

基于马尔可夫链模型的输电线路运行状态及其风险评估

蒋乐^{1,2}, 刘俊勇¹, 魏震波¹, 龚辉³, 雷成⁴, 李成鑫¹

(1. 四川大学电气信息学院, 四川省成都市 610065; 2. 国网四川省电力公司, 四川省成都市 610041;

3. 国网湖南省电力公司长沙供电分公司, 湖北省长沙市 410015;

4. 中国电力工程顾问集团中南电力设计院, 湖北省武汉市 430071)

摘要: 综合考虑影响输电线路运行状态的内、外两方面因素, 提出一种基于马尔可夫链模型的运行状态及其风险的评估方法。首先, 利用马尔可夫链外推输电线路运行状态, 量化外部条件下的线路初始故障概率, 并进一步结合系统潮流水平, 计算线路实际运行故障概率。其次, 考虑系统运行约束, 定义相关故障严重性指标及其基于层次分析权重的综合性指标, 对线路故障下的系统“影响”进行量化。最后, 利用风险评估思想, 将线路故障概率与量化后的“影响”相结合, 实现对线路运行风险的评估。仿真结果表明, 由于综合考虑了内、外影响因子的作用, 并涵盖了多类风险因子的评估指标, 所提方法对系统中高风险运行的重要线路有较好的辨识能力, 且有效回避了因为部分状态信息缺失造成状态评估实现困难的问题, 为输电线路状态检修工作提供了参考。

关键词: 状态评估; 马尔可夫链; 层次分析法; 风险评估

0 引言

安全问题是电力系统日新月异发展下的不变话题^[1-2]。输电线路设施常年暴露在自然环境中, 运行环境十分恶劣, 腐蚀、氧化、变形、松动等问题堪忧, 准确评估输电设备工作状态与合理制定运行检修策略显得尤为重要, 为此学者们展开了相关研究工作。输电线路的检修与维护研究便是其中之一。从早期的“故障检修”到“计划检修”, 再到现在的“状态检修”, 工作效率不断提高。

状态检修的顺利进行依赖于状态估计研究。文献[3]研究了输电杆塔的状态评估方法, 采用不确定性方法分析影响杆塔安全工作的因素及其对应的概率, 并得出了杆塔安全评估指标体系。文献[4]研究了输电线路多个组成部分在雷击下的表现, 并且针对不同电压等级输电线路分别建立了相应的状态评估指标。上述基于历史统计数据的评价方法精确度相对较低, 改用概率密度分布方法成为元件可靠性参数求解的后期主流算法^[5]。更进一步, 文献[6]考虑气象因素对输电线路的影响, 提出利用在线监测数据评估输电线路运行状态的方法。上述研究初步实现了外部不确定性因素对线路设备故障率影响的量化分析。但是由于考虑的影响因素还较为单一,

并且方法依赖于历史或实时数据的收集, 当某些信息缺失时, 评估就很难实现。因此, 方法上还有待改进。

其次, 输电线路工作状态是系统(电网)内外因素共同作用的结果。因此, 仅考虑影响输电线路运行状态的外部因素, 而不考虑输电线路所处系统的运行状态, 是不符合电力系统强时域性特征的。即, 不同时刻下线路可能的故障开断所造成的系统影响大相径庭, 量化“影响”的实时效果凸显出必要性。文献[7]考虑了系统的潮流运行水平, 并且作为平衡系统稳定性的参考, 研究了快速在线评估系统暂态稳定风险的算法。文献[8]从电力系统安全性和经济性的角度出发, 考虑线路故障和负荷波动随机性, 提出了一种线路过负荷的风险评估方法, 而文献[9]则更进一步将电力系统故障风险进行了拓展, 加入了社会影响。另外, 文献[10]考虑了负荷的不确定性, 利用线性化方法构建了系统动态安全评估的风险指标。

这些研究中, 线路故障概率大都采用历史数据统计或蒙特卡洛试验的方法得到。该类方法可以对一个较长时间范围内的故障情况进行一定程度的刻画, 但其弊端是无法反映线路运行状态与周围环境等因素的变化, 特别是较短时间范围内的情况, 且忽略了输电线路工作状态具有随机性的事实。研究^[11]发现: 输电线路及其设备的运行状态可以用马尔可夫过程进行描述。该类随机过程^[12]认为系统

下一时刻的状态只与当前状态有关,而与系统历史状态无关。因此,利用马尔可夫过程分析线路风险概率成为解决上述问题的可能途径。

此外,文献[13]将污闪考虑其中,研究了计及污闪的输电线路的故障概率,并构建了相应的风险指标体系。但忽略了影响线路运行稳定的还有风偏、覆冰、雷害等情况。文献[14]虽然考虑了雷害的影响,且构建了“杆塔-线路-电网”的全层级评估体系,但又未能计入污闪、风偏、外力等影响。

针对上述研究现状与分析,本文从影响输电线路运行状态的外因和内因出发,尽可能多地考虑风偏、覆冰、雷害、污闪、外力等因素,首先运用马尔可夫链模型外推输电线路的运行状态,量化线路故障的初始概率,并且进一步考虑系统潮流水平,计算线路实际故障概率。其次,定义计及电压偏移、功率过载、负荷损失、发电机出力削减的故障严重性评估指标及其综合性指标,量化线路故障对系统的影响。然后,利用风险评估思想将故障概率与严重性指标相结合,提出输电线路运行风险评估指标体系及其具体的评估过程。最后,通过 IEEE 39 节点系统和某实际电网验证了所提方法的可行性与合理性,相关的研究成果可以为输电线路状态检修工作提供参考。

1 输电线路状态评估的马尔可夫链模型

1.1 马尔可夫链模型概述

马尔可夫过程^[12]是随机过程中的一个分支,在评估可修复系统投运后处于某状态的概率上有其优越性。“无记忆性”是其最大特点,它被描述为:系统在 t_{k+1} 时刻所处状态概率 $\Pr(t_{k+1})$, 只由 k 时刻的数据状态决定,与 t_{k-1} 时刻及以前时刻的数据状态无关。其数学表达式如下:

$$\Pr(T_{k+1} = t_{k+1} | (T_1 = t_1) \cap (T_2 = t_2) \cap \dots \cap (T_k = t_k)) = \Pr(T_{k+1} = t_{k+1} | T_k = t_k) \quad (1)$$

具体求解可参考文献[12]。利用上述特点,通过设备某时刻状态对下一时刻状态进行预测。这样

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} 1 - \sum_{i=1}^6 \lambda_i & \lambda_1 & \lambda_2 & \lambda_3 & \lambda_4 & \lambda_5 & \lambda_6 \\ \mu_1 & 1 - \mu_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mu_2 & 0 & 1 - \mu_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mu_3 & 0 & 0 & 1 - \mu_3 & 0 & 0 & 0 \\ \mu_4 & 0 & 0 & 0 & 1 - \mu_4 & 0 & 0 \\ \mu_5 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \mu_5 & 0 \\ \mu_6 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \mu_6 \end{bmatrix} \quad (2)$$

便省去了对历史数据的依赖性,大大节省了数据存储空间。对于需要处理海量数据的实时电力系统来说,无疑是一个预测随机时间变量的有效方法^[6,15-16]。

1.2 基于马尔可夫链的输电线路状态评估模型

参照中国电力行业标准^[17],故障率 λ 为故障次数与暴露时间的比值,修复率 μ 为被修复故障数与时间的比值,即平均修复时间 t 的倒数。按照工程实际经验,输电设备发生故障的概率很小,其在被修复后再出现故障的概率更是微乎其微,几乎可以忽略不计。因此,可设定故障事件为单一故障模式。且考虑到输电线路每年发生故障的概率较小,具体分摊在线路每个组成部件(杆塔、绝缘子、金具、导地线、基础及接地装置等)的概率更小。因此,可选择整个输电线路为实际状态评估对象。

为尽可能多地考虑引起线路故障的外部条件因素,本文将计入风偏、覆冰、雷害、污闪、外力和其他(如鸟害、山火等)影响。建立输电线路的马尔可夫状态转移概率模型,转移关系如图 1 所示。

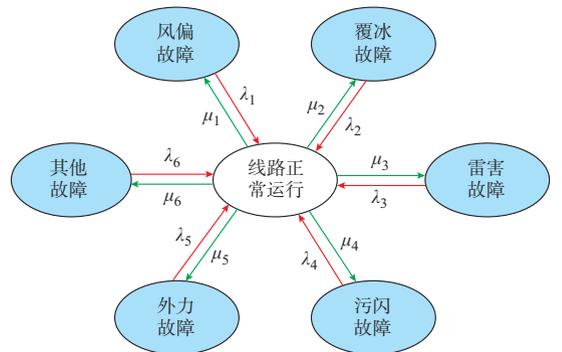


图 1 马尔可夫状态转移示意图
Fig.1 Schematic diagram of Markov state transferring

图中, λ_i 和 μ_i ($i=1,2,\dots,6$) 分别表示风偏、覆冰、雷害、污闪、外力和其他故障引起的线路故障率和修复率。结合图 1, 可得到输电线路运行的马尔可夫状态概率转移矩阵为:

根据马尔可夫过程的逼近原理^[18],在极限态有:

$$PM = P \quad (3)$$

$$P = [p_N \quad p_1 \quad p_2 \quad p_3 \quad p_4 \quad p_5 \quad p_6] \quad (4)$$

$$p_N + \sum_{i=1}^6 p_i = 1 \quad (5)$$

式中: p_N 为线路正常运行的概率; $p_1, p_2, p_3, p_4, p_5, p_6$ 分别为由于风偏、覆冰、雷害、污闪、外力和其他因素引起的故障概率。

联立求解式(2)至式(5)便可以求得 p_i 的具体值。因此,由外部条件因素引起的线路故障概率 p_0 为:

$$p_0 = \sum_{i=1}^6 p_i = 1 - p_N \quad (6)$$

2 输电线路运行风险评估模型

2.1 线路运行风险评估

电力系统风险评估^[19]是对不确定性事件发生的概率与后果严重程度进行分析,并综合量度。其表达式为:

$$R_{\text{isk}} = \sum_i \Pr(E_i) \cdot \left(\sum_j \Pr(X_{t,j} | X_{t,f}) S_{\text{ev}}(E_i, X_{t,j}) \right) \quad (7)$$

式中: $X_{t,f}$ 为 t 时间的运行方式; $X_{t,j}$ 为 t 时间第 j 个可能的负荷水平; $\Pr(X_{t,j} | X_{t,f})$ 为 $X_{t,f}$ 运行方式下出现 $X_{t,j}$ 负荷水平的概率; $\Pr(E_i)$ 为第 E_i 个扰动出现的概率; $S_{\text{ev}}(E_i, X_{t,j})$ 为 $X_{t,j}$ 负荷水平下第 E_i 个扰动发生后系统的严重程度。

由此,定义输电线路运行风险为:

$$R_k = p_k S_{\text{ev}}^k \quad (8)$$

式中: R_k 为线路 k 的运行风险值; p_k 为线路 k 的故障概率; S_{ev}^k 为线路 k 故障造成系统的严重程度。

由上式可知,为评估线路运行风险,需要进一步对线路故障(全)概率和线路故障造成的影响进行量化。

2.2 线路故障(全)概率

造成输电线路停运的原因,除前文中所述的外部影响因素外,还包括系统内部条件变化造成线路保护误动作的停运可能。研究^[20]发现,当线路潮流超过其额定传输容量时,由系统内部因素(隐性故障)造成的故障概率会随着潮流水平的上升而增大。其理论机理如图2所示。

图中: P_N 为线路的额定传输功率; P_{lim} 为线路极限传输功率,一般情况下, $P_{\text{lim}} = 1.4P_N$; P_i 为线路 i 的实时传输功率; p_0' 为线路运行在额定传输功

率及以下时的故障概率,近似等于式(6)中由外部条件因素引起的线路故障概率,亦可以称为初始故障概率; p_{ri} 为线路 i 实时故障概率。 p_{ri} 数学表达如下:

$$p_{ri} = \begin{cases} p_0' & 0 < P_i \leq P_N \\ \frac{(1 - p_0')(P_i - P_N)}{P_{\text{lim}} - P_N} + p_0' & P_N < P_i \leq P_{\text{lim}} \\ 1 & P_i > P_{\text{lim}} \end{cases} \quad (9)$$

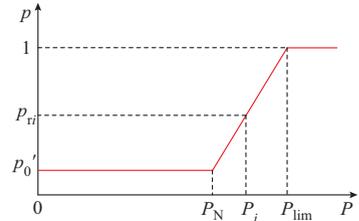


图2 线路停运概率模型
Fig.2 Probability model of fault for lines

2.3 线路故障的影响

目前,衡量线路故障后对系统造成影响的指标已有不少,主要可以分为如下3个方面:电能质量指标(电压偏移、频率偏移等)、安全性指标(有功/无功裕度、负荷率、高负荷率等)以及经济性指标(失负荷率/量、社会损失等)。显然,即使是同一故障,不同指标计算得到的影响严重程度也不尽相同,其结果(严重程度排序)会存在可信度不高的可能。因此,合理地选择评估指标,满足系统操作人员的需求是基准。

考虑到本文研究对象为(架空)输电线路,3类指标的侧重各不相同,为了兼顾各影响因素,本文提出采用层次分析法^[19]对影响决策过程的多个因素(3类指标)进行分析。首先,构建综合严重程度指标 S_1 为:

$$S_1 = \omega_1 S_Q + \omega_2 S_S + \omega_3 S_E \quad (10)$$

式中: S_Q 为电能质量影响严重程度指标; S_S 为安全性影响严重程度指标; S_E 为经济性影响严重程度指标; $\omega_1, \omega_2, \omega_3$ 为各自对应权重。

虽然 $\omega_1, \omega_2, \omega_3$ 取决于决策者的经验与偏好,即具有一定的主观意识,但决策会受一致性条件的限定,各角度得出的权重系数不会有太大差异,风险评估的结果会在合理的范围内波动^[21-22]。例如,当决策者偏重于系统安全时,可赋予 ω_2 较高权重,依此类推。具体指标选取如下。

1) 电能质量指标

考虑到现代电网的规模,其容量较大,一般线路

故障所引起的全网频率变化值非常小,量化区别效果不明显;而电压偏移往往具有局部性,且变化值较为明显。因此,本文选取电压偏移程度作为电能质量影响严重度指标。依据供电电压允许偏差,电压偏移量不得超过±10%,定义电压偏移影响严重度指标如下:

$$S_{Q,i}(l) = \begin{cases} 1 & (u_i(l) < 0.9u_i^N(l)) \cup (u_i(l) > 1.1u_i^N(l)) \\ 10 \left| \frac{u_i(l) - u_i^N(l)}{u_i^N(l)} \right| & 0.9u_i^N(l) \leq u_i(l) \leq 1.1u_i^N(l) \end{cases} \quad (11)$$

$$S_Q(l) = \sum_{i=1}^{n_B} S_{Q,i}(l) \quad (12)$$

式中: $S_{Q,i}(l)$ 为线路 l 故障后母线 i 的电压偏移影响严重度; $u_i(l)$ 为线路 l 故障后母线 i 的电压值; $u_i^N(l)$ 为线路 l 故障后母线 i 的额定电压值; $S_Q(l)$ 为线路 l 故障后系统的电压偏移影响严重度; n_B 为母线数。

该影响描述如图3所示。

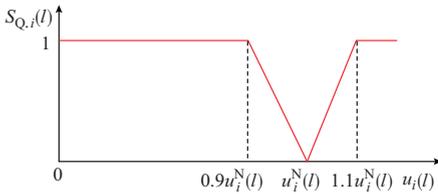


图3 电压偏移影响严重度

Fig.3 Severity of voltage deviation influence

2) 安全性指标

选取线路负载水平作为衡量线路安全性影响严重度指标,具体定义如下:

$$S_{S,k}(l) = \begin{cases} 0 & P_k(l) < P_k^N(l) \\ \frac{P_k(l) - P_k^N(l)}{P_k^{\text{lim}}(l) - P_k^N(l)} & P_k^N(l) \leq P_k(l) \leq P_k^{\text{lim}}(l) \\ 1 & P_k(l) > P_k^{\text{lim}}(l) \end{cases} \quad (13)$$

$$S_S(l) = \sum_{k=1, k \neq l}^m S_{S,k}(l) \quad (14)$$

式中: $P_k(l)$ 为线路 l 故障后线路 k 的实时传输有功功率; $P_k^N(l)$ 为线路 l 故障后线路 k 的额定传输功率; $P_k^{\text{lim}}(l)$ 为线路 l 故障后线路 k 的极限传输功率; m 为线路数; $S_{S,k}(l)$ 为线路 l 故障后线路 k 的安全裕度水平; $S_S(l)$ 为线路 l 故障后系统的安全裕度水平。

其影响描述如图4所示。

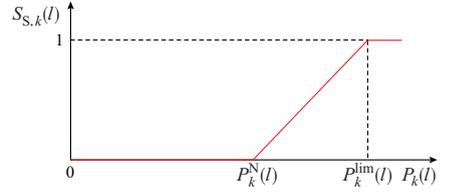


图4 容量裕度水平严重度

Fig.4 Severity of capacity margin level

3) 经济性指标

如前文分析,在计及系统出力损失和负荷损失的基础上,考虑社会影响,无疑能提高评估的深度和广度。但要做到真正将系统变化与社会影响所对应,却并非易事,即影响因素太多。因此,本文选取机组出力变化损失与负荷损失作为经济性影响严重度指标,具体定义如下:

$$S_{E,G}(l) = \frac{\sum_{i=1}^{n_G} a_i \Delta P_{Gi}(l)}{\sum_{i=1}^{n_G} a_i P_{Gi}^0} \quad (15)$$

$$S_{E,L}(l) = \frac{\sum_{i=1}^{n_L} b_i \Delta P_{Li}(l)}{\sum_{i=1}^{n_L} b_i P_{Li}^0} \quad (16)$$

式中: $S_{E,G}(l)$ 为线路 l 故障后引起的系统机组出力变化损失严重度; $\Delta P_{Gi}(l)$ 为线路 l 故障后引起发电机节点 i 出力变化量; P_{Gi}^0 为发电机节点 i 初始出力; a_i 为对应的机组权重; n_G 为发电机节点集合; $S_{E,L}(l)$ 为线路 l 故障后引起的系统负荷损失严重度; $\Delta P_{Li}(l)$ 为线路 l 故障后引起节点 i 上的负荷损失量; b_i 为对应的负荷权重; P_{Li}^0 为故障前节点 i 上的初始负荷大小; n_L 为负荷节点的集合。

将上述3类指标与权重代入式(10)可求得系统综合影响严重度指标为:

$$S_1 = \omega_1 S_Q + \omega_2 S_S + \omega_{31} S_{E,G} + \omega_{32} S_{E,L} \quad (17)$$

式中: ω_{31} 和 ω_{32} 分别为相应量的对应权重。

进一步将式(9)线路故障概率 p_{ri} 代入式(8)便可求得线路 i 的运行风险值。就此,针对高风险运行线路,系统操作人员便可采取相应手段进行调控。

3 算例分析

为验证所提模型有效性,本文将采用新英格兰IEEE 39节点系统(拓扑图见附录A图A1)与某实际电网算例进行分析。考虑到IEEE 39节点系统为标准测试系统,没有设计因风偏、覆冰等影响因素而引起故障率的相关参数情况,且研究重点不在可

可靠性参数的不行确定性分析上。因此,本文在IEEE 39 节点系统算例中的相关参数采用设定方法给定;而实际系统中采用真实参数。

以新英格兰 IEEE 39 节点系统为例,设置一个自然年内,线路外部条件因素造成的故障率,以及修复时间与修复率如表 1 所示。

表 1 线路故障率、修复时间与修复率
Table 1 Failure rate, repair time and repair rate

| 因素 | $\lambda/(\text{次} \cdot \text{a}^{-1})$ | t/h | $\mu/(\text{次} \cdot \text{a}^{-1})$ | 因素 | $\lambda/(\text{次} \cdot \text{a}^{-1})$ | t/h | $\mu/(\text{次} \cdot \text{a}^{-1})$ |
|----|--|--------------|--------------------------------------|----|--|--------------|--------------------------------------|
| 风偏 | 1.65 | 0.034 0 | 29.41 | 污闪 | 0.17 | 0.003 | 333.33 |
| 覆冰 | 1.85 | 0.085 0 | 11.76 | 外力 | 0.03 | 0.001 | 1 000.00 |
| 雷害 | 1.57 | 0.000 2 | 5 000.00 | 其他 | 0.41 | 0.002 | 500.00 |

根据相关研究与工程实践经验,参数设置简述如下:风偏、覆冰和雷害 3 类因素在线路外部条件故障停运因素中占主导地位,而污闪、外力和其他因素的影响相对较小。雷害、污闪、外力、其他因素的修复率相对较大,其中雷害的修复率最大。这是因为在实际情况当中,绝大多数雷击造成的跳闸事件会由于自动重合闸而重新合上,避免了线路故障的出现。污闪、外力和其他因素的修复率较大,也是因为这些故障都比较容易清除,修复工作量小。而风偏和覆冰的修复率较低,原因在于风偏多数会导致断线和杆塔倒塌,修复工作量大;覆冰是最为严重的故障,修复难度最大,修复时间最长,每年全国由于冰冻导致多条线路跳闸的现象屡屡发生。

利用式(2)至式(5)对输电线路运行状态进行预测,得到正常、风偏、覆冰、雷害、污闪、外力、其他状态的故障率分别为 82.298%, 4.617%, 12.946%, 0.002 6%, 0.042%, 0.002 5%, 0.067%。

由于风偏、覆冰和雷害引起的故障率分别为 1.65, 1.85, 1.57 次/a, 远高于污闪、外力和其他因素等引起的故障率(表 1)。但是由于修复难度差异,雷害引起的故障自动重合闸成功率较高,其修复率远高于风偏和覆冰的修复率,因此所预测的雷害引起的故障概率为 0.002 6%, 而风偏和覆冰仍然较高。其中,由于风偏引起的故障率小于覆冰引起的故障率,而风偏的修复率又高于覆冰的修复率,使得预测的风偏引起的故障概率仍然小于覆冰引起的故障概率。这与上述计算结果是相一致的。此外,污闪、外力和其他因素引起的故障,由于本身故障率就很小,而加之其故障清除容易、修复率高,所以预测的故障概率会更低。

进一步,计算线路运行风险。首先,根据上述计算结果,利用式(6)计算得到线路初始故障概率 $p_0 = 0.177$ 。由于没必要对每条线路都进行相似计

算,因此,不妨假设每条线路在外部因素作用下的初始故障概率相同,即每条线路的故障概率均为 0.177。

利用层次分析法确定式(10)中各权重因子。本文以电网安全为侧重,判定矩阵 \mathbf{A} 为:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{5} & \frac{1}{3} & \frac{1}{3} \\ 5 & 1 & 3 & 3 \\ 3 & \frac{1}{3} & 1 & 1 \\ 3 & \frac{1}{3} & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (18)$$

采用一致性比率 $C_R = C_1/R_1$ 对 \mathbf{A} 的一致性进行校验,其中, $C_1 = \lambda_{\max} - n / (n - 1)$, 为一致性指标, λ_{\max} 为最大特征值, n 为阶数, R_1 为随机一致性指标,取值如表 2 所示。由于 $C_R \approx 0.027 3$ 远小于 0.1, 判断矩阵 \mathbf{A} 一致性较好。

表 2 随机一致性指标值
Table 2 Values of random consistency index

| n | R_1 | n | R_1 | n | R_1 |
|-----|-------|-----|-------|-----|-------|
| 1 | 0 | 5 | 1.12 | 9 | 1.45 |
| 2 | 0 | 6 | 1.24 | 10 | 1.49 |
| 3 | 0.58 | 7 | 1.32 | | |
| 4 | 0.90 | 8 | 1.41 | | |

进而根据公式:

$$\omega_i = \frac{2}{n(n-1)} \sum_{j=1}^n \mu_{ij} \quad (19)$$

$$\mu_{ij} = \begin{cases} \frac{2k}{2k+1} & a_{ij} = k \\ \frac{1}{2k+1} & a_{ij} = \frac{1}{k} \\ 0.5 & a_{ij} = 1, i \neq j \\ 0 & a_{ij} = 1, i = j \end{cases} \quad (20)$$

式中: a_{ij} 为矩阵 \mathbf{A} 中的元素; k 为层次分析法的标度,具体取值见文献[22]。

可得到综合影响严重度指标为:

$$S_1 = 0.063S_Q + 0.437S_S + 0.250S_{E,G} + 0.250S_{E,L} \quad (21)$$

其次,进一步量化故障影响。显然,线路在不同故障模式下所产生的影响截然不同;依据线路最有可能发生故障类型的方式进行评估效果最佳。因此,要做到纵向(线路不同故障模式)和横向(线路间相同故障模式)的综合对比,依赖于各线路具体情况。为简化计算,采用横向对比,即所有线路采用相同故障模式。另外,考虑到经济性指标需以静态安全计算为依据。因此,本文采用静态 $N-1$ 故障模拟开断方式计算各线路运行风险。经计算,列出其

中风险值前 10 位线路,如表 3 所示(线路风险值见附录 A 图 A2,线路编号见附录 A 表 A1)。

表 3 高运行风险线路
Table 3 High running risk lines

| 排序 | 线路 | 综合严重度 | 风险 |
|----|-------|-----------|-----------|
| 1 | 21-22 | 0.555 488 | 0.098 321 |
| 2 | 23-24 | 0.470 898 | 0.083 349 |
| 3 | 16-21 | 0.377 364 | 0.066 794 |
| 4 | 16-19 | 0.338 746 | 0.059 958 |
| 5 | 13-14 | 0.293 088 | 0.051 877 |
| 6 | 6-11 | 0.255 169 | 0.045 165 |
| 7 | 10-13 | 0.253 229 | 0.044 822 |
| 8 | 10-11 | 0.251 353 | 0.044 490 |
| 9 | 26-27 | 0.222 860 | 0.039 446 |
| 10 | 6-31 | 0.193 136 | 0.034 185 |

由表 3 可以看出,风险排序靠前的线路大部分为发电机节点出线或出线上单一联络线,即重要输电通道。这些线路的开断,会导致发电机出力无法外送,甚至引起其他线路相继故障。例如,线路 21-22 断开,会引起线路 16-24,22-23,23-24 共过载 137.43 MW;线路 23-24 跳开,会导致线路 16-21 过载 75.94 MW 并导致线路 21-22 过载 53.5 MW。线路 16-21 故障会直接使得线路 23-24 过载 85.59 MW。

进一步,将上述各线路的各严重度指标提取出来进行深度分析,具体情况如表 4 所示。

表 4 高运行风险线路
Table 4 High running risk lines

| 排序 | 线路 | | | | |
|----|-------|-------|-------|-------|-------|
| | 电压偏移 | 负载水平 | 负荷损失 | 出力损失 | 综合影响 |
| 1 | 6-31 | 21-22 | 16-19 | 6-31 | 21-22 |
| 2 | 15-16 | 23-24 | 19-20 | 16-19 | 23-24 |
| 3 | 3-4 | 16-21 | 6-31 | 29-38 | 16-21 |
| 4 | 12-13 | 13-14 | | 10-32 | 16-19 |
| 5 | 12-11 | 6-11 | | 22-35 | 13-14 |
| 6 | 5-8 | 10-13 | | 19-33 | 6-11 |
| 7 | 8-9 | 10-11 | | 23-36 | 10-13 |
| 8 | 1-39 | 26-27 | | 25-37 | 10-11 |
| 9 | 6-7 | 29-38 | | 19-20 | 26-27 |
| 10 | 4-14 | | | 20-34 | 6-31 |

从表 4 可以看出,综合影响的线路排序与负载水平排序大体一致,但不尽相同。线路 6-31 为电压偏移量最大和出力损失最多的线路,线路 16-19 则是负荷损失最为严重的线路,这两条线路分别列于综合影响排序第 4 位和第 10 位,但并不是功率过载的线路。电压偏移量、负荷损失和出力损失中的其他线路没有进入综合影响排序中的原因与其本身值的大小和本文所选取的层次分析法判定矩阵有关。电压偏移主要用来衡量供电质量,本文主要考虑电

网安全,故重要性相对较低。量化负荷损失严重度时,发现仅仅只有线路 6-31,19-20,6-31 跳开会有负荷损失,并且值较小,分别只有 0.11(标么值),0.11(标么值)和 0.001(标么值),这主要和系统的拓扑结构有关,多数负荷节点不止一条线路供电;在计算出力损失的时候,出力损失相对于系统本身装机容量较小,且大部分发电机切除不会造成系统发电量削减,这是因为许多发电机发电有余量,能够满足某些发电机切除时的负荷需求。所以,负荷损失严重度和出力损失严重度的重要性相对于线路过载严重度也较低。其次,如果本文风险中只考虑线路过载严重度,将无法识别出高风险线路 6-31 和 16-19。线路 6-31 是 31 号发电机的唯一功率外送支路,而 31 号发电机在正常运行状态下提供着 677.87 MW 的发电量。模拟仿真发现该线路故障会导致节点电压不平衡、潮流无法收敛,即其他发电机无法多发电量来满足 31 号发电机的空缺。对于线路 16-19 而言,其是 33 号和 34 号发电机与其他支路和节点相连的中枢支路,断开会直接导致系统削减了 33 号和 34 号发电机出力,并且失去了 20 号节点的负荷,高达 680 MW。

此外,将本文模型应用于某实际系统当中,取得了近似结论(详见附录 B),进一步验证了所提方法的合理性。

4 结语

本文从分析影响输电线路运行状态的内、外两方面因素入手,结合线路故障后果严重度,定量评估了输电线路的运行状态及其风险。研究结果表明:应用马尔可夫链模型可对线路运行状态进行预测,且有效避免了由于参数获取缺失带来的弊端;结合了线路潮流水平的运行状态,实现了对内、外影响因素的综合量化;涵盖了多影响结果的综合风险指标,较传统单一风险指标更为全面;虽然层次分析法中判定矩阵具有一定主观性,但受一致性条件的限定,其评估结果可保持在合理范围内。相关研究成果可为系统运行人员提供风险决策参考。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] PIERRE H, PIERRE-ETIENNE L, JEAN-CLAUDE M. Blackout probabilistic risk assessment and thermal effects: impacts of changes in generation[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2013, 28(4): 4722-4731.
- [2] 李鹏,黄河,吴小辰,等.中国与欧美输电网安全稳定标准对比[J].电力系统自动化,2014,38(1):127-133.

- LI Peng, HUANG He, WU Xiaochen, et al. Comparison of security and stability standards of transmission network in China and EU & USA[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(1): 127-133.
- [3] KAMINSKI J J, RIERA J D, de MENEZES P C R, et al. Model uncertainty in the assessment of transmission line towers subjected to cable rupture[J]. Engineering Structures, 2008, 30(10): 2935-2944.
- [4] EKONOMOU L, GONOS I F, STATHOPOULOS I A. Lightning performance assessment of Hellenic high voltage transmission lines[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78(4): 703-712.
- [5] 赵渊,谢开贵.电网概率风险评估中元件可靠性参数的不确定性分析[J].电力系统自动化,2011,35(4):6-11.
ZHAO Yuan, XIE Kaigui. Uncertainty of reliability parameters in probabilistic risk assessment of bulk power systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(4): 6-11.
- [6] 段涛,罗毅,施琳,等.计及气象因素的输电线路故障概率的实时评估模型[J].电力系统保护与控制,2013,41(15):59-67.
DUAN Tao, LUO Yi, SHI Lin, et al. A real-time fault probability evaluation model of transmission line considering meteorological factors [J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(15): 59-67.
- [7] DISSANAYAKA A, ANNAKAGE U D, JAYASEKARA B, et al. Risk-based dynamic security assessment[J]. IEEE Trans on Power System, 2011, 26(3): 1302-1308.
- [8] 吴耀武,娄素华,余永泉,等.电力市场环境下载电线路过载风险评估[J].电工技术学报,2012,27(2):198-203.
WU Yaowu, LOU Suhua, YU Yongquan, et al. Overload risk assessment of power transmission line under power electrical market environment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(2): 198-203.
- [9] 杨艳艳,兑满玮,唐景星,等.计入电网损失及社会影响的500 kV终端站综合风险评估[J].电力系统自动化,2013,37(22):111-117.
YANG Fenyan, DUI Xiaowei, TANG Jingxing, et al. Comprehensive risk evaluation of 500 kV terminal substation considering energy loss of grid and social influence [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(22): 111-117.
- [10] ABAPOUR M, HAGHIFAM M. On-line assessment of the transient instability risk[J]. IET Generation Transmission & Distribution, 2013, 7(6): 602-612.
- [11] 文习山,蓝磊,蒋日坤.采用Markov模型的输电线路及绝缘子运行风险评估[J].高电压技术,2011,37(8):1952-1960.
WEN Xishan, LAN Lei, JIANG Rikun. Operating risk assessment for transmission and line insulators using Markov model [J]. High Voltage Engineering, 2011, 37(8): 1952-1960.
- [12] 刘次华.随机过程及其应用[M].3版.北京:高等教育出版社,2004.
- [13] 帅海燕,龚庆武,陈道君.计及污闪概率的输电线路运行风险评估理论与指标体系[J].中国电机工程学报,2011,31(6):48-54.
SHUAI Haiyan, GONG Qingwu, CHEN Daojun. Operation risk assessment theory and index system of transmission line taking the probability of pollution flashover into account[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(6): 48-54.
- [14] 赵淳,陈家宏,王剑,等.电网雷害风险评估技术研究[J].高电压技术,2011,37(12):3012-3021.
ZHAO Chun, CHEN Jiahong, WANG Jian, et al. Research on technology of lightning disaster risk assessment for power system [J]. High Voltage Engineering, 2011, 37(12): 3012-3021.
- [15] 汲国强,吴文传,张伯明,等.一种适用于状态检修的电力设备时变停运模型[J].中国电机工程学报,2013,33(25):139-146.
JI Guoqiang, WU Wenchuan, ZHANG Boming, et al. A time-varying component outage model for power system condition-based maintenance [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(25): 139-146.
- [16] 吴文可,文福拴,薛禹胜,等.基于马尔可夫链的电力系统连锁故障预测[J].电力系统自动化,2013,37(5):29-37.
WU Wenke, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. A Markov chain based model for forecasting power system cascading failures[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(5): 29-37.
- [17] DL/T 861—2004 电力可靠性基本名词术语[M].北京:中国电力出版社,2004.
- [18] 李文沅.电力系统风险评估:模型、方法和应用[M].北京:科学出版社,2006.
- [19] DISSANAYAKA A, ANNAKAGE U D, JAYASEKARA B, et al. Risk-based dynamic security assessment[J]. IEEE Trans on Power Systems, 2011, 26(3): 1302-1308.
- [20] CHEN J, THORP J S, DOBSON I. Cascading dynamics and mitigation assessment in power system disturbances via a hidden failure model[J]. Electrical Power and Energy Systems, 2005, 27(4): 318-326.
- [21] 赵云飞,陈金富.层次分析法及其在电力系统中的应用[J].电力自动化设备,2004,24(9):85-87.
ZHAO Yunfei, CHEN Jinfu. Analytic hierarchy process and its application in power system [J]. Electric Power System Equipment, 2004, 24(9): 85-87.
- [22] 杨小彬,李和明,尹忠东,等.基于层次分析法的配电网能效指标体系[J].电力系统自动化,2013,37(21):146-150.
YANG Xiaobin, LI Heming, YIN Zhongdong, et al. Energy efficiency index system for distribution network based on analytic hierarchy process[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 146-150.

蒋乐(1975—),男,博士研究生,高级工程师,主要研究方向:特超高压输电技术、电力系统分析。E-mail: 445482183@qq.com

刘俊勇(1963—),男,博士,教授,主要研究方向:电力市场、灵活交流输电系统、能量管理系统/配电管理系统/电磁暂态分析及其计算机应用。E-mail: liujy@scu.edu.cn

魏震波(1978—),男,通信作者,博士,现在博士后工作站进行研究,讲师,主要研究方向:复杂系统及其理论、电力系统安全稳定分析与控制及电力市场。E-mail: weizhenbo@scu.edu.cn

(编辑 万志超)

(下转第80页 continued on page 80)

Running State and Its Risk Evaluation of Transmission Line Based on Markov Chain Model

JIANG Le^{1,2}, LIU Junyong¹, WEI Zhenbo¹, GONG Hui³, LEI Cheng⁴, LI Chengxin¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Sichuan Electric Power Company, Chengdu 610041, China;

3. Changsha Electric Power Supply Company of State Grid Hunan Electric Power Company, Changsha 410015, China;

4. Central Southern China Electric Power Design Institute of China Power Engineering Consulting Group,
Wuhan 430071, China)

Abstract: By considering the internal and external factors influencing power transmission line running state, a running state and its risk evaluation method based on Markov chain model is proposed. First of all, the initial failure probability caused by external factors is quantified using the Markov chain extrapolated transmission line running state. Furthermore, by referring to the system power flow, the actual failure probability of line is calculated. Secondly, the system operation constraints are considered, the indices of fault severity and their weights based on analytic hierarchy process of an integrated index are defined so that the “impact” of fault on the system is quantified by these indices. Finally, the running state is evaluated based on risk assessment thought by combining the probability and the quantified impact. Simulation results show that owing to the overall consideration of both influencing factors and covering more risk factors, the method has a fairly good ability to recognize a line working at a high risk and likely to damage the system should fault occur. It has bypassed the difficult due to missed information, which may be of reference value to transmission line condition based maintenance research.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51261130472).

Key words: state evaluation; Markov chain; analytic hierarchy process; risk assessment