

考虑负荷特性的输电网可靠性评估软件开发

赵书强, 涂筱莹, 王达飞, 胡永强

(华北电力大学 电气与电子工程学院, 河北 保定 071003)

摘要: 综合考虑输电网一年中的负荷变化、线路的检修计划、断路器故障以及线路多重故障, 通过时序蒙特卡洛模拟法模拟系统实际运行状态。以下次事件推进原则调整模拟时钟, 以相似度量获得最优的负荷简化曲线, 采用直流潮流模型计算故障潮流, 以判断线路是否过载。如果线路过载, 则采用最优负荷削减模型进行发电机出力的调整和负荷的削减。依据所提方法, 利用 Visual Basic 编制可靠性评估软件。利用所提方法对 IEEE RTS 79 可靠性测试系统的输电部分进行可靠性评估, 结果表明采用所提方法的可靠性评估结果更符合输电网实际运行情况, 且不影响计算速度和收敛性。

关键词: 输电; 可靠性; 评估; 负荷特性; 相似度; 时序模拟; 模型

中图分类号: TM 72

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.07.022

0 引言

国内外针对电力系统可靠性的研究获得了较大的成果, 形成了一些较为成熟的理论和方法^[1-2]。但是我国对于输电网可靠性的研究, 还停留于理论和方法研究阶段, 缺乏一个完整的系统。结合已有的理论研究成果和方法, 我国能利用设备可靠性参数对电网可靠性进行定量评估, 但是缺少实用化分析计算工具和量化指标来评价电网可靠性水平。大量的可靠性理论研究成果无法在实际工程中很好地发挥作用, 实际工程中仅靠经验方法评价可靠性, 不可避免地造成了失误和偏差。

实际电网中的负荷是变化的, 而传统的可靠性评估方法中, 负荷都是固定不变的, 所以这种单一负荷水平下的年度化指标与电网实际可靠性水平之间有一定的误差。本文不仅考虑了负荷的变化特性, 还将输电网可靠性评估研究成果与工程实际相结合, 提出了适合工程应用的输电网可靠性定量评估的方法和思路, 并开发出具有一定功能的输电网可靠性评估软件包。

1 蒙特卡洛法模拟系统状态

解析法和模拟法是电力系统可靠性评估的 2 种基本的分析方法, 二者有各自的优缺点和适用范围。输电网络规模较大、运行方式复杂, 并要考虑输电线路的计划检修、负荷的变化等与时间相关的因素, 所以选择时序蒙特卡洛模拟法^[3-5]模拟其状态。该方法对元件的随机分布没有特殊要求, 突破常规的数学建模方法的限制, 可以在模拟过程中直接引入实际系统的统计数据, 使得计算结果更符合系统的运行情况。考虑到输电网状态变化较缓慢, 采用下次事件推进原则模拟系统的运行, 以节约计算时间。

时序蒙特卡洛模拟法主要分为系统状态模拟、系统状态分析和可靠性指标累计 3 个步骤。

1.1 输电线路状态模拟

输电线路在较长时间运行过程中处于运行和故障修复随机转换状态, 如图 1 所示。图中, $T_{l,k}$ 表示线路 l 处于状态 $x_{l,k}$ 的持续时间, $x_{l,k}=1$ 代表线路故障, $x_{l,k}=0$ 代表线路运行。根据式(1)模拟状态持续时间。

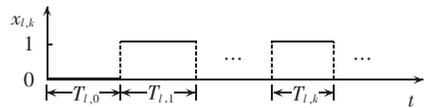


图 1 输电线路状态持续时间

Fig.1 Duration of transmission line state

$$T_{l,k} = \begin{cases} -T_{MTTR} \ln r & x_{l,k} = 0 \\ -T_{MTTF} \ln r & x_{l,k} = 1 \end{cases} \quad (1)$$

其中, $r \in [0, 1]$, 为均匀分布的随机数; T_{MTTF} 为线路的平均无故障持续工作时间, T_{MTTR} 为线路的平均修复时间, 它们需要根据线路运行的历史数据统计得出。

考虑线路计划检修时, 当线路 l 的模拟时钟推进到计划检修的开始时刻, 使 $x_{l,k}=1$, $T_{l,k}$ 取计划检修持续时间; 直到计划检修结束, $x_{l,k+1}=0$, 用式(1)模拟线路正常运行状态下的 $T_{l,k+1}$ 。

1.2 断路器状态模拟

断路器在较长时间运行过程中处于运行和故障修复随机转换状态, 当模拟时钟推进到计划检修开始时刻时, 再进行相应的处理, 具体模型和输电线路相同。

1.3 系统状态模拟

假设一个由 m 个元件(包括输电线路及断路器)组成的输电网, 对各个元件的状态持续时间进行抽样模拟, 当且仅当输电网中任意元件状态发生变化时, 系统状态发生变化。以 3 个元件为例, 输电网运行状态的变化如图 2 所示。图中, 从上至下依次为线路 1、2、3 的运行状态, 箭头所指时刻为运行状态发生变化的最早时刻。

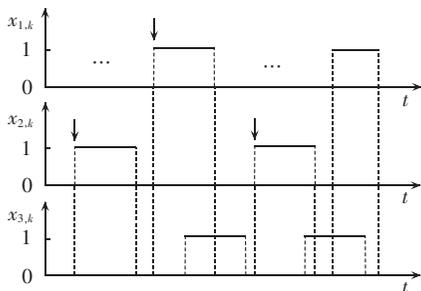


图 2 输电网运行状态的变化
Fig.2 Variation of transmission grid operating state

2 系统状态分析

在确定支路状态时,要同时考虑线路的状态和断路器的状态。支路所对应的线路及线路两端的断路器,只要有 1 个停运就认为该支路停运;当且仅当支路上所有元件都运行,该条支路才是运行的。由于三重以上故障出现的概率很小,在进行系统状态分析时,只选取单重和双重故障进行分析。

2.1 系统解列判断

输电元件状态发生变化时,系统的网络拓扑结构也会随之发生变化,原本连通的网络就有可能发生解列。本文采用深度优先搜索算法判断系统是否解列,如果系统解列,就将解列后的系统分成几个子系统,对子系统节点及支路重新编号,并对每个子系统分别进行分析和计算。

对解列后的系统进行如下简化处理:

a. 若某个子系统发电机的最大出力无法满足负荷需求(极端情况是子系统没有发电机节点),则进行负荷削减,削减量为总负荷与发电机最大总出力之差;

b. 若解列后的某个子系统功率不守恒,则先调节该子系统平衡节点的发电机出力(若该系统没有平衡节点,则需要重新设定平衡节点),再进行潮流计算、负荷削减等一系列分析计算。

2.2 负荷模型

实际电网中的负荷是变化的,而且多数情况下的负荷水平小于年最大负荷,在以往的可靠性评估方法中,负荷都是固定不变的,一般取年最大负荷进行评估,这种基于单一负荷水平下的可靠性评估结果就会偏离实际。如果利用时变的负荷曲线进行可靠性评估,对系统某个运行状态进行分析时,时刻变化的负荷会给分析计算带来很大的难度和计算量,而且大量的负荷数据也会占用很大的存储空间。考虑到上述问题,本文在模拟时钟推进到某月时,该月的每一天都采用该月典型日的负荷模型进行潮流计算和负荷削减,并将典型日负荷曲线简化为两段负荷曲线。为了使简化的负荷曲线最大限度地模拟出实际的负荷

曲线,负荷模型按照以下原则确定。

a. 曲线向量化。取典型日负荷曲线和两段负荷曲线上的 n 个离散点,代表向量各个维度,即 $\mathbf{X}=(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$, $\mathbf{Y}=(y_1, y_2, y_3, \dots, y_n)$ 。

b. 主要采用距离度量和相似度度量衡量 2 个向量的相似情况。

距离度量主要用于衡量个体在空间上的距离及差异程度,个体间相似程度越大、差异越小,则距离度量的值越小。欧氏距离是常见的距离度量方法,主要衡量多维空间中各点之间的绝对距离,公式如下:

$$d(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2} \quad (2)$$

相似度度量主要用于衡量个体间的相似程度,个体间相似程度越大、差异越小,则相似度度量的值越大。本文采用向量空间余弦相似度衡量法,其用 2 个向量在向量空间中的夹角余弦值衡量 2 个个体间差异的大小,公式如下:

$$s(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = \cos \theta = \frac{\sum_{i=1}^n x_i y_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^n x_i^2} \sqrt{\sum_{i=1}^n y_i^2}} \quad (3)$$

河北南网 2012 年 7 月典型日负荷曲线见图 3,其典型日最大负荷为 10 810 MW,最小负荷为 6 498 MW。

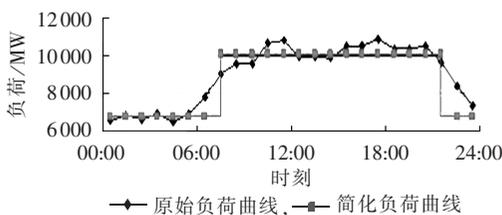


图 3 典型日负荷曲线和简化曲线
Fig.3 Typical daily load curve and simplified curve

取典型日负荷曲线上 24 h 的负荷值构成向量 $\mathbf{X}=(x_1, x_2, x_3, \dots, x_{24})$, 取简化曲线上对应的 24 个值构成 $\mathbf{Y}=(y_1, y_2, y_3, \dots, y_{24})$, 由负荷大致分布,确定典型日 08:00—22:00 为高峰负荷 y_h , 01:00—07:00 以及 23:00—24:00 为低峰负荷 y_l 。

本文采用式(3)进行曲线相似度的评价,将 \mathbf{X} 和 \mathbf{Y} 代入式(3),简化后得到如式(4)所示的非线性规划,其约束条件如式(5)所示。

$$s = \max \frac{ay_1 + by_h}{c\sqrt{dy_1^2 + ey_h^2}} \quad (4)$$

$$\begin{cases} y_1 \geq 6498 \\ y_h \leq 10810 \\ y_l \leq y_h \end{cases} \quad (5)$$

上述非线性规划的寻优结果为: $y_l = 7101$ MW, $y_h = 10202$ MW, $s = 0.9982$, 原始负荷曲线及简化负荷曲线如图 3 所示。

依据该原理,一年中就会有 12 个典型日的两段负荷曲线模型,故需要对蒙特卡洛模拟过程进行相应修改:在模拟时钟推进到某个时刻时,首先判断其处于哪个月,处于一天中的哪个时段,再取对应的负荷值进行后续的计算。需要注意的是负荷的变化对应着发电出力的调整,实际中,根据每天预测的负荷曲线,电网调度部门会按经济运行等原则优化确定所有电厂不同时段出力安排。即每天不同负荷水平时段,几乎所有电厂的出力都是不同的,即使同一负荷水平下冬、夏季的电厂出力安排也有很大的差别。为了便于分析计算,本文通过改变平衡节点的有功出力实现该过程。

2.3 潮流计算

系统状态分析主要包括故障潮流计算,依据潮流计算结果判断线路是否过载,若存在过载现象,则要进行发电出力的调整和负荷削减,因此蒙特卡洛模拟法可靠性评估要反复进行大量的潮流计算。为了减少计算量,在潮流计算和负荷削减时都采用直流潮流模型。

2.4 负荷削减模型

当电网中存在线路过载现象,则需要通过调整发电机出力和削减负荷来消除,负荷削减采用最优负荷削减模型,如式(6)所示,其约束条件如式(7)所示。而基于直流潮流的负荷削减模型的求解相当于一个线性规划问题最优解的求解,所以本文采用单纯形法求解该线性规划问题。

$$\min \sum_{i \in N_C} X_{ci} \quad (6)$$

$$\begin{cases} P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} & i \in N_G \\ 0 \leq X_{ci} \leq P_{Li} & i \in N_C \\ \sum_{i \in N_G} P_{Gi} + \sum_{i \in N_C} X_{ci} = \sum_{i \in N_C} P_{Li} \\ P_G + X - P_L = -Y\theta \\ P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{x_{ij}} \\ |P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \end{cases} \quad (7)$$

其中, X_{ci} 为节点*i*的削减负荷量; P_{Gi} 、 P_{Gi}^{\max} 、 P_{Gi}^{\min} 分别为节点*i*发电机组调整后的有功出力及有功出力的上、下限; P_{Li} 为节点*i*的原始有功负荷; N_G 和 N_C 分别为系统电源节点和负荷节点的集合; P_G 、 P_L 、 X 为 $n-1$ 维列向量,其元素分别为各节点电源有功功率、负荷功率和负荷削减量; θ 为 $n-1$ 维向量,其元素是各节点电压相角; Y 为节点电纳阵; P_{ij} 、 P_{ij}^{\max} 分别为支路潮流及支路潮流上限, i, j 为支路两端节点号。

如果被研究的电网与其他电网有较大功率交换,在负荷削减过程时还应考虑以下 2 种情况:

a. 若被研究电网向其他电网送出功率,其他电网就等效于负荷,出现线路故障时可能导致向其他电网送出功率线路过负荷,此时应该保证与其他电网的

联络不断,并进行电源调整以消除线路过负荷;

b. 若被研究电网从其他电网吸收功率,其他电网就等效于电源,出现线路故障时可能导致传输其他电网送来功率的线路过负荷,此时应削减负荷以消除线路过负荷。

3 可靠性指标累计

可靠性指标主要有电力不足概率 P_{LOL} 、电力不足时间期望值 $E_{LOL}(h)$ 、电力不足频率 F_{LOL} (次/a)和停电电量期望值 S_{EEN} (MW·h/a),它们的计算公式分别如式(8)~(11)所示。

$$P_{LOL} = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^N F_{LOLP}(x_i)t_i \quad (8)$$

$$E_{LOL} = 8760 P_{LOL} \quad (9)$$

$$F_{LOL} = \frac{N_f}{T} \quad (10)$$

$$S_{EEN} = \frac{8760}{T} \sum_{i=1}^N F_{EENS}(x_i)t_i \quad (11)$$

其中,当系统在状态 x_i 下未出现负荷消减时 $F_{LOLP}(x_i)=0$,反之 $F_{LOLP}(x_i)=1$; T 为总模拟时间; t_i 为系统在随机状态 x_i 下的持续时间; N_f 为模拟过程中出现停电故障的状态次数; $F_{EENS}(x_i)$ 为系统在随机状态 x_i 下的总有功负荷削减值; N 为经过时间 T 后,蒙特卡洛模拟的状态个数。

4 程序流程和计算实例

根据上述建模过程编制了输电网可靠性评估软件,软件主程序和人机界面都采用 Visual Basic 编制,主程序框图如图 4 所示。整个软件采用模块化设计和参数传递技巧,通过软件的界面可以完成以下功能。

a. 调用 Excel 修改节点参数和支路参数。节点参数包括节点类型、发电机有功出力、最大出力和最小出力、负荷大小;支路参数包括线路的故障率、线路平均修复时间、线路最大载流量、线路阻抗以及断路器的故障率和平均修复时间。

b. 在软件界面上可以设置系统运行方式、12 个月的典型日负荷水平和每段负荷的持续时间、计划检修开始时刻及持续时间。

c. 软件可计算并输出各节点的可靠性指标、系统的年度可靠性指标、系统最薄弱的部分(容易造成负荷削减和系统解列的故障线路)。计算结果以表格和文本形式存放,方便用户存放和打印。

根据上述考虑负荷特性的输电网可靠性评估模型,对 IEEE RTS 79 可靠性测试系统的输电部分进行可靠性评估,并与常规可靠性评估方法进行比较,其中常规方法是采用年最大负荷进行评估,其他模型相同。评估结果如表 1 所示。

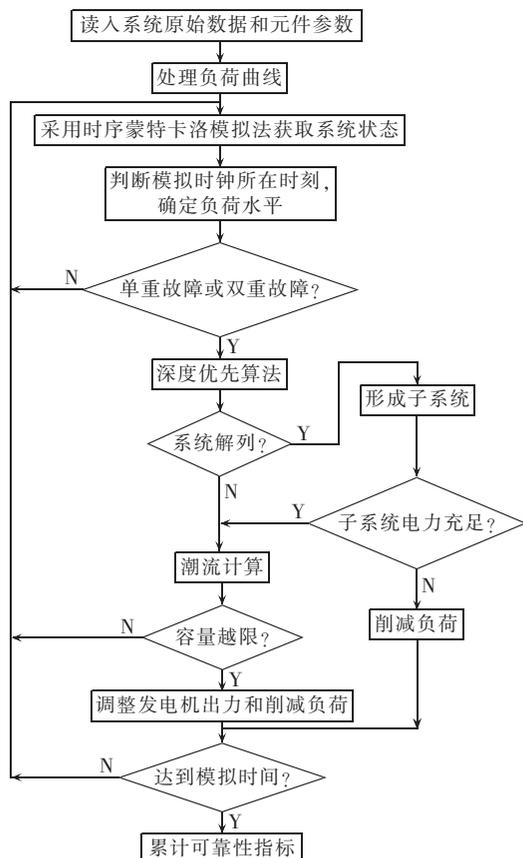


图 4 主程序流程图

Fig.4 Flowchart of main program

表 1 IEEE RTS 79 测试系统可靠性评估结果

Tab.1 Results of reliability evaluation for IEEE RTS 79 system

可靠性指标	可靠性评估结果	
	本文方法	常规方法
P_{LOL}	0.001327	0.001891
$F_{LOL}/(\text{次} \cdot \text{a}^{-1})$	1.598819	2.199850
E_{LOL}/h	11.625	16.565
$S_{EEN}/(\text{MW} \cdot \text{h} \cdot \text{a}^{-1})$	736.7192	883.0160

为了得到稳定的统计解,选择固定模拟时间为 40 a,该模拟时间下常规评估方法有很好的收敛性。为了解决考虑负荷特性评估方法的收敛问题,尝试了增加模拟时间的方法,结果表明,40 a 的模拟时间足够获得一个稳定的解。虽然考虑负荷特性等同于考虑更多运行方式,理论上需要更多的模拟时间来获得稳定解,但是负荷水平普遍比最大负荷低,出现负荷削减的情况更少,对可靠性指标统计结果的影响减小,即对解的收敛性影响也不大。根据表 1 的评估结果可知,考虑负荷特性的可靠性指标 P_{LOL} 为 0.001327,常规方法得到的 P_{LOL} 为 0.001891,因此考虑了负荷特性的电网可靠程度明显比不考虑要高。这是因为常规方法取年最大负荷进行评估,而考虑负荷的实时变化时,大多时刻的负荷值低于最大负荷,故障时线路过载的概率也就减小了,需要负荷削减的情况也少了。再观察其他指标, S_{EEN} 也明显有所减小,是因

为该指标的统计量主要是负荷削减量及故障持续时间,由前面分析可知出现负荷削减的时间少了,负荷值也小了,结果必将减小。考虑负荷特性的可靠性评估结果更加乐观,更加符合电力系统的运行实际。

5 结论

本文主要采用了时序蒙特卡洛法模拟系统状态,在充分考虑输电网运行特点的情况下,采用下次事件推进原则调整模拟时钟;系统状态模拟中考虑了系统多重故障、断路器故障以及线路检修计划,更加符合运行实际;对负荷特性的考虑及处理,在保证简化模型与实际模型相似度最大的基础上,减少了计算量和内存占用量;为了减少用户不必要的停电损失,获得更高的可靠性,用最优负荷削减模型调整发电机出力和削减负荷。在此基础上编制了可靠性评估软件,用于 IEEE 标准可靠性评估模型,计算结果证明了模型及算法的合理性,并为可靠性优化、电网规划等提供更加全面和丰富的信息,帮助现场运行人员做出较优的决策。

参考文献:

- [1] BILLINTON R, ALLAN R N. Reliability evaluation of power systems[M]. New York, USA: Plenum Press, 1984.
- [2] 杨蔚百. 电力系统可靠性分析基础及应用[M]. 北京: 水利电力出版社, 1986.
- [3] 陈亦平, 洪军. 巴西“11.10”大停电原因分析及对我国南方电网的启示[J]. 电网技术, 2010, 34(5): 77-82.
CHEN Yiping, HONG Jun. Analysis on caused of blackout occurred in Brazilian power grid on Nov.11, 2009 and lessons drawn from it to China Southern Power Grid[J]. Power System Technology, 2010, 34(5): 77-82.
- [4] 侯慧, 尹项根, 陈庆前, 等. 南方部分 500 kV 主网架 2008 年冰雪灾害中受损分析与思考[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(11): 12-15, 38.
HOU Hui, YIN Xianggen, CHEN Qingqian, et al. Review on the wide area blackout of 500 kV main power grid in some areas of south china in 2008 snow disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(11): 12-15, 38.
- [5] 陆佳政, 蒋正龙, 雷红才, 等. 湖南电网 2008 年冰灾事故分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(11): 16-19.
LU Jiazheng, JIANG Zhenglong, LEI Hongcai, et al. Analysis of Hunan Power Grid ice disaster accident in 2008[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(11): 16-19.
- [6] 丁明, 李生虎. 可靠性计算中加快蒙特卡罗仿真收敛速度的方法[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(12): 16-19.
DING Ming, LI Shenghu. Method for speeding up convergence of Monte-Carlo simulation in reliability calculation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(12): 16-19.
- [7] 宋云亭, 郭永基, 程林. 大规模发电系统充裕度评估的蒙特卡罗仿真[J]. 电网技术, 2003, 27(8): 24-28.
SONG Yunting, GUO Yongji, CHENG Lin. Monte-Carlo simulation to adequacy evaluation for large-scale power generation and

- transmission system[J]. Power System Technology,2003,27(8):24-28.
- [8] 丁明,张瑞华. 发输电组合系统可靠性评估的蒙特卡罗模拟[J]. 电网技术,2000,24(3):9-12.
DING Ming,ZHANG Ruihua. Monte-Carlo simulation of reliability evaluation for composite generation and transmission system[J]. Power System Technology,2000,24(3):9-12.
- [9] BORGES C L T. Composite reliability evaluation sequential Monte Carlo simulation on parallel and distributed processing environments[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2001,16(2):203-209.
- [10] GUBBALA N,SINGH C. Models and considerations for parallel implementation of Monte Carlo simulation methods for power system reliability evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1995,10(2):779-787.
- [11] BORGES C L T,FALCAO D M,MELLO J C O,et al. Composite reliability evaluation by sequential Monte Carlo simulation on parallel and distributed processing environments[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2001,16(2):203-209.
- [12] 刘洋,周家启,谢开贵,等. 基于 Beowulf 集群的大电力系统可靠性评估蒙特卡罗并行仿真[J]. 中国电机工程学报,2006,26(20):9-14.
LIU Yang,ZHOU Jiaqi,XIE Kaigui,et al. The parallel Monte-Carlo simulation of bulk power system reliability evaluation based on Beowulf cluster[J]. Proceedings of the CSEE,2006,26(20):9-14.
- [13] UBEDA J R, ALLAN R N. Reliability assessment of composite hydrothermal generation and transmission systems using sequential simulation[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution,1994,141(4):257-262.
- [14] BILLINTON R,JONNAVITHULA A. Application of sequential Monte Carlo simulation to evaluation of distributions of composite system indices[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution,1997,144(2):87-90.
- [15] SANKARAKRISHNAN A,BILLINTON R. Sequential Monte Carlo simulation for composite power systems reliability analysis with time varying loads[J]. IEEE Transactions on Power Systems,1995,10(1):1540-1545.
- [16] UBEDA J R,ALLAN R N. Sequential simulation applied to composite system reliability evaluation[J]. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution,1991,139(2):81-86.
- [17] 赵渊,周家启,刘洋. 发输电组合系统可靠性评估中的最优负荷削减模型分析[J]. 电网技术,2004,28(10):34-37.
ZHAO Yuan,ZHOU Jiaqi,LIU Yang. Analysis of optimal load shedding model in reliability evaluation of composite generation and transmission[J]. Power System Technology,2004,28(10):34-37.

作者简介:



赵书强

赵书强(1964-),男,河北景县人,教授,博士研究生导师,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统规划与可靠性;

涂筱莹(1988-),女,浙江丽水人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与可靠性(E-mail:tuxiaoying@126.com);

王达飞(1987-),男,内蒙古赤峰人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统规划与可靠性;

胡永强(1981-),男,河北邯郸人,讲师,硕士,主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统规划与可靠性。

Development of reliability evaluation software of power transmission grid considering load characteristics

ZHAO Shuqiang, TU Xiaoying, WANG Dafei, HU Yongqiang

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: The time-sequence Monte Carlo method is applied to simulate the actual operational conditions of power transmission grid, which considers comprehensively the load variation within a year, the line maintenance schedule, the circuit breaker faults and line multiplex faults. The simulative clock is adjusted according to the principle of next-event-moving-forward and the optimal load curve is simplified by the similarity measure. The DC power flow model is adopted for the faulty power flow calculation to detect the line overload. If line overload occurs, the optimal load shedding model is applied to adjust the power output of generator and shed the relevant loads. The reliability evaluation software is programmed with Visual Basic. The power transmission part of IEEE RTS 79 reliability test system is evaluated by the developed software and results show that, with expected calculation speed and convergency, the evaluated reliability is much closer to the actual operating conditions of power transmission grid.

Key words: power transmission; reliability; evaluation; load characteristics; similarity; time-sequence simulation; models