基于变异粒子群算法的主动配电网故障恢复策略

徐 岩,张 荟,孙易洲

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室,河北 保定 071003)

摘要:为提高主动配电网故障恢复的快速性和可靠性,提出一种基于变异粒子群算法的恢复策略。光储系统 与负荷特性模型的构建是研究策略的基础,利用光储模型保证负荷可靠恢复,在构建负荷特性模型时考虑负 荷时变性、需求时变性及负荷可控性的特点。在建立的光储系统与负荷特性模型基础上研究故障恢复策略, 首先对配电网进行动态孤岛划分,利用光储系统对孤岛内负荷进行可靠恢复,保证用户侧需求度高的负荷优 先恢复,然后以总失电负荷最少、网损最小及开关动作次数最少为综合目标函数,运用变异粒子群算法得到 孤岛与主网配合的配电网综合恢复策略,提高了主动配电网可靠性。最后,采用IEEE 33节点系统进行算例 分析,结果验证了模型与恢复策略的优越性。

关键词:主动配电网;孤岛划分;故障恢复;光储系统;变异粒子群算法

中图分类号:TM 711

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202108030

0 引言

随着传统化石能源的日益枯竭以及环境问题的日益严重,以光伏发电为代表的分布式电源 DG (Distributed Generation)得到快速发展。大量 DG 的 接入给主动配电网的安全、可靠运行带来了威胁,由 于传统配电网故障恢复策略已不再适用于主动配电 网,因此对含 DG 的主动配电网故障恢复策略的研 究成为热点。

目前,已有大量关于含DG的主动配电网故障 恢复策略的研究。文献[1]将用户对于负荷的需求 响应量化为成本,将其引入故障恢复模型的目标函 数中,利用混合粒子群算法进行最优策略的求解。 文献[2]在综合考虑光伏和风力发电具有随机性特 点的基础上建立DG注入功率模型,基于机会约束 模型和改进的带精英策略的非支配排序的遗传算法 NSGA-II (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II) 制定故障恢复策略。针对故障恢复模型的构建,现 有的文献考虑了光伏随机性与负荷时变性特征,但 鲜有研究考虑到用户侧需求时变性特征。文献[3] 基于Prim算法对配电网进行孤岛划分,在配电网发 生故障时,动态生成合理的孤岛划分方案,并对重要 负荷进行供电恢复。文献[4]对含有 DG 的配电网 进行规划,在配电网内预设可独立运行的微电网,当 发生故障时,各微电网进入孤岛运行模式,对故障负 荷进行供电恢复。在故障恢复策略中,仅利用DG 形成孤岛对失电负荷进行恢复的策略降低了故障恢 复效率与恢复量。

收稿日期:2020-12-25;修回日期:2021-06-30 基金项目:河北省重点研发计划项目(20314301D) Project supported by the Key Research & Development Program of Hebei Province(20314301D) 在现有的研究中,解决主动配电网故障恢复问题的方法主要有经典算法与智能算法2类。其中, 经典算法包括图论法^[5]、启发式搜索法^[6]和数学规划^[7]等。但由于经典算法计算量大、效率低,且不适 用于大规模系统,因此越来越多的文献采用智能算法。文献[8]采用蚁群算法对配电网故障恢复模型 进行改进;文献[9]在切负荷研究中应用了二进制粒 子群算法 BPSO(Binary Particle Swarm Optimization algorithm),保证粒子在满足约束的条件下求得最优 解;文献[10]利用遗传算法 GA(Genetic Algorithm) 以失电负荷数最小为目标函数对故障恢复策略进行 最优求解。但蚁群算法、粒子群算法^[11-12]、GA^[13-14]等 智能算法自身存在缺陷,目前鲜有研究将2种或多 种算法进行组合,利用优势互补弥补算法自身存在 的不足^[15]。

针对上述问题,本文建立光储模型和考虑负荷 时变性、需求时变性及可控负荷的负荷特性模型; 在故障恢复模型中优先恢复用户侧需求度高的负 荷,同时考虑开关动作次数以及网损的影响,尽可能 多地恢复失电负荷;考虑孤岛与主网故障恢复过程 中的相互影响与作用,通过对离散 BPSO 进行优化, 提出变异粒子群算法 MPSO(Mutation Particle Swarm Optimization algorithm)并将其引入故障恢复策略 中,最终得到全局最优的恢复策略,保证故障恢复网 络稳定运行。

1 光储系统与负荷特性模型

1.1 光储系统模型

在故障恢复过程中,为保证孤岛内的功率与电量平衡,在故障过程中确保DG稳定出力,将光伏与储能系统构成光储联合发电系统^[16],一方面可以减少光资源的浪费,另一方面可维持光伏系统在孤岛

运行时的恒定出力,有效解决了光伏出力具有随机 性的问题,保证了孤岛系统在恢复时段内的稳定运 行。考虑最大充放电功率约束、储能容量限制与充 放电循环过程,储能系统的充、放电模型分别如式 (1)、(2)所示。

$$\begin{cases} \left| P_{b,t} \right| \leq P_{cmax} \\ E_{t} + \left| P_{b,t} \right| h \leq E_{max} & P_{b,t} < 0 \\ E_{t+1} = E_{t} + \left| P_{b,t} \right| h \\ \end{cases}$$

$$\begin{cases} \left| P_{b,t} \right| \leq P_{dcmax} \\ E_{t} - \left| P_{b,t} \right| h \geq E_{min} & P_{b,t} > 0 \\ E_{t+1} = E_{t} - \left| P_{b,t} \right| h \end{cases}$$
(2)

式中: $P_{b,t}$ 为t时刻储能装置的充 / 放电功率, $P_{b,t}$ <0、 $P_{b,t}$ >0分别表示储能装置处于充、放电状态; P_{cmax} 、 P_{dcmax} 分别为储能装置的最大充、放电功率; E_t 为t时 刻储能装置的剩余电量; E_{max} 、 E_{min} 分别为蓄电池允许 的最大、最小剩余电量;h为充 / 放电时长。

根据光伏发电及储能各时刻出力,可以得到光 储系统在故障后各时刻的总出力为:

$$P_{\mathbf{p},t} = P_{\mathbf{p},t} + P_{\mathbf{b},t} \tag{3}$$

式中: $P_{p,t}$ 为t时刻光储系统的出力; $P_{pv,t}$ 为t时刻光伏系统的出力。

辐照强度对光伏出力的影响较大,根据光生伏 特效应原理,由光电转换经验公式及经验系数计算 得到的光伏系统的出力为:

$$P_{\mathrm{py},t} = \eta A r_t \tag{4}$$

式中: η 为光电转换效率;A为光伏组件面积; r_i 为t时刻的光照强度。

由于光伏系统出力具有随机性特征,利用贝塔 分布函数近似表示光伏系统的出力情况^[17],其概率 密度函数为:

$$f_{\rm pv}(P_{\rm pv,t}) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_{\rm pv,t}}{P_{\rm M}}\right)^{\alpha - 1} \left(1 - \frac{P_{\rm pv,t}}{P_{\rm M}}\right)^{\beta - 1}$$
(5)

式中: $P_{\rm M}=\eta Ar_{\rm max}$,为光伏阵列的最大出力值, $r_{\rm max}$ 为最 大光照强度; $\Gamma(\cdot)$ 表示伽玛分布; α 和 β 为贝塔分布 的形状参数,其由光照强度的均值 μ_1 与方差 σ_1^2 共同 确定,表达式分别如式(6)、(7)所示。

$$\alpha = \mu_1 \left[\frac{\mu_1 (1 - \mu_1)}{\sigma_1^2} - 1 \right]$$
 (6)

$$\beta = (1 - \mu_1) \left[\frac{\mu_1 (1 - \mu_1)}{\sigma_1^2} - 1 \right]$$
(7)

由于光伏系统的出力具有随机性特征,为得到 每一时间段的光伏出力,先将一段时间内的光伏出 力区间[0,P_M]均匀划分成*n*+1个离散的出力值点, 离散化的步长*s*=*P_M/n*,*P_{pv},在第<i>i*个光照强度对应的 出力值 $P_{pv,t}(i)$ 发生的概率 $P\{P_{pv,t}(i)\}$ 为:

$$P\{P_{pv,t}(i)\} = \int_{(i-0.5)s}^{(i+0.5)s} f_{pv}(x) dx \quad i=0, 1, \cdots, n \quad (8)$$

1.2 负荷特性模型

对负荷特性模型的研究主要包括负荷时变性、 典型负荷时变性需求以及可控负荷^[18],具体如下。 1.2.1 负荷时变性模型

由于负荷具有时变性,因此根据文献[19]中的 方法搭建负荷时变性模型。负荷时变性特点可用正 态分布表示,由此可得负荷的概率密度函数为:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_2} e^{-\frac{(x-\mu_2)}{2\sigma_2^2}}$$
(9)

式中:μ,为负荷的数学期望值;σ,为负荷的标准差。

当配电网发生故障时,由概率密度函数可得节点*i*在*t*时刻的负荷需求量*L_i*,为:

$$L_{i,t} = \int_{t}^{t+1} f(x) dx \quad t = 0, 1, \dots, 23$$
(10)

根据式(10)所示的负荷时变性模型,对某地区 4种典型负荷的实际数据进行分析,得到其日变化 曲线如图1所示。



图1 4种典型负荷的日变化曲线



1.2.2 典型负荷时变性需求模型

当配电网发生故障时,首先应当考虑负荷的重要性,对一级负荷优先恢复供电。此外,应结合不同 负荷在不同时刻对供电需求的差异,根据图1中某 一负荷的日变化情况,取该负荷的最大日需求为 10,一级负荷的需求度恒为10,其余负荷按其不同 时刻的需求比值得到该负荷在对应时刻的负荷时变 需求系数*C*_i(*C*_i∈[0,10])。由*C*_i可得负荷在*t*时刻的 时变性优先恢复系数*F*_i为:

$$F_t = C_t \omega_t \tag{11}$$

式中: $\omega_{\rm f}$ 为负荷等级系数,对于一、二、三级负荷, $\omega_{\rm f}$ 取值分别为1、0.1、0.01。

在研究故障恢复问题时,将该时刻内优先恢复 系数较高的负荷归入优先恢复集 *F*_{Rload,t}中,在故障恢 复过程中优先恢复这些负荷。

1.2.3 可控负荷模型

在主动配电网中一般包括可控负荷,供电单位 与用户共同签订了需求响应协议,当配电网负荷处 于高峰或故障状态时,根据协议可对这部分用户的 用电量、用电时间进行控制调节,在不影响用户用电 需求及对负荷的满意度的前提下提高供电可靠性。可控负荷中包含可削减负荷,指在负荷启动后其用 电量可根据相关政策在允许范围内进行调整,将这 类负荷按容量从小到大进行排序后放入可控负荷集 *C*_{load}中。*t*时刻的可削减负荷*P*^{eut}为:

$$P_{i,t}^{\text{cut}} = \gamma_i^{\text{cut}} \alpha_{i,t}^{\text{cut}} P_{i,t}' \tag{12}$$

式中: $\gamma_{i,t}^{\text{eut}}$ 为负荷*i*的需求协议系数,当满足需求响应 协议时其值为1,否则为0; $\alpha_{i,t}^{\text{eut}}$ 为负荷*i*在*t*时刻的削 减系数, $\alpha_{i,t}^{\text{eut}} \in [0,1]$,具体取值根据实际需求确定,当 $\alpha_{i,t}^{\text{eut}} = 1$ 时,负荷*i*等效为可中断负荷; $P'_{i,t}$ 为负荷*i*在*t* 时刻的负荷量。

2 动态孤岛划分策略

在故障恢复过程中为充分利用DG出力,利用 孤岛划分对配电网中的重要负荷进行恢复。

2.1 孤岛划分的原则

在研究配电网孤岛划分方案时,应考虑以下 原则:

1)确保方案在孤岛运行时能够安全、稳定,且具备并入主网运行的能力;

2)在保证孤岛内的负荷与损耗之和小于分布式 光伏出力容量的前提下,孤岛内应包含尽可能多的 负荷,这样既能充分发挥分布式光伏的供电能力,又 不会造成过负荷的情况;

3)在进行孤岛划分时,应优先恢复 $F_{\text{Rload},t}$ 中的负荷。

2.2 动态孤岛划分数学模型

当含有分布式光储系统的配电网发生故障时, 根据光伏在故障时段的实际出力,对配电网进行孤 岛划分,利用孤岛对重要负荷进行供电恢复,以提高 供电可靠性。

2.2.1 目标函数

利用光伏系统在故障时刻的实际出力作为孤岛的供电量,考虑在孤岛划分过程中,首先恢复*F*_{Rload,} 中的负荷,切除最少的负荷,尽可能多地恢复其他负荷。因此,*t*时刻孤岛划分的目标函数为:

$$\min f_{t} = \sum_{i \in N} F_{i,t} P_{i,t}^{\text{cut}} x_{i,t}$$
(13)

式中:N为配电网中节点集合; $F_{i,i}$ 为t时刻节点i的 负荷优先恢复系数; $x_{i,i}$ 为t时刻节点i的接入状态, $x_{i,i}=1,x_{i,i}=0$ 分别表示 $P_{i,i}^{\text{cut}}$ 切除、未切除状态。 2.2.2 约束条件

1)潮流约束如式(14)所示。

$$\begin{cases} P_{i} = V_{i} \sum_{j \in \Omega_{i}} V_{j} \left(G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij} \right) \\ Q_{i} = V_{i} \sum_{j \in \Omega_{i}} V_{j} \left(G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij} \right) \end{cases}$$
(14)

式中:Pi和Qi分别为节点i处的注入有功和无功功

率; V_i 为节点i处的电压幅值; Ω_i 为与节点i相连的节 点集合; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路ij上的电导和电纳; θ_{ij} 为 节点i,j之间的相角差。

2)光储系统容量约束如式(15)所示。

$$P_{\text{LD},t} + P_{\text{loss},t} \leqslant P_{\text{p},t} \tag{15}$$

式中: $P_{\text{LD},t}$ 为孤岛内负荷在t时刻的功率需求; $P_{\text{loss},t}$ 为t时刻的网络损耗。

3)支路容量约束如式(16)所示。

$$\left| P_{j} \right| \leq P_{j\max} \tag{16}$$

式中: P_j和 P_{jmax}分别为网络结构中第 j条支路上流动的功率和允许的最大传输功率值。

4)线路电流约束如式(17)所示。

$$I_{ij} \leq I_{ijmax} \tag{17}$$

式中:*I_{ij}和I_{ijmax}分别为支路ij上流过的电流值和允许的最大传输电流值。*

5)节点电压约束如式(18)所示。

$$U_{\min} \leq U_i \leq U_{\max} \tag{18}$$

式中: U_i 为节点i的电压; U_{\min} 和 U_{\max} 分别为节点i的电压下限和上限。

6)辐射状运行结构约束如式(19)所示。

$$g_k \in G_k \tag{19}$$

式中:g_k为当前配电网运行结构;G_k为配电网辐射状运行拓扑结构集合。

2.3 拓扑搜索方法

利用广度优先搜索 BFS(Breadth-First Search) 与深度优先搜索 DFS(Depth-First Search)法在孤岛 划分过程中对配电网拓扑进行搜索。BFS法是从图 中的根节点开始搜索与之相连的节点,并对该层节 点进行编号,再以该层节点作为顶点继续搜索下一 层的子节点,按照此操作逐层搜索,直至搜索完所有 节点。DFS法是从图中的根节点开始搜索,如果发 现有以此为起点的边未被搜索到,则沿此边继续搜 索,当某一节点所有的边都被搜索完毕后,搜索回溯 到发现该节点的边的起始点,直至搜索完根节点可 达的所有节点。

2.4 孤岛划分流程

在故障时刻利用分布式光储系统对孤岛内的负荷进行恢复,孤岛划分流程如附录A图A1所示,具体步骤如下。

1) 读取主动配电网的网络数据,包括配电网初 始结构、支路阻抗、节点负荷类型等。

2)读取故障位置,并将相应支路断开。

3)输入故障时刻,根据光伏出力概率密度函数 建立当前光伏发电离散概率模型,得到光储系统出 力值。

4)根据1.2节确定故障时刻对应的 $F_{\text{Rload},t}$ 和 $C_{\text{load},\circ}$

5)以光储系统所在节点为根节点,以该时刻的 光伏系统出力大小为最大搜索半径值,采用BFS法 确定功率圆所包含的负荷,由此得到全部光储系统的功率圆实际半径;若出现2个或多个孤岛交叉,则将其融合为1个孤岛。

6)判断 *F*_{Rload,t}中所有负荷是否都恢复,以未恢复 的负荷所在节点作为根节点,利用 DFS 法将其接入 最近的光伏电站;判断孤岛是否满足功率平衡约束, 若满足则转至步骤8),否则转至步骤7)。

7)削减 C_{load},直至满足功率平衡约束后执行步骤 8);若 C_{load}中的所有负荷都被切除后仍无法满足 功率平衡约束,则根据重要度等级进行切负荷操作, 缩小孤岛范围,若满足功率平衡及其他约束,则执行 步骤 8),否则继续步骤 7)的切负荷操作,直至满足 功率平衡及其他约束。

8)完成最终的孤岛划分,形成孤岛划分方案。

3 故障恢复策略

第2节利用光储系统孤岛运行对配电网中的 F_{Rload,}进行恢复,本节在孤岛划分的基础上,利用DG 与主网的协调控制对配电网进行恢复,对孤岛内 开关重新编码并令其参与主网的恢复过程,采用 MPSO在保证原孤岛内恢复的负荷不断电的同时进 行最优故障恢复方案的设计。

3.1 MPSO

3.1.1 离散 BPSO

粒子群算法已广泛应用于配电网故障恢复策略的研究中,该算法具有操作简单、收敛速度快、易于 实现等优点。由于配电网中的开关操作只存在开、 合2种状态,因此对 BPSO 进行改进,利用离散 BPSO 解决配电网故障恢复问题。每个粒子代表一组开关 的状态,若开关闭合,则粒子中对应的位取值为1, 若断开则取值为0。在离散 BPSO中,每个二进制位 的速度更新公式为:

$$v_{id}(k+1) = w v_{id}(k) + c_1 r_1 (p_{id}(k) - x_{id}(k)) + c_2 r_2 (p_{ad}(k) - x_{id}(k))$$
(20)

式中: v_{id} 为粒子i在d维的速度; $k \land k+1$ 为迭代次数; $c_1 \land c_2$ 为学习因子; $r_1 \land r_2$ 为[0,1]区间内的随机数; p_{id} 为 粒子i目前的最优位置; p_{gd} 为种群所有粒子目前的最 优位置; x_{id} 为粒子i的当前位置;w为惯性权重值。

由于离散 BPSO 没有原始粒子群算法的粒子位 置更新公式,因此利用位变量取1的概率表示粒子 的速度。利用 sigmoid 函数将速度 v_{id} 映射到区间 [0,1]内,如式(21)所示,粒子通过式(22)改变 x_{id} 的 位置。

$$S(v_{id}(k)) = \frac{1}{1 + \exp(-v_{id}(k))}$$
(21)

$$x_{id}(k+1) = \begin{cases} 1 & S(v_{id}(k)) > \rho \\ 0 & S(v_{id}(k)) \le \rho \end{cases}$$
(22)

式中: $S(v_{id}(k))$ 为 x_{id} 取1的概率; ρ 为[0,1]区间内的随机数;为了避免 $S(v_{id}(k))$ 太接近0或1,设置参数 V_{max} 以限制 v_{id} 的取值范围,即 $v_{id} \in [-V_{max}, V_{max}]$ 。 3.1.2 MPSO

由于离散 BPSO 自身存在易陷入局部最优、收敛早熟等问题,引入线性微分递减惯性权重 LDIW (Linear Decreasing Inertia Weight)和非对称线性变换学习因子以改进算法的收敛速度与收敛精度。 GA中的交叉与变异操作可以提高算法的全局搜索能力,因此将离散 BPSO 与 GA 进行优势互补,将交叉与变异操作应用到离散 BPSO 中,从而得到 MPSO。

1)引入线性微分递减惯性权重。惯性权重w影响算法的搜索能力,当w取值较大时算法的全局搜 索能力较强,当w取值较小时算法的局部搜索能力 较强,因此为了使算法在早期具有较强的全局搜索 能力,在后期又可以进行精确局部搜索,引入线性微 分递减惯性权重如式(23)所示。

$$w(k) = w_{\text{start}} - \frac{w_{\text{start}} - w_{\text{end}}}{K_{\text{max}}^2} k^2$$
(23)

式中: w_{start} 为初始惯性权重, w_{end} 为迭代到最大次数时的惯性权重,一般地, w_{start} =0.9、 w_{end} =0.4时算法性能最好; K_{max} 为最大迭代次数。

2)引入非对称线性变换学习因子。学习因子影 响算法的搜索能力和收敛速度,为了使算法在迭代 前期的全局搜索能力较强、后期的收敛速度快,利用 非对称线性变换对学习因子进行改进,更新公式为:

$$c_1 = c_{1s} + (c_{1e} - c_{1s})k/K_{\text{max}}$$
(24)

$$c_2 = c_{2s} + (c_{2e} - c_{2s})k/K_{\max}$$
(25)

式中: c_{1s} 、 c_{2s} 和 c_{1e} 、 c_{2e} 分别为学习因子 c_1 和 c_2 的初始 值、终值。

3)引入GA的交叉、变异操作。由于离散BPSO 收敛速度较快,在种群更新中粒子自身信息占优势, 存在易于陷入局部最优的问题,而GA中的交叉、变 异操作可以有效解决该问题,因此将其引入离散 BPSO中。

交叉操作是通过某种方式将相互交叉的2个染 色中的部分基因进行交换,从而得到2个新个体,交 叉操作可以有效提高算法的全局搜索能力,将该操 作引入离散 BPSO 中可以改善其易于陷入局部最优 的问题。交叉操作首先是种群中的粒子进行随机配 对,按照选定的交叉概率p。进行交叉,在迭代过程中 按照p。生成杂交粒子池 Npeele,如式(26)所示。

$$N_{\text{poolc}} = \text{rand}(p_{c}\lambda_{\text{sizepop}})$$
(26)

式中: $\lambda_{sizepop}$ 为种群规模;rand(\cdot)表示产生[0,1]范围 内的随机数。

新的粒子x_i和x_i的位置、速度更新公式分别为:

$$\begin{cases} \boldsymbol{x}_{i}(k+1) = \alpha_{1}\boldsymbol{x}_{i}(k) + (1-\alpha_{1})\boldsymbol{x}_{j}(k) \\ \boldsymbol{x}_{j}(k+1) = (1-\alpha_{1})\boldsymbol{x}_{i}(k) + \alpha_{1}\boldsymbol{x}_{j}(k) \end{cases}$$
(27)

$$\begin{cases} \boldsymbol{v}_i(k+1) = \alpha_2 \boldsymbol{v}_i(k) + (1-\alpha_2) \boldsymbol{v}_j(k) \\ \boldsymbol{v}_i(k+1) = (1-\alpha_2) \boldsymbol{v}_i(k) + \alpha_2 \boldsymbol{v}_j(k) \end{cases}$$
(28)

式中: α_1 、 α_2 为[0,1]范围内的随机数。

变异操作可以产生新的个体,提高算法的局部 搜索能力,同时能够保持种群的多样性,防止收敛早 熟现象的发生。将高斯变异引入离散 BPSO 中,在 迭代过程中以变异概率 p_m 生成变异粒子池 N_{polm} ,如 式(29)所示。

$$N_{\text{poolm}} = \text{rand}(p_{\text{m}}\lambda_{\text{sizepop}})$$
(29)

在变异粒子池内依次选择粒子变异,变异后的 粒子位置更新公式为:

$$x_{id}(k+1) = x_{id}(k)(1+\beta_{c})$$
(30)

式中: β_{c} 为高斯变异系数,服从均值为0、方差为1的 正态分布。

3.2 目标函数

在故障恢复问题的研究中,设计的目标函数包 括总失电负荷最少、网损最小、开关动作次数最少, 如式(24)所示。

$$\min f = w_1 \sum_{i \in N} F_{i,t} P_{i,t}^{\text{cut}} x_{i,t} + w_2 \sum_{l \in M} k_l \frac{P_l^2 + Q_l^2}{U_l^2} R_l + w_3 \left[\sum_{d \in F} (1 - k_d) + \sum_{d \in L} k_d \right]$$
(31)

式中: $w_1 - w_3$ 分别为失电负荷、网损、开关动作次数 在目标函数中的权重值,根据故障恢复实际需求进 行取值;M为配电网中的支路集合; k_l 为支路l的投 切状态, $k_l=1$ 、 $k_l=0$ 分别表示支路连入和未连入配电 网; P_l 和 Q_l 分别为支路l上流入末端节点的有功和无 功功率; U_l 为支路l末端节点的电压幅值; R_l 为支路l的电阻; k_d 为开关d的开合状态, $k_d=1$ 、 $k_d=0$ 时分别 表示开关闭合、断开;F、L分别为分段开关、联络开 关的集合。

3.3 约束条件

约束条件同式(14)--(19)。

3.4 故障恢复策略

故障恢复策略的流程如附录A图A2所示,具体步骤如下:

1) 对孤岛内的开关重新编码,更新配电网相关数据;

2)初始化粒子数目、粒子维数、最大迭代次数 K_{max} 、交叉概率 p_{e} 、变异概率 p_{m} 、权重、学习因子等相 关参数;

3)初始化种群;

4) MPSO 迭代寻优,更新粒子速度与位置,执行 交叉、变异操作,计算适应度,直至达到最大迭代次 数时停止迭代。

3.5 光储调节策略

由故障恢复策略得到故障时刻对光储出力的需 求,在恢复过程中为保证光伏出力稳定,制定光储调 节策略:当系统发生故障时,通过判断光伏出力是否 在功率需求范围内决定储能装置的运行状态。若出 力值在其范围内,则储能输出值为0;若超出上限, 则光伏系统对储能系统进行充电;若低于下限,则储 能系统放电,保证光储出力满足恢复需求。在配电 网故障恢复期间,光储调节策略能够保证光伏系统 出力稳定,储能装置对光伏波动具有很好的平滑 效果。

4 算例分析

以接入分布式光储系统的IEEE 33节点配电网 系统为算例,节点0与主网SG相连,在节点6、8、12、 23、30处分别接入分布式光储系统,网络结构如图2 所示。在本算例中节点15、28为居民负荷,节点23 为医疗负荷,节点30为政府负荷,节点32为商用负 荷。系统的额定电压为12.66 kV,系统中各节点的负 荷等级如表1所示,负荷的可控性参数如表2所示。



图 2 含分布式光储系统的 IEEE 33 节点系统

Fig.2 IEEE 33-bus system with distributed optical storage system

表1 IEEE 33节点系统的负荷参数

Table 1 Parameters of loads in IEEE 33-bus system

负荷等级	节点
一级	6,12,23,30
二级	1,5,8,14,16,18,21,22,27,29,32
三级	其他节点

表2 IEEE 33节点系统的可控性参数

Table 2 Controllable parameters of loads in

IEEE 33-bus system

可控性	节点
完全可控	3,13,20,24
50%可控	1,7,10
不可控	其他节点

假设在节点4和节点5、节点5和节点25、节点 19和节点20之间发生故障,分别对07:00与15:00 这2个典型故障时刻进行分析,光储系统出力情况 如表3所示,配电网中各节点在07:00和15:00的负 荷总量分别为3305 kW和4870 kW。

Table 3	Positions and output value at fault time of	of
	distributed optical storage system	

光储系统	拉工士上	出力 / kW	
	按八 1 点	07:00	15:00
PV_1	6	425	700
PV_2	8	200	500
PV ₃	12	480	720
PV_4	23	120	620
PV_5	30	600	720

根据第1节对典型负荷时变性优先恢复系数的构建方法,对07:00与15:00这2个时刻进行分析。 居民负荷虽为三级负荷,但其在07:00的需求系数高于15:00的需求系数,因此将居民负荷归入07:00对应的F_{Rload,t},在07:00发生故障时需要对其优先进行恢复;商用负荷在15:00的需求系数高于07:00的需求系数,因此将其归入15:00对应的F_{Rload,t};医疗负荷、政府负荷在任意时刻的需求系数都较高,因此将 其归入任意时刻的F_{Rload,t}。通过计算与分析得到故障时刻的优先恢复集F_{Rload,t}如表4所示。

表4 故障时刻的优先恢复集F_{Rload.}

Table 4 Priority recovery set $F_{\text{Rload},t}$ at fault time

故障时刻	${F}_{\mathrm{Rload},t}$	
07:00	6,12,15,23,28,30	
15:00	6,12,23,30,32	

发生故障时将故障支路断开,采用第2节中的 动态孤岛划分策略对配电网进行动态孤岛划分, 故障时刻07:00和15:00的孤岛划分结果分别如图3 (a)、(b)所示。



Fig.3 Island partition results at different fault times

根据第3节,基于 MPSO 对配电网进行故障恢 复,算法参数设置如下:粒子维数为37, $\lambda_{sizepop}$ =20,

 $K_{\text{max}} = 50; w_{\text{start}} = 0.9; w_{\text{end}} = 0.4; c_{1s} = 2.5; c_{2s} = 1.5; c_{1e} = 1;$ $c_{2e} = 2.75,$ 粒子速度范围为[-4,4]; $p_e = 0.5, p_m = 0.05;$ $w_1 - w_3$ 分别取值为 0.3、0.2、0.5。

为进一步验证本文所提 MPSO 的优越性,分别应用 MPSO、BPSO、GA和NSGA-II 对故障时刻07:00进行分析,得到不同算法的适应度值变化曲线如图4所示。



图4 故障时刻为07:00时的适应度值曲线



由图4可见:利用MPSO经过12次迭代后得到的最优适应度值为123.9;BPSO经过30次迭代后得到的最优适应度值为125.4;GA经过26次迭代后得到的最优适应度值为127.4;NSGA-II经过32次迭代后得到的最优适应度值为124.4。对上述优化结果进行如下分析。

1)对比 MPSO、BPSO 对应的适应度值曲线可 知:由 MPSO 得到的最优适应度值比 BPSO 所得结果 小 1.5,这说明 MPSO 具有寻优到全局最优解的能 力,有效解决了 BPSO 易于陷入局部最优解的问题; MPSO 寻优到最优解的迭代次数比 BPSO 对应的迭 代次数少 18次,说明 MPSO 相较于 BPSO 具有收敛 速度较快的优点。

2)对比GA、NSGA-II和MPSO的适应度值曲线 可知:NSGA-II得到的最优适应度值比GA所得结果 小3.0,这说明NSGA-II比GA具有更好的寻优能力; NSGA-II寻优到最优解的迭代次数比MPSO对应的 迭代次数多20次,得到的适应度值比MPSO所得结 果大0.5,由此可知MPSO在收敛速度上比NSGA-II 更快,并且寻优结果优于NSGA-II,进一步验证了本 文所提MPSO在收敛速度与寻优结果上均具有优 越性。

为进行对比分析,分别采用3种方案对配电网进行故障恢复:①在故障时刻仅利用处于孤岛运行模式的分布式光储系统对配电网进行恢复;②利用文献[20]中的方法对配电网进行恢复,首先利用分布式光储系统进行孤岛划分,然后利用主网恢复配电网中的剩余未恢复负荷;③利用本文所提故障恢复策略对配电网进行故障恢复。当故障发生在07:00时,利用方案①得到的故障恢复结果如图3(a)

所示,利用方案②与方案③所得的故障恢复结果分 别如图5(a)、(b)所示;当故障发生在15:00时,利用 方案①所得的故障恢复结果如图3(b)所示,利用方 案②与方案③所得的故障恢复结果分别如图6(a)、 (b)所示。



图 5 故障时刻为 07:00 时的故障恢复结果

Fig.5 Fault recovery results when fault time is 07:00





对故障时刻为07:00和15:00情况下的故障恢复 结果进行分析,结果分别如表5、6所示。表中, r_{load} 为 F_{Ruad} 中的负荷恢复比例。

由故障恢复结果可知,不同的故障时刻所对应 的最优恢复策略不同。根据不同时刻的负荷侧需求 变化对故障区域进行恢复,首先利用BFS与DFS相 结合的方法对配电网进行动态孤岛划分,保证优先

表 5 故障时刻为 07:00 时不同方案的比较结果

Table 5 Comparison of different power recovery schemes

when fault time is 07:00

七安	恢复供申	皀量∕k₩	- / 01	可控负荷	全网恢复
刀杀	孤岛	主网	$r_{\rm load}$ / %	削减电量 / kW	供电量占比 / %
1	1725	0	100	310	52.19
2	1725	850	100	310	77.91
3	1615	1360	100	210	90.02

表6 故障时刻为15:00时不同方案的比较结果

Table 6 Comparison of different power recovery schemes when fault time is 15:00

方案	恢复供电量 / kW		1.01	可控负荷	全网恢复
	孤岛	主网	$r_{\rm load}$ / 90	削减电量 / kW	供电量占比 / %
1	3170	0	100	300	65.10
2	3170	1 0 0 0	100	300	85.63
3	2540	2270	100	60	98.77

恢复 F_{Rload,t}中的负荷,在满足用户侧需求的同时提升 供电可靠性。由表5、6可见:在本算例中,故障时刻 07:00与15:00对应的 F_{Rload,t}中的所有负荷都得到了 可靠恢复;与方案③相比,方案②的全网恢复供电量 占比分别低了12.11%、13.14%,这是因为在孤岛划 分后利用主网对孤岛外区域进行故障恢复,孤岛成 为内部开关状态不可改变的整体,主网恢复的最优 范围被限定,导致无法获得故障恢复最优解;方案③ 在主网恢复的同时对初始孤岛进行动态调整,综合 考虑了孤岛划分与主网恢复之间的相互作用,因此 恢复结果优于方案②。

5 结论

本文研究了一种含分布式光储系统的配电网故 障恢复的最优策略。首先,建立了光储系统模型,并 利用典型负荷时变性优先恢复系数反映不同时刻用 户侧需求的变化情况,保证了故障时刻需求度高的 负荷优先恢复,提高用户满意度,该模型更加准确且 贴近工程实际。其次,在进行故障恢复时首先利用 BFS与DFS相结合的方法对配电网进行动态孤岛划 分,对时变性优先恢复系数高的负荷进行优先恢复, 然后利用光储系统与主网的协调控制对配电网进行 恢复;应用MPSO对配电网进行恢复,动态调整初始 孤岛,最终得到最优恢复策略,该策略既可以充分 利用分布式光伏系统的出力,又可以满足时变性用 户侧需求。最后,通过算例验证了本文的故障恢复 模型可以保证用户侧需求度高的负荷优先恢复;利 用MPSO可以提高收敛速度,并有效解决了BPSO易 于陷入局部最优的问题;恢复策略综合考虑了总失 电负荷最少、网损最小及开关动作次数,保证了供电 恢复可靠性。研究提出的策略对解决配电网故障恢 复问题具有一定的有效性与优越性,且有一定实际 工程价值。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 王科,项恩新,聂鼎,等.考虑需求响应的配电网故障恢复策略
 [J].电力系统及其自动化学报,2020,32(10):70-76.
 WANG Ke,XIANG Enxin,NIE Ding, et al. Fault recovery strategy for distribution network considering demand response
 [J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2020,32(10):70-76.
- [2]刘思聪,周步祥,宋洁,等.考虑分布式电源出力随机性的多目标故障恢复[J].电测与仪表,2018,55(2):123-128.
 LIU Sicong, ZHOU Buxiang, SONG Jie, et al. Multi-objective fault restoration considering the randomness of the output of distributed generator[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2018,55(2):123-128.
- [3] 董晓峰,陆于平.基于改进Prim算法的分布式发电孤岛划分 方法[J].电网技术,2010,34(9):195-201.
 DONG Xiaofeng,LU Yuping. Islanding algorithm for distributed generators based on improved Prim algorithm[J]. Power System Technology,2010,34(9):195-201.
- [4] AREFIFAR S A, MOHAMED Y A R I, EL-FOULY T H M. Comprehensive operational planning framework for self-healing control actions in smart distribution grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4):4192-4200.
- [5] 冯雪平,宋晓辉,梁英,等. 基于最小生成树及改进遗传算法的 含分布式电源配电网孤岛划分方法[J]. 高电压技术,2015,41 (10):3470-3478.
 FENG Xueping,SONG Xiaohui,LIANG Ying, et al. Islanding

method based on minimum spanning tree and improved genetic algorithm for distribution system with DGs[J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3470-3478.

- [6] 丁磊,潘贞存,丛伟.基于有根树的分布式发电孤岛搜索[J]. 中国电机工程学报,2008,28(25):62-67.
 DING Lei,PAN Zhencun,CONG Wei. Searching for intentional islanding strategies of distributed generation based on rooted tree[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(25):62-67.
- [7] WANG Xudong, LIN Jikeng. Island partition of the distribution system with distributed generation[J]. Science China Technological Sciences, 2010, 53(11): 3061-3071.
- [8] 陈昕玥,唐巍,陈禹,等.基于机会约束规划含光伏发电的配电 网故障恢复[J].电网技术,2014,38(1):99-106.
 CHEN Xinyue, TANG Wei, CHEN Yu, et al. Chance constrained programming based fault recovery of distribution network containing photovoltaic generations[J]. Power System Technology, 2014, 38(1):99-106.
- [9] 王增平,姚玉海,郭昆亚,等.基于等级偏好优序法和切负荷的 配电网故障恢复[J].电工技术学报,2015,30(20):185-192.
 WANG Zengping,YAO Yuhai,GUO Kunya, et al. Distribution network service restoration based on rank preference optimal and load shedding[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2015,30(20):185-192.
- [10] JORGE M B, HÉCTOR V O, MIGUEL L G, et al. Multi-fault service restoration in distribution networks considering the operating mode of distributed generation[J]. Electric Power Systems Research, 2014, 116:67-76.
- [11] 唐念,夏明超,肖伟栋,等.考虑多种分布式电源及其随机特性的 配电网多目标扩展规划[J].电力系统自动化,2015,39(8):45-52. TANG Nian,XIA Mingchao,XIAO Weidong, et al. Multi-objective expansion planning of active distribution systems considering distributed generator types and uncertainties[J]. Automation of Electric Power Systems,2015,39(8):45-52.
- [12] 马草原,孙展展,尹志超,等. 基于双重混合粒子群算法的配电

网重构[J]. 电工技术学报,2016,31(11):120-128.

MA Caoyuan, SUN Zhanzhan, YIN Zhichao, et al. Reconfiguration of distribution network based on double hybrid particle swarm algorithm[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2016, 31(11):120-128.

- [13] RAJESWARI K,NEDUNCHELIYAN S. Genetic algorithm based fault tolerant clustering in wireless sensor network[J]. IET Communications, 2017, 11(12):1927-1932.
- [14] GHOLAMI M, MOSHTAGH J, GHADERNEJAD N. Service restoration in distribution networks using combination of two heuristic methods considering load shedding[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2015, 3(4):556-564.
- [15] 牛耕,孔力,周龙,等.含分布式电源的配电网的供电恢复技术 研究综述[J].电工电能新技术,2017,36(9):51-62.
 NIU Geng,KONG Li,ZHOU Long, et al. Review of power service restoration of distribution network with distributed generation[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2017,36(9):51-62.
- [16] 刘英培,侯亚欣,梁海平,等. 一种适用于黑启动的光储联合发 电系统协调控制策略[J]. 电网技术,2017,41(9):2979-2986.
 LIU Yingpei,HOU Yaxin,LIANG Haiping,et al. A coordinated control strategy of PV battery-energy storage hybrid power system for black start[J]. Power System Technology,2017,41 (9):2979-2986.
- [17] 曾鸣,杨雍琦,向红伟,等.兼容需求侧资源的"源-网-荷-储"协 调优化调度模型[J].电力自动化设备,2016,36(2):102-111. ZENG Ming,YANG Yongqi,XIANG Hongwei,et al. Optimal dispatch model based on coordination between "generation-gridload-energy storage" and demand-side resource[J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(2):102-111.
- [18] 杨丽君,曹玉洁,梁景志,等.基于博弈思想的需求响应视角下的主动配电网故障恢复[J].电工电能新技术,2018,37(7):51-60. YANG Lijun, CAO Yujie, LIANG Jingzhi, et al. Active distribution network fault restoration based on game theory in demand response perspective[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2018,37(7):51-60.
- [19] 杨丽君,安立明,杨博,等. 基于可达性分析的主动配电网多故 障分区修复策略[J]. 电工技术学报,2018,33(20):4864-4875.
 YANG Lijun, AN Liming, YANG Bo, et al. Multi-fault partition repair strategy of active distribution network based on reachability analysis[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2018,33(20):4864-4875.
- [20] 孙洁,王增平,王英男,等. 含分布式电源的复杂配电网故障恢复[J]. 电力系统保护与控制,2014,42(2):56-62.
 SUN Jie,WANG Zengping,WANG Yingnan, et al. Service restoration of complex distribution system with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(2): 56-62.

作者简介:



徐岩

徐 岩(1976—),男,吉林吉林人,副教 授,博士,主要研究方向为电力系统保护与控 制、新能源(E-mail:xy19761001@aliyun.com); 张 荟(1997—),女,江苏盐城人,硕 士研究生,主要研究方向为配电网故障恢 复(E-mail:jsyczh0214@163.com);

孙易洲(1996—),男,浙江湖州人,硕 士研究生,主要研究方向为配电网故障恢 复(**E-mail**:605243682@qq.com)。

(编辑 任思思)

Fault recovery strategy of active distribution network based on mutation particle swarm optimization algorithm

XU Yan, ZHANG Hui, SUN Yizhou

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: In order to improve the rapidity and reliability of fault recovery in the active distribution network, a fault recovery strategy based on mutation particle swarm optimization algorithm is proposed. The construction of optical storage system and load characteristic model is the basis of the research strategy. The optical storage model is used to ensure reliable load recovery. The load characteristic model is constructed according to the time-varying characteristics of the load and user-side demand while considering the controllable load. Based on the optical storage system and load characteristic model, the fault recovery strategy is studied. Firstly, the distribution network is dynamically islanded, and the optical storage is used to reliably restore the load in the island to ensure that the load with high user-side demand is restored first. With the least total power-loss load, the least power loss and the least number of switching operations as the comprehensive objective function, the mutation particle swarm optimization algorithm is used to obtain a comprehensive fault recovery strategy for the distribution network that cooperates with the island and the main network, which improves the reliability of the active distribution network. Finally, taking IEEE 33-bus system as a simulation example, the results verify the superiority of the model and the recovery strategy. **Key words**; active distribution network; island partition; fault recovery; optical storage system; mutation particle

swarm optimization algorithm

(上接第11页 continued from page 11)

Review of inertia control technology and requirement evaluation in renewable-dominant power system

LIU Zhongjian, ZHOU Ming, LI Zhaohui, WU Zhaoyuan, LI Gengyin

(State Key Laboratory for Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources,

North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract; The low-carbon transition of power industry stimulates the development of renewable energy represented by wind and solar power. Due to the application of grid-connected inverters, wind and solar generators cannot provide inertia as traditional synchronous generators, which results in a reduction in the inertia of power system. Considering the fluctuation and uncertainty of renewable energy, new problems arise in system frequency security. For this reason, a review of inertia control and inertia requirement evaluation in renewabledominated power system is conducted. The relationship between inertia and frequency variation is analyzed according to the definition of inertia. At same time, the difference and relationship between inertia response and frequency response are clarified. Then, regarding the virtual inertia technology, the classification is provided according to the external characteristics of the control model. The control principle of VSG (Virtual Synchronous Generator) is introduced, and its application in wind and solar generators is summarized. The integration of large-scale renewable energy results in new requirements on the amount and distribution of inertia at the system level. Therefore, the inertia requirement evaluation indicators and approaches in three representative regions of Australia, Ireland and North America are compared. Finally, the corresponding suggestions to the inertia issues of the power system in China are made from five aspects: developing virtual inertia technology, proposing inertia evaluation indicators, improving inertia monitoring capabilities, configuring devices that can provide inertia, and promoting the marketization of inertia services.

Key words: low-carbon; renewable-dominant power system; inertia; frequency security; virtual inertia; inertia requirements; inertia service

附录 A



图 A2 故障恢复流程 Fig.A2 Flowchart of fault recovery