

基于支路两端母线频差的失步解列判据研究

陈恩泽, 刘涤尘, 廖清芬, 张洁琼

(武汉大学 电气工程学院, 湖北 武汉 430072)

摘要: 依据等频差原则推导了等值两机系统失步过程中电压的变化特点, 根据失步中心频率与两侧系统频差的对应关系, 提出了基于支路两端母线频差的失步解列判据。通过计算支路两端母线频差, 判断是否存在振荡中心迁移现象, 定位振荡中心并判断失步状态。以 CEPRI 36 节点系统为例, 分别对振荡中心是否发生迁移 2 种情况进行了判据的有效性验证, 并与实际解列装置所采用的判据进行了比较, 仿真结果验证了所提判据的准确性与实用性。

关键词: 失步解列; 解列判据; 频差; 解列时刻; 停电; 稳定性

中图分类号: TM 712

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2014.03.012

0 引言

近年来, 世界各国大面积停电事故^[1-2]屡有发生, 研究表明大停电事故的发生往往是由于电网互联规模的扩大, 所产生的局部扰动通过联络线扩散至整个电网导致的^[3-5]。失步解列作为电网的第三道防线, 是消除电网振荡和防止大面积停电的重要措施^[6-9]。

失步解列判据是以电网失步振荡过程中的电气量变化特点为研究基础, 总结归纳出的基于单个或多个电气量的判断电网失步特征的方法, 要求在电网发生各种异常状态时能够准确地判断电网的失步状态。现有的失步解列判据主要分为 4 类: 第 1 类是间接反映功角的判据^[10-12], 如阻抗型失步解列判据, 电流型失步解列判据, 电压型失步解列判据, 基于相位角的失步解列判据, 基于有功功率、无功功率的失步解列判据等; 第 2 类是反映能量的判据^[13]; 第 3 类是基于直接测量两侧电压相角差的失步解列判据^[10]; 第 4 类则是根据电网特点, 结合各个判据的优势所形成的复合判据^[14]。

现有解列判据的整定多基于就地量测量, 仅能反映一类或几类失步特性, 存在不够完善、协调配合等问题。前期研究发现, 受电网运行方式、故障形式的影响, 判据的适应性显得非常重要, 尤其是当振荡中心发生迁移时, 准确判断失步状态并实施解列对于电网安全稳定具有重要意义。如仿真发现有的振

荡中心所在支路 $u \cos \varphi$ 轨迹只穿过 2 个区域; 测量点相位角在 $0 \sim 360^\circ$ 内变化, 只能提供方向信息; 当振荡中心在相邻 2 条线路上快速来回迁移时, 基于无功功率积分的判据受限于振荡周期很短而无法计算。

鉴于此, 本文依据等频差原则^[15]推导了等值两机系统异步运行时电压的变化特点, 依据失步中心出现频率与两端系统频差的对应关系提出基于支路两端母线频差的失步解列判据, 以 CEPRI 36 节点系统为例, 通过设置单一严重故障, 分别在固定振荡中心和振荡中心发生迁移 2 种情况下对本文所提判据进行验证, 并与实际解列装置所采用的判据进行比较。

1 异步运行时的电压变化

国内外已有研究表明, 当电网受到故障的影响, 2 组机群间形成了失步振荡, 可以依据失步断面将整个电网等值成两机系统进行研究。当电网异步运行时, 电压、电流、频率、有功、无功等电气量均会发生变化。为了研究需要, 可以认为在很短的时间内, 失步振荡是一个相对稳定的过程, 假设计算时段内各个系统频率不变, 即等频差^[15], 并作如下假设:

- 用一个幅值固定的简单电动势源表示等值发电机;
- 系统中的阻抗角 φ_{eq} 都相等;
- 在频率实际可变化的范围内, 认为线路整体阻抗 Z_{eq} 恒定;
- 不考虑中间负荷的影响。

如图 1 所示的等值两机系统模型, 两等值发电机电动势为 E_M 和 E_N ; 发电机内部阻抗归算在线路

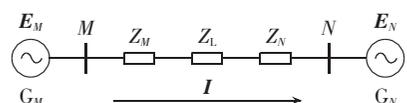


图 1 等值两机系统

Fig.1 Equivalent two-generator system

收稿日期: 2013-07-15; 修回日期: 2014-01-14

基金项目: 国家高技术研究发展计划(863 计划)项目(2011AA-05A119); 国家电网公司大电网重大专项资助项目(SGCC-MPLG029-2012); 中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(201120702020006)

Project supported by the National High Technology Research and Development Program of China(863 Program)(2011AA05-A119), State Grid Corporation of China, Major Projects on Planning and Operation Control of Large Scale Grid(SGCC-MPLG029-2012) and the Fundamental Research Funds for the Central Universities(201120702020006)

上,则线路整体阻抗 Z_{eq} 由 Z_M 、 Z_N 和 Z_L 组成;规定联络线电流方向为从 M 流向 N 。

两端电势表示如下:

$$\begin{cases} e_N = E_N \sin(\omega_N t) \\ e_M = E_M \sin(\omega_M t) \end{cases} \quad (1)$$

其中, ω_M 、 ω_N 分别为两侧等值机 G_M 、 G_N 的角频率; E_M 、 E_N 分别为 E_M 、 E_N 幅值。

设基准点 N 端到联络线任意一点的阻抗为 Z_D , 则联络线上任意一点电压瞬时值可以表示为:

$$e_D = e_N + \frac{Z_D}{Z_{\text{eq}}}(e_M - e_N) \quad (2)$$

令 $k = \frac{Z_D}{Z_{\text{eq}}}$, 则:

$$e_D = e_N + k(e_M - e_N) \quad (3)$$

将式(1)代入式(3)推导可得:

$$e_D = E_N \sqrt{(1-k)^2 + 2k(1-k)k_e \cos[(\omega_M - \omega_N)t] + k^2 k_e^2} \times \sin(\omega_N t + \beta) \quad (4)$$

其中, $k_e = \frac{E_M}{E_N}$; $\beta = \arctan \frac{k k_e \sin[(\omega_M - \omega_N)t]}{1 - k + k k_e \cos[(\omega_M - \omega_N)t]}$ 。

由式(4)可以看出,联络线上电压 e_D 的影响变量分别有 ω_N 、 $\Delta\omega = \omega_M - \omega_N$ 、 k_e 、 t 、 k 。 ω_N 反映的是异步运行电压的周期,一般接近于工频; $\Delta\omega$ 反映的是异步运行电压包络线的周期; k_e 反映了异步运行电压的幅值; k 则反映了联络线上测量点的位置。

2 基于两端母线频差的失步解列判据

由式(4)可看出,两侧等值系统的频率差 $\omega_M - \omega_N$ 就是电压包络线的频率。异步运行时电压包络线幅值在一个振荡周期里存在最大值和最小值,分别为:

$$\begin{cases} e_{D\max} = E_N |1 - k + k k_e| \\ e_{D\min} = E_N |1 - k - k k_e| \end{cases} \quad (5)$$

每个振荡周期内,电压包络线幅值会在两侧功角差为 0 或 2π 时达到最大值,两侧功角差为 π 时达到最小值,由失步中心电压为零,即 $1 - k - k k_e = 0$, 可知失步中心位置 $k = 1/(1 + k_e)$, 当 k_e 为一定值时,失步中心位置唯一,并且两侧等值系统的频差为失步中心出现的频率。但是实际系统异步运行时,电压、频率不断变化,因此失步中心的位置也不断变化,但在两侧等值功角差为 π , 即失步中心出现的时刻,该时刻的两侧系统频差代表了失步中心出现的频率,由失步振荡的特性决定了这一时刻存在频差极大值。

因此,近似使用支路两端母线频差 $\Delta\omega$ 表示失步中心出现的时间间隔,由于失步振荡是一个较快的过程,其频率较大,所以可以用两侧频率差的大小进行失步状态的检测。

基于支路两端母线频差的失步解列判据表达式为:

$$|\Delta\omega_{t_0}| > \Delta\omega_{\text{set}} \quad (6)$$

其中, $\Delta\omega_{t_0}$ 为当两端功角差为 π 时的两端母线频差,在实际应用中,用支路两端母线频差极大值来近似表示; $\Delta\omega_{\text{set}}$ 可以根据实际电网的特性分析、统计数据、实际运行经验进行具体整定^[10], 本文通过对 CEPRI 36 节点系统进行故障扫描,定为 0.1 p.u. (基准值为 50 Hz)。

关于频差定值说明如下。

a. 振荡中心迁移的影响。前期研究发现,当电网故障处理不及时或发生连锁故障导致电网稳定性受到严重破坏时^[16], 电网可能发生振荡中心迁移现象。此时由于电网失步周期较短和振荡中心的迁移变化,可能导致传统的失步解列判据失效,而基于支路两端母线频差的失步解列判据则不受上述因素影响,可准确判断并定位,为现有判据提供有力的支撑。

b. 与现有判据的协调配合。电网一般将失步解列装置安装在省间联络线,且采用多套装置进行协调配合。以南瑞 RCS-993A 型失步解列装置为例,该装置采用阻抗循序判别方式进行失步判别和保护区域限制,为保证安全性,规定其失步继电器的快跳段可以测量 200 ms 以上的失步周期,在测量到失步后的第 1 个周期出口跳闸,失步继电器的慢跳段可以测量 100 ms 以上的失步周期,慢跳段可以整定在失步后 2~15 个周期后出口跳闸。可以看出,失步周期在 200 ms 以上时,解列装置有较好的稳定性。但失步周期在 200 ms 以下时,周期越短,对装置的影响越大,而本文所提判据可以和该装置相互配合,为失步周期在 200 ms 以下的解列控制提供依据,并在失步后的 1 个周期内发出动作命令。

3 基于支路两端母线频差的失步解列步骤

步骤 1 设定频差阈值 $\Delta\omega_{\text{set}}$, 实时获取支路两端母线频率 ω_i 和 ω_j , 计算频差 $|\Delta\omega|$, 计算步长为 t_{step} 。

步骤 2 当计算至 $t_i + t_{\text{step}}$ 时刻,若检测到支路两端母线频差出现极大值 $|\Delta\omega|_{\max, t_i}$, 判断 $|\Delta\omega|_{\max, t_i} > \Delta\omega_{\text{set}}$ 是否成立,并根据判断结果选择以下步骤。

(1) 当 $|\Delta\omega|_{\max, t_i} > \Delta\omega_{\text{set}}$ 成立时,则对所有检测出 $|\Delta\omega|_{\max, t_i} > \Delta\omega_{\text{set}}$ 的支路的相互连接关系进行判断,若所有支路直接相连则进入步骤 **a**; 若所有支路都没有直接相连则进入步骤 **b**; 若存在部分支路直接相连则同时执行步骤 **a** 和步骤 **b**。

a. 对直接相连支路的 $|\Delta\omega|_{\max, t_i}$ 进行相互比较, $|\Delta\omega|_{\max, t_i}$ 值较大的支路为振荡中心所在支路,然后执行步骤 3。

b. 此时振荡中心位于检测出 $|\Delta\omega|_{\max, t_i} > \Delta\omega_{\text{set}}$ 的支路上,然后执行步骤 3。

(2)当 $|\Delta\omega|_{\max,t_i} > \Delta\omega_{\text{set}}$ 不成立时,表明该支路上未检测到振荡中心,此时解列不动作,所有判断流程结束。

步骤 3 判断此时确定的振荡中心所在支路是否符合可行解列断面,如果符合,则执行步骤 4;否则,解列不动作,所有判断流程结束。

步骤 4 在 $t_i + t_{\text{step}} + \Delta t$ 时刻对振荡中心所在支路实施解列,其中 Δt 表示解列动作的整定延时。

判断流程图见图 2。关于可行解列断面说明如下。

a. 随电网互联规模扩大,解列点由传统的一条线延伸为一个解列断面,可能由多条线组成,可行解列断面的关键特征在于可将系统分为 2 个独立部分。

b. 传统的解列又称为被动解列,依据就地测量值进行判断,缺少全局信息的交换。研究发现,当振荡中心发生迁移时,在某一时刻,若振荡中心所处断面不满足可行解列断面,此时解列装置应可靠不动作;只有当振荡中心所处支路满足可行解列断面时,解列装置才应准确动作。

4 算例分析

以中国电科院 CEPRI 36 节点系统为例,其结构图如图 3 所示,仿真软件采用 PSASP,计算步长 0.01 s,频率基准值 50 Hz。

4.1 振荡中心未迁移

在支路 19-30 处设置三相短路故障,0 s 开始,

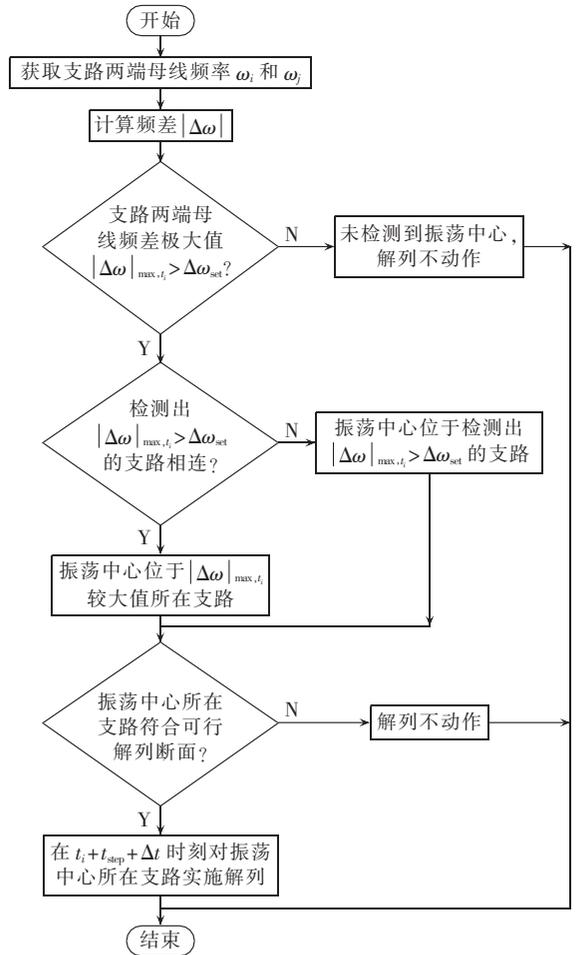


图 2 判断流程图

Fig.2 Flowchart of judgment

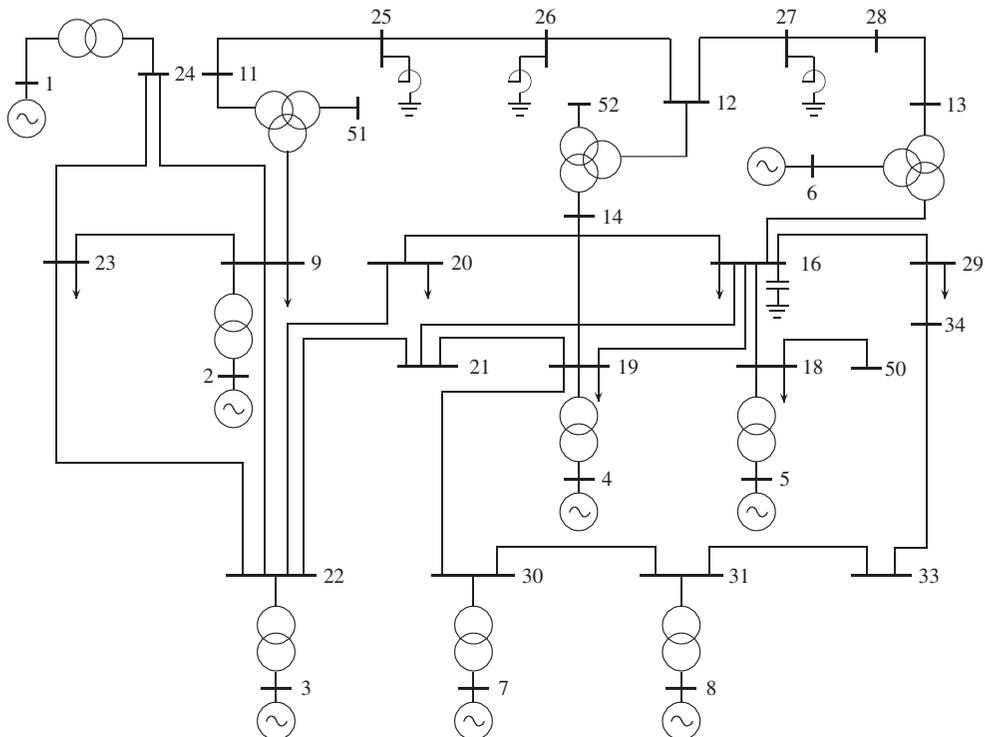


图 3 CEPRI 36 节点系统结构图

Fig.3 Structure of CEPRI 36-bus system

持续 0.4 s 后系统发生功角失稳,其相对功角曲线(以 G_1 为参考机组, G_1 为母线 1 所连机组,其他类似)如图 4 所示,可以看出 G_7 、 G_8 对其余机组功角失稳。

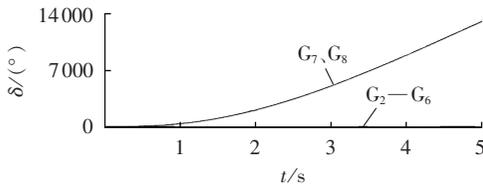
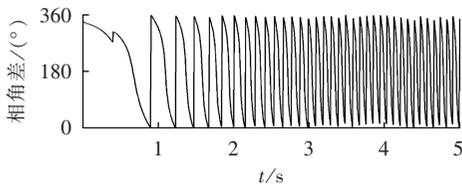


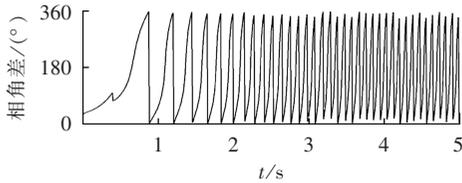
图 4 发电机相对功角曲线

Fig.4 Relative power angle curves of generators

观察所有线路两端电压相角差,如图 5 所示,只有支路 19-30 和 33-34 两端电压相角差在 $0^\circ \sim 360^\circ$ 内变化,且在 180° 处连续,所以振荡中心位于这 2 条支路上,而其他支路两端电压相角差则变化很小。



(a) 支路 19-30 两端母线电压相角差



(b) 支路 33-34 两端母线电压相角差

图 5 线路两端母线电压相角差

Fig.5 Bus voltage phase angle difference between two terminals

分别观测所有支路两端母线的频率(标么值),选取支路 19-30、30-31、31-33、33-34 为例,见图 6。

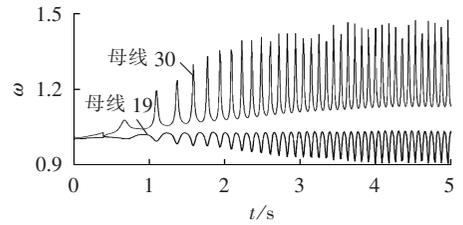
由图 6 可以看出,支路 19-30 和 33-34 作为振荡中心所在支路,其两端母线频差较大,而支路 30-31、31-33 两端母线频率基本一样,很好地证明了振荡中心所在支路和非振荡中心所在支路的区别。

以支路 19-30 两端母线频率为例,其频率差(标么值)见图 7,分别取时间段内的曲线,见表 1、2。

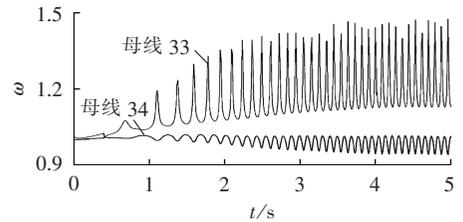
由图 7 和表 1 可以看出,振荡中心所在支路两侧母线频差在单个周期内,存在一个极大值,当等值功角差达到 180° 时,频差最大;由表 2 可以看出,随着失步振荡过程的发展,频差逐渐增大,意味着振荡过程越来越剧烈。

计算支路 19-30 两端母线频差,得 $|\Delta\omega_{t_0}|=0.20 > 0.1$, $t=1.11$ s,满足该判据。计算支路 33-34 两端母线频差,得 $|\Delta\omega_{t_0}|=0.19 > 0.1$, $t=1.11$ s,满足该判据。

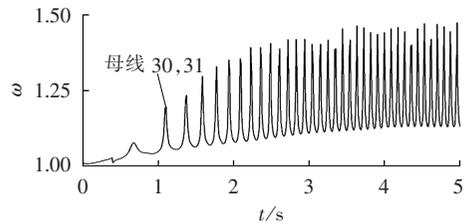
根据所提供的时刻,分别对支路 19-30、33-34 在 $t=1.11$ s 实施断线操作(实际解列时应根据所提



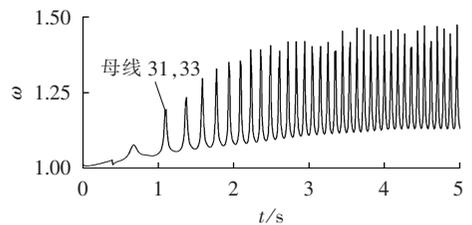
(a) 支路 19-30 两端母线频率



(b) 支路 33-34 两端母线频率



(c) 支路 30-31 两端母线频率



(d) 支路 31-33 两端母线频率

图 6 支路两端母线频率

Fig.6 Bus frequency at two terminals

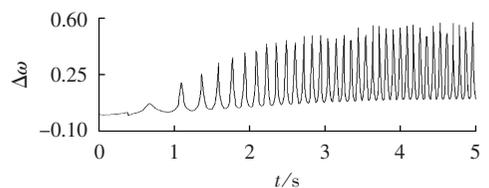


图 7 支路 19-30 两侧母线频差

Fig.7 Bus frequency difference of line 19-30

表 1 支路 19-30 两侧母线频差

Tab.1 Bus frequency difference of line 19-30

t/s	$\Delta\omega$	t/s	$\Delta\omega$
1.06	0.06638	1.12	0.15512
1.07	0.08324	1.13	0.11358
1.08	0.10985	1.14	0.08697
1.09	0.15165	1.15	0.07005
1.10	0.19806	1.16	0.05854
1.11	0.19982	1.17	0.05025

供时刻进行调整,以避免开断电流过大),系统趋于稳定,任意选取一条支路,如支路 14-19 有功功率(标么值)如图 8 所示,可以看出解列后功率变化趋于平稳。

表 2 功角差为 180° 时的母线频差
Tab.2 Bus frequency difference when power angle difference is 180°

t/s	$\Delta\omega$	t/s	$\Delta\omega$
1.11	0.20	1.94	0.38
1.38	0.25	2.09	0.39
1.59	0.32	2.23	0.43
1.78	0.35		

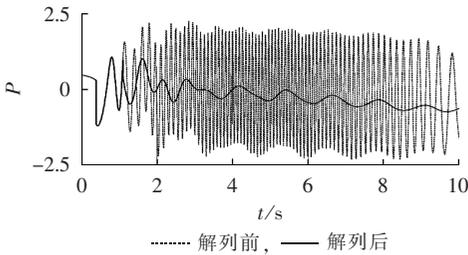


图 8 支路 14-19 有功功率

Fig.8 Active power of line 14-19

4.2 振荡中心迁移

在支路 23-24 处设置三相短路故障,0 s 开始,持续 0.8 s 后系统发生功角失稳,其相对功角曲线如图 9 所示,可以看出 1.2 s 左右 G_1 开始相对其他机组功角失稳,振荡过程中 G_2 的相对功角则在不断变化。

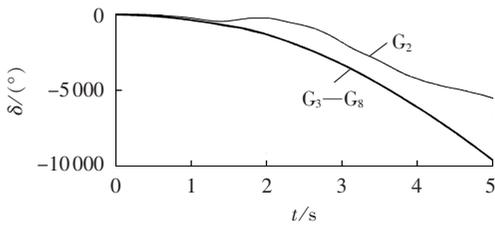


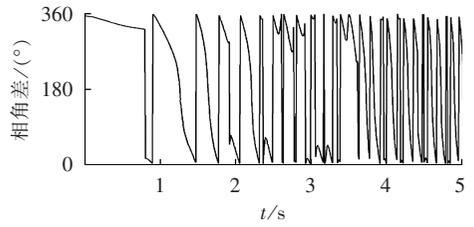
图 9 发电机相对功角曲线

Fig.9 Relative power angle curves of generators

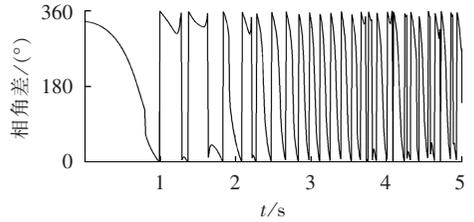
观测支路两端母线电压相角差,如图 10 所示。观察图 10(a)、(b),可以发现振荡中心在支路 23-24、22-23 上迁移;观察图 10(c)、(d)同时发现振荡中心在支路 9-22 和 9-24 上迁移。

分别以实际失步解列装置所采用的基于 $u \cos \varphi$ 的失步解列判据和基于相位角的失步解列判据进行说明,受篇幅所限,仅给出部分示意图,如图 11 所示。

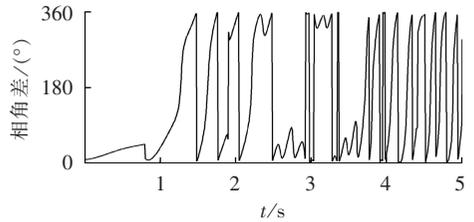
基于 $u \cos \varphi$ 的失步解列判据是根据 $u \cos \varphi$ 的变化区域进行失步状态的判别与振荡中心的定位,需要至少穿过 4 个区域才能定位为振荡中心。结合图 10,由图 11(a)可见,大概在 0.9~1.8 s 时间段内,振荡中心位于支路 22-23 上,但是该时间段内, $u \cos \varphi$ 的变化只穿过 2 个区域,不满足判据,表明该判据的动作区域整定存在问题;而基于相位角的失步解列判据则是根据相位角的变化区域进行失步状态的判别,该判据只能提供振荡中心所在方向。由图 11(b)



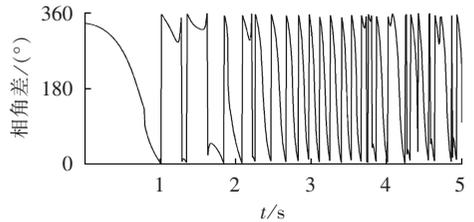
(a) 支路 22-23 两端母线电压相角差



(b) 支路 23-24 两端母线电压相角差



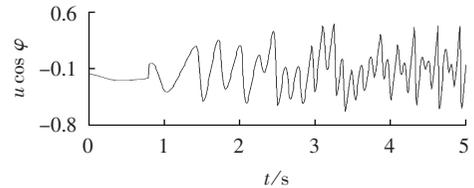
(c) 支路 9-22 两端母线电压相角差



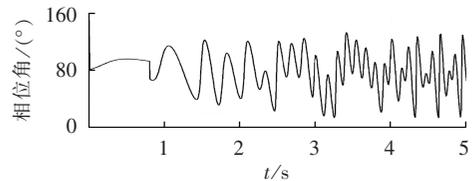
(d) 支路 9-24 两端母线电压相角差

图 10 支路两端母线电压相角差

Fig.10 Bus voltage phase angle difference of two terminals



(a) 支路 22-23 $u \cos \varphi$ 曲线



(b) 支路 22-23 相位角变化曲线

图 11 $u \cos \varphi$ 和相位角变化曲线

Fig.11 Curves of $u \cos \varphi$ and phase angle

可以看出,由于振荡中心的快速迁移,使得相位角轨迹变化迅速,导致方向的判别与振荡中心的定位存在困难。

采用本文所提出的基于支路两端母线频差的

解列判据,计算支路两端母线频差,比较频差极大值 $|\Delta\omega|_{\max,t_i}$ 与阈值的大小关系,判断振荡中心所在支路,如表 3 和表 4 所示。

表 3 支路 22-23 和 23-24 的 $|\Delta\omega|_{\max,t_i}$
Tab.3 $|\Delta\omega|_{\max,t_i}$ of line 22-23 and 23-24

支路	t/s	$ \Delta\omega _{\max,t_i}$	支路	t/s	$ \Delta\omega _{\max,t_i}$
22-23	1.27	0.14	22-23	3.73	0.28
22-23	1.64	0.18	22-23	3.82	0.35
23-24	1.92	0.72	23-24	3.95	0.33
22-23	2.21	0.28	22-23	4.07	0.31
23-24	2.37	0.31	23-24	4.17	0.32
23-24	2.59	0.28	22-23	4.27	0.35
23-24	2.76	0.47	23-24	4.40	1.15
23-24	2.92	0.34	23-24	4.49	0.31
23-24	3.05	0.34	22-23	4.58	0.43
23-24	3.19	0.34	22-23	4.71	0.50
23-24	3.34	0.33	23-24	4.79	0.33
23-24	3.48	0.41	22-23	4.88	0.56
23-24	3.61	0.94			

表 4 支路 9-22 和 9-24 的 $|\Delta\omega|_{\max,t_i}$
Tab.4 $|\Delta\omega|_{\max,t_i}$ of line 9-22 and 9-24

支路	t/s	$ \Delta\omega _{\max,t_i}$	支路	t/s	$ \Delta\omega _{\max,t_i}$
9-22	1.29	0.18	9-22	3.73	0.30
9-22	1.64	0.19	9-22	3.81	0.44
9-24	1.91	0.66	9-24	3.95	0.28
9-22	2.22	0.36	9-22	4.07	0.31
9-24	2.37	0.22	9-24	4.17	0.27
9-24	2.59	0.22	9-22	4.27	0.36
9-24	2.77	0.32	9-24	4.41	0.94
9-24	2.92	0.30	9-24	4.49	0.26
9-24	3.05	0.31	9-22	4.58	0.50
9-24	3.19	0.29	9-22	4.71	0.57
9-24	3.34	0.29	9-24	4.79	0.28
9-24	3.48	0.33	9-22	4.88	0.54
9-24	3.61	0.55			

表 3 和表 4 明确给出了振荡中心分别在支路 22-23、23-24 和 9-22、9-24 来回迁移的情况以及相应的时间节点。观测发现在 1.27 s、1.29 s、1.64 s 振荡中心位于支路 22-23、9-22 上,但是该支路不满足可行的解列断面,因此解列应可靠不动作;而在 1.92 s、1.91 s 振荡中心位于支路 23-24、9-24 上,此时满足可行解列断面。

根据所得到的时间节点,在 1.93 s + Δt , 此处 $\Delta t = 0.04$ s,即在 1.97 s(实际电网解列时可以根据具体电网的电压等级和解列装置的动作特性进行整定延时)对支路 9-24 和 23-24 实施解列。任选某一支路,观测其解列前后的支路有功功率(标么值),如图 12 所示,可以看出实施解列后,振荡趋于平稳,证明了本文所提出的解列判据在振荡中心发生迁移时依然可以快速准确地判断失步状态、定位振荡中心,实施解列,有效地抑制了振荡。

由上述仿真结果可以发现,受振荡中心位置快

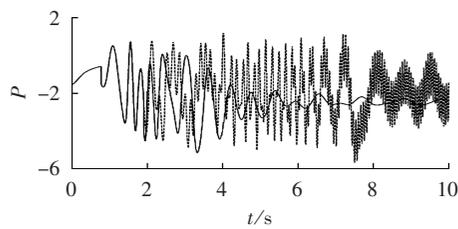


图 12 支路 14-19 有功功率

Fig.12 Active power of line 14-19

速变化的影响,支路两端电压相角差快速变化,使得判断存在困难;基于 $u \cos \varphi$ 的解列判据,其曲线同样在快速地变化,且变化区域的整定对于判断结果影响较大;基于相位角的解列判据,由于只能提供方向性的判断结果,振荡中心位置的判断需要多条支路相互配合,计算量较大,由于曲线的快速变化,其变化规律的判断也存在一定的问题,上述判据的整定均需要 1 个失步周期。而本文所提出的基于支路两端母线频差的失步解列判据,只需要半个周期就能给出判断结果,时效性好,计算简单方便,计算量小。

5 结论

本文以等值两机系统中异步运行电压变化规律为理论基础,依据等值系统频率差反映了失步状态下失步中心出现频率的特点,提出了基于支路两端母线频率差的失步解列判据。

a. 该判据仅需测量母线频率,进行简单的减法运算,可以实时判断系统的失步运行状态,准确定位振荡中心,不需要复杂的系统等值。

b. 可以在电网第 1 个失步振荡周期内就发出解列信号,具有良好的时效性;可以提供相应的时间节点,为失步断面的解列装置协调配合提供了依据,同时通过整定延时就可以避免断路器开断电流过大所造成的危害。

c. 可以准确区分短路故障、同步振荡、异步振荡,不受电网运行方式、故障形式的影响,即使发生振荡中心迁移,也可以快速准确地判断失步状态,定位振荡中心,保障了电网的安全稳定。

参考文献:

- [1] 薛禹胜,肖世杰. 综合防御高风险的小概率事件对日本相继天灾引发大停电及核泄漏事件的思考[J]. 电力系统自动化,2011,35(8):1-11.
XUE Yusheng,XIAO Shijie. Comprehensively defending high risk events with low probability[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(8):1-11.
- [2] 方勇杰. 用紧急控制降低由输电断面开断引发系统崩溃的风险——对印度大停电事故的思考[J]. 电力系统自动化,2013,37(4):1-6.
FANG Yongjie. Application of emergency control to reduce risk of system collapse triggered by power transmission interface

- tripping; thinking on the India power blackouts[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(4): 1-6.
- [3] 曹一家,王光增. 电力系统复杂性及其相关问题研究[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(2): 5-10.
CAO Yijia, WANG Guangzeng. Research on power system complexity and related topics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(2): 5-10.
- [4] 王涛,王兴武,顾雪平,等. 基于概率及结构重要度的电力系统事故链模型与仿真[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(7): 51-56.
WANG Tao, WANG Xingwu, GU Xueping, et al. Power system fault chain model and simulation based on probability and structural importance[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(7): 51-56.
- [5] 曹一家,张宇栋,包哲静. 电力系统和通信网络交互影响下的连锁故障分析[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(1): 7-11.
CAO Yijia, ZHANG Yudong, BAO Zhejing. Analysis of cascading failures under interactions between power grid and communication network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(1): 7-11.
- [6] 张保会. 电网继电保护与实时安全性控制面临的问题与需要开展的研究[J]. 电力自动化设备, 2004, 24(7): 1-6.
ZHANG Baohui. Problems on protection relay & urgency control system in interconnected power network of China and studies needed[J]. Electric Power Automation Equipment, 2004, 24(7): 1-6.
- [7] 胥威汀,刘俊勇,李旻,等. 避免电网连锁解列的全局协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2013, 33(3): 33-39.
XU Weiting, LIU Junyong, LI Min, et al. Globally coordinated control for preventing cascading split of power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(3): 33-39.
- [8] 张保会,汪成根,郝治国. 电力系统失步解列存在的问题及需要开展的研究[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(10): 1-6.
ZHANG Baohui, WANG Chenggen, HAO Zhiguo. Problems and solutions of power system out-of-step islanding[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(10): 1-6.
- [9] 张保会,郝治国,BO Zhiqian. 智能电网继电保护研究的进展(三)——保护功能的发展[J]. 电力自动化设备, 2010, 30(3): 1-6.
ZHANG Baohui, HAO Zhiguo, BO Zhiqian. Development of relay protection for smart grid(3): development of protection function[J]. Electric Power Automation Equipment, 2010, 30(3): 1-6.
- [10] 王维俭. 电气主设备继电保护原理与应用[M]. 北京:中国电力出版社, 1996: 290-315.
- [11] 宗洪良,任祖怡,郑玉平,等. 基于 $ucos\varphi$ 的失步解列装置[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(19): 83-85.
ZONG Hongliang, REN Zuyi, ZHENG Yuping, et al. A out-of-step splitting device based on the changing track of the voltage of oscillation center[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(19): 83-85.
- [12] 高鹏,王建全,周文平. 视在阻抗角失步解列判据的改进[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(24): 36-40.
GAO Peng, WANG Jianquan, ZHOU Wenping. Improvement of the apparent impedance angle separation criterion[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(24): 36-40.
- [13] 刘福锁,方勇杰. 基于广域实测受扰轨迹的失步解列判据[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(17): 22-25.
LIU Fusuo, FANG Yongjie. A criterion for out-of-step islanding control based on wide-area disturbed trajectory measurements[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(17): 22-25.
- [14] 李莉,刘玉田. 一种系统断面自适应复合解列判据[J]. 电力系统自动化, 2009, 33(22): 40-43.
LI Li, LIU Yutian. Adaptive out-of-step detecting composite criterion for splitting surface[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(22): 40-43.
- [15] 雷晓鹏. 大型互联电力系统失步解列分析与研究[D]. 西安:西安理工大学, 2008.
LEI Xiaopeng. The research and analysis out-of-step separation of large-scale interconnected power system[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2008.
- [16] 袁季修. 电力系统安全稳定控制[M]. 北京:中国电力出版社, 1996: 221-244.

作者简介:



陈恩泽

陈恩泽(1986-),男,江苏淮安人,博士研究生,从事电力系统稳定与控制方面的研究(E-mail: ezchen_whu@163.com);

刘涤尘(1953-),男,湖北红安人,教授,博士研究生导师,博士,从事电力系统稳定与控制、电力电子应用技术等方面的研究;

廖清芬(1975-),女,浙江衢州人,副教授,博士,从事电机及电力系统的稳定与控制方面的研究。

Out-of-step splitting criterion based on bus frequency difference between two terminals

CHEN Enze, LIU Dichen, LIAO Qingfen, ZHANG Jieqiong

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: The voltage variation characteristics during the out-of-step process of equivalent two-generator system are derived according to the equivalent frequency difference principle and a out-of-step splitting criterion based on bus frequency difference between two terminals is proposed according to its relationship with the out-of-step centre frequency. It is calculated and used to determine if the oscillation centre has moved, relocate the oscillation centre and justify the out-of-step state. With CEPRI 36-bus system as an example, the effectiveness of oscillation centre criteria is verified by two scenarios. It is compared with that used in practical splitting equipment and simulative results validate its accuracy and practicability.

Key words: out-of-step splitting; splitting criterion; frequency difference; splitting time; outages; stability