

基于实测响应轨迹的电力系统暂态不稳定判别

朱存浩, 马世英*, 郑超, 李鹏华

(中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192)

Power System Transient Instability Identification Based on Real-time Response Trajectory

ZHU Cunhao, MA Shiying*, ZHENG Chao, LI Penghua

(China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

ABSTRACT: Power system is a complex multi-machine time-varying non-autonomous system. The real-time response trajectory obtained by the wide-area measurement system includes all nonlinear time-varying factors of the disturbance system, which can provide a basis for the accurate identification of the system transient instability. In this paper, the performance of the non-autonomous factors of the system on the extended phase trajectory was analyzed, based on the basic principle of the extended phase trajectory characterizing the transient stability of the disturbed system. Aiming at the key points on the trajectory that might lead to misjudgment of the criterion, the influence of non-autonomous factors on the transient stability criterion was analyzed in detail. Using the real-time measured power angle and unbalanced power, auxiliary criteria for identifying non-autonomous factors were constructed to enhance the reliability of transient instability discrimination. The instability mode of the disturbed system was determined by defining the composite power angle, and the process of transient instability identification based on real-time response trajectory was presented. At last, numerical simulations were conducted on IEEE39 bus system and complex AC-DC hybrid grid. The results verified the validity of the auxiliary criteria, and proved the accuracy and predictability of this method to distinguish the transient instability of power system.

KEY WORDS: wide area measurement system; extended phase trajectory; non autonomous; transient instability identification

摘要: 电力系统是一个复杂的多机时变非自治系统。通过广域测量系统获取的响应轨迹中包含了受扰系统全部的非线性时变因素, 能够为系统暂态不稳定的准确识别提供依据。该文从扩展相轨迹表征受扰系统暂态稳定性的基本原理出

发, 分析了系统非自治因素对扩展相轨迹的影响; 针对轨迹上可能导致判据误判的关键点, 详细分析了非自治因素对暂态稳定判据的影响; 利用实时测量的机组功角及不平衡功率, 构建辅助判据识别可能导致误判的非自治因素, 增强受扰系统暂态失稳判别的可靠性; 通过定义复合功角确定受扰系统的失稳模式, 形成了基于实测响应轨迹的系统暂态失稳判别流程。最后, 该文针对 IEEE39 节点系统与复杂交直流混联电网进行了仿真测试, 算例验证了辅助判据的有效性, 并证实了该方法判别电力系统暂态失稳的准确性和预测性。

关键词: 广域测量系统; 扩展相轨迹; 非自治; 暂态不稳定识别

0 引言

暂态稳定是指电力系统受到大扰动后, 各同步电机保持同步运行并过渡到新的或恢复到原来稳定运行方式的能力^[1]。电力系统的长期运行实践表明: 大面积停电事故的发生, 往往始于电力系统暂态稳定性的失去^[2-6]。因此, 研究快速可靠的暂态稳定分析方法、实时准确地识别电网的暂态稳定趋势, 始终是电力系统在线安全分析的重要环节^[7]。

传统的暂态稳定分析方法通常基于系统详尽的模型与参数, 通过数值仿真或者直接法评估系统的暂态稳定情况^[8-10], 因而此类方法的准确性往往取决于系统建模的准确性。近年来, 随着特高压交直流互联电网的建设、新能源的发展, 以及电力市场改革的深化, 我国电网运行特性发生了深刻变化^[11]。各区域电网间的耦合更加紧密, 局部故障对全局稳定的影响更加显著, 受扰系统的稳定形态更加复杂多变, 传统方法越来越难以适应电网结构规模变化带来的挑战^[12]。广域测量系统(wide area measurement system, WAMS)能够实时测量各机组的同步相位信息^[13], 采集包含受扰系统中全部模型、参数及扰动信息的实测响应轨迹^[14], 为在线

基金项目: 国家自然科学基金项目(51777196)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China (51777196).

暂态稳定分析方法的研究提供了新的思路和技术条件。

通过实测响应轨迹判别系统暂态稳定性最直接的方法是对比机组或母线间的相位差,典型的代表是法国 Syclopes 系统和日本东京广域失步解列系统^[15]。仅以发电机或变电站母线相位差作为失稳判据,该类方法对广域量测的信息量的要求较低。但这一类方法中功角门槛值判据难以统一准确界定,依赖于系统运行的历史数据和调度人员的经验判断,判据可靠性和适应性较差。因此,相关专家学者探索将实测受扰轨迹与直接法相结合,构造判断系统暂态失稳的充要条件。文献[16]利用 WAMS 采集的实测数据,根据李雅普洛夫准则来判断系统失稳,并触发紧急控制措施。但对于复杂的多机系统,寻找严格的李雅普诺夫函数始终是难以解决的问题。文献[17]提出一种将等面积准则应用于多机系统稳定评估的方法,通过捕获系统最超前和最滞后的机组对,拟合其等效功率特性曲线实现暂态稳定评估。但是单纯依靠正弦函数拟合功率特性曲线,有时存在很大误差。文献[18]利用扩展等面积准则(extended equal area criterion, EEAC)的思想进行暂态稳定预测和分析,提出了一种闭环滚动的紧急控制方案。依靠一定长度的数据窗,预测系统的减速面积,从而判断系统稳定性,但该方法对数据窗的选择要求较高。

当电力系统遭受到大扰动发生暂态失稳时,系统在相平面中的响应轨迹会呈现出几何特性的变化^[19]。文献[20]针对大扰动冲击下的发电机相轨迹和临界断面中交流支路相轨迹,提出了以局部电气量实际受扰响应为信息源,基于临界断面“撕裂”起点-关键支路的相轨迹暂态稳定判别方法。除功角、角速度等状态量外,角加速度也被引入构建扩展相平面上的实测响应轨迹,用以判别受扰系统的暂态稳定性。文献[21]分析了故障后电力系统角速度、角加速度的变化特点,提出可以利用角速度-角加速度变化轨迹判断系统的暂态稳定性。文献[22]进一步在扩展相平面上设计了系统暂态失步的复合判据,并在乌拉圭电网模型上进行了仿真验证。上述文献对基于扩展相轨迹的暂态稳定分析方法作了有益探索,但研究成果尚缺少理论证明,判据对系统稳定趋势的判断也缺乏预测性。文献[23]提出了一种基于扩展相轨迹特征的暂态稳定判别新方法,该方法通过考察轨迹切线在加速度轴上截距

的符号,可以在失稳轨迹越过动态鞍点(dynamic saddle point, DSP)之前判断系统暂态失稳,具有良好的预测性。在二阶自治系统上,判据的正确性得到严格的证明。

数学上或动力学中,将表达式中显含时间量 t 的系统称为非自治系统^[24]。电力系统参数随时间而改变,是一个复杂的多时变非自治系统^[25],暂态稳定分析方法的实际应用必须充分考虑系统时变因素的影响。因此,在文献[23]研究成果的基础上,本文进一步探讨了非自治因素作用下的角速度-角加速度扩展相轨迹的变化特点,详细分析了非自治因素对暂态稳定判据产生的影响,并针对性提出基于实测机组不平衡功率构建的辅助判据,增强判据识别受扰系统暂态不稳定的可靠性。针对 IEEE39 节点系统与复杂交直流混联电网的仿真结果验证了辅助判据的有效性,证实了该方法准确的、预测性的判别受扰系统的暂态失稳。

1 考虑非自治因素的扩展相轨迹

1.1 扩展相轨迹表征系统稳定性的基本原理

实际电网中,故障类型、持续时间、故障地点的不同会导致受扰系统呈现出不同的失稳模式。其中最常见失稳模式是两群失稳、或者首先表现出两群的失稳形态,再逐渐发展为多群失稳^[25]。互补群群际能量壁垒准则进一步证明:按照受扰系统的实际失稳模式,通过对各机组实测响应轨迹的互补群惯量中心-相对运动变换(complementary cluster center of inertia-relative motion, CCCOI-RM)^[26],可以将多机系统等值变换为单机无穷大(single machine infinite bus, SMIB)系统,系统的稳定性不变^[27]。受扰后保持稳定和失去稳定的系统,变换形成的 SMIB 系统功角轨迹如图 1 所示。其中, P_{e0} 、 P_{eD} 与 P_{eP} 分别为故障前、故障中与故障后等值系统的电磁功率, P_m 为机械功率;系统故障前稳定于功角值 δ_0 ,并在其达到 δ_c 时切除故障。

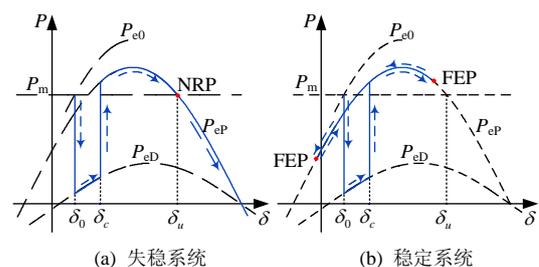


图 1 稳定与失稳系统的功角轨迹

Fig. 1 Power-angle trajectory of stable and unstable system

受扰后保持稳定的系统，故障切除后系统的运行点会在两个最远点(farthest point, FEP)之间摆动，并最终在系统阻尼的作用下收敛于稳定平衡点；相对地，受扰后失稳的系统则会越过 DSP，导致系统功角进一步拉大，并最终失去稳定。通过图 1 不难看出，DSP 是失稳轨迹独有的概念，而 FEP 则与稳定轨迹上的单次摆动相关联。因此，无论是 EEAC 还是暂态能量函数法，都试图通过寻找轨迹的 DSP，准确判别受扰系统的暂态稳定性。同理，通过在角速度-角加速度扩展相轨迹上寻找 DSP，可以确定受扰系统的暂态稳定状态。根据扩展相平面物理特征可知，受扰系统的扩展相轨迹与角速度 ω 轴正半轴的交点是轨迹的 DSP，与角加速度 γ 轴负半轴的交点为轨迹的 FEP^[23]。因此，利用扩展相轨迹判别受扰系统的暂态稳定性，就是要识别第 4 象限的轨迹最终会与 ω 轴相交，还是与 γ 轴相交，如图 2 所示。

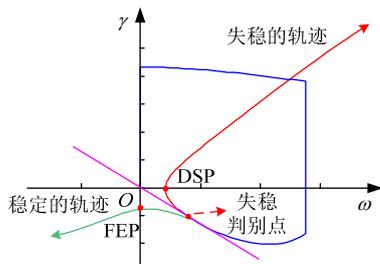


图 2 受扰系统的扩展相轨迹

Fig. 2 Extended phase trajectory of disturbed system

利用角速度 ω -角加速度 γ 扩展相轨迹的切线，可以进一步将受扰系统暂态失稳的判别点提前。如图 2 中直线所示，当轨迹在第 4 象限内的切线与 γ 轴相交于原点时，保持当前轨迹变化率最终会经过原点(平衡点)。但文献[23]在二阶自治系统上证明，在不考虑非哈密顿、非自治因素的情况下，出现轨迹切线 γ 轴截距大于等于 0 后，轨迹曲线斜率会持续变小(参见文献[23]附录 A)，从而向第 1 象限方向运动并最终越过 DSP。因此，可以通过扩展相轨迹在第 4 象限内切线 γ 轴截距大于 0，判断受扰系统暂态失稳。结合文献[23]，形成基于扩展相轨迹的暂态失稳主判据为：

- 1) $\omega > 0, \gamma > 0$ ，扩展相轨迹切线在 γ 轴截距值 $D_\gamma < 0$ ；
- 2) $\omega > 0, \gamma < 0$ ，扩展相轨迹切线在 γ 轴截距值 $D_\gamma \geq 0$ 。

1.2 非自治因素对受扰系统稳定趋势的影响

实际大规模电力系统中，发电机一般会配有调

速器、励磁调节器等，同时负荷会实时变化呈现出动态特性，这些因素导致了电力系统复杂的时变性^[25]。互补群群际能量壁垒准则指出：系统的实测响应轨迹中计及了全部的非线性时变因素，因而可以通过 CCCOI-RM 变换后的 SMIB 系统研究非自治多机系统的稳定性^[24]。同理，通过实测响应的扩展相轨迹特征判别系统暂态稳定性时，必须充分的考虑轨迹中包含的非自治因素。

实际系统受时变性、多群性因素影响，扩展相轨迹的变化趋势是不可预测的。但是从稳定性分析的角度出发，却可以通过实测响应轨迹探讨非自治因素对系统稳定趋势的影响。如图 3 所示，以严格的定常哈密顿系统作为参考轨迹，在没有非自治因素影响时，受扰系统的扩展相轨迹如曲线 A 所示。假设在图中 T 点后开始有时变环节作用，则此刻对应非自治因素可能导致曲线呈现两种变化趋势：

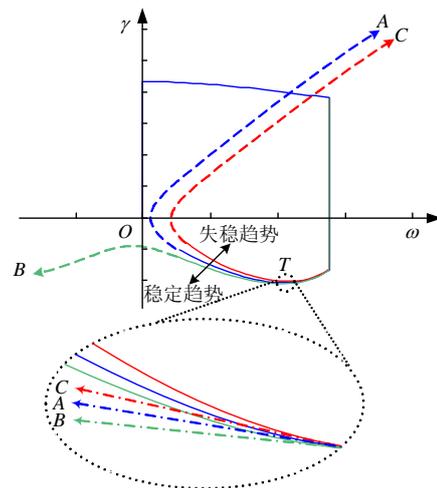


图 3 非自治因素对扩展相轨迹的影响

Fig. 3 Influence of non-Hamiltonian factors on extended phase trajectory

1) 轨迹趋向原轨迹 A 的左下方向，如绿色曲线 B 所示，非自治因素使系统更趋向于稳定。实际系统受扰后调速器、调压器等控制作用时，通常表现为此类非自治因素。

2) 轨迹趋向原轨迹 A 的右上方向，如红色曲线 C 所示，系统呈现出更强的失稳趋势。例如分布于滞后机群附近，功率随时间增大的负荷时变特性等，就属于此类非自治因素。

如图 3 所示，从轨迹上的 T 点按时序观测之后的轨迹，通过轨迹切线斜率可以评估非自治因素对稳定趋势的影响：当非自治因素使轨迹切线斜率变大时，表征该因素使受扰系统趋于稳定；当非自治因素使轨迹切线斜率变小时，则表征该因素会使受

扰系统趋于失稳。因此，扩展相轨迹上切线斜率的变化率是当前时刻非自治因素对稳定趋势影响的量化体现。

2 非自治因素对暂态稳定判据的影响

非自治因素对受扰系统稳定性的影响在每一时刻都是不同的，其对响应轨迹的作用也是实时改变的。确保实测响应轨迹暂态稳定判别准确性的唯一方法，就是持续观测轨迹直至其越过 DSP，但这样暂态稳定判据就丧失了其预测性。针对基于扩展相轨迹的暂态稳定判据，考察扩展相轨迹上每一点上的非自治因素是没有意义的，但是在两种情况下，非自治因素对轨迹的影响会直接导致判据误判：

- 1) 轨迹出现失稳判别点后，使系统趋向稳定的非自治因素将即将失稳的系统重新拉回稳定状态；
- 2) 在 DSP 与动态中心点(dynamic central point, DCP)附近，非自治因素影响使系统加速功率 $\Delta P(t)$ 围绕过零点振荡，从而导致扩展相轨迹特征在该范围内无法正确反映系统稳定状态。

因此，本文在失稳判别点、DSP 及 DCP 附近考察非自治因素的影响，构建识别这类误判的辅助判据。

2.1 失稳判别点附近非自治因素对判据的影响

如 1.1 节所述，分析基于扩展相轨迹特征的暂态失稳主判据描述的两种失稳情况可知：第 1 种情况的出现表征故障切除时受扰系统轨迹已经越过 DSP，此时无需再探讨非自治因素的影响，所以仅对第 2 种情况进行讨论。如图 2 中所示，设扩展相轨迹在第 4 象限中 $D_j=0$ 的点为失稳判别点。通过 1.1 节的分析可知：主判据通过 $D_j \geq 0$ 判别受扰系统暂态失稳的充分性条件，是失稳判别点后轨迹斜率会持续减小，轨迹斜率变化率(change rate of slope, CRS)始终小于 0，即：

$$CRS = \frac{d(\frac{d\gamma}{d\Delta\omega})}{dt} < 0 \tag{1}$$

但是考虑非自治因素影响时，这一充分性条件便可能不再成立。例如，计及各机组调压器作用时，故障切除后时变因素通常会使得系统更趋向于稳定。按照 1.2 节分析，非自治因素会使轨迹向左下方偏移，对应同时刻切线斜率会比原轨迹增大。依此类推，随着这一类非自治因素的不断增强，轨迹切线斜率会不断增大；当使系统趋稳的非自治因素足够

强时，可能使当前时刻切线斜率大于上一时刻的切线斜率，从而导致失稳判别点后出现 $CRS \geq 0$ ，即充分性条件丧失。此时判据可能出现误判，如图 4 所示，扩展相轨迹虽然出现了 $D_j \geq 0$ 的失稳判别点，系统呈现出较强失稳趋势，但在趋稳的非自治因素作用下，仍然将系统拉回到稳定状态。

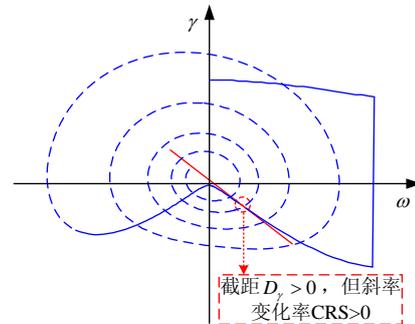


图 4 非自治因素在失稳判别点对判据的影响

Fig. 4 Influence of non-Hamiltonian factors on transient stability criterion in the point of discrimination

对于电力系统的暂态稳定判别而言，在非临界(远离 DSP 的位置)的情况下将系统误判为暂态失稳通常是难以接受的，因此需要实时获取扩展相轨迹的 CRS 判断充分性条件能否满足，从而增强判据的可靠性。考虑非自治因素的影响，含时变环节的多机系统通过 CCCOI-RM 变换形成的 SMIB 系统是一个二阶非自治系统^[26]，其动态特性^[24]可以描述为

$$\begin{cases} \frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \cdot \omega_0 \\ \frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{1}{T_j} \Delta P(t) = \gamma \end{cases} \tag{2}$$

式中 $\Delta P(t)$ 为各机组按惯量中心聚合变换的不平衡功率，其时变性体现了受扰系统中非哈密顿、非自治因素的影响。

对于式(2)所描述的系统，按照式(1)可以推导 CRS 的表达式为

$$CRS = \frac{d(\frac{d\gamma}{d\Delta\omega})}{dt} = \frac{d(\frac{d\gamma}{dt} \cdot \frac{dt}{d\Delta\omega})}{dt} = \frac{d(\frac{d\gamma}{dt} \cdot \frac{1}{\gamma})}{dt} = \frac{d(\frac{d\Delta P(t)}{dt} \cdot \frac{1}{\Delta P(t)})}{dt} = \frac{\frac{d^2\Delta P(t)}{dt^2} \cdot \Delta P(t) - (\frac{d\Delta P(t)}{dt})^2}{(\Delta P(t))^2} \tag{3}$$

根据 CCCOI-RM 变换， $\Delta P(t)$ 可以通过 WAMS 系统实时测量的各机组不平衡功率 $\Delta P_i(t)$ 计算获得：

$$\Delta P(t) = \sum_{i \in S} T_{ji} \Delta P_i(t) / \sum_{i \in S} T_{ji} - \sum_{i \in A} T_{ji} \Delta P_i(t) / \sum_{i \in A} T_{ji} \tag{4}$$

式中： S 为领先机群集合； A 为滞后机群集合。 $\Delta P(t)$

一、二阶导数的差分表达式为：

$$\frac{d\Delta P(t)}{dt} = \frac{\Delta P(t) - \Delta P(t - \Delta t)}{\Delta t} \quad (5)$$

$$\frac{d^2\Delta P(t)}{dt^2} = \frac{\frac{d\Delta P(t)}{dt} - \frac{d\Delta P(t - \Delta t)}{dt}}{\Delta t} \quad (6)$$

对应的暂态失稳判据应当调整为： $\omega > 0, \gamma < 0$ 时，若切线的 γ 轴截距值 $D_\gamma \geq 0$ ，需同时满足辅助判据 1：

$$CRS < 0 \quad (7)$$

则可以判断受扰系统暂态失稳。

2.2 DSP 与 DCP 附近非自治因素对判据的影响

2.2.1 动态鞍点(DSP)

受扰后保持稳定的系统，如果已经到达其稳定域边界，则认为系统处于临界稳定状态。表现在系统功角轨迹上，临界稳定系统的 DSP 与 FEP 相重合。不考虑非自治因素影响时，受扰系统的稳定域边界通常是明确的；但当系统的非自治因素较强时，稳定域边界通常难以清晰准确刻画，系统的稳定与不稳定表现也不再泾渭分明。

例如图 5 所示的临界失稳情况：故障切除后系统功角轨迹沿 e-f 从左侧逼近 DSP，在未达到 DSP 前系统角速度 ω 减小为 0。如果没有非哈密顿、非自治因素的影响，系统应当处于临界稳定状态，功角轨迹会按照原曲线反摆。但是在实际电网的仿真计算中，通过对聚合后轨迹的观察会发现，非哈密顿、非自治因素会导致功角轨迹的改变。如图 5(b) 所示，在多机非哈密顿因素、励磁调节器及调速器时变环节的作用下，到达②点(正摆 FEP)后的电磁功率 P_{ep} 轨迹、机械功率 P_m 轨迹并没有沿着原轨迹①—②反摆，而是受此非哈密顿、非自治因素的影响按照轨迹②—③反摆，并在反摆过程中交叉。在不平衡功率作用下，轨迹反摆至③点后会重新进入正摆③—④，功角持续增大，系统失去暂态稳定。仔细分析这一过程不难发现，反摆轨迹②—③上的功角轨迹交叉点是非自治因素下系统实际的 DSP，该点应用暂态稳定直接法难以正确定位，此时系统很容易被误判为临界稳定状态。

相近似地，上述临界失稳系统的扩展相轨迹会表现出稳定系统具备的特征，导致判据暂态稳定误判。如图 6 中蓝色轨迹所示：系统到达②点后开始反摆，扩展相轨迹由第 4 象限穿越 γ 轴负半轴进入第

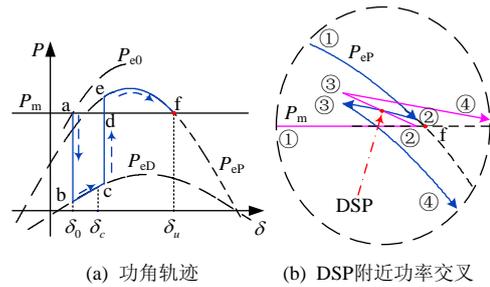


图 5 非自治因素在 DSP 对稳定判据的影响

Fig. 5 Influence of non-autonomous factors on transient stability criterion in DSP

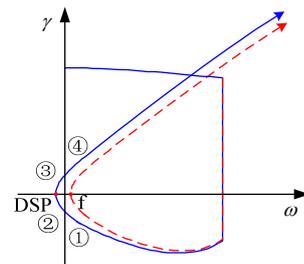


图 6 临界失稳误判的扩展相轨迹

Fig. 6 Extended phase trajectory of critical instability misjudgment

3 象限；在反摆②—③过程中，系统越过 DSP，扩展相轨迹由第 3 象限穿越 ω 轴负半轴，进入第 2 象限；到达③点后系统重新进入正摆，轨迹进入第 1 象限，并向第 1 象限右上角发散失稳。参照基于扩展相轨迹特征的暂态稳定判据可知，此时系统会被判定为暂态稳定，直至失去同步。

如图 6 中红色虚线轨迹所示，将这种临界失稳的扩展相轨迹与正常暂态失稳时的轨迹相对比，可以看出导致判据误判的原因：非哈密顿、非自治因素将判别系统暂态失稳的 DSP 推到了反摆，扩展相轨迹的 DSP 由原来 ω 正半轴 f 点越过原点平移到负半轴，使受扰系统暂态过程中呈现出小幅度多摆的特点，从而被识别为暂态稳定。为增加暂态稳定判据的可靠性，需要补充辅助判据识别这一特殊的临界失稳状态。

非自治因素导致的反摆功角轨迹交叉，是这种临界失稳出现的直接原因，多摆失稳的分析方法对于这一类情况并不适用。但是通过图 5 的分析可以看出，非自治因素导致的反摆功角轨迹交叉只会在十分靠近 DSP 的位置出现，当反摆幅度很大时， P_{ep} 曲线与 P_m 曲线会拉开较大距离，非自治因素难以实现两条曲线的交叉。利用轨迹反摆的“小幅度”特点，可以对暂态失稳过程加以识别。计算反摆过程功角变化量，建立判别这类临界暂态失稳的辅助判据 2：

$$\Delta\delta_{bs} = |\delta_{\text{sep1}} - \delta_{\text{sep2}}| < m \quad (8)$$

式中： δ_{sep1} 表示正摆 FEP 功角，扩展相轨迹与 γ 轴相交于负半轴； δ_{sep2} 表示反摆 FEP 功角，扩展相轨迹与 γ 轴相交于正半轴； m 为反摆功角阈值。

2.2.2 动态中心点(DCP)

当系统遭受的故障相对较小、持续时间较短时，故障切除后系统可能仍未达到其故障后的动态中心点。如图 7(a)所示，故障切除时系统功角 δ_c 小于 DCP 的功角 δ_s ，功角轨迹会沿曲线 d-e 正摆越过其动态中心点 h。与 2.2.1 节情况相类似，非自治因素可能导致 P_{ep} 的减小与 P_m 的增大，从而使两条功角轨迹出现交叉，正摆由减速进入短暂的加速过程，如图 7(b)所示。随着正摆功角增大，两条功角轨迹会再次交叉，使正摆回复正常减速过程。

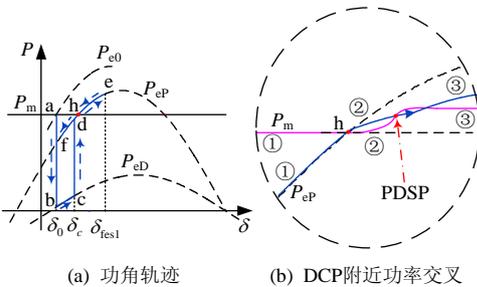


图 7 非自治因素在 DCP 对稳定判据的影响

Fig. 7 Influence of non-autonomous factors on transient stability criterion in DCP

通过上述分析可知，功角轨迹在 DCP 后的第一个交叉点会表现出与 DSP 十分相近的失稳特征，但是受扰系统却是保持暂态稳定的，因此将这一点定义为伪动态鞍点(pseudo dynamic saddle point, PDSP)。对于受扰系统的整个暂态过程而言，上述 DCP 附近的非自治因素不会对最终的稳定造成影响，但是 PDSP 的存在却容易使直接法作出系统会暂态失稳的误判。

相对应的，受扰系统的扩展相轨迹会在非自治因素的影响下发生改变。如图 8(b)所示， P_{ep} 轨迹与 P_m 轨迹在越过 DCP 后交叉，扩展相轨迹会在 PDSP 穿越 ω 正半轴进入第 1 象限；但随着功率轨迹的再次交叉，扩展相轨迹会穿越 ω 正半轴返回第 4 象限。相较于没有非自治因素影响图 8(a)轨迹，自治因素使扩展相轨迹出现了一次跨越 1、4 象限的轨迹自环，如图 8(b)中的红色轨迹部分。扩展相轨迹通过寻找 DSP 判别系统暂态失稳，PDSP 的存在显然也会导致判据的暂态失稳误判。更一般的情况，即使图 7(b)中的两条功率曲线并没有相交，但是只要

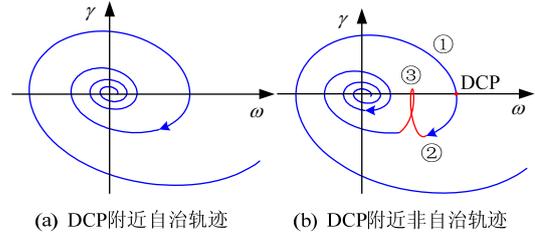


图 8 DCP 失稳误判的扩展相轨迹

Fig. 8 Extended phase trajectory of instability misjudgment in DCP

出现 P_m 的上升速度持续大于 P_{ep} 的情况，扩展相轨迹会出现在第 4 象限的轨迹自环，同样可能造成判据的误判。

由于这一类非自治因素对判据的这一影响仅出现在 DCP 附近范围内，因此通过实测功角可以构建识别这一误判情况的辅助判据 3：

$$\text{若 } \Delta P_c^- - \Delta P_c^+ < p, \text{ 则 } \Delta\delta_{ds} = |\delta - \delta_{\text{dcp}}| > l \quad (9)$$

式中： ΔP_c^- 与 ΔP_c^+ 为相轨迹由第 1 象限穿越 ω 轴进入第 4 象限前后的不平衡功率，用于识别扩展相轨迹经过 DCP； δ 为受扰系统当前功角值； δ_{dcp} 为受扰系统越过 DCP 的功角值，扩展相轨迹由第 1 象限进入第 4 象限； l 为暂态失稳最小功角阈值。由基于扩展相轨迹特征的暂态稳定判据判别失稳的受扰系统，需同时满足这一辅助判据，方可判别系统暂态失稳。

3 基于实测响应轨迹的暂态不稳定判别

3.1 受扰系统同调机群的确定

讨论多机系统的暂态不稳定判别时，构建扩展相轨迹必须对多机系统轨迹进行 CCCOI-RM 变换，因此首先需要按领先、滞后识别受扰系统的同调机群。从实测数据角度出发，相对可靠而有效的方法是在一定时间段内观测受扰系统各机组的功角轨迹，按照相互分裂情况将其划分为两群。但是实践经验证明，这种方法识别分群模式的最佳观测点，大部分情况下在系统的 DSP。造成功角轨迹识别分群模式滞后性的主要原因，是实测功角值仅能反应当前各机组的相对位置情况，却无法表征机组间相对运动趋势。为增强分群模式识别的灵敏性，文献[18]提出一个考虑角速度影响的复合功角构造方式，通过预测未来一个时段后的功角进行分群。

本文借鉴这种复合功角构建方法，考虑角加速度对未来功角变化的影响以进一步提高识别灵敏度。选取统一的参考功角，构造各机组复合功

角为

$$\varphi_i = \delta_i(t) + k[\omega_i(t) + \frac{\Delta P_i(t)}{T_{ji}} \Delta T] \quad (10)$$

式中： ΔP_i 为各机组实测不平衡功率； T_{ji} 为各机组转动惯量； ΔT 为实测数据采样周期； k 为预测时间系数。时间系数 k 是功角变化趋势在复合功角中所占权重，反应识别中希望根据角速度、角加速度预测功角的时长。 k 数值的确定，需要根据受扰系统情况整定，以期使功角轨迹尽早到达分群模式的最佳观测点。

确定受扰系统分群模式的具体过程为：

1) WAMS 实时测量受扰系统的各机组功角 δ_i 、角速度 ω_i 、不平衡功率 ΔP_i ，并按照式(10)计算复合功角；

2) 将各机组按照复合功角大小顺序排列，并计算相邻机组间的复合功角差间隙；

3) 按照一定原则选取合适的间隙，将机组划分为超前、滞后两群。

考虑现代电力系统结构的复杂性、失稳模式的多变性，通过复合功角识别受扰系统的分群模式可能存一定的误差。误差主要表现在：一方面识别的分群模式可能在失稳过程中发生改变；另一方面最终的分群模式也存在被误判的可能性。根据目前的研究现状，尚没有很好的方法可以在受扰系统完全失稳前，确保对分群模式识别的准确性。因此，上述间隙的选取原则为：

1) 无先验知识的情况下，间隙复合功角差应当足够大以确认受扰系统机组出现分群趋势；

2) 观察时段内，选取最大的一个或几个位置间隙，按照最可能的几种分群模式分别判别系统稳定状态，以最先失稳的情况为准判别系统失稳；

3) 选取位置间隙的最佳功角观测点为 DSP，根据时域仿真或电网运行经验，合理的整定时间系数 k 可以使观测点尽量靠近 DSP。

按照上述 3 个原则确定分群间隙时，需要根据电网的实际运行经验及仿真分析结果，依次设定分群间隙初始功角差、同时观察的最大间隙个数、整定时间系数 k 。3 个参数的设定对分群模式确定产生的影响，主要体现在最终分群模式确定的时间上，即合理的选取 3 个参数可以更早的确定受扰系统的最终分群模式。由于到达 DSP 点时，不同机群间的功角值已经摆开较大，因而对于最终分群模式判别的准确性，3 个参数产生的影响相对

较小。

3.2 暂态不稳定判别方法

以文献[23]中提出的基于扩展相轨迹特征的暂态稳定判据作为主判据，结合本文第 2 节针对非自治因素影响提出的辅助判据，扩展相轨迹满足以下任意一种情况时，可以判定受扰系统暂态失稳：

1) $\omega > 0$, $\gamma > 0$ ，扩展相轨迹切线在 γ 轴截距值 $D_\gamma < 0$ ；

2) $\omega > 0$, $\gamma < 0$ ，扩展相轨迹切线在 γ 轴截距值 $D_\gamma \geq 0$ ，切线斜率变化率 $CRS < 0$ ；若 $\Delta P_c^- - \Delta P_c^+ < p$ ，则还需满足与动态中心点功角差 $\Delta \delta_{ds} > l$ ；

3) 扩展相轨迹反摆过程功角差 $\Delta \delta_{bs} < m$ 。

结合 WAMS 实测数据，基于实测响应轨迹的暂态不稳定识别流程如图 9 所示。

4 算例分析

为验证基于实测响应轨迹的电力系统暂态不稳定判别方法的准确性，本文使用仿真软件 PSD-BPA 在 IEEE 39 节点系统和复杂交直流混联电网模型上进行仿真测试。仿真步长设置为半个周波(10ms)，每步输出全系统所有发电机的功角、角速度与不平衡功率，作为 WAMS 的实测数据构建实测响应轨迹。

4.1 IEEE 39 节点系统

IEEE 39 节点系统接线如图 10 所示，PSD-BPA 采用带有调速器、调压器和 PSS 的发电机模型，以第 39 节点的发电机作为参考机。算例中设置判据反摆过程功角门槛值： $m=10^\circ$ ，距离 DCP 功角门槛： $l=25^\circ$ 。

4.1.1 同调分群模式

在线路 8-9 上设置三相短路故障，35 个周波(0.70s)时切除故障系统暂态失稳。利用 PSD-BPA 仿真结果输出的各机组功角 δ 、角速度 ω 、不平衡功率 ΔP ，按照式(10)计算复合功角 φ ，设定分群间隙初始功角差为 60° ，时间系数 $k=200$ 。始终以最大复合功角间隙作为划分间隙，确定受扰后系统的同调分群模式如表 1 所示。

通过表 1 可以看出：

1) 受扰系统最终的机组同调分群情况：G30-G38 为领先机群，G39 为滞后机群；

2) 受扰系统在不同时间段内呈现不同的同调分群情况，在 2.68s 后可以正确识别机组的最终分群模式；

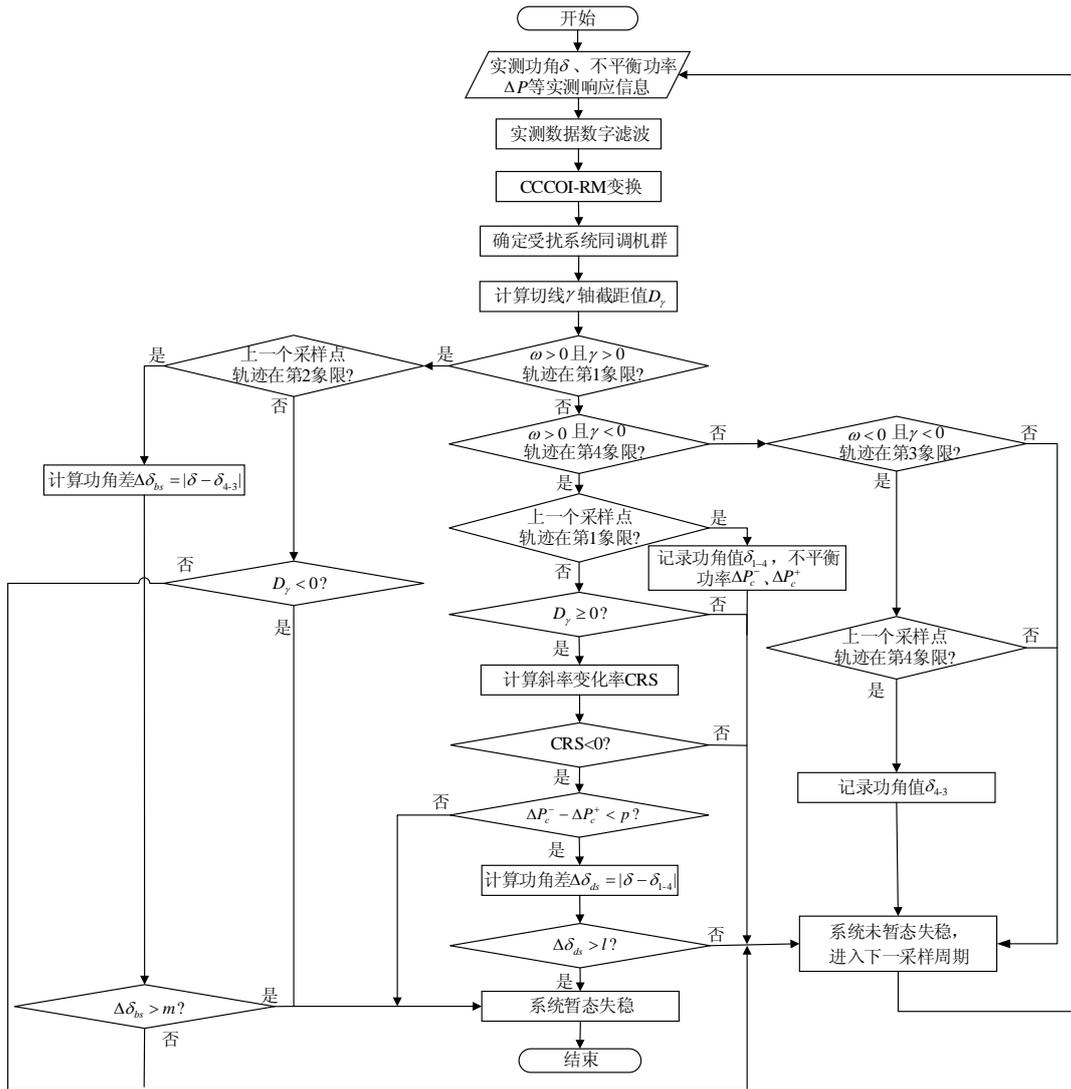


图9 暂态不稳定判别流程图

Fig. 9 Flow chart of transient instability identification

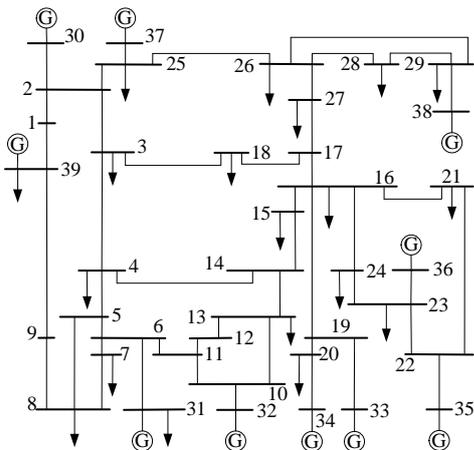


图10 IEEE39节点测试系统

Fig. 10 IEEE39 test system

3) 按照最终的同调分群模式, 受扰系统扩展相轨迹会在 3.49s 越过 DSP, 在 2.46s 可以判别系统暂态失稳。但是由于 2.68s 系统的最终分群模式才

表1 8-9 线路故障时机组同调分群

Table 1 Coherency identification of 8-9 line fault

时间段	领先机群	滞后机群
0.70s—0.79s	G31	G30、G32—G39
0.79s—0.89s	G31、G32	G30、G33—G39
0.89s—2.12s	G30—G38	G39
2.12s—2.68s	G30、G32—G38	G31、G39
2.68s—	G30—G38	G39

被正确识别, 判据的预测时长被缩短了 0.22s;

4) 在 2.12~2.68s 时间段识别的分群模式下, 扩展相轨迹表现出了更强的稳定趋势, 无法预判系统的暂态失稳。分析原因是正确的机组分群是对受扰系统机组间显著撕裂方式的表征, 按照错误分群模式聚合的实测响应轨迹无法反应这种显著的撕裂, 因而会更趋于表现出稳定的形态。

为进一步检验该方法的有效性, 在 IEEE39 节

点系统其他线路上设置三相短路故障，制造暂态失稳算例共 30 个。应用该方法可以正确识别全部算例的同调分群模式，识别时刻点如图 11 所示。

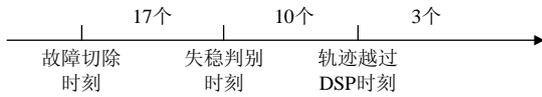


图 11 识别同调分群模式的时刻

Fig. 11 Moment of coherency identification

通过图 11 可以看出：大多数算例都可以在轨迹越过 DSP 之前识别系统最终的分群模式，仅有 3 个算例分别在 DSP 后 0.1s、0.18s 和 0.2s 正确识别分群模式；有 10 个算例在扩展相轨迹失稳判别点后确定分群模式，平均缩短判据预测时长 0.45s。因此，复合功角在可能一定程度降低判据预测性的情况下，可以较准确地识别受扰系统的同调分群情况。

4.1.2 非自治因素辅助判据

1) 暂态失稳判别点。

在线路 17-27 上设置三相短路故障，33.5 个周波(0.67s)时切除故障系统临界稳定，发电机功角曲线和扩展相轨迹如图 12 所示。

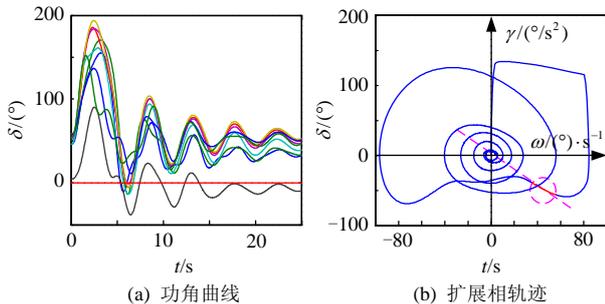


图 12 受扰系统的功角曲线和扩展相轨迹

Fig. 12 Power angle curves and extended phase trajectory of disturbed system

受扰系统的扩展相轨迹在 1.67~1.84s 处于第 4 象限，且轨迹切线的 γ 轴截距 $D_\gamma > 0$ ，不使用辅助判据时会被判别为暂态失稳。但是如图 12(b)所示，在非自治因素的影响下，受扰系统实际上保持了暂态稳定。判据误判，需要检验辅助判据作用。利用 PSD-BPA 仿真结果输出的各机组不平衡功率，按照式(3)计算受扰系统扩展相轨迹各时刻的 CRS。扩展相轨迹在第 4 象限时，各时刻轨迹切线的 D_γ 和 CRS 如图 13 所示。

通过图 13 可以看出，该算例中扩展相轨迹在第 4 象限 $D_\gamma > 0$ 时，切线斜率变化率 $CRS > 0$ ，暂态失稳辅助判据 1 并不满足，识别受扰系统可能并不会发生暂态失稳，有效防止了判据的误判。

2) 动态鞍点(DSP)。

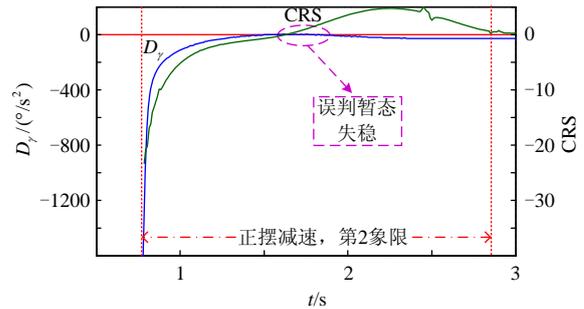


图 13 扩展相轨迹切线截距值与斜率变化率

Fig. 13 Tangent intercept and change rate of slope of extended trajectory

在线路 2-3 上设置三相短路故障，40.5 个周波(0.81s)时切除故障系统临界失稳，发电机功角和功率-功角曲线如图 14 所示。

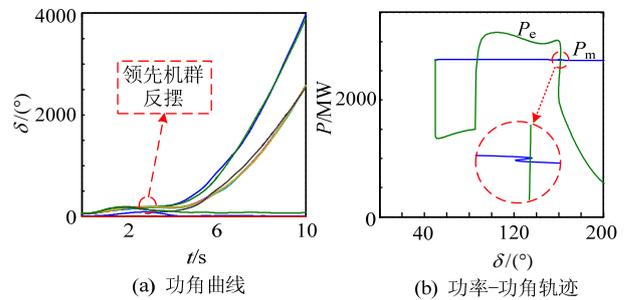


图 14 DSP 受扰系统的功角与功率-功角曲线

Fig. 14 Power angle curves and power-power angle curve of disturbed system in DSP

如图 14(a)所示，受扰系统暂态失稳前，领先机群发电机功角曲线出现小幅度反摆，通过图 14(b)可以进一步看出，反摆过程中电磁功率曲线与机械功率曲线出现交叉。

受扰系统扩展相轨迹曲线如图 15(a)所示，显然该临界失稳系统会被误判为暂态稳定，直至发生滑步。通过扩展相轨迹 2 次与 γ 轴相交计算反摆功角 $\Delta\delta_{bs} = 1.9^\circ$ ，小于设定值 $m = 10^\circ$ ，因此辅助判据 2 可以正确判别系统暂态失稳。

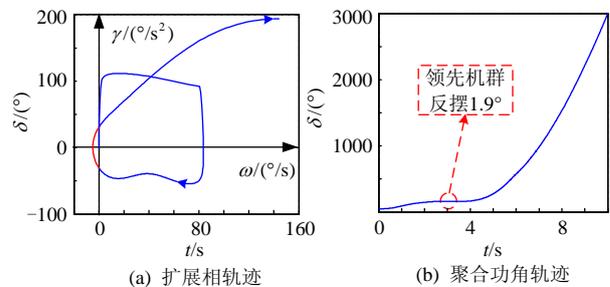


图 15 DSP 受扰系统的扩展相轨迹与功角曲线

Fig. 15 Extended phase trajectory and power angle curve of disturbed system in DSP

3) 动态中心点(DCP)。

在线路 17-18 上设置三相短路故障，33 个周波

(0.66s)时切除故障系统暂态稳定, 受扰系统的扩展相轨迹与功角曲线如图 16 所示。

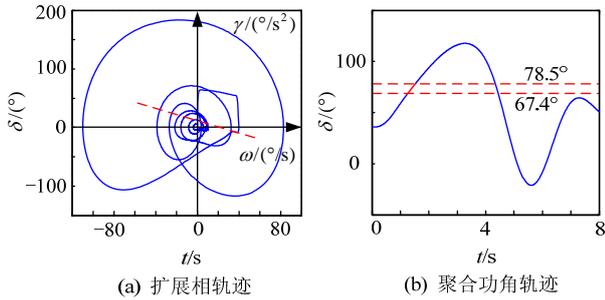


图 16 DCP 受扰系统的扩展相轨迹与功角曲线

Fig. 16 Extended phase trajectory and power angle curve of disturbed system in DCP

故障切除后, 通过扩展相轨迹与 ω 正半轴交点, 确定受扰系统故障后 DCP 的功角 $\delta_{dcp}=63.6^\circ$ 。如图 16 所示, 在系统功角值为 $67.4\sim 78.5^\circ$ 之间时, 扩展相轨迹在第 4 象限切线截距 $D_p > 0$, 受扰系统被误判为暂态失稳。按照式(9)计算与动态中心点功角差的最大值 $\Delta\delta_{ds}=14.9^\circ$, 小于设定值 $l=25^\circ$, 因此通过辅助判据 3 可以识别系统未发生暂态失稳, 有效防止误判。

4.1.3 暂态不稳定判别

在 IEEE39 节点系统的不同线路上设置三相短路故障, 制造暂态失稳算例 31 个。为更好的检验判据的准确性, 通过调整故障切除时间模拟不同故障严重程度, 寻找每个算例中较为容易产生误判的临界稳定状态与临界失稳状态, 并由 PSD-BPA 输出对应各机组功角 δ 、角速度 ω 、不平衡功率 ΔP 。通过本文的暂态不稳定判别方法判别受扰系统是否暂态失稳, 算例测试结果如表 2 所示。

表 2 IEEE39 节点系统暂态失稳判别

Table 2 Transient instability identification of IEEE39 test system

算例数量	临界失稳正确判别	临界稳定正确判别	辅助判据作用算例数量	失稳判别平均功角	平均预测时长
62	31	31	辅助判据 1: 2 辅助判据 2: 4 辅助判据 3: 1	139.3°	0.4s

通过表 2 可以看出:

1) 所有算例中, 受扰系统的临界稳定与临界失稳状态均被正确判别, 未发生误判, 判据的准确性较高;

2) 所有 31 个算例, 通过辅助判据 2 识别暂态失稳漏判算例数量为 4 个, 判别准确率提高了 12.9%, 显著增强了主判据的可靠性; 通过辅助判

据 1 与辅助判据 3 共校正暂态失稳误判算例数量为 3 个, 判别准确率提高了 9.68%, 增强了主判据的准确性。

3) 对于临界失稳的系统, 暂态失稳判别点的平均功角值为 139.3° ; 相较于失稳系统轨迹越过 DSP, 基于实测响应轨迹的暂态不稳定判别方法提前平均 0.4s 可以判别系统暂态失稳; 算例最大预测时长达到 1.4s, 失稳判别明显早于系统发生滑步时刻, 具有良好的预测性。

4.2 复杂交直流混联电网模型

早期三华规划电网部分网架结构如图 17 所示, 算例中设置判据反摆过程功角门限值: $m=10^\circ$, 距离 DCP 功角门檻: $l=25^\circ$ 。

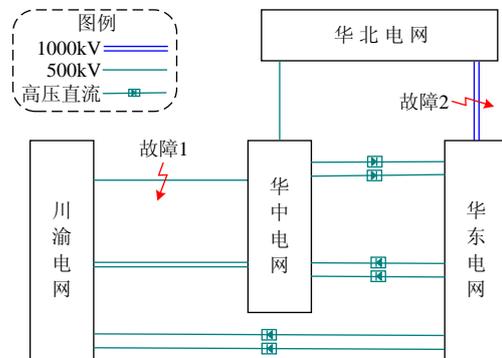


图 17 三华规划电网部分结构示意图

Fig. 17 Partial rack of Sanhua planning power grid

4.2.1 同调分群模式

针对三华规划电网模型, 通过 PSD-BPA 在各区域电网内部及区域间联络线上设置三相短路故障, 形成系统暂态失稳算例共 15 个。设定分群间隙初始功角差为 60° , 时间系数 $k=50$, 按照公式(10)计算复合功角 φ , 选取最大功角差间隙作为划分间隙确定受扰系统的分群模式, 测试结果如表 3 所示。

表 3 三华电网机组同调分群算例

Table 3 Examples of coherency identification of Sanhua power grid

算例总数	失稳判别点前	故障切除后	识别分群模式改变
	正确识别	立即正确识别	
15	15	11	4

通过表 3 可以看出:

1) 按照最终同调分群模式确定扩展相轨迹, 全部 15 个算例都能在失稳判别点前正确识别受扰系统的失稳模式, 判据预测时间不会因分群模式识别而缩短;

2) 其中的 11 个算例在故障切除后即可正确识别最终分群模式, 4 个算例中识别的分群模式发生

改变，正确识别前系统均被判别为暂态稳定；

3) 相较于 IEEE39 节点系统的算例，实际电网算例故障后系统分群趋势更加明显，该方法识别分群模式时间更短、识别准确性更高。

4.2.2 非自治因素辅助判据

1) 暂态稳定判别点。

在川渝-华中电网联络线上设置三相短路故障，如图 17 中故障 1 所示，33.5 个周波(0.67s)时切除故障系统暂态稳定，发电机功角曲线和扩展相轨迹如图 18 所示。

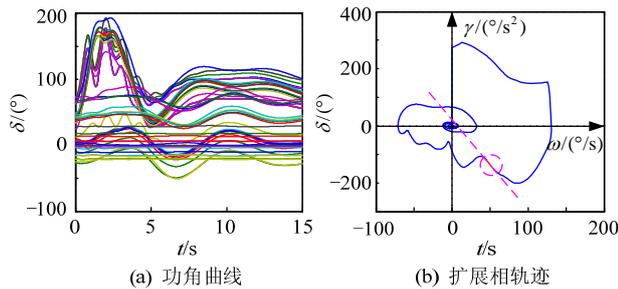


图 18 受扰系统的功角曲线和扩展相轨迹

Fig. 18 Power angle curves and extended phase trajectory of disturbed system

受扰系统的扩展相轨迹在 1.67~1.84s 处于第 4 象限，且轨迹切线的 γ 轴截距 $D_\gamma > 0$ ，不使用辅助判据时会被判别为暂态失稳。但是如图 18(b)所示，受扰系统在非自治因素的影响下保持了暂态稳定，判据误判。利用 PSD-BPA 仿真结果输出的各机组不平衡功率，计算扩展相轨迹在第 4 象限时，各时刻轨迹切线的 D_γ 和 CRS 如图 19 所示。

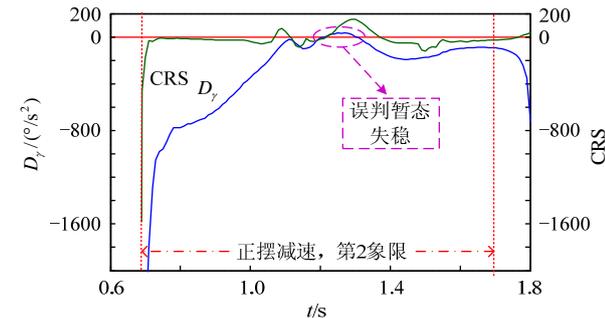


图 19 扩展相轨迹切线截距与斜率变化率

Fig. 19 Tangent intercept and change rate of slope of extended trajectory

通过图 19 可以看出，该算例中扩展相轨迹在第 4 象限 $D_\gamma > 0$ 时，切线斜率变化率 $CRS > 0$ ，暂态失稳辅助判据 1 并不满足，识别受扰系统未发生发生暂态失稳，有效防止了判据的误判。

2) 动态鞍点(DSP)。

同样在图 17 中故障 1 处设置三相短路故障，在 34.5 个周波(0.69s)时切除故障系统临界失稳，发

电机功角曲线如图 20 所示。受扰系统暂态失稳前，领先机群发电机功角曲线出现了 2 次小幅度反摆。对应的扩展相轨迹曲线如图 21 所示，轨迹两次由第 4 象限进入第 3、第 2 象限，并最终在第 1 象限暂态失稳。

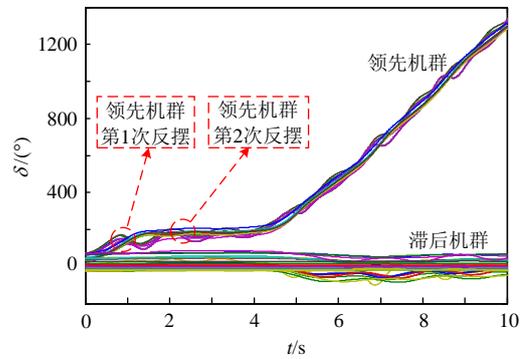


图 20 DSP 受扰系统的功角曲线

Fig. 20 Power angle curves of disturbed system in DSP

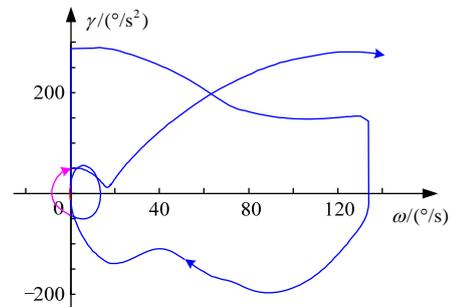


图 21 DSP 受扰系统的扩展相轨迹

Fig. 21 Extended phase trajectory of disturbed system in DSP

不考虑辅助判据时，基于扩展相轨迹该算例会被误判为暂态稳定，直至系统发生滑步。通过扩展相轨迹与 γ 轴相交时刻，可以计算 2 次反摆角为 $\Delta\delta_{bs1}=0.1^\circ$ 、 $\Delta\delta_{bs2}=3.4^\circ$ ，如图 22 所示。反摆角小于设定值 $m=10^\circ$ ，因此辅助判据 2 在第 1 次发生反摆时即可正确判别系统暂态失稳。

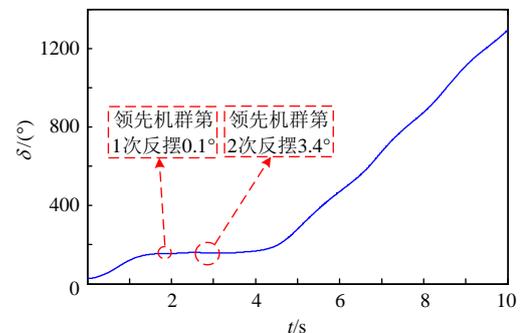


图 22 DSP 受扰系统的功角曲线

Fig. 22 Power angle curve of disturbed system in DSP

3) 动态中心点(DCP)。

在华北-华东电网的特高压联络线上设置三相

短路故障,如图17中故障2所示。35.5个周波(0.71s)时切除故障系统暂态稳定,受扰系统的扩展相轨迹与功角曲线如图23所示。

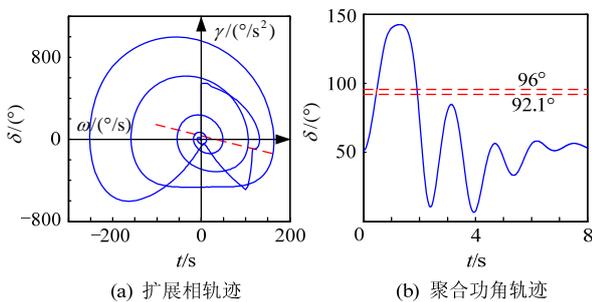


图23 DCP受扰系统的扩展相轨迹与功角曲线
Fig. 23 Extended phase trajectory and power angle curve of disturbed system in DCP

故障切除后,通过扩展相轨迹与 ω 正半轴交点,确定受扰系统故障后DCP的功角 $\delta_{dcp}=89.5^\circ$ 。如图23所示,在系统功角值为 $92.1^\circ\sim 96^\circ$ 之间时,扩展相轨迹在第4象限切线截距 $D_p>0$,受扰系统被误判为暂态失稳。按照式(9)计算与DCP功角差的最大值 $\Delta\delta_{ds}=6.5^\circ$,小于设定值 $l=25^\circ$,因此通过辅助判据3可以识别系统未发生暂态失稳,有效防止误判。

4.2.3 暂态不稳定判别

针对三华规划电网模型,在各区域电网内部及区域间交流联络线上设置三相短路故障,形成受扰系统暂态失稳算例15个。通过调整故障切除时间模拟不同故障严重程度,寻找每个算例的临界稳定状态与临界失稳状态。在区域间高压直流联络线上设置单、双极闭锁故障,形成暂态失稳算例5个。由PSD-BPA输出对应各机组功角 δ 、角速度 ω 、不平衡功率 ΔP ,通过本文的暂态不稳定判别方法判别受扰系统是否暂态失稳,算例测试结果如表4所示。

通过表4统计结果可以看出:

表4 三华电网暂态失稳判别

Table 4 Transient instability identification of Sanhua power grid

	算例数量	正确判别算例数量		失稳平均预测时长/s
		临界稳定	临界失稳	
川渝电网内部	10	4	5	0.22
川—中联络线	4	2	2	0.125
华中电网内部	6	3	3	0.2
中—北联络线	2	1	1	0.15
华北电网内部	4	2	2	0.23
北—东联络线	2	1	1	0.21
华东电网内部	2	1	1	0.13
直流联络线闭锁	5	—	5	0.77
总计	35	15	20	0.3375

1) 当受扰系统处于临界失稳时,所有算例的失稳状态均被准确识别,判据判别系统暂态失稳的可靠性高;当系统处于临界稳定状态时,仅川渝电网内部故障的1个算例被误判为暂态失稳,算例中判据表现出较高准确性;

2) 分析川渝电网内部故障算例误判原因,是受扰后系统处于临界失稳状态,判据判别系统失稳;但滑步前短暂时间间隙后系统在强非自治因素作用下被拉回到稳定状态。因此这种误判仅会出现在系统稳定临界程度很高时,将故障切除时间提前半个周波(10ms),降低系统稳定的临界程度,判据可以正确判别系统暂态稳定;

3) 相较于失稳系统轨迹越过DSP,基于实测响应轨迹的暂态不稳定判别方法提前平均0.3375s可以判别系统暂态失稳;算例最大预测时长0.94s,最小预测时长0.05s,失稳判别明显早于系统发生滑步时刻,具有良好的预测性。

5 结论

1) 基于WAMS实测响应信息构建的扩展相轨迹中包含受扰系统中的非哈密顿、非自治因素,通过轨迹变化率可以衡量非自治因素对系统暂态稳定性的影响。

2) 在失稳判别点、DSP与DCP,基于扩展相轨迹特征的暂态稳定判据容易受到非自治因素的影响导致误判。本文通过WAMS实测的发电机不平衡功率 $\Delta P(t)$ 计算CRS,有效评估失稳判别点处非哈密顿、非自治因素对判据的影响;设置反摆功角阈值 $\Delta\delta_{bs}<m$,识别DSP点附近非哈密顿、非自治因素影响产生的失稳误判;计算距离DCP的功角差值 $\Delta\delta_{ds}$,识别响应轨迹越过PDSP可能造成的暂态失稳误判。

3) 在失稳的扩展相轨迹越过DSP之前,利用复合功角通常可以正确识别系统的失稳模式,因此暂态失稳判别的准确性不会受到影响。失稳系统暂态不稳定判别的预测性由失稳模式识别点和扩展相轨迹判别点共同决定,更早识别系统失稳模式可以使判据表现出更好的预测性。

4) 通过仿真算例证实:基于实测响应轨迹的暂态不稳定判别方法可以在轨迹越过DSP前正确判别系统的暂态失稳,判别时间明显早于在系统发生滑步的瞬间,具有较好的预测性,能够为紧急控制与故障隔离措施提供一定的时间裕度。

参考文献

- [1] 电力行业电网运行与控制标准化技术委员会. DL 755-2001 电力系统安全稳定导则[S]. 北京: 中国电力出版社, 2001.
Power System Operation And Control Of The Power Industry Standardization Technical Committee. DL 755-2001 Guide on security and stability for power system[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2001(in Chinese).
- [2] 林伟芳, 汤涌, 孙华东, 等. 巴西“2·4”大停电事故及对电网安全稳定运行的启示[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(9): 1-5.
LIN Weifang, TANG Yong, SUN Huadong, et al. Blackout in Brazil power grid on February 4, 2011 and inspirations for stable operation of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(9): 1-5(in Chinese).
- [3] 刘云. 巴西“9.13”远西北电网解列及停电事故分析及启示[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(11): 3204-3213.
LIU Yun. Analysis on and inspiration of the “9.13” islanding and outage of brazilian remote northwest power grid[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(11): 3204-3213(in Chinese).
- [4] 孙华东, 许涛, 郭强, 等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(21): 6183-6192.
SUN Huadong, XU Tao, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in great britain power grid on august 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in china[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6192(in Chinese).
- [5] 林伟芳, 易俊, 郭强, 等. 阿根廷“6.16”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(9): 2835-2842.
LIN Weifang, YI Jun, GUO Qiang, et al. Analysis on blackout in argentine power grid on june 16, 2019 and its enlightenment to power grid in china[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(9): 2835-2842(in Chinese).
- [6] 王梅义. 大电网事故分析与技术应用[M]. 北京: 中国电力出版社, 2008.
WANG Meiyi. Fault analysis and technical application of large power grid[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2008(in Chinese).
- [7] 汤涌. 电力系统安全稳定综合防御体系框架[J]. 电网技术, 2012, 36(8): 1-5.
TANG Yong. Framework of comprehensive defense architecture for power system security and stability[J]. Power System Technology, 2012, 36(8): 1-5(in Chinese).
- [8] 汤涌. 电力系统数字仿真技术的现状与发展[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(17): 69-73.
TANG Yong. Present situation and development of power system simulation technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(17): 69-73(in Chinese).
- [9] 刘笙, 汪静. 电力系统暂态稳定的能量函数分析[M]. 上海: 上海交通大学出版社, 1996.
- [10] 吴政球, 陈辉华, 唐外文, 等. 以单机等面积稳定判据分析多机系统暂态稳定性[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(4): 48-52.
WU Zhengqiu, CHEN Huihua, TANG Waiwen, et al. Using single machine equal area criterion to analyze multi-machine systems stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(4): 48-52(in Chinese).
- [11] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相. 电网和电网技术发展的回顾与展望: 试论三代电网[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(22): 1-11.
ZHOU Xiaoxin, CHEN shuyong, LU Zongxiang. Review and prospect for power system development and related technologies: a concept of three-generation power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 1-11(in Chinese).
- [12] 张保会. 加强继电保护与紧急控制系统的研究提高互联电网安全防御能力[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(7): 1-6.
ZHANG Baohui. Strengthen the protection relay and urgency control systems to improve the capability of security in the interconnected power network[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(7): 1-6(in Chinese).
- [13] 常乃超, 兰洲, 甘德强, 等. 广域测量系统在电力系统分析及控制中的应用综述[J]. 电网技术, 2005, 29(10): 46-52.
CHANG Naichao, LAN Zhou, GAN Deqiang, et al. A survey on applications of wide-area measurement system in power system analysis and control[J]. Power System Technology, 2005, 29(10): 46-52(in Chinese).
- [14] 许树楷, 谢小荣, 辛耀中. 基于同步相量测量技术的广域测量系统应用现状及发展前景[J]. 电网技术, 2005, 29(2): 44-49.
XU Shukai, XIE Xiaorong, XIN Yaozhong. Present application situation and development tendency of synchronous phasor measurement technology based wide area measurement system[J]. Power System Technology, 2005, 29(2): 44-48(in Chinese).
- [15] 袁季修. 防御大停电的广域保护和紧急控制[M]. 北京: 中国电力出版社, 2017.
YUAN Jixiu. Wide area protection and emergency control against blackouts[M]. Beijing: China Electric Power Press, 2017(in Chinese).
- [16] YAN Jie, LIU C C, VAIDYA U. PMU-based monitoring of rotor angle dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2125-2133.

- [17] 卢芳, 于继来. 基于广域相量测量的暂态稳定快速评估方法[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(8): 24-28.
LU Fang, YU Jilai. WAMS based on power system transient stability assessment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(8): 24-28(in Chinese).
- [18] 滕林, 刘万顺, 袁志皓, 等. 电力系统暂态稳定实时紧急控制的研究[J]. 中国电机工程学报, 2003, 23(1): 64-69.
TENG Lin, LIU Wangshun, YUN Zhihao, et al. Study of real-time power system transient stability emergency control[J]. Proceedings of the CSEE, 2003, 23(1): 64-69(in Chinese).
- [19] 谢欢, 张保会, 邹本国, 等. 基于轨迹几何特征的暂态不稳定识别[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(4): 16-22.
XIE Huan, ZHANG Baohui, ZOU Benguo, et al. Transient instability detection based on trajectory geometrical characteristic[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(4): 16-22(in Chinese).
- [20] 郑超, 苗田, 马世英. 基于关键支路受扰轨迹凹凸性的暂态稳定判别及紧急控制[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(10): 2600-2610.
ZHENG Chao, MIAO Tian, MA Shiyong. Transient stability identification and emergency control based on convex characteristic of the key branch's disturbed trajectory[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(10): 2600-2610(in Chinese).
- [21] SO K H, HEO J Y, KIM C H, et al. Out-of-step detection algorithm using frequency deviation of voltage[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2007, 1(1): 119-126.
- [22] FRANCO R, SENA C, TARANTO G N, et al. Using synchrophasors for controlled islanding—A prospective application for the Uruguayan power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 2016-2024.
- [23] 马世英, 朱存浩, 郑超, 等. 扩展相轨迹特征解析及暂态稳定判别方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(20): 6516-6526.
MA Shiyong, ZHU Cunhao, ZHENG Chao, et al. Analysis of extended phase trajectory characteristics and transient stability identification[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(20): 6516-6526(in Chinese).
- [24] 薛禹胜. 运动稳定性量化理论[M]. 江苏: 江苏科学技术出版社, 1999.
- [25] 张保会, 杨松浩, 王怀远, 等. 电力系统暂态稳定性闭环控制(二)——多机电力系统暂态不稳定判别方法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(9): 1-6.
ZHANG Baohui, YANG Songhao, WANG Huaiyuan, et al. Closed-loop control of power system transient stability(2): transient instability detection method of multi-machine power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(9): 1-6(in Chinese).
- [26] XUE Y, VAN CUTSEM T, RIBBENS-PAVELLA M. A simple direct method for fast transient stability assessment of large power systems[J]. IEEE Trans, 1988, 3(2): 400-412.
- [27] 廖浩辉, 唐云. 电力系统中 CCEBC/EEAC 方法的数学描述[J]. 电力系统自动化, 2003(7): 12-16.
LIAO Haohui, TANG Yun. Mathematical descriptions of CCEBC/EEAC method in power systems[J]. Automation of Electric Power System, 2003(7): 12-16(in Chinese).



朱存浩

在线出版日期: 2020-11-12.

收稿日期: 2020-08-21.

作者简介:

朱存浩(1989), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统稳定分析与控制、电力系统仿真技术、交直流混联系统分析、电力系统调度自动化等, zhu_cunhao@126.com;

*通信作者: 马世英(1969), 男, 博士, 教授级高级工程师, 博士生导师, 主要研究方向为电力系统分析与控制、电力系统仿真技术、交直流系统分析、源网协调技术等, msy_1969@163.com;

郑超(1977), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统稳定与控制、交直流混联系统分析、新能源并网技术等。

(实习编辑 张文鑫)

Power System Transient Instability Identification Based on Real-time Response Trajectory

ZHU Cunhao, MA Shiyang*, ZHENG Chao, LI Penghua

(China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

KEY WORDS: wide area measurement system; extended phase trajectory; non autonomous; transient instability identification

In actual large-scale power system, the generator is usually equipped with governor, excitation regulator, etc. At the same time, the load will change in real time, which shows dynamic characteristics. Therefore, power system is a complex multi-machine time-varying non-autonomous system. The real-time response trajectory obtained by the wide-area measurement system includes all nonlinear time-varying factors of the disturbance system, which can provide a basis for the accurate identification of the system transient instability.

In this paper, the performance of the non-autonomous factors of the system on the extended phase trajectory is analyzed, based on the basic principle of the extended phase trajectory that characterizing the transient stability of the disturbed system. Aiming at the key points on the trajectory that may lead to misjudgment of the criterion, the influence of non-autonomous factors on the transient stability criterion is analyzed in detail, as is shown in Fig. 1 and Fig. 2.

Using the real-time measured power angle and unbalanced power, 3 auxiliary criteria for identifying

non-autonomous factors are constructed to enhance the reliability of transient instability discrimination. The instability mode of the disturbed system is determined by defining the composite power angle, and the transient instability identification based on real-time response trajectory is presented as follows:

- 1) Generalized angular speed: $\omega > 0$, generalized angular acceleration: $\gamma > 0$, intercept value of the tangent of the trajectory on the γ -axis: $D_\gamma < 0$;
- 2) $\omega > 0$, $\gamma < 0$, $D_\gamma \geq 0$, change rate of trajectory slope: $CRS < 0$, and power angle difference from dynamic center point: $\Delta\delta_{ds} > l$;
- 3) The amplitude of back swing: $\Delta\delta_{bs} < m$.

In order to verify the validity of the auxiliary criteria, and prove the accuracy and predictability of this method to distinguish the transient instability of power system, simulation software PSD-BPA is used to perform simulation tests on the IEEE 39 test system and the complex AC-DC hybrid power grid model.

The simulation study proves that the auxiliary criteria can effectively evaluate the influence of non-autonomous factors on the main criterion, and prevent misjudgment of transient instability. As is shown in Table 1, the transient instability identification method based on real-time response trajectory can correctly identify the transient instability of the system, which provides a certain time margin for transient stability control measures.

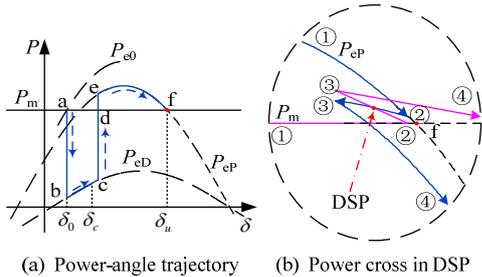


Fig. 1 Influence of non-autonomous factors on transient stability criterion in DSP

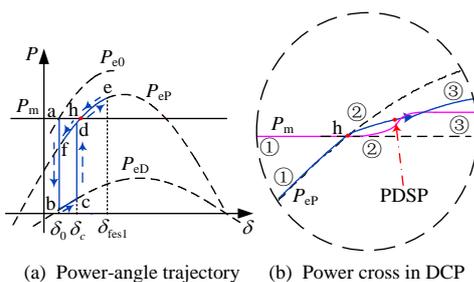


Fig. 2 Influence of non-autonomous factors on transient stability criterion in DCP

Table 1 Instability identification of Sanhua power grid

Fault location	Number of cases	Number of correct cases		Average forecast time/s
		Stable	Instable	
Chuanyu grid	10	4	5	0.22
Chuanyu-CC tie line	4	2	2	0.125
Central China(CC) grid	6	3	3	0.2
CC-NC tie line	2	1	1	0.15
North China(NC) grid	4	2	2	0.23
NC-EC tie line	2	1	1	0.21
East China(EC) grid	2	1	1	0.13
DC tie line	5	—	5	0.77
Total	35	15	20	0.3375