

# 考虑可再生能源发电时空相关性的微电网群源储容量配置

周珺<sup>1</sup>, 肖远兵<sup>1</sup>, 颜华敏<sup>1</sup>, 卢婧婧<sup>1</sup>, 许铁峰<sup>1</sup>, 左方林<sup>2</sup>

(1. 国网上海青浦供电公司, 上海 201700;

2. 东南大学溧阳研究院, 江苏 常州 213300)

**摘要:**为提升微电网群内各微电网之间的功率协同共济能力, 必须在微电网群规划时考虑微电网群内可再生能源发电出力之间的相关性和不同区域负荷时间分布上的差异性。提出一种考虑可再生能源发电时空相关性的场景生成方法, 基于微电网群中微电网之间的空间距离和可再生能源发电出力的时序特性, 采用Nataf变换和时序重构方法生成满足时空相关性的风光出力场景。然后在此基础上建立以年化总成本和累计源荷差最小的多目标微电网群容量配置模型。最后采用引入非支配排序和拥挤度改进的Jaya算法进行求解, 通过模糊隶属度函数对Pareto解进行评价并选取微电网群内风光储的最优配置方案。算例结果表明, 通过微电网群源储容量的精准配置, 可以有效降低总的投资成本, 同时降低微电网群的碳排放水平并提升可再生能源消纳能力。

**关键词:**微电网群容量配置; 时空相关性; Nataf变换; 多目标Jaya算法

**中图分类号:** TM734 **文献标识码:** A **DOI:** 10.19457/j.1001-2095.dqed25128

## Allocation of Microgrid Group Source Storage Capacity Considering the Spatiotemporal Correlation of Renewable Energy Generation

ZHOU Jun<sup>1</sup>, XIAO Yuanbing<sup>1</sup>, YAN Huamin<sup>1</sup>, LU Jingjing<sup>1</sup>, XU Tiefeng<sup>1</sup>, ZUO Fanglin<sup>2</sup>

(1. State Grid Shanghai Qingpu Power Supply Company, Shanghai 201700, China;

2. Liyang Research Institute of Southeast University, Changzhou 213300, Jiangsu, China)

**Abstract:** In order to improve the power coordination ability among microgrids in the microgrid group, it is necessary to consider the correlation between renewable energy generation output and the difference in load time distribution in different regions in the microgrid group planning. A scenario generation method that considers the spatio-temporal correlation of renewable energy power generation was proposed. Based on the spatial distance between microgrids in microgrids and the temporal characteristics of renewable energy power generation output, Nataf transformation and temporal reconstruction methods were used to generate scene-solar power output scenes that meet the temporal and spatial correlation. Then, the capacity allocation model of multi-objective microgrid group with minimum annual total cost and cumulative source-load difference was established. Finally, Jaya algorithm with non-dominated sorting and congestion improvement was adopted to solve the problem. Fuzzy membership function was used to evaluate the Pareto solution and select the optimal allocation scheme of wind storage in microgrid group. The results of the example show that the total investment cost can be effectively reduced by the precise allocation of the source storage capacity of the microgrid cluster, while the carbon emission level of the microgrid cluster can be reduced and the absorption capacity of renewable energy can be improved.

**Key words:** microgrid group capacity allocation; spatiotemporal correlation; Nataf transformation; multi-objective Jaya algorithm(MOJaya)

**基金项目:** 国家电网有限公司科技项目(520934220005)

**作者简介:** 周珺(1982—), 女, 本科, 工程师, 主要研究方向为配电网规划及投资计划管理、综合计划、投资统计等, Email: junzhou68@126.com

**通讯作者:** 左方林(1999—), 男, 硕士, 助理工程师, 主要研究方向为微电网规划及相关性研究, Email: 211306080056@hhu.edu.cn

随着世界环境污染的日益严重和能源危机的不断加剧,越来越多分布式可再生能源发电应用于配电网中,我国新能源发展面临着既要大规模开发、又要高水平消纳、更要保障电力安全可靠供应等多重挑战<sup>[1]</sup>。而微电网技术的应用可有效缓解新能源的消纳问题,通过储能及优化策略进一步提升我国终端新能源用能比例,进一步推动新能源发展。单一微电网受惯性限制,其离网运行时易崩溃解列,因此其对可控电源具有较大依赖性。如果将多个微电网接入配电网,并由中低压配电线路连接构成微电网群,群内的电源可以互相提供支持,可以有效地避免单一微电网运行的缺陷。因此,微电网群内的电源类型和容量的配置就显得非常重要。

微电网中的电源一般包括风、光等各类可再生能源发电和储能设备。其中风、光的出力呈现出复杂的相关关系,例如同一地区风光出力之间可能会呈现出负相关关系,而相邻地区的风电/光伏之间一般存在着较强的正相关关系<sup>[2]</sup>。因此基于微电网群中可再生能源发电的时空分布特性精准地构建出它们出力之间的相关关系,是微电网群容量配置是否合理的关键。对于多维随机变量,常采用 Copula 函数<sup>[3]</sup>和 Nataf 变换法<sup>[4]</sup>来构建其相关关系。多维 Copula 函数的构建一般是通过藤 Copula 的方式生成,较为繁琐,而基于 Nataf 变换的方法通过完成原始空间到独立标准正态空间转换,根据每个随机变量的概率密度函数,生成具有已知相关系数的随机序列<sup>[4]</sup>。

考虑可再生能源发电的影响是微电网群规划的重要研究内容之一,如文献[5]提出了一种高可再生能源渗透率背景下以年化综合收益最大为目标的区域微电网群优化规划模型;文献[6]考虑可再生能源接入微电网位置的影响,基于节点耦合度和功率平衡度对微电网群进行集群分区,建立双层交直流混合微电网群优化规划模型。文献[7]为实现 100% 可再生能源供电,构建以总成本最小为目标的海岛微电网群优化配置模型。文献[8]考虑可再生能源的随机性,采用 Copula 方法估计预测误差,提出了一种随机规划算法来求解微电网群规划问题。

其次,微电网群的利益主体的划分和群优化目标也会对微电网群中的源储容量配置结果产生重要影响。如文献[9]构建了同一利益主体的以总成本最小为目标的微电网群最优配置模型。

文献[10]考虑各微电网接入配电网中互相竞争关系,建立基于非合作博弈的微电网群双层规划模型。文献[11]针对微电网群作为多利益主体接入配电网时微电网群和配电网之间的博弈关系,建立基于主从博弈的微电网群规划模型。由于多利益主体之间的利益协调和分配更为复杂,微电网群的规划一般应该作为单一利益主体考虑。

最后,由于微电网群规划考虑了微电网间的互联共济,且多是以经济、低碳或可靠性为目标的多目标规划,因此其求解方法主要采用启发式算法<sup>[5,7]</sup>或已有的求解器<sup>[6,9-11]</sup>。目前常见的启发式算法如粒子群算法、遗传算法等,虽然可以较好地处理非线性问题,但收敛速度、全局搜索能力和局部搜索能力都有待改善;而求解器虽然求解混合整数线性规划问题效率很高,但对非线性问题的处理能力较差。

综上,目前微电网群规划研究的文献虽然考虑到了可再生能源渗透率的影响,但忽略了区域微电网群风光电源出力时空相关性变化对微电网群源储容量配置的影响,缺少对待规划区域的风光资源特性的全面性描述,且采用的多目标求解算法有待改进。因此,本文首先基于 Nataf 变换生成具有空间相关性的风光初始出力场景,再通过优化次序重构具有时间相关特性的风光出力场景。在此基础上,考虑微电网群作为单一利益主体投资的经济性和可再生能源的消纳,构建了以微电网群年化总成本和累计源荷差最小为目标的多目标规划模型,采用收敛快速的多目标 Jaya 算法(MOJaya)求解,并采用模糊隶属度函数构建 Pareto 最优解集中解的满意度。最后,算例对具有三个微电网的微电网群进行了多场景下的源储容量配置,验证了本文所建模型可以有效提升微电网群源荷配置的精准性,降低总的投资成本,同时降低微电网群的碳排放水平,并提升可再生能源消纳能力。

## 1 考虑时空相关性风光出力场景生成

### 1.1 风光空间相关性场景生成

Weibull 分布和 Beta 分布分别是当前使用较广的用于风速和光伏的概率模型<sup>[12]</sup>,相邻地区的风光出力近似满足同一概率分布,由文献[13]中实测数据可知,风电场间距离每增加 40 km 相关系数约下降 0.1,其相关系数与距离的拟合函数如下式所示:

$$\rho_v = 2/\pi \arcsin(e^{-0.00182d}) \quad (1)$$

式中: $d$ 为两个风电场之间的距离。

光伏在1 000 km以内其相关系数均在0.85以上,本文研究的是给定区域内的微电网群的规划问题,各光伏电站间相关系数统一使用0.95。

Nataf变换可以根据已知的每个随机变量的边缘概率密度函数和随机变量之间的相关系数来对相关系数进行建模<sup>[4]</sup>。假设 $n$ 维风/光变量 $\mathbf{V} = [v_1, v_2, \dots, v_n]^T$ 中第 $i$ 个变量边缘概率分布函数为 $F_i(v)$ ,相关系数矩阵为 $\rho_V = (\rho_{v,ij})_{n \times n}$ , $\rho_{v,ij}$ 为变量 $v_i$ 与 $v_j$ 间的相关系数,其定义为<sup>[14]</sup>

$$\rho_{v,ij} = \text{COV}(v_i, v_j) / [\sqrt{D(v_i)} \cdot \sqrt{D(v_j)}] \quad (2)$$

式中: $\text{COV}(v_i, v_j)$ 为变量 $v_i$ 与 $v_j$ 的协方差; $\sqrt{D(v_i)}$ , $\sqrt{D(v_j)}$ 分别为变量 $v_i, v_j$ 的标准差。

Nataf变换的基本步骤如下:

1)根据已知 $n$ 维相关系数矩阵 $\rho_V$ 与标准正态分布变量 $\mathbf{X}$ 的相关系数矩阵 $\rho_X$ 的映射关系,根据下式解非线性方程,可以计算得到矩阵 $\rho_X$ 中的各元素 $\rho_{x,ij}$ ,进而求得矩阵 $\rho_X$ 。

$$\rho_{v,ij} = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} \left\{ \frac{F_i^{-1}[\Phi(x_i)] - \mu_i}{\sigma_i} \right\} \left\{ \frac{F_j^{-1}[\Phi(x_j)] - \mu_j}{\sigma_j} \right\} \cdot \phi(x_i, x_j, \rho_{x,ij}) dx_i dx_j \quad (3)$$

式中: $\Phi(\cdot)$ 为标准正态分布的概率分布函数; $\mu_i, \mu_j$ 和 $\sigma_i, \sigma_j$ 分别为变量 $x_i$ 和 $x_j$ 的均值和标准差; $\phi(x_i, x_j, \rho_{x,ij})$ 为相关系数为 $\rho_{x,ij}$ 的标准正态随机变量 $x_i$ 和 $x_j$ 的联合概率密度函数。

对矩阵 $\rho_X$ 采用Cholesky分解:

$$\rho_X = \mathbf{G}_X \mathbf{G}_X^T \quad (4)$$

式中: $\mathbf{G}_X$ 为一个对角元素为正数的下三角实矩阵。

2)随机抽样生成 $N$ 个独立标准正态分布变量 $\mathbf{Y}$ 的样本 $\mathbf{Y}_s$ 。

3)通过下式得到相关系数矩阵为 $\rho_X$ 的变量 $\mathbf{X}$ 的样本 $\mathbf{X}_s$ :

$$\mathbf{X}_s = \mathbf{G}_X \mathbf{Y}_s \quad (5)$$

4)通过等概率转换原则生成相关系数矩阵为 $\rho_V$ 的初始样本 $\mathbf{V}_s$ :

$$\mathbf{V}_s = \mathbf{F}^{-1}[\Phi(\mathbf{X}_s)] \quad (6)$$

$$\mathbf{V}_s = \begin{bmatrix} v_{1,1} & v_{1,2} & \cdots & v_{1,N} \\ v_{2,1} & v_{2,2} & \cdots & v_{2,N} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ v_{n,1} & v_{n,2} & \cdots & v_{n,N} \end{bmatrix} \quad (7)$$

## 1.2 基于时间相关性的时序重构

上述方法生成的初始样本 $\mathbf{V}_s$ 每列之间不满足时间上的自相关性,由皮尔逊相关系数可知,对矩阵 $\mathbf{V}_s$ 的列向量进行调序不会改变它们的行向量的相关系数,也不会改变各行的概率分布,因此对初始样本矩阵进行时序重构便可得到具有时间自相关性的风光场景 $\mathbf{V}_{st}$ <sup>[15]</sup>。

时序重构首先根据聚类算法得出具有季节特性的风光出力基准曲线,重构的标准是使得重构后的风光出力列向量序列与基准序列的平均绝对误差最小,遍历初始样本的列向量次序,得出具有时空相关性的风光场景 $\mathbf{V}_{st}$ 。平均绝对误差定义为

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |v_{st,i} - v_{t,i}| \quad (8)$$

式中: $v_{st,i}, v_{t,i}$ 分别为重构后的风光序列和基准风光序列。

## 2 微电网群能量管理策略及优化配置模型

### 2.1 区域微电网群系统结构图

区域微电网群系统结构图如图1所示。图中各微电网之间和微电网与配电网之间可以通过联络线和配电线路进行双向功率传输。微电网群中主要的电源设备有:风机、光伏、储能、其他非可再生能源类分布式电源及逆变装置等,本文只考虑风光储容量配置。

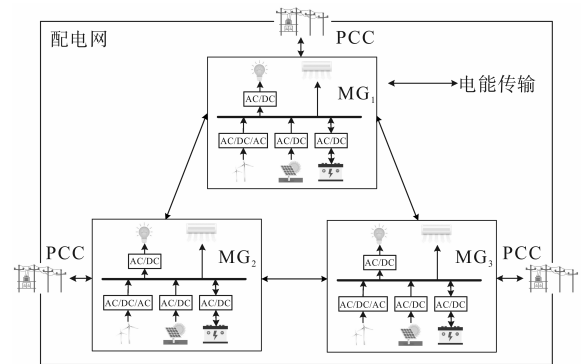


图1 区域微电网群结构

Fig.1 Regional microelectric network group structure

### 2.2 区域微电网群运行策略

设单个微电网 $i$ 的 $t$ 时刻的源荷净功率差为 $P_{net,i}^t = P_{PV,i}^t + P_{WT,i}^t - P_{L,i}^t$ ,其中风电出力 $P_{WT,i}^t$ 和光伏出力 $P_{PV,i}^t$ 满足最大功率跟踪,风电和光伏出力数学模型见文献[16]。其中两种运行模式下的能量管理策略如下:

1) 区域微电网群独立运行。各微电网只能与配电网进行功率交换。当  $P_{net,i}^t < 0$  时, 缺额部分优先由储能提供, 但当储能无法提供功率时, 则向配电网购电; 当  $P_{net,i}^t > 0$  时, 根据储能的  $SOC$ , 储能充满时剩余功率向配电网售电。

2) 区域微电网群协同运行。即各微电网既能与配电网进行功率交换又可与其他微电网进行功率交换。对于  $P_{net,i}^t < 0$ , 优先考虑与区域内其他微电网购电, 再从配电网购电; 对于  $P_{net,i}^t > 0$ , 余电优先向其它微电网传输功率, 若有剩余, 根据储能的  $SOC$ , 储能充满时向配电网售电。

### 2.3 区域微电网群优化配置模型

考虑含  $N$  个子微电网的微电网群中风光储的容量配置, 为兼顾微电网运营商的经济效益与微电网运行的低碳性, 建立以目标函数为微电网群系统年化总成本  $C$  和源荷差  $F$  最小的微电网群系统协同规划模型, 决策变量为各微电网的光伏、风机、储能的容量。

#### 2.3.1 目标函数

1) 年化总成本最小。公式如下:

$$\min C = C_1 + C_2 + C_3 \quad (9)$$

式中:  $C_1$  为年化投资成本;  $C_2$  为年维护成本;  $C_3$  为年运行成本。

各部分成本具体计算如下:

$$C_1 = \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^3 S_{i,m} C_m \frac{r(1+r)^{Y_m}}{(1+r)^{Y_m} - 1} \quad (10)$$

式中:  $i$  为微电网编号;  $r$  为贴现率;  $m$  为设备编号,  $m$  取 1~3 分别代表风机、光伏和储能;  $S_{i,m}$  为第  $i$  个微电网第  $m$  种设备的容量;  $Y_m$  为第  $m$  台设备的生命周期;  $C_m$  为第  $m$  种设备的单位安装成本。

$$C_2 = \varepsilon C_1 \quad (11)$$

式中:  $\varepsilon$  为维护成本系数。

$$C_3 = C_{grid} + C_{MG} \quad (12)$$

其中

$$\begin{cases} C_{grid} = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N [\eta \cdot \lambda_{grid,b}(t) P_{grid,i}(t) - \mu \cdot \lambda_{grid,s}(t) P_{grid,i}(t)] \\ C_{MG} = \sum_{i=1}^N \sum_{j \neq i}^N \sum_{t=1}^T [\eta \cdot \lambda_{MG,b}(t) P_{ij}(t) - \mu \cdot \lambda_{MG,s}(t) P_{ij}(t)] \end{cases}$$

式中:  $C_{grid}$  为微电网与配电网间的购售电成本;  $C_{MG}$  为微电网相互之间的功率交互成本;  $T$  为年运行小时数, 为 8 760;  $\lambda_{grid,b}(t)$ ,  $\lambda_{grid,s}(t)$ ,  $\lambda_{MG,b}(t)$ ,  $\lambda_{MG,s}(t)$  分别为  $t$  时段微电网与配电网间和微电网间的购电、售电电价;  $P_{grid,i}(t)$ ,  $P_{ij}(t)$  分别为  $t$  时段

第  $i$  个微电网与配电网交换功率和微电网  $i, j$  之间交换功率, 正值表示购电, 此时  $\eta = 1, \mu = 0$ , 负值表示售电, 此时  $\eta = 0, \mu = 1$ 。

2) 累计源荷差最小。公式如下:

$$\min F = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [P_{i,WT}(t) + P_{i,PV}(t) + P_{i,ES}(t) - P_{i,L}(t)]^2 \quad (13)$$

式中:  $P_{i,WT}(t)$ ,  $P_{i,PV}(t)$ ,  $P_{i,ES}(t)$ ,  $P_{i,L}(t)$  分别为第  $i$  个微电网  $t$  时刻风机、光伏、储能和负荷的功率值。

累计源荷差越小表示各微电网与配电网的电能交易量越小, 微电网从配电网购得的火电电能越少且出售的清洁能源越少, 因此微电网群系统的碳排放水平越低同时风光消纳率越高。

#### 2.3.2 约束条件

1) 微电网中各分布式电源容量有如下约束:

$$0 \leq S_{i,m} \leq S_{i,mmax} \quad (1 \leq m \leq 3, 1 \leq i \leq N) \quad (14)$$

式中:  $S_{i,mmax}$  为第  $i$  个微电网第  $m$  种设备的最大容量。

2) 功率平衡约束。微电网群除了满足总体的功率平衡外, 单个微电网功率平衡也要满足, 其公式如下:

$$P_{WT} + P_{PV} + P_{ES} + P_{grid} = P_L \quad (15)$$

$$P_{WT,i} + P_{PV,i} + P_{ES,i} + P_{grid,i} + \sum_{j=1, j \neq i}^N P_{j,i} = P_{L,i} \quad (16)$$

3) 微电网间功率交换约束:

$$\begin{cases} -P_{ijmax} \leq P_{ij}(t) \leq P_{ijmax} \quad \forall i, j, i \neq j \\ -P_{grid,imax} \leq P_{grid,i}(t) \leq P_{grid,imax} \end{cases} \quad (17)$$

式中:  $P_{ijmax}$ ,  $P_{grid,imax}$  分别为微电网间和微电网与配电网间最大传输功率。

4) 储能出力约束。储能在  $t$  时刻的  $SOC$  与充放电功率满足如下约束:

$$\begin{cases} SOC_i(t) = SOC_i(t-1)(1-\sigma) - P_{ES,i}(t)\eta_C \quad P_{ES,i}(t) \leq 0 \\ SOC_i(t) = SOC_i(t-1)(1-\sigma) - P_{ES,i}(t)/\eta_F \quad P_{ES,i}(t) > 0 \\ SOC_{i,min} \leq SOC_i(t) \leq SOC_{i,max} \\ P_{ES,i,min} \leq |P_{ES,i}(t)| \leq P_{ES,i,max} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $P_{ES,i}(t)$  为第  $i$  个微电网中  $t$  时刻储能的充放电功率, 大于 0 代表放电, 小于 0 代表充电;  $\eta_C$ ,  $\eta_F$  分别为充电和放电效率;  $\sigma$  为储能每小时的自放电比例。

5) 微电网供电可靠性约束。保证微电网中重要负荷在微电网故障或孤岛状态下能够独立运行 2 h, 需满足如下约束:

$$G_{\text{own}} = \frac{S_{\text{ES}} \cdot SOC_{\text{min}}}{\alpha \cdot P_{\text{L,max}} \cdot T_{\text{own}}} \geq g \quad (19)$$

式中:  $G_{\text{own}}$  为独立运行能力;  $S_{\text{ES}}$  为储能设备的额定容量;  $SOC_{\text{min}}$  为设定的储能设备  $SOC$  下限;  $\alpha$  为安全裕度系数, 该值取 1.1;  $P_{\text{L,max}}$  为年负荷最大值;  $T_{\text{own}}$  为设定的微电网在孤岛状态下具备的独立运行时间, 规定该值不低于 2 h;  $g$  为不可调节负荷占本微电网最大负荷的比例。

### 3 多目标 Jaya 算法

#### 3.1 Jaya 算法

本文采用 Jaya 算法来优化求解容量配置模型。相比于传统启发式算法如粒子群算法和遗传算法, Jaya 算法无需设置除种群和迭代数外的其他控制参数, 单步迭代中只进行一次位置更新, 且在位置更新时考虑了步长的随机性, 因此收敛速度更快且不易陷入局部最优解<sup>[17]</sup>。Jaya 算法的基本思想是趋近最优解, 远离最差解, 其解的更新公式如下:

$$X'_{j,k,i} = X_{j,k,i} + r_{1,j,i} (X_{j,\text{best},i} - |X_{j,k,i}|) - r_{2,j,i} (X_{j,\text{worst},i} - |X_{j,k,i}|) \quad (20)$$

式中:  $X_{j,k,i}$ ,  $X_{j,\text{best},i}$ ,  $X_{j,\text{worst},i}$  分别为第  $i$  次迭代过程中第  $k$  个个体的第  $j$  个变量、目标函数值最好和最差个体的第  $j$  个变量;  $r_{1,j,i}$ ,  $r_{2,j,i}$  分别为 0 至 1 之间的随机数, 可根据随机数生成函数生成;  $X'_{j,k,i}$  为  $X_{j,k,i}$  更新后的值。

#### 3.2 多目标 Jaya 算法

本文采用文献[18]中提出的 MOJaya, 通过在 Jaya 算法中引入非支配排序方法和拥挤度计算来解决多目标优化问题中目标之间的冲突和拥挤的问题。

##### 3.2.1 非支配排序

在具有  $W$  个优化目标的规划问题中, 第  $i$  次迭代形成的解集  $P$  中解  $x_n$  的排序是基于各解之间的非支配关系进行的。

如果解  $x_1, x_2$  为  $P$  中的任意两个解, 满足下式的 Pareto 全部支配条件, 那么称  $x_1$  支配  $x_2$ , 即解  $x_1$  优于  $x_2$ 。

$$\begin{cases} f_w(x_1) \leq f_w(x_2) \forall w \in \{1, \dots, W\} \\ f_w(x_1) < f_w(x_2) \exists w \in \{1, \dots, W\} \end{cases} \quad (21)$$

如果在  $P$  中不存在优于  $\hat{x}$  的其他解, 那么解  $\hat{x}$  就称为非支配解。非支配排序就是将非支配解按照支配关系分层。

非支配解作为最优解被从  $P$  中移除, 被分配到解的第一层; 对  $P$  中剩余的解按照式(19)继续进行比较, 并不断将新产生的非支配解分配到第一层, 直至  $P$  中剩余的解都被第一层支配。然后在  $P$  剩余的解中重复进行支配关系的比较, 新产生的非支配解将被分配到第二层, 重复这一过程直到  $P$  中的所有解都获得相应的层级<sup>[19]</sup>。

##### 3.2.2 拥挤度

解的拥挤度反映的是其在目标空间的分布情况, 解密集的区域, 其拥挤度越高, 反之越低。剔除拥挤度较大区域的部分解可以均衡解的搜索区域<sup>[20]</sup>。

对于解  $x_n$  附近解的点拥挤度计算如下:

1) 初始化解  $x_n$  的拥挤度  $\xi_{x_n} = 0$ ;

2) 将同一层级的所有候选解按第  $w$  个目标的目标函数值  $f_w$  从小到大排序;

3) 累加  $x_n$  的第  $w$  个目标函数  $f_w$  的拥挤度, 计算得到待选解  $x_n$  的拥挤度  $\xi_{x_n}^w$ :

$$\xi_{x_n}^w = \xi_{x_n}^{w-1} + (f_w^{x_{n+1}} - f_w^{x_{n-1}}) / (f_w^{\text{max}} - f_w^{\text{min}}) \quad (22)$$

式中:  $f_w^{\text{max}}$ ,  $f_w^{\text{min}}$  分别为第  $w$  个目标函数的总体最大值和总体最小值;  $f_w^{x_{n+1}}$  为第  $w$  个目标函数仅大于  $f_w^{x_n}$  的目标函数值;  $f_w^{x_{n-1}}$  为第  $w$  个目标函数仅小于  $f_w^{x_n}$  的目标函数值。

##### 3.2.3 模糊隶属度函数

最后通过模糊隶属度函数对 Pareto 解评价其满意度, 选择最优折衷解。模糊隶属度函数定义为

$$\gamma_{\text{af}} = \begin{cases} 1 & f_w < f_w^{\text{min}} \\ (f_w^{\text{max}} - f_w) / (f_w^{\text{max}} - f_w^{\text{min}}) & f_w^{\text{min}} \leq f_w \leq f_w^{\text{max}} \\ 0 & f_w > f_w^{\text{max}} \end{cases} \quad (23)$$

式中:  $\gamma_{\text{af}}$  为模糊隶属度函数, 在 0 至 1 之间表示其满意程度。

多目标 Jaya 算法求解总体流程图如图 2 所示。

具体步骤如下:

1) 首先设置与第 1 节和第 2 节相关的基本参数, 包括风光相关性场景、负荷数据和设备参数等;

2) 设定种群数、变量数和迭代次数;

3) 将初始化粒子代入微电网群运行控制策略, 进行非支配排序并计算拥挤度;

4) 基于拥挤度距离和非支配排序结果确定种群中最优解和最劣解;

5) 按照位置更新策略修正候选解, 将候选解

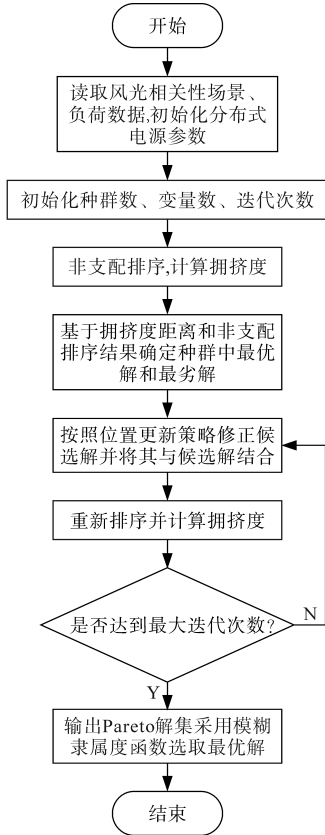


图2 多目标Jaya算法求解流程图

Fig.2 Flow chart of multi-objective Jaya algorithm solution

和修正解结合,重新排序并计算拥挤度;

6)将更新后的粒子代入第4)步,迭代循环至最大迭代次数终止,输出Pareto解集,选用模糊隶属度函数得到最优解。

## 4 算例分析

### 4.1 基础数据

算例所需参数设置如下:光伏和风机投资成本分别为12 700元/kW和10 000元/kW,蓄电池的投资成本为1 872元/(kW·h),贴现率为8%。储能充放电最大功率取储能容量的1/4,效率为75%,初始SOC为0.5,其上限和下限分别为0.2和0.9。设各微电网的电源的上限都为300 kW。微电网相关分时电价如图3所示。

算例所需光照和风速历史数据来源于上海某园区,三个地区微电网负荷分别采用商业居民混合、商业和居民负荷特性,以冬季典型日为例,其负荷如图4所示。

假设三个地区微电网各相距10 km,其风机出力和光伏出力相关系数分别约为0.88和0.95。根据历史数据分别估计出四个季节的风机和光伏出力的概率分布,以Nataf逆变换生成风光初

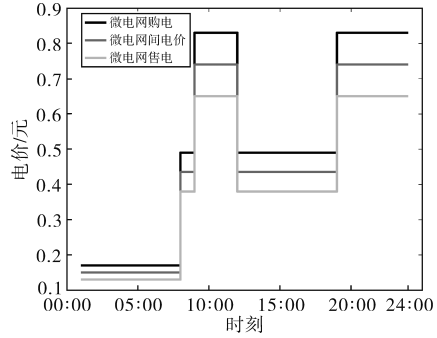


图3 分时电价曲线

Fig.3 Time-of-use electricity price curve

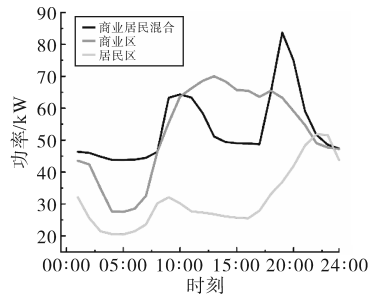


图4 三个地区冬季负荷

Fig.4 Winter load in three regions

始场景如图5、图6所示,重构后其中场景如图7、图8所示。从图中可以看出初始场景同一时刻增减具有相关性,重构后的风光出力时间上呈现出自相关特性。

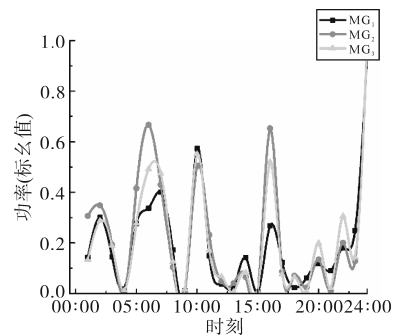


图5 三个地区冬季风机出力初始场景

Fig.5 Initial scenario of winter fan output in three regions

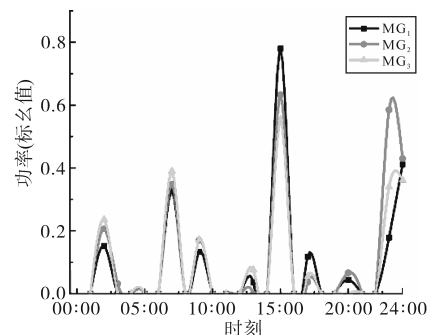


图6 三个地区冬季光伏出力初始场景

Fig.6 Initial scenarios of winter PV output in three regions

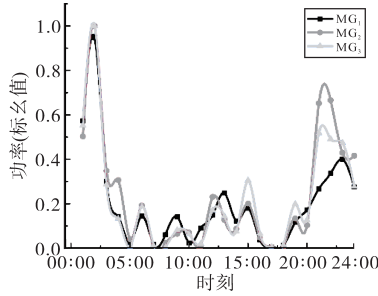


图7 三个地区冬季风机出力重构后场景

Fig.7 Scenario after winter fan output reconstruction in three regions

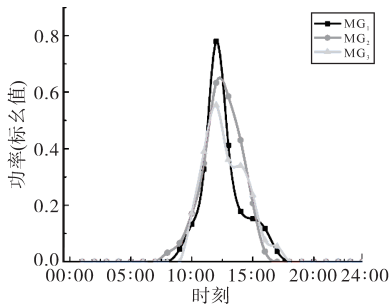


图8 三个地区冬季光伏出力重构后场景

Fig.8 Scenario after winter PV output reconstruction in three regions

#### 4.2 微电网群容量优化配置及结果比较

针对四种场景微电网群容量配置结果进行比较,场景分类如表1所示。

表1 四种在微电网群配置中的场景

Tab.1 Four scenarios in microelectronics network cluster configuration

场景	互联	相关性	负荷差异
一	√	√	√
二		√	√
三	√		√
四	√	√	

其中场景一的微电网群优化配置的 Pareto 解集如图9所示,可见微电网群系统年化总成本与系统源荷差值负相关,优化配置结果如表2所示。四种场景下微电网群规划的指标如表3所示。

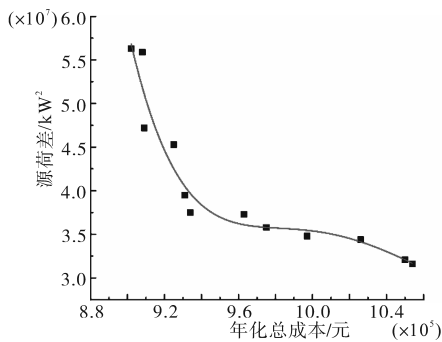


图9 微电网群互联规划 Pareto解集

Fig.9 Pareto solution set of microelectric network group interconnection planning

表2 微电网群优化配置结果

Tab.2 Optimized configuration results of microgrid group

场景	微网	光伏/kW	风机/kW	储能/(kW·h)
一	MG <sub>1</sub>	38	130	202
	MG <sub>2</sub>	78	101	223
	MG <sub>3</sub>	65	2	230
二	MG <sub>1</sub>	8	74	208
	MG <sub>2</sub>	61	93	267
	MG <sub>3</sub>	0	44	456
三	MG <sub>1</sub>	24	66	264
	MG <sub>2</sub>	104	95	238
	MG <sub>3</sub>	0	123	230
四	MG <sub>1</sub>	16	95	307
	MG <sub>2</sub>	72	89	298
	MG <sub>3</sub>	39	60	238

表3 四种场景下微电网群指标比较

Tab.3 Comparison of indicators of micro electric network cluster under four scenarios

场景	投资成本/万元	购售电成本/万元	年化运行成本/万元	源荷差/10 <sup>3</sup> kW <sup>2</sup>
一	58.93	33.91	93.37	3.75
二	49.11	46.77	96.37	4.41
三	59.90	33.94	94.44	3.76
四	57.54	36.53	94.64	3.50

由表3可知,场景一虽然投资成本高于场景二,但是其运行成本低于场景二,与场景二相比年化总成本减少3.2%。场景二比场景一的购电成本多37.9%,这是由于场景二发电量更少,且各微电网功率不足时只能向配电网购电,场景一则可以向其他微电网购电,各微电网间购售电量总和为零,因此总的微电网交互成本为零,且微电网之间的交易电价低于向配电网的购电电价,场景一减少了与配电网交易的电量。

与场景一相比场景三的投资成本更高,但其总购电成本也高于场景一,售电收益有小幅增加,与场景一相比年化总成本增加1.1%。场景四与场景一相比年化总成本增加1.4%,场景四和场景一二者的差异在于后者的微电网交互量更高,因此减少了向配电网购电的成本。综上,场景一是使用本文方法和最符合实际的规划场景,场景一的规划方案提高了微电网群的经济性和环保性,验证了本文所提方法的合理性。

表4是选取场景一的微电网群规划情况,将本文算法与多目标粒子群算法(MOPSO)和用含精英策略的快速非支配排序遗传算法(NSGA-II)进行比较的结果。

通过表4可以看出,在采用MOPSO和NSGA-II时,两种算法的计算时间要慢于本文算法,且两

种算法的收敛性要差于本文算法,优化后的年运行成本和源荷差都高于本文算法。因此本文算法各方面都要优于MOPSO和NSGA-II算法。

表4 算法计算结果对比

算法	计算时间/s	年化运行成本/万元	源荷差/ $10^7\text{kW}^2$
MOJaya	258.85	93.37	3.75
MOPSO	536.44	107.59	4.71
NSGA-II	298.15	167.65	20.33

### 4.3 微电网群运行情况分析

以冬季典型日 $MG_2$ 运行情况为例,分析独立和互联时微电网内部功率传输平衡,如图10、图11所示。

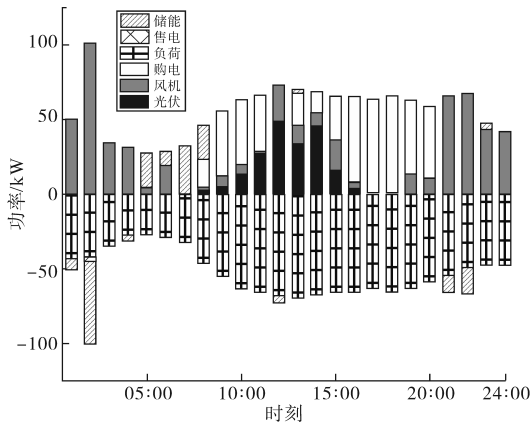


图10 独立时 $MG_2$ 功率平衡图

Fig.10  $MG_2$  power balance diagram in isolation

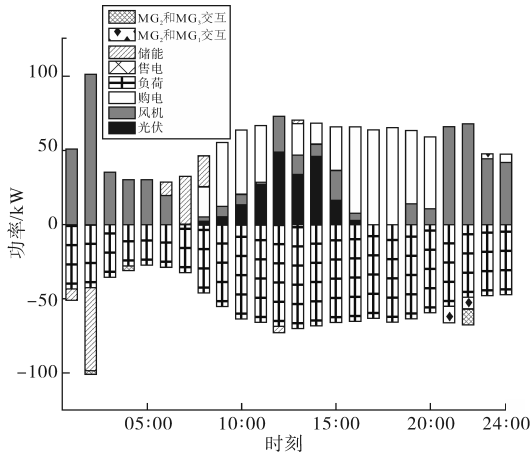


图11 互联时 $MG_2$ 功率平衡图

Fig.11  $MG_2$  power balance diagram in interconnection

各微电网独立运行时,由图10可知,由于 $MG_2$ 负荷较大,主要向电网购电。 $MG_2$ 在01:00—04:00,12:00,21:00—22:00时段功率剩余,此时微电网优先储能电池充电,多余的电向电网售电。 $MG_2$ 在其他时间段都处于缺电状态,在早高峰(05:00—08:00)时段,由储能进行供电。早高峰之后,由于储能完全放电, $MG_2$ 向配电网购电。

当区域微电网互联时,由图11可知,在00:00—07:00及21:00—22:00时段, $MG_2$ 可以独立运行,除此之外的时间段, $MG_2$ 处于缺电状态,此时由于微电网之间电价相较于向配电网购电便宜,故 $MG_1$ 和 $MG_3$ 优先给 $MG_2$ 传输电能,再考虑向配电网购电;在部分早间和晚间时段,由于风机或光伏出力较大, $MG_2$ 有功率剩余,由于向电网售电的电价较高,而这个时段 $MG_1$ 和 $MG_3$ 处于缺电状态,为降低微电网群系统的运行成本,这种情况下 $MG_2$ 优先向 $MG_1$ 和 $MG_3$ 传输功率,剩余功率再进行蓄电池充电。互联情况下, $MG_3$ 中储能电池的充放电次数和向电网购电成本较区域各微电网独立运行时有所减小。

## 5 结论

本文研究了微电网群柔性互联互济的协同规划问题,考虑了相邻地区风光出力相关性,构建了微电网群容量配置模型,并采用多目标Jaya算法进行求解。通过算例分析得出以下结论:

- 1)考虑微电网群协同运行能够充分协调微电网的经济运行,从而在规划层面有效地降低投资成本。
- 2)不同地区的风与光出力之间具有一定差异性,在空间上存在互补性,考虑风光出力的时空相关性能够生成更真实的场景,使得规划方案更加准确。
- 3)由于不同地区的负荷特性不同,当各微电网相连时各负荷能够达到互补,实现削峰填谷,减少弃风弃光率。

### 参考文献

[1] 国家能源局. 新能源消纳能力要跟上[EB/OL]. (2022-06-10) [2023-05-11]. [https://www.nea.gov.cn/2022-06/10/c\\_1310619664.htm](https://www.nea.gov.cn/2022-06/10/c_1310619664.htm).  
National Energy Administration. Xin neng yuan xiao na neng li yao gen shang[EB/OL]. (2022-06-10) [2023-05-11]. [https://www.nea.gov.cn/2022-06/10/c\\_1310619664.htm](https://www.nea.gov.cn/2022-06/10/c_1310619664.htm).

[2] 谢敏,熊靖,刘明波,等. 基于Copula的多风电场出力相关性建模及其在电网经济调度中的应用[J]. 电网技术,2016,40(4):1100-1106.  
XIE Min, XIONG Jing, LIU Mingbo, et al. Modeling of multi wind farm output correlation based on copula and its application in power system economic dispatch[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 1100-1106.

- [3] 李洪双,吕震宙,袁修开. 基于 Nataf 变换的点估计法[J]. 科学通报, 2008, 53(6): 627-632.  
LI Hongshuang, LÜ Zhenzhou, YUAN Xiukai. Point estimation method based on Nataf transform[J]. Chinese Science Bulletin, 2008, 53(6): 627-632.
- [4] 赵渊,刘庆尧,邝俊威,等. 电网可靠性评估中相关性变量的非参数 R 藤 Copula 模型[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(3): 803-812.  
ZHAO Yuan, LIU Qingyao, KUANG Junwei, et al. A nonparametric regular vine copula model for multidimensional dependent variables in power system reliability assessment[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(3): 803-812.
- [5] 王守相,张齐,王瀚,等. 高可再生能源渗透率下的区域多微电网系统优化规划方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 33-38, 52.  
WANG Shouxiang, ZHANG Qi, WANG Han, et al. Reactive power planning of distribution network based on active-reactive power adjustment capability of distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 33-38, 52.
- [6] 丁明,潘浩,张晶晶. 分布式电源接入交直流混合微电网群优化规划研究[J]. 太阳能学报, 2021, 42(6): 54-62.  
DING Ming, PAN Hao, ZHANG Jingjing. Research on optimal planning of ac/dc hybrid microgrid cluster with distributed generation access[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(6): 54-62.
- [7] 赵波,李得民,吴在军,等. 基于 100% 绿色能源供电目标的海岛微电网群容量优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(3): 932-946.  
ZHAO Bo, LI Demin, WU Zaijun, et al. Capacity optimal sizing of island microgrid clusters based on the target of 100% green energy power supply[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(3): 932-946.
- [8] HAKIMI S M, HASANKHANI A, SHAFIE-KHAH M, et al. Stochastic planning of a multi-microgrid considering integration of renewable energy resources and real-time electricity market[J]. Applied Energy, 2021, 298(3): 117215.
- [9] 彭怀德,王敏,方正. 考虑功率交换的微电网群协同规划研究[J]. 可再生能源, 2019, 37(6): 866-871.  
PENG Huaide, WANG Min, FANG Zheng. Microgrid cluster planning considering power exchange among child microgrids[J]. Renewable Energy Resources, 2019, 37(6): 866-871.
- [10] BOLOUKAT M H S, FROUD A A. Multiperiod planning of distribution networks under competitive electricity market with penetration of several microgrids, part I: modeling and solution methodology[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(11): 4884-4894.
- [11] 符杨,邢馨月,李振坤,等. 基于主从博弈的微电网群多阶段鲁棒优化规划[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 1-8.  
FU Yang, XING Xinyue, LI Zhenkun, et al. Multi-stage robust optimization planning of microgrid clusters based on master-slave game[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 1-8.
- [12] 汪惟源,窦飞,程锦闽,等. 一种风光联合出力概率模型建模方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 22-29.  
WANG Weiyuan, DOU Fei, CHENG Jinmin, et al. A modeling method for a wind and photovoltaic joint power probability model[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 22-29.
- [13] 吴迪,王佳明,李晖,等. 以促进可再生能源消纳为目标的我国西北-西南联网容量与送电时序研究[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2103-2110.  
WU Di, WANG Jiaming, LI Hui, et al. Research on capacity and delivery sequence of interconnected northwestern-southwestern power grid towards renewable energy accommodation[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2103-2110.
- [14] 杨若浦,刘佳,曾平良,等. 考虑多元异质源荷相关性的区域综合能源系统规划[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(16): 31-39.  
YANG Ruopu, LIU Jia, ZENG Pingliang, et al. Regional comprehensive energy system planning considering the correlation between multiple heterogeneous sources and loads[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(16): 31-39.
- [15] 吴卫兵,周松林,邢时超. 基于 Copula 理论及时序重构技术的相关性风速模拟[J]. 电力系统及其自动化学报, 2019, 31(8): 66-72.  
WU Weibing, ZHOU Songlin, XING Shichao. Correlative wind speed simulation based on copula theory and time series reconstruction technology[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2019, 31(8): 66-72.
- [16] 张靠社,冯培基,张刚,等. 考虑机会约束的多能源微电网双层优化配置[J]. 太阳能学报, 2021, 42(8): 41-48.  
ZHANG Kaoshe, FENG Peiji, ZHANG Gang, et al. Bi-level optimization configuration method for multi-energy microgrid considering chance constraints[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2021, 42(8): 41-48.
- [17] RAO R. Jaya: a simple and new optimization algorithm for solving constrained and unconstrained optimization problems[J]. International Journal of Industrial Engineering Computations, 2016, 7(1): 19-34.
- [18] BERROUK F, BOUCHEKARA H, CHAIB A E, et al. A new multi-objective Jaya algorithm for solving the optimal power flow problem[J]. Journal of Electrical Systems, 2018, 14(3): 165-181.
- [19] 周毅,柴利,邱奕敏,等. 基于非支配排序的多目标蚁群优化算法[J]. 计算机与应用化学, 2018, 35(12): 980-987.  
ZHOU Yi, CHAI Li, QIU Yimin, et al. Multi-objective ant colony optimization based on nondominated sorting[J]. Computers and Applied Chemistry, 2018, 35(12): 980-987.
- [20] DEBATA P P, MOHAPATRA P. Identification of significant bio-markers from high-dimensional cancerous data employing a modified multi-objective meta-heuristic algorithm[J]. Journal of King Saud University-Computer and Information Sciences, 2022, 34(8): 4743-4755.

收稿日期:2023-05-11

修改稿日期:2023-08-30