

聚类网架拓扑与源荷关联场景生成下配电网 分布式电源规划方法

王 杨, 向 月, 刘俊勇

(四川大学 电气工程学院, 四川 成都 610065)

摘要:面对多样化的配电网拓扑结构,为了对分布式电源规划激励措施的成本进行快速有效估算,提出了一种基于聚类网架拓扑的配电网分布式电源规划方法。同时,在规划阶段充分考虑分布式电源与负荷的相关性,提出了基于Copula理论的源荷关联场景规划方法。通过SimRank++算法计算不同馈线拓扑结构间的相似度,由层次聚类算法获取配电网的不同馈线集群,将集群中心作为典型网架的拓扑结构。针对每一种典型网架的拓扑结构,以经济性为目标建立分布式电源的规划模型,并采用模拟退火粒子群优化算法对模型求解。基于实际城市配电网进行算例分析,分析结果表明所提方法能够灵活地指导分布式电源规划,从而为可再生能源和配电网的战略规划提供参考。

关键词:分布式电源;配电网;规划;SimRank++算法;典型网架拓扑;聚类算法;典型场景;相关性

中图分类号:TM 715

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010019

0 引言

国家电网公司下发《关于进一步严格控制电网投资的通知》,指出“高投入、重资产”的发展模式已经不再适用于当前电网企业发展的需要。如何在保证低投资的基础上,通过技术性投资模式培育新的产业动能,成为当前电网企业战略转型的核心^[1]。然而,在实际配电网中,馈线拓扑结构巨大的差异性成为配电网技术性投资规划的主要障碍。随着随机性、波动性更强的高比例可再生分布式电源(DG)的广泛并网,电网公司评估规划激励措施侧重于改善配电网性能、减少投资成本估算等方面^[2]。因此对于规模庞大、结构复杂的配电网,合理的DG规划对于投资有效成本估算及配电网可靠性评估至关重要。

当前,已有不少学者从多角度对含多种类型的DG进行规划与投资评估分析,如光伏、风电为代表的可再生能源以及天然气、石油为代表的随机分布能源^[3-6]。文献[3]考虑需求侧管理与网络重构情况下,引入多种主动管理约束,根据分解协调思想建立配电网中DG三层规划模型。文献[4]在考虑DG和负荷出力时序特性的基础上,建立计及环境成本下的微电网DG优化配置模型,并采用智能算法对DG

规划模型进行求解。但是这些文献中并未考虑DG与负荷出力的不确定性、波动性。基于此,文献[5-6]通过生成多场景以及场景削减来处理规划过程中DG和负荷出力的不确定性与波动性,同时考虑主动配电网的典型主动管理措施。文献[7-8]建立风力发电的规划模型,并采用随机潮流算法来处理风电出力不确定性问题。在面向大规模中压配电网的DG规划时,上述文献所采用的收敛精度和计算速度等值得被深入考究,同时没有对优化配置后系统的可靠性改善进行分析。随着配电网规模以及拓扑复杂度的增加,其DG规划的计算时间呈现明显上升趋势^[9]。文献[10]采用勒贝格公式的K-means聚类算法对供电区域进行最优分块,实现最优DG规划;而文献[11]提出支路切割枚举法以实现快速分区,从而对区域内的DG实现无功优化。但文献[10-11]都只针对某一条具体的馈线进行分区研究,对于多条馈线的配电系统,所提算法的扩展性受到限制。

综上所述,DG规划研究还存在如下问题:①在实际的配电系统中,由于多样化网架拓扑结构之间存在较大的差异性,针对每条馈线做出具体的投资决策以及有效投资成本评估是不现实的;②DG规划过程中忽略了区域内风-光-荷之间的相关性,而这些随机变量之间的相关性对于DG并网规划结果产生不可忽视的影响。

由此,本文针对配电网的DG规划问题,提出基于典型网架拓扑与源荷关联场景生成下的DG规划方法。采用基于SimRank++算法的距离层次聚类获取待规划区域中的若干典型拓扑结构,为后续DG规划提供基准网架。同时,为解决在规划阶段DG和负荷出力的不确定性以及相关性问题,利用Copula模型及K-means聚类分析技术,构建风-光-荷联合

收稿日期:2020-02-20;修回日期:2020-08-20

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807127);四川省科技计划项目(2019YFH0171);中国电机工程学会青年人才托举项目(CSEE-YESS-2018006)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807127), the Science and Technology Program of Sichuan Province(2019YFH0171) and the Young Elite Scientists Sponsorship Program by Chinese Society of Electrical Engineering(CSEE-YESS-2018006)

时序典型场景。针对每种典型网架拓扑,建立以综合总投资成本最小的DG优化配置模型,并采用模拟退火粒子群优化(SAPSO)算法对所提模型进行求解。最后通过实际城市配电网进行仿真分析。

1 典型网架拓扑获取

1.1 网架拓扑抽象化处理

目前我国中压配电网的每条馈线在运行状态下的拓扑结构可表示为树状结构,并且变电站可作为树状结构的根节点。而部分通过联络线连接的馈线可以解环为辐射状结构^[12]。对于网架拓扑图,可以采用图论原理将其表示为矩阵、数组或者链表的形式^[13],而对于多分段联络接线的架空馈线抽象化表征过程如图1所示。

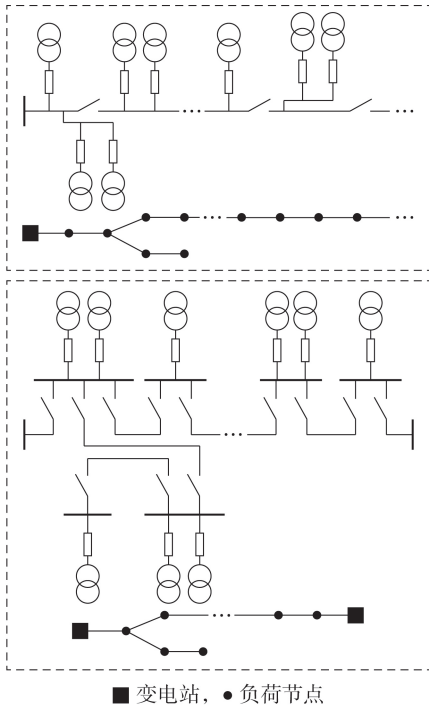


图1 馈线抽象化表征

Fig.1 Abstract representation of feeder

由图1所示馈线节点间有、无边的连接情况,将其描述为仅含0、1的邻接矩阵。然而在实际的配电网中,根据仅含0、1的邻接矩阵无法准确描述馈线的差异化特征(如相同馈线拓扑结构中所存在的节点负荷大小和线路长度差异)。因此,通过创建节点、边的属性字典将差异化馈线的特征保留在邻接矩阵中。以附录A图A1所示的简单6节点馈线为例,其所包含边、节点属性的馈线邻接矩阵分别为:

$$A_{\text{edge}} = \begin{bmatrix} 0 & 0.4 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0.4 & 0 & 0.8 & 0 & 0.3 & 0 \\ 0 & 0.8 & 0 & 0.5 & 0 & 0.7 \\ 0 & 0 & 0.5 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.3 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.7 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (1)$$

$$A_{\text{node}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0.7 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0.6 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0.8 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0.9 \end{bmatrix} \quad (2)$$

对每条馈线定义相应的属性矩阵 A_{edge} 和 A_{node} ,将该矩阵作为后续计算不同馈线拓扑间相似度的特征数据。本文基于文献[12]对典型网架拓扑结构的聚类部分进行改进。通过将馈线的一些固有属性(如节点负荷大小、线路长度等)作为衡量典型网架拓扑之间的差异化评判因素,而非单纯地将拓扑连接关系邻接矩阵作为相似函数的计算依据。

1.2 基于SimRank++的相似度计算

对复杂拓扑进行聚类分析之前,需要引入SimRank++算法来计算不同树状结构之间的相似度。SimRank++算法^[14]的主要思想如下:若2个辐射状拓扑的子节点相似,则与子节点相关联的子树也相似。图2为2个树状拓扑 T_1 和 T_2 ,图中, $T_{1,a}$ 、 $T_{2,b}$ ($a=1,2,\dots,5; b=1,2,\dots,6$)分别为拓扑 T_1 中节点 a 、拓扑 T_2 中节点 b 。

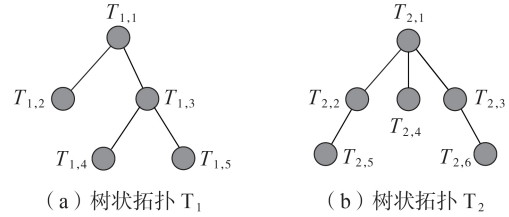


图2 树状拓扑示意图

Fig.2 Schematic diagram of tree topology

则 $T_{1,a}$ 、 $T_{2,b}$ 之间的相似度可表示为:

$$s(T_{1,a}, T_{2,b}) = \frac{C}{N_a N_b} \sum_{c=1}^{N_a} \sum_{d=1}^{N_b} s(T_{1,a}^c, T_{2,b}^d) \quad (3)$$

其中, C 为阻尼系数,通常取为0.6~0.8^[15]; $T_{1,a}^c$ 、 $T_{2,b}^d$ 分别为 T_1 中与节点 a 相邻的子节点集合 G_a 、 T_2 中与节点 b 相邻的子节点集合 G_b 中的元素; N_a 、 N_b 分别为 G_a 、 G_b 中子节点总数。当 $s(T_{1,a}, T_{2,b})=1$ 时,拓扑图中节点 a 和 b 完全一致。考虑边权重的相似度计算时,将式(3)转化为:

$$s(T_{1,a}, T_{2,b}) = \frac{C}{N_a N_b} \sum_{c=1}^{N_a} \sum_{d=1}^{N_b} p_{a,c}^{T_1} s(T_{1,a}^c, T_{2,b}^d) p_{b,d}^{T_2} = \frac{C \sum_{c=1}^{N_a} \sum_{d=1}^{N_b} \frac{p_{a,c}^{T_1}}{\sum_{c=1}^{N_a} p_{a,c}^{T_1}} s(T_{1,a}^c, T_{2,b}^d) \frac{p_{b,d}^{T_2}}{\sum_{d=1}^{N_b} p_{b,d}^{T_2}}}{\sum_{c=1}^{N_a} \sum_{d=1}^{N_b} \frac{p_{a,c}^{T_1}}{\sum_{c=1}^{N_a} p_{a,c}^{T_1}} s(T_{1,a}^c, T_{2,b}^d) \frac{p_{b,d}^{T_2}}{\sum_{d=1}^{N_b} p_{b,d}^{T_2}}} \quad (4)$$

其中, $p_{a,c}^{T_1}$ 为拓扑 T_1 中节点 a 与节点 c 相连的边权重; $p_{b,d}^{T_2}$ 为拓扑 T_2 中节点 b 与节点 d 相连的边权重。进一步,采用式(4)对 T_1 和 T_2 中每个节点计算并累加可得 T_1 和 T_2 之间的相似度 $s(T_1, T_2)$ 。针对多节点树状拓

扑的相似度求解,本文采用基于动态规划的迭代递归算法,以提升求解效率和计算精度。令 $s^{(v)}(T_1, T_2)$ 为第 v 次迭代过程中树状拓扑 T_1 和 T_2 之间的相似度。初始化为:

$$s^{(0)}(T_1, T_2) = \begin{cases} 1 & T_1, T_2 \text{ 为相同拓扑} \\ 0 & T_1, T_2 \text{ 为不同拓扑} \end{cases} \quad (5)$$

进一步可得迭代公式的矩阵表达式为:

$$\begin{cases} S^{(0)} = (1 - C)I_\zeta \\ S^{(v+1)} = CQ^T S^{(v)} Q + (1 - C)I_\zeta \end{cases} \quad (6)$$

其中, S 为相似度矩阵; I_ζ 为单位矩阵; ζ 为 T_1 和 T_2 中节点数之和; Q 为转移概率矩阵, Q 中每列元素之和为1。若节点 a 相邻子节点与节点 b 相邻子节点共有 $G = N_a + N_b$ 个,则 Q 中节点 a, b 处的元素为:

$$Q_{a,b} = 1/G \quad (7)$$

为了保证最终迭代到某个上限时停止计算,可设迭代误差的上界为:

$$\|S^{(v)} - S^{(v-1)}\|_\infty \leq C^{(v+1)} \quad (8)$$

1.3 基于 SimRank++ 算法的层次聚类

在实际的配电网中,若不同馈线之间的差异性较小,则可根据拓扑相似性来对配电网进行投资评估,从而保证在相似拓扑上的投资评估结果相近。本文通过拓扑聚类的方法将拓扑特征相似的馈线归为一类。采用 1.2 节中 SimRank++ 算法计算配电网中所有馈线拓扑的相似度距离,所得矩阵为:

$$\begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ s(T_2, T_1) & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ s(T_3, T_1) & s(T_3, T_2) & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s(T_o, T_1) & s(T_o, T_2) & s(T_o, T_3) & \cdots & 0 \end{bmatrix} \quad (9)$$

其中, $s(T_\alpha, T_\beta)$ 为拓扑 T_α, T_β ($\alpha, \beta = 1, 2, \dots, o; \alpha \neq \beta; o$ 为馈线总数)的相似度距离。 T_α, T_β 越相似, $s(T_\alpha, T_\beta)$ 的值越接近于 1。

本文采用 SimRank++ 算法计算馈线拓扑之间的相似度时,无法预先估计集群聚类数,故本文采用基于距离的凝聚型层次聚类算法对馈线进行分类。其基本思想是先将区域内 o 条馈线各自分为1类,然后由 SimRank++ 算法将距离最近的2个类合并,形成 $o-1$ 个类,并计算合并后的新类与其他类的距离。重复上述过程,直至所有馈线合并为1类或满足:

$$L(g, h) = \frac{1}{n_g n_h} \sum_{g=1}^{n_g} \sum_{h=1}^{n_h} |s(T_g, T_h)| \quad (10)$$

其中, T_g 和 T_h 分别为类别 g 和 h 中的随机拓扑样本; n_g, n_h 分别为类别 g, h 中的拓扑样本总数。式(10)为拓扑聚类过程中采用 SimRank++ 算法相似度的平均距离作为评判各集群拓扑差异性。除拓扑结构之间近似,还包括节点负荷、线路长度属性等在较小区间内变化,因此,本文将同一集群下所有拓扑的特征均

值作为典型网架的拓扑参数,其推导过程见附录 B。

2 计及风-光-荷相关性的场景

对于同时间段、不同空间点处的光照强度、风速以及负荷均表现为非高斯分布,且温度分别与风速、光照强度之间存在非线性关系。此外,负荷随机变量的时序变化曲线在一定程度上受风速、光照强度、温度的影响,故风-光-荷之间同样存在非线性相关性。

附录 C 图 C1 为 A (Austria) 和 B (Belgium) 2 个地区^[16]在 3 月份以 30 min 采样频率所计算的风-光-荷相关性的矩阵图。由图可知,在相同地区的光伏与负荷之间存在较大的负线性相关性。A 地区的负荷、光伏与风电间的线性相关性较弱, B 地区的光伏和风电之间的线性相关性较显著,但实际上风-光-荷之间存在非线性相关性。因此,采用传统的秩相关系数无法捕捉三者的非线性相关性^[17]。根据图 C1 可大致估计,负荷和风电之间的相关性小于风电与光伏、光伏与负荷之间的相关性,故采用 Copula 结构来建立风-光-荷之间的非线性相关模型。Copula 结构适用于描述具有主导变量的相关结构,其结构如图 3 所示。图中, $x_1, x_2, \dots, x_n$ 为各变量(风、光、荷)的边际分布; $c_{12}, c_{13}, \dots, c_{1n}$ 为各变量之间的联合概率分布函数; $c_{23|1}, c_{24|1}, \dots, c_{2n|1}$ 为条件概率分布函数; $c_{(n-1)n|1,2,\dots,n-2}$ 为最终变量 $n-1, n$ 在保证 $1, 2, \dots, n-2$ 发生情况下的条件概率分布函数。

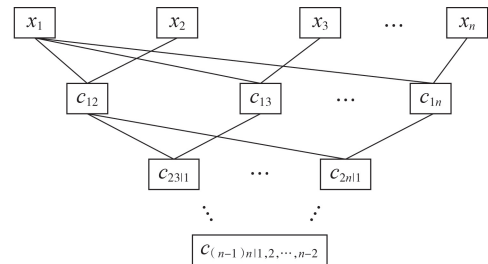


图 3 Copula 树型结构图

Fig.3 Tree structure diagram of Copula

当 Copula 结构在量化多维变量的非线性相关性时,其联合概率分布函数 $f(x_{1:n})$ ($x_{1:n}$ 为 $x_1, x_2, \dots, x_n$ 的简写,后文类似)为:

$$\begin{aligned} f(x_{1:n}) &= f_1(x_1) f_{2|1}(x_2|x_1) f_{3|21}(x_3|x_2, x_1) \cdots \\ & f_{n|n-1:1}(x_n|x_{n-1:1}) \end{aligned} \quad (11)$$

其中, $f_1(x_1)$ 为变量 x_1 的概率密度函数; $f_{2|1}(x_2|x_1)$ 、 $f_{3|21}(x_3|x_2, x_1)$ 、 $\dots$ 、 $f_{n|n-1:1}(x_n|x_{n-1:1})$ 分别为 $x_2, x_3, \dots, x_n$ 的条件概率分布函数。每个单变量 $x_2, x_3, \dots, x_n$ 的条件概率分布函数可分解为:

$$f_{n+m|n;1}(x_{n+m}|x_{n;1}) = \frac{f_{n+m,n|n-1;1}(x_{n+m}, x_n | x_{n-1;1})}{f_{n|n-1;1}(x_n | x_{n-1;1})} = \frac{c_{n+m,n|n-1;1}(F_{n+m|n-1;1}, F_{n|n-1;1}) f_{n+m|n-1;1}(x_{n+m} | x_{n-1;1})}{(12)}$$

其中, $m=1, 2, \dots, n$; $f_{n+m,n|n-1;1}(x_{n+m}, x_n | x_{n-1;1})$ 为基于式(11)的扩展式, 并且不受到 $x_{n-1;1}$ 条件的影响。

进一步, 本文由风-光-荷数据构建 Copula 结构的联合概率分布函数, 其具体思路如下: 首先对风电、光伏出力及负荷需求的历史数据进行统计分析, 以得到各随机变量在规划年内的边缘概率密度分布; 其次由于负荷和光伏间存在负相关关系, 本文选取 Frank Copula 函数描述风-光-荷之间的相关性; 由选取的 Copula 函数, 结合相关矩阵图来确定树型结构以构建风-光-荷的联合分布函数; 通过建立的场景生成模型, 对每个时段进行采样, 由得到的采样结果以及模型反变换得到每个时段的风-光-荷出力, 从而生成考虑风-光-荷之间相关性的随机运行场景。

若考虑所有运行场景样本, 必然会增加 DG 规划中的计算负担。因此, 本文采用 K-means 聚类算法对所得的样本结果进行聚类。通过将 N_t 组风-光-荷采样数据聚类为 N_k 个代表性场景, 为后面的 DG 规划提供相应的样本数据。由于 K-means 聚类的关键在于确定最佳聚类数, 本文采用轮廓系数作为核心指标^[19], 此处不再详细叙述。

3 基于典型网架拓扑计及源荷关联性的 DG 经济决策规划模型

基于第2节获取的典型网架拓扑, 以风电、光伏的节点安装位置以及安装容量作为决策变量, 建立经济性和可靠性费用最小的规划模型。

3.1 目标函数

本文针对每个典型网架拓扑建立综合投资费用的目标函数, 包含 DG 投资成本 f_i 、电网运行成本 f_o 以及可靠性成本 f_R , 对应的规划目标如下:

$$\min f_w = f_i + f_o + f_R = \sum_{t=1}^T r_t^i C_t^i + \sum_{t=1}^T r_t^o (C_t^o + C_t^R) \quad (13)$$

$$\begin{cases} r_t^i = 1/[r(1+r)] \\ r_t^o = \begin{cases} (1+r)^{-t} & t=1, 2, \dots, T-1 \\ (1+r)^{-(T-1)}/r & t=T \end{cases} \end{cases} \quad (14)$$

其中, f_w 为第 w 个典型网架的目标函数; r 为折现率; C_t^i 、 C_t^o 、 C_t^R 分别为投资成本、运行成本、可靠性成本; T 为规划年限数; t 对应规划年限内的总小时数, $t=1$ 表示 8760 h; r_t^i 、 r_t^o 分别为 DG 投资、运行的价值因子。

3.1.1 投资成本

本文在考虑时间尺度下对 DG 进行投资, 则总投资成本 f_i 主要由光伏、风电投资成本等年值组成:

$$\begin{cases} C_t^i = \sum_{j \in Z^{\text{WTG}}} \sum_{k \in M_j^{\text{WTG}}} g_k^{\text{WTG}} c_{j,k}^{\text{WTG}} \varepsilon_{j,k,t}^{\text{WTG}} + \sum_{l \in Z^{\text{PVG}}} \sum_{u \in M_l^{\text{PVG}}} g_u^{\text{PVG}} c_{l,u}^{\text{PVG}} \varepsilon_{l,u,t}^{\text{PVG}} \\ g_k^{\text{WTG}} = r(1+r)^{\Psi_k^{\text{WTG}}} / [(1+r)^{\Psi_k^{\text{WTG}}} - 1] \\ g_u^{\text{PVG}} = r(1+r)^{\Psi_u^{\text{PVG}}} / [(1+r)^{\Psi_u^{\text{PVG}}} - 1] \end{cases} \quad (15)$$

其中, Z^{WTG} 、 Z^{PVG} 分别为风机、光伏安装的候选节点集合; M_j^{WTG} 、 M_l^{PVG} 分别为风机候选节点 j 、光伏候选节点 l 安装的不同容量机组的型号集合; g_k^{WTG} 、 g_u^{PVG} 分别为型号为 k 的风机和型号为 u 的光伏机组在全寿命周期资产的投资回收率; $c_{j,k}^{\text{WTG}}$ 、 $c_{l,u}^{\text{PVG}}$ 分别为风电、光伏的单位运行成本; $\varepsilon_{j,k,t}^{\text{WTG}}$ 、 $\varepsilon_{l,u,t}^{\text{PVG}}$ 分别为型号为 k 的风机候选节点 j 和型号为 u 的光伏机组候选节点 l 处的安装情况, 为 0-1 变量; Ψ_k^{WTG} 、 Ψ_u^{PVG} 分别为风机、光伏机组设备的使用年限。

3.1.2 运行成本

t 时间内总的配电网运行成本 C_t^o 由购电成本 C_t^{grid} 、网络损耗成本 C_t^{loss} 、发电成本 C_t^{DG} 以及维护成本 P_t^{DG} 组成, 如式(16)所示。

$$\begin{cases} C_t^o = C_t^{\text{grid}} + C_t^{\text{loss}} + C_t^{\text{DG}} + P_t^{\text{DG}} \\ C_t^{\text{grid}} = \sum_{s \in Z} \sum_{\gamma=1}^{N_L} g_{s,t,\gamma} D_{t,\gamma} P_{t,\gamma} \\ C_t^{\text{loss}} = \sum_{x \in X} \sum_{\tau=1}^t c_{\text{loss}} I_{x,\tau}^2(t) r_x \\ C_t^{\text{DG}} = \sum_{j \in Z^{\text{WTG}}} \sum_{k \in M_j^{\text{WTG}}} E_k^{\text{WTG}} \sum_{\tau=1}^t \varepsilon_{j,k,\tau}^{\text{WTG}} + \sum_{l \in Z^{\text{PVG}}} \sum_{u \in M_l^{\text{PVG}}} E_u^{\text{PVG}} \sum_{\tau=1}^t \varepsilon_{l,u,\tau}^{\text{PVG}} \\ P_t^{\text{DG}} = \sum_{j \in Z^{\text{WTG}}} \sum_{k \in M_j^{\text{WTG}}} \sum_{\gamma=1}^{N_L} o_{j,k,t,\gamma}^{\text{WTG}} D_{t,\gamma} \Lambda_{k,\gamma}^{\text{WTG}} + \sum_{l \in Z^{\text{PVG}}} \sum_{u \in M_l^{\text{PVG}}} \sum_{\gamma=1}^{N_L} o_{l,u,t,\gamma}^{\text{PVG}} D_{t,\gamma} \Lambda_{u,\gamma}^{\text{PVG}} \end{cases} \quad (16)$$

其中, Z 为变电站节点集合; N_L 为不同等级下不同容量的用户类型总数; $D_{t,\gamma}$ 为在 t 时间内 γ 类型用户的总需求时间; $g_{s,t,\gamma}$ 为 t 时间内第 s 座变电站向 γ 等级负荷注入的电量; $P_{t,\gamma}$ 为 t 时间内电网向 γ 类型用户的购电电价; $\Lambda_{k,\gamma}^{\text{WTG}}$ 、 $\Lambda_{u,\gamma}^{\text{PVG}}$ 分别为型号为 k 的风机和型号为 u 的光伏机组对于 γ 类型用户贡献功率的单位运行成本; X 为所有的网架线路集合; c_{loss} 为网架运行的单位损耗成本; $I_{x,\tau}$ 为线路 x 在 τ 时刻的电流; r_x 为线路 x 的电阻; E_k^{WTG} 、 E_u^{PVG} 分别为风电、光伏的不同候选安装容量下单位维护成本; $o_{j,k,t,\gamma}^{\text{WTG}}$ 、 $o_{l,u,t,\gamma}^{\text{PVG}}$ 分别为 t 时间内候选节点 j 安装的型号为 k 的风机和候选节点 l 安装的型号为 u 的光伏机组对 γ 类型负荷的注入功率。

3.1.3 可靠性成本

风、光出力的波动性导致配电网运行可靠性受

到影响。因此需要准确评估因 DG 接入配电网导致不同类型负荷停电引起的经济损失。

$$C_t^R = \sum_{a \in N_{\text{node}}} \sum_{x \in X} L_a \Theta_i(\omega_x) \lambda_x \quad (17)$$

其中, N_{node} 为负荷节点集合; L_a 为节点 a 的负荷容量; ω_x 时间内为支路 x 的平均停电持续时间; $\Theta_i(\omega_x)$ 为 ω_x 时间内所导致负荷节点 a 的用户损失; λ_x 为支路 x 的平均故障率。

3.2 约束条件

结合配电网运行状态与相应规划准则,传统的 DG 规划需要满足潮流约束、安全约束、DG 投资约束以及多种电气约束,具体如下所示。

(1) 风电、光伏的投资约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=1}^T \varepsilon_{j,k,t}^{\text{WTG}} \leq 1 & j \in Z^{\text{WTG}}, k \in M_j^{\text{WTG}} \\ \sum_{t=1}^T \varepsilon_{l,u,t}^{\text{PVG}} \leq 1 & l \in Z^{\text{PVG}}, u \in M_l^{\text{PVG}} \end{cases} \quad (18)$$

式(18)所示的约束条件分别表示风电、光伏的选型唯一,即各候选节点只能在候选容量类型中选择一种进行投资。

(2) DG 单元的发电容量约束。

$$\begin{cases} \frac{o_{j,k,t,\gamma}^{\text{WTG}}}{\mu} \leq \sum_{\tau=1}^t F_k^{\text{WTG}} \varepsilon_{j,k,\tau}^{\text{WTG}} \\ j \in Z^{\text{WTG}}; k \in M_j^{\text{WTG}}; t = 1, 2, \dots, T; \gamma = 1, 2, \dots, N_L \\ \frac{o_{l,u,t,\gamma}^{\text{PVG}}}{\mu} \leq \sum_{\tau=1}^t F_u^{\text{PVG}} \varepsilon_{l,u,\tau}^{\text{PVG}} \\ l \in Z^{\text{PVG}}; u \in M_l^{\text{PVG}}; t = 1, 2, \dots, T; \gamma = 1, 2, \dots, N_L \end{cases} \quad (19)$$

其中, F_k^{WTG} 、 F_u^{PVG} 分别为风电、光伏单元的容量; μ 为功率因子。式(19)所示的约束条件为 DG 发电容量的上限约束。

(3) DG 并网的渗透率约束。

$$\sum_{j \in Z^{\text{WTG}}} \sum_{k \in M_j^{\text{WTG}}} o_{j,k,t,\gamma}^{\text{WTG}} + \sum_{l \in Z^{\text{PVG}}} \sum_{u \in M_l^{\text{PVG}}} o_{l,u,t,\gamma}^{\text{PVG}} \leq L^{\text{DG}} \sum_{a \in N_{\text{node}}} \Omega_{a,t,\gamma} \quad (20)$$

其中, L^{DG} 为系统中 DG 的渗透率限制,包含风电和光伏; $\Omega_{a,t,\gamma}$ 为在节点 a 处 t 时间总的负荷需求。

(4) 潮流约束。

$$\begin{cases} \sum_{a \in N_{\text{node}}} (P_{G,a} - P_a) - U_a \sum_{a \in N_{\text{node}}} \sum_{b \in a} U_b (G_{ab} \cos \theta_{ab} + B_{ab} \sin \theta_{ab}) = 0 \\ \sum_{a \in N_{\text{node}}} (Q_{G,a} - Q_a) - U_a \sum_{a \in N_{\text{node}}} \sum_{b \in a} U_b (G_{ab} \sin \theta_{ab} + B_{ab} \cos \theta_{ab}) = 0 \end{cases} \quad (21)$$

其中, $P_{G,a}$ 、 $Q_{G,a}$ 分别为节点 a 处发电的有功、无功功率,包括变电站、光伏和风电; P_a 、 Q_a 分别为节点 a 处的有功、无功负荷; U_a 、 U_b 分别为节点 a 、 b 处的电压幅值; G_{ab} 、 B_{ab} 分别为线路 ab 的节点导纳实部、虚部; θ_{ab} 为节点 a 、 b 之间的相角差; $b \in a$ 表示节点 b 与节点 a 相邻。

3.3 模型求解算法

基于聚类网架拓扑与源荷关联场景的配电网 DG 规划主要分为 3 个部分:第一部分在考虑节点负荷容量大小和线路长度差异化的情况下,基于 SimRank++ 算法的层次聚类算法获取配电网的典型网架拓扑;第二部分在考虑风-光-荷相关性的情况下,采用 Copula 建立源荷关联模型,从而生成风-光-荷的典型日场景;第三部分则针对每一典型网架建立 DG 规划模型,由风-光-荷典型日运行曲线计算系统的总成本并采用智能算法进行优化求解。

由于本文基于典型网架拓扑建立的 DG 规划模型属于非线性规划问题,并且在每次优化过程中都需要计算最优潮流来确定 DG 的最优运行策略,从而导致整体寻优时间较长。因此,为加速模型寻优过程,本文采用 SAPSO 算法^[20]对规划模型进行求解。具体的计算流程见附录 D 图 D1。

4 算例分析

4.1 网架聚类结果

选择对某实际中型城市配电网^[12]进行仿真验证所提方法的有效性和可行性。首先该中压配电网包含 6 座 110 kV 变电站、4 座 35 kV 变电站、96 条 10 kV 馈线和 2047 台配电变压器,并且架空线路故障率为 0.065 次/a,电缆线路故障率为 0.043 次/a,修复时间为 5 h,馈线用户的停电时间分别为 1、1.5、6 h。其具体的配电网拓扑图参见附录 D 图 D2。

基于 Python 中 Networkx 库^[21]以及层次聚类算法实现对该配电网中全部 10 kV 馈线拓扑进行聚类,其中设定阻尼系数 C 为 0.8,最大迭代次数为 10。通过 SimRank++ 算法的层次聚类方法得到最佳聚类数为 5,各类馈线中心拓扑如图 4 所示。类型 1—5 中所对应的各类拓扑数目所占比例分别为 12%、18%、19%、38% 和 13%。由图 4 可知,在 96 条馈线中,多数馈线呈现简单辐射状(拓扑类型 4),但存在一定数量的“大分支”拓扑(拓扑类型 2、3)及“多分支”拓扑(拓扑类型 1、5)。在实际的系统中,当线路发生故障后,拓扑类型 4 的可备电源接入点唯一,因此其负荷可转供能力较弱,需要加强对此类拓扑结构

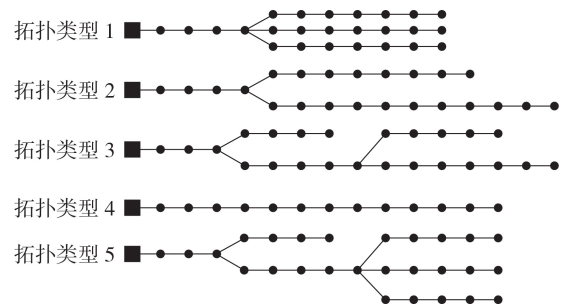


图 4 典型拓扑的聚类结果

Fig.4 Clustering results of typical topologies

的投资;而对于拓扑类型1、3、5的可备电源接入点较多,其故障发生后的负荷可转供能力较强,在忽略差异化因素(线路故障率、分段开关数量等)下,可以降低此类拓扑的投资。

进一步计算集群中所有馈线的系统期望缺供电量 EENS(Expected Energy Not Supplied)^[22],EENS 指标值 λ_{EENS} 为系统在给定时间内因发电量不足或电网约束导致负荷需求量削减的期望数值。采用 EENS 表征同一集群下网架拓扑的可靠性变化区间,其结果见附录 D 图 D3,并且各典型拓扑的 λ_{EENS} 分别被标记。由图 D3 可知,各集群馈线的 λ_{EENS} 符合在一定区间内变化,并且各典型拓扑的 λ_{EENS} 逼近各集群的中心区域。由于本文将不同馈线的节点负荷、线路长度的特征纳入拓扑馈线的相似度计算中,通过层次聚类所得到的拓扑集群之间的相似度最接近。因此,本文所提聚类算法可以有效地从实际配电网馈线中选取最典型的网架拓扑。

4.2 风-光-荷典型场景

以该实际区域在 2015 年并网的负荷、风电和光伏出力数据为样本,进一步采用本文所提的关联场景生成方法得到 9 000 组考虑风-光-荷之间相关性的目标么化数据。为降低风电、光伏以及负荷需求的不确定性,由轮廓系数法将 9 000 组采样数据聚合为 7 个典型日场景。各场景出力曲线以及典型日下风-光-荷的相关度分别见附录 D 图 D4 和图 D5。由图 D4 和图 D5 可以看出,日光伏曲线服从威布尔分布;而风电出力在不同典型日下的波动曲线出现明显的差异。且不同典型日中的负荷与光伏出力之间的正相关性显著,其相关度的取值范围为(0.6,0.8);而典型日 1 和典型日 5 中的负荷与风电出力存在较大的负相关性,其相关度分别为-0.5046 和-0.8312,其余典型日的负荷与风电之间存在较大的正相关性;此外,各典型日下光伏和风电之间的相关度波动范围较大,其相关度的取值范围为(-0.8,0.2)。

由于本文采用 Copula 结构建立风-光-荷的关联模型,从而形成了以负荷为主导变量的相关结构。因此,采用本文的源荷关联场景生成方法能够准确地模拟出该区域的风-光-荷的随机性和相关性特征。

4.3 规划结果分析

根据区域内典型网架拓扑下不同节点新增负荷量占该节点总负荷量比例的大小不同,拟在 9 个节点安装风电或者光伏。假设该地区单位风电投资成本为 4.55×10^3 元/kW,单位光伏投资成本为 4.1×10^3 元/kW,DG 在电网中的渗透率不得超过总负荷的 40%,候选节点安装 DG 容量上限为 800 kW。此外,相关算例系统的基准参数、DG 参数可见附录 E 表 E1。而优化算法设置粒子数为 90,学习因子 c_1 、 c_2 分别为 0.5、0.7,最大迭代次数为 100,退火常数为 0.5。

结合该区域内的典型网架拓扑以及生成的风-

光-荷典型日数据,采用本文中的综合成本费用最小的规划模型对 DG 进行规划评估分析。通过按本文所述计算步骤进行仿真计算,最终规划结果如表 1 所示。拓扑类型 1—5 的 DG 安装总容量分别为 1.29、1.72、2.11、0.92、2.23 MW;综合成本分别为 1 489、1 975.3、2 403.9、1 022.1、2 638.4 万元; f_1 分别为 556.1、729.1、903.4、384.9、935.9 万元; f_0 分别为 719.5、934.5、1 013.4、523.7、1 137.7 万元; f_R 分别为 213.4、311.7、487.1、113.5、564.8 万元。

表 1 规划结果

Table 1 Planning results

DG 类型	节点编号	DG 安装容量 / MW				
		拓扑类型 1	拓扑类型 2	拓扑类型 3	拓扑类型 4	拓扑类型 5
光伏	3	0	0.12	0.18	0	0
	7	0.15	0.29	0.31	0.23	0.35
	10	0	0.36	0.38	0.38	0.49
	14	0.12	0.15	0.27	0.14	0.52
	19	0.23	0.27	0		0.39
	23	0.19	0	0.12		0
风机	5	0	0	0.19	0	0
	9	0	0.26	0.21	0	0
	12	0.21	0.12	0	0.17	0.31
	17	0.28	0	0.15		0.17
	20	0	0.15	0.13		0
	25	0.11		0.17		0

对于拓扑结构分支数较多的馈线,其可转供负荷接入点较多,从而,在保证规划年内的新增负荷容量一致的情况下,对于同一集群下可投资 DG 容量降低。进一步,将各典型拓扑规划结果的投资有效成本进行对比,其结果如图 5 所示。并且计算各典型拓扑在 DG 优化配置前后的 EENS 指标值,结果如图 6 所示(图中数值单位为 MW)。

由图 5 和图 6 可知,对于 5 种典型拓扑结构,在相同投资目标导向下存在特征属性差异,导致所对应的投资有效成本不同。以典型网架 2 和 4 各自代表的集群拓扑,其投资有效成本缺额较大,而典型拓扑 1 和 3 为代表的集群拓扑的投资有效成本缺额较小。此外,对于多分支典型网架拓扑 2 和 3 的 λ_{EENS} 提升效果最明显,说明分支数较少的拓扑结构在规划中考虑可靠性约束的重要性,从而得到最优的规

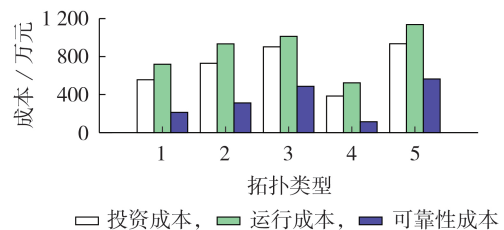


图 5 典型拓扑下投资成本评估

Fig.5 Evaluation of investment cost under typical topologies

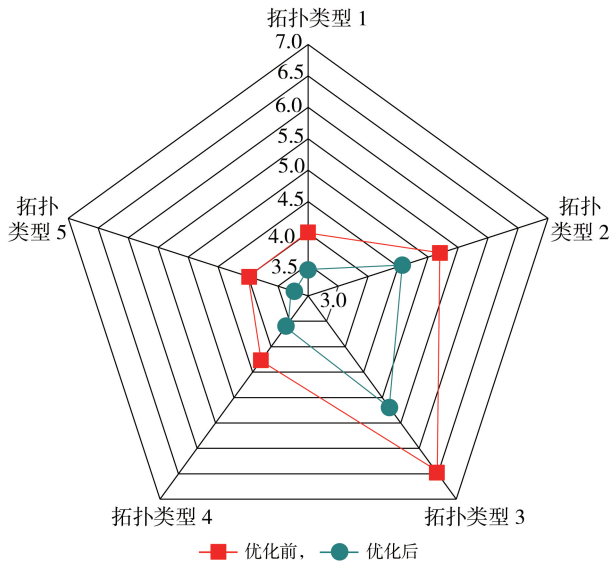


图 6 典型网架拓扑下 EENS 指标值

Fig.6 Index of EENS under typical topologies

划方案。而对于分支数较多的拓扑类型 1 和 5 而言,本身的故障隔离能力和负荷转供能力较强,因此对于可靠性成本投资较少。其在面对 DG 优化配置时,最终的综合投资成本相应变低。因此在整个该规划区域内可以考虑减少该典型结构下的投资,以增加其他简单辐射网架的投资,从而最大化提高整个系统的可靠性与经济性。

4.4 所提方法的有效性验证

为了进一步验证本文所提的基于典型网架拓扑下 DG 投资评估的有效性,即满足对同一集群拓扑下其他网架拓扑与典型网架下 DG 有效投资相近似,本文从算例配电网中选择 5 条实际网架拓扑进行 DG 投资分析,该 5 条馈线分别属于不同集群且系统数据可见文献[23]。其中网架拓扑结构 B 的线路长度以及节点负荷大小可见附录 E 图 E1。此外,为保证一致性,采用第 3 节的 DG 规划模型,并且系统基础参数、DG 参数与 4.3 节相同。而对于 DG 候选安装节点保证与典型拓扑中 DG 候选节点相同情况下,其优化后投资成本、可靠性结果对比见表 2。

表 2 优化求解结果对比

Table 2 Comparison of optimization solving results

集群	拓扑结构	投资成本 / 万元	λ_{EENS} / MW	
			优化前	优化后
1	实际馈线 A	1436.8	3.882	3.326
	拓扑类型 1	1489.0	4.010	3.413
2	实际馈线 B	1901.4	5.113	4.380
	拓扑类型 2	1975.3	5.202	4.574
3	实际馈线 C	2376.2	6.216	5.355
	拓扑类型 3	2403.9	6.487	5.197
4	实际馈线 D	987.4	4.029	3.674
	拓扑类型 4	1022.1	4.273	3.598
5	实际馈线 E	2567.6	3.544	3.129
	拓扑类型 5	2638.4	3.981	3.227

由表 2 可知,属于相同集群下的实际馈线与典型网架拓扑在优化后的投资成本、可靠性指标相近。其中同一集群下的实际馈线与典型拓扑的投资成本的差值小于 75 万元,而集群 3 中的实际馈线 C 与拓扑类型 3 的投资差值为 27.7 万元,表明集群 3 中馈线拓扑之间的相似度最高。此外,集群 5 中的实际馈线 E 与拓扑类型 5 的投资成本差值为 70.8 万元,表明集群 5 中馈线拓扑之间的相似度较低,对其投资评估时需要额外的资金。集群 5 中的实际馈线 E 与拓扑类型 5 本身的可靠性水平较高,因此对其投资规划后的实际 λ_{EENS} 差值较小。而所有集群下实际馈线与典型拓扑的 λ_{EENS} 差值小于 0.2 MW。

由于典型网架拓扑与实际馈线的相似度之间存在固有差值,并且对于实际馈线的 DG 候选位置与典型网架之间非完全一致,导致其投资成本以及优化后的可靠性指标之间存在差额,但由典型网架的投资规划评估结果可以指导同一集群下其他馈线的投资规划。在实际的配电系统中,各条馈线网架拓扑在节点数量、负荷容量、线路长度等细节方面存在差异。因此,对于配电网的规划问题,不可能根据系统中每条馈线做出战略决策。通过针对在典型网架拓扑上对 DG 的投资评估分析,从而可以对同一集群网架拓扑下的其他馈线进行投资能力快速评估。

5 结论

在考虑配电系统的复杂网架拓扑结构的基础上,提出了基于典型网架拓扑的 DG 规划方法,从而辅助配电网中 DG 投资规划决策。通过将规模庞大、结构复杂的配电系统聚类为有限并且具有代表性的典型网架拓扑。针对每一典型网架拓扑,以年化投资总成本最低为目标建立 DG 优化配置模型。

(1) 通过将网架拓扑的节点负荷大小、线路长度作为衡量网架拓扑之间的差异化评判因素,从而对实际区域的复杂网架拓扑聚类得到有限且可管理的典型网架拓扑。本文提出的基于参考网架的思想能够解决区域多样化网架结构,且将参考网架作为基准,对配电网进行投资以实现维持或提升配电网性能。

(2) 本文提出的风-光-荷关联场景生成方法能够较好地描述风-光-荷的相关性以及不确定性,并且采用场景缩减方法有效地将多场景聚类为典型运行场景,从而降低优化求解的复杂性。

本文的研究成果为配电网规划以及投资性能评估提供了基准和参考基础,通过基于典型网架拓扑进行配电网规划研究,进而扩展到与其相似度较高的网架拓扑上,从而可以更好地开展规划激励措施方案。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 国家电网办. 关于进一步严格控制投资的通知[R]. 北京: 国家电网有限公司, 2019.
- [2] LEVI V, STRBAC G, ALLAN R. Assessment of performance-driven investment strategies of distribution systems using reference networks[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 2005, 152(1): 1-10.
- [3] 张沈习, 袁加妍, 程浩忠, 等. 主动配电网中考虑需求侧管理和网络重构的分布式电源规划方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(1): 1-9.
ZHANG Shenxi, YUAN Jiayan, CHENG Haozhong, et al. Optimal distributed generation planning in active distribution network considering demand side management and network re-configuration[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(1): 1-9.
- [4] 苏海峰, 胡梦锦, 梁志瑞. 基于时序特性含储能装置的分布式电源规划[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 56-63.
SU Haifei, HU Mengjin, LIANG Zhirui. Distributed generation & energy storage planning based on timing characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 56-63.
- [5] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 间歇性分布式电源在主动配电网中的优化配置[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 45-51.
ZHANG Shenxi, LI Ke, CHENG Haozhong. Optimal allocation of intermittent distributed generator in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 45-51.
- [6] 孙惠娟, 刘君, 彭春华. 基于分类概率综合多场景分析的分布式电源多目标规划[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(12): 39-45.
SUN Huijuan, LIU Jun, PENG Chunhua. Multi-objective DG planning based on classified probability integration multi-scenario analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(12): 39-45.
- [7] JAIN N, SINGH S N, SRIVASTAVA S C. A generalized approach for DG planning and viability analysis under market scenario[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(11): 5075-5085.
- [8] 高艺文, 刘俊勇, 雷成, 等. 考虑配电网结构变化的DG规划[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(4): 40-46.
GAO Yiwen, LIU Junyong, LEI Cheng, et al. DG planning considering the variation of the distribution network structure[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(4): 40-46.
- [9] BABU P V, SINGH S P. Optimal placement of DG in distribution network for power loss minimization using NLP & PLS technique[J]. Energy Procedia, 2016, 90: 441-454.
- [10] 徐芮, 刘俊勇, 刘友波, 等. 考虑负荷聚类分区与分布式发电接入的配电网主次网架规划方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 48-55, 63.
XU Rui, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Primary and subordinate distribution network planning considering load clustering partition and DG integration[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 48-55, 63.
- [11] 周静, 边海峰, 贾晨, 等. 基于分区的含DG配电网实时无功优化[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(23): 117-124.
ZHOU Jing, BIAN Haifeng, JIA Chen, et al. Real-time reactive power optimization in distribution network with DG based on partitions[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(23): 117-124.
- [12] 苏韵犁, 刘俊勇, 刘友波, 等. 适用于配电网规划的可靠性指标改进显式估算算法[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(1): 79-87.
SU Yunche, LIU Junyong, LIU Youbo, et al. Improved explicit analytical evaluation algorithm of reliability indices for distribution network planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(1): 79-87.
- [13] 和敬涵, 王紫琪, 张大海. 基于图论及模糊评价的广域后备保护分区方法[J]. 电力自动化设备, 2017, 37(2): 75-82.
HE Jinghan, WANG Ziqi, ZHANG Dahai. Wide-area backup protection partitioning based on graph theory and fuzzy evaluation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(2): 75-82.
- [14] ZHENG Weiguo, ZOU Lei, CHEN Lei, et al. Efficient SimRank-based similarity join[J]. Proceedings of the VLDB Endowment, 2013, 6(7): 493-504.
- [15] 刘曜, 潘芳, 潘郁. 基于融合时间信息影响的SimRank算法的个性化推荐[J]. 统计与决策, 2018, 34(13): 85-87.
LIU Yao, PAN Fang, PAN Yu. Personalized recommendation based on the influence of fusion time information by SimRank algorithm[J]. Statistics and Decision, 2018, 34(13): 85-87.
- [16] WIESE F, SCHLECHT I, BUNKE W D, et al. Open power system data-frictionless data for electricity system modeling[J]. Applied Energy, 2019, 236(15): 401-409.
- [17] 贾清泉, 赵美超, 孙玲玲, 等. 主动配电网中计及时序性与相关性的分布式光伏并网规划[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1719-1728.
JIA Qingquan, ZHAO Meichao, SUN Lingling, et al. Planning for grid-connection of distributed PVs considering the sequential feature and correlation in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1719-1728.
- [18] XIE Z Q, JI T Y, LI M S, et al. Quasi-Monte Carlo based probabilistic optimal power flow considering the correlation of wind speeds using copula function[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(2): 2239-2247.
- [19] CHANG C J, DAI W L, CHEN C C. A novel procedure for multi-model development using the grey silhouette coefficient for small-data-set forecasting[J]. Journal of the Operational Research Society, 2015, 66(11): 1887-1894.
- [20] 刘波, 张焰, 杨娜. 改进的粒子群优化算法在分布式电源选址和定容中的应用[J]. 电工技术学报, 2008, 23(2): 103-108.
LIU Bo, ZHANG Yan, YANG Na. Improved particle swarm optimization method and its application in the siting and sizing of distributed generation planning[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2008, 23(2): 103-108.
- [21] ARIC H, SCHULT D A, SWART P J. Exploring network structure, dynamics, and function using networkX[C]//Proceedings of the 7th Python in Science Conference. Pasadena, USA: Scipy, 2008: 11-15.
- [22] XIANG Y, ZHOU L L, SU Y C, et al. Coordinated DG-tie planning in distribution networks based on temporal scenarios[J]. Energy, 2018, 159(5): 774-785.
- [23] WANG Yang. The data of typical feeders[EB/OL]. (2019-11-09)[2019-12-10]. <https://github.com/Gallenger/>.

作者简介:



王 杨

王 杨(1995—),男,四川绵阳人,硕士研究生,主要研究方向为配电网规划(E-mail: yangwang@stu.scu.edu.cn);

向 月(1987—),男,重庆人,副教授,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统规划与优化运行(E-mail: xiang@scu.edu.cn);

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力市场、电力系统稳定与控制、分布式发电及智能电网(E-mail: liujy@scu.edu.cn)。

(编辑 王欣竹)

(下转第65页 continued on page 65)

ling and cyber-contingency assessment of hierarchical control systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(5): 2375-2385.

- [19] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1676.
- [20] SYRRI A L A, MANCARELLA P. Reliability evaluation of demand response to increase distribution network utilisation[C]// 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems(PMAPS). Durham, UK: IEEE, 2014: 1-6.

作者简介:



曾广璇

曾广璇(1995—),女,广东阳江人,硕士研究生,主要研究方向为配电信息物理系统可靠性评估(E-mail: zdecember@sina.com);

余涛(1974—),男,浙江宁波人,教授,博士研究生导师,通信作者,主要研究方向为复杂电力系统的非线性控制理论与仿真(E-mail: taoyu1@scut.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Reliability assessment of cyber physical distribution system based on distributed feeder automation

ZENG Guangxuan, YU Tao, LIN Dan, WANG Ziyao

(School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: The reliability of cyber physical distribution system with distributed FA (Feeder Automation) is evaluated. Based on the fault self-healing implementation principle of distributed FA, the influence of cyber system is considered in the traditional two-state element model of physical system, the terminal function of distributed FA and the interactive process of neighborhood local information are described by establishing the component and network model of cyber system, and the influence of component failure of cyber system on the reliability of physical system is quantitatively described by the location of fault components. The system is simulated by sequential Monte Carlo sampling method to obtain the reliability indexes taking into account the fault of cyber system. The failure analysis of communication network and terminal components in cyber system is carried out, and the reliability influence of circuit breaker's reclosing function in correcting the power outage of fault upstream caused by the fault of cyber system is explored. The analysis results of an example verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: distribution network; cyber physical system; distributed feeder automation; auto-reclosing; reliability assessment

(上接第 56 页 continued from page 56)

Distributed generator planning method in distribution network based on clustering network topology and source-load correlation scenarios

WANG Yang, XIANG Yue, LIU Junyong

(College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Under the diversified distribution network topology structure, a distributed generator planning method in distribution network based on clustering network topology is proposed, which could estimate the cost of incentives for distributed generator planning quickly and effectively. Meanwhile, the correlation between load and distributed generator is fully considered in the planning stage, and the source-load correlation scenario planning method based on Copula theory is proposed. Firstly, by using SimRank++ algorithm to calculate the similarity between different feeder topologies, the hierarchical clustering algorithm is used to obtain different feeder clusters of distribution network, and the cluster centers are taken as typical network topologies. According to each typical network topology, a distributed generator planning model is established with the goal of economy, and the model is optimized by simulated annealing particle swarm optimization algorithm. The analysis of the actual urban distribution network shows that the method can guide the planning of distributed generator flexibly under the diversified network, which could provide a reference basis for the strategic planning of renewable energy sources and distribution network.

Key words: distributed power generation; distribution network; planning; SimRank++ algorithm; typical network topology; clustering algorithm; typical scenario; correlation

附录 A

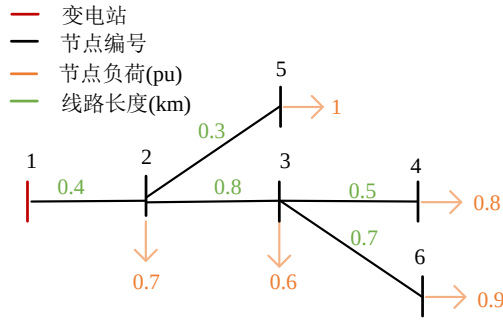


图 A1 6 节点馈线拓扑结构
Fig.A1 Topology of 6-bus feeder

附录 B

典型网架的等值网络模型如图 B1 所示。对于同一集群下所推导的典型网架拓扑的特征属性（节点负荷、线路长度等）是由不同拓扑相关联属性的平均值计算所得，如平均负荷密度、平均馈线长度、平均故障断路器数量等。典型网架拓扑的节点平均负荷大小、线路平均长度、线路平均故障率以及线路平均修复时间分别如式（B1）—（B4）所示。

$$N = (N_1 + N_2) / 2 \quad (\text{B1})$$

$$l = (l_1 N_1 + l_2 N_2) / (N_1 + N_2) \quad (\text{B2})$$

$$\lambda = (\lambda_1 l_1 N_1 + \lambda_2 l_2 N_2) / (l_1 N_1 + l_2 N_2) \quad (\text{B3})$$

$$r = (\lambda_1 l_1 N_1 r_1 + \lambda_2 l_2 N_2 r_2) / (\lambda_1 l_1 N_1 + \lambda_2 l_2 N_2) \quad (\text{B4})$$

其中， l 为线路长度； r 为线路平均故障率； N 为节点负荷容量； λ 为线路平均修复时间。

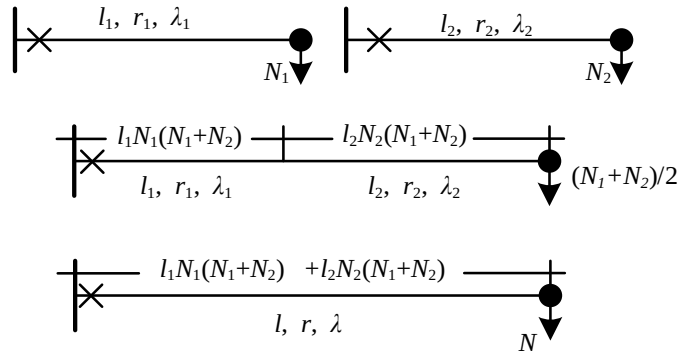


图 B1 典型网架的等值网络构建

Fig.B1 Equivalent network construction of typical network frames

附录 C

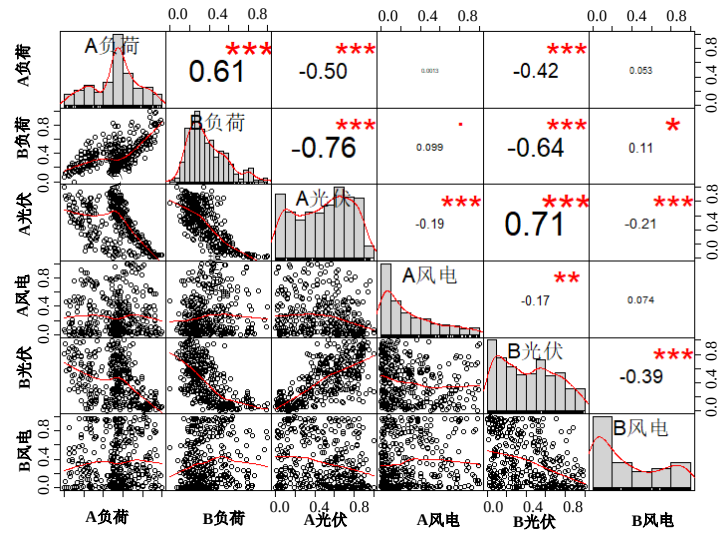


图 C1 风-光-荷相关矩阵图

Fig.C1 Correlation matrix of wind-solar-load

图 C1 中的*号表示相关性程度，与图中的数字相关联，当*号越多，则表示横纵坐标对应变量的相关性较高。而图中的数字显示变量之间相关性的精确数值，大于 0 表示为正相关性，小于 0 为负相关性。

附录 D

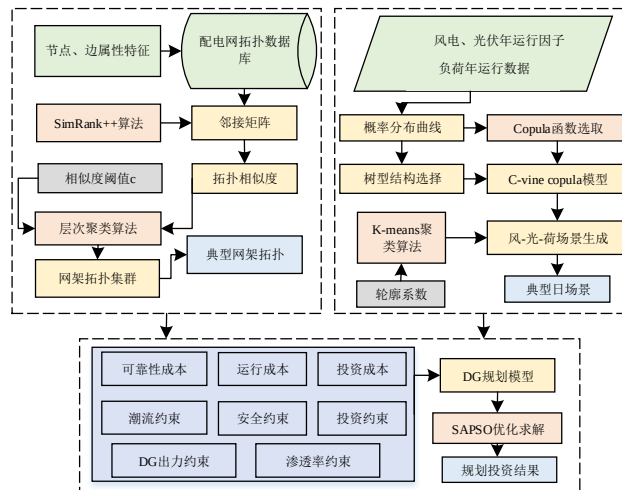


图 D1 所提方法的各部分计算流程图

Fig.D1 Flowchart of each part of proposed method

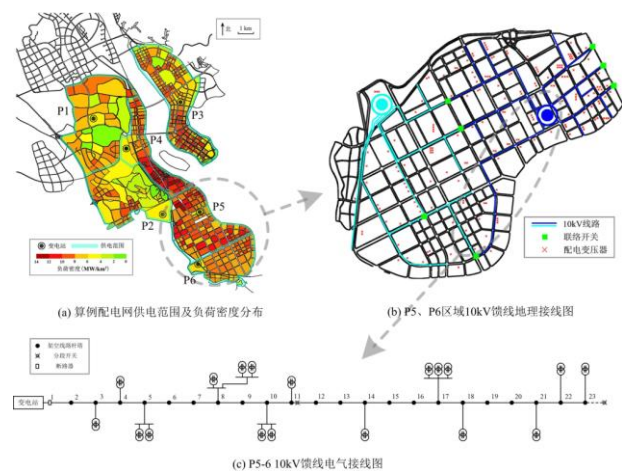


图 D2 实际配电网的地理接线图

Fig.D2 Geographical wiring diagram of actual distribution network

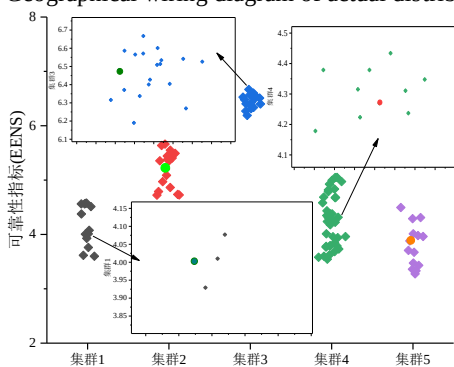


图 D3 集群馈线的 λ_{EENS} 的散点图

Fig.D3 Scatter diagram of λ_{EENS} index of cluster feeders

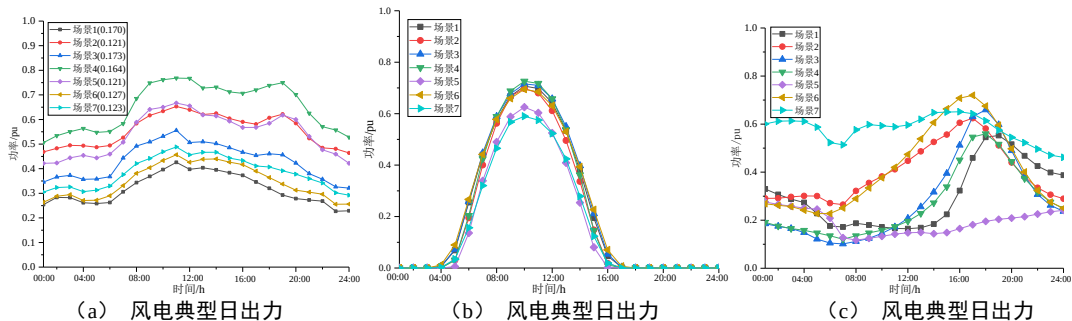


图 D4 典型日运行场景数据

Fig.D4 Scenario data for typical days

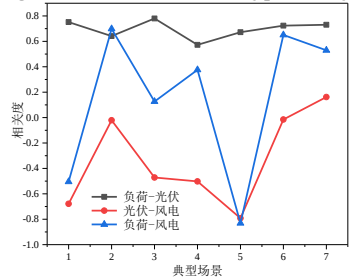


图 D5 风-光-荷的相关度图

Fig.D5 Correlation index diagram of wind-solar-load

附录 E

表 E1 系统的基准参数以及 DG 参数

Table E1 Reference parameters of system and parameters of DG

系统基准参数	参数值	DG 参数	参数值
基准电压/kV	10	利率	0.07
节点电压上限	1.06	贴现率	0.08
节点电压下限	0.95	经济使用年限/a	25
售电电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.65	折现率	0.08
购电电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.38	设备使用年限/a	25
负荷等级 I 年持续时间	2 000	风机维护费/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.032
负荷等级 II 年持续时间	5 760	光伏维护费/[元·(kW·h) ⁻¹]	0.035
负荷等级 III 年持续时间	1 000	单台风电的额定容量/kW	100
		单台风电的额定容量/kW	100

注：节点电压上、下限为标么值。

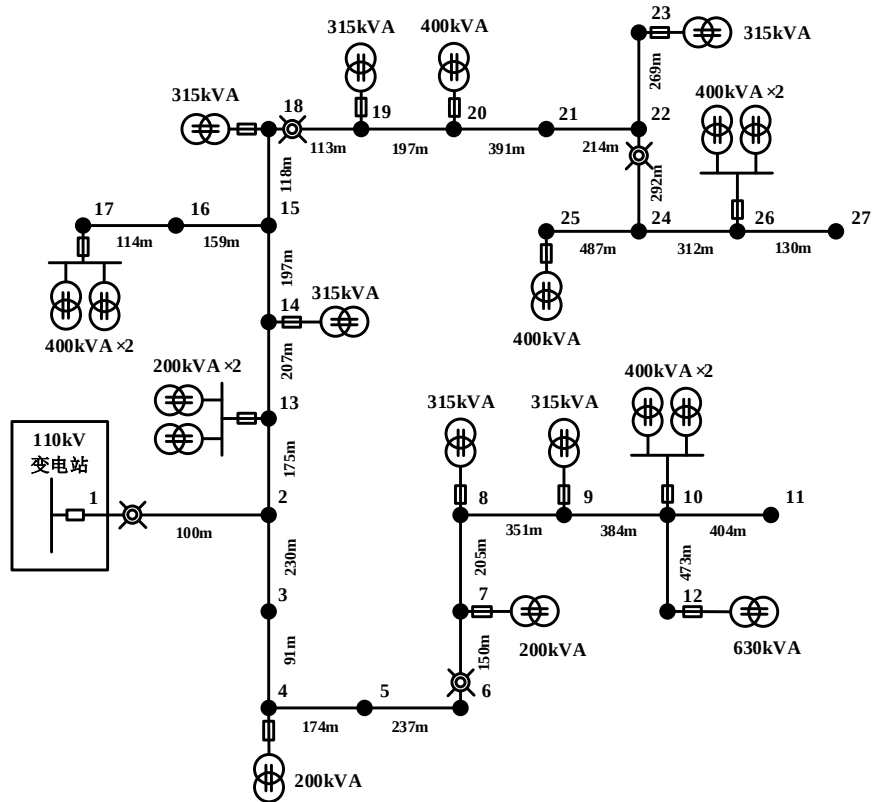


图 E1 馈线电气接线图

Fig.E1 Electrical wiring diagram of feeders