

# 在试运行中利用环流测主变保护相位

张克勇<sup>1</sup>, 付晓梅<sup>1</sup>, 李秋云<sup>1</sup>, 黄继明<sup>2</sup>

(1. 平顶山供电公司, 河南 平顶山 467001; 2. 宁波鄞州供电局, 浙江 宁波 315040)

**摘要:** 新建或改建变电站启动试运行时, 一般要经过确定相序(简称定相)、冲击加压、校核相序、组织负荷测保护相位四个主要步骤。然而受现场实际条件所限, 在测保护相位时往往组织不到负荷或负荷较小无法准确地测定保护相位, 启动试运行工作被迫中止。现场技术人员思考多种方法解决这种问题, 本文介绍一种通过在两台主变间人为造成环流从而准确测量主变相位的实用方法, 其可行性和有效性已在110kV变电站的启动试运行中获得了验证。

**关键词:** 试运行; 调档; 环流; 测相位

## Using circular current measure phase for transformer protection during test operation of a new substation

ZHANG Ke-yong<sup>1</sup>, FU Xiao-mei<sup>1</sup>, LI Qiu-yun<sup>1</sup>, HUANG Ji-ming<sup>2</sup>

(1. Henan Pingdingshan Power Supply Company, Pingdingshan 467001, China;

2. Ningbo Yinzhou Power Supply Company, Ningbo 315040, China)

**Abstract:** When a new substation is tried to put into operation, normally it should confirm phase, apply voltage, check phase, and measure phase for relays. There is no or small load before a new substation is brought into service. This paper recommends a method which can resolve this contradiction.

**Key words:** test operating; changing transformer tap position; circular current; measure phase

中图分类号: TM77 文献标识码: B 文章编号: 1674-3415(2008)16-0086-03

## 0 引言

今年, 平顶山 35 kV XH 变电站移位升压成 110 kV 变电站, 新旧两站相距 430 m, 两者之间没有电气连接, 老站 12 条 10 kV 线路计划分三批改接到新站 10 kV 母线。因为 110 kV XH 变电站的启动试运行能否成功存在不确定因素, 如果将用户线路提前改接, 万一启动试运行不成功, 将会造成对用户长时间停电。所以平顶山供电公司决定提前全部完成 110 kV XH 变电站的启动试运行工作, 然后分批实施线路的改接工作。我们在编写启动试运行方案时发现: 因为 110 kV XH 变新投运的三个 10 kV 分路负荷很小(不足 3 MW), 按照常规的方式, 无法准确地进行主变纵差保护和后备保护相位的测量。经过研究讨论, 我们提出一种新颖的方案, 即通过理论计算, 将两台主变有载分接头位置调整到不同位置, 在两台主变间造成环流, 助增主变的穿越功率, 实现准确测量主变保护相位的目的。该方

案经平顶山供电公司领导审批并成功地完成本次试运行工作。

## 1 110 kV XH 变电站设备参数及环流理论计算结果

### 1.1 设备参数及接线图

110 kV XH 变电站 110 kV 采用内桥接线方式, 10 kV 母线采用单母分段接线方式, 一次投运两台主变, 简化接线图如图 1 所示, 新#1主变为 SZ9-40000/110 kV,  $U_N$  为  $110 \pm 8 \times 1.25\% / 10.5$  kV, 接线组别为  $Y_0/\Delta-11$ ,  $U_d=13.9\%$ ,  $P_k=138$  kW, 高压侧 CT 变比为 300/5, 低压侧 CT 变比为 3000/5, 新#2主变为其他站退换的变压器, 型号为 SFSL1-31500/110 kV,  $U_N$  为  $110 \pm 2 \times 2.5\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 11$  kV, 接线组别为  $Y_0/Y_0/\Delta-12-11$ , 中压侧不使用,  $U_{13}=18.1\%$ ,  $P_{k13}=242.3$  kW, 高压侧 CT 变比为 300/5, 低压侧 CT 变比为 2500/5。新 10 kV 母线新接线路负荷约为 2000 kVA。

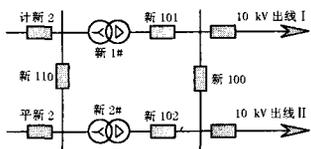


图 1 110 kV XH 变电站接线图

Fig.1 Connection diagram of 110 kV XH substation

1.2 试运行方案中理论计算结果

1.2.1 XH 站参数模型

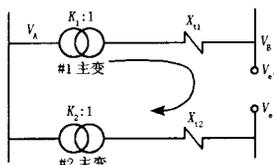


图 2 XH 站参数模型

Fig.2 The parameter model of XH substation

1.2.2 参数计算结果

计算采用标么值, 取  $S_b=100$  MVA,

$$U_b=115 \text{ kV}, 10.5 \text{ kV}$$

#1 主变阻抗标么值为:

$$X_{T1}^* = U_k \% / S_e = 13.9 / 40 = 0.3475$$

#2 主变阻抗标么值为:

$$X_{T2}^* = U_k \% / S_e = 18.1 / 31.5 = 0.5746$$

10 kV 母线新接负荷为  $S_{LD}$  (功率因数取 0.9)。

1.2.3 循环功率计算结果

假定新 100 断开, 由于两台主变变比不同, 在新 100 两端产生的电压差为:

$$\Delta E = V_c - V_e = \frac{V_A}{K_1} \left( 1 - \frac{K_1}{K_2} \right)$$

表 1 循环功率计算结果

Tab.1 Results of circulation power

#1 主变		#2 主变		循环功率 /MVA
档位	$k_1$	档位	$k_2$	
I	9.428	III	10	6.203
II	9.559	III	10	4.783
III	9.69	III	10	3.362
IV	9.821	III	10	1.941
V	9.952	III	10	0.521
VI	10.083	III	10	-0.9
VII	10.214	III	10	-2.321
VIII	10.345	III	10	-3.741
IX	10.476	III	10	-5.162
X	10.607	III	10	-6.583
XI	10.738	III	10	-8.003
VII	10.869	III	10	-9.424
VIII	11	III	10	-10.845
IX	11.131	III	10	-12.265
X	11.262	III	10	-13.686

$$\text{循环功率 } S_c = \frac{\Delta E}{X_{T1} + X_{T2}} V_{NL} =$$

$$\frac{V_{NL}}{X_{T1} + X_{T2}} * \frac{V_A}{K_1} \left( 1 - \frac{K_1}{K_2} \right)$$

$V_{NL}$  为低压侧额定电压, 取  $V_{NL} = U_j \approx V_A / K_1$

循环功率

$$S_c \approx \frac{V_{NL}^2}{X_{T1} + X_{T2}} \left( 1 - \frac{K_1}{K_2} \right)$$

$$S_c^* \approx S_c * Z_j / U_j^2 \approx$$

$$\frac{1}{X_{T1}^* + X_{T2}^*} \left( 1 - \frac{K_1}{K_2} \right)$$

$$S_c \approx \frac{100}{X_{T1}^* + X_{T2}^*} \left( 1 - \frac{K_1}{K_2} \right)$$

1.2.4 环流助增后主变潮流计算结果

按照叠加原理, 首先计算两台主变变比相等时, 实际负荷的潮流分配为:

$$S_{1LD} = 1.122 + j0.543 \text{ MVA}$$

$$S_{2LD} = 0.678 + j0.329 \text{ MVA}$$

循环功率助增后主变潮流分配情况, 如表 2 所示。

表 2 循环功率助增后主变潮流分配情况

Tab.2 Load flow of two transformers after circulation power aids

#1 变档位	#2 变档位	#1 变潮流 /MVA	#2 变潮流 /MVA
IX	III	1.122-j4.619	0.678+j5.481
X	III	1.122-j6.04	0.678+j6.829
XI	III	1.122-j7.46	0.678+j8.332
VII	III	1.122-j8.881	0.678+j9.753

1.2.5 计算主变保护测量相位需要潮流

以 #1 变为例, 现场保护测相位需要的二次电流应该在 0.4-0.5 之间。

按高压侧 CT 折算:

$$\text{一次侧电流 } I = 0.5 * 60 = 30 \text{ A}$$

$$\text{折算为功率: } \sqrt{3} * 30 * 115 = 6 \text{ MVA}$$

按低压侧 CT 折算:

$$\text{一次侧电流 } I = 0.5 * 600 = 300 \text{ A}$$

$$\text{折算为功率: } \sqrt{3} * 300 * 10.5 = 5.5 \text{ MVA}$$

1.2.6 主变档位选择

根据以上计算结果, #2 主变调压分解头放在额定档, #1 变调压分解头放在 IX 或 X 档时, 主变间所产生的环流可以满足主变保护测相位需要。

2 试运行过程中实测结果分析

2.1 主变实测潮流分配

表 3 主变实测潮流分配

Tab.3 Actual load flow of transformers

#1 变档位	#2 变档位	#1 变潮流	#2 变潮流
IX	III	1.3-j4.9	0.75+j5.6
X	III	1.33-j6.4	0.77+j6.9

## 2.2 主变保护相量分析

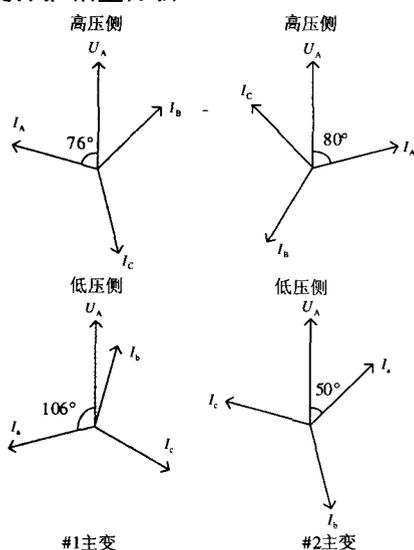


图3 主变保护相量分析

Fig.3 Vector analysis of transformer protection

利用 10 kV 用户线路实现合环，并将环路上的潮流控制在允许范围内，成功地完成了主变保护测相位和不停电倒换负荷操作。

通过计算、调整主变档位，可以控制调节环路电流，完成特殊运行方式下的电网运行操作和工作，应注意以下几点：

1) 在实际应用时，正常负荷潮流在环路中的分配情况不宜忽略。

2) 应注意环路中的刀闸、电缆、CT 等设备的热稳定电流限值，环路中的潮流不宜超过回路中最小的热稳定电流限值。

3) 要提前调整环路中保护定值，避免环流造成保护跳闸误切运行负荷。

4) 不同变电站之间形成环路时，应考虑背后系统不同引起的偏差，可以取近似值。

## 4 结论

由于变压器实际变比的不完全一致，两台或多台变压器并列运行时将会产生一定的环流，影响电网潮流合理分布，从而影响电网运行的经济性，所以一般情况下，应避免因网络环流造成线损增加，而在特殊需要时，又可以通过计算，合理调节运行方式，制造环流，合理应用于解决电网运行中的特殊问题。

## 参考文献

[1] 杨以涵. 电力系统基础[M]. 北京: 中国电力出版社, 1985.

收稿日期: 2008-01-04; 修回日期: 2008-07-03

作者简介:

张克勇(1973-), 男, 本科, 工程师, 从事电力系统运行方式和电网规划工作; E-mail: zhangky111@163.com

付晓梅(1976-), 女, 本科, 助理工程师, 从事继电保护整定计算工作;

李秋云(1975-), 女, 本科, 助理工程师, 从事继电保护运行维护工作。

## 2.3 测量结果分析

实测潮流分布比理论计算值略大，主要原因是实际电压偏高，说明试运行方案中的计算方法是正确的，从主变保护相量分析可以确定两台主变差动保护接线正确。

## 3 推广应用实例及经验

推广应用实例一: 在 LJ 变电站投运时仅有一台主变，我们将站外一条 10 kV 线路（3 公里外 XY 变电站供电）改接入 LJ 变电站 10 kV 母线，按照以上方法进行环流计算，选择合理档位，将线路潮流控制在 300 A 左右，既成功地测量了 LJ 变电站主变保护相位，同时又保证了这条 10 kV 线路没有过负荷，没有影响用户供电，使试运行顺利完成。

推广应用实例二: 在 JS 变电站 10 kV 开关柜更换时，在 I 段工作结束时，由于母联开关没有恢复，无法实现 10 kV I 段与 10 kV II 段之间倒负荷，我们按照以上方法进行环流计算，选择合理主变档位，

## 《电力系统保护与控制》(原《继电器》) 杂志社网站全新改版升级

《电力系统保护与控制》杂志社网站于 2008 年全新改版全新升级，建立远程稿件采编系统，是集读者、作者、审稿专家和编辑于一体的网络化期刊工作平台。

本刊原则上不受理电子邮件投稿，所有稿件均需作者登录我们的网站 <http://www.dlhb.net> 注册，取得用户名和设定密码后，由“作者登录”处进入投稿，并可由此随时查询稿件处理状态和处理意见；审稿专家也凭编辑部提供的用户名和密码由“审稿登录”处进入在线审稿；编辑的稿件处理工作全部在网上进行，在收到初稿、提交审稿意见时，将通过电子邮件通知注册作者。

有任何问题，请随时与本编辑部联系。联系电话：0374-3212254，0374-3212234。