

[发电机]

由一起非同期事故谈同期定相的重要性和难点

文/西安热工研究院有限公司 牛利涛 何卫斐 马晨原 郭小勤
华能重庆珞璜发电有限责任公司 潘江龙

同期装置只能根据输入的系统侧电压和待并侧电压判断准确的同期点，却无法判断输入的电压是否正确。结合近期一起非同期事故，分析了并网时冲击电流和合闸角度的关系，总结了非同期并网的危害。对三种典型接线方式的同期系统进行了分析，并给出了相应的同期定相方法。

发电机同期并网是发电厂最主要的操作之一，并网效果的好坏关系不仅关系到发电机、主变压器等主设备的安全，还影响到电网的稳定运行，非同期并网是电力系统主要安全事故之一。发电机机组与系统非同期并列时，电压差会导致无功性质的冲击，频率差会导致有功性质的冲击，相位差则会同时包含有功和无功性质的冲击。非同期并网会产生较大的冲击电流和电磁转矩。其中，冲击电流会对定子端部绕组产生强大的应力，而电磁转矩会对轴系统产生强大的扭应力，轴系扭振形成疲劳损耗，缩短其有效寿命，严重的还会造成大轴断裂。因此，掌握准确的并网时间和并网条件尤为重要。

发电机并网多采用自动准同期并网方式并网，即通过调整发电机机端的电压和频率，使并网压差和相角差进入合理的定值范围内，此时发合闸脉冲，使发电机平稳地并入电网，减少对电厂主设备和电网的冲击。目前同期装置多采用高准确度、高速度的软硬件，采样的准确度、计算的速度和可靠性完全满足同期要求，但是同期装置无法判断接入的电压是否正确。同期定相试验是验证系统侧和待并侧在同一系统时，同期装置能否准确反映一次设备的状态。如果不合适，通过修改二次回路或者定值使同期系统能够准确地

反映一次设备的情况。这是同期系统投运前最关键的一环，稍有不慎，会造成非同期并网的重大事故。近期华东地区某机组同期定相试验未发现二次接线缺陷，造成非同期并网恶性事故，主变压器受损严重。因此结合这起事故，分析同期定相对发电机并网的影响，规范必须进行同期定相试验的工作情形，讨论典型接线方式的同期定相方法，有十分重要的意义。

一起非同期事故分析

1. 非同期事故发生的经过和危害

2019年某日，华东地区某机组因误操作跳闸，在机组恢复启动并网过程中，主变压器损坏。12时39分，汽轮机转速3 000 r/min，进行发电机并网操作；12时59分，投入发电机励磁，发电机端电压升至额定值（20 kV），检查发电机变压器组（以下简称发变组）各运行参数正常，投入同期装置进行自动准同期并网。

13时03分，发变组5003开关（并网断路器）合闸后即跳闸，灭磁开关跳闸，DCS画面“5003开关事故跳闸”“5003断路器第一组出口跳闸”“5003断路器第二组出口跳闸”“主变压器压力释放”光字牌闪亮。立即到发变组保护小室检查保护动作情况，发变组保护A/B柜均报“主变

压器差动速断”“发变组差动速断”“主变压器比率差动”“发变组比率差动”，发变组保护C柜报“主变压器重瓦斯”“主变压器轻瓦斯”“主变压器压力释放”动作信号灯亮。就地检查发现主变压器本体西北角撕裂漏油，本体向外冒烟，主变压器损坏严重，发电机和电网也遭受了一定程度的冲击。

根据发变组保护的動作情况，并网前一二三次设备均正常，并网瞬间主变压器差动保护和重瓦斯保护这两个变压器主保护均动作，可以初步判断为主变压器在并网瞬间受到较大冲击。经调阅故障录波器，13时03分，3#发变组在自动准同期并网操作过程中，发生了非同期并列，并列时相角差约150°。

2. 非同期合闸与冲击电流的关系

根据同期系统的工作原理，并网前，断路器两侧的电压分别为

$$U_G = U_G \sin(\omega_G t + \varphi_G) \quad (1)$$

$$U_S = U_S \sin(\omega_S t + \varphi_S) \quad (2)$$

式中， U_G 为待并侧电压； U_S 为系统侧电压； ω_G 为待并侧电压的角频率； ω_S 为系统侧电压的角频率； φ_{SG} 为发电机电压和电网电压的相角差。

则并网瞬间的压差 U_{SG} 为

$$U_{SG} = U_G - U_S \quad (3)$$

压差的有效值为

$$U_{SG} = \sqrt{U_S^2 + U_G^2 - 2U_S U_G \cos \varphi_{SG}} \quad (4)$$

发电机并网时的等效电路如图1所示，其中 X_q'' 为发电机横轴次暂态电抗； X_L 为线路电抗； X_S 为等效系统电抗，DL为并网断路器。

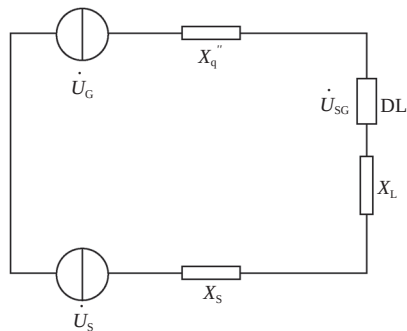


图1 并网时等效电路图

由图1可知，发电机并网瞬间的冲击电流为

$$I_p'' = \frac{U_{SG}}{j(X_q'' + X_L + X_S)} = \frac{\sqrt{U_S^2 + U_G^2 - 2U_S U_G \cos \varphi_{SG}}}{j(X_q'' + X_L + X_S)} \quad (5)$$

由式(5)可知发电机同期并网时，发电机和系统参数为固定数值，冲击电流的大小主要取决于合闸瞬间相角差 φ_{SG} 的值，相角差的大小决定了并网时两电源间通过该联络线的潮流冲击值。上述典型案例，根据录波文件可知，并网时相角差为150°，系统为500 kV母线，假设合闸瞬间两侧的压差幅值相同，即 $U_G = U_S$ 则合闸瞬间并网断路器两侧的压差为

$$U_{实际} = \sqrt{U_S^2 + U_G^2 - 2U_S U_G \cos 150^\circ} \quad (6)$$

$$U_{实际} = 0.517 U_S = 0.517 \times 500 \text{ kV} = 258 \text{ kV} \quad (7)$$

由公式(7)计算数值可知，发电机并网瞬间，断路器两侧压差大，巨大的冲击电流造成了主变压器过电流、过热，绝缘破坏，主设备损坏严重。非同期并列是造成主变压器损坏的直接原因。

3. 非同期事故发生的原因

该发电机同期系统设计时，发电机并网待并侧电压取的是发电机出口线电压，系统侧电压取的是单相100 V的母线电压。经现场检查确认，3#发电机组保护C柜端子排存在接线错误，由500 kV IV母PT引至该柜的二次电压回路开口三角零序电压和单相100 V电压接线顺序不对，极性接反，此单相100 V电压正好用于同期装置作为系统侧电压。

同期装置和同步检查继电器（又称：TJJ）只能从接入的系统电压和待并侧电压判断压差、频差和相角差，无法判断接入的电压是否准确。无论是系统侧PT信号线极性接反，还是待并侧PT信号极性接反，同期装置的识别方法是同期定相，即同源核相，当系统侧PT和待并侧PT由同一个电源供电后，给同期装置上电，查看两个PT的相角差如果为0°，则说明相位极性准确，如果相角差为180°，则意味着其中一个PT极性接反，需查明原因后修改接线，再次进行确认。该厂2007年5月500 kV II母线分段改造和2009年5月3日同期装置改造后的同期定相工作未发现此接线隐患，接进同期装置的系统侧PT和待并侧PT由于频率不同，角度差在0°~360°实时变化，因此当同期装置检测到压差和频差条件满足后，会根据计算出的合闸导前角度发出合闸指令，确保在角差为0°时，开关主触头闭合完成并网。同步检查继电器对角度闭锁失灵的原因也是如此。2009年同期装置改造，4月19日之前的并网均是发电机与500 kV III段母线并网，安全无误。4月19日当天3号发电机首次选择与500 kV IV段母线并列，由于并网之前同

期定相工作未发现L640和Sa640接反的隐患,从而导致非同期并网事故发生。

同期定相试验的意义

1. 同期定相试验方法

同期定相试验也称为同源核相试验。使系统侧电压互感器和待并侧电压互感器处于同一个电源系统中,此时并网断路器两侧压差、频差和相角差均为零的状态,检查同期装置能否准确反映这一情况,即同期装置采集的压差、频差和相角差均为零,同步表指示在零位。如果不能准确地反映这一情况,通过二次回路检查,调整参数使相角差为零;检查同期装置采样使频差为零;整定系统侧电压值和待并侧电压值使压差为零。最终使同期系统准确地反映一次系统的状况。

同期定相试验的流程如图2所示。

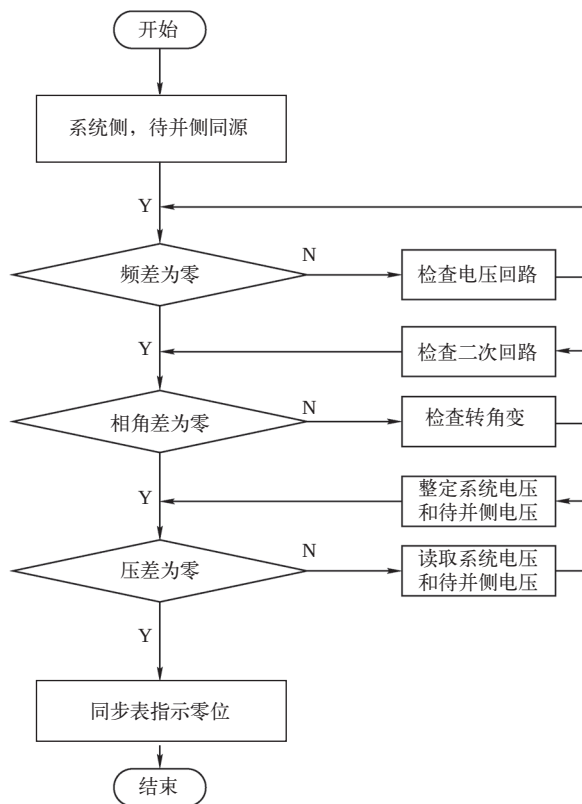


图2 同期定相流程图

2. 必须进行同期定相试验的工况

同期系统由同期装置、电压互感器、测量二次回路和控制二次回路组成。典型的同期系统架构如图3所示,同期装置用于测量计算待并侧和系统侧的压差、频差和相角差;电压互感器将一次电压变换为用于测量的二次电压;测量回路用于传输电压信号;控制回路用于控制机端电压的升

降、发电机转速和并网断路器的合闸。

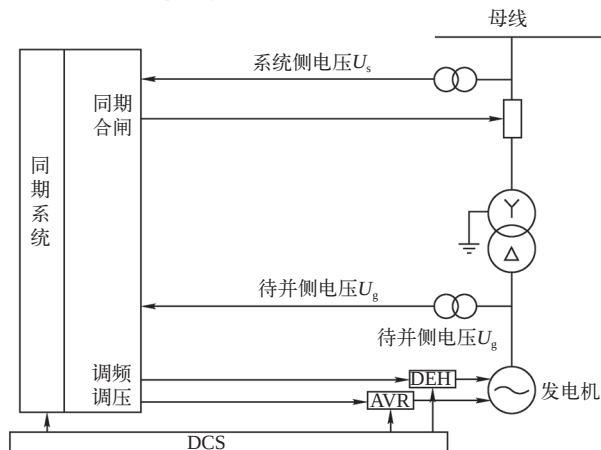


图3 同期系统架构示意图

普遍认为新投运机组首次并网前,需要进行同期定相试验。经分析,凡是涉及同期系统的任何一二次设备更换后首次并网前,均应该进行同期定相试验,从而杜绝非同期事故。

同期定相试验方法和适用范围

同期定相试验的必要条件是使系统侧和待并侧处于同一个系统中,一般采用发电机带母线零起升压法或者系统倒送法。发电机带母线升压法是向电网申请腾空母线,采用发电机带主变压器和母线升压的方法同源核相;系统倒送法是拆开发电机与主变压器的软连接,通过系统倒送电至主变压器以及发电机机端PT进行同源核相。这两种方法各有优势,适用范围和发变组系统的接线方式、同期点的设置和机组运行特点有关。结合几种典型的发变组接线方式进行分析。

1. 采用主变压器高压侧断路器并网的双母接线方式

典型的双母接线方式的发变组系统如图4所示,采用主变压器高压侧断路器(HCB)作为唯一并网。待并侧电压取发电机机端电压,系统侧电压取自切换后的双母切换后的电压(通过1G和2G切换),发电机可以选择I母线或者II母线并网。通常主变压器采用YD₁₁接线方式,变压器连接方式导致的待并侧与系统侧固有的相位差通过适当的补偿方式解决。系统侧相电压 U_{AN} 与待并侧线电压 U_{ac} 同相位,且线电压 $U_{ac} = \sqrt{3}U_{AN}$ (相电压),因此在典型设计中,系统侧取母线电压互感器二次电压为100 V的抽取电压,用以补偿电压幅值。

这种接线方式比较容易腾空一条母线,因此

选择发电机带单条母线升压的定相方式比较合适。两条母线并列运行时完成I母线和II母线电压之间的同源核相。

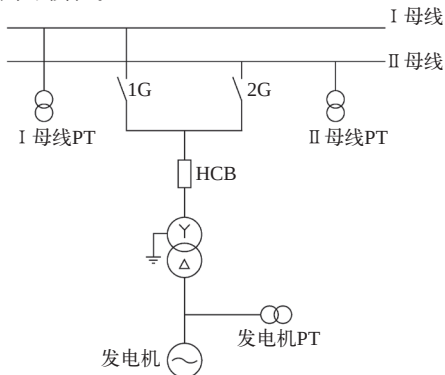


图4 双母接线方式

2. 采用主变压器高压侧断路器并网的3/2接线方式

采用3/2接线方式的发变组系统如图5所示，通常设置两个同期点。发电机可以选择边断路器（1DL）或者中间断路器（2DL）并网。无论选用边断路器还是中间断路器并网，待并侧电压取自发电机机端PT，系统侧电压则根据选择并网断路器的不同有所变化。选择边断路器（1DL）并网时，则系统侧电压选择I母线PT。选择中间断路器（2DL）时，如果线路处于投运状态时（4DL在合位），系统侧电压选用线路PT；如果线路处于检修状态，则待并侧电压取自II母线PT。

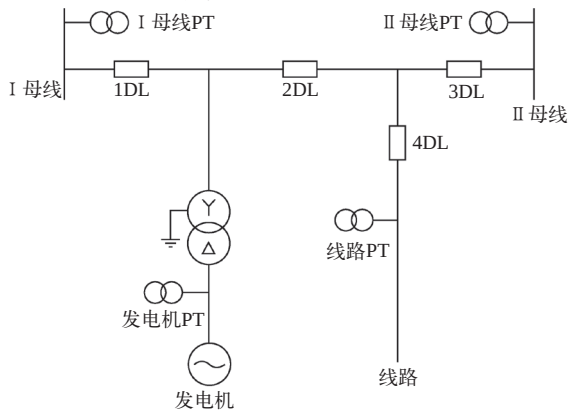


图5 二分之三接线方式

由于发电机无法带线路零起升压，因此恰当的做法是发电机通过边断路器（1DL）带I母线零起升压，首先采用1DL并网。发电机并网后，系统合环运行时（1DL、2DL、3DL和4DL合闸状态），对I母线PT、II母线PT、线路PT以及发电机机端PT进行同源核相。华东某厂的非同期事故就是在选择2DL为同期点定相时未发现二次回路接线错误。

3. 燃气蒸汽联合循环分布式能源电站

燃气蒸汽联合循环分布式能源电站典型接线如图6所示，燃机发电机设置同期点GCB1；汽机发电机设置同期点GCB2。GCB1作为同期点时待并侧电压取自燃机发电机机端PT，系统电压取自主变压器低压侧PT；GCB2断路器作为同期点时，待并侧电压取自汽机发电机机端电压PT，系统侧电压取自主变压器低压侧PT。

通常的同期定相方法是两个同期点分别进行同期定相试验，即燃机发电机带主变压器零起升压进行同期点GCB1同源核相；通过汽机发电机带主变压器零起升压进行同期点GCB2同源核相。这样操作需要协调频繁改变运行方式，相当烦琐，时间成本和燃料成本高，危险点多。并且燃机不并网，排烟温度不够高，汽轮机无法维持额定转速。

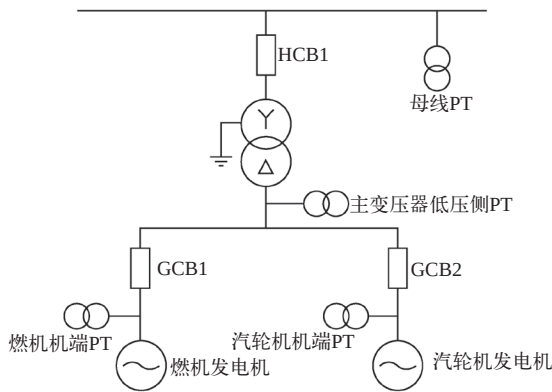


图6 典型的分布式能源电站接线图

经分析，在余热锅炉吹管期间，燃机长期维持3 000 r/min，在此期间，将汽机发电机出口软解开，做好隔离措施，将GCB1断路器、GCB2断路器合上，以燃机发电机作为电源，带燃机出口封闭母线及PT、主变压器、汽轮机出口封闭母线及PT高压母线零起升压至额定电压。此时两个同期点电源定相需要的3个PT在同一个系统中，一次完成两个同期点的定相工作。

发电机带母线升压的同期定相方法适用于母线可以腾空，具备发变组带母线升压的情况，这种方法采用缓慢升压的方式，对主设备冲击小；主变压器倒送法对变压器有一定的冲击，可以作为有效补充。总之，定相方法可以根据接线方式的不同、机组运行特点不同和同期点设置不同适当地调整，最重要的是保证每一个同期点都完成同期定相试验。EA

（收稿日期：2019.07.17）

（编辑：朱金凤）