

大电网暂态稳定概率评估方法及风险指标研究

黄龙祥1,苗世洪1,赵 峰1,裘微江2,侯俊贤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. 中国电力科学研究院,北京 100192)

摘要:考虑到传统确定性分析方法的局限性和现行多能源接入电力系统的复杂度,从风险角度出发,计及多 重不确定因素建立元件和系统故障概率模型。基于蒙特卡洛模拟和时域仿真进行系统暂态稳定概率评估,在 构建包含功角、电压、潮流等在内的单次抽样风险指标体系的同时,提出一种有效量化系统应对暂态扰动能 力的暂态稳定全局性概率和风险裕度指标。新英格兰 10 机 39 节点等系统的算例评估结果验证了所提算法 的可行性。

关键词: 电力系统: 暂态稳定: 概率模拟: 风险: 蒙特卡洛法: 指标: 抽样

中图分类号: TM 711

文献标识码· A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.11.019

0 引言

电力系统暂态稳定性,指受到严重的暂态扰动 (如元件故障、断面潮流大幅改变、失去重要负荷等) 下,系统保持同步的能力[1]。随着我国电力市场化改 革的不断推进,大规模、超高压、远距离输电快速发 展,风电、光伏等多形式分布式电源大量接入,电网 复杂度不断上升的同时,不确定因素的影响也日益突 出。因此,如何有效地评判潜在的暂态风险,对系统 及时采取预警决策、维护供电可靠性有着重大意义。

传统的确定性分析仅考虑最严重事故来获取系 统的稳定运行极限,过于保守的同时,还忽略了实际 系统中存在的不确定性,并不适用于未来智能电网 的优化决策。概率性分析方法则利用概率模拟系统 的随机因素,所得到的指标能够更全面地揭示系统 风险的实质。文献[2]在建立概率性评估方法的基础 上,通过归一化能量函数 NEF(Normalized transient Energy Function)来描述暂态稳定概率指标。文献 [3]探讨了暂稳分析的加速技术,并基于效用概率风 险指标进行了系统在线安全风险的研究。文献[4]给 出了系统参数与单机无穷大系统 OMIB(One Machine Infinite Bus)失稳概率的定量关系。此外,相关文献 还涉及了概率性事故的筛选、排序和评估[5],暂态电 压稳定评估和崩溃预测的评价指标[67] 及基于扩展 等面积法则 EEAC(Extended Equal Area Criterion)、 轨迹信息、计算机集群的暂稳分析方法[8-10]等方面的

收稿日期:2013-05-10:修回日期:2013-10-12

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51377068);国家高技 术研究发展计划(863 计划)资助项目(2011AA05A119);国家 电网公司大电网重大专项资助项目(SGCC-MPLG001(026)-2012) Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51377068), the National High Technology Research and Development Program of China (863 Program) (2011AA-05A119) and State Grid Corporation of China, Major Projects on Planning and Operation Control of Large Scale Grid (SGCC-MPLG001(026)-2012)

研究内容。

上述研究中存在系统随机性考虑不全面、后果严 重度指标缺失等若干不足,随着研究的深入,本文充 分考虑系统多角度的概率不确定性因素,将风险理 论和蒙特卡洛 MC(Monte Carlo)抽样技术相结合,采 用高精确度的时域仿真法进行暂态稳定分析,从可 能性和严重度的角度构造了单次抽样风险指标体 系,并提出了一种量化系统应对暂态扰动能力的全 局性概率和风险裕度指标。区别于传统概率可能性, 其基于系统的抽样全局定义可能性并得到风险裕 度。新英格兰 10 机 39 节点等系统的仿真算例表明 了算法的可行性和指标的参考价值。

1 概率建模

电力系统作为一个高耦合性复杂巨系统,暂态 稳定性的影响因素繁冗复杂。对大停电的研究表明, 元件故障往往是引起重大事故的主要诱因[11]。因此, 准确考虑概率模型的统计特性,是有效评估系统暂 稳风险的基石。本文着重选取与预想事故定义强相 关的随机因子,从系统元件特性和故障参数两方面 进行概率建模。需要说明的是,建模中所涉及到的确 定性参数,可视实际系统的经济调度及历史数据统 计,进行必要的调整和设置以满足需要。

1.1 发电机降额模型

考虑实际发电单元出力特性的差异性和时变 性,以各机组额定输出值为标幺化基准 1 p.u.. 将发 电机出力状态的不确定性定义为下一时刻 n 个不同 的抽样出力水平 s_1, s_2, \dots, s_n , 对应不同的抽样出现概 率 p_1, p_2, \dots, p_n , 且概率满足 $\sum_{i=1}^{n} p_i = 1$, 标幺化建模的优 势在于对不同多机系统的通用性。设置下一时刻某 系统发电机出力状态分别为 0.5、0.8、0.9、1.0、1.1、对 应概率分别为 0.05、0.13、0.25、0.32、0.25。



1.2 负荷水平

负荷概率模型分为面向规划和面向运行 2 种, 暂态运行风险分析需要预测未知的系统负荷变化, 故选取后者,即认为下一时刻负荷满足以预测值为 期望,预测误差值为标准差的概率分布特征。

因此,本文算法考虑不同负荷水平下波动范围的差异性[12],选取各负荷节点的恒功率需求值为正态波动的期望值 μ_L ,并设定波动误差值 σ_L 进行抽样以说明问题,且得到的各节点负荷值L必须满足 $3\sigma_L$ 置信度校验[13]。

$$f(L) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_L}} \exp\left[-\frac{(L-\mu_L)^2}{2\sigma_L^2}\right]$$

$$L\epsilon(\mu_L - 3\sigma_L, \mu_L + 3\sigma_L)$$
(1)

1.3 故障类型

电力系统故障类型包括短路、断线、失负荷等,从故障历史数据统计得到各短路故障类型发生的离散概率分布,其中单相接地故障占91.39%、两相接地故障占4.473%、两相相间短路故障占3.068%,三相短路故障占1.069%。同时,本文兼顾考虑了断线以及失负荷等系统状态的抽样概率,设定均为5%,并对故障类型进行了0~5的编号。

表 1 给出了故障类型建模的对应编号和概率值设置。其中,短路故障概率总和为 90%。

表 1 系统故障类型模型

Tab.1 Model of system fault type

系统状态	编号值	抽样概率
三相短路	0	0.010
单相接地	1	0.822
两相接地	2	0.040
两相相间	3	0.028
断线故障	4	0.050
	5	0.050
	<u> </u>	<u> </u>

1.4 故障点位置

因受极端天气、地形地貌等难以获取因素的影响,故障点位置的精确概率建模难度较大。文献[14]根据贝叶斯-拉普拉斯准则,认为故障发生概率在线路上服从均匀分布。国家电网公司 2005 年发布的《电力系统安全稳定计算规定》中指出,故障地点应选取对系统稳定不利的地点,线路故障一般应选在线路两侧变电站出口,变压器故障一般应选在高压侧或中压侧出口,发电机出口故障应选在升压变高压侧出口。本文即基于线路首端和末端发生故障的 2种极端严重度,利用多次线路首端或末端故障抽样来等效均匀分布的线路故障点,且认为首末端故障概率一致。

1.5 故障切除时间

线路的故障切除时间通常指保护动作时间和断 路器跳闸时间的总和,其概率分布可由保护装置的 历史数据经统计分析得出。

与负荷水平类似,本文认为故障切除时间 t_{cl} 取对数后服从期望为 μ 、标准差为 σ 的正态分布[15],由此得到 t_{cl} 的概率密度函数:

$$f(t_{cl}) = \begin{cases} \frac{\exp\left\{-\left[\left(\ln t_{cl} - \mu\right)^{2} / (2\sigma^{2})\right]\right\}}{\sigma t_{cl} \sqrt{2\pi}} & t_{cl} > 0 \\ 0 & t_{cl} \leq 0 \end{cases}$$
 (2)

再定义不同电压等级系统输入中的标准切除时间及其若干倍(如 1/10 等)作为对数正态分布的期望 μ_{ι} 和标准差 σ_{ι} 以保证不同系统各自的最小保护动作时间,则得到与 μ_{ι} σ 的参数关系为:

$$\begin{bmatrix}
\mu_1 = \exp(\mu + \sigma^2 / 2) \\
\sigma_1 = \mu \sqrt{\exp(\sigma^2 - 1)}
\end{bmatrix}$$
(3)

同样地,最终样本取对数后须满足 3σ 置信度校验保证可信性。

$$\begin{cases} \ln t_{\rm cl} \sim N(\mu, \sigma^2) \\ \ln t_{\rm cl} \in (\mu - 3\sigma, \mu + 3\sigma) \end{cases} \tag{4}$$

故障切除时间包含近端和远端,对于远端切除时间,一般在近端切除的基础上加一个时间差 Δt 。本文在抽样得到近端切除时间后,沿用输入系统的时间差原值来得到远端切除时间,保证该值的有效和合理性。

1.6 重合闸

考虑到实际上大多数架空线路故障为瞬时或暂时性的,自动重合闸装置将在系统故障清除后的短时间内闭合断路器,以消除瞬时故障的影响。

典型的统计分析表明,造成故障的原因包含雷击和其他因素,重合闸失败概率可由式(5)估计:

p(U)=p(T)p(U|T)+p(O)p(U|O) (5) 其中,U 为重合闸失败事件,T 和 O 分别为雷击和其他因素,p(U)为重合闸失败概率,p(T)和p(O)分别为雷击和其他因素的故障概率,p(U|T)和p(U|O)则为雷击和其他因素故障条件下的重合闸失败概率。

本文在此基础上,结合国家电网公司 2000 至 2009 年 220 kV 以上线路重合闸成功率的统计数据,建立自动重合闸模型,其成功率设定为 72.11%。

2 指标体系

暂态稳定的判别原则为:电网遭受每一次大扰动后,引起电力系统各机组之间功角相对增大,经过第一、第二摆后不失步;或暂态过程中系统电压中枢点母线电压下降持续低于限定值[16]。基于以上2点,本文着眼于功角、电压以及潮流等系统动态特性,从可能性和严重度的角度构造单次抽样和全局性系统风险指标体系。单次抽样指标主要考虑后果严重度的定义,综合多种不确定因素的传统可能性指标定义由式(6)给出:



 $p(S_i) = p(E)p(d|E)p(t_{cl}|E)p(U)\prod_i p(G_i)\prod_j p(L_j)$ (6) 其中, S_i 为抽取事故;d 为故障点位置;E 为故障类型; G_i 为第 i 号发电机; L_j 为节点j 负荷; $p(S_i)$ 为事故可能性;p(E) 为故障类型概率;p(d|E) 和 $p(t_{cl}|E)$ 为故障类型 E 下故障位置和切除时间的条件概率; $p(G_i)$ 为第 i 号发电机的随机出力概率, $p(L_j)$ 为负荷节点j 的随机需求概率。求积意义为考虑所有发电机与负荷的综合抽样概率。

2.1 功角严重度

功角稳定的严重度指标 δ_{ang} 定义为仿真时间内或者第一、第二摆的最大摇摆相对角 $|\theta_i-\theta_j|$ 的偏离比例,即:

$$\delta_{\text{ang}} = \begin{cases} \max\{\theta_i - \theta_j\} / \pi & |\theta_i - \theta_j| < \pi \\ 1 & |\theta_i - \theta_i| \geqslant \pi \end{cases}$$
 (7)

传统暂态稳定判据通常采用发电机功角差小于某一指定的阈值,但阈值的选定没有公认标准,靠经验指定[17]。故基于以上严重度指标,且考虑到仿真时间设定一般大于前 2 摆所需时间,当 δ_{ang} <1 时,认为系统能够保持功角稳定;否则认为失稳并赋值为 1。

2.2 电压严重度

电压稳定的严重度指标 δ_{ν} 定义为暂态过程中系统电压中枢点母线电压(低于 0.75 p.u.)下降持续时间 T_{max} 与最大允许时间 T_{max} (定义为 1 s)的比例,即:

$$\delta_v = T_{\text{low}} / T_{\text{max}} \tag{8}$$

此指标定义参考了国家电网公司 2005 年发布的《电力系统安全稳定计算规定》中的电压失稳实用判据,从降落时间和幅值出发,表明故障后系统电压的持续跌落过程,即当 δ ,<1 时,认为能保持电压稳定;否则认为失去稳定。

2.3 潮流严重度

潮流风险的严重度指标 δ_{pf} 定义为故障清除后系统各线路中潮流有功最大值 P_{max} 与额定值 P_{N} 之比,即:

$$\delta_{\rm pf} = P_{\rm max} / P_{\rm N} \tag{9}$$

潮流严重度有效表征了系统遭受故障后潮流转移造成的线路过载情况,本文仅给出基本定义, δ_{μ} 阈值需视实际评估系统的可用输电能力 ATC(Available Transfer Capability)确定。

2.4 全局性指标

考虑多维不确定因素条件下,利用蒙特卡洛重复故障抽样的典型系统仿真评估,每次得到的结果除常规指标外,都将给出一个整体的暂态稳定评价,比如稳定或失稳。根据大数定理,事件发生的频率将随着试验次数的增加趋于一个稳定值,系统暂态稳定全局性概率 S 即定义为稳定次数占总抽样次数的比例,随着模拟样本数的增大,不同的系统将趋向于

不同的稳定值。

$$S = \frac{n_{\text{stb}}}{n_{\text{st}} + n_{\text{st}}} \times 100\%$$
 (10)

其中,S为全局性概率指标;n_{sb}、n_{ussb}为随模拟抽样次数增大不断变化的稳定和不稳定次数。

区别于式(6)的单次抽样概率,该概率指标基于系统的宏观全局,数值越大则表征系统的暂态扰动抵御能力越强。为满足指标变化单调性,利用各次抽样严重度 x 累加并归一化后,与1 作差进行裕度定义,进而得到对应的全局性风险裕度 Gx:

$$G_{x} = S \left(1 - \frac{\sum_{i=1}^{M} \delta_{x}^{i}}{N} \right)$$
 (11)

其中, G_x 为全局性风险裕度;N 为模拟抽样次数;下标 x 可指代 ang_xv 或 pf_o 该指标表征了系统的全局暂稳风险裕度,类似地,数值越大即表示系统对应 x 项的抗扰能力越强。

3 评估策略

基于蒙特卡洛的暂态稳定概率评估利用 2 层分析框架:外层为系统初始状态抽样模拟,内层基于已形成的系统状态进行确定性暂态稳定数值仿真。图 1 给出了算法的流程图,具体步骤如下。

- **a.** 选择进行模拟的典型系统,进行初始潮流计算,并设置蒙特卡洛抽样次数。
- **b.** 进行故障前的系统状态的抽样,具体包括选择网络拓扑结构、发电机状态及负荷水平等。
- **c.** 进行故障的概率模型的抽样,具体包括故障 发生的概率、故障的类型、故障的位置、故障清除时 间的概率等。
- **d.** 根据上述抽样结果,进行系统确定性暂态稳定分析。
- e. 对步骤 d 的结果进行统计,得到有关系统暂 稳风险的可能性以及后果严重度,计算并记录本次

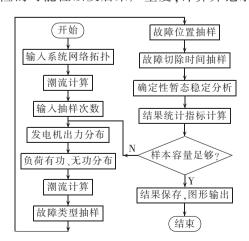


图 1 暂态概率评估流程图

Fig.1 Flowchart of transient probabilistic assessment

模拟的风险指标。

f. 检查样本容量是否足够,满足则输出结果并结束评估:否则转向步骤**b**。

4 算例分析

本文算例选用新英格兰 10 机 39 节点典型系统进行仿真评估,系统结构如图 2 所示,图中括号内为发电机编号。

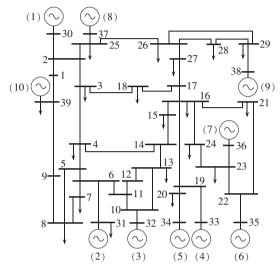
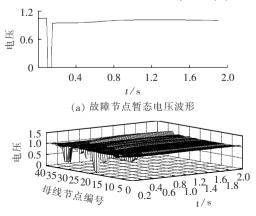


图 2 新英格兰 10 机 39 节点系统结构图

Fig.2 Structure of New England 10-generator 39-bus system

单次抽样的确定性暂稳仿真以线路 19-33 发生三相短路故障为例进行分析。故障点位置为节点19,故障发生时间为 0.1 s,近端故障切除时间为 0.15 s,远端为 0.18 s,仿真时间为 2 s。

图 3 和图 4 给出了仿真结果的输出图形,图中电压、潮流值为标幺值。由图 3(b)可明显看出故障发生后节点 19、33 附近区域的电压降低和切除后的电压恢复,其中节点 19 电压在故障切除后略低于系统整体水平,而节点 33 电压则显著高于系统水平,但整体保持了系统的电压稳定;图 4(a)表明线



(b) 母线暂态电压波形

图 3 故障节点和系统母线暂态电压波形

Fig.3 Transient voltage waveforms of faulty node and system buses

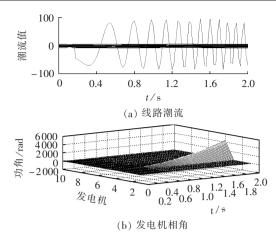


图 4 系统暂态潮流和功角变化趋势

Fig.4 Variation trends of system transient power flows and angles

路 19-33 在故障发生和切除后潮流发生畸变并激增,大幅高出系统正常水平,存在较大安全风险;对比图 5 给出的节点 3 发生三相短路并切除线路 3-4后的系统功角稳定变化趋势,图 4(b)则明显地表征了发电机节点 33 的功角失稳现象,导致系统的严重失步。

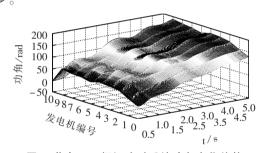


图 5 节点 3 三相短路时系统功角变化趋势 5 Variation trend of system power angle wh

Fig.5 Variation trend of system power angle when three-phase short circuit happens at bus 3

重复模拟 M 次确定性暂稳仿真,将得到考虑多种不确定因素的概率评估结果。多次抽样仿真屏蔽了各次模拟中的图形输出,选择对各次稳定和不稳定抽样信息进行记录,包括故障类型、位置以及严重度和风险指标等。设置 M=500,模拟结果为暂态稳定 371 次,失稳 129 次,表 2 和表 3 给出了部分具有代表性的稳定和不稳定抽样信息输出结果。

表 2 给出了 0~5 故障类型的抽样评估结果,表中功角严重度、电压严重度、潮流严重度为标幺值,后同。可以看出故障类型为 4 和 5 时,暂态稳定下潮流风险较小,电压严重度及风险值亦均为 0。对于第 110 次故障类型为 1 的抽样,其功角严重度接近于 1 且风险值相对很大,导致了故障切除后显著增大的潮流严重度,可以认为,该次模拟已接近临界稳定状态。第 297 次模拟故障类型虽为 0,但各项风险均远小于临界失稳值,该支路安全风险相对很小。

表 3 给出了 0~4 故障类型的抽样评估结果,对 比表 2 可知故障类型为 5 时,系统必能保持暂态稳



表 2 抽样系统稳定评估结果

Tab.2 Results of stability assessment of sampling system

样本号	故障 类型	故障点 近端节点	故障点 远端节点	功角 严重度	功角 风险	电压 严重度	电压 风险	潮流 严重度	潮流风险
62	3	11	6	0.472	0.013	0.087	0.002	3.215	0.090
63	2	6	5	0.470	0.019	0.090	0.004	4.880	0.195
71	4	11	6	0.389	0.019	0	0	2.577	0.129
100	5	38	29	0.360	0.018	0	0	1.164	0.058
110	1	20	19	0.951	0.782	0.100	0.082	8.240	6.774
297	0	24	23	0.558	0.006	0.103	0.001	0.865	0.009

表 3 抽样系统不稳定评估结果

Tab.3 Results of instability assessment of sampling system

样本号	故障 类型	故障点 近端节点	故障点 远端节点	功角 严重度	功角 风险	电压 严重度	电压 风险	潮流 严重度	潮流 风险
26	1	19	16	1	0.822	0.096	0.079	6.727	5.530
241	4	16	19	1	0.050	0	0	6.754	0.338
340	2	37	25	1	0.040	0.103	0.004	5.788	0.232
407	0	19	33	1	0.010	0.120	0.001	9.681	0.097
456	3	22	35	1	0.028	0.075	0.002	9.674	0.271

定。暂态失稳情况下,潮流风险都将十分严重。第26、241次模拟中,不同的故障类型发生在相同的故障支路均发生了系统失稳,说明线路 16-19 为系统薄弱环节,需要引起运行人员足够的重视。对于340、407 和 456 次模拟,故障线路均包含发电机节点,由此得到可靠的发电机出力是系统保持暂态稳定的首要因素的结论。发电机非降额出力下,相同系统保持暂态稳定的概率明显增大的对比仿真结果,有效地验证了本结论的正确性。

图 6 给出了 M=50 时新英格兰 10 机 39 节点系统的全局性概率指标 S 随模拟样本数的变化规律,得到的系统暂稳全局性概率为 0.82。

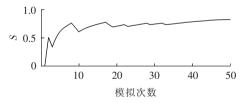


图 6 系统暂态稳定全局性概率变化趋势 Fig.6 Variation trend of overall probability of system transient stability

为了说明全局性指标能定量表征系统抵御暂态 扰动的能力,表 4 给出了相同条件下 IEEE 3 机 9 节 点和 NPCC 48 机系统在 M=50 时的全局性概率 S 和 风险裕度(标幺值)以作对比。

由全局性概率指标 S 数据知,IEEE 3 机 9 节点

表 4 测试系统全局性指标结果比较

Tab.4 Comparison of overall indexes between test systems

输入系统	S -	风险裕度			
他八示礼		功角	电压	潮流	
新英格兰 10 机 39 节点	0.82	0.362	0.774	0.434	
IEEE 3 机 9 节点	0.78	0.324	0.714	0.282	
NPCC 48 机	0.86	0.380	0.801	0.735	

系统暂稳全局性概率为 0.78 < 0.82, 而 NPCC 48 机系统为 0.86 > 0.82; 观察 3 类全局性风险裕度, 新英格兰 10 机 39 节点系统的功角、电压和潮流风险裕度亦均介于IEEE 3 机 9 节点和 NPCC 48 机系统之间,即说明在本文概率模型和抽样评估条件下,系统抵御暂态扰动的能力 IEEE 3 机 9 节点系统 < 新英格兰 10 机 39 节点系统 < NPCC 48 机系统。该结论与多机互联系统相对强壮的普遍结论相吻合,证实了全局性指标能有效表征系统抵御暂态扰动能力的同时,也给出了一种系统不同方面风险裕度的量化比较方法,将为运行人员针对不同系统选择适应性预警决策提供若干参考。

5 结语

本文从多角度考虑实际电力系统安全运行的不确定性,利用风险理论和蒙特卡洛模拟法进行了暂态稳定概率评估,并构建了包括单次抽样功角、电压、潮流可能性和严重度,以及全局性概率和风险裕度等在内的暂态稳定风险指标体系。仿真算例结果表明了算法可行性和指标体系的正确性,且给出了一种比较和评价不同系统抵御暂态扰动能力的量化方法。此外,如何在保证准确性的前提下提高效率,并提升该法对多能源、FACTS、HVDC等新型系统的适应兼容性,将是后续研究的主要方向。

参考文献:

- [1] 赵霞,周家启,胡小正,等. 暂态稳定性分析中的确定性方法和概率性方法[J]. 电力系统自动化,2006,30(6):100-103.
 - ZHAO Xia, ZHOU Jiaqi, HU Xiaozheng, et al. Deterministic and probabilistic approaches in transient stability studies [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(6):100-103.
- [2] 崔凯,房大中,钟德成. 电力系统暂态稳定性概率评估方法研究

- 1
- [J]. 电网技术,2005,29(1):44-49.
- CUI Kai, FANG Dazhong, CHUNG Takshing. Study on probabilistic assessment method for power system transient stability [J]. Power System Technology, 2005, 29(1):44-49.
- [3] NI Ming, MCCALLEY J D, VITTAL V, et al. Software implementation of online risk-based security assessment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2003, 18(3):1165-1172.
- [4] CHIODO E, GAGLIARDI F, LAURIA D. Probabilistic approach to transient stability evaluation[J]. IEE Proceedings—Generation, Transmission and Distribution, 1994, 141(5):537-544.
- [5] ERNST D,RUIZ-VEGA D,PAVELLA M,et al. A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2001, 16(3):435-443.
- [6] DELFINO B, DENERGRI G B, INVERNIZZI M, et al. Dynamic index assessment for voltage stability in electric power systems [C]//Proceedings of the 2000 International Conference on Power System Technology. Perth, Australia; IEEE, 2000; 397-402.
- [7] NIZAM M, MOHAMED A, HUSSAIN A. Dynamic voltage collapse prediction on a practical power system using power transfer stability index[C]//5th Student Conference on Research and Development, SCOReD 2007. Selangor, Malaysia; IEEE, 2007; 1-6.
- [8] 姚良忠,倪以信,毛蓓琳. 基于扩展等面积准则法的广义暂态稳定裕度[J]. 清华大学学报:自然科学版,1995,35(1):25-31. YAO Liangzhong,NI Yixin,MAO Peilin. Generalized transient stability margin based on extended equal area criterion method [J]. Journal of Tsinghua University:Natural Science Edition, 1995,35(1):25-31.
- [9] 赵磊,单渊达. 基于轨迹信息的发电机暂态稳定指标分析方法 [J]. 电网技术,2002,26(8);25-28.
 - ZHAO Lei, SHAN Yuanda. An approach to generator transient stability index analysis based on trajectory information[J]. Power System Technology, 2002, 26(8):25-28.
- [10] 郭琦,张伯明,王守相,等. 基于计算机集群的电力系统暂态风险评估[J]. 电网技术,2005,29(15):13-18.
 GUO Qi,ZHANG Boming,WANG Shouxiang,et al. Personal computer cluster based power system transient risk assessment
 - [J]. Power System Technology, 2005, 29(15):13-18.
- [11] 宋毅. 电力系统连锁故障机理及风险评估方法研究[D]. 天津: 天津大学,2008.

- SONG Yi. The research on power system cascading failure mechanism and risk assessment method [D]. Tianjin; Tianjin University, 2008.
- [12] 傅旭,王锡凡. 考虑负荷随机特性的静态安全校正控制算法[J]. 电工技术学报,2008,23(1):114-119.
 - FU Xu, WANG Xifan. A corrective control method considering load stochastic characteristic [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2008, 23(1):114-119.
- [13] 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,2006:40-44.
- [14] 周启航,张东霞,郭强. 基于风险的电力系统暂态电压崩溃评估 [J]. 电网技术,2011,35(8):119-123.
 - ZHOU Qihang, ZHANG Dongxia, GUO Qiang. Risk based assessment on transient voltage collapse in power grid[J]. Power System Technology, 2011, 35(8):119-123.
- [15] 薛禹胜,刘强,袁越,等. 关于暂态稳定不确定性分析的评述[J]. 电力系统自动化,2007,31(14):1-7.
 - XUE Yusheng, LIU Qiang, YUAN Yue, et al. A review of non-deterministic analysis for power system transient stability [J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(14):1-7.
- [16] 徐英, 邵玉槐, 薛永强, 等. 基于 PSASP 的电力系统稳定性仿真分析[J]. 太原理工大学学报, 2007, 38(3): 247-249.
 - XU Ying,SHAO Yuhuai,XUE Yongqiang,et al. Power system stability simulation based on PSASP[J]. Journal of Taiyuan University of Technology,2007,38(3):247-249.
- [17] 孙闻,房大中,薛振宇. 电力系统在线暂态稳定分析方法[J]. 电 网技术,2009,33(14):16-20.
 - SUN Wen, FANG Dazhong, XUE Zhenyu. A method for on-line analysis of power system transient stability [J]. Power System Technology, 2009, 33(14):16-20.

作者简介:

黄龙祥(1988-),男,浙江绍兴人,硕士研究生,研究方向 为电力系统自动化:

苗世洪(1963-),男,湖北随州人,教授,博士研究生导师, 主要研究方向为电力系统安全控制、继电保护与自动化(E-mail: sa2000999@126.com);

赵 峰(1987-),男,河北石家庄人,博士研究生,研究方向为电力系统自动化。

Transient stability probability assessment and risk indexes for large scale power systems

HUANG Longxiang¹, MIAO Shihong¹, ZHAO Feng¹, QIU Weijiang², HOU Junxian²

(1. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China; 2. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Due to the limitations of traditional deterministic analysis and the complexity of power system integration for multiple existing power sources, a probability model considering multiple uncertainties is built from the perspective of risk for the faults of elements and system. The probability of system transient stability is assessed based on Monte Carlo simulation and time-domain simulation. While a risk index system is built for the single sampling containing power angle, voltage, power flow, etc., an overall probability of transient stability and a risk margin index are proposed, which can effectively quantify the ability of system coping with the transient disturbance. Results of assessment for New England 10-generator 39-bus system verify the feasibility of the proposed method.

Key words: electric power systems; transient stability; probabilistic simulation; risks; Monte Carlo methods; index; sampling