the nonlinear adaptive inertia weights are introduced to balance global and local search capabilities, and a simulated annealing mechanism is embedded to improve the ability to escape local optima by leveraging its probabilistic jump property. Finally, compared with other benchmark algorithms, the proposed SADA achieves reductions in total cost by 7.33%, 5.09%, and 4.24%, respectively, effectively validating its effectiveness and superiority in complex energy scheduling scenarios.

Key words: microgrid cluster; simulated annealing; dragonfly algorithm; optimized scheduling

0 引言

新能源高比例接入将加剧电力系统运行的不确定性,削弱了传统集中式调度模式在经济性与安全性方面的保障能力。微电网作为分布式能源的聚合与消纳单元,能够通过就地平衡和灵活调度提高能源利用效率与供电可靠性^[1]。

微电网作为局部能量管理的重要单元,其优化调度研究已在经济性、低碳性和算法性能方面取得了诸多进展。文献[2]针对光储型微电网提出改进

灰狼优化算法,有效降低了系统运行成本。文献[3]则提出改进 Harris 鹰优化算法,结合多精英群体协同机制提升全局搜索能力与收敛精度,在综合成本优化中表现出显著优势。然而,单体微电网受制于容量规模和资源禀赋,在应对可再生能源功率波动及负荷不确定性方面仍存在局限。相比之下,多个微电网互联形成的微电网群能够通过能量共享与互济实现跨区域的资源优化配置。

微电网群的协同优化调度研究仍处于发展阶段,现有成果主要体现在建模机制与算法求解两个方面。在建模机制方面,文献[4]结合分时电价机制,采用分布式一致性与双层优化等方法协调多主体互动,验证了微电网群在经济性与灵活性上的潜

力。文献[5]聚焦于新能源不确定性与资源共享,通过引入共享储能、博弈机制及典型场景生成方法刻画随机波动。文献[6]将电-碳耦合纳入调度框架,在碳交易与分布式优化的双重约束下提升低碳性。在算法求解方面,现有研究多集中于对元启发式算法进行改进。文献[7]在二阶粒子群算法中引入非线性速度更新与动态权重调节,以增强种群多样性并提高收敛稳定性。文献[8]则融合反向学习、精英策略等多元化搜索行为建模,从而强化全局搜索与邻域开发的自适应协调性。这些方法有效改善了收敛效率与解的精度,但核心局限在于搜索策略依赖固定规则,缺乏动态适应性,导致早熟收敛以及与解的鲁棒性不足。

针对上述问题,本文以经济性与环保性综合成本最小化为目标,提出一种基于改进模拟退火蜻蜓算法(SADA)的微电网群协同优化调度方法。其中,微电网群结构、关键设备模型、目标函数及约束条件见附录A。首先,在种群初始化阶段引入Logistic混沌映射,以提高初始解在搜索空间中的覆盖度;其次,在迭代搜索过程中采用非线性自适应惯性权重,动态平衡全局探索与局部开发,从而有效协调微电网之间的功率分配与负荷波动关系;同时,嵌入模拟退火机制,通过概率性接受次优解以增强算法跳出局部极值的能力,确保能够在高维、多约束的调度模型中稳定逼近帕累托最优解;最后,通过与传统优化算法对比,验证了所提方法在微电网群优化调度中的适用性。

1 模型求解

1.1 传统蜻蜓算法

传统蜻蜓算法(dragonfly algorithm, DA)是一种基于群体智能的元启发式优化方法,将待优化问题的解空间视为蜻蜓的飞行空间,5种行为规则共同决定了蜻蜓个体的位置更新策略,进而通过加权求和形式驱动种群朝向全局最优解逼近,实现对目标函数的有效优化。

(1) 分离行为:个体为避免与邻近个体发生碰撞,倾向于保持一定距离。

$$S_i = -\sum_{j=1}^{N_q} (X - X_j) \quad (1)$$

式中: X 为当前第 i 个蜻蜓个体的空间位置向量; X_j 为其邻域内第 j 个个体的位置向量; N_q 为邻域内个体数量。

(2) 对齐行为:个体调整自身运动方向与速度,

以与邻域内其他个体保持一致。

$$A_i = \sum_{j=1}^{N_q} V_j / N_q \quad (2)$$

式中: V_j 为第 j 个相邻个体的速度向量。

(3) 聚集行为:个体受到群体中心的吸引,向邻域内其他个体的平均位置靠拢。

$$C_i = \sum_{j=1}^{N_q} X_j / N_q - X \quad (3)$$

(4) 觅食行为:个体受到食物源(即当前最优解)的吸引,朝其方向移动。

$$F_i = X^* - X \quad (4)$$

式中: X^* 为食物源(全局最优解)的位置向量。

(5) 避敌行为:个体受到天敌(即当前最差解)的排斥,远离其所在位置。

$$E_i = X^- + X \quad (5)$$

式中: X^- 为天敌(全局最差解)的位置向量。

上述5种基本行为规则通过加权组合形成个体的步进向量,并结合惯性项共同决定其位置更新策略,其数学模型可表述为

$$\Delta X(t_q + 1) = (sS_i + aA_i + cC_i + fF_i + eE_i) + \psi \Delta X(t_q) \quad (6)$$

$$X(t_q + 1) = X(t_q) + \Delta X(t_q + 1) \quad (7)$$

式中: s, a, c, f, e 分别为5种行为权重系数; ψ 为惯性权重; t_q 为当前迭代次数。

1.2 改进的模拟退火蜻蜓优化算法

为克服DA算法处理复杂优化问题时易出现早熟收敛现象,故通过针对性的改进策略对其进行系统性增强。

(1) 蜻蜓种群初始化

本文对算法的系统性增强首先体现在初始种群的生成策略上。其核心原理是利用混沌系统的内在随机性和对初始条件的敏感性,来获得覆盖更广、分布更均匀的初始解。具体而言,采用Logistic混沌映射代替常规的随机函数,该映射的数学表达式为

$$X_{n+1} = \mu X_n (1 - X_n) \quad (8)$$

式中: n 为迭代次数索引; X_n 为第 n 次迭代时系统的状态变量; $X_0 \in (0, 1)$ 为蜻蜓种群初始值,需避开不动点; μ 为分支参数;当 $\mu \in (3.569\ 9, 4]$ 时,系统处于混沌状态,生成的序列具有对初始条件的敏感依赖性和类随机性。本文取 $\mu = 4$,用于生成分布广泛的初始种群。

(2) 动态权重参数调整

在位置更新公式中的惯性权重设计上,DA算法采用线性递减策略,难以有效适应复杂优化问题的非线性搜索过程。为克服这一问题,本文提出了一

种非线性动态权重策略^[9],以优化探索与开发阶段的自适应平衡,具体更新公式如下

$$\psi = \psi_{\min} + |\psi_{\max} - \psi_{\min}| \exp\left(-\frac{lt_q}{t_{q,\max}}\right) \quad (9)$$

式中: $\psi_{\max}$ 和 $\psi_{\min}$ 分别为惯性权重边界上下限值; l 为衰减调节常数,控制惯性权重衰减速率; $t_{q,\max}$ 为预设最大迭代次数。

(3) 模拟退火机制引入

为进一步增强算法在复杂解空间中的鲁棒性,本文在解更新准则中引入了模拟退火机制。其核心在于通过 Metropolis 准则以一定概率接受次优解,从而有效避免陷入局部最优。该机制与蜻蜓算法的融合体现在解更新后的质量评估阶段:每一次迭代生成新解后,并不直接替换当前解,而是依据由温度控制的概率准则进行判断。接受概率数学表达式如下

$$P = \begin{cases} 1 & \Delta E < 0 \\ \exp\left(-\frac{\Delta E}{T_{em}(t_q)}\right) & \Delta E \geq 0 \end{cases} \quad (10)$$

式中: ΔE 为新解与当前解的适应度差值。当 $\Delta E < 0$ 时,新解直接被接受;当 $\Delta E \geq 0$ 时,为新解较差,接受概率由 P 值确定。

适应度差值 ΔE 和温度参数 T_{em} 直接影响了 Metropolis 准则中的接受概率,本文选用余弦降温策略作为温度控制机制。该策略通过余弦函数的自然平滑特性,在迭代前期保持较高温度以促进全局探索,中期实现平滑过渡,后期缓慢降温以辅助局部精细搜索。其数学表达式如下

$$T_{em}(t_q + 1) = T_{em}(0) \cos\left(\frac{\pi t_q}{2t_{q,\max}}\right) \quad (11)$$

式中: $T_{em}(0)$ 为初始温度; T_{em} 为当前温度。

1.3 算法流程

微电网群协同优化调度问题是一个典型的高维、非凸、多约束非线性优化问题,本文构建基于 SADA 算法的求解框架,SADA 具体求解流程如图 1。

(1) 初始化参数:设置种群规模 $N_q = 50$ 、最大迭代次数 $t_{q,\max} = 500$ 、模拟退火初始温度 $T(0) = 1\,000$ 等基本控制参数,旨在算法迭代初期提供足够的概率突跳能力以接受部分次优解,增强全局探索性;

(2) 初始化种群:利用 Logistic 混沌映射在模型的可行解空间内生成初始蜻蜓种群,根据目标函数评估初始种群中个体的适应度值,系统生成初始调度方案;

(3) 更新蜻蜓位置:根据当前迭代状态,利用非线性自适应公式更新惯性权重 ψ ,并计算蜻蜓个体 5 种社会行为所产生的步进向量 ΔX ,根据运动更新

公式生成新的候选解(即新的调度方案);

(4) 执行模拟退火操作:计算新解的适应度值,并依据 Metropolis 接受准则判断是否接受该解;

(5) 更新最优解:比较并更新个体历史最优解与全局最优解,并采用余弦降温策略更新模拟退火温度 T_{em} ;

(6) 判断终止条件:若达到最大迭代次数,则终止搜索,输出的全局最优位置向量即为所求的微电网群最优调度方案;否则,返回步骤(3)继续迭代优化。

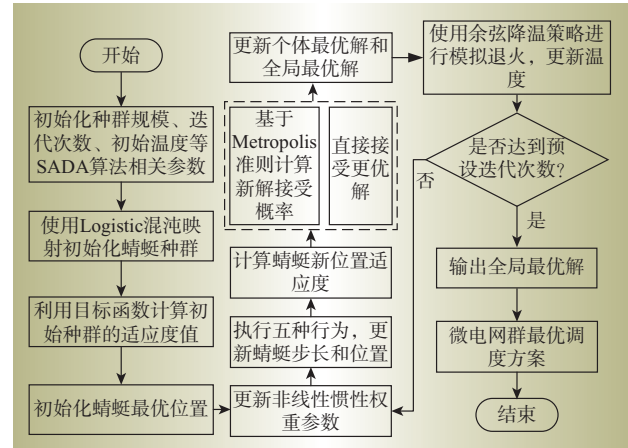


图 1 改进模拟退火蜻蜓算法流程

Fig. 1 Flow of improved simulated annealing dragonfly algorithm

2 算例分析

2.1 参数配置

为验证本文所提出的 SADA 算法在微电网群协同优化调度中的性能,微电网群初始结构采用本文附录 A 所述的由 3 个微电网组成的测试系统进行仿真验证。各分布式发电单元的关键运行参数如表 1 所示,其功率限值、爬坡能力及运维成本均依微电网差异分别设定;储能系统采用统一参数配置,其额定容量、充放电特性及荷电状态约束等具体数值如表 2 所示。

表 1 分布式发电单元参数

Table 1 Parameters of distributed generation units

设备类型 (MG1/MG2/ MG3)	功率上限/ kW	功率下 限/kW	爬坡速率/ (kW·min ⁻¹)	运行维护系数/ (元·kWh ⁻¹)
WT	220/300/ 300	0/0/0		0.075/0.095/ 0.095
PV	300/250/ 400	0/0/0		0.056/0.041/ 0.082
MT	160/120/ 180	0/0/0	20/15/25	0.083/0.069/ 0.085

表2 储能参数
Table 2 Parameters of energy storage

参数(MG1/MG2/MG3)	数值
额定容量/kWh	200
初始储能容量/kWh	100
最大充放电功率/kW	60
充放电效率	0.9
运行维护系数/(元·kWh ⁻¹)	0.026
最小/最大电荷容量/kWh	20/180

为引导群内能量的优化调度,如表3所示设定了系统的分时电价机制,其中售电电价根据峰、平、谷时段分别设定,配电网与各微电网之间的售电价格存在明显差异,而配电网购电电价则在全天时段内统一为0.4元/kWh,依此电价差异为群内能量互济提供了经济激励。

表3 分时电价
Table 3 Time of use electricity prices

交易方式	时段	配电网	MG1	MG2	MG3	
售电/(元·kWh ⁻¹)	峰段	10:00—15:00	1.05	0.79	0.68	0.83
		18:00—22:00				
	平段	07:00—10:00	0.69	0.45	0.49	0.52
		15:00—18:00				
	谷段	00:00—07:00	0.41	0.37	0.36	0.42
		22:00—24:00				
购电/(元·kWh ⁻¹)	全天	00:00—24:00	0.40			

此外,为量化调度决策的环境影响,将CO₂、SO₂和NO_x3种主要污染物纳入环境成本计算。各污染物的治理费用及其在MT发电和从配电网购电过程中的排放系数如表4所示。MT的单位发电排放系数显著低于配电网,该差异从环境成本角度引导调度策略优先调用微电网内部的燃气发电。

表4 污染排放系数及治理成本
Table 4 Pollution emission factors and control costs

污染物种类	治理费用/(元·kg ⁻¹)	污染物排放系数/(g·kWh ⁻¹)	
		配电网	MT
CO ₂	0.21	893.0	750.00
SO ₂	14.85	1.8	0.05
NO _x	62.96	1.6	0.30

2.2 资源禀赋特性分析

为有效验证协同优化算法在多主体、复杂交互网络中的调度性能,需分析微电网群资源禀赋的时空异质性,如图2至图4所示微电网群差异化源-荷特性的典型日场景。

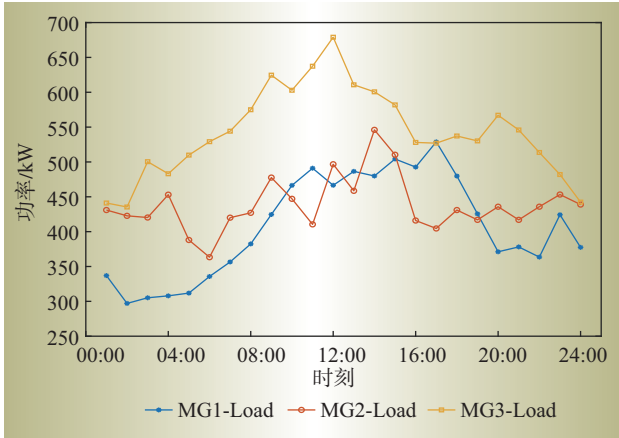


图2 微电网群差异化源-荷负荷
Fig. 2 Load with differentiated source-load characteristics of microgrid clusters

在负荷侧,3个微电网表现出与典型用电行为相符的差异化特征:MG1呈现明显的商业型负荷特性,具有早晚双峰且日内波动剧烈;MG2负荷曲线相对平缓,午间与夜间负荷较为均衡,符合居民型负荷特征;MG3全天维持较高负荷水平,曲线波动较小,体现出工业型负荷的典型属性。三者不仅在负荷水平上存在梯度差异,其峰值时段亦相互交错。

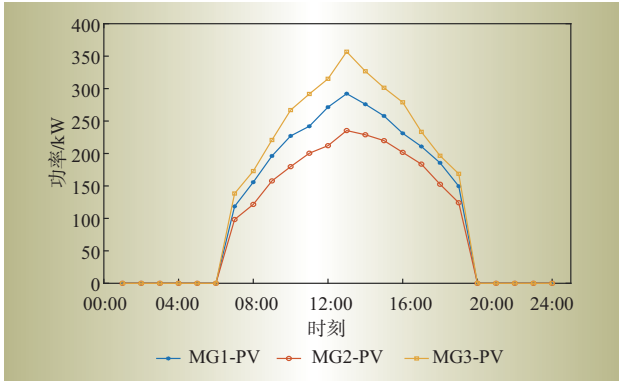


图3 微电网群差异化源-荷光伏功率
Fig. 3 Photovoltaic power with differentiated source-load characteristics of microgrid clusters

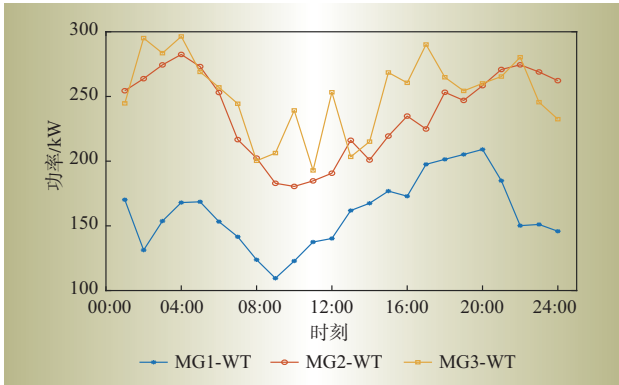


图4 微电网群差异化源-荷风电功率
Fig. 4 Wind power with differentiated source-load characteristics of microgrid clusters

在分布式电源侧,各微电网光伏功率均集中于午间时段,其中MG3光伏装机容量最大;风电功率则表现出较强的随机波动特性,且MG2与MG3的风电装机规模显著高于MG1。此类源-荷在结构与时序上的差异化分布,为构建“由内至外、优先互济”的调度模式提供了必要的物理基础。

2.3 仿真结果分析

本节通过典型日场景仿真,以验证SADA算法在差异化场景下的调度性能,具体如图5至图7所示MG1、MG2与MG3的优化调度结果。微电网群协同优化调度过程中,采用如下能量调度策略:当某微电网出现功率缺额时,系统遵循“先内部储能放电,再群内互济,最后外网购电”的次序进行功率补充,以最大限度利用内部资源并降低外购电成本与环境惩罚;反之,在发电盈余时段,则按照“先储能充电,再群内售电,最后余电上网”的优先级消纳多余电能,旨在提升能源自给率并实现群内能量互补优化。

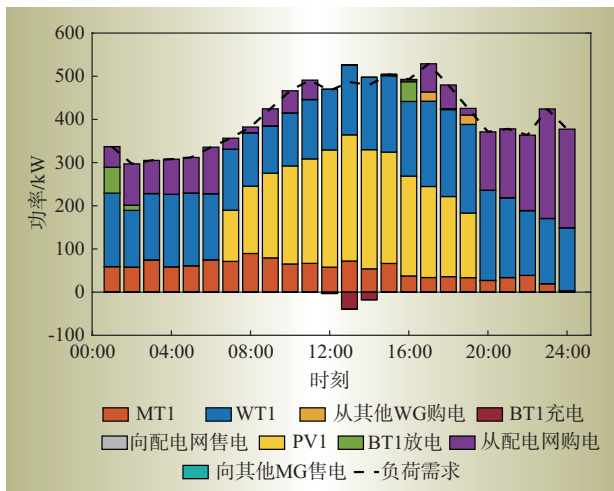


图5 MG1优化调度结果

Fig. 5 Optimization scheduling results of MG1

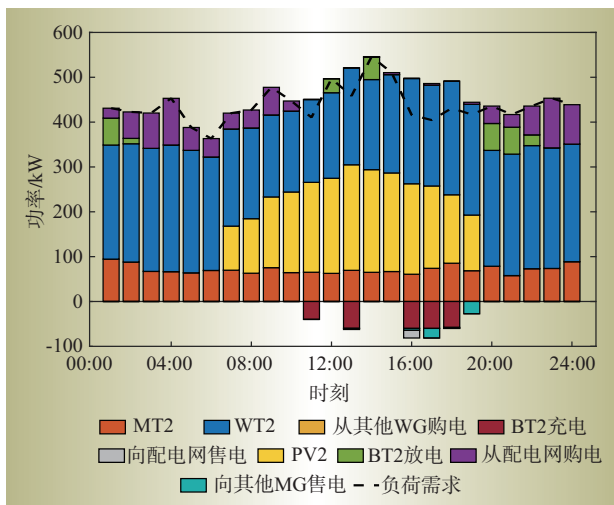


图6 MG2优化调度结果

Fig. 6 Optimization scheduling results of MG2

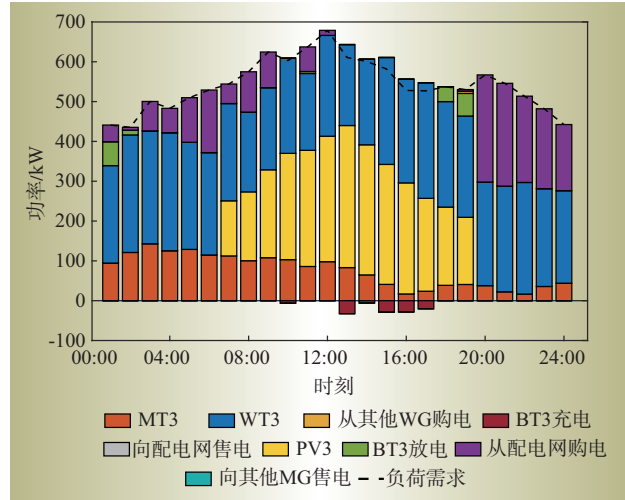


图7 MG3优化调度结果

Fig. 7 Optimization scheduling results of MG3

MG1作为商业型负荷主导的微电网,其调度过程充分响应了早晚双峰、日内波动剧烈的用能特征,在运行周期内呈现出高度智能化的分层能量管理能力。微型燃气轮机基本保持50~80 kW基荷功率,为系统提供稳定的功率支撑并避免频繁启停损耗;光伏发电在08:00—18:00时段贡献主要电力供应,其峰值功率达200 kW,与风力发电形成有效的时间互补,显著提升了可再生能源消纳水平。储能系统总体遵循“谷充峰放”策略,并将全天充放电切换次数控制在10次以内,充分兼顾了电池循环寿命约束要求。当本地分布式电源及储能调节后仍存在功率缺额时,MG1进一步通过群内交易获得功率支援。因此,MG1于16:00、17:00及19:00时等关键时段表现为从MG2购电,体现了系统在分层调度框架下优先利用群内资源进行功率平衡的能力。整体运行结果表明,所提调度方案在满足系统功率平衡约束的同时,有效避免了储能设备同时充放电及电力套利等不合理运行行为。

MG2的居民型负荷特性决定了其调度过程需应对相对平缓但仍具时段差异的用能需求,其优化调度结果展现出典型的能量供需动态平衡特征。在应对负荷波动过程中,系统表现出良好的自适应调节能力:当负荷需求处于350~400 kW低谷区间时,风光与燃气轮机协同供电形成电力盈余,系统随即启动储能充电机制并启用对外售电模式,有效缓解了群内整体的供电压力;而在20:00无光伏功率,系统迅速响应,通过调用储能放电进行本地补偿,再从配电网补充电能,以维持实时功率平衡。从能量管理视角看,该微电网成功实现了“源-荷-储”三要素的高效协同,借助多时间尺度的功率调节策略,不仅保障了本地负荷的可靠供电,也为微电网群的整体经

济运行提供了支撑,从而验证了分布式能源系统在复杂工况下智能调度的有效性与实用性。

MG3作为工业型负荷节点,其调度策略聚焦于应对持续高负荷与有限波动的用能特征,其优化调度结果突出体现了大容量负荷下的多元化电力供应模式。MG3承载着650~680 kW的峰值负荷需求,午间MT维持50~100 kW恒定功率,增强系统抗扰动能力。而储能主要在午间光伏发电充裕时段进行充电,并在晚间高负荷时段集中释放,实现了时间维度上的电力资源优化配置。受制于高负荷需求压力, MG3表现出显著的"多源协同"特征,当内部储能放电、可再生能源功率提升后仍无法完全满足负荷需求时,系统进一步从群内获取电力支援,并在必要时启动主网购电。其中, MG3于19:00关键时段从MG2购电,形成了立体化的电力供应保障体系。这种负荷导向的调度模式凸显了MG3在微电网群中承担"负荷中心"的功能定位。

2.4 成本对比分析

为进一步验证本文所提SADA模型的优越性,本文选取粒子群优化算法(particle swarm optimization, PSO)、灰狼优化算法(grey wolf optimizer, GWO)及DA算法作为对比基准,分别对所述调度模型进行求解。为保持公平性和一致性,所有对比算法的初始种群规模统一设定为50,最大迭代次数设为500,并开展综合成本对比分析。

如图8所示,在收敛特性方面, SADA表现出更快的收敛速度与更高的收敛精度,能够在有限迭代次数内稳定趋近于全局最优区域,且未出现明显的早熟收敛现象,表明其在处理高维非凸优化问题时,具有良好的全局探索与局部开发协同能力。

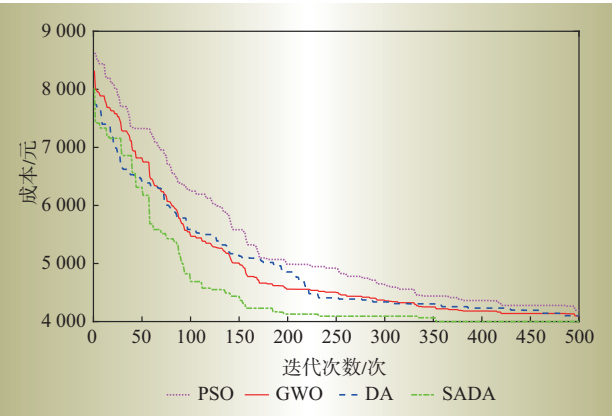


图8 各算法收敛曲线比较

Fig. 8 Convergence curves comparison of various algorithms

如表5所示的成本对比分析结果可见,本文所提SADA算法在总成本方面表现最优,相较于PSO、

GWO和DA,分别降低了7.33%、5.09%和4.24%。这表明该算法能更有效地协调微电网间的功率交互与设备启停,同时在运行成本与环境成本上实现同步优化,从而在经济效益与环境效益之间达到更佳平衡。值得注意的是,虽然SADA的迭代时间略有增加,但这与其采用的非线性惯性权重和模拟退火等增强机制所引入的合理计算工作量相符,这些机制有效保障了最优解的质量和算法的收敛性能。

表5 成本对比分析结果

Table 5 Analysis results of cost comparison

优化算法	总成本/元	迭代时间/s
PSO	4 335.25	118
GWO	4 232.75	123
DA	4 195.31	130
SADA	4 017.59	135

综上,各微电网在优化调度过程中展现出与其负荷属性高度契合的运行策略, SADA模型能够精细地响应不同负荷类型的固有特性,在确保各微电网自治性的前提下,通过协同优化显著提升微电网群的整体经济性与运行可靠性,有效验证了本文所提方法在差异化场景下的适应能力。

3 结束语

本文围绕微电网群协同优化调度问题的复杂耦合关系与多目标权衡难点,提出了一种基于改进模拟退火蜻蜓算法的微电网群协同优化调度方法。得出以下结论:

(1) SADA算法通过融合Logistic混沌映射、非线性自适应惯性权重与模拟退火机制,构建了多策略协同优化框架,有效解决了传统元启发式算法在探索与开发能力间的平衡难题,显著提升了收敛速度与精度。

(2) 在典型日调度场景中, SADA展现出优异的综合优化性能,总成本较传统优化算法降低4.24%~7.33%,运行成本与环境成本同步优化,验证了其在经济性与环保性目标协同方面的显著优势。

(3) 虽然计算复杂度略有增加,但算法在收敛过程中表现出良好的稳定性与抗早熟收敛特性。

附录见本刊网络版(<http://dsm.ijournals.cn>)。

参考文献:

[1] 李得民, 吴在军, 赵波. 多微电网系统的合作博弈模型及其优化调度策略[J]. 中国电机工程学报, 2022,

- 42(14):5 140–5 154.
- LI Demin, WU Zaijun, ZHAO Bo. Cooperative game model and optimal dispatch strategy of multi-microgrid system[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(14): 5 140–5 154.
- [2] RAJAGOPALAN A, NAGARAJAN K, MONTOYA O D, et al. Multi-objective optimal scheduling of a microgrid using oppositional gradient-based grey wolf optimizer[J]. Energies, 2022, 15(23):9 024.
- [3] 周咏, 朱星阳, 赵伟, 等. 基于改进哈里斯鹰算法的多能源微电网智能优化调度[J]. 能源与环保, 2025, 47(3):227–234.
- ZHOU Yong, ZHU Xingyang, ZHAO Wei, et al. Intelligent optimization scheduling of multi-energy microgrid based on improved Harris hawk algorithm[J]. China Energy and Environmental Protection, 2025, 47(3): 227–234.
- [4] 田璧源, 徐海奇, 张新燕, 等. 考虑电价激励需求响应下微电网日前优化调度方法[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(6):45–50.
- TIAN Biyuan, XU Haiqi, ZHANG Xinyan, et al. Day-ahead optimal dispatching method of microgrid considering electricity price incentive demand response[J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(6):45–50.
- [5] LIU Z, CHEN Y, ZHUO R, et al. Energy storage capacity optimization for autonomy microgrid considering CHP and EV scheduling[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1 113–1 125.
- [6] 刘洪, 鲍明阳, 路劭涵, 等. 考虑网络重构的配电网-多微电网协同运行方法[J]. 电力自动化设备, 2025, 45(8):114–121.
- LIU Hong, BAO Mingyang, LU Shaohan, et al. Coordinated operation method of distribution network and multiple microgrids considering network reconfiguration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2025, 45(8): 114–121.
- [7] 雷何, 方仍存, 杨东俊, 等. 基于改进二阶粒子群算法的微电网群优化调度[J]. 武汉大学学报(工学版), 2022, 55(9):894–900.
- LEI He, FANG Rengcun, YANG Dongjun, et al. Multi-microgrid optimization scheduling based on improved second-order particle swarm optimization algorithm[J]. Engineering Journal of Wuhan University, 2022, 55(9): 894–900.
- [8] 周辉, 张玉, 肖烈禧, 等. 基于改进秃鹰算法的微电网群经济优化调度研究[J]. 太阳能学报, 2024, 45(2): 328–335.
- ZHOU Hui, ZHANG Yu, XIAO Liexi, et al. Research on economic optimal dispatching of microgrid clusters based on improved bald eagle search algorithm[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(2):328–335.
- [9] 段晨, 何鑫, 何其新, 等. 基于改进蜣螂优化算法的微电网经济调度模型[J]. 电工材料, 2025, (3):63–67, 72.
- DUAN Chen, HE Xin, HE Qixin, et al. Economic dispatch model of microgrid based on improved dung beetle optimization algorithm[J]. Electrical Engineering Materials, 2025, (3):63–67, 72.
- [10] HOU J, YU W, XU Z, et al. Multi-time scale optimization scheduling of microgrid considering source and load uncertainty[J]. Electric Power Systems Research, 2023, 216:109 037.
- [11] LIU Y, GUO L, WANG C. A robust operation-based scheduling optimization for smart distribution networks with multi-microgrids[J]. Applied Energy, 2018, 228: 130–140.
- [12] 郑建, 赖欢欢, 郑伟, 等. 含电动汽车的风光柴储独立型微电网容量优化配置[J]. 电力需求侧管理, 2024, 26(4):30–36.
- ZHENG Jian, LAI Huanhuan, ZHENG Wei, et al. Capacity optimization configuration of WT-PV-DE-BES independent microgrid with electric vehicles[J]. Power Demand Side Management, 2024, 26(4):30–36.
- [13] 米阳, 李战强, 吴彦伟, 等. 基于两级需求响应的并网微电网双层优化调度[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1 899–1 906.
- MI Yang, LI Zhanqiang, WU Yanwei, et al. Bi-layer optimization dispatch of grid-connected microgrid based on two-stage demand response[J]. Power System Technology, 2018, 42(6):1 899–1 906.

作者简介:

马璘劫(1985),男,黑龙江牡丹江人,硕士,高级工程师,主要从事电力负荷管理、综合能源、分布式发电并网服务等工作。

(责任编辑 方德康)

附录

1 微电网群协同优化调度模型

1.1 微电网群结构

微电网群(microgrid cluster, MGC)是由多个互联且可协同运行的微电网所组成的系统^[10]。系统通过能量管理中心实现微电网间的电能交互以及与配电网之间的购售电交易,其整体结构及能量管理方式如图1所示。

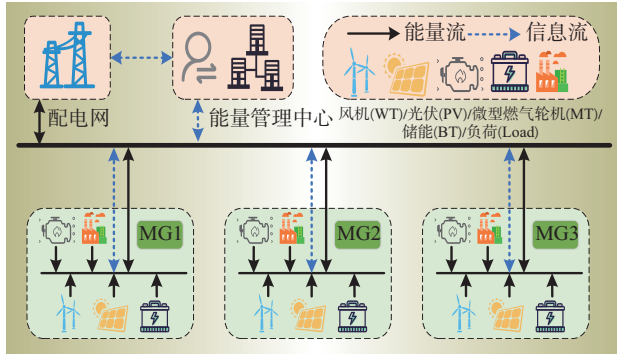


图1 微电网群示意

Fig. 1 Schematic of microgrid group

1.2 微电网群主要设备模型

微电网群是涵盖多种分布式能源单元的复杂系统^[11],精确建模关键设备的运行特性是实现高效调度的基础,所构建数学模型如下

(1) 光伏发电模型

$$P_i^{PV}(t) = P_{STC} [1 + \delta(T_e - T_r)] A_{PV} \eta_i^{PV} \frac{S_i^{PV}(t)}{S_{STC}} \quad (1)$$

式中: $P_i^{PV}(t)$ 为第 i 个微电网中光伏阵列在时刻 t 的输出功率; P_{STC} 为在标准测试条件下光伏阵列的额定输出功率; δ 为功率温度系数; T_e 为光伏阵列的实际工作温度; T_r 为标准测试条件下的参考温度; A_{PV} 为光伏板面积; η_i^{PV} 为光伏转换效率; $S_i^{PV}(t)$ 为实际光照强度; S_{STC} 为标准测试条件下的参考光照强度。

(2) 风力发电模型

$$P_i^{WT}(t) = \frac{1}{2} \rho A_{WT} C_p^{WT} (v_i^{WT}(t))^3 \quad (2)$$

式中: $P_i^{WT}(t)$ 为第 i 个微电网中风力发电机在 t 时刻的输出功率; ρ 为空气密度; A_{WT} 为风力机风轮扫掠面积; C_p^{WT} 为风力机功率系数,反应其气动转换效率; v_i^{WT} 为实际风速。

(3) 微型燃气轮机模型

$$\eta_i^{MT}(t) = 0.075 3 \left(\frac{P_i^{MT}(t)}{65} \right)^3 - 0.309 5 \left(\frac{P_i^{MT}(t)}{65} \right)^2 + 0.417 4 \left(\frac{P_i^{MT}(t)}{65} \right) + 0.106 8 \quad (3)$$

式中: $P_i^{MT}(t)$ 为第 i 个微电网中微型燃气轮机在 t 时刻的输出功率; η_i^{MT} 为微型燃气轮机对应输出功率下的发电效率; 常数 65 为功率基准值,用于功率标么化处理。

(4) 储能系统模型

$$\sigma_i^{SOC}(t+1) = \sigma_i^{SOC}(t) + \frac{P_i^{BT}(t+1)}{E_{BT}} \eta_i^{BT} \Delta t \quad (4)$$

式中: $\sigma_i^{SOC}(t)$ 为第 i 个微电网中储能在 t 时刻的荷电状态; P_i^{BT} 为储能的充/放电功率,充电时取正值,放电时取负值; E_{BT} 为储能额定容量; η_i^{BT} 为储能充放电过程的综合效率; Δt 为时间步长。

1.3 目标函数

以最小化微电网群系统总运行成本的目标函数,其数学表达式如下^[12]

$$\min F_{total} = \lambda_1 F_{oper} + \lambda_2 F_{co_2} \quad (5)$$

式中: F_{total} 为微电网群总成本目标函数; F_{oper} 为微电网群运行成本; F_{co_2} 为微电网群环境成本; λ_1 和 λ_2 为各项成本对应的权重系数。

(1) 运行成本

$$F_{oper} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [C_i^{MT}(t) + C_i^{EM}(t) + C_i^{ET}(t)] \quad (6)$$

$$C_i^{MT}(t) = \frac{C_g P_i^{MT}(t)}{L_g \eta_i^{MT}(t)} \quad (7)$$

$$C_i^{EM}(t) = k_i^{WT} P_i^{WT}(t) + k_i^{PV} P_i^{PV}(t) + k_i^{MT} P_i^{MT}(t) + k_i^{BT} P_i^{BT}(t) \quad (8)$$

$$C_i^{ET}(t) = \varphi_{ij}^{MG}(t) P_{ij}^{MG}(t) + \varphi_{ig}^{GRID}(t) P_{ig}^{GRID}(t) \quad (9)$$

式中: C_i^{MT} 为 MT 发电成本; C_i^{EM} 为包含储能损耗的设备运行维护成本; C_i^{ET} 为购售电交易成本; N 为微电网总数; T 为调度周期总时段数; C_g 和 L_g 分别为燃气价格与热值,本文分别取值为 2.5 元/m³ 和 9.7 kWh/m³; k_i^{WT} 、 k_i^{PV} 、 k_i^{MT} 、 k_i^{BT} 分别为 WT、PV、MT 和 BT 的设备运维成本系数; P_i^{WT} 、 P_i^{PV} 、 P_i^{MT} 、 P_i^{BT} 分别为风力发电机(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、微型燃气轮机(micro turbine, MT)和储能电池(battery, BT)的; φ_{ij}^{MG} 为微电网 i 和微电网 j 之间的交易电价; φ_{ig}^{GRID} 为微电网 i 和配电网之间的交易电价; P_{ij}^{MG} 为微电网 i 和微电网 j 之间的交互功率和 P_{ig}^{GRID} 为微电网和配电网之间的交互功率; 购电则为正值,售电则为负值。

(2) 环境成本

$$F_{co_2} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^M [C_m^{dis} \delta_m^{MT} P_i^{MT}(t) + C_m^{dis} \delta_m^{GRID} P_{ig}^{GRID}(t)] \quad (10)$$

式中: M 为所考虑的污染物种类数量; C_m^{dis} 为第 m 类污染物单位处理成本; δ_m^{MT} 和 δ_m^{GRID} 分别为 MT 发电和从配电网购电时产生的第 m 类污染物的排放系数。

1.4 约束条件

其数学模型的可行域需由一系列严格的物理与运行约束共同界定^[13]。主要约束条件如下

(1) 系统功率平衡约束

$$P_i^{\text{load}}(t) = P_i^{\text{WT}}(t) + P_i^{\text{PV}}(t) + P_i^{\text{MT}}(t) + P_i^{\text{BT}}(t) + P_{ij}^{\text{MG}}(t) + P_{iG}^{\text{GRID}}(t) \quad (11)$$

式中： $P_i^{\text{load}}(t)$ 为第 i 个微电网在 t 时刻的总用电负荷。

(2) 微型燃气轮机功率上下限约束和爬坡约束

$$P_i^{\text{MT},\min} \leq P_i^{\text{MT}}(t) \leq P_i^{\text{MT},\max} \quad (12)$$

$$0 \leq P_i^{\text{MT}}(t) - P_i^{\text{MT}}(t-1) \leq P_i^{\text{MT},\text{up},\max} \quad (13)$$

$$0 \leq P_i^{\text{MT}}(t-1) - P_i^{\text{MT}}(t) \leq P_i^{\text{MT},\text{down},\max} \quad (14)$$

式中： $P_i^{\text{MT},\min}$ 和 $P_i^{\text{MT},\max}$ 分别为 MT 有功功率上下限； $P_i^{\text{MT},\text{up},\max}$ 和 $P_i^{\text{MT},\text{down},\max}$ 分别为 MT 的最大上爬坡功率和最大下滑功率。

(3) 储能荷电状态与充放电功率约束

$$\sigma_i^{\text{SOC},\min} \leq \sigma_i^{\text{SOC}}(t) \leq \sigma_i^{\text{SOC},\max} \quad (15)$$

$$\omega_i^c(t)P_i^{\text{BT},\min} \leq P_i^{\text{BT},c}(t) \leq \omega_i^c(t)P_i^{\text{BT},\max} \quad (16)$$

$$\omega_i^{\text{dc}}(t)P_i^{\text{BT},\min} \leq P_i^{\text{BT},\text{dc}}(t) \leq \omega_i^{\text{dc}}(t)P_i^{\text{BT},\max} \quad (17)$$

$$\omega_i^c(t)\omega_i^{\text{dc}}(t) = 0 \quad (18)$$

式中： $\sigma_i^{\text{SOC},\min}$ 和 $\sigma_i^{\text{SOC},\max}$ 分别为储能荷电状态的允许最小值与最大值； $P_i^{\text{BT},\min}$ 和 $P_i^{\text{BT},\max}$ 分别为储能充放电功率的允许最小值和最大值； $P_i^{\text{BT},c}(t)$ 和 $P_i^{\text{BT},\text{dc}}(t)$ 分别为储能充电功率和放电功率； ω_i^c 和 ω_i^{dc} 分别为储能处于充电状态和放电状态，为 0-1 二进制变量且两者不能同时为 1。

(4) 微电网之间以及微电网与配电网之间交互功率约束

$$P_{ij}^{\text{MG},\min} \leq P_{ij}^{\text{MG}}(t) \leq P_{ij}^{\text{MG},\max} \quad (19)$$

$$P_{iG}^{\text{GRID},\min} \leq P_{iG}^{\text{GRID}}(t) \leq P_{iG}^{\text{GRID},\max} \quad (20)$$

式中： $P_{ij}^{\text{MG},\min}$ 和 $P_{ij}^{\text{MG},\max}$ 分别为微电网 i 和微电网 j 之间允许的最小和最大交互功率； $P_{iG}^{\text{GRID},\min}$ 和 $P_{iG}^{\text{GRID},\max}$ 分别为微电网 i 与配电网 G 之间允许的最小和最大交互功率。