

基于输电线路实时评估模型的电力系统 静态安全在线风险评估

朱益华^{1,2}, 罗毅¹, 段涛¹, 施琳¹, 陈建军¹, 谢睿¹, 李晓露³, 熊卫斌², 李矛²

(1. 华中科技大学 强电磁工程与新技术国家重点实验室, 湖北 武汉 430074;

2. 中国南方电网公司, 广东 广州 510623; 3. 阿尔斯通公司, 上海 201114)

摘要: 提出了一种电力系统静态安全在线风险评估方法。该方法建立了计及气象因素的输电线路实时评估模型, 并利用该模型求解输电线路的实时故障概率, 在此基础上利用随机潮流计算所建立的风险指标。为了减小求解规模, 提出了一种实时故障筛选与排序方法。按照是否考虑输电线路随机故障分为 2 种情况进行对比分析, New England 10 机 39 节点系统的计算表明, 所提方法能够真实评估系统当前所处的风险水平。

关键词: 电力系统; 输电; 模型; 随机潮流; 实时故障筛选与排序; 静态安全; 风险评估

中图分类号: TM 712

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.07.026

0 引言

实际电网中采用的确定性分析方法忽略了电力系统运行的复杂性和随机性, 无法量化系统的风险水平, 而只能对系统运行的安全状况做定性分析, 已无法满足目前电力系统安全水平定量研究的要求^[1]。

近年来, 关于电网静态安全分析方面的研究大部分集中在概率性分析方法上, 如文献[2-11]提出用随机潮流法计算待求变量的越限概率或期望值, 文献[12-13]提出区间潮流算法计算待求变量的区间范围, 但是概率性分析方法虽计及了系统故障的随机性和不确定性, 却未考虑系统故障所造成后果的严重程度, 故仍无法实现系统安全水平的综合评估。文献[14-15]从系统组成的角度出发, 建立了元件的风险模型, 对系统元件进行风险评估, 但是无法给出当前系统所处的全局风险水平。

本文从系统全局的角度提出了一种静态安全在线风险评估方法。输电线路实时故障概率的计算是进行在线风险评估的重要组成部分, 因此本文首先建立了计及气象因素的输电线路故障概率的实时评估模型。从框架的观点提出了基于随机潮流算法的电力系统静态安全在线风险评估方法, 并建立了适用于静态安全在线风险评估的风险指标。为了达到在线风险评估的实时性要求, 本文根据提出的筛选与排序指标对电力系统的预想故障集进行了实时故障筛选与排序; 在此基础上, 利用本文所提方法计算系统的综合风险指标, 真实全面地反映系统在当前运行状态下所处的风险水平。对 New England 10 机 39

节点系统的计算表明本文算法是有效的。

1 计及气象因素的输电线路故障概率实时评估模型

本文将输电线路实时评估模型分为基于在线监测数据的模型和基于气象因素的模型 2 个部分, 分别计算基于上述 2 个模型的输电线路实时故障概率, 最后根据综合评判条件计算得到计及气象因素的输电线路的实时故障概率。

1.1 基于在线监测数据的实时故障概率评估模型

在不考虑气象因素条件下, 为能真实反映输电线路的实时运行状态, 本文将输电线路分为绝缘子、导线、避雷器、杆塔、地线 5 个部分, 分别选取各个部分的在线监测量, 建立了计算输电线路实时故障概率的层次评估模型, 如图 1 所示。

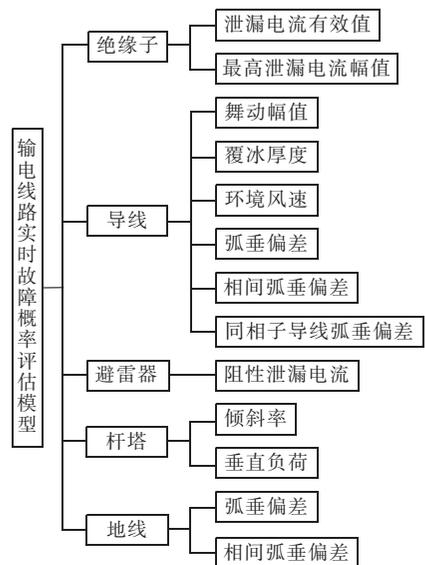


图 1 输电线路实时故障概率的层次评估模型
Fig.1 Hierarchical assessment model of real-time fault probability of transmission line

收稿日期: 2013-06-24; 修回日期: 2014-03-07
基金项目: 南方电网公司 2011 年重点科技项目(K-ZB2011-012)
Project supported by the 2011 Key Project of Science & Technology of China Southern Power Grid(K-ZB2011-012)

1.1.1 在线监测的量化模型

已有研究表明,在线监测量有取值越小越好的特点,因此适合采用降半梯形量化模型,原理如下。

对于各个在线监测量,采用降半梯形的评分法,分值为 0~100 分,如图 2 所示。0 分表示接近或超过规程规定的注意值,100 分则表示设备完全处于正常状态^[16]。

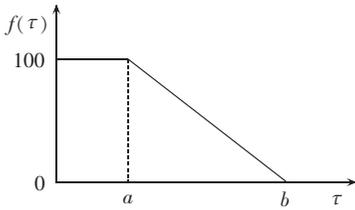


图 2 降半梯形量化模型

Fig.2 Lower semi-trapezoid quantization model

降半梯形量化模型:

$$f(\tau) = \begin{cases} 100 & 0 < \tau \leq a \\ 100 - \frac{\tau - a}{b - a} \times 100 & a < \tau \leq b \\ 0 & \tau > b \end{cases} \quad (1)$$

其中, a 和 b 为量化模型的阈值; τ 为参数的实际测量值。

1.1.2 基于未确知有理数理论的权重计算

设有 m 位专家对输电线路的 n 个指标进行重要性评估,分别得出 m 位专家对 n 个指标的评估值。对于指标 j ,分别用每位专家得出的评估值与其权威性(归一化)相乘,然后将这些结果相加,可得指标 j 的重要性的未确知有理数如下:

$$A_j = [[x_1, x_k], \varphi_j(x)]$$

$$\varphi_j(x) = \begin{cases} \theta_i & x = x_i (i=1, 2, \dots, k) \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (2)$$

其中, $j=1, 2, \dots, n$; $[x_1, x_k]$ 为指标 j 的重要性取值区间; k 为未确知有理数的阶数; $\varphi_j(x)$ 为指标 j 的重要性可信度分布函数; θ_i 为指标 j 的重要性取值同为 x_i 的信度和。

最后计算未确知有理数的数学期望值 $E(\varphi_j(x))$, 就得到了指标 j 的权重值^[15]。

$$E(\varphi_j(x)) = \left[\left[\frac{1}{\theta} \sum_{i=1}^k \theta_i x_i, \frac{1}{\theta} \sum_{i=1}^k \theta_i x_i \right], \varphi_j'(x) \right]$$

$$\varphi_j'(x) = \begin{cases} \theta & x = \frac{1}{\theta} \sum_{i=1}^k \theta_i x_i, \theta = \sum_{i=1}^k \theta_i \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (3)$$

其中, $\bar{\theta}$ 为 $\theta_i (i=1, 2, \dots, k)$ 的平均值。

考虑到不同专家的评价结论不可能一致,对不同的评判专家,从职称、工龄和学历 3 个方面来分析其权威性,最终得出专家的权重值计算式:

$$r = \sum_{i=1}^3 r_i s / \sum_{i=1}^3 r_i \quad (4)$$

其中, r_i 为第 i 个方面的权重; s 为对应的权威性分值。

最后,对各个权重值进行归一化处理,得到归一化权重向量。同理,可以用同样的方法求得输电线路 5 个组成部分的归一化权重向量。

1.1.3 建立评判集

将输电线路的状态分为较差、注意、一般、良好 4 个等级,然后结合各个在线监测的量化分值,根据图 3 所示隶属度函数图建立评判集。

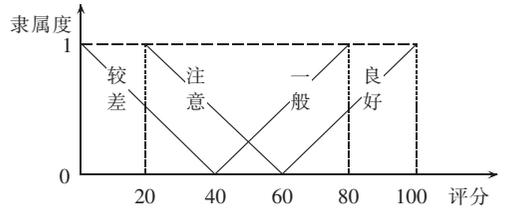


图 3 隶属度函数图

Fig.3 Membership function

1.1.4 一级模糊综合评判

根据评判集计算输电线路各个在线监测的状态隶属度值,得到的模糊评判矩阵^[18]如下:

$$R = \begin{bmatrix} R_1 \\ \vdots \\ R_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r_{1,1} & \cdots & r_{1,m} \\ \vdots & & \vdots \\ r_{n,1} & \cdots & r_{n,m} \end{bmatrix} \quad (5)$$

其中, n 为评估指标的数目; m 为输电线路状态等级的数目。

则一级模糊综合评判为:

$$B = \eta \circ R \quad (6)$$

其中, B 为一级模糊综合评判矩阵; η 为 n 个在线监测的归一化权重向量; \circ 为广义模糊算子。

1.1.5 二级模糊综合评判

二级模糊综合评判向量为:

$$C = A \circ B = \{a_1, a_2, \dots, a_5\} \circ \begin{Bmatrix} B_1 \\ B_2 \\ \vdots \\ B_5 \end{Bmatrix} = \{C_1, C_2, C_3, C_4\} \quad (7)$$

其中, C 为二级模糊综合评判向量; A 为输电线路 5 个组成部分的归一化权重向量。

根据评估结果,利用隶属度函数量化输电线路的健康状态概率值:

$$J = \begin{cases} 0.4 - 0.4C_1 & C_1 \text{ 为最大值} \\ 0.6 - 0.4C_2 & C_2 \text{ 为最大值} \\ 0.4 + 0.4C_3 & C_3 \text{ 为最大值} \\ 0.6 + 0.4C_4 & C_4 \text{ 为最大值} \end{cases} \quad (8)$$

根据输电线路的实时健康状态概率值与实时故障概率值存在着和为 1 的关系,间接地计算出输电线路基于在线监测数据的实时故障概率值:

$$\lambda_1 = 1 - J \quad (9)$$

1.2 基于气象因素的实时故障概率评估模型

输电线路的实时故障概率与输电线路途经区域的气象情况是密切相关的,本文采用如下方法计算只

考虑气象因素的输电线路的实时故障概率;首先根据某地区输电线路故障的历史统计数据 and 气象记录,得到将各类气象因素分等级下的故障概率统计表;然后根据当前气象状况,参照故障概率统计表,即可得到只考虑气象因素的输电线路实时故障概率。

本文在文献[19]的基础上,将不同气象因素分等级,得到输电线路故障概率 λ_2 , 如表 1 所示。

表 1 输电线路故障概率
Tab.1 Fault probability of transmission line

气象因素	等级	λ_2	程度	气象因素	等级	λ_2	程度
雷电	1 级	0.003 8	微弱	覆冰	1 级	0.003 2	微弱
	2 级	0.050 0	微弱		2 级	0.040 0	微弱
	黄色	0.520 0	极大		黄色	0.350 0	较大
	橙色	0.700 0	极大		橙色	0.440 0	较大
	红色	0.840 0	极大		红色	0.620 0	极大
风	1 级	0.001 4	微弱	台风	1 级	0.002 0	微弱
	2 级	0.003 1	微弱		2 级	0.003 5	微弱
	3 级	0.004 3	微弱		3 级	0.005 0	微弱
	4 级	0.008 0	微弱		4 级	0.010 0	微弱
	5 级	0.060 0	微弱		5 级	0.070 0	微弱
	6 级	0.080 0	微弱		6 级	0.090 0	微弱
	蓝色	0.120 0	较大		蓝色	0.130 0	较大
	黄色	0.240 0	较大		黄色	0.350 0	较大
	橙色	0.440 0	较大		橙色	0.530 0	极大
	红色	0.640 0	极大		红色	0.680 0	极大
冰雹	1 级	0.002 8	微弱	雪	1 级	0.003 0	微弱
	2 级	0.003 3	微弱		2 级	0.008 0	微弱
	3 级	0.035 0	微弱		3 级	0.045 0	微弱
	橙色	0.120 0	较大		橙色	0.350 0	较大
	红色	0.340 0	较大		红色	0.650 0	极大
降雨	小雨	0.001 0	微弱	降雨	黄色	0.080 0	微弱
	中雨	0.003 8	微弱		橙色	0.210 0	较大
	大雨	0.030 0	微弱		红色	0.420 0	较大
	暴雨	0.050 0	微弱				

注:微弱、较大、极大分别对应 1.3 节中原则 a、b、c。

1.3 综合故障概率评估模型

为更准确地计算输电线路的实时故障概率,需要将当前气象状况与输电线路的在线监测数据相结合。

根据上文得到的基于在线监测数据的实时故障概率 λ_1 和基于气象因素的实时故障概率 λ_2 , 可以按如下原则求出其综合实时故障概率 $P(E)$ 。

a. 当基于气象因素的输电线路实时故障概率值较小时 ($\lambda_2 \leq 0.1$), 气象情况在某些程度上可以反映在在线监测数据中(如风对输电线路舞动的影响), 此时, 只考虑在线监测数据反而更可靠, 即:

$$P(E) = \lambda_1 \quad (10)$$

b. 当基于气象因素的输电线路实时故障概率值较大时 ($0.1 < \lambda_2 \leq 0.5$), 需综合考虑在线监测数据与气象因素的影响, 并构建了如下计算模型:

$$P(E) = t\lambda_1 + (1-t)\lambda_2 \quad (11)$$

其中, 系数 t 依赖于专家经验和历史统计数据。

c. 当基于气象因素的输电线路实时故障概率值

极大时 ($\lambda_2 > 0.5$), 此时气象条件极端恶劣, 并且相对基于在线监测数据的输电线路实时故障概率, 此时气象因素已经成为主导因素。因此, 可以比较基于在线监测数据的故障概率值与基于气象因素的故障概率值, 取较大值作为综合的实时故障概率。

$$P(E) = \max\{\lambda_1, \lambda_2\} \quad (12)$$

对不同气象因素等级进行划分的阈值, 可根据专家经验和历史统计数据的完善作进一步的修正。

2 随机潮流计算

2.1 随机潮流模型

随机潮流考虑的随机因素包括负荷的波动与发电机的故障停运。在随机潮流模型中将交流潮流方程在基准运行点进行泰勒级数展开, 忽略 2 次及其以上的高次项^[3], 整理可得:

$$\begin{cases} X = X_0 + \Delta X = X_0 + S_0 \Delta W \\ Z = Z_0 + \Delta Z = Z_0 + T_0 \Delta W \end{cases} \quad (13)$$

其中, ΔW 为节点注入功率; X 为节点状态变量; Z 为线路潮流变量; 下标 0 表示基准运行点; S_0 和 T_0 为灵敏度矩阵, $S_0 = J_0^{-1}$, $T_0 = G_0 J_0^{-1}$, $G_0 = (\partial Z / \partial X)|_{X=X_0}$, J_0 为雅可比矩阵。

假设各节点注入功率相互独立, 则求它们的线性和实际上是做卷积运算, 即:

$$\Delta W = \Delta W_l * \Delta W_g \quad (14)$$

其中, ΔW_l 和 ΔW_g 分别为负荷注入功率和发电机注入功率; “*” 表示卷积运算。

根据半不变量的性质, 可将式(14)转换为半不变量的代数运算, 以减少计算量。注入功率的 k 阶半不变量为:

$$\Delta W^{(k)} = \Delta W_l^{(k)} + \Delta W_g^{(k)} \quad (15)$$

输出变量的各阶半不变量可由式(16)得到:

$$\begin{cases} \Delta X^{(k)} = S_0^{(k)} \Delta W^{(k)} \\ \Delta Z^{(k)} = T_0^{(k)} \Delta W^{(k)} \end{cases} \quad (16)$$

其中, $S_0^{(k)}$ 和 $T_0^{(k)}$ 分别为矩阵 S_0 和 T_0 中元素的 k 次幂所构成的矩阵。

2.2 输出变量概率分布求取

本文采用 Cornish-Fisher 级数求取输出变量的累积分布函数^[11]。假定输出变量 z 的分位数为 η , 则 $z(\eta)$ 可表示为:

$$z(\eta) = \zeta(\eta) + \frac{\zeta^2(\eta) - 1}{6} k_3 + \frac{\zeta^3(\eta) - 3\zeta(\eta)}{24} k_4 - \frac{2\zeta^3(\eta) - 5\zeta(\eta)}{36} k_3^2 + \frac{\zeta^4(\eta) - 6\zeta^2(\eta) + 3}{120} k_5 + \dots \quad (17)$$

其中, $\zeta(\eta) = \Phi^{-1}(\eta)$, $\Phi(\cdot)$ 表示标准正态分布函数; k_v 为 v 阶规格化半不变量。

根据式 $z(\eta) = F^{-1}(\eta)$, 可求得输出变量 z 的累积分布函数 $F(z)$ 。

3 电力系统静态安全在线风险评估

本文从框架的观点提出电力系统静态安全在线风险评估包含 2 种研究情况:

a. 对于一个给定的故障,在对应的系统运行状态下进行随机潮流计算,得到系统的故障风险指标;

b. 评估当前系统正常运行条件下的综合风险,将输电线路的随机故障作为一种不确定性因素加以考虑,因此需结合输电线路故障概率的实时模型才能得到系统的综合风险指标值。

本文从电力系统的全局角度出发,研究情况 **b**,并与情况 **a** 进行对比分析。

3.1 在线风险指标

3.1.1 可能性指标

可能性指标用于表征电力系统发生线路故障 E 条件下,节点电压幅值和线路有功功率越限的概率,其表达式为:

$$\delta_{LikE}(S) = \max \{P_r(S > S_{max}), P_r(S < S_{min})\} \quad (18)$$

其中, $P_r(\cdot)$ 表示概率; S 表示节点电压幅值或线路有功功率。

3.1.2 严重度指标

严重度指标用于表征电力系统发生线路故障 E 条件下,节点电压幅值和线路有功功率越限的严重状态,其表达式为:

$$\delta_{SevE}(S) = \max \left\{ \frac{|S| - |S_{max}|}{|S_{max}|}, \frac{|S| - |S_{min}|}{|S_{min}|} \right\} \quad (19)$$

3.1.3 故障风险指标

故障风险指标对应情况 **a**,用于表征电力系统发生线路故障 E 条件下,所有节点电压幅值和线路有功功率发生越限的风险之和。

$$\delta_{Risk}(E) = \sum_E \{ \delta_{LikE}(S) \delta_{SevE}(S) \} \quad (20)$$

3.1.4 系统综合风险指标

结合故障风险指标和输电线路的实时故障概率,可得整个系统的综合风险指标为:

$$\delta_{Risksys} = \max_{E \in A} \{ P(E) \delta_{Risk}(E) \} \quad (21)$$

其中, A 为实时故障集; E 为实时故障集 A 中的某一线路故障。综合风险指标对应情况 **b**。

3.2 实时故障筛选与排序

为了减小电力系统静态安全在线风险评估的求解规模,本文提出了实时故障筛选与排序方法,剔除影响较小、危害较低的故障,以满足在线风险评估的实时性要求。

定义线路的实时负荷率如式(22)所示:

$$\alpha = \frac{P}{P_{max}} \quad (22)$$

其中, α 为实时负荷率; P 为线路的实时潮流功率; P_{max} 为线路的热功率极限。这个指标对应情况 **a**。

针对情况 **b**,对预想故障集进行筛选与排序时,需综合考虑各预想故障可能出现的概率及相应后果的严重程度。本文将输电线路的实时故障概率与该线路的实时负荷率的乘积作为筛选与排序的指标,即:

$$\delta_{RI} = P(E) \alpha \quad (23)$$

实时故障筛选与排序流程图如图 4 所示。

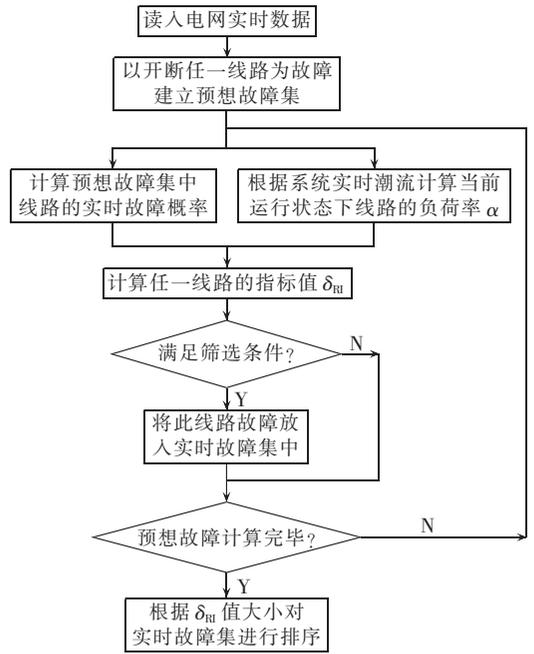


图 4 实时故障筛选与排序

Fig.4 Real-time fault screening and ranking

3.3 结合输电线路实时故障概率的在线风险评估方法

综合输电线路实时故障概率评估模型及故障筛选方法,结合输电线路实时故障概率的静态安全在线风险评估方法如图 5 所示。

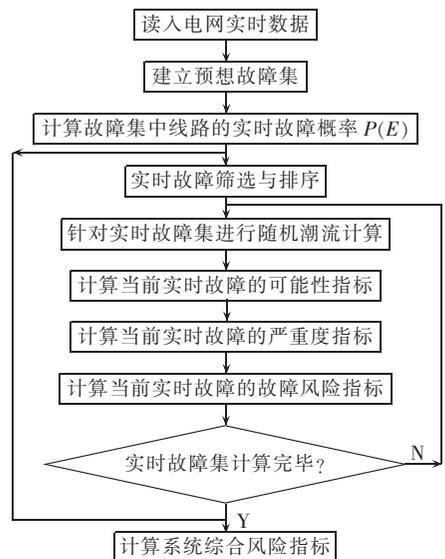


图 5 电力系统静态安全在线风险评估流程

Fig.5 Flowchart of online risk assessment of static security of power system

4 算例分析

本文以 New England 10 机 39 节点系统为例,建立该系统的 $N-1$ 预想故障集;假设各节点负荷服从正态分布,其中负荷的期望值取其峰值,标准差取期望值的 5%;考虑可能故障的发电机组 36 台。

设该系统中有 5 条线路处于恶劣的气象条件下;其他线路所处气象条件良好,对故障概率影响较小。根据 1.3 节的内容计算输电线路的实时故障概率,表 2 仅列出恶劣气象条件的情况。

表 2 恶劣气象条件下输电线路实时故障概率
Tab.2 Real-time fault probability of transmission lines under severe weather

线路	λ_1	气象条件	λ_2	$P(E)$
6-7	0.001894	雷电(黄色)	0.52	0.5200000
10-13	0.003867	风(蓝色)	0.12	0.0619335
10-32	0.004501	台风(黄色)	0.35	0.1772505
19-33	0.002420	降雨(橙色)	0.21	0.1062100
22-35	0.004025	风(黄色)	0.24	0.1220125

4.1 不考虑输电线路实时故障概率

根据式(22)计算线路的实时负荷率指标 α ,并以此指标进行筛选与排序,这里设定的筛选条件为 $\alpha > 0.5$,如表 3 所示。

表 3 线路实时负荷率排序
Tab.3 Ranking of real-time transmission line load ratio

线路	α	线路	α	线路	α
16-19	0.7280	29-38	0.6330	6-7	0.5740
13-14	0.7100	4-5	0.6220	25-37	0.5590
10-13	0.7000	5-6	0.6192	28-29	0.5270
10-32	0.6800	21-22	0.6080	23-24	0.5250
19-33	0.6580	6-31	0.6020	20-34	0.5060
22-35	0.6560	23-36	0.5800	2-3	0.5040

根据式(20)计算线路断开故障的故障风险指标,并选取 $\delta_{\text{risk}}(E) > 1$ 相对较大的部分列于表 4 中。

表 4 断线故障风险指标
Tab.4 Risk index of transmission line break

系统运行状态	故障风险值	系统运行状态	故障风险值
16-19 断开	2.755543	23-36 断开	1.593711
29-38 断开	2.425765	20-34 断开	1.540373
10-32 断开	1.839340	13-14 断开	1.526994
19-33 断开	1.838544	2-3 断开	1.126267
22-35 断开	1.825188	5-6 断开	1.055857
6-7 断开	1.608953	10-13 断开	1.044892
25-37 断开	1.601617	7-8 断开	1.030035

通过比较表 3 与表 4 的结果可以发现:故障风险值相对较大的线路断开故障都包含在根据线路实时负荷率 α 进行筛选与排序得到的结果中,除最后一个线路 7-8 断开故障没有筛选出来,其他的更为严重的线路故障都能够被筛选出来,达到了很高的精确性。因此,在下文结合输电线路实时故障概率的实时

故障筛选与排序以及相应的系统综合风险指标的计算能够保持一致性和准确性。

4.2 考虑输电线路实时故障概率

根据式(23)计算指标 δ_{ri} ,按照图 4 进行实时故障筛选与排序,这里设定的筛选条件为根据排序结果选取 δ_{ri} 指标最大的 10 条线路,如表 5 所示。

表 5 故障筛选指标计算
Tab.5 Calculation of fault screening index

线路	δ_{ri}	线路	δ_{ri}
6-7	0.29848000	16-19	0.00626000
10-32	0.12053034	13-14	0.00265000
22-35	0.08004020	21-22	0.00265000
19-33	0.06988618	16-21	0.00244000
10-13	0.04335345	25-37	0.00233000

计算预想故障集中所有线路断开故障对应的风险值,并选取最大的 10 条线路,如表 6 所示。

表 6 风险值计算结果
Tab.6 Results of risk calculation

线路	$P(E)\delta_{\text{risk}}(E)$	线路	$P(E)\delta_{\text{risk}}(E)$
6-7	0.836655560	16-19	0.023697670
10-32	0.326023935	29-38	0.010343462
22-35	0.222695751	13-14	0.008273253
19-33	0.195271758	25-37	0.007501974
10-13	0.064713819	23-36	0.007445818

通过对比 δ_{ri} 值和风险值,可以发现:风险值最大的 6 条线路与 δ_{ri} 值最大的 6 条线路完全吻合,进一步验证了本文所提方法的正确性与有效性。

最后根据式(21)可知,系统综合风险指标取最大的风险值,因此可以得到评估当前正常运行状态下系统的综合风险值为 0.836655560,是由系统中线路 6-7 发生断开故障及相应条件下的故障风险值综合决定的。

进行综合分析,故障风险值最大的是线路 16-19 断开故障,但是由于其实时故障概率较小,因此对系统造成的综合风险影响不大。而相对于线路 16-19 断开故障的故障风险值要小得多的线路 22-35 断开故障,因其处于黄色等级风的恶劣气象条件下,线路的实时故障概率大幅度提高,因此对系统造成的综合风险值比线路 16-19 断开故障的综合风险值要大得多。另外,线路 6-7 的故障风险值按由大到小排序只排在第 6 位,但是线路 6-7 所在区域有黄色等级的雷电,处于极端的实时气象条件下,线路的实时故障概率很大,计算得到的风险值最大,决定了系统的综合风险值。

5 结论

本文从电力系统静态安全在线风险评估的角度出发,综合考虑输电线路发生故障的不确定性以及气象因素对故障概率的影响,建立了一种计及气象

因素的输电线路实时评估模型。在此基础上,对予想故障集进行实时筛选与排序,综合输电线路的实时故障概率和相应故障条件下的故障风险指标,真实全面地反映系统在当前运行状态下所处的风险水平。根据电力系统中相关的运行安全风险量化评估技术规范,就可以做出相应的风险预控,重点监测系统当前的薄弱环节,保证电力系统处于较小的静态安全风险水平,对实际工程具有重要的参考意义。

参考文献:

- [1] 韩祯祥,曹一家. 电力系统的安全性及防治措施[J]. 电网技术, 2004,28(9):1-6.
HAN Zhenxiang,CAO Yijia. Power system security and its prevention[J]. Power System Technology,2004,28(9):1-6.
- [2] 林海源. 交流模型下电力系统概率潮流计算[J]. 电力自动化设备, 2006,26(6):53-56.
LIN Haiyuan. Probabilistic load flow computation under AC model[J]. Electric Power Automation Equipment,2006,26(6):53-56.
- [3] 周建华,袁越. 含风电场电力系统的 Cornish-Fisher 级数概率潮流计算[J]. 电力自动化设备,2011,31(12):68-71.
ZHOU Jianhua,YUAN Yue. Probabilistic load flow calculation based on Cornish-Fisher expansion for power system with wind farm[J]. Electric Power Automation Equipment,2011,31(12):68-71.
- [4] 吴晨曦,文福拴,陈勇,等. 含有风电与光伏发电以及电动汽车的电力系统概率潮流[J]. 电力自动化设备,2013,33(10):8-15.
WU Chenxi,WEN Fushuan,CHEN Yong,et al. Probabilistic load flow of power system with WFs,PVs and PEVs[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(10):8-15.
- [5] 郭效军,蔡德福. 不同级数展开的半不变量法概率潮流计算比较分析[J]. 电力自动化设备,2013,33(12):85-90.
GUO Xiaojun,CAI Defu. Comparison of probabilistic load flow calculation based on cumulant method among different series expansions[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(12):85-90.
- [6] HU Zechun,WANG Xifan. A probabilistic load flow method considering branch outages[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006,21(2):507-514.
- [7] MIAO Lu,ZHAO Yangdong,SAHA T K. A probabilistic load flow method considering transmission network contingency [C]//IEEE Power Engineering Society General Meeting,2007. Tampa,FL, USA:[s.n.],2007:1-6.
- [8] DONG Lei,CHENG Weidong,BAO Hai,et al. Probabilistic load flow analysis for power system containing wind farms[C]//Power and Energy Engineering Conference. Chengdu,China:[s.n.],2010:1-4.
- [9] LIU Yifang,ZHANG Buhuan,WANG Jianghong,et al. Static security analysis of smart grid adapting to new energy supply injection [C]//International Conference on Power System Technology. Hangzhou,China:[s.n.],2010:1-6.
- [10] 董雷,杨以涵,张传成,等. 综合考虑网络结构不确定性的概率潮流计算方法[J]. 电工技术学报,2012,27(1):210-216.
DONG Lei,YANG Yihan,ZHANG Chuancheng,et al. Probabilistic load flow considering network configuration uncertainties [J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2012,27(1):210-216.
- [11] 石东源,蔡德福,陈金富. 计及输入变量相关性的半不变量法概率潮流计算[J]. 中国电机工程学报,2012,32(28):104-112.
SHI Dongyuan,CAI Defu,CHEN Jinfu. Probabilistic load flow calculation based on cumulant method considering correlation between input variables[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(28):104-112.
- [12] 裴爱华,刘明波,张弛. 考虑符合不确定性的区间潮流计算方法[J]. 电力系统及其自动化学报,2004,16(6):24-27.
PEI Aihua,LIU Mingbo,ZHANG Chi. Interval algorithm for power flow calculation with uncertain load[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2004,16(6):24-27.
- [13] 王守相,武志峰,王成山. 计及不确定性的电力系统直流潮流的区间算法[J]. 电力系统自动化,2007,31(5):18-22.
WANG Shouxiang,WU Zhifeng,WANG Chengshan. Interval algorithm of DC power flow considering uncertainty in power systems[J]. Automation of Electric Power Systems,2007,31(5):18-22.
- [14] 陈为化. 基于风险的电力系统静态安全分析与预防控制[D]. 杭州:浙江大学,2007.
CHEN Weihua. Risk-based security analysis and preventive control in power system[D]. Hangzhou:Zhejiang University,2007.
- [15] 彭力. 基于风险的电网静态安全评估方法及其应用[D]. 广州:广东工业大学,2012.
PENG Li. Research and application of risk-based power-grid static security assessment[D]. Guangzhou:Guangdong University of Technology,2012.
- [16] 刘有为,李光范,高克利,等. 制定《电气设备状态维修导则》的原则框架[J]. 电网技术,2003,27(6):64-67.
LIU Youwei,LI Guangfan,GAO Keli,et al. Fundamental frame to draft "guide for condition maintenance of electrical power equipment"[J]. Power System Technology,2003,27(6):64-67.
- [17] 廖瑞金,黄飞龙,杨丽君,等. 变压器状态评估指标权重计算的未确知有理数法[J]. 高电压技术,2010,36(9):2219-2224.
LIAO Ruijin,HUANG Feilong,YANG Lijun,et al. Calculation method of power transformer condition assessment index weight using unascertained theory[J]. High Voltage Engineering,2010,36(9):2219-2224.
- [18] 廖瑞金,王谦,骆思佳,等. 基于模糊综合评判的电力变压器运行状态评估模型[J]. 电力系统自动化,2008,32(3):70-74.
LIAO Ruijin,WANG Qian,LUO Sijia,et al. Condition assessment model for power transformer in service based on fuzzy synthetic evaluation[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(3):70-74.
- [19] 熊小伏,王尉军,于洋,等. 多气象因素组合的输电线路风险分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2011,23(6):11-15.
XIONG Xiaofu,WANG Weijun,YU Yang,et al. Risk analysis method for transmission line combining of various meteorological factors[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2011,23(6):11-15.

作者简介:



朱益华

朱益华(1988-),男,江苏江阴人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统风险评估(E-mail:zhuyih@csg.cn);

罗毅(1966-),男,湖北武汉人,副教授,博士,主要研究方向为智能电网、电力系统自动化(E-mail:luoyee2012@126.com)。

Online risk assessment based on real-time evaluation model of transmission line for static security of power system

ZHU Yihua^{1,2}, LUO Yi¹, DUAN Tao¹, SHI Lin¹, CHEN Jianjun¹, XIE Rui¹, LI Xiaolu³,
XIONG Weibin², LI Mao²

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 2. China Southern Power Grid Company, Guangzhou 510623, China; 3. Alstom Company, Shanghai 201114, China)

Abstract: A method of online risk assessment for the static security of power system is proposed, which establishes a real-time assessment model of transmission line with the consideration of meteorological factors, calculates the real-time fault probability of transmission line according to the established model and applies the probabilistic power flow to obtain the established risk indexes. A method of real-time fault screening and ranking is proposed to reduce the scale of computation. Comparative analysis is carried out between New England 10-generator 39-bus system with and without random transmission line faults, which shows that the proposed method assesses the risk level of power system truly in real time.

Key words: electric power systems; power transmission; models; probabilistic power flow; real-time fault screening and ranking; static security; risk assessment

(上接第 149 页 continued from page 149)

Integrative evaluation model of node vulnerability considering network transmission ability and anti-interference ability

LEI Cheng, LIU Junyong, WEI Zhenbo, LIU Youbo, GAO Yiwen, GOU Jing
(School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China)

Abstract: The vulnerability degree of network component in perturbation is shown by its anti-interference ability and network transmission ability. According to the correlation among components, an improved entropy degree is constructed, which takes the product of line power flow and electric betweenness as its edge weight and considers the system power flow distribution and global power transmission characteristics. A network transmission ability model is proposed to define the network importance of a node based on its load level and a component anti-interference ability model considering the line overload and node voltage loss risk is proposed to define the failure risk of a node according to the system security margin and the correlations among components. An integrative evaluation model is applied to calculate the node vulnerability considering the network transmission ability and anti-interference ability and the simulative results show that, the proposed model identifies the vulnerable components more precisely and reflects the importance degree and anti-interference degree of system nodes more effectively, verifying its rationality and effectiveness.

Key words: electric power systems; network transmission ability; anti-interference ability; vulnerability; evaluation; risks; security; models