

计及负荷特性的电力系统暂态受扰轨迹预测

针对电网规模的扩大,系统受扰后更易产生功角摇摆和振荡,负荷特性对电网动态的影响更为敏感,提出一种计及负荷特性的发电机暂态功角曲线预测方法。采用IEEE-9节点系统进行仿真验证,结果表明了所提算法的有效性。

宋方方¹ 孙健² 刘颖³/1. 国网北京市电力公司调度控制中心 2. 国网北京市电力公司电力科学研究院 3. 国网北京市电力公司石景山供电公司

0 引言

随着“西电东送,全国联网”工程的推进,我国电网规模变得越来越大,电网的动态也越来越复杂多变,因此,电网局部的故障扰动可能波及更大的范围,从而引发连锁故障。这些会使系统的稳定水平下降,更易发生发电机功角摇摆和系统振荡,负荷尤其是接近振荡中心的负荷特性对系统运行的动态更为敏感,电力系统暂态稳定分析和控制越来越不容忽视负荷特性的影响。作为电力系统暂态稳定性分析和控制的第一步,暂态受扰功角曲线预测必须考虑负荷特性的影响。电力系统负荷具有多样性,简单的纯阻抗负荷模型已不再满足计算准确度的要求,暂态受扰功角曲线预测更加困难。

近年来,国内基于同步相量测量装置(PMU)的广域检测系统(Wide Area Measurement System, WAMS)发展十分迅速。WAMS不同于以往的数据记录

系统,它提供了一套实时同步数据集中平台,可以实时捕捉当前的全系统受扰轨迹,这为研究暂态受扰轨迹预测提供了新的契机。

目前基于WAMS的暂态受扰轨迹预测方法主要有三类:一类是根据从WAMS上得到系统受扰轨迹的历史数据进行曲线外推,如多项式拟合法^[1-2]和自回归法^[3],电力系统本身是混沌的,这类方法没有结合电力系统运行特点,因此长时间的外推可能会造成很大的误差;一类是采用人工智能手段^[4-9]来实现暂态稳定的快速预测,这类方法需要大量系统化的离线计算生成训练样本,因此存在离线计算结果和实际运行方式不能完全一致的问题;另一大类是基于系统模型和WAMS数据平台相结合的方法。前两类方法的共同点是没有从电力系统暂态稳定的机理上进行研究,只是一种对复杂电力系统研究经验性的折中方向。第三类方法又可分为两种解决方法:一种是基于WAMS数据通过同调聚合的方法拟合出一个几机的简单系统,通过超前计算获得系统未来轨迹;另一种是利用系统简化模型,超前求解获得未来受扰轨迹,这类方法简单快捷,是目前基于WAMS功角轨迹预测研究中比较有前景的方法,由于该方法过于简化系统模型,因此计算快捷是以牺牲计算准确度为代价的^[10-11]。

本文引入了ZIP负荷模型,即基于WAMS在事先未知系统拓扑结构、元件参数和负荷类型时,利用扰动后电力系统的实时相量构建各类负荷比例系数



宋方方/高级工程师

关键词/Keywords

电力系统·
轨迹预测·
负荷特性·
WAMS·

阵；结合电力系统潮流灵敏度方程，推导出电磁功率微变化和功角微变化之间的关系，从而提出一种计及负荷特性的暂态受扰轨迹预测的新方法，可为暂态受扰轨迹的预测研究提供有益的探讨。

1 受扰轨迹预测的数学模型

电力系统数学模型的微分代数方程可表示为

$$\begin{cases} \dot{x}(t) = f(x(t), V(t)) \\ 0 = g(x(t), V(t)) \end{cases} \quad (1)$$

式中， x 为系统状态变量 δ 和 ω ， $x \in \mathbb{R}^n$ ； V 为节点电压矢量， $V \in \mathbb{R}^p$ 。

数学模型中微分方程描述了系统的动态行为，即微分方程表示在机电暂态初期，主要由发电机和动态负荷决定；代数方程组描述了网络、静态负荷和发电机之间的相互关系方程式。

若假设发电机机械功率恒定，发电机采用 E' 恒定模型，网络线性，负荷采用ZIP模型，则式(1)可表示为

$$\frac{d\delta_i}{dt} = \omega_i - \omega_0 \quad (2)$$

$$\frac{d\omega_i}{dt} = \frac{1}{M_i} (P_{Mi} - P_{Gi}) \quad (3)$$

$$YU = I \quad (4)$$

工程上常用改进欧拉法^[12]来求解转子运动方程，算法如下

$$f(\delta) = \frac{1}{M_i} (P_{Mi} - P_G(\delta)) \quad (5)$$

$$\omega_{n+1}^{(0)} = \omega_n + f(\delta_n)h \quad (6)$$

$$\delta_{n+1}^{(0)} = \delta_n + (\omega_n - \omega_0)h \quad (7)$$

$$\omega_{n+1} = \omega_{n+1}^{(0)} + \frac{h}{2} (f(\delta_{n+1}^{(0)}) - f(\delta_n)) \quad (8)$$

$$\delta_{n+1} = \delta_{n+1}^{(0)} + \frac{h}{2} (\omega_{n+1}^{(0)} - \omega_n) \quad (9)$$

由于系统第 n 点及以前各点的运行轨迹已知，对第 $n+1$ 步的功角和速度偏差的预测值 $\delta_{n+1}^{(0)}$ 和 $\omega_{n+1}^{(0)}$ 可由式(6)和式(7)计算得到。在计算第 $n+1$ 步功角和速度偏差的校正值 δ_{n+1} (式(9))和 ω_{n+1} (式(8))时，式(8)需要用到 $f(\delta_{n+1}^{(0)})$ ，由于 $f(\delta_{n+1}^{(0)})$ 与对应的该步功角预测值 $\delta_{n+1}^{(0)}$ 有关，求解出每

一步长中 $\Delta \delta$ 和 $\Delta f(\delta)$ 的关系表达式，就可获取 $\Delta \delta$ 和 $\Delta P_G(\delta)$ 的关系表达式，由此即可得到功角轨迹的预测，本文第3节将有详细推导。下面首先介绍推导和算法中将用到的两个重要参数阵的形成。

2 形成参数阵

2.1 形成各类负荷比例系数阵

计及电压特性的静态负荷模型为

$$\begin{cases} P_L = a_1 U_L^2 + b_1 U_L + c_1 \\ Q_L = a_2 U_L^2 + b_2 U_L + c_2 \end{cases} \quad (10)$$

简化形式为 $P_f = A U_f$ 。

其中， $P_f = [P_L \ Q_L]$ ； $A = \begin{bmatrix} a_1 & b_1 & c_1 \\ a_2 & b_2 & c_2 \end{bmatrix}$ ； $U_f = [U_L^2 \ U_L \ 1]^T$ 。

式中， P_L 和 Q_L 分别为负荷的有功功率和无功功率； a_1 、 a_2 、 b_1 、 b_2 、 c_1 和 c_2 分别为纯阻抗负荷、恒电流负荷和恒功率负荷在总的负荷有功功率和无功功率中所占的比例系数，这个比例可以随系统运行方式的改变而改变。

WAMS平台提供有功、无功负荷和节点电压数据，可利用故障后一段时间内的历史数据通过最小二乘法来获得负荷模型中各类负荷在系统中所占的比例系数值 A ，算法如下

$$\hat{A} = P_f U_f^T (U_f U_f^T)^{-1} \quad (11)$$

在实际中，负荷是不断变化的，因此ZIP负荷中的各个比例系数也是变化的，而且无法准确获得。利用来自WAMS的负荷有功、无功和负荷节点电压的实时数据来拟合这些变化的比例系数，使本算法比工程中使用固定比例系数的算法要准确得多。

2.2 形成节点导纳矩阵

由于采用计及电压特性的静态负荷模型，注入系统的负荷节点电流不为零，因此负荷导纳阵中不能省略。如果将发电机节点收缩到内节点，那么计及发电机节点和负荷节点的网络节点电压方程可以表示为

$$\begin{bmatrix} y_{GG} & y_{GL} \\ y_{LG} & y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E' \\ U_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_G \\ I_L \end{bmatrix} \quad (12)$$

简化形式为 $YU = I$ 。

$$\text{其中, } Y = \begin{bmatrix} y_{GG} & y_{GL} \\ y_{LG} & y_{LL} \end{bmatrix}; U = [E' U_L]^T; I = [I_G I_L]^T.$$

式中, E' 和 U_L 分别为发电机的内电动势和负荷所在母线的电压; I_G 和 I_L 分别为从发电机流向母线的电流和从负荷流向母线的电流。

WAMS平台提供实时电压、电流数据, 基于扰动结束后一段时间内WAMS提供的各节点电压、电流数据来准确获得节点导纳矩阵。基于最小二乘法的节点导纳矩阵算法如下

$$\hat{Y} = IU^T(UU^T)^{-1} \quad (13)$$

式中, U^T 为 U 的非共扼转置。

发电机暂态内电动势 E' 可由实测的机端电压、电流以及暂态电抗的简单运算来得到, 即

$$E' = U_G + jI_G X_d' \quad (14)$$

式中, X_d' 为发电机暂态电抗。

通过电压、电流数据拟合出导纳矩阵的方法, 可解决电力系统中暂态网络拓扑和元件参数获取不易的问题。

3 ΔP_G 和 $\Delta \delta$ 之间数学关系式的推导

在电网潮流计算的迭代过程中, 通常利用反应状态量变化和实测量变化关系的方程来求解, 定义该方程为网络潮流灵敏度方程。此处引入该方程来进行相关的推导, 从而找出 ΔP_G 和 $\Delta \delta$ 之间的数学关系。推导如下:

仅保留发电机内节点, 负荷节点的网络潮流灵敏度方程可以表示为

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \\ \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & N_{11} & H_{12} & N_{12} \\ J_{11} & L_{11} & J_{12} & L_{12} \\ H_{21} & N_{21} & H_{22} & N_{22} \\ J_{21} & L_{21} & J_{22} & L_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta E' / E' \\ \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} \quad (15)$$

式中, ΔP_G 、 ΔQ_G 为发电机的有功和无功出力增量; ΔP_L 、 ΔQ_L 为负荷的有功和无功功率增量; $\Delta \delta$ 、 $\Delta E'$ 为发电机的功角和内电动势幅值增量; $\Delta \theta_L$ 、 ΔU_L 为负荷所在母线上的电压相角和幅值增量; H_{ij} 、 N_{ij} 、 J_{ij} 和 L_{ij} 为相应的灵敏度系数。

假设发电机内电动势不变, 即 $\Delta E' = 0$, 那么式 (15) 可以转换成如下两个等式, 即

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} & N_{12} \\ J_{11} & J_{12} & L_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{21} & H_{22} & N_{22} \\ J_{21} & J_{22} & L_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} \quad (17)$$

进一步化简得

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{11} \\ J_{11} \end{bmatrix} \Delta \delta + \begin{bmatrix} H_{12} & N_{12} \\ J_{12} & L_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} \quad (18)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{21} \\ J_{21} \end{bmatrix} \Delta \delta + \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} \\ J_{22} & L_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} \quad (19)$$

再由式 (13) 可得

$$\begin{bmatrix} \Delta P_L \\ \Delta Q_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2a_1 U_L^2 + b_1 U_L \\ 2a_2 U_L^2 + b_2 U_L \end{bmatrix} \Delta U_L / U_L \quad (20)$$

代入式 (19) 得

$$\begin{bmatrix} \Delta \theta_L \\ \Delta U_L / U_L \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} - 2a_1 U_L^2 - b_1 U_L \\ J_{22} & L_{22} - 2a_2 U_L^2 - b_2 U_L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{21} \\ J_{21} \end{bmatrix} \Delta \delta \quad (21)$$

将式 (21) 代入式 (18) 可得

$$\begin{bmatrix} \Delta P_G \\ \Delta Q_G \end{bmatrix} = M \Delta \delta \quad (22)$$

其中

$$M = \begin{bmatrix} H_{11} \\ J_{11} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} H_{12} & N_{12} \\ J_{12} & L_{12} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{22} & N_{22} - 2a_1 U_L^2 - b_1 U_L \\ J_{22} & L_{22} - 2a_2 U_L^2 - b_2 U_L \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} H_{21} \\ J_{21} \end{bmatrix} \quad (23)$$

至此, 由式 (22) 可以得出 ΔP_G 和 $\Delta \delta$ 之间的数学关系式。此关系式表明在每个线性段内, 网络中发电机功角变化与对应的电磁功率变化之间的关系, 从而保证未来功角预测的准确度。

4 暂态受扰轨迹预测算法

以第一个未来点的预测计算过程为例说明,

主程序流程如图1所示。

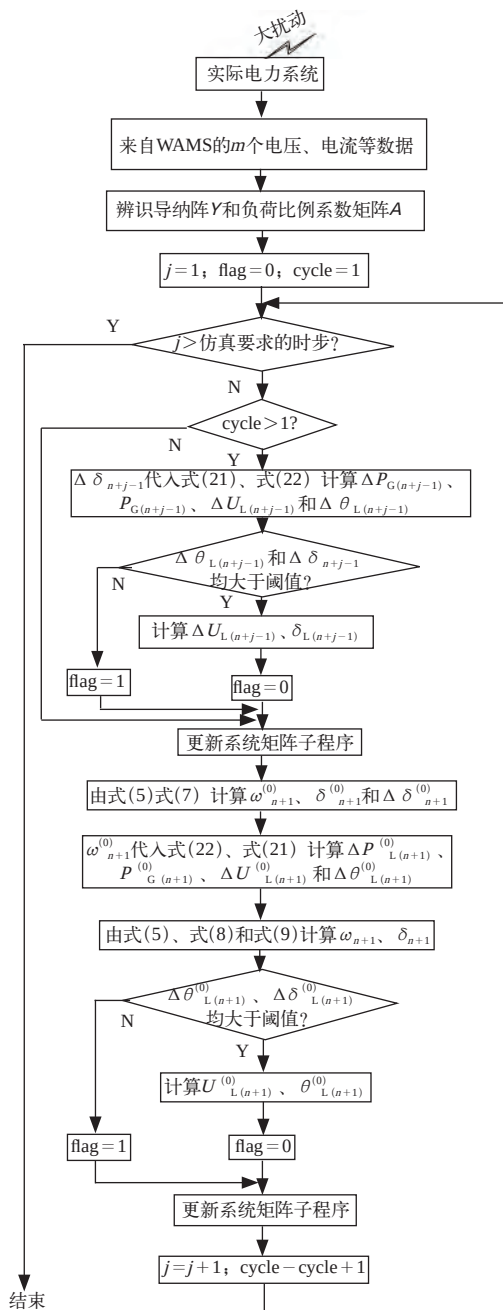


图1 主程序流程

5 仿真算例

5.1 算法结果

本文给出了IEEE-9节点系统仿真计算结果，IEEE-9节点系统单线图如图2所示，系统频率为60 Hz。

按照工程中常见的负荷表示形式，系统中节点5、6和8上所连接的均为0.6恒功率、0.4纯阻抗的负荷模型。假设在线路5~7首端发生三相短路

故障，5个周波切除故障。

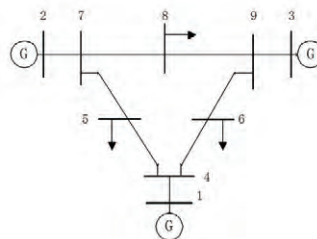


图2 IEEE-9节点系统单线图

采用本文算法时，式(21)中的 M 矩阵在角度大于某一数值（本文经过多次仿真选 10° ）时更新一次。

发电机功角曲线如图3所示。图中，点线是BPA程序计算结果；实线为本文算法结果。由图可见，实线和虚线表示的两种功角曲线变化趋势一致，表明稳定判别结果一致，即系统稳定。实线和虚线未完全吻合，出现偏差的原因是本算法假设在一个小范围时段内线性化，实际系统运行轨迹即使在一个小范围时段内仍然是非线性的，可以推测若将算法中的采样间隔变短，偏差可随之降低。在实际中，由于负荷特性的多样性，使所有纯阻抗负荷的概率越来越小。本算例说明将负荷考虑成ZIP模型将会离实际更进一步，因此计算结果也会使实际系统运行轨迹偏差减小。

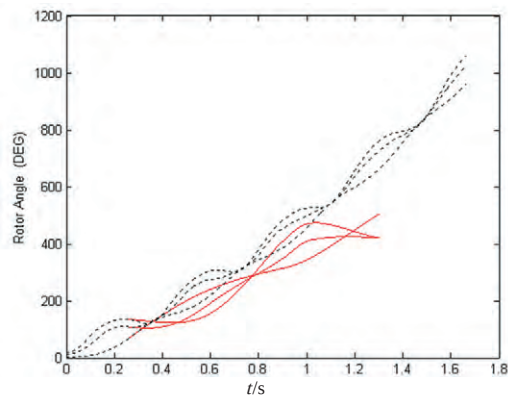


图3 发电机功角曲线

5.2 与只计及纯阻抗负荷算法比较

为了说明以前将所有负荷（包括恒功率负荷恒电流负荷）都看作纯阻抗特性负荷来计算会产生什么样的结果，这里对IEEE-9节点系统进行了仿真计算，系统频率是60 Hz。

系统中节点5、6和8上所连接的负荷均为0.6恒功率、0.4纯阻抗的负荷模型。假设在线路5~7首端发生三相短路故障，5个周波切除故障。

发电机功角曲线图如4所示。图4中虚曲线为BPA仿真结果；实线为纯阻抗负荷计算结果。在系统导纳阵的形成中，因为负荷纯粹考虑为纯阻抗特性，仅需计及发电机节点，忽略负荷节点。

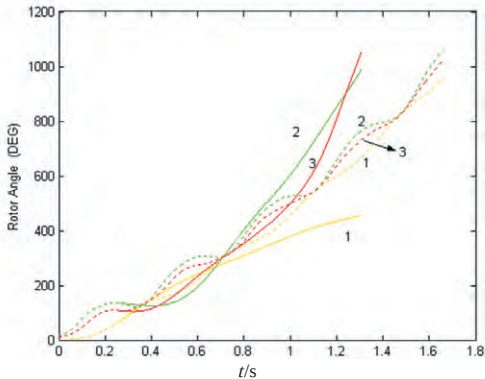


图4 发电机功角曲线

由图4可知，虚线所示的3台发电机功角一直在某个角度附近摇摆，表明BPA计算结果为系统稳定。由于图中实线所示的2[#]、3[#]与1[#]发电机的功角差值拉开得很大，随着时间的增大，功角差值越来越大，在这种情况下，系统被误判断为失稳。

下表为发电机从故障后13个周波（0.21 s）开始的连续10个功角计算数据。由表可见，从第7个点开始，3[#]发电机预测值与BPA计算值的偏差超过10°。

表1 与BPA计算结果比较

1 [#] 预测 角度	1 [#] BPA 实测 角度	2 [#] 预测 角度	2 [#] BPA 实测 角度	3 [#] 预测 角度	3 [#] BPA 实测 角度	最大 角度 偏移
90.627	94.517	132.25	126.83	105.82	108.81	5.42
93.139	97.148	131.88	125.81	105.63	109.58	6.07
95.649	99.752	131.5	124.84	105.47	110.51	6.66
98.157	102.32	131.12	123.93	105.34	111.6	7.19
100.66	104.86	130.75	123.11	105.26	112.83	7.64
103.16	107.35	130.37	122.4	105.21	114.19	8.98
105.66	109.79	129.99	121.84	105.21	115.68	10.47
108.16	112.18	129.62	121.44	105.26	117.27	12.01
110.64	114.51	129.25	121.23	105.36	118.96	13.6

由上述示例可知，将系统所有负荷完全按照纯阻抗负荷模型计算，在某些时候不仅会降低计算准确度，甚至会导致误判断。

6 结束语

本文将计及电压特性的静态负荷模型代替纯阻抗模型引入到系统模型中，提出一种计及负荷特性的暂态受扰轨迹预测的新方法。本方法无须预先获得网络拓扑、故障类型和位置以及负荷类型，通过WAMS系统实时数据构建导纳矩阵和负

荷比例系数矩阵。仿真结果表明，本方法引入了ZIP负荷模型，提高了计算准确度。将上述方法推广应用于大系统，是今后研究工作的重点。

参考文献

[1] 吕志来, 张保会, 哈恒旭. 基于PMU的电力系统暂态稳定实时快速预测的研究[J]. 继电器, 2000, 28(1): 3-5.

[2] 苏建设, 陈陈. 基于GPS同步量测量的时间序列法暂态稳定预测[J]. 电力自动化设备, 2001, 21(9): 7-9.

[3] 郭强, 刘晓鹏, 吕世荣, 夏道止. GPS同步时钟用于电力系统暂态稳定性预测和控制[J]. 电力系统自动化, 1998, 22(6): 11-13.

[4] 刘玉田, 林飞. 基于相量测量技术和模糊径向基网络的暂态稳定性预测[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(2): 19-23.

[5] 苏建设, 廖培金, 周佃民. 基于GPS同步量测量的模糊神经网络用于暂态稳定预测研究[J]. 继电器, 2001, 21(9): 13-15.

[6] 林飞, 刘玉田, 邱夕照. 基于模糊神经网络的电力系统暂态稳定控制决策[J]. 电工技术学报, 2001, 16(2): 83-87.

[7] 张琦, 韩禎祥, 曹绍杰, 等. 用于暂态稳定评估的人工神经网络输入空间压缩方法[J]. 电力系统自动化, 2001, 25(2): 32-35.

[8] Robert TF, Ah King, Hany CS. Rughooputh. Real-time transient stability prediction using neural tree network[J]. IEEE International Conference on Volume 3, 1995: 2182-2187.

[9] Rovnyak S, Kretsinger S, Thorp J, etal. Decision trees for real-time transient stability prediction[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(3): 1417-1426.

[10] 彭疆南, 孙元章, 王海风. 基于广域测量数据和导纳参数在线辨识的受扰轨迹预测[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(22): 6-11.

[11] 倪以信, 陈寿孙, 张宝霖. 动态电力系统的理论和分析[M]. 北京: 清华大学出版社, 2002: 163-165.

(收稿日期: 2015-05-26) EA

作者简介

宋方方 (1977-), 女, 博士研究生, 主要从事电网安全稳定计算工作。