

面向用户并考虑紧迫性的配电网运行风险评估

刘健¹, 韩磊², 张志华¹

(1. 陕西电力科学研究院, 陕西 西安 710054; 2. 西安科技大学 电气与控制工程学院, 陕西 西安 710054)

摘要: 为了对运行中配电用户的风险及其紧迫性进行评估, 提出了一种面向用户的配电网运行风险评估方法。该方法将用户作为评估对象, 通过对运行中的配电网模拟预想故障下的负荷转移, 分析用户所受故障损失, 定义了考虑负荷不确定性的用户期望停电概率风险指标、用户期望停电时间风险指标、用户期望电量损失风险指标, 并且通过结合系统期望停电用户数风险指标体现预想故障对系统整体的影响。为反映过负荷的影响, 定义了配电网过负荷风险指标。基于预防控制执行时间与风险来临时间的比较, 建立了风险紧迫性等级, 用以反映确保预防控制措施能够有效实施的时机。采用 IEEE 3 馈线配电系统对所提方法进行了详细说明, 结果表明其是可行和有效的。

关键词: 配电; 配电自动化; 风险评估; 紧迫性; 面向用户; 风险指标; 不确定性分析; 预防控制

中图分类号: TM 734

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2015.02.016

0 引言

配电网是连接电源与用户、向用户输送和分配电能的重要环节, 可靠性高的配电网是用户安全用电的基础。对于配电网的安全评估已有许多研究成果。文献[1]主要依据 $N-1$ 准则, 考虑连通系内任一馈线失去电源的情况下, 系统能够安全供电的能力。文献[2-3]通过假设灾害情况下配电网大面积故障, 提出一种抗灾变性分析流程。

目前, 关于电力系统运行风险评估已经有很多成果, 不同于以往确定性安全评估, 风险评估更能够考虑到运行系统中的不确定性因素。文献[4]在风险评估中综合分析故障可能性与严重性的乘积, 既考虑了发生可能性大的故障情况, 也考虑了故障危害极大但可能性很小的故障情况, 能够全面发现系统在面临风险时的薄弱环节, 为安全供电提供依据。文献[5]分析了在线运行风险评估的特性和关键问题, 为电力系统运行风险评估提出了研究方向与方法。在此基础上, 配电网运行风险评估也有了许多的方法和思路。文献[6]提出了一种避免输电网络在假设故障下连锁跳闸事故的防范措施, 并在此基础上考虑系统在假设故障下的系统损失, 建立相应系统风险指标评估系统风险。文献[7]对城市电网中可能的负荷状态进行有限枚举, 通过一个负荷样本与一个事件的组合模式计算系统运行失负荷概率风险。文献[8]从运行风险的角度考虑了含风力发电的配电网电流保护的评估。文献[9]在综合各方面因素情况下, 以风险最小为目标, 提出一种基于风险评估的配电网检修决策优化模型。

在已有成果中主要研究了对配电网整体的风险进行评估的方法, 但是配电用户的风险也存在较大

的差异, 用户承受风险的能力(即对供电可靠性的要求)也各不相同, 在评估过程中能够证明当系统风险不高时, 某些馈线上的某些用户仍会有很高的风险。因此, 还需要以各个用户作为评估对象进行配电网运行风险评估。

此外, 已有文献对于未来面临风险的评估和安全预警取得了许多研究成果^[10-12], 但是还有必要对风险的紧迫性进行评估, 反映来得及采取预防控制措施的时机, 及时降低风险, 从而对高风险的预防控制提供依据。

1 配电网运行风险评估基本原理

在配电网中, 运行风险的基本定义是: 对配电网面临的不确定性因素, 给出可能性与严重性的综合度量。本文中的配电网运行风险可表示为:

$$R_{\text{risk}}(X_r) = \sum_{i=1}^M P_r(E_i) \delta_{\text{sev}}(X_k / E_i) \quad (1)$$

其中, X_r 表示系统当前的运行方式; E_i 为第 i 个预想故障状态; M 为预想故障状态的总数; $P_r(E_i)$ 为 E_i 发生的概率; X_k 表示 E_i 发生后按照恢复供电策略进行处理后的运行方式; $\delta_{\text{sev}}(X_k / E_i)$ 表示第 i 个预想故障状态发生后系统的严重程度。

从式(1)可以看出, 配电网运行风险评估与传统电力系统风险评估在计算原理上并无本质区别, 其区别在于, 运行风险评估一般针对未来特定的一个很短的时间段 T (一般为几小时) 进行, 因此评估中需采用不同于稳态停运模型的时变停运模型描述故障状态 E_i 发生的概率 $P_r(E_i)$, 并需要考虑到评估期内负荷变化的不确定性。

在文献[13]中指出, 进行运行风险评估时, 架空线路可以根据其所处地区在考察时段内的天气预报

等外部环境预测信息,从数据池中得到相应的时变失效率 $\lambda(t)$ 和时变修复率 $\mu(t)$,通过对其采用(非时齐)马尔可夫过程建立时变停运模型,可得到架空线路馈线段的瞬时失效概率 $p(t)$ 。

在 $\lambda(t)$ 与 $\mu(t)$ 的预测信息较难得到的情况下,可近似采用稳态的 λ 与 μ 进行计算,其瞬时表达式为^[5]:

$$p(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} - \frac{\lambda}{\lambda + \mu} e^{-(\lambda + \mu)t} \quad (2)$$

对于短期评估过程中,馈线段通常只计及一次失效发生,因此评估时间 T 内的各个馈线段平均失效概率 $p = \frac{1}{T} \int_0^T p(t) dt$ 。

于是评估时间 T 内故障状态 E_i 发生的概率为:

$$P_r(E_i) = \prod_{n \in \Lambda} p_n \prod_{m \notin \Lambda} (1 - p_m) \quad (3)$$

其中, p_n 和 p_m 分别为第 n 和 m 个馈线段的失效概率; Λ 为故障状态 E_i 对应的失效馈线段的集合。

同时,在研究故障 E_i 的严重程度 $\delta_{sev}(X_k/E_i)$ 时,考虑到用户负荷的不确定性,本文采用文献[14]中的概率负荷分析方法,将评估时间 T 内各个用户负荷看作相互独立的正态分布的随机变量,即:

$$x \sim N(\mu_x, \sigma_x^2) \quad (4)$$

其中, x 代表视在功率 S_i 、有功功率 P_i 或无功功率 Q_i ; μ_x 和 σ_x^2 分别为 x 的均值和方差。

预想故障的处理时间 Δt 主要由三部分构成:

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \Delta t_3 \quad (5)$$

其中, Δt_1 为故障区域查找时间; Δt_2 为故障区域隔离时间(也包括对受影响的健全区域恢复供电所进行的操作时间); Δt_3 为故障修复时间(也包括恢复故障前运行方式所进行的操作时间)。

当预想故障处理时间 Δt 大于评估时间 T 时则不便于处理,因此,短期风险评估中评估时间 T 不宜太小,至少应大于 Δt 。

2 面向用户的配电网停电风险指标

根据式(1)的定义,针对某一用户,考虑其停电概率、停电时间、电量损失严重程度,定义用户停电风险指标概念。

对于用户 j , 在发生预想故障状态 E_i 的情况下,定义 $C_{j,i}$ 为该用户在 E_i 下的停电标志,若该用户受事故影响而停电,则 $C_{j,i} = 1$,反之则 $C_{j,i} = 0$; ΔT_i 为该用户在 E_i 下的停电时间; L_j 为根据式(4)描述的正态分布模型预测得到的该用户在评估期内的负荷期望值。根据上述定义可计算该用户的期望风险指标值:

$$r_{C,j} = \sum_{i=1}^M P_r(E_i) C_{j,i} \quad (6)$$

$$r_{T,j} = \sum_{i=1}^M P_r(E_i) C_{j,i} \Delta T_i \quad (7)$$

$$r_{L,j} = \sum_{i=1}^M P_r(E_i) C_{j,i} \Delta T_i L_j \quad (8)$$

其中, $r_{C,j}$ 为该用户的期望停电概率风险值; $r_{T,j}$ 为该用户的期望停电时间风险值; $r_{L,j}$ 为该用户的期望电量损失风险值。

在配电网中,受故障影响的用户可能有 2 种情况,即故障区域内的用户和受影响的健全区域用户。对于故障区域内无法转供的用户,其停电时间等于 Δt 。在满足 $N-1$ 准则时,受影响的健全区域用户能够全部转供,因此该部分用户停电时间等于 $\Delta t_1 + \Delta t_2$; 而不满足 $N-1$ 准则时,则需要甩去部分正常用户负荷,则该部分用户停电时间为 Δt 。

对于一个配电系统而言,通过将其中所有用户期望停电时间风险值、用户期望电量损失风险值分别累加,可得到系统整体的期望停电时间风险值与期望电量损失风险值。

定义下列指标以反映预想故障对系统停电程度的影响:

$$R_C = \sum_{i=1}^M P_r(E_i) \Delta h_i \quad (9)$$

$$R_T = \sum_{i=1}^H r_{T,i} \quad (10)$$

$$R_L = \sum_{i=1}^H r_{L,i} \quad (11)$$

其中, H 为评估用户总数; Δh_i 为第 i 个预想故障下受影响停电用户的总数; R_C 为系统期望停电用户数风险值; R_T 为系统用户总停电时间风险值; $r_{T,i}$ 为第 i 个用户期望停电时间风险值; R_L 为系统电量损失风险值; $r_{L,i}$ 为第 i 个用户期望电量损失风险值。

3 配电网过负荷风险指标

在配电网运行过程中,由于负荷的不确定性,系统发生故障也可能是设备过负荷而引起。因此,对于该类现象则通过定义设备过负荷风险指标进行评估。

定义 P_A 为某电气设备运行过程中过负荷风险发生的概率:

$$P_A = \int_{\gamma S_{\max}}^{\infty} p_a(S) dS \quad (12)$$

其中, $p_a(S)$ 为流过电气设备负荷的概率分布; γ 为安全系数(一般可取 0.8~0.9); S_{\max} 为该台电气设备安全极限值。

设备的过负荷风险等级取决于设备的额定容量、工作环境(包括温度、湿度、散热条件等)、老化程度,以及其他在状态评价中获得的信息,实际应用中应根据上述因素为每台设备设置合适的过负荷风险等级划分方案和阈值。式(13)给出一种根据文献[15]中所述原则的风险等级划分方法。

$$P_A \in \begin{cases} [0.95, 1.0) & \text{很不安全} \\ [0.6, 0.95) & \text{不安全} \\ [0.3, 0.6) & \text{有风险} \\ [0.1, 0.3) & \text{安全} \\ [0, 0.1) & \text{很安全} \end{cases} \quad (13)$$

在本文中定义:只有当配电网所有的电气设备都在安全范围时,才认为该配电网是安全的。因此,定义配电网中最不安全设备的过负荷风险来反映该配电网运行过负荷风险。该指标能够反映出不同运行方式下系统的过负荷程度,为运行方式改变提供依据。

过负荷风险和停电风险既是相互独立的 2 类指标,又有一定的关系。一方面,两者反映的是配电网运行风险的 2 个不同的方面,停电风险指标是故障发生后的风险,过负荷风险指标是反映配电网运行过程中发生过负荷的可能性;另一方面,对于设置了过负荷保护的开关设备,在其发生过负荷的情况下往往会引起开关跳闸,从而产生类似故障发生时的现象,造成的后果会影响部分用户和配电网的停电风险指标,因此两者又是有联系的。

4 综合风险等级的建立

文献[16]通过最低合理可行 ALARP(As Low As Reasonably Practically)原则,对系统单一失负荷风险进行了等级划分。本文通过对面向用户的配电网风险指标建立安全阈值判据,提出了综合风险等级评价方法。

4.1 用户综合风险等级的建立

根据用户的期望停电概率风险值 r_c 、期望停电时间风险值 r_T 、期望电量损失风险值 r_L ,定义与其对应的该类指标安全阈值分别为 $\omega_c, \omega_T, \omega_L$ 。用户风险指标安全阈值表示用户能够承受某一类风险影响的安全上限,其值通过对历史数据的参考,可综合用户自身的实际情况和需求来调整。结合以上 3 个指标值与配电网运行状态,给出适当的颜色来提示当前用户的安全等级。

本文将用户风险等级共划分为 4 个等级,其划分的判据是:①用户 3 类风险指标均在安全范围内,则用户风险等级为绿色,表明用户处于安全运行状态;②有 1 类风险指标超出安全阈值,其余 2 类指标仍在安全范围内,则用户风险等级为黄色,表明用户处于警戒状态;③有 2 类风险指标超出安全阈值,其余 1 类指标仍在安全范围内,则用户风险等级为橙色,表明用户处于紧急状态;④若 3 类风险指标均超出安全阈值,则用户风险等级为红色,表明用户处于危险状态。安全等级的定义如表 1 所示。

通过上述用户综合风险等级定义能够使评估人

表 1 安全等级定义

r_c	r_T	r_L	安全等级
$< \omega_c$	$< \omega_T$	$< \omega_L$	绿色
$\geq \omega_c$	$< \omega_T$	$< \omega_L$	黄色
$< \omega_c$	$\geq \omega_T$	$< \omega_L$	
$< \omega_c$	$< \omega_T$	$\geq \omega_L$	橙色
$\geq \omega_c$	$\geq \omega_T$	$< \omega_L$	
$\geq \omega_c$	$< \omega_T$	$\geq \omega_L$	红色
$< \omega_c$	$\geq \omega_T$	$\geq \omega_L$	
$\geq \omega_c$	$\geq \omega_T$	$\geq \omega_L$	

员更加直观了解用户情况。

重要用户与普通用户在风险指标相等的情况下,可能重要用户所带来的损失远大于普通用户。越是重要的用户其供电可靠性要求越高,因此要求该类用户的风险安全阈值越低。根据国标 GB50052—95《供配电系统设计规范》中对负荷等级的定义,将用户按其负荷性质分为一级用户、二级用户、三级用户,其安全阈值的设置可有所差异。一般应有 $0 < \omega_{1,c} < \omega_{2,c} < \omega_{3,c}, 0 < \omega_{1,T} < \omega_{2,T} < \omega_{3,T}, 0 < \omega_{1,L} < \omega_{2,L} < \omega_{3,L}$,其中 ω 下标 1、2、3 表示用户级别,分别对应于一、二、三级。

4.2 系统综合风险等级的建立

根据系统期望停电用户数风险值 R_c 、系统用户总停电时间风险值 R_T 、系统电量损失风险值 R_L ,同样定义系统与其对应的该类指标安全阈值 ψ_c, ψ_T, ψ_L ,其风险等级建立方法与用户风险指标等级建立方法相同,不再赘述。

5 风险预防控制与紧迫性

根据所建立的用户和系统运行风险指标评估方法以及风险等级划分原则,在满足配电网经济与安全稳定约束的条件下,以有针对性地降低特定用户风险等级为目标,综合考虑其余用户以及系统的风险等级控制和安全阈值要求进行网络重构,选择合理的配电网运行方式,实现运行风险预防性控制的目的。

考虑到预防控制措施需要一定的执行时间,将该执行时间与风险来临时间进行比较,用来评估风险的紧迫性。

用 t_y 表示执行预防控制方案所需时间,用 t_c 表示从预防控制方案实施开始到预测风险来临时间,根据 t_y 与 t_c 之间的关系可构建如表 2 所示风险紧迫

表 2 风险紧迫性等级评估表

t_y/t_c	紧迫性等级
$[1, +\infty)$	无法预防
$[0.5, 1)$	非常紧迫
$[0.1, 0.5)$	紧迫
$[0, 0.1)$	不紧迫

性等级评估表。

风险紧迫性等级能够从时间域度上衡量系统预测情况下运行风险的紧迫问题,为运行人员采取预防控制措施及其实施时刻提供依据。

6 算例

本文采用 IEEE 3 馈线配电网,并做如下修改:图 1 中每个馈线段有 1 个负荷点,在本算例中假设每个负荷点只有 1 个用户,其中 1 和 10 为一级用户,5 和 7 为二级用户,其余均为三级用户。假设线路额定电流均为 500 A,电压等级为 10 kV,则线路额定负荷为 $\sqrt{3} \times 10 \times 500 \approx 8660(\text{kV} \cdot \text{A})$ 。

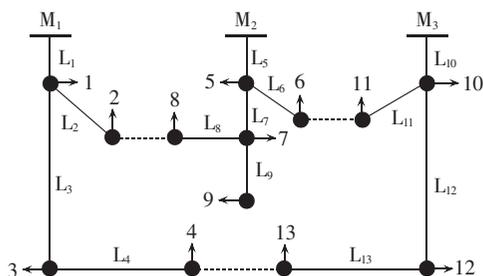


图 1 IEEE 3 馈线配电系统图

Fig.1 IEEE 3-feeder distribution network

本例中认为已经建设了配电自动化系统,因此近似取 $\Delta t_1 + \Delta t_2 = 0.2 \text{ h}$ 。评估时间段 T 为 4 h。母线及馈线段的平均故障概率与故障修复时间见表 3。表 4 为用户及系统风险阈值。表 5、6 分别为系统用户的不同预测负荷,表中 μ_p 为用户预测的有功功率期望值, σ_p 为用户预测的有功功率标准差, μ_q 为用户预测的无功功率期望值, σ_q 为用户预测无功功率的标准差。

表 7 对应预测情况 1 下的系统风险情况。在该运行方式下的配电网运行过负荷风险指标 $P_A = 0$, 表

表 3 平均故障概率与修复时间

Table 3 Average fault probability and repair time

对象	平均故障概率	修复时间/h
母线 M ₁	0.00099	3.0
馈线段 L ₁	0.00119	1.0
馈线段 L ₂	0.00320	1.0
馈线段 L ₃	0.00220	1.0
馈线段 L ₄	0.00375	1.0
母线 M ₂	0.00099	3.0
馈线段 L ₅	0.00148	1.5
馈线段 L ₆	0.00539	1.5
馈线段 L ₇	0.00347	1.5
馈线段 L ₈	0.00421	1.5
馈线段 L ₉	0.00329	1.5
母线 M ₃	0.00080	2.5
馈线段 L ₁₀	0.00272	1.0
馈线段 L ₁₁	0.00421	2.0
馈线段 L ₁₂	0.00499	2.0
馈线段 L ₁₃	0.00458	2.0

表 4 用户及系统风险阈值

Table 4 Risk thresholds of users and system

对象	ω_c	ω_r/s	$\omega_L/(kW \cdot h)$
一级用户	0.0150	10	7
二级用户	0.0185	20	10
三级用户	0.0200	30	14

对象	$\Psi_c/\text{户}$	Ψ_r/s	$\Psi_L/(kW \cdot h)$
系统	0.22	300	145

表 5 用户负荷预测情况 1

Table 5 Predicted user loads of case 1

用户	μ_p/kW	$\mu_q/kvar$	σ_p/kW	$\sigma_q/kvar$
1	1697	346	189	20
2	966	383	60	15
3	797	339	50	21
4	740	457	46	24
5	1358	277	96	16
6	499	146	21	18
7	1434	612	54	62
8	774	375	33	13
9	789	359	47	12
10	1974	649	88	52
11	1164	338	102	31
12	877	373	77	22
13	740	243	49	27

表 6 用户负荷预测情况 2

Table 6 Predicted user loads of case 2

用户	μ_p/kW	$\mu_q/kvar$	σ_p/kW	$\sigma_q/kvar$
1	2036	416	283	54
2	1530	604	256	71
3	1354	577	233	65
4	1178	730	176	79
5	1697	346	154	29
6	1296	378	110	31
7	1434	612	176	64
8	1091	528	80	37
9	945	432	54	46
10	2304	756	312	84
11	1613	470	247	35
12	1398	597	177	49
13	1275	419	212	59

明该运行方式下配电网没有过负荷的可能性。配电网系统风险等级为绿色等级,说明系统整体期望的风险损失不大,有承受一定风险的能力。但一级用户 10 风险等级为橙色,造成一级用户 10 风险等级过高的原因为:运行馈线段上的故障概率较高。由此可以验证在系统风险普遍较低时,重要用户仍可能由于其所在线路风险因素的影响而导致风险程度过高。

表 8 对应预测情况 2 下的系统风险情况。该运行方式下配电网运行过负荷风险指标 $P_A = 2.3 \times 10^{-4}$, 表明该运行方式下配电网过负荷的可能性很低。表 8 中的用户及系统风险等级均大幅升高,一级用户 10 风险等级升为红色,三级用户 9 风险等级由绿色上升至红色,用户 4、13 风险等级由绿色上升至橙色,系统风险等级由绿色上升为黄色,其原因就是相对

表 7 负荷预测情况 1 的风险计算结果

Table 7 Calculated risks of case 1

对象	r_c	r_T/s	$r_L/(kW \cdot h)$	风险等级
用户 1	0.01084	7.803	3.679	绿色
用户 2	0.01084	7.803	2.094	绿色
用户 3	0.01084	7.803	1.727	绿色
用户 4	0.01084	7.803	1.596	绿色
用户 5	0.01803	12.98	4.896	绿色
用户 6	0.01803	12.98	1.800	绿色
用户 7	0.01803	12.98	5.172	绿色
用户 8	0.01803	12.98	2.811	绿色
用户 9	0.01803	29.98	6.564	绿色
用户 10	0.01630	11.74	6.438	橙色
用户 11	0.01630	11.74	3.795	绿色
用户 12	0.01630	11.74	2.858	绿色
用户 13	0.01630	11.74	2.414	绿色
对象	$R_c/户$	R_T/s	$R_L/(kW \cdot h)$	风险等级
系统	0.1987	160.1	45.84	绿色

表 8 负荷预测情况 2 的风险计算结果

Table 8 Calculated risks of case 2

对象	r_c	r_T/s	$r_L/(kW \cdot h)$	风险等级
用户 1	0.01084	7.803	4.415	绿色
用户 2	0.01084	7.803	3.317	绿色
用户 3	0.01084	22.10	8.315	绿色
用户 4	0.01656	46.01	15.05	橙色
用户 5	0.01803	12.98	6.121	绿色
用户 6	0.02011	28.78	10.63	黄色
用户 7	0.01803	12.98	5.747	绿色
用户 8	0.01803	12.98	3.952	绿色
用户 9	0.02348	82.27	21.26	红色
用户 10	0.01630	11.74	7.510	红色
用户 11	0.01630	11.74	5.149	绿色
用户 12	0.01630	27.97	10.53	绿色
用户 13	0.01866	47.51	17.37	橙色
对象	$R_c/户$	R_T/s	$R_L/(kW \cdot h)$	风险等级
系统	0.2143	332.7	119.7	黄色

于表 7 情况下的负荷水平而言,表 8 的负荷情况不满足 $N-1$ 准则,导致假设故障情况下,必须采取相应的甩负荷措施。

对表 8 情况下的配电网通过改变系统运行方式观测其用户及系统风险等级的影响(为了便于比较,新线路的故障概率、修复时间与原线路一样)。

表 9 给出了不同开关操作进行配电网重构的过程及结果。方式 ① 为断开 L_{13} , 闭合联络开关 4-13; 方式 ② 为断开 L_2, L_{13} , 闭合联络开关 2-8、4-13; 方式 ③ 为断开 L_6, L_{13} , 闭合联络开关 6-11、4-13; 方式 ④ 为断开 L_2, L_6, L_{13} , 闭合联络开关 2-8、6-11、4-13。由表可见,方式 ①、② 虽然有效地使得一级用户 10 的风险等级降低至绿色,但系统总体风险等级上升至橙色,这是由于在进行风险转移时,虽然母线 M_3 下端馈线段转移导致部分用户风险降低,但母线 M_1, M_2 下端用户风险都有不同程度的上升,系统整体风险的上升程度大于降低程度,因此,系统风险整

表 9 用户风险等级变化情况

Table 9 Change of user risk level

对象	风险等级			
	方式①	方式②	方式③	方式④
用户 1	黄色	绿色	黄色	绿色
用户 2	绿色	黄色	绿色	绿色
用户 3	绿色	绿色	绿色	绿色
用户 4	红色	橙色	红色	橙色
用户 5	绿色	黄色	绿色	绿色
用户 6	黄色	橙色	绿色	绿色
用户 7	绿色	黄色	绿色	绿色
用户 8	绿色	黄色	绿色	绿色
用户 9	红色	红色	橙色	红色
用户 10	绿色	绿色	红色	红色
用户 11	绿色	绿色	绿色	绿色
用户 12	绿色	绿色	绿色	绿色
用户 13	红色	橙色	红色	橙色
系统	橙色	橙色	黄色	黄色
P_A	0.07	0.34	0.07	8.5×10^{-5}

体处于上升趋势。方式 ③、④ 下的系统风险等级没有发生变化,但部分用户的风险情况发生改变。

对比表 8 及表 9 风险等级选择最优的预防风险运行方式可知:

a. 如果以重要用户风险等级最低为首要因素,则选择方式 ②,若根据式 (13) 定义的过负荷安全等级则能够发现,方式 ② 中 $P_A=0.34$,使配电网运行处于过负荷风险中,所以选择方式 ① 为最优解;

b. 如果以系统风险等级最低为首要因素,则原运行方式与方式 ③、④ 均为黄色等级,其中方式 ④ 的绿色等级用户数最多,所以方式 ④ 为最优解。

假设本例中 t_y 已经确定为 1 h,根据风险紧迫性概念,建立配电网风险紧迫性曲线如图 2 所示。当 $t_c \geq 1$ h 时表明风险紧迫性等级为无法预防;当 $1 h < t_c \leq 2$ h 时表明风险紧迫性等级为非常紧迫;当 $2 h < t_c \leq 10$ h 时表明风险紧迫性等级为紧迫;当 $t_c > 10$ h 时表明风险紧迫性等级为不紧迫。根据 t_c 值的确定就能够直观地反映出本次风险来临的紧迫性,为预防控制实施时刻提供依据。

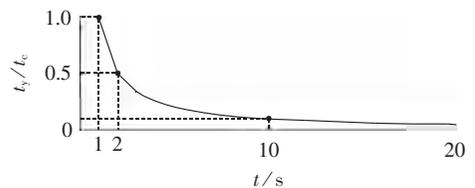


图 2 t_y 确定情况下的风险紧迫性曲线

Fig.2 Risk urgency curve with fixed t_y

通过该算例证明本文方法能够发现运行配电网中的薄弱环节,并采取相应的预防控制策略降低风险等级,对配电网的可靠安全运行得到有益的补充。

7 结论

a. 面向用户的风险指标体系,考虑了用户在故

障下的停电概率、停电时间、电量损失以及系统整体的停电用户数、停电时间与电量损失,综合分析用户及系统在运行过程中的风险情况,发现系统薄弱环节,为配电网用户的可靠供电与安全运行提供了依据。

b. 算例验证了运行方式的改变能够影响用户及系统在运行过程中所受风险,适时采取恰当的运行方式调整措施,可以针对性地降低短期风险,是一种有效的预防控制手段。

c. 风险紧迫性概念的提出,为风险预防控制策略提供了有益的参考。结合风险紧迫性等级,能够从实际出发选择最有效的预防手段及其实施时刻。

参考文献:

- [1] 刘健,司玉芳. 考虑负荷变化的配电网架安全评估及其应用[J]. 电力系统自动化,2011,35(23):71-75.
LIU Jian,SI Yufang. Safety evaluation and its applications in distribution networks considering load variation[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(23):71-75.
- [2] 刘健,徐精求,程红丽. 配电网抗灾变性分析及其在配电网规划安全运行中的应用[J]. 中国电力,2005,38(5):34-38.
LIU Jian,XU Jingqiu,CHENG Hongli. Analysis of anti-accident ability of distribution networks and its applications in planning, safe operation & restoration[J]. Electric Power,2005,38(5):34-38.
- [3] 程红丽,刘健,徐精求. 配电网抗灾变性分析与评价[J]. 继电器,2005,33(22):6-30.
CHENG Hongli,LIU Jian,XU Jingqiu. Evaluation of anti-accident ability of distribution networks[J]. Relay,2005,33(2):26-30.
- [4] CIGER Task Force 38.03.12. Power system security assessment: a position paper[J]. Electra,1997(175):49-77.
- [5] 吴文传,宁辽逸,张伯明,等. 电力系统在线运行风险评估与决策[J]. 电力科学与技术学报,2009,24(2):28-34.
WU Wenchuan,NING Liaoyi,ZHANG Boming,et al. Online operational risk assessment and decision making for power systems[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2009,24(2):28-34.
- [6] 史慧杰,葛斐,丁明,等. 输电网络运行风险的在线评估[J]. 电网技术,2005,29(6):43-48.
SHI Huijie,GE Fei,DING Ming,et al. Research on on-line assessment of transmission network operation risk[J]. Power System Technology,2005,29(6):43-48.
- [7] 魏远航,刘思革,苏剑. 基于枚举抽样法的城市电网风险评估[J]. 电网技术,2008,32(18):62-66.
WEI Yuanhang,LIU Sige,SU Jian. Risk assessment of urban power network based on enumerative sampling method[J]. Power System Technology,2008,32(18):62-66.
- [8] 王增平,戴志辉. 含风力发电的配电网电流保护运行风险评估[J]. 电力自动化设备,2013,33(6):7-12.
WANG Zengping,DAI Zhihui. Operation risk assessment for current protection of distribution network with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(6):7-12.
- [9] 栗然,王飞飞,李增辉. 基于风险评估的配电网检修决策优化[J]. 电力自动化设备,2013,33(11):1-8.
LI Ran,WANG Feifei,LI Zenghui. Maintenance decision making optimization based on risk assessment for distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(11):1-8.
- [10] 周韩,刘东,吴子美,等. 电力系统安全预警评估指标及其应用[J]. 电力系统自动化,2007,31(20):45-48.
ZHOU Han,LIU Dong,WU Zimei,et al. Power system security alarm assessment index and its application[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(20):45-48.
- [11] 吴子美,刘东,周韩. 基于风险的电力系统安全预警的预防性控制决策分析[J]. 电力自动化设备,2009,29(9):105-109.
WU Zimei,LIU Dong,ZHOU Han. Preventive control decision making based on risk analysis for power system security warning[J]. Electric Power Automation Equipment,2009,29(9):105-109.
- [12] 李锐,陈颖,梅生伟,等. 基于停电风险评估的城市配电网应急预警方法[J]. 电力系统自动化,2010,34(16):19-23.
LI Rui,CHEN Ying,MEI Shengwei,et al. An early warning method for emergency response based on power failure risk analysis of distribution systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2010,34(16):19-23.
- [13] 宁辽逸,吴文传,张伯明. 电力系统运行风险评估中元件时变停运模型分析[J]. 电力系统自动化,2009,33(16):7-11.
NING Liaoyi,WU Wenchuan,ZHANG Boming. Analysis of a time-varying power component outage model for operation risk assessment[J]. Automation of Electric Power Systems,2009,33(16):7-11.
- [14] 刘健,徐精求,董海鹏. 配电网概率负荷分析及其应用[J]. 电网技术,2004,28(6):67-70.
LIU Jian,XU Jingqiu,DONG Haipeng. Probabilistic load flow analysis of distribution network and its application[J]. Power System Technology,2004,28(6):67-70.
- [15] 徐精求. 配电网抗灾性分析及大面积断电快速恢复[D]. 西安:西安科技大学,2008.
XU Jingqiu. Anti-fault performance evaluation and fast restoration of large area breakdown of electric distribution grids[D]. Xi'an:Xi'an University of Science and Technology,2008.
- [16] 张毅明,张忠会,姚峰,等. 基于风险理论的电力系统元件风险评估[J]. 电力系统保护与控制,2013,41(23):73-78.
ZHANG Yiming,ZHANG Zhonghui,YAO Feng,et al. Risk assessment of power components based on the risk theory[J]. Power System Protection and Control,2013,41(23):73-78.

作者简介:



刘健

刘健(1967—),男,陕西西安人,总工程师,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为配电网及其自动化技术(**E-mail**: powersys@263.net);

韩磊(1989—),男,陕西宝鸡人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统自动化;

张志华(1987—),男,安徽池州人,工程师,硕士,主要研究方向为配电网及其自动化技术(**E-mail**:2232189255@qq.com)。

(下转第 109 页 continued on page 109)

Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, Canada: [s.n.], 2009:1-5.

- [21] AMIR H E, MAHMUD F F. New considerations in modern protection system quantitative reliability assessment[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2010, 25(4):2213-2222.

作者简介:

陈 晨(1988—),男,安徽蚌埠人,硕士研究生,研究方向



陈 晨

为电力系统分析(E-mail: hotel0079@gmail.com);

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,研究方向为电力系统分析及电力市场。

Power system reliability analysis considering substation interior

CHEN Chen, LIU Junyong, LIU Youbo, JIANG Changjiang, GOU Jing, LIU Ruofan

(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: Traditional reliability analysis method takes substation as an equivalent node, ignoring the impact of substation interior on system. An improved reliability analysis method is proposed, which divides the power grid into three layers, i.e. equipment, substation and system, applies Monte Carlo method to sample each layer, adopts the Markov state space equations and the hidden failure model to calculate and sample the state probabilities of substation equipment and protection functional groups, takes the minimum cut set algorithm based on the adjacency matrix to calculate the expected accident set of substation, compares the accident set with the results of substation sampling to form the substation outage line set, and integrates the line set into the results of grid sampling to calculate the system reliability index. Simulative verification is carried out with the modified RTS test system for a terminal substation, and results show that, the proposed method quantitatively analyzes the impact of substation interior structure and equipment outage on system reliability under relay protection failure.

Key words: electric power systems; reliability; electric substations; relay protection; protection failure; multi-layer sampling; Monte Carlo methods; Markov model

(上接第 102 页 continued from page 102)

Customer-oriented distribution network operational risk assessment considering urgency

LIU Jian¹, HAN Lei², ZHANG Zhihua¹

(1. Shannxi Electric Power Research Institute, Xi'an 710054, China;

2. School of Electrical and Control Engineering, Xi'an University of Science & Technology, Xi'an 710054, China)

Abstract: A customer-oriented method for assessing the operational risk of distribution network and its urgency is proposed, which takes customers as the assessment objects and analyzes the loss of customer by simulating the load transfer in operating distribution network with anticipated fault. Different risk indexes considering load uncertainty are defined, such as customer expected outage probability, customer expected outage duration and customer expected electricity loss, which are combined with the risk index of system expected outage customer number to indicate the influence of anticipated fault on whole system. A risk index of overload is defined to reflect the influence of overload. Based on the comparison between the preventive control execution time and the risk coming time, the urgency level of risk indicates the opportunity to effectively execute the preventive control. The proposed method is illustrated with IEEE 3-feeder distribution network as an example, verifying it feasible and effective.

Key words: electric power distribution; distribution automation; risk assessment; urgency; customer-oriented; risk index; uncertainty analysis; preventive control