



江苏省电机工程学会

2014 年高电压技术文选

2014 年第 4 辑

总第 179 辑

江苏省电机工程学会
高电压技术专业委员会
2014 年

目 录

一起变压器内部故障的诊断与处理	司增彦 (1)
一起 220 千伏变压器绕组变形故障分析	华德峰, 卞超, 甘强, 吉亚民 (6)
一起 110 千伏电缆终端故障分析	钱涵, 周平 (10)
一起 110KV 主变套管末屏绝缘异常的分析	朱昀昇 (14)
一起 110kV 电缆缓冲层烧伤原因分析	柏仓 (17)
双伞瓷绝缘子故障试验分析	肖雷 施景垒 陈平春 王晨 卢洋 纪居然 (21)
浅谈影响红外测温诊断的因素	王晨 施景垒 陶加贵 肖雷 (25)
浅谈兴化地区输电线路防雷击跳闸的几点措施	姜 斌 (30)
耐压试验设备操作箱强制接地检测功能的实现	邹铁, 徐青龙, 归翠云 (33)
母线充电引起的铁磁谐振过电压的分析和预防	吴菲汝 (36)
变电站常见死区故障刍议	刘京津 (38)
基于暂态地电波、超声波、特高频检测的开关柜局部放电综合定位方法	施景垒, 王晨, 肖雷等 (42)
基于变流器网侧电流的双馈风力发电机转子绕组故障诊断	时维俊, 马宏忠 (47)
红外测温技术在配电网检修中的应用研究	杨玉祥 (52)
GIS 设备使用凡士林的工艺研究	陆志辉, 朱富云, 俞忠, 钱天能 (54)
高压开关柜带电检测技术的应用与分析	谢剑锋, 卢旻 (57)
一起 220kV 变压器异常接地的过渡过程分析	包玉树, 秦嘉喜, 王成亮等 (62)
220kV 主变短路故障后的综合试验分析	柯于刚 (66)
不锈钢包钢接地体在电站接地网中的应用	张劲松, 吴鸿飞, 陈迟, 韩文建 (71)
变电站智能辅助系统构成方案及相关要求	杨光, 薛伟强, 张峰 (78)
SF ₆ 密度继电器工作原理及校验	高 强 (83)
ALP-100 型 UPS 电源切换操作及故障处理	陈晟宇, 柴进 - 87 -
斗轮机 PLC 控制系统故障分析与处理	- 91 -
单相光伏并网逆变器仿真实验研究	吴威 - 93 -
10kV 配网跳闸原因及预防对策浅析	魏明新 (- 97 -
输电线路工业污染分析及处理	陈 诚 (100)

一起变压器内部故障的诊断与处理

司增彦

(徐州供电公司, 江苏 徐州 221000)

摘要: 本文通过工作中变压器故障的实例, 利用气相色谱分析法并结合电气试验结果, 综合分析诊断了一起变压器无载分接开关接触不良引起的过热及电弧放电故障原因, 对故障位置做出了准确的判断, 通过变压器吊罩检查验证了变压器无载分接开关故障位置, 提出了对于无载分接开关故障的防范措施, 确保了变压器的安全运行。

关键词: 变压器; 无载分接开关; 色谱分析; 电气试验; 故障; 诊断

0 引言

电力变压器在运行过程中采用分接开关对电压进行分级调节, 实际运行中往往有很多因素共同作用于分接开关, 导致其动静触头接触不良的情况, 强大的电流使分接开关触点剧烈升温, 变压器内部发生过热、甚至放电, 造成故障点附近的绝缘物分解, 产生的气体不断地溶解在变压器油中; 故障的性质不同, 产生的气体组分也不同, 即便是故障性质相同, 由于故障的程度不同, 产生的气体数量也不相等。由油或固体绝缘材料分解产生的气体形成气泡, 在油里经对流、扩散, 不断地溶解, 这些故障气体的组成和含量与故障的类型及其严重的程度有着密切的关系, 因此, 分析溶解于油中的气体组分, 结合电气试验数据进行综合分析, 就可能发现变压器内部存在的各种故障。本文就是一起变压器无载分接开关故障诊断过程的典型例证。

1 故障概述

我公司某 110kV 变电站有两台主变, 容量 $2 \times 50\text{MVA}$, 主变型号均为 SSZ9-50000/110, 电压比为 $110 \pm 8 \times 1.25\% / 38.5 \pm 2 \times 2.5\% / 10.5$, 连接组别 YN, yn0, d11, 于 2003 年 3 月正式投入运行, 投运以来历次电气试验数据及色谱分析均显示该变压器处于正常运行状态。2013 年 12 月 30 日凌晨 6:08, 该变电站控制室显示屏突然发出“1 号主变重瓦斯动作、差动保护动作等”信号, 主变三侧断路器跳闸, 运行人员立即启动事故应急

处理预案, 巡视检查断路器确定在分闸位置, 随即拉开刀闸, 使之处于检修状态。

2 故障诊断

变压器停运后, 检修人员立即对变压器本体、三侧开关、刀闸、避雷器等设备进行详细检查, 结果发现变压器本体及范围内设备外观正常, 无爆炸、着火、烧蚀、放电等现象, 但主变 35kV 侧氧化锌避雷器雷电计数器 A、B、C 三相记录数值分别为 60、62、60 (上次校验设定底数均为 60), 从避雷器 B 相动作情况, 可以初步断定变压器中压 B 相可能出现过电压, 同时对 1 号变压器本体绝缘油取样进行色谱分析, 现场进行必要的诊断性电气试验。

2.1 油中溶解气体色谱分析

我们查阅了变压器事故前例行油化试验分析数据均未发现大的异常, 此次故障, 油化色谱分析报告显示除 CO 、 CO_2 外, 油中溶解气体各组分均显著增加, 初步诊断该变压器内部故障不涉及固体绝缘。1 号变压器故障前后油气相色谱分析结果如表 1。

显然, 表中气相色谱分析数据各气体组分均有不同程度的增加, 主要特征气体是 H_2 和 C_2H_2 , 三比值原则 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ 、 CH_4/H_2 、 $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$) 计算分析主变中部的编码为 101, C_2H_2 产气量超出 $5 \mu\text{L/L}$, 由此推测故障为电弧放电。主变底部的编码为 102, H_2 产气量超出 $150 \mu\text{L/L}$, C_2H_2 产气量超出 $5 \mu\text{L/L}$, 总烃产气量超出 $150 \mu\text{L/L}$, 可以诊断为变压器底部存在电弧放电兼过

热故障^{[1]~[2]}。

表 1 青山泉 1# 主变油样色谱分析结果 (μL/L)

日期	H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	C1+C2	CO	CO2	备注
3.07	10.55	20.39	4.95	6.07	0	30.44	810.25	904.71	年检底部
9.05	10.1	21.2	4.79	5.21	0	31.3	814	908	年检底部
12.3	48.1	36	8.2	19	86.8	374.7	725	511	器身中部
12.3	215	87.3	11.6	93.1	201.9	393.9	699	470	器身底部

根据经验公式计算故障时温度:

$T=332\lg(C2H4 / C2H6)+525$

经计算中部温度为 638.68℃, 底部温度为 896.81℃, 进一步怀疑故障发生在变压器底部。故障原因可能存在下列几种情况: 线圈匝、层间短路, 相间短路, 分接头引线油隙闪络, 引线对箱壳放电, 线圈熔断, 引线对外壳放电, 无载分接开关触点引起电弧等。

2.2 电气试验

2.1.1 直流电阻测量

现场进行了直流电阻测量, 试验数据如表 2 所示, 数据显示高压绕组与低压绕组的直流电阻均平衡合格, 而在中压绕组 1、2、3 档的直流电阻最大不平衡率均远远超过 2% 的标准值, 同时在中压绕组 5 档 B 相测量中无法注入测量电流, 没有测量结果。

表 2 青山泉 1# 主变故障后高压测直流电阻测量结果 (单位: mΩ)

测量绕组	分接位置	测量值			最大不平衡率 (%)
HV		R _{AO}	R _{BO}	R _{CO}	
	1	295.8	294.2	295.8	0.51
	5	272.0	272.0	273.3	0.59
	9	246.3	246.8	247.6	0.53
	13	269.3	270.4	271.5	0.74
MV	17	293.4	294.4	295.5	0.68
		R _{AmO}	R _{BmO}	R _{CmO}	
	1	39.56	37.42	39.98	5.54
	2	38.49	36.73	37.47	4.69
	3	35.86	35.68	38.19	7.7
LV	4	34.93	34.63	35.17	1.56
	5	33.33	无	33.21	
		R _{ab}	R _{bc}	R _{ca}	
		3.958	3.946	3.980	0.85

查询变压器服役资料, 投运时中压无载开关处于 4 档位置, 2011 年由于系统要求改调至 5 档运行, 中压绕组 1、2、3 档不平衡率严重超标, 初步判断变压器中压侧 1、2、3 档可能长时期处于非使用档位, 动静触头氧化, 造成接触电阻过大, 以致测量数据超标; 而中压绕组 5 档 B 相无法注入测量电流, 没有测量数据, 初步怀疑中压绕组 B 相无载开关因接触不可靠, 致使导电部位接触

不良, 接触电阻增大, 产生局部过热, 使其周围的绝缘油严重过热, 形成局部游离碳, 由于变压器油流作用对地产生导电通道, 动、静触头在电势作用下发生击穿或对地短路放电产生电弧, 把中压线圈抽头部分烧坏, 极端时可能造成整个绕组的烧损^[3]。

2.1.2 低电压短路阻抗试验

为了进一步确定变压器故障情况, 我们又做

了变压器低电压短路阻抗试验，短路阻抗试验数据如表 3 所示，

表 3 青山泉 1# 主变故障后低电压短路阻抗试验数据

加压测	加压绕组	电压（V）	电流（A）	功率（W）
HV (1 档)	A-B	230.04	2.0025	15.906
	B-C	227.59	2.0065	17.959
	C-A	234.94	2.0030	14.761
MV (4 档)	A-B	19.253	5.0359	16.307
	B-C	18.943	5.0338	11.215
	C-A	18.896	5.0134	11.870
MV (5 档)	A-B	274.30	0.3071	12.135
	B-C	274.83	0.3167	12.157
	C-A	18.830	5.1483	7.0732

根据试验数据分析可知，高压绕组回路所测数据正常，中压绕组在 4 档时测得数据正常，而调转至 5 档时测量，C、A 相电压、电流正常，在相近条件下，A、B 相及 B、C 相测量时电压、电流均不正常，特别是电流极小，因此判断中压 B 相回路存在问题，可能是 5 档分接开关线圈熔断或是动静触头接触不可靠。

除上述试验外，我们还对变压器的绝缘电阻、介质损耗及绕组电容量、绕组变形等项目进行了试验，均未发现异常现象。综上试验分析初步怀疑该主变压器中压测 B 相无载分接开关存在故障，需吊罩检查进一步确认。

3 吊罩检查及分析

为了进一步确定变压器故障原因及故障点位置，公司研究决定进行吊罩检查，吊罩后检查所有引线连接均未松动，绕组表面无放电痕迹，铁芯和夹件也无异常；但在绕组表面发现大量熔化的铜质微粒，且在 B 相中压无载分接开关选择器动静触头接触位置有电弧放电烧损痕迹并油垢积聚现象，同时也验证了油气相色谱分析显示变压器中、底部均存在电弧放电及底部兼过热情况的分析，如图 1、图 2 所示，按照无载分接开关结构示意图（以 B 相为例），如图 3 所示，B 相中压分接开关选择器静触头 6 与动触头接触位置，分别测量中压测单相各触点的直流电阻，试验所得数据如表 4 所示。根据分接开关各静触头所测得的直流电阻数据分析，B、C 相各测量回

路测得电阻值基本接近，结合前面中压侧直流电阻测量结果，可判定主变 B 相绕组部分未出现问题，且在触头 1、2、3、4 处也未发现问题，进一步可判定 B 相动静触头 5、6 连接处（即无载分接开关的 5 档）存在接触不良故障，从而造成事故的发生。



图 1 变压器内部出现的大量铜质微粒



图 2 中压侧 B 相触头烧损情况

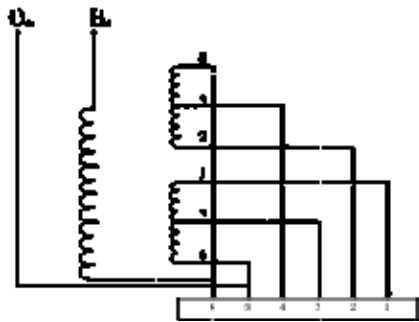


图 3 中压侧绕组无载分接开关 B 相示意图

表 4 青山泉 1# 主变吊罩后中压侧B、C相动静触点直流电阻试验数据 (mΩ)

试验位置	B _m -动触头B ₆	B _m -动触头B ₄	O _m -动触头B ₅	O _m -动触头B ₃
测量值	33.28	34.40	0.240	1.356
试验位置	C _m -动触头C ₆	C _m -动触头C ₄	O _m -动触头C ₅	O _m -动触头C ₃
测量值	33.34	34.49	0.243	1.395

由于变压器无载分接开关动静触头（分接 5 档）部分已经烧熔，分接开关发热后使弹簧压力降低及变形，失去性能，且变压器内部器身分布大面积的铜质微粒，现场无法修复，于是决定将该变压器返厂进行大修处理。

变压器返厂大修，更换无载分接开关及对变压器油进行处理后，各项试验数据正常，重新安装服役，现正在系统安全运行。

4 防范措施

在变压器变换分接开关运行过程中，由于多种原因致使分接开关接触不良，从而引起发热烧毁分接开关，情况严重时可能烧毁变压器，因此，分接开关的性能会直接影响到变压器的安全运行。针对变压器无载分接开关存在的问题，提出几点防范措施^[4]。

（1）必要时进行吊芯处理，首先检查触点部分是否有烧坏或过热变色的现象；分接引线与触座的连接是否有松动的现象；如无缺陷；用浸有酒精（或丙酮）的布擦拭触头各部分以除掉氧化膜及油膜。

（2）检查动触头（环）和触座的压力是否足够，可用手指按压试之，各触头（环）的压力应基本均匀，如有条件应测量触头接触压力，分接开关严重烧伤时，必须更换。

（3）如变压器在停电后不做吊芯检查，可进行外观检查，紧固有无松动，绝缘是否良好，绝

缘距离是否符合要求，档位指示是否正确，手柄应转动灵活无卡涩(具体应将绝缘开关换挡手柄来回转动几下，以消除触头表面的氧化膜，使之接触良好)，应特别检查开关的动触头是否停留在正确的位置上。

（4）最重要一点，检修过的分接开关应进行电气试验，测量线圈各分接位置的直流电阻，并与原始记录标准进行比较（同温度下），合格后才能将其投入运行。

（5）提高工作人员的综合检修技能及责任心，严格、规范地执行变压器检修规程。

（6）对运行变压器定期做油的气相色谱分析和电气试验，同时加强设备巡视，发现问题及时处理。

（7）加强运维人员的素质培训，提高其工作责任心，杜绝人为操作事故发生。

5 结语

对于负荷电流较大的变压器，由于无载分接开关接触不良，会使其触头表面腐蚀、氧化，或触头之间的接触压力下降，使接触电阻增大，而形成变压器的过热性故障。因此变压器分接开关的触头应具有良好的接触和导电性能，要求接触电阻要小而稳定，并且在长期通过额定电流时温升不应超过允许值。如果接触电阻增大，强大的电流使分接开关触头有低温逐步发展为高温，过热使周围变压器油变性，严重时可能会发生电弧

放电而造成设备损毁。应用色谱分析和电气试验方法相结合综合分析判断,对变压器设备事故的诊断起到重要作用;及时、准确地进行变压器故障诊断性试验,利用有关数据数据,进行综合分析诊断,是可以判断出故障的性质和部位,及时消除缺陷,把事故消灭在萌芽状态,确保设备的安全稳定运行。

参考文献:

- [1] 游荣文. 高压电气设备试验方法及诊断技术 [M]. 北京: 国家电力公司电气教育出版社, 2003
- [2] 江苏省电力公司. 江苏省电力设备交接及预防性试验规程 [S]. 2001
- [3] 陈化刚. 电力设备事故处理手册 [M]. 北京: 中国科学技术出版社, 2004.
- [4] 日本电气书院编. 钱汝立、凌锡琮、凌锡玮译. 电气设备故障检测手册 [M]. 水利电力出版社, 1984.6

作者简介: 司增彦, 男, 1965 年生, 高级工程师, 高级技师, 全国一级建造师, 毕业于东南大学, 长期从事绝缘试验技术和管理工作, 此稿写于 2014 年 4 月。电话: 13115201038 或 (0516) 83741936

一起 220 千伏变压器绕组变形故障分析

华德峰，卞超，甘强，吉亚民
(江苏省电力公司检修分公司，南京 211102)

摘 要：绕组变形是变压器发生近区短路时损坏的主要原因。江苏电网 220 千伏变压器多采用自耦结构，早期的变压器阻抗值选择较低，抗短路能力较差，在近区短路时容易发生绕组变形故障，造成变压器形成突发故障。本文对一起 220 千伏自耦变压器绕组变形故障进行分析，提出判断变压器发生绕组变形的判据；通过解体分析验证判断结果的准确性；对发生近区短路后的变压器提出诊断的方法，确保变压器安全运行。

关键词：自耦变压器 近区短路 绕组变形

0 引言

截止 2014 年 7 月，江苏电网在运 220 千伏变压器 830 台，其中自耦变压器 696 台，占总数的 83.9%。2013-2014 年期间，江苏电网共发生变压器损坏案例 8 起，其中绕组变形 3 起，自耦变压器 6 台。因自耦变压器自身结构的特殊性（引用），在发生近区短路时损坏的几率较三绕组变压器高，因此研究自耦变压器发生绕组变形的判据，合理选用变压器的结构及阻抗有着较强的工程意义。

1 变压器故障简述

2014 年 5 月 10 日 05:56 时，某 220 千伏变电站 110kV 出线零序 I 段、距离 I 段保护动作跳开开关，重合不成。保护装置显示 C 相故障，故障电流 7.83kA，故障测距 1.6km。随后，2 号主变“轻瓦斯动作”告警。

变 压 器 主 要 参 数 如 下：产 品 型 号 OSFPS7-180000/220，电 压 组 合 $220 \pm 2 \times 2.5\%/121/38.5\text{kV}$ ，连接组别 YNa0yn0+，生产日期 1993 年 5 月 31 日。

对 2 号主变及故障线路二次回路进行检查未见异常，检查 2 号主变瓦斯继电器内发现有气体。对 2 号主变进行油色谱分析，发现油中乙炔含量从 0 增长至 32uL/L（如下表）。

表 1 故障变压器绝缘油色谱分析数据

H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	ΣC	CO	CO2
93	27.8	3.7	41.9	32.2	105.6	319	2173

该变压器于 2014 年 4 月例行试验数据如表 2。

表 2 故障变压器绝缘油上次例行试验数据

H2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2	ΣC	CO	CO2
14	18.5	4.1	26.8	0	49.4	358	2239

根据表 1、表 2 数据，初步判断变压器内部出现绝缘缺陷；为防止变压器缺陷进一步发展，向调度申请紧急停用该变压器。

2 电气试验检查情况

2.1 低电压短路阻抗测试情况

因变压器投运时间较早，未开展频率响应法绕组变形测试，因此采用单相低电压短路法进行绕组变形测试，测试数据见表 3。

表 3 故障变压器单相低电压阻抗试验数据

加压绕组	短路绕组	电压 (V)	电流 (A)	短路阻抗 (Ω)	短路阻抗初值 (Ω)	纵向偏差
A-O	a-b-c-o	200.0	2.338	85.56	86.96	1.27
B-O		200.0	2.325	86.02	86.96	1.27
C-O		200.0	2.525	79.21	86.96	-9.79
A-O	Am-B	118.5	5	23.7	24.0	1.63
B-O	m-Cm-	118.5	5	23.7	24.0	1.09
C-O	O	128.5	5	25.7	24.0	6.61
Am-O	a-b-c-o	84	5	16.8	17.14	2.02
Bm-O		84	5	16.8	17.20	2.38
Cm-O		71	5	14.2	17.20	-21.13

取历次例行试验值为纵向比较初值，高-中短路阻抗 C 相与历史数据比较差值为 6.61%，高-低短路阻抗 C 相与历史数据比较差值为-9.79%，中-低短路阻抗 C 相与历史数据比较差值为-21.13%，均超过规程要求。对变压器三相之间进行横向比较，高-中短路阻抗三相互差 8.20%，高-低短路阻抗三相互差 8.15%，中-低短路三相互差阻抗-16.32%。

2. 2 直流电阻测试情况

故障变压器直流电阻测试无异常。

2. 3 绝缘电阻测试情况

故障变压器绝缘电阻测试无异常。

2. 4 绕组连同套管电容量测试情况

表 4 故障变压器，电容量及介损试验数据

测试部位	测试电 压(kV)	电容量 (pF)	介质损 耗(%)	电容量初 值 (pF)	纵向差 值 (%)
HV-MV~ LV-PV-E	10	16360	0.240	14740	10.99
LV~HV-MV -PV-E	10	24360	0.220	22666	7.47
PV~HV-MV - LV-E	10	24120	0.220	23949	0.71

[注]试验方法均为反接法，取历次例行试验值为纵向比较初值。

分析电容量及介损测试结果：平衡绕组对其他绕组及地的电容量未见明显变化；高压-中压绕组对其他绕组及地电容量与历史值比较相差 1620pf；低压绕组对其他绕组及地电容量与历史值比较相差 1694pf；二者变化绝对值基本相等，可以判断为电容量的变化主要是由于两个绕组之间的相对位置发生变化，而绕组对铁芯及上下轭铁之间的位置没有明显变化。

3 故障变压器绕组变形分析

变压器短路强度问题一直是国内、外变压器制造业十分关注的科研课题。变压器在短路状态下，将产生强大的漏磁场，漏磁场与短路冲击电流的相互作用，使绕组受到很大的冲击电动力。轴向冲击电动力使绕组产生轴向振动、扭转和弯曲；辐向冲击电动力使外绕组受到沿径向的张力，而内绕组受到沿径向的压力。大量短路事故分析表明，大容量变压器因绕组抗短路强度不够造成的损坏事故时有发生，其中内绕组辐向失稳问题最为严重。

就内、外绕组本身的辐向力而言由于绕组匝与匝、饼与饼之间的电流方向相同，因此在绕组内部产生相互吸引的电动力，在该电动力的作用下，绕组内的各导线紧紧地靠在一起，有缩成一团的趋势；就内绕组和外绕组之间的辐向力而言，内绕组和外绕组的电流方向相反，故两个绕组间辐向短路力的作用方向相互排斥^[1-2]。

变压器短路承受的电动势与漏磁场与短路冲击电流有着密切的关系。变压器的每一对绕组的漏电感 L_k 是这两个绕组相对距离（同心圆的两个绕组

的半径 R 之差）的增函数，而且 L_k 与这两个绕组的高度的算术平均值 H 近似反比。简言之，漏电感 L_k 是这对绕组相对位置的函数， $L_k=f(R、H)$ 。显然，这对绕组中任何一个绕组的变形、位移必定会引起 L_k 的变化^[3]。

由于绕组对的短路电抗 X_k 、短路阻抗 Z_k 、阻抗电压 U_k 都是 L_k 的函数，亦即都是该绕组对相对位置的函数。因此，该绕组对中任一绕组的变形、位移， $U_k、Z_k、X_k$ 亦均会有所反映。

漏磁通回路中非铁磁性材料（油、纸、铜等）占磁路长度的多半以上，其磁导率仅为硅片的万分之五左右，且磁阻是线性的，因此磁压的 99.9%以上降在非磁性材料上。因此可以认为 L_k 在电流从 0 到短路电流的范围内都可以认为是线性的。采用低电压短路阻抗测试与短路电流测试的结果是等效的。

故障变压器铁芯结构为三相三柱式，绕组由内及外排列顺序为平衡绕组-低压绕组-中压绕组-高压绕组。根据电容量测试的结果分析：中压绕组与低压绕组之间几何尺寸发生改变；低压绕组和平衡绕组之间几何尺寸未发生改变；平衡绕组与低压绕组和铁芯之间几何尺寸未发生改变。初步判断变压器低压绕组及平衡绕组未发生明显绕组变形，中压绕组发生绕组变形，高压绕组是否发生变形有待进一步确认。

低电压短路阻抗的测试结果表明， A、B 相三种绕组对组合形成的阻抗对无明显差异；C 相三种绕组对组合形成的阻抗均存在明显差异。由此判断，绕组变形发生在 C 相，A、B 相无明显变形。

三组绕组对组合中，C 相中压-低压阻抗变化最为明显为负偏差，表明 C 相中压线圈与低压线圈之间的几何距离减小；C 相高压-中压阻抗变化为增大，表明 C 相高压线圈和中压线圈之间的距离增大；由于变压器结构为自耦变，高压绕组与中压绕组间不但有磁的联系，同时也存在电的联系， C 相高压-低压阻抗变化为负偏差，也反映了 C 相中压线圈与低压线圈之间的几何距离增大。

C 相绕组直流电阻测试无异常，表明 C 相绕组未发生明显匝间短路、线圈断股脱焊等故障。

绝缘油色谱分析，特征气体中包含乙炔，表明变压器内部出现电弧性放电，CO、CO₂含量与历次试验无明显差异，表明电弧放电对纸绝缘的损伤不

重。

介质损耗角测试数值和绝缘电阻测试数值与历史数值无明显差异,表明变压器中发生的电弧放电未导致绝缘油整体裂化,放电未在油中产生大量游离碳。

综合以上分析,故障变压器 C 相发生绕组变形, C 相低压线圈未发生明显变形; C 相中压线圈发生辐向变形,线圈向内紧缩,导致中低压线圈之间距离缩小,高中压线圈之间距离增大。

4 故障变压器解体分析

对故障变压器进行返厂解体分析,吊罩检查,变压器整体外观良好, C 相线圈底部绑扎带在连接处松脱。



图 1 故障变压器 C 相线圈底部绑扎带脱落

在 C 相线圈上部的上铁轭处,有一段间等电位连接片烧断,相应的上铁轭表面受电弧灼伤。



图 2 故障变压器上铁轭表明电弧灼伤

拔出高压线圈后,看到 C 相中压线圈在对应高压线圈分接引出线位置,从上到下出现宽 15cm 的鼓出变形,其外部围屏受力撑裂。



图 3 故障变压器 C 相中压线圈变形情况

C 相中压线圈的另一侧有一处轻微凹陷,线圈内侧严重变形。



图 4 故障变压器 C 相中压线圈变形情况

C 相低压线圈在变形对应处有明显受挤压痕迹,该处垫块受压后与低压绕组表面平齐,低压绕组表面有轻微内凹痕迹。



图 5 故障变压器 C 相低压线圈轻微变形

综合解体分析情况,变压器内部解体分析结果与电气试验测试结果基本一致,故障变压器高压线圈、低压线圈未见明显变形;中压线圈辐向变形严重,匝间未形成明显短路;绝缘油中出现乙炔的原因为,变压器发生短路时,漏磁严重,铁心片、段之间出现电位差,等电位连片中通过电流,导致连接片烧毁,高温引发油中出现乙炔等特征气体。

5 结论

(1) 变压器在安装完成后,应开展低电压短路阻抗和频率响应法绕组变形测试,为变压器运行中是否发生绕组变形提供“指纹”。

(2) 变压器低电压短路阻抗测试能够有效地判别变压器是否出现绕组变形,测试方法的应用应结合绝缘油色谱分析、电容量及介损测试、直流电阻测试、绝缘电阻测试、频率响应法绕组变形测试开展,对变压器的状况进行综合判断。

参考文献:

- [1] 孟庆民,陈玉红等. 大容量变压器内绕组辐向失稳特性的模拟研究[J]. 变压器, 2010,47(4) : 32-39.
- [2] 辛朝辉,钟俊辉等. 大容量变压器内绕组短路强度研究[J]. 变压器, 2009,46(8) : 39-42.
- [3] 中华人民共和国电力企业联合会.DL/T1093-2008电力变压器绕组变形的电抗法检测判断导则.北京: 中华人民共和国国家发展和改革委员会,2008

作者简介:

甘 强 (1978-), 男, 重庆, 高级工程师, 长期从事电气试验及高电压与绝缘技术研究工作。

华德峰 (1976-), 男, 江苏无锡, 工程师, 长期从事高电压与绝缘技术研究工作。

卞 超 (1978-), 男, 江苏南京, 高级工程师, 长期从事高电压与绝缘技术研究工作。

吉亚民 (1972-), 男, 江苏盐城, 高级工程师, 长期从事高电压与绝缘技术研究工作。

注: (作者联系方式: 甘强, 13951681653, 02551172740, gq070291@163.com, 南京市苏源大道 58-5 江苏省电力公司检修分公司, 211102)

一起 110 千伏电缆终端故障分析

钱涵，周平

(南京供电公司，南京 邮编 210000)

摘 要: 针对一起 110kV 电缆终端击穿故障，通过对电缆设备检查分析，最终确认此次电缆终端故障的主要原因。并针对这一情况，采取了相应的处理措施，为今后类似问题的解决提供参考。

关键字: 电缆终端;击穿;基础下沉; 分析处理

0 引言

近年来随着经济的飞速发展，电力电缆线路得到了广泛应用。本文主要介绍南京供电公司 2013 年 9 月的一起终端击穿故障，通过故障抢修及分析最终确定了故障产生的原因，并提出了具体的处理措施。

1 设备概况

110kV 龙潭#2 线为混合线路，线路全长 19.303km，2011 年 5 月投运，其中架空线路 17.626km，电缆线路 1.677km，电缆共分为四段，分别为：

表 1：110kV 龙潭#2 线电缆资料

线路名称	起讫位置	电缆型号	电缆厂家	附件厂家	长度(km)	投运日期
龙潭#2线	三江口变支： #50 塔-#51 塔	YJLW03-64/ 110-1×800	山东鲁能	业基	0.972	2011-5-23
	三江口变支： #57 塔-三江口变		山东鲁能	业基	0.16	2011-5-23
	#17 塔-中国水泥厂		江南	业基	0.4	2012-10-12
	支#1 塔					
	中国水泥厂支： #6 塔-#7 塔					2012-10-12

本次故障为龙潭#2 线#17 塔电缆终端，该电缆线路型为 YJLW03-64/110kV-1×800mm²，长度 400m，电缆为无锡江南电缆厂生产，电缆终端附件为业基附件厂生产；故障电缆终端生产厂家为业基电缆附件厂，投运日期为 2012 年 10 月 22 日。

2 故障情况

2013 年 09 月 30 日 20 点 31 分，龙潭#2 线 736 开关接地距离 I 段、零序 I 段保护动作跳闸，C 相

故障，重合不成。设备运行单位接报后，组织查线，架空线部分未发现异常，发现龙潭#2 线#17 塔电缆终端 C 相击穿导致跳闸。10 月 1 日 10：14 将龙潭#2 线 736 线路转检修，随即展开抢修工作。



图 1：电缆终端击穿故障

3 现场检查

故障点位置位于户外电缆终端塔，击穿点中心在电缆铝护套切断口以上 25mm 位置，离底板 30mm。在底部尾管灼烧一个直径约 30mm 孔，对应电缆位置（外半导体层及电缆主绝缘）已烧穿，电缆线芯已少许熔化。击穿点附近的电缆外观良好，未发现电缆有外力变形的现象，附件主体完好，无可见损伤，也无任何放电及漏油现象。



图 2：故障相绝缘击穿点

对本次故障的可能性做出如下几种事故原因分析：

3.1 电缆本体故障检查

本次事故可能由于在电缆安装过程中，切割铝护套时，划伤电缆绝缘表面，造成此处电场强度集中，逐渐灼烧主绝缘，运行一段时间后，导致电缆击穿。运行单位牵头对故障电缆进行局放试验及交流耐压试验。



图 3：拆除附件的故障电缆

本次故障的龙潭#2 线电缆供应商无锡江南电缆有限公司，故障当日除本线路外，其它相关的线路没有发生线路故障，该批电缆分 12 段，整个生产过程未发现不良品，绝缘及内，外屏蔽材料厂家及牌号为：北欧化工 LE4201S（批号：201440507/8）及 LE0592S（批号：20143348-22/23），结构尺寸及机械性能检查均合格。

局放试验数据及耐压试验情况如下：

表 2：电缆试验数据汇总表						
导体 盘号	线芯盘号	后序 盘号	长度 (米)	放电量 (pC)	耐压 试验	成品 分段
J-143	VCV12-056	RB-213	630	0.75	160kV30min 未击穿	162*2+ 145*2
J-143	VCV12-056	RB-214	1222	1.2	160kV30min 未击穿	400*3
J-144	VCV12-057	RB-215	1133	1.1	160kV30min 未击穿	560*2
J-144	VCV12-057	RB-216	584	0.7	160kV30min 未击穿	560
J-144	VCV12-057	RB-217	339	0.8	160kV30min 未击穿	165+145

通过局放试验及耐压试验的数据可以排除因为电缆本体原因引起的电缆击穿故障。

3.2 附件

该电缆接头安装工作由厂家负责，记录表中数据满足工艺要求，符合图纸要求，安装记录表中所记录数据具有真实性和有效性。经解剖复核，故障后的附件主体完好，应力锥处电缆外径尺寸，电缆

外屏蔽端口处理等均满足工艺要求。



图 4：核实故障电缆的安装尺寸

根据竣工资料中的安装记录及厂家确认签字可以初步并非判定附件安装过程中出现划伤电缆绝缘表面导致绝缘击穿。

3.3 电缆阻水带（半导缓冲层）

对击穿点部位阻水及缓冲带电气性能进行了检测，结果如下：

半导电阻水带体积电阻率：1.92*10⁵ Ω·cm
半导电缓冲阻水带体积电阻率：5.55*10⁴ Ω·cm
远远小于国家标准值 103Ω·cm。

3.4 终端塔站柱基础

经终端塔周边情况勘察，发现现场终端塔站柱基础存在下沉的现象，随后对#17 塔的站柱基础开挖，发现三根终端站柱无有效基础支撑，随着时间的推移，地坪下土质松动导致站柱下沉。



图 5：开挖后终端站柱无基础

4 分析

该电缆终端随着站柱的下沉导致其不均匀受力，最终电缆终端发生倾斜，电缆铝护套挤压电缆绝缘，在电缆绝缘一侧出现应力集中点。一方面造成电缆绝缘不断的劣化，并且逐渐形成纵向导电通道，与此同时造成尾管附近产新的电场畸变。形成新的电场畸变和应力集中，当电缆的绝缘水平下降到一定水平时，同时新的电场畸变和应力集中达到一定的程度，就会在应力集中处的电缆绝缘体上发生击穿。

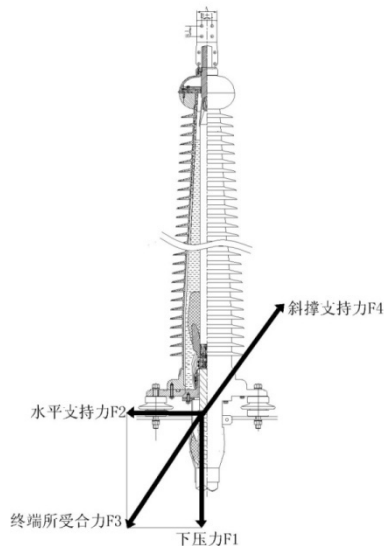


图 6: 电缆终端受力分析图

该段线路向中国水泥厂和龙潭码头两个重要用户供电，通过系统负荷图可以看出晚间 110kV 龙潭#2 线负荷到达峰值。

根据以上对该线路现场的分析，该故障是由于终端塔基础下沉导致终端形成集中应力点，长时间运行后，导致击穿。

本次电缆终端击穿主要暴露了 2 个问题：

1) 人员责任：此次电缆故障中，施工人员未按图纸要求施工，施工单位及监理单位质量管理不严；

2) 运行人员验收过程中未能按照《电力电缆验收规程》对隐蔽工程进行严格验收（要求施工单位提供相关照片），都对此次事故负有一定的责任；

5 针对问题采取的措施

对 110kV 龙潭#2 线#17 塔出现的终端下沉情况，采取以下几点抢修补救措施：

措施一：增加斜撑，通过增加站柱与塔身的接触，平衡掉电缆所承受的一部分不平衡应力，从而减少对电缆本体的影响（图 7）。

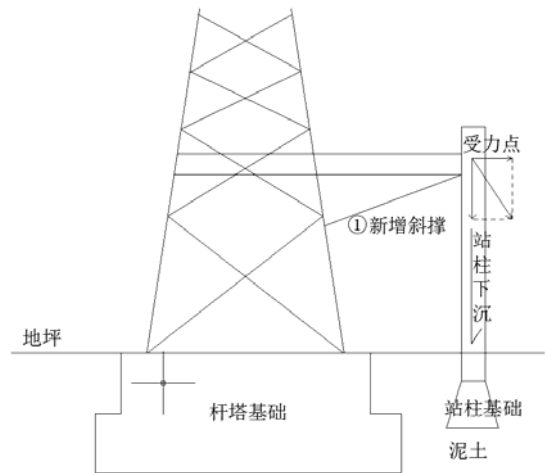


图 7: 增加斜撑后的终端塔

措施二：加固基础，由于南京地处江南，以沙土为主，所以敷设基础前首先应将底层泥土夯实（深度 100cm），其次铺以碎石层并用混凝土进行浇筑（厚度 20cm），避免站柱基础直接与沙土接触可有效防止基础下沉。然后将三根站柱进行整体浇筑基础（厚度 50cm），增加其整体防沉降能力（图 8）。

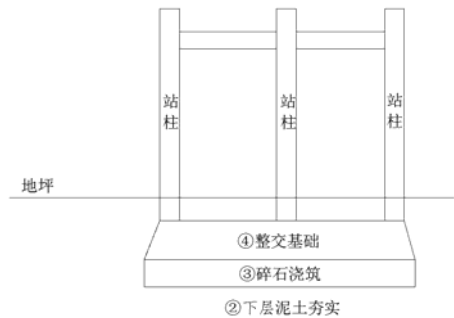


图 8: 基础加固后的终端塔



图 9：基础加固后的终端塔照片

结束语：

1) 电缆线路的施工、验收、运行、检修是一项复杂、系统的工程，每一个环节都需要严加管控，积极开展中间验收及随工验收，尤其对于隐蔽工程必须留有影像资料后方可回填。

2) 对于电缆及附件厂商加强质量管理，严格按照设计和规程的要求，杜绝安装工程中质量问题的发生。

3) 积极开展电缆设备的状态评价和状态检修，对终端进行在线监测，确保有倾斜和下沉问题的电缆终端早发现早处理，保障电网安全运行。

4) 加强运行人员的业务水平，通过对运行人员关于《电缆运行规程》及《电力电缆验收规程》的学习，提高一线班组成员的理论知识，工作时做到有利可以有理可循，按照规程规范的要求完成每一项工作任务。

参考文献

- [1] 《电力电缆敷设工程图集》[M]韩淑英、李文生、司策：中国电力出版社
- [2] 《输电电缆》[M]姜芸：中国电力出版社
- [3] 《电缆线路施工及验收规范 GB50168-2006》[Z]中华人民共和国建设部
- [4] 《电力电缆线路运行规程 Q/GDW512-210》[Z]国家电网公司

作者简介

钱涵，1987-，男，助理工程师，2012 年硕士研究生毕业，同年参加工作，一直从事于电力电缆运检工作。

一起 110KV 主变套管末屏绝缘异常的分析

朱昀昇

摘要: 本文介绍了一起 110KV 主变套管末屏绝缘异常的分析, 通过分析得知该主变套管的末屏对地绝缘数据异常是否对运行造成影响, 并提出相关对策。

关键词: 套管末屏; 绝缘异常; 分析与对策

0. 引言

主变套管在变压器的是一个重要的部件, 套管一方面作为引线对地绝缘, 另一方面还起着固定引线的作用。如果套管存在缺陷或发生故障, 将危及变压器的安全运行和其可靠供电, 因此其工作安全性对整个电力系统的安全运行具有重要意义。目前电力系统中运行的套管可分为纯瓷型、充油型和油纸电容型胶纸电容型、复合外套干式电容型等。近年来, 由于电容型套管绝缘结构合理, 绝缘强度较高, 而得到广泛使用。近年来因套管的绝缘性能下降而引起的故障增多, 其中又以末屏接地不良引起的故障居多。

1. 主变套管的结构特点

主变套管为油纸电容式套管由油枕, 瓷套, 电容芯子, 导杆、绝缘油、法兰、接地套管、电压抽头和均压球等组成。电容芯子是套管的主绝缘, 它在套管的中心铜管外包绕铝箔作为极板, 油浸电缆纸作为极间介质组成的串联同心圆柱体电容器, 电容器的一端与中心铜管相连, 中心铜管处于高电位, 另一端(电容器的最外层铝箔即末屏)由接地套管引出, 供测量套管的介损和电容量, 在运行中此引出端应接地; 在运行中相当于多个电容器相串联, 在串联电容器的作用下, 使套管的径向和轴向电场分布均匀。如果由于各种原因造成末屏接地不良, 那么末屏对地会形成一个电容, 而这个电容远小于套管本身的电容, 按照电容串联原理, 导电铜管对地的电压应等于各电容间的电压之和, 而电容屏间的电压与其电容量成反比, 因此就会在末屏与地之间形成很高的悬浮电压, 造成末屏对地放电, 烧毁附近的绝缘物, 严重的还会发生套管爆炸事故。另外电容芯子要经干燥处理, 除去内部空气与水分, 并用变压器油进行真空浸渍, 使内绝缘不受外界大气侵蚀作用。套管为机械紧固的密封结构, 在套管上部油枕注油塞处有密封螺栓配以密封圈

使套管密封良好。

2. 套管末屏接地结构

目前, 运行的油浸电容式套管的主绝缘电容屏结构无大差异, 但套管外部接线端子, 特别是末屏接地结构有较大差异, 通常在工作中所遇到的主变套管末屏引出线接地方式可分为外置型、内置型两种, 虽然这两种末屏接地结构发生了很大变化, 但不管如何变化, 末屏全需要在运行中接地。

其中内置式(通过接地帽接地)结构为: 末屏接地引出线穿过小瓷套通过引线柱引出, 引线柱对地绝缘, 引线柱外加罩金属接地帽, 引线柱和接地帽相连, 接地帽直接接地。接地帽和引线柱连接方式为弹簧片连接, 如图 1 所示。

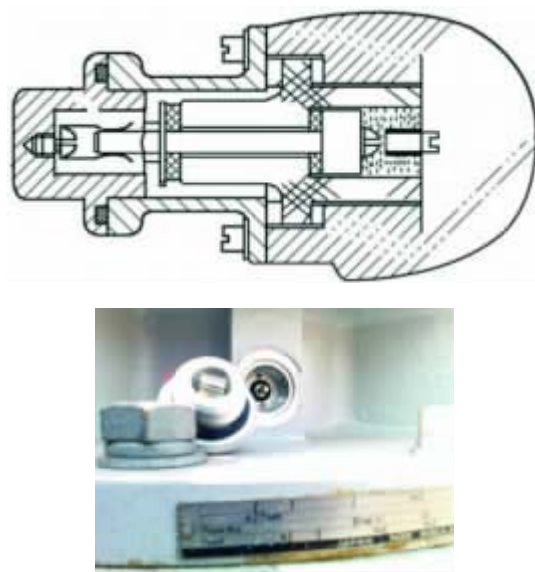


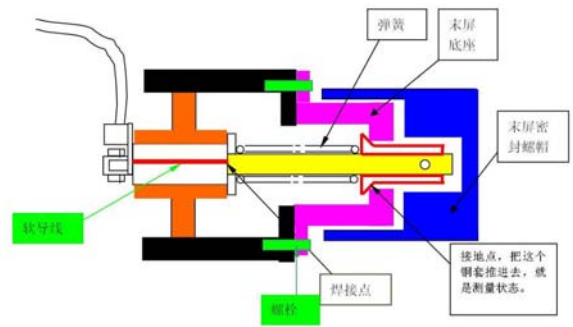
图 1 接地盖通过弹簧片和引线柱连

其特点: 内置式接地方式中采用接地帽通过弹簧片和引线柱连接的结构, 接地帽内弹簧片正好可以卡住引线柱, 接地帽拧到底座上接地。这种接地方式的优点是简单方便, 缺点是: 当弹簧片弹性减小或变形时, 会造成和引线柱间接触不良, 造成末屏不可靠接地或者末屏通过铜套接地, 在将铜套推入后, 铜套与底座接地未完全断开及其他原因导

致绝缘电阻很低。

3. 案例分析与排除

2012 年 5 月 11 号对 110kV 太字变 2#主变高压套管进行例行试验，高压套管是抚顺雷诺尔套管有限公司生产的，型号是 BRDLW-126/630-4。



套管末屏结构示意图

上图所示末屏结构，正常状态时，内置弹簧将末屏导杆外铜套顶至接地底座，末屏通过铜套接地。介损及绝缘试验时需将铜套推入，用销子销住，使之与底座断开。

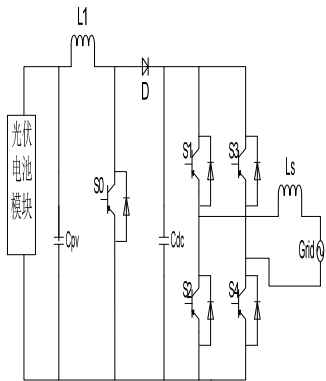
测试中 C 相末屏绝缘电阻出现异常，试验数据如下：

相序 绝缘电阻	A	B	C	0
一次对末屏（整体）	20000MΩ			
末屏对地	3000MΩ	3000MΩ	0.5MΩ	3000MΩ

从表中的数据可以看到：C 相套管末屏绝缘电阻已经几乎为零。

由此我们可以怀疑：

- 1、C 相末屏内部故障导致绝缘电阻实际很低
- 2、末屏通过铜套接地，在将铜套推入后，铜套与底座接地未完全断开或者其他原因导致绝缘电阻很低。





国水利水电出版社，1998。

【2】江苏省电力设备交接和预防性试验规程，2001.12。

【3】江苏省电力工业局等编著 《电气试验技能培训教材》

【M】中国电力出版社，1998 年。

我们卸下固定末屏引出的两个螺丝，将末屏引出线直接与底座断开，直接对末屏引出线摇绝缘，数据为 $3000\text{M}\Omega$ ，绝缘良好，后测量一次对末屏及末屏对地的介质损耗，数据均正常，可以运行。由此判定问题出现在将铜套推入后，铜套与底座接地未完全断开或者其他原因导致绝缘电阻很低，不是套管内部故障。

4、对策措施：

1、建议套管厂家在安装使用说明书中将与运行关系密切的套管末屏结构图及套管头部结构图等列出，并详细说明运行和维护的要求，以便使用部门掌握；

2、建议制造厂对一些型号的产品结构加以改进，采用相对固定连接方式的末屏结构，以提高日后在现场试验进行拆、接操作仍能保证末屏处于良好、可靠的接地状态；

3、对因试验需要拆除接地装置的接地部分，测量后必须及时恢复，并建立严格的恢复、检查制度，以确保接地良好；

4、当试验数据出现异常时，要全面分析其产生的原因，不能单一的认为判断其好坏是否。

参考文献

【1】陈化钢，电力设备预防性试验技术问答[M]，北京：中

一起 110kV 电缆缓冲层烧伤原因分析

柏 仓

(南京供电公司电缆运检室, 江苏南京 210013)

摘 要: 本文首先分析了一起 110kV 电缆故障, 给出了故障概述、故障查找过程, 对故障中发现的绝缘屏蔽层烧伤原因进行了分析, 并进行了定性分析, 得出了结论, 最终给出了绝缘击穿的原因, 为避免此类情况的再次发生提供了借鉴。

关键词: 电力电缆; 缓冲层; 烧伤;

0 引言

随着城市化的发展, 电力电缆以其安全可靠, 隐蔽耐用, 有利于美化城市与厂矿布局等优点, 在大中城市及油田铁路等厂矿企业的配电系统中获得了广泛的应用。电力电缆在实际运行, 由于机械损伤, 绝缘老化, 材料缺陷等原因引起的电缆故障越来越频繁。本文概述了一起 110kV 电缆故障产生的经过, 并陈述了电缆设备及连接情况, 分析了电缆屏蔽被烧伤的原因, 并给出了验证, 为避免此类情况的再次发生提供了借鉴。

1 故障概述

110Kv A#1 线全线为电缆线路, 从 M 变到 T 变共计 5 段, 全长 5.09 公里 2014 年 01 月 24 日 06 点 15 分, A#1 线 7F1 开关接地距离 I 段、零序 I 段动作跳闸(重合闸停用), B 相, 故障电流 7074.2A。故障电缆型号为 YJLW03—1×400mm², 投运日期为 2001 年 9 月 28 日, 已投运 12 年, T 变侧电缆接线如下图一所示, 故障点位于 T 变到 M 变一侧 230 米处, 即#7 接头至 T 变 110kV 高压分支箱间。故障点情况如下图 1 至图 4 所示。



图 1 电缆击穿点



图 2 剥除缓冲层后绝缘屏蔽层上放电点



图 3 剥除铝护套后，缓冲层上放电点

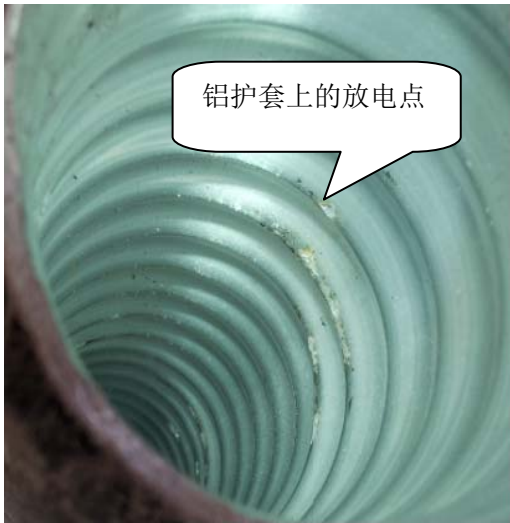


图 4 铝护套内部放电点

2 故障检查

2.1 故障现场开天窗检查

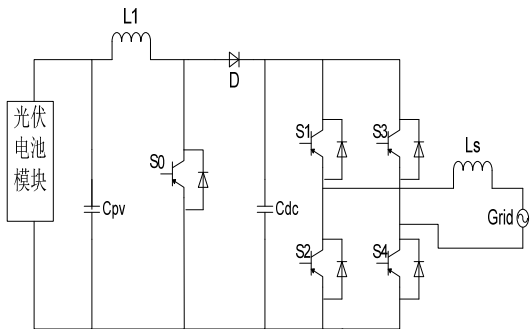


图 5 现场接线图

此段电缆已经投运 12 年，且线路经过了多次改接，为了确定 A#1 线除故障点外，电缆其他部分的绝缘是否存在烧伤现象，特对电缆 7 接头至 T 变侧分支箱段电缆开天窗检查，检查结果如下：

- a. 分支箱至故障点间 L11 段开一个天窗，检查 AB 相,A 相无烧伤，B 相有。
- b. T 站内分支站 B 相终端接地点处有明显放电痕迹，如图 6 所示：



图 6 电缆终端放电痕迹

- c. 图五中故障点至 7#接头处开三处天窗，分别为第一处 L12 段中间靠近故障点侧的沟管结合开天窗检查 BC 相,B 相有烧伤痕迹,C 相没有。第二处在 L12 段中间靠近 7#沟侧的沟管结合处开天窗检查 BA 相,B 相有烧伤痕迹，A 相没有。第三处在 7#接头靠 T 变侧开天窗检查 B 相，无烧伤。
- d. 在图 5 中 7#头靠新建 2#接头侧开天窗检查 AB 相，均无烧伤。

2.2 故障相的解剖检查

考虑到开天窗检查存在天窗大小、选择点的局限性，为进一步了解电缆缓冲层烧伤程度，对电缆故障 B 相进行了解剖检查，结果如下：

共计检查了 5 个点，分别为:1#、 2#点选在故障点至 T 变侧排管内,3#点在 T 变内靠近 GIS 分支站的沟内,4#点在 7#接头沟内,5#点在 7#接头沟至故障点段的排管内。以上解剖检查发现全部有烧伤痕迹。

2.3 故障相电缆本体检查

故障相电缆缓冲层绕包为半搭绕包 2 层，厚度约为 1.5mm，缓冲层的烧伤点处为铝护套的波峰处（从铝护套内部看），通过图三中放电点两侧可以发现缓冲层与铝护套没有接触痕迹，铝护套与缓冲

层间存在明显间隙且间隙较大。

2.4 其他检查

从故障点分别向 T 变侧、7#接头沟侧检查电缆护层绝缘，绝缘良好，现场检查结果如图 7 所示：



图 7 故障点处测量护套绝缘情况

3 原因分析

根据上述检查结果，缓冲层烧伤存在如下几种可能：短路电流流过铝波纹烫伤、电缆在运行过程中存在环流，并引起铝波纹发热，烧伤缓冲层、电缆外半导体层有铝护套波峰处发生局部放电，烧伤缓冲层。

如果是铝护套发热烫伤所致，应该存在如下几个现象：缓冲层烧伤点周围应有黄褐色痕迹、铝护套与缓冲层紧密接触的点必有烧伤痕迹，根据 2.3 的检查结果，缓冲层烧伤处并未与铝护套接触，反而有较大空隙，在空隙处的烧伤点就不可能是直接接触才会有的烫伤所致，且在发现的所有烧伤点处均均有碳化迹象却未发现明显的黄褐色痕迹，因此可以初步排除短路电流流经铝护套，铝护套发热不能直接烫伤缓冲层的可能。

调度 OPEN-3000 系统显示，近 5 年来，A#1 线最高负荷为 162.27A,远小于正常载流能力，线路运行状态良好，未发生任何过载及过电压情况。利用绝缘摇表检查 A1#线沿

线的电缆护层保护器，保护器绝缘电阻均达到 G 级，护层保护器工作状态良好，未发生击穿，排除因电压护层保护器发生击穿产生环流的可能；由于故障点侧两侧均有烧伤痕迹，如果是由于故障点与 T 侧电缆外护层处的直接接地构成环流通路，则此环流不应会在 7#接头沟至故障点侧出现，7#接头沟至故障点处烧伤痕迹证明，故障点处也是一个烧伤点，而非环流的一个点。进一步根据 2.4 中的检查结果，电缆外护层绝缘良好，未发现外护套损伤

多点接地造成环流的条件，进步一步排除电缆本体外护层损伤造成多点接地的可能，从而排除环流导致缓冲层烧伤的可能。

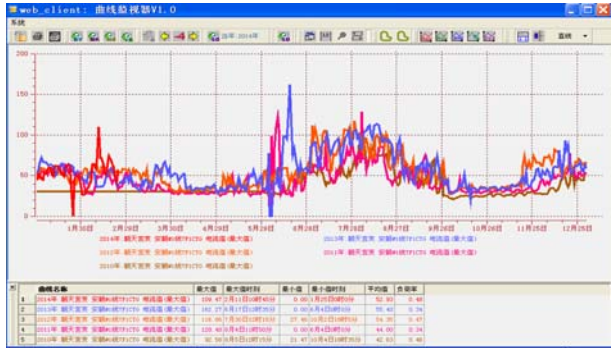


图 8 近 5 年 A#1 线电流

根据上述分析对此次故障及绝缘屏蔽的烧伤原因做如下结论：烧伤是由于电缆外半导体层有铝护套波峰处发生局部放电，烧伤缓冲层，进而伤及外半导体层及绝缘层，外半导体层的损伤使得此处的电场畸变，畸变的电场进一步加剧了绝缘层的损伤及老化，最终导致绝缘损坏造成绝缘击穿。

4 局部放电的进一步分析

由 2.3 的检查结果可知，半导体缓冲层距离铝护套的距离较大，导致电缆外半导体层与铝护套的接触不严密，缓冲效果受到制约，在放电点处缓冲效果丧失，使得电缆外半导体屏蔽层处于悬浮电位状态，当电缆瞬态电压升高时，此悬浮电位也会随之升高，当此悬浮电位升高到足以击穿铝护套与缓冲层间的空隙时，即发生放电。下图是电缆放电点的等效电路图，分析说明如下：

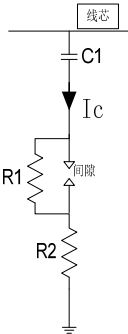


图 9 放电点等效电路图

上图中,C1 是电缆线芯与外半导体屏蔽层的等效电容, Ic 是等效电容电流, R1 是半导体缓冲层与铝护套的等效电阻, R2 是铝护套对地等效电阻。当线芯中的电位变化发生变化时，随着 C1 两端电位

的升高,尤其是产生负荷波动、短路发生、产生高频震荡、三相负荷不平衡等因素时,电流 I_c 会升高,如果此时半导体缓冲层的电导率较大, R_1 较大时,则在 R_1 两端产生较大的电位差,当达到间隙的击穿电压时,间隙发生击穿,发生半导体屏蔽层与铝护套的电弧,此电弧即对缓冲层造成烧伤,间隙击穿后,电弧通道使得 R_1 两侧电位迅速下降,当电位下降为电弧熄灭电压时,电弧熄灭,随着线芯电位的变化,上述电弧将会不断出现,最终造成缓冲层的烧伤。

根据上述分析,产生此局部放电的根本原因时半导体缓冲层的电阻率较大,使得 R_1 两侧电位差太大,产生间隙击穿。为解决此问题,应减小缓冲层的电阻率,增大缓冲层厚度,降低 R_1 两侧电位,从而避免此类放电事故的再次发生。

5 结论

本文首先分析了一起 110kV 电缆故障,给出了故障概述、故障查找过程,对故障中发现的绝缘屏蔽层烧伤原因进行了分析并得出了结论,最终给出了绝缘击穿的原因,为避免此类情况的再次发生提供了借鉴。

参考文献

- [1] 李宗廷等.电力电缆施工手册 [M].北京:中国电力出版社,2001
- [2] 国家电网公司人力资源部.输电电缆 [M].北京:机械工业出版社,2010
- [3] 《电力电缆线路运行规程 Q/GDW512-2010》[Z] 国家电网公司

作者简介:

柏仓 (1984-), 男, 硕士, 山东泰安人, 南京供电公司从事电力电缆试验及电力电缆施工与运维工作, 研究方向: 电力电缆状态监测与故障诊断

注: 作者联系方式: 柏仓, 15850699076, 025-84223451 ,
e-mail: 263643350@qq.com 。

双伞瓷绝缘子故障试验分析

肖雷，施景垒，陈平春，王晨，卢洋，纪居然

(江苏省电力公司电力科学研究院，南京 江宁 211103)

摘 要：本文主要针对 220kV 新风 2H39 线杆塔上瓷绝缘子发生炸裂事件，对同厂家同生产批次瓷绝缘子进行的电气性能试验，通过对绝缘电阻、工频火花、温度循环、机电联合、油中击穿、孔隙性等六个项目的试验结果进一步分析认为，本次抽检的瓷绝缘子生产工艺存在问题。建议加强瓷绝缘子的入网检测，避免发生大批量存在家族性缺陷的绝缘子投入电网，对电网的安全运行产生威胁。

关键词：220kV 瓷绝缘子 家族性缺陷 电气性能 试验

0 引言

安装在输电线路上的绝缘子在运行过程中因长期经受机电负荷、日晒雨林、冷热变化等作用，可能出现绝缘电阻降低、绝缘开裂甚至击穿等故障，对供电可靠性带来潜在威胁，因此，对于绝缘子电气性能状态的检测意义重大。由于工业工艺和原材料生产的差距，我国瓷绝缘子年平均劣化率远高于日本等发达国家的十万分之二到三，这也说明我国目前电力行业中所使用的劣化绝缘子检测方法很难及时检测出绝缘子中所存在的缺陷，进而对系统安全运行带来了重大隐患，应引起高度重视，采取积极的预防控制措施，对运行中的高压绝缘子的绝缘状态加强检测，及时找出所有存在安全隐患，进行预防维护，减少高压输电线路绝缘的安全隐患^[1]。本文主要针对 220kV 新风 2H39 线杆塔上瓷绝缘子发生炸裂事件，对同厂家同生产批次瓷绝缘子进行了电气性能试验，通过对试验结果进一步分析，从而确定绝缘子电气性能状态。

1 试验方法

1.1 试品

2014 年 3 月至 4 月，省电科院共接收送检各单位的瓷绝缘子 5 批次（共 71 只），具体如表 1 所示。

表 1 送检瓷绝缘子信息

序号	单位	线路名称	绝缘子型号	送检数量	投运时间
1	常州本部	库存	XWP2-70	10	/
2	盐城	35kV 五廉 353	XWP1-	12	2007 年

	东台	线	70		
3	南通本部	220kV 新风 2H39 线 30#杆塔	XWP2-100	32	2008 年
4	盐城响水	35kV 立礼线	XWP1-70	8	2007 年
5	苏州本部	110kV 港施 1216 线	XWP1-70	9	2007 年

1.2 检测试验流程

根据 GB/T1001.1-2003、DL/T626-2005、GB/T 775.3-2006 要求，对上述送检绝缘子开展性能检测试验。具体试验流程如图 1 所示：

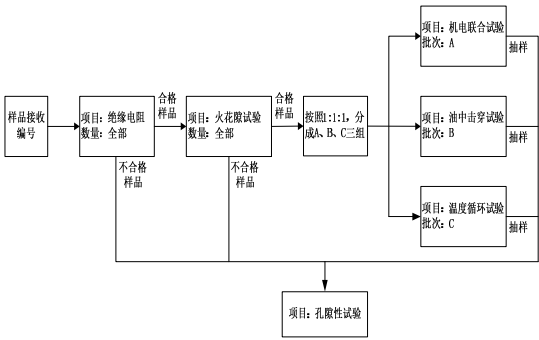


图 1 试验检测流程

试验编号过程中从 1#开始顺序编号。

2 试验结果

2.1 常州本部库存绝缘子检测结果

常州本部库存绝缘子检测结果如表 2 所示：

表 2 常州本部库存瓷绝缘子检测结果

试品编号	绝缘电阻	工频火花	温度循环	机电联合	油中击穿	孔隙性试验
------	------	------	------	------	------	-------

		隙试 验	试验	试验	试验	验
1#	184G	通过	通过	/	/	/
2#	149G	通过	通过	/	/	通过
3#	147G	通过	/	/	通过	/
4#	170G	通过	通过	/	/	/
5#	148G	通过	通过	/	/	通过
6#	53.5G	通过	通过	/	/	/
7#	23.3G	通过	/	/	通过	/
8#	28.1G	通过	通过	/	/	/
9#	28.9G	通过	/	通过	/	/
10#	78.7G	通过	/	通过	/	/

由表 2 可以看出，常州本部库存瓷绝缘子性能检测试验均通过。

2.2 盐城东台 35kV 五廉 353 线绝缘子检测结果

盐城东台 35kV 五廉 353 线绝缘子检测结果如表 3 所示：

表 3 盐城东台 35kV 五廉 353 线瓷绝缘子检测结果

试品 编号	绝缘 电阻	工频 火花 隙试 验	温度 循环 试验	机电 联合 试验	油中 击穿 试验	孔隙 性试 验
11#	1.31G	通过	通过	/	/	未通过
12#	711M	未通过	/	/	/	通过
13#	848M	通过	未通过	/	/	/
14#	1.13G	通过	/	/	通过	/
15#	871M	通过	/	/	通过	/
16#	1.22G	通过	/	/	通过	/
17#	1.2G	通过	/	未通过	/	/
18#	1.54G	通过	/	未通过	/	/
19#	978M	通过	/	通过	/	/
20#	803M	通过	未通过	/	/	未通过
21#	854M	通过	/	未通过	/	/

22#	2.73G	通过	通过	/	/	/
-----	-------	----	----	---	---	---

由表 3 可以看出，盐城东台 35kV 五廉 353 线送检瓷绝缘子中检出劣化绝缘子。其中，工频火花隙试验检出 12#为劣化绝缘子；温度循环试验 4 只抽检绝缘子中，2 只绝缘子未通过；机电联合试验 4 只抽检绝缘子中，3 只绝缘子未通过；孔隙性试验 3 只抽检绝缘子中，2 只绝缘子未通过。

2.3 省检南通分部 220kV 新风 2H39 线 30#杆塔绝缘子检测结果

省检南通本部 220kV 新风 2H39 线 30#杆塔绝缘子检测结果如表 4 所示：

表 4 省检南通分部 220kV 新风 2H39 线 30#杆塔瓷

绝缘子检测结果

试品 编号	绝缘 电阻	工频 火花 隙试 验	温度 循环 试验	机电 联合 试验	油中 击穿 试验	孔隙 性试 验
23#	160G	通过	未通过	/	/	/
24#	188G	通过	未通过	/	/	/
25#	166G	未通过	/	/	/	/
26#	1.77M	未通过	/	/	/	通过
27#	183G	通过	/	未通过	/	/
28#	342G	未通过	/		/	/
29#	210G	通过	/	未通过	/	/
30#	84.9G	通过	/	/	/	/
31#	53G	通过	未通过	/	/	/
32#	45.1G	通过	未通过	/	/	/
33#	52.5G	通过	/	/	通过	/
34#	43.3G	通过	/	/	通过	/
35#	46G	通过	/	/	/	/
36#	112G	通过	未通	/	/	/

			过			
37#	16.8G	未通过	/	/	/	通过
38#	3.09G	未通过	/	/	/	/
39#	116G	通过	/	未通过	/	/
40#	206G	未通过	/	/	/	/
41#	186G	未通过	/	/	/	/
42#	169G	通过	/	/	/	/
43#	56.2G	通过	/	/	/	/
44#	28.5G	通过	未通过	/	/	通过
45#	46.1G	未通过		/	/	/
46#	28G	通过	通过	/	/	/
47#	47.5G	通过	/	/	通过	/
48#	172G	通过	/	/	通过	/
49#	155G	通过	/	/	通过	/
50#	83.6G	未通过	/	/	/	/
51#	173G	通过	/	/	通过	/
52#	4.7M	未通过	/	/	/	通过
53#	206G	通过	/	/	通过	/
54#	280G	未通过	/	/	/	/

由表 4 可以看出，省检南通本部 220kV 新风 2H39 线 30#杆塔送检绝缘中检出劣化绝缘子。其中，绝缘电阻测量发现 2 只零值绝缘子；工频火花隙试验检出 11 只劣化绝缘子；温度循环试验 7 只抽检绝缘子中，6 只绝缘子未通过；机电联合试验 3 只抽检绝缘子均未通过。

2.4 盐城响水 35kV 立礼线绝缘子检测结果

盐城响水 35kV 立礼线绝缘子检测结果如表 5 所示：

表 5 盐城响水 35kV 立礼线瓷绝缘子检测结果

试品编号	绝缘电阻	工频火花隙试验	温度循环试验	机电联合试验	油中击穿试验	孔隙性试验
------	------	---------	--------	--------	--------	-------

		验				
55#	2.95G	通过	/	通过	/	/
56#	6.53G	通过	/	/	通过	/
57#	6.74G	通过	/	通过	/	/
58#	9.9G	通过	/	/	通过	/
59#	8.31G	通过	通过	/	/	未通过
60#	3.2G	通过	通过	/	/	通过
61#	2.41G	通过	/	通过	/	/
62#	5.26G	通过	通过	/	/	/

由表 5 可以看出，盐城响水 35kV 立礼线送检绝缘子中 59#孔隙性试验未通过。

2.5 苏州本部 110kV 港施 1216 线绝缘子检测结果

苏州本部 110kV 港施 1216 线绝缘子检测结果如表 6 所示：

表 6 苏州本部 110kV 港施 1216 线瓷绝缘子检测结果

试品编号	绝缘电阻	工频火花隙试验	温度循环试验	机电联合试验	油中击穿试验	孔隙性试验
63#	65.3G	通过	通过	/	/	/
64#	67.3G	通过	/	/	通过	//
65#	87.7G	通过	/	/	/	/
66#	100G	通过	/	未通过	通过	/
67#	155G	通过	通过	/	/	通过
68#	181G	通过	/	/	通过	/
69#	221G	通过	通过	/	/	通过
70#	137G	通过	/	通过	/	/
71#	337G	通过	/	通过	/	/

由表 6 可以看出，苏州本部 110kV 港施 1216 线送检绝缘子中 66#机电联合试验未通过。

3 试验结果分析

1、通过对 5 个批次送检瓷绝缘子检测试验发现，除第 1 批次省检常州本部库存（未挂网运行）10 只绝缘子外，其余 4 个批次 61 只运行绝缘子均检出劣化绝缘子。其中绝缘电阻试验检出零值绝缘子 2 只，工频火花隙试验检出劣化绝缘子 12 只；温度循环试验抽检 17 只，有 8 只未通过；机电联合试验抽检 13 只，有 7 只未通过；孔隙性试验抽

检 11 只，有 3 只未通过。

2、温度循环试验，17 只抽检绝缘子中有 8 只未通过试验，证明其耐温度变化特性差。进一步分析认为，本次抽检绝缘子生产工艺存在问题，瓷件玻璃相成分偏高（瓷件玻璃相成分起连接 Al₂O₃ 晶体和填充气孔的作用,使瓷成为一个致密的整体,同时也可以使瓷的烧成温度降低和晶粒细化），导致耐温度变化特性差，随着运行时间的增加，在冷热温度长时间交替作用下，导致瓷件逐步劣化。

3、库存绝缘子及运行绝缘子中机电联合试验抽检合格绝缘子数据如表 7 所示。

表 7 库存绝缘子及运行绝缘子机电联合试验抽检

合格绝缘子数据		
试品编号	试品信息	机电联合试验数值 (42kV)
9#	常州本部库存	80 kN
10#		82 kN
19#	盐城东台 35kV 五廉 353 线	84 kN
55#	盐城响水 35kV 立礼线	76 kN
57#		77 kN
61#		75 kN
70#	苏州本部 110kV 港施	80 kN
71#	1216 线	76 kN

通过表 7 可以看出，送检绝缘子中机电联合试验合格的绝缘子其试验数据偏低：在 42kV 电压作用下，绝缘子瓷件击穿的机械拉伸载荷为 75-84kN。与主流厂家相比（机械拉伸载荷为 80-100kN）结果偏低。

4 小结

本次实验室检测结果显示，送检 4 个批次的运行绝缘子均发现不同程度劣化现象。考虑到目前送检瓷绝缘子运行时间较短（仅 7 年），劣化现象较为普遍；并考虑到同生产批次绝缘子造成 220kV 新风 2H39 线 24#杆塔发生绝缘子炸裂事件，建议结合停电计划对同生产批次绝缘子进行更换处理。绝缘子未更换期间，应加强特殊天气情况下的巡视和红外精确测温工作。

建议加强瓷绝缘子的入网检测，避免发生大批

量存在家族性缺陷的绝缘子投入电网，严把设备入网质量关。

参考文献：

[1] 夏强峰. 瓷质悬式绝缘子劣化非接触式检测方法的研究[D].重庆：重庆大学硕士论文，2010.05.
[2] 聂振超. 电力工程输电线路电气性能试验[J].江西建材（施工技术）.2012（2）.
[3] 王镇. 直流悬式绝缘子设计与性能研究[J].电瓷避雷器. 1993(05).
[4] 王卫国. 零值绝缘子误判原因分析及防止措施[J]. 江苏电机工程 . 2011, 30(5).

作者简介：

肖雷（1987—），男，江苏淮安，初级，从事输电线路方面的研究工作。
通讯地址：南京市江宁区帕威尔路 1 号，手机：15950514804。

浅谈影响红外测温诊断的因素

王晨，施景垒，陶加贵，肖雷

(江苏省电力公司电力科学研究院，江苏南京 211103)

摘 要：红外测温技术具有准确、便捷、直观等优点，已广泛应用于电力行业。本文通过理论分析和变电站测温实例，论证了测试角度、辐射率、风速、高倍镜头、环境参数、负荷等因素对红外测温的影响，对提升红外精确测温与故障分析具有积极意义。

关键词：红外测温 热辐射 电流致热 电压致热 缺陷判断

0 引言

任何温度高于绝对零度（-273℃）的物体都会发出红外线，又称红外辐射。物质发射出的红外线反应物体表面的温度场，即“红外热像”。受外界温度变化、以及污物、有害气体、风雨雪雾、人为因素等作用造成的设备损坏、老化、接触不良等问题，会导致设备的介质损耗、泄漏电流和接触电阻增大，从而引起设备局部或整体发热。

红外成像仪对运行设备进行红外测温，将物体发出的红外辐射转变为可见的热像分布图，从而获得设备的温度及热分布，即设备热像图。热像图与物体表面的热分布场相对应，由此可分析判断设备可能存在的各种故障缺陷。

根据 2013 年江苏公司带电检测统计分析，红外测温发现的缺陷占缺陷总数 80%以上。然而，在红外测温实施过程中，由于环境温度参数、设备负荷变化、人员熟练程度与分析能力等的影响，使得红外测温仍存在诸多不足。本文对测试角度、辐射率、风速、高倍镜头、环境参数、负荷等因素对红外测温的影响进行了深入分析，对提高红外测温技术水平具有较好的积极作用。

1 电流致热型缺陷主要影响因素

1.1 测试角度

朗伯余弦定律指出物体在任意方向上的辐射强度与观测方向相对于辐射表面法线夹角的余弦成正比，即黑体在辐射表面法线方向的辐射最强。因此，应尽可能选择从电气设备正面拍摄。

对电流型缺陷，测试角度选择不当，会引起较大测量误差。电流型缺陷多是由于一次设备连接部位接触电阻增大引起，主要存在于接头、线夹、金属导线、隔离开关转头与刀口、断路器动静触头和

中间触头、电流互感器内连接、套管柱头、电容器熔丝和熔丝座等部位。检测时，由于检测人员常处于设备下方，测试角度易遭遮挡，多数情况下难以捕捉最高温度，而是由热传导间接获取的温度。所以，为了减小这类影响，测试人员必须熟悉设备结构，尽可能找到最佳测试点（一般情况下设备正下方是理想的测试点），并在无法测到最高温度且可能影响到缺陷等级判断时，结合设备结构、测试方位做适当修正。

图 1 为某 35kV 套管接头发热，从设备前侧测试，最高温度为 115.1℃，此时按绝对温度判断设备缺陷为严重缺陷；而从设备侧后测试的最高温度为 135.4℃，进而变为危急缺陷。由此，测试角度的不同会直接影响缺陷等级的判断。

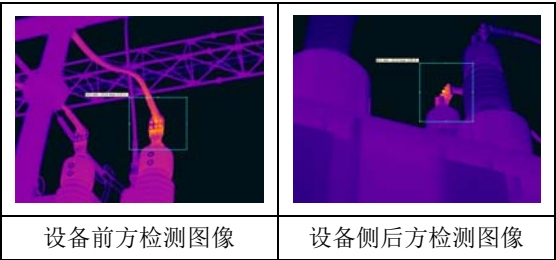


图 1 某 500kV 主变 35kV 侧红外图像

图 2 为 35kV 隔离开关尾吊异常发热，从正下方检测最高温度为 102.7℃，而侧下方检测仅为 96.5℃。此现象是由于发热点在尾吊内部，当从侧下方检测时，视线受到隔刀盖板阻挡，无法测到最高温度点。

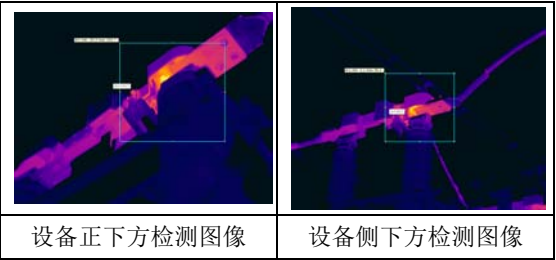


图 2 500kV 变电站 35kV 隔离开关红外图像

图 1 和图 2 存在的共同点是被测设备的最高温度点因受阻碍而难以捕捉。此时，因根据设备结构及现场安全环境，尽可能找到最佳测试点。一般情况下，这种阻碍并不影响电流型缺陷的发现。

1.2 调焦

聚焦不良会导致图像模糊不清，同时影响测量结果的准确性。在测温过程中，若测试距离发生微小变化，须重新聚焦。在其他条件不变的情况下，距离越远，测到的温度越低，且受传播介质的吸收和散射能力影响。

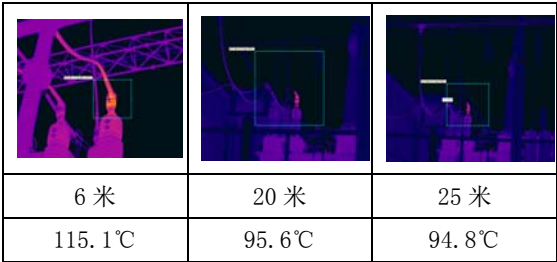


图 3 500kV 主变 35kV 侧红外图像

图 3 是距离的连续变化对测试结果影响的简单比较（焦距已调至最佳）。图中可以明显看出在正确调焦的情况下，增大检测距离会导致温度衰减，但并不影响距离较远的电流致热型缺陷的发现。因此，在日常红外巡视时，正确聚焦有利于电流致热型缺陷的探测。

目前绝大部分红外测温设备都可自动调焦，但实际测试时并不能完全依赖这种模式。由于，自动调焦是以画面中某一特定目标作为定焦对象，无法保证缺陷设备即为定焦对象，仍需手动调节，否则会影响检测结果。

2 电压致热型缺陷主要影响因素

2.1 高倍镜头

高倍镜头主要是针对距离较远的被测对象，其中应用较多的主要为绝缘子串的精确测温。图 4 为某 500kV 悬式绝缘子，其中，第三片有发热迹象，由于未加装高倍镜头，画面模糊不清，无法判别发热是由瓷片表面污秽引起，还是源自铁帽处。加装高倍镜头后，成像清晰，但仍存在弊端。镜头角度减小，可视范围也大大缩小，此时，若要拍摄到设备整体图像，需增加检测距离，进而导致温度整体衰减，仍可通过温升判别设备缺陷。

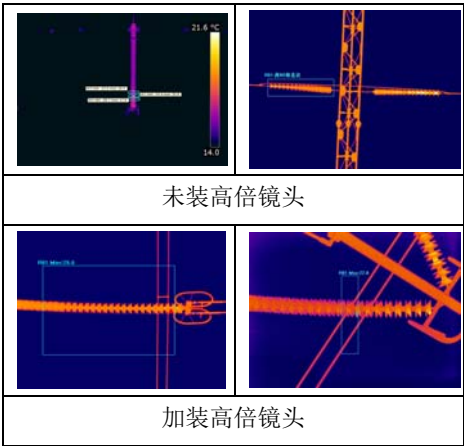


图 4 变电站悬式绝缘子红外图像

2.2 风速

文[2]要求“一般测试时，风速应不大于 5m/s；精确测温时，风速应不大于 0.5m/s”。风速较高会加速对流冷却，使缺陷设备热点温度下降，所测得的温度比常规情况下要低。因此，风速较大时，温差低于 1K 的电压致热型缺陷的发现难度较大。

2.3 热辐射

通常情况下，太阳辐射会影响设备表面温度或在设备表面形成反射，从而干扰正常检测。同时，主变、低抗、高抗等温度较高的设备也容易对周边设备产生热辐射。尤其是主变套管、主变避雷器等设备，由于距离比较靠近，易受到热辐射影响，而误判为电压致热型缺陷。若要排除这种干扰，需通过多角度拍摄，观察其是否为环状发热，若不是，则多为热辐射干扰影响。

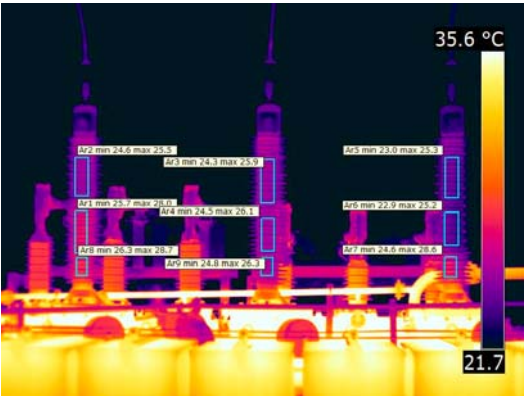


图 5 110kV 主变高压侧套管红外图像

图 5 是某 110kV 主变高压侧 A、B 相套管，其下部有近 3K 的温升，但并非呈环状发热，因此判定为热辐射影响。在停电试验中，通过绝缘电阻、介损等测试，发现该套管处于正常状态。

2. 4 湿度

文[2]中要求“红外测温时湿度不大于 85%”。湿度较高时，积污较大的瓷瓶表面泄漏电流也随之增加，从而导致表面发热。图 6 为瓷瓶表面在湿度较大时的红外图像。此图像中热点均为表面积污所致，温升大于其它电压致热型缺陷。如果设备介损偏大，内部受潮发热形成电压型缺陷，那么湿度较大时红外测温就难以发现此类缺陷。

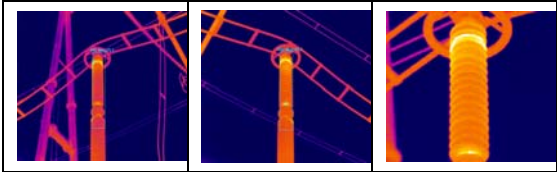


图 6 500kV 支柱绝缘子红外图像

2.5 温宽

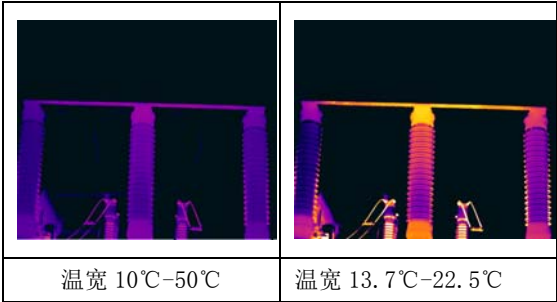


图 7 535kV SF₆ 断路器红外图像

图 7 是某 35kV SF₆ 断路器红外热像图，左图温宽为 10℃-50℃，右图温宽为 13.7℃-22.5℃。此时右图可以明显看出该断路器 B 相上半部发热，顶帽温度高于下法兰温度，初步判断为断路器静触头发热，而左图由于温宽较大不易察觉设备发热缺陷。因此对低温差缺陷宜采用温宽范围较小的模式巡视测温。

红外检测人员往往有一种误解，设备过热点在图像上调整得更亮会引起设备维护、检修人员的注意和重视，及早安排处理，但这种调整是以层次分明、不影响设备最热点的判定为前提。温宽范围的调节并不是绝对一成不变的，切不可调节过度。图 8 是某 220kV 隔离开关接头，为了便于对比，使用与图 7 完全一样的温宽。当使用 10℃-50℃的温宽时，可以明显观察到发热原因为螺母紧固不良；而温宽为 13.7℃-22.5℃时，则无法分辨出具体的发热点。实际检测中大量红外报告出现右图这样的红外图像，多数情况下是温宽范围没有调整到位。

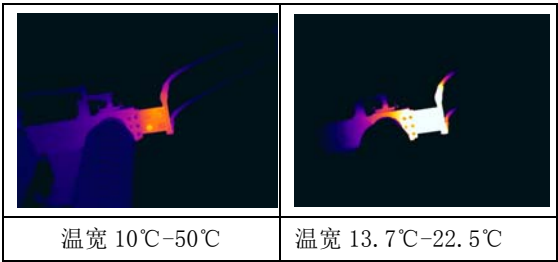


图 8 220kV 隔离开关接头红外图像

针对此类情况，建议一般巡视测温时温宽上限调整为环境温度加 10K-20K 左右的温升范围，温宽下限调整为低于环境温度 10K，此时既不易漏掉电压致热型缺陷，也不会影响发现电流致热型缺陷。巡视时，发现疑似缺陷后，再选取合适的角度、距离、温宽范围做精确测温。一般情况下精确测温时温宽上限略高于热点最高温度，温宽下限以图谱层次分明为宜。

3 对缺陷计算判断影响较大的因素

3.1 环境温度（环境温度参照体）

环境温度参照体即用来采集环境温度的物体。它不一定具有当时的真实环境温度，但具有与被检测设备相似的物理属性，并与被检测设备处于相似的环境之中，最好是站内不带电的同类设备。而实际测试时在变电站内很难找到符合条件的设备，所以目前测温时大多将现场空气温度作为环境温度。

目前带电检测红外测温针对电流型缺陷的缺陷等级判断，有表面温度判断法（即绝对温度判断法）和相对温差判断法。

表面温度判断法主要适用于电流致热型和电磁效应引起发热的设备。根据测得的设备表面温度值，对照 GB/T 11022 高压开关设备和控制设备中各种部件、材料及绝缘介质的温度和温升极限的有关规定进行分析判断。

相对温差判断法主要适用于电流致热型设备。特别是对小负荷电流致热型设备，采用相对温差判断法可降低小负荷缺陷的漏判率。尤其是在迎峰度夏和迎峰度冬前的带电检测，用电负荷多未达到最大负荷，故此时缺陷判断多应采用相对温差法。

相对温差即两个对应测点之间的温差与其中较热点的温升之比的百分数。相对温差 δt ，可用下式求出：

$$\delta_t = (\tau_1 - \tau_2) / \tau_1 \times 100\% = (T_1 - T_2) / (T_1 - T_0) \times 100\% \quad (1)$$

式中：

- τ_1 和 T_1 ——发热点的温升和温度；
- τ_2 和 T_2 ——正常相对应点的温升和温度；
- T_0 ——环境温度参照体的温度。

表 1 是根据上述计算方法改变环境温度后缺陷判断的示例。

表 1 不同环境温度下缺陷等级的判断				
发热点 温度	正常相 温度	环境温度	相对温 差	缺陷等 级
85℃	28℃	25℃	95%	危急
85℃	28℃	24.9℃	94.8%	严重
85℃	28℃	13.75℃	80%	严重
85℃	28℃	13.7℃	79.9%	一般

由表 1 可见,在使用相对温差法作判据时,即使发热点和正常相温度测试准确,环境温度测试有偏差,也会影响缺陷计算判断。

实际测试中很多测试人员并未携带温湿度计进入变电站,而是选择事后估算或者查看天气预报,这与实际温湿度可能会有较大差距。

3.2 负荷

负荷变化对设备温度也会造成影响,图 9 是不同负荷条件下测温数据:

两次测试都是前后相差大约两小时,负荷信息都是每次测试完在控制室抄录的。

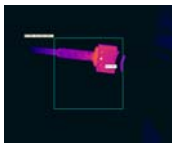
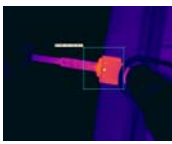

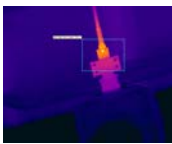
	前一次测量	后一次测量
电流 (A)	533	370
热点温度 (℃)	109	80.4
图片		
电流 (A)	351	294
热点温度 (℃)	89.1	76.3
图片		

图 9 不同负荷下红外热像对比
负荷的变化对热点温度变化的影响较大,即使

相差 2 小时测试温差也有可能相差近 30℃,所以测试人员尽可能选择当天负荷较大时检测。尤其是迎峰度夏前的带电检测,此时负荷还未上升到最大,为了保证缺陷判断有一定裕度,除了选择在测试当日高负荷时检测,还需使用相对温差法对缺陷进行计算判断。

3.3 图片一致性

这里的一致性包括:保证三相图片在拍摄距离、拍摄方向上的一致,保证与历史测温记录在拍摄距离、拍摄方向上的一致。因为距离和角度的不同会对红外辐射量有一定的影响,尤其是对电压致热型缺陷,即使是温度较小的变化对测温结果也会造成很大影响。

图 10 是某 220kV 电缆终端发热红外图像从不同角度拍摄最高温度有近 0.9K 的差别,而此类电压致热型缺陷即使 0.5K-1.0K 的温差也可判定为严重缺陷。因此在对这类缺陷红外测温时尽可能保证拍摄角度一致,否则测温结果不具备可比性。

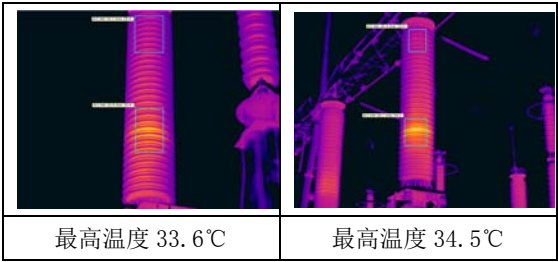


图 10 220kV 电缆终端红外图像

4 结论

红外测温方法的探究需要大量的经验积累,并在经验中进一步探索创新,对测温方法细化和改进,提高红外测温的工作效率和准确性。本文通过理论分析结合带电检测中实际经验提出了电力设备红外测温及缺陷判断的技巧。建议红外检测分析人员熟悉设备结构原理和故障致热特征,正确理解技术规范、标准,逐步提升现场检测和诊断分析水平。

参考文献:

[1] 罗军川.电气设备红外诊断实用教程[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.

[2] 电力设备带电检测技术规范(试行)[Z]

[3] DL/T664 带电设备红外诊断应用规范[Z]

[4] 成强. 红外诊断技术在变电设备状态检修中的应用 [J].

江苏电机工程, 2008

作者简介:

王晨 (1990—), 男, 江苏盐城, 从事带电检测方面的研究工作。

通讯地址: 南京市江宁区帕威尔路 1 号, 手机: 15996419816。

浅谈兴化地区输电线路防雷击跳闸的几点措施

姜 斌

(兴化市供电公司, 江苏 兴化 225700)

摘 要: 本文通过对兴化地区输电线路的雷击跳闸现状分析, 探讨了输电线路防雷的关键因素, 并提出针对性措施防雷击跳闸措施, 通过实例论述防雷措施所取得的成效。

关键词: 输电线路 故障 措施 成效

0 引言

在兴化经济大发展时期, 电力供应是经济发展的先决条件, 而雷击是对输电线路安全运行的最大威胁。处在极端天气频繁、环境污染较重的今天, 须多从举措解决问题成燃眉之急。

1 现状

1.1 八、九十年代前输电线路(35kV 及以上)稀少且大部分是低矮的砼杆, 线路对地距离很宽裕(极少有高大建筑物和高标准路桥)。进入大发展的二十一世纪, 辖区输电线路杆塔大都达到 21 米及以上, 加上兴化处长江中下游平原地带, 且低洼开阔, 对输电线路防雷提出了更高的要求。

1.2 低于设计规程要求

1.2.1 输电线路通道工业型污秽 2 级主要分布于沿路地段, 有 220kV 都顾线、110kV 帅东线及部分 35kV 线路, 其余 1 级污染主要分布于戴南科技园区、张郭、大垛工业园区及工业较发达的各镇区。兴化常见的自然污秽有: 尘土、沙尘暴、酸雾酸渍地带(戴南镇不锈钢及酸洗厂地区)。

1.2.2 工、农业发达地区, 输电线路经过雨水冲刷加上环境污染及农田耕种, 接地体地面部分逐渐出现锈蚀、损毁, 造成接触不良、接地电阻增大, 使线路整体绝缘下降, 且忽略防腐措施。

1.2.3 接地引下线与接地体之间都是采用非防盗 4.8 级 $\Phi 16$ 螺栓连接, 易松动, 巡线发现经常有失窃现象, 加上没有按设计规定进行规范施工, 接地体埋深普遍不够, 是引起雷击跳闸的又一成因。

1.3 35kV 线路绝缘水平较低导致其耐雷水平只有 20-30 千安, 所以全线架设架空地线对防雷不起作用。然而据统计, 输电线路因雷电引起的跳闸事故有 20%-30% 发生在 35kV 线路。

1.4 从线路雷击跳闸可以看出, 合成绝缘子棒, 包括合成绝缘子避雷器, 随着使用时间的推移, 裙叶逐渐老化, 憎水性衰减也在逐渐暴露, 造成对线路绝缘水平的下降。

1.5 现阶段采取的一般防雷措施

1.5.1 装设避雷线及降低杆塔接地电阻。

1.5.2 系统中性点采用经消弧线圈接地。

1.5.3 加强绝缘。

1.5.4 装设线路自动重合闸装置。

2 措施

2.1 鉴于目前输电线路杆塔普遍高大, 导线对地距离充裕, 对部分线路加装耦合架空地线。耦合架空地线虽然对绕击雷不起什么作用, 但在雷击杆塔顶部时起到雷电电流分流和耦合作用, 使雷电跳闸率降低很多。2009 年对 110kV 顾子线、35kV 唐营线、唐舍线全线加装了耦合架空地线后, 取得良好的效果。

2.2 通过将钢芯铝绞线改良为铝包钢绞线, 多回杆塔普遍采用双架空地线来减小保护角, 增强了泄流能力。

如图:

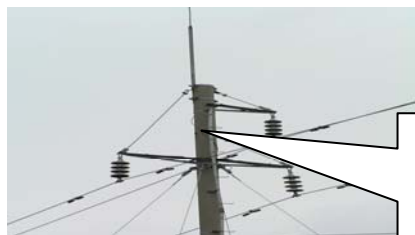


2.3 根据公式 $r_x = (h - h_x) \times 5.5 \div \sqrt{h} = (30 - 22) \times 5.5 \div \sqrt{30} \approx 8(\text{米})$

式中, r_x -保护范围, h -避雷针高度, h_x -被保护物高度。

可在经常发生直击雷(如崔垛镇和茅山镇)所在的 35kV 线路部分杆塔装设高 3.5 米的避雷针, 足够加强该杆塔所在附近导线、绝缘子范围的保护。

如图:



35kV 严崔线、
顾茅线等易受
雷击的杆塔增
设的避雷针

2.4 对污染区进行接地装置周期巡视, 接地电阻检测, 维护并造册备查, 随时做到心中有数。

2.5 接地装置改造、维护

2.5.1 接地引下线与接地体之间采用可卸式防盗螺栓, 爬梯整体逐步更换为防盗螺栓。

2.5.2 建议接地引下线地面部分采用镀铜处理, 考虑经费问题, 目前须加强巡视, 采取油漆防腐措施或及时更换。

2.6 目前普遍采用复合绝缘子。但其相对瓷瓶易脆化, 憎水性的衰减严重降低了线路的绝缘水平, 无形中增加了雷击率。

2.6.1 优先选用具有成功运行经验, 且质量稳定的产品。

2.6.2 建立合成绝缘子档案。在沿线污染最严重的地段, 结合线路停电, 以及一年一度的输电线路登杆清扫, 每 2-3 年选点登杆检查一次, 对运行合成绝缘子进行定期抽样检查, 如外观检查、憎水性检查。另外进行 50%机械负荷试验、伞裙对折试验、渗水试验、工频耐压试验、机械破坏负荷试验等, 并根据情况缩短检测周期, 制定详细的试验方法和判定规则, 掌握设备健康水平, 并且对发生跳闸的合成绝缘子, 影响安全运行的, 进行合成绝缘子更换。

2.6.3 开展在线缺陷绝缘子检测。利用红外热成像测温, 对于良好的合成绝缘子来说, 从高压端到接地端的表面温度变化不大, 一般不超过 $1-3^{\circ}\text{C}$, 且两端温度较高。任何超过这一范围的温度变化及温度分布形式都预示着故障的可能, 需对其进行外观

检测, 如有问题进行及时更换; 安装绝缘子在线监测仪等。

2.6.4 因为憎水性及污秽度是合成绝缘子性能下降的重要因素, 所以要进行污秽度测量, 计算伞裙的灰密。

2.7 采用不平衡绝缘法。双回路的绝缘子串片数形成差异, 使得雷击时绝缘子串片数少的回路先闪络, 闪络后的导线相当于地线, 增加了对另一回路导线的耦合作用, 提高了线路的耐雷水平使之不易发生闪络, 保障了另一回路的连续供电。

2.8 定期进行安全供电专项监督检查工作, 扎实开展大检查活动。建立 35kV 及以上输电线路保电巡视组织机构。

2.8.1 明确保电体系中人员的工作责任, 设置巡视小组, 按照要求组织设备巡视, 保证巡视质量; 掌握设备和周围环境, 及时发现缺陷和异常(特别是杆塔接地装置), 并积极消除职责范围内的缺陷。

2.8.2 结合输电线路运行健康水平实际情况, 经常开展节假日重大时段安全供电特巡工作, 对部分重要线路进行全方位特巡。

2.9 加强可视化标识牌管理, 由线路巡视人员广泛发放安全提示卡等手段来宣传教育, 促使市民爱护好、保护好电力设施, 始终保持输电线路健康水平。

2.10 完善激励制度和属地管理制度, 加强线路定期巡视, 使输电线路处于 24 小时全监控状态, 及时上报各类缺陷, 进行杆塔接地线装置状况统计, 始终保持输电线路健康运行。

3 结束语

通过输电线路避雷装置的技改, 加装耦合架空地线, 建立复合绝缘子档案, 完善激励制度和属地管理制度, 加大宣传力度, 保电巡视组织机构的建立等一系列措施, 对雷击跳闸事故率的下降起到了至关重要的作用。通过这几年的线路跳闸情况看, 采取防雷措施的线路跳闸次数明显下降, 成效较为显著。但由于恶劣天气增多及送电线路条数及长度的增加, 雷电跳闸率仍占跳闸事故的 30%左右。随着线路走廊日趋紧张, 线路杆塔高度不断攀升, 极端天气的日益加剧, 预防输电线路的雷击跳闸仍然是我们重点研究的课题。

作者简介:

姜 斌 (1970.03—), 男, 江苏兴化人, 工程师, 技师, 从事电网建设工作。

作者联系方式:

姜斌, 13805269111, 0523-80216220, 江苏省兴化市长安中路 72 号供电大厦, 225700。

耐压试验设备操作箱强制接地检测功能的实现

邹铁，徐青龙，归翠云

(苏州供电公司常熟检修分公司，江苏 常熟 215500)

摘要：简单介绍了交流耐压试验的重要性以及接地功能的分类，对电力生产现场试验仪器使用时的接地状况进行了回顾。为确保耐压试验操作箱的可靠接地，对现有的操作箱进行了集成，增加了强制接地检测确认环节。通过接地的前置控制，提高了现场仪器使用时的接地频率，保证了操作人员和电力生产的安全可控。

关键词：交流耐压；保护接地；强制接地；检测确认

0 概述

交流耐压试验是常规电气试验中应用非常平凡的项目之一，对电气设备进行直接电压考核，很大程度上是决定设备能否投入电网运行的关键依据！10kV 配电变压器、10kV 断路器是配电网中数量巨大的设备，在对他们进行交接试验或状态检修时，交流耐压试验项目必不可少。为了降低试验人员的工作强度，提高设备的携带方便性，一般将耐压试验设备在功能上分为三个部分，操作箱体部分、调压器部分、试验变压器部分，在设备就位到待试对象附近后，用试验接线将上述三个部分进行组装，使之成为一套有机的整体。由于交流耐压试验的试验电压值较高，为防止试验过程中出现试验对象击穿等异常现象，操作人员触及范围内的操作箱体、调压器外壳等必须可靠接地，以对操作人员提供必要的安全保护。根据国家的相关规程规定、设计规范[1]，接地可分为系统接地（工作接地）、保护接地、防雷接地（过电压保护接地）、防静电接地四大类，接地系统的作用是保护设备和人身安全，同时抑制外界信号的干扰。电力系统中的主变压器中性点接地运行方式就是工作接地的原理，而主变压器的外壳不同两点的接地要求则属于保护接地的范畴。

1 仪器保护接地现状

作为电力行业的生产运行部门，肩负着不间断地对电网所有设备进行诊断评估的重任，其一线生产班组配置了大量的、各种测试功能的仪器设备。这些仪器仪表的制造商都依据相关行业标准进行生产供货，通过了相应的 MC 认证。为了保护试验工作人员的安全，这些现场大量使用的试验仪器的金属外壳上都设置了相应的接地端子以供保护接

地之用，示意图如下：

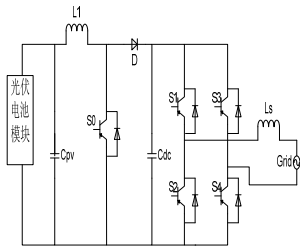


图 1：试验仪器接地

在使用仪器时，工作人员应该用合乎安规要求的接地线把仪器的接地端子和良好接地体连接起来，以保证工作人员的人身安全。目前，耐压试验设备的操作箱体接地也是这么设置的。

但根据安监部门的现场实际督察情况来看，很多工作人员为了图省事，时常忽略了接地端子的正确使用，使得接地端子失去了应有的作用。

2 仪器保护接地强制接地的实现

为了保护工作人员的安全，让耐压操作箱在未可靠接地的情况下无法受电，只有仪器可靠接地后，仪器方能受电并正常工作。实现耐压试验设备操作箱体强制接地检测功能。

2.1 强制接地实施方案一

不对操作箱体内部作任何改动，只在操作箱的电源输入接口添加强制接地装置，示意图如下：

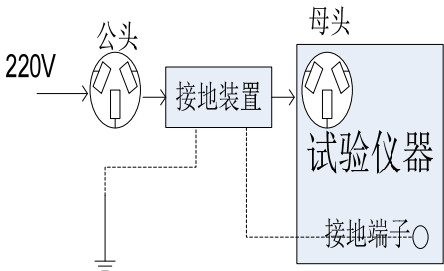


图 2：插片式强制接地装置框图

本接地装置的工作电源取自仪器的受电电源，接地装置上设一个接地端子，用来与仪器上的接地端子固定连接，装置还设有一接地卡槽，只有接地线的插片插入方能推动卡槽内的微动开关，微动开关被推至合位仪器供电电源通路方被开通，于是仪器开始正常工作。如果仪器未将接地插片插入，装置将进行语音提示“请正确接地”。强制接地装置内部简图如下：

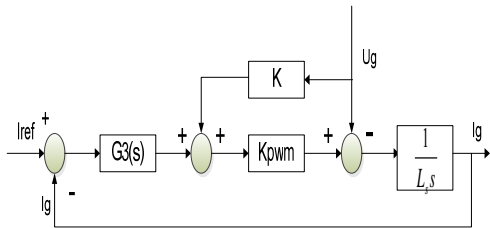


图 3：插片结构图

上述示意图中，插片和卡槽是紧密接触的，确保接地可靠。

本方案存在的缺点是，一是现场人员拔掉本强制接地装置，或者直接把插片插入，而接地端仍不接地，则本装置将失去既定功能！

2.2 强制接地实施方案二

将强制接地检测装置集成到操作箱体内，避免操作人员对其进行任何功能性规避，主功率电路框图改进如下图所示，

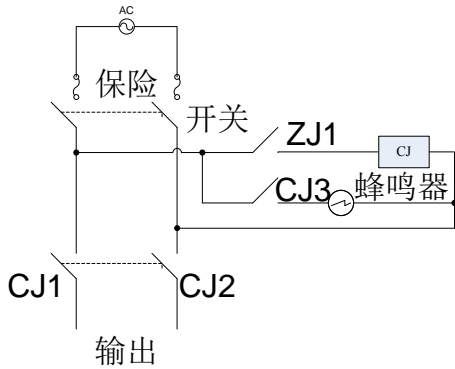


图 4：集成式主功率电路框图

进一步考虑接地确认问题，基于变电站中的所有金属件都是接地^[2]的这一假设前提，对接地确认装置进行了改良，增加了接地检测环节，其示意图如下所示：

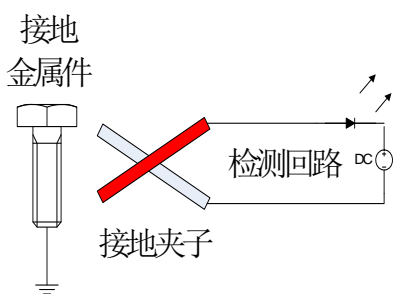


图 5：接地检测回路示意图

开发成功的实物夹子如下图所示：



图 6：接地检测回路实

上图中的夹子正常合位时，两个齿是不啮合的，因此在实际工作中，若不将接地夹子接到金属接地件上，则接地回路认为仪器未进行正确接地！从而不接通主回路。另外为了工作人员的安全，接地检测回路的供电电源选择为干电池供电，如果电池电量不够时，等效于未正确接地，不会误启动主功率电路部分。其它弱电供电回路则由市电调理而得。原理图如下所示：

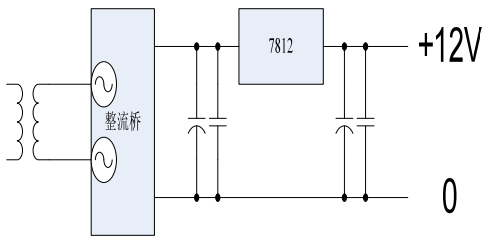


图 7：弱电控制电路图

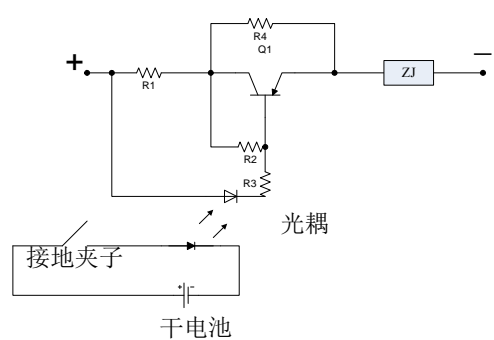


图 8：接地检测电路图

检测电路实物图如下所示：

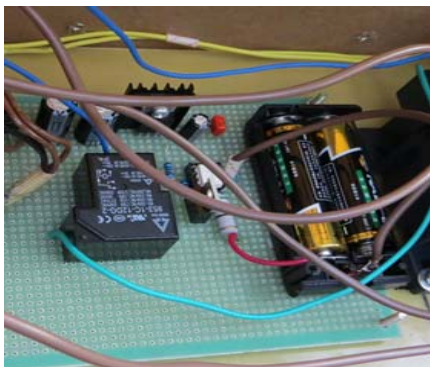


图 9：接地检测实物图

开发成功的操作箱体及调压器如下图所示：



图 10：集成装置实物图

3、结论

通过对耐压操作箱进行集成，增加接地检测确认功能，在操作箱被接地可靠的情况下，仪器主功率电路部分方能受电开始工作，如果接地夹子未接到金属件上可靠接地，则主电路部分不得电，且蜂鸣器报警提示。开发成功的强制接地装置能对仪器的安全使用进行强制管理，确保现场一线工作人员仪器使用的安全性，杜绝现场因仪器使用而发生的习惯性违章现象。

参考文献：

[1] DL/T620-1997 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》.

[2] DL/T621-1997 《交流电气装置的接地》.

作者简介：

邹 铁（1974—），男，江苏常熟人，工程师，高级技师。
徐青龙（1978-），男，江苏盐城，研究生，高级工程师，高级技师，研究方向为：高压电气试验。

母线充电引起的铁磁谐振过电压的分析和预防

吴菲汝

(兴化市供电公司, 江苏 兴化 225700)

摘 要: 本文通过对某 220 千伏变电站 35 千伏母线充电引起的铁磁谐振过电压的异常分析, 从理论上阐述了中性点不接地系统中, 在对母线充电时铁磁谐振过电压产生的原因, 并提出了正确的判断和处理方法, 对有效的预防铁磁谐振过电压的发生和及时处理故障, 防止事故扩大有重要的意义。

关键词: 母线 充电 中性点不接地系统 铁磁谐振 过电压

0 引言

在中性点不接地系统中, 当对只带电压互感器的空母线充电时, 如果没有选择合理的运行方式和操作方式, 母线对地电容与母线电压互感器的电感组成谐振回路, 在一定外部条件下激发铁磁谐振。发生铁磁谐振事件, 不但会给电力设备和系统安全运行带来危害, 还严重危及人身安全, 必须予以足够重视和防范。

1 铁磁谐振发生经过

2006 年 4 月 20 日, 220 千伏某变电站建成投运, 在设备启动过程中, 当用主变 1 号主变 301 开关对 35 千伏空母线充电时, 出现 35 千伏三相对地电压不平衡, A、B、C 相电压分别为 28、38、16 千伏, 同时伴有“35 千伏母线接地”信号, 开关室内有周期性嗡嗡异常响声, 当时疑是 35 千伏 C 相接地, 后经检查分析认为此异常的原因是发生了铁磁谐振现象, 由于及时排查, 处理得当, 避免了局部因谐振现象造成母线电压持续升高而造成电压互感器铁芯饱和发热烧毁, 熔断器熔断的后果发生。

2 母线充电时铁磁谐振产生的原理

电力系统中电感元件和系统的电容元件在一定的能源作用下, 特定参数配合的回路就会出现谐振现象。中性点不接地系统中, 为了监视绝缘, 变电所的母线接有电压互感器, 并且其一次绕组接成星形, 中性点直接接地。正常运行时, 由于三相对称, 电压互感器的励磁阻抗很大, 感抗大于容抗, 此时不具备线性谐振条件, 回路保持稳定状态。但当对母线充电空载合闸时, 电源电压有所升高时, 或电感线圈中某相出现涌流时, 就有可能使铁芯饱和, 其感抗值减小, 当感抗等于容抗时, 即满足了谐振条件, 在电感和电容两端便形成过电压, 回路电流的相位和幅值会突变, 发生磁谐振现象。由于

该相压变感抗变小, 导致母线三相负载不对称, 从而出现了中性点电压偏移, 三相负载电压不对称, 所以出现“35 千伏母线接地”信号。此次谐振现象是由于应该由于压变感抗变小, 和母线对地电容恰好出现参数上的匹配而产生谐振。

3 母线充电时铁磁谐振产生的迹象

中性点不接地系统中, 母线充电时发生铁磁谐振过电压较明显的现象为系统有接地信号, 电压表计指针不停地摆动, 电气设备有较强烈的电晕声, 在变电所内的表现形式为:

- 3.1 三相电压严重不对称, 一相或几相不规则地升高, 甚至超过线电压值, 指针可能满偏或摆动;
- 3.2 现场设备检查可以听到压变有异常声音;
- 3.3 在发生谐振时, 电压互感器一次励磁电流急剧增大, 高压熔断器熔丝可能熔断, 发出母线“35 千伏母线接地”信号, 但却没有发生明显的接地迹象。

4 母线充电时产生铁磁谐振的处理

当出现空母线谐振时, 不宜拉开电压互感器的隔离刀闸, 应考虑增大母线电容和并联电感来破坏谐振的条件, 可使三相电压恢复平衡。当谐振发生时, 严禁合上谐振激发电源的开关, 以防止电压互感器爆炸。

- 4.1 在可能的情况下, 应优先考虑令现场值班人员合上空母线上的空载变压器或无源线路, 以改变参数, 消除谐振。
- 4.2 断开充电断路器, 改变运行方式。
- 4.3 投入母线上的线路, 改变运行方式。
- 4.4 投入母线上的备用变压器或所用变压器。
- 4.5 投、切电容器或电抗器。
- 4.6 在确认谐振的情况下, 可令现场值班大员拉开激发电源开关的电源侧闸刀, 消除谐振。

需要注意的是经受过数分钟谐振过电压的电压互感器，在谐振消除后不得投入运行。

谐振发生时，值班调度员应果断、迅速进行处理。并在处理告一段落后向上级领导汇报。

5 防止母线充电时产生铁磁谐振的措施

铁磁谐振发生的根本原因是有铁芯的电感线圈和有电容的电气设备组成一定的电路，且在特定条件下引起谐振。因此，在对母线充电前应在设备方面和人员方面做好防范铁磁谐振过电压的措施，具体可归纳为：

5.1 设备方面

5.1.1 增大回路的阻尼效应

在电压互感器开口三角绕组两端接入阻尼电阻或短接。谐振时，互感器高压绕组中将流过零序电流，在开口三角绕组两端要感应出零序电压。当接入阻尼电阻时，将流过感应零序电流，它对高压绕组将产生去磁作用，能抑制谐振。

5.1.2 采用励磁特性较好的电压互感器

由于铁磁谐振过电压是由于电磁式电压互感器电感过饱和引起的，所以降低铁芯的设计磁通密度，改善它的励磁特性，是最为彻底和有效的。

5.1.3 改变参数躲开谐振区

在中性点不接地系统中，中性点经消弧线圈接地，能够帮助瞬间接地电弧的熄灭，从而有效的防止单相弧光接地引起的过电压。

5.2 提高人员素质方面

在人员方面，加强培训，提高调度、变电值班人员业务素质，熟悉掌握铁磁谐振过电压发生机理、现象、处理原则等，在新变电所投运、设备检修调试操作方案上要充分考虑谐振发生时的应对步骤，并做好事故预想，有备无患。在操作中，监控人员和运行人员应严密监视表计、信号动作情况，要能即时正确判断故障迹象并及时处理故障，了解事故时虽然都伴有“单相接地信号”，谐振和单相接地的区别。

5.3 改进操作方式方面

灵活使用操作方式。对母线合闸充电操作时，事先投入某些线路或变压器等设备，以破坏谐振匹配的条件；合闸充电前先断开母线压变，相当于断开了谐振电感，待充电正常后再投入；但前者不符合送电倒闸操作中从电源到负荷逐级合闸的原则规定，后者又会短时间失去母线电压监视和接地告

警监视。另外母线充电后立即投入计划送电的线路或变压器等设备，这是尽快消除操作谐振过电压的直接有效的措施，但此时压变已遭受了谐振过电压和过电流危害。上述操作方式实践证明对消除谐振效果很好，但均存在一定局限性，建议在已出现谐振或无法避免谐振时灵活使用。操作中应事先做好事故预想，如出现谐振过电压现象，如压变及母线回路声音异常、电压表指示不正常升高、接地故障告警等应立即采取相应措施，消除谐振。

6 结论

总之，在对母线充电时，尤其在对只带电压互感器的空母线充电的操作中，如果没有选择合理的运行方式和操作方式，很容易发生铁磁谐振过电压事故。如果对铁磁谐振分析、认识不足，会受虚幻接地干扰、误导了运行操作和事故分析，往往反复查找测试又找不出接地点，延误了设备的事故处理和恢复正常运行。另外在系统中产生铁磁谐振过电压，会危及所接电气设备绝缘。因此在一定条件下应考虑设备方面防止铁磁谐振的产生，并在人员操作中做好防止电压互感器发生铁磁谐振的措施，对保证电网的安全运行具有及其重要的意义。

参考文献：

- [1] 电力系统运行操作和计算 [M]. 沈阳:辽宁科学技术出版社, 1996.
- [2] 周泽存. 高电压技术 [M]. 北京:水利电力出版社, 1988.
- [3] 杜斌, 赵峰, 高亚栋, 等. 10kV 系统中切除并联电容器时的重燃过电压研究. 高压电器, 2004, 40 (4): 255~258.
- [4] 黄秀清, 张岚先, 嘉红贤, 等. 真空断路器操作过电压的分析与限制措施. 有色设备, 2004, (3): 27~32.

作者简介：

吴菲汝 (1970.01—)，女，江苏常州人，工程师，调度技师，从事电网调度工作。

注：（作者联系方式：吴菲汝，13912090568，xhfyt@126.com，江苏省兴化市长安中路 72 号供电大厦，225700。）

变电站常见死区故障刍议

刘京津

(江苏省电力公司检修分公司, 江苏南京 211100)

摘 要: 本文归纳总结了 220kV 变电站中几种典型的、常见的保护死区故障(即各类开关与开关流变之间的死区故障), 主要包括出线开关与出线流变之间的死区故障、主变开关与流变之间的死区故障、母联开关与母联流变之间的死区故障等。在分析阐述了几种常见死区故障的产生原因与保护逻辑的基础之上, 针对这几种常见的死区故障, 从增加一次设备的角度探讨了改善方法, 缩小保护死区故障的影响范围, 并强调了在处理这些死区故障时应当引起重视的注意事项。

关键词: 变电站; 死区故障; 差动保护; 失灵保护; 开关失灵

0 引言

随着“三集五大”体制改革的不断深入^[1-2], 变电站运维人员工作管辖的电网设备范围越来越广, 电网设备规模越来越大, 电网设备类型也越来越多, 因而电网系统的稳定可靠运行变得愈加重要。变电站运维工作人员对于继电保护装置应掌握的要求也越来越高。

目前, 220 kV 变电站通常采用双母线或双母线带旁路的主接线方式, 断路器只在一侧装设一组流变。由于一次设备接线方式导致继电保护装置对变电站一次设备的保护范围上存在“盲区”, 被保护元件在某一特定的小范围内(常发生在各类断路器与断路器流变之间)发生故障后, 必须经延时的后备保护切除, 这类故障称之为死区故障^[3]。

常规的 220kV 变电站一次设备接线中典型死区故障一般分为三种: ①出线断路器与出线流变之间的死区故障; ②主变断路器与流变之间的死区故障; ③母联断路器与母联流变之间的死区故障^[4]。一旦发生死区故障不能及时切除, 或者不能准确切除, 对电网系统的稳定运行影响较大^[5-7], 本文就这三种典型死区故障存在的问题与保护动作逻辑进行了简要分析, 并探讨了如何从增加一次设备的角度实现缩小死区故障的影响范围。

1 出线断路器与流变之间的死区故障

1.1 常规线路保护的逻辑分析

如图 1 所示: 当出线断路器与出线流变之间的 A 点发生故障时, 该故障点属于母差保护范围, 不属于线路保护范围。母差保护动作跳开母线所连接的出线断路器后, A 点故障仍然存在, 此时图 1 中

的 A 点对母差保护来说就意味着死区故障点。

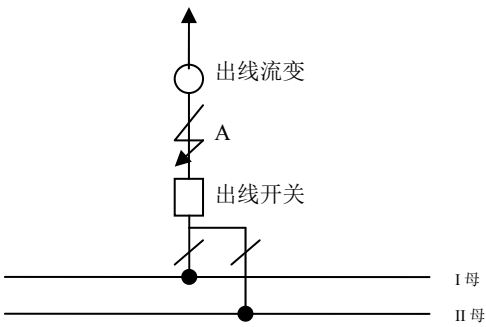


图 1 出线开关与流变之间死区故障示意图

在配置光纤纵联或光纤纵差的线路保护中, 通常是利用母差保护来启动故障线路的线路保护中的分相操作箱中永跳继电器 TJR, 远跳对侧断路器, 从而切除该死区故障。对高频保护为主保护的线路来说, A 点虽属于反方向故障, 但利用 TJR 接点来驱动收发讯机停信, 从而让对侧高频保护及时动作切除该死区故障。由此可见, 母差保护远跳回路的整体配合构成了彻底切除死区故障的关键。但是, 考虑到远跳直接出口回路的可靠性尚不太高, 在现场实际工作中有可能出现误跳对侧线路断路器的可能, 因此一般情况下, 远跳通道传送的远跳信号并不能直接用于跳闸, 还需要对侧的就地判别加以确认后, 方可出口跳闸。

1.2 对线路保护死区故障的改进探讨

在出线断路器两侧各安装一组流变, 如图 2 所示, 其中靠近母线侧的流变 CT1 接入线路用的保护, 而线路侧的流变 CT2 接入母差用保护, 并且母差保护和线路保护都加入低电压闭锁功能(电压分别取自母线压变和线路同期用压变)。发生死区故障时, 分段跳开相应断路器切除死区故障。

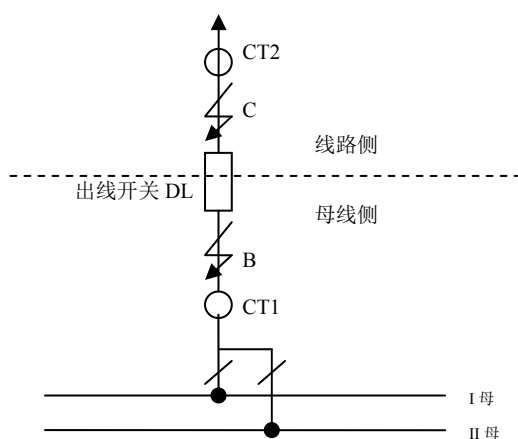


图 2 出线开关与双流变死区故障示意图

当两流变之间(B 点或 C 点)发生故障时, 线路差动继电器和母线差动继电器均启动, 并且分两阶段分别断开相应断路器(如不分阶段跳闸, 势必会造成两差动保护同时动作), 过程如下:

1) B 点故障发生故障时:

①首先跳开出线断路器 DL;

②线路侧电压恢复正常, 闭锁线路侧差动保护, 由母差保护跳母线上所有间隔的断路器来隔离故障。

2) C 点故障发生故障时:

①首先跳开出线断路器 DL;

②母线侧电压恢复正常, 闭锁母差保护后继续跳对侧断路器来隔离故障。

从上面分析来看, B 点故障时, 跳开本线路断路器 DL 及同母线上所有间隔的断路器, 并闭锁线路对侧断路器; C 点故障时, 只需跳开出线断路器即可, 避免母差保护动作跳开母线上所有间隔的断路器, 减小了事故影响范围。

2 主变高压侧断路器与流变之间的死区故障

2.1 常规保护逻辑分析

如图 3 所示: 当主变断路器与流变之间的 D 点发生故障时, 该点故障在主变差动保护范围外, 却在母差保护范围内, 母差动作后切除主变 220 kV 侧断路器, 但在中低压侧有电源的情况下, D 点故障仍然存在, 因此图 3 中 D 点属于母差保护死区。

在老式的变压器保护设置中, 只能依靠主变后备保护来切除故障: 由于母差保护动作切除该母线上所有连接的断路器后造成主变 220 kV 侧交流电

压消失, 220 kV 侧方向阻抗保护及零序方向保护均失去作用, 220 kV 侧复合电压闭锁过流保护也可能失去作用, 因此后果较为严重。直至变压器微机保护六统一及十八项反措要求实施以来, 我们采取母差保护动作后与高压侧失灵保护中的电流判别和 50ms 延时进行联跳主变三侧开关, 才能切除 D 点故障。

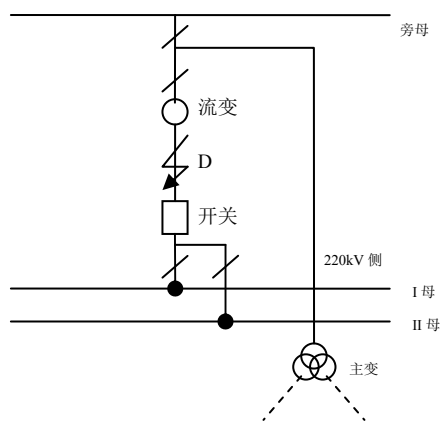


图 3 主变开关与流变之间死区故障示意图

2.2 对主变保护死区故障的改进探讨

如图 4 所示: 在主变断路器两侧各装设一组流变, 其中母线侧的流变 CT1 接入主变差动用保护, 而主变侧的流变 CT2 接入母差用保护, CT1、CT2 的差动保护加入低电压闭锁功能, 电压分别取自 220 kV 母线压变及 110 kV 母线压变。发生死区故障时, 分段跳开相应断路器切除死区故障。

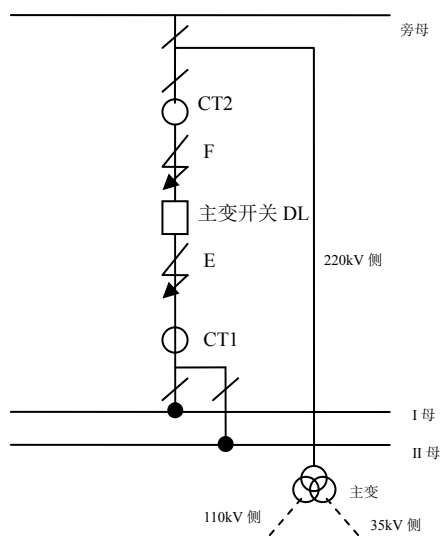


图 4 主变开关与双流变之间死区故障示意图

保护动作逻辑: 第一阶段跳开主变高压侧断路

器 DL，第二阶段跳开主变中低压侧断路器或同母线上所有间隔的断路器。

1) E 点故障时，母线差动、主变差动继电器均启动。分两阶段跳闸：先跳开主变高压侧断路器 DL 后，母线满足低电压条件，第二阶段跳开母线上所有间隔的断路器并闭锁主变中低压侧断路器。

2) F 点故障时，母线差动、主变差动继电器均启动。分两阶段跳闸：先跳开主变高压侧断路器 DL 后，母线上电压恢复正常，闭锁了母线差动保护，由主变差动保护在第二阶段继续跳主变中低压侧断路器从而隔离故障。

因此，E 点故障时，跳开主变高压侧断路器及同母线上所有间隔的断路器，较单流变死区故障由后备保护切除时间相对缩短；F 点故障时，不用跳开同母线上所有间隔的断路器，只需跳主变断路器，较单流变死区故障减小了事故影响范围。

3 母联断路器与流变之间的死区故障

3.1 常规保护逻辑分析

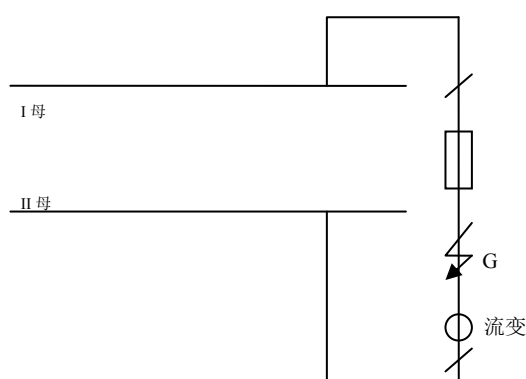


图5 母联开关与流变之间的死区故障示意图

一般来说，母差保护由1个大差元件、2个小差元件组成；大差作为起动元件，用以区分母线区内外故障；小差作为故障母线的选择元件，用于判别哪段母线发生故障。大差元件不需计算母联电流，也不需判别每一支路是运行于I母还是II母，而I母小差、II母小差元件则需要计入母联电流，需要判别每一支路是运行于I母还是II母。母联开关辅助接点位置作为微机型母差保护的开入量，向母差保护提供母联开关位置信息。母联流变 CT 电流回路向母差保护提供母联间隔二次电流，供母差保护小差计算及母联失灵判据。

目前，实际生产现场中的母联单元一般只安装1组电流互感器，当母联开关和流变之间发生死区

故障时，单单依靠母差保护的动作不能有效切除故障。如图5所示：当G点发生故障时，对II母的母差保护来说为外部故障，II母的母差保护不会动作，此时由I母的母差保护动作跳开母联开关及I母上的所连接的所有间隔断路器，但G点故障仍不能切除。

针对这种在母联开关与流变之间的死区故障，目前国内主要保护厂家一般采用经过跳母联的整定延时后检测母联断路器的位置：若母联开关处于跳位，则母联流变电流不记入II母小差计算，从而破坏II母小差的电流平衡，II母的母差保护动作跳开II母上的所连接的所有间隔断路器，从而切除G点故障；若没有把母联的跳位接点引入保护装置，或者保护没有识别到母联断路器的位置，则发生母联开关与流变之间的死区故障时，保护自动按母联开关失灵来处理，利用在死区故障时母联故障电流一直存在和母差动作不返回的条件，依靠母联断路器失灵保护切除故障，经过整定的延时跳开II母上的所连接的所有间隔断路器。

由此可见，G点发生死区故障时，理想情况是切除母联开关和II母上所有间隔的断路器即可，而不用切除I母上各间隔开关。但是在实际现场中，却先切除母联开关和I母上各间隔开关，后切除了II母上所有间隔的开关。因而，当发生母联开关与流变之间的死区故障时，故障的影响范围较大。

3.2 对母线保护死区故障的改进探讨

如图6所示：在母联断路器两侧各安装一组流变：其中流变 CT1 接入I母小差，而流变 CT2 接入II母小差，并且两小差都加入低电压闭锁功能(电压取自I、II母的母线压变)，发生母联开关与流变间的死区故障时，分段跳开相应的断路器从而切除死区故障。

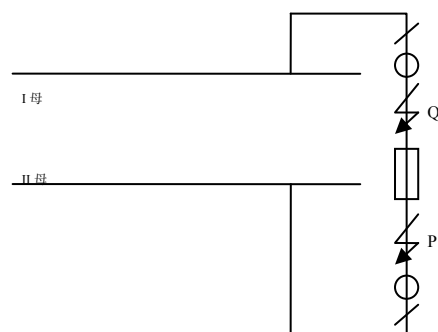


图7 母联开关与双流变之间的死区故障示意图

P点发生死区故障时，母联断路器先跳开后，I

母上的电压恢复正常，闭锁 I 母差动保护，由 II 母差动保护第二阶段跳开 II 母上所有间隔的断路器，从而隔离 P 点死区故障；

Q 点发生死区故障时，母联断路器先跳开后，II 母上的电压恢复正常，闭锁 II 母差动保护，由 I 母差动保护第二阶段跳开 I 母上所有间隔的断路器，从而隔离 Q 点死区故障。

从上面的分析来看，此法在处理母联开关与流变之间的死区故障时，只需切除母联断路器和故障母线上各间隔的断路器即可，无需跳开非故障母线上各间隔的断路器，从而大大缩小了发生母联死区故障时的影响范围。

因而，在变电运维日常巡视工作中，运行人员应重点关注微机母差保护的运行方式是否符合现场实际运行方式，母联开关的分合状态是否与现场实际运行方式相符，保护的母线分列运行压板及互联运行压板位置是否正确，母差保护大电流端子位置是否正确，二次电流有无异常，母差保护差流是否正常等。在切换母联 TA 大电流端子时，应保证端子切换正确，接触良好。

4 结论

本文归纳总结了 220kV 变电站中三种常见的保护死区故障，在分析几种常见保护死区故障产生原因与保护动作逻辑的基础之上，针对这几种常见死区故障，从增加一次设备的角度上探讨了如何在死区故障发生时缩小影响范围，从变电运维的角度更深入全面地剖析了二次系统，并强调了在处理这些死区故障时应当引起运维人员重视的注意事项。

参考文献：（范例：如左侧第 3 段中的文献标识如下）

- [1] 刘振亚,张启平. 国家电网发展模式研究 [J]. 中国电机工程学报, 2013,33(7) : 1-10.
- [2] 舒印彪. 我国特高压输电的发展与实施 [J]. 中国电力, 2005,38(11) : 1-8.
- [3] 尹项根,曾克娥. 电力系统继电保护原理与应用[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2003.
- [4] 许建安. 电力系统微机继电保护[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2001.
- [5] 刘枫,荆秋锋等. 主变压器中压侧后备保护改进设计[J]. 电力系统自动化, 2012,36(21) : 118-120.
- [6] 刘奇,林少华等. 220kV 母线保护动作分析及事故处理[J].

电力系统保护与控制, 2010,38(17) : 153-157.

- [7] 俞胜,马继政等. 一种线路死区的保护方式 [J]. 电力系统保护与控制, 2008,36(23) : 113-115.

作者简介：

刘京津（1983—），男，江苏涟水，工程师，从事变电运维与故障诊断方面的研究工作。

（Email: supersupertycoon@163.com）。

基于暂态地电波、超声波、特高频检测的开关柜局部放电综合定位方法

施景垒¹王晨¹陶加贵¹肖雷¹ 宋方²

江苏省电力公司电力科学研究院 南京 211103 2. 上海华乘电气科技有限公司 上海 200000)

摘 要: 提出了开关柜内部局部放电暂态地电波、超声波、特高频综合定位方法, 通过对三种检测信号放电幅值比对、谱图相位解析, 分析其放电类型。利用放电时产生的电磁波在空间传播的时延分析, 结合开关柜内部物理结构, 对故障进行了精确定位。为开关柜巡检及制定相应的检修策略提供了依据, 通过现场解体验证了该方法的可靠性。

关键词: 开关柜 局部放电 超声波 特高频 暂态地电波 定位

0 引言

局部放电是指电气设备绝缘结构中某个区域内出现的放电现象, 这种放电只是绝缘结构在该区域内被破坏, 主绝缘并未发生贯穿性击穿, 但若局部放电长期存在, 在一定条件下可造成设备主绝缘电气强度的下降和损坏。绝缘结构中若存在局部电场较高(场强分布不均), 或制造工艺不完善、运行中绝缘有机物分解、固体绝缘受机械力作用发生开裂等原因形成缺陷, 运行中的这些部位就容易出现绝缘击穿、发生局部放电。

目前根据检测原理和手段的不同, 常用的开关柜局放检测方法有地电波法、超高频法以及超声波法等。电科院为深入排查治理设备安全隐患, 及早发现和消除设备事故隐患, 使用以上先进检测手段对部分 500kV 变电站的开关柜开展带电检测, 确保设备状态可控、在控, 保证迎峰度夏期间电网运行安全。

1 局部放电检测原理

局部放电是一种脉冲放电, 它会在电力设备内部和周围空间产生一系列的光、声、电气和机械的振动等物理现象和化学变化。这些伴随局部放电而产生的各种物理和化学变化可以为监测电力设备内部绝缘状态提供检测信号。

1.1 地电波法 (TEV)

局部放电发生时, 放电电量先聚集在与放电点相邻的接地金属部分, 形成电流脉冲并向各个方向传播, 对于内部放电, 放电电量聚集在接地屏蔽的内表面, 然后经屏蔽层的破损处传输到设备外层,

再经过金属箱体的接缝处或气体绝缘开关的衬垫传播出去, 同时产生一个地电波, 沿着设备金属箱体外表面而传到地下去, 频率在 (0~100MHz)。通过电容耦合传感器能够检测到这种地电波信号, 从而对电力设备局部放电状况进行检测, 该方法在开关柜局放检测过程中使用效果明显。

1.2 超声法 (AE)

电力设备内部产生局部放电信号的时候, 会产生冲击的振动及声音。超声波法(AE)通过在设备腔体外壁上安装表贴超声波传感器或者通过空气超声波传感器来测量局部放电信号。该方法的特点是传感器与电力设备的电气回路无任何联系, 不受电气方面的干扰, 但在现场使用时易受周围环境噪声或设备机械振动的影响。由于超声信号在电力设备常用绝缘材料中的衰减较大, 超声波检测法的检测范围有限, 但具有定位准确度高的优点。

1.3 超高频法 (UHF)

电力设备绝缘体中绝缘强度和击穿场强都很高, 当局部放电在很小的范围内发生时, 击穿过程很快, 将产生很陡的脉冲电流, 其上升时间小于 1ns, 并激发频率高达数 GHz 的电磁波。局部放电检测超高频 (UHF) 法基本原理是通过 UHF 传感器对电力设备中局部放电时产生的超高频电磁波信号进行检测, 从而获得局部放电的相关信息, 实现局部放电监测。根据现场设备情况的不同, 可以采用内置式超高频传感器和外置式超高频传感器。由于现场的晕干扰主要集中在 300MHz 频段以下, 因此 UHF 法能有效地避开现场的电晕等干扰, 具有较高的灵敏度和抗干扰能力, 可实现局部放电带电检测、定位以及缺陷类型识别等优点。

2 检测案例

2.1 初测情况

2014 年 05 月 22 日,在对某 500kV 变电站进行带电检测过程中,使用四合一综合局放巡检仪(PD-04)发现,该变电站 35kV 开关柜 0 号所用变 311 开关、35kV 开关柜 1 号主变 301 开关、35kV 分段 380 开关、35kV 分段 3802 刀闸存在疑似放电信号。

2.1.1 35kV 开关柜 0 号所用变 311 开关

35kV0 号所用变 311 开关柜超声波幅值达到 8dB (背景-10dB),已达到标准[1]建议的异常标准。超高频幅值达 50dB (背景 0dB),从图谱上分析疑似为电晕放电。另外 35kV0 号所用变 3115A 高压熔丝柜后柜也测到特高频信号,幅值为 39dB 小于 35kV0 号所用变 311 开关柜,该信号可能来自于 35kV0 号所用变 311 开关柜。以上两开关柜地电波数据均无异常。

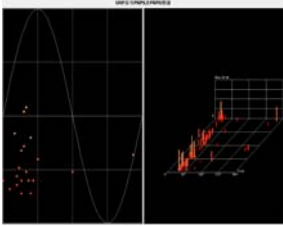
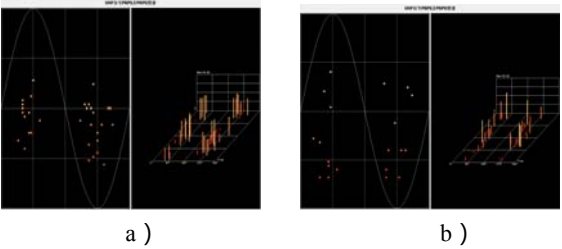
综合以上情况初步判断信号可能来自于 35kV0 号所用变 311 开关柜后柜,且可能为电晕放电或悬浮放电,亦有可能存在多点放电。但局部放电点还需要后续定位,此次检测所使用的巡检设备无法判断该局部放电放电类型及缺陷等级。

表 1 是某变电站 35kV 开关柜 0 号所用变 311 开关初测时超声波数据

表 1 开关柜超声数据

序号	开关柜名称	超声测试 (dB)	
		前最大值	后最大值
1	35kV0 号所用变 311 开关	-1	8
2	35kV0 号所用变 3115A 高压熔丝	-10	-10
以上两柜相连			

图 1 是某变电站 35kV 开关柜 0 号所用变 311 开关初测时超高频数据



c)

图 1 a):35kV0 号所用变 311 开关 (前柜)

b):35kV0 号所用变 311 开关 (后柜)

c):35kV0 号所用变 3115A 高压熔丝柜

2.2.1 35kV 开关柜 1 号主变 301 开关、35kV 分段 380 开关、35kV 分段 3802 刀闸

1 号主变 301 开关柜超声波幅值达到 10dB (背景-10dB),已达到标准建议的异常标准,但该柜特高频无信号此类放电可能是沿面放电。而相连的 35kV 分段 380 开关柜、35kV 分段 3802 刀闸开关柜均测到特高频放电信号幅值分别为 50dB 和 54dB 且从图谱上看为同一信号源,信号在工频相位的正、负半周均有出现,且具有一定对称性,可能为悬浮放电。

综合上述情况 1 号主变 301 开关柜放电信号与相连的 35kV 分段 380 开关柜、35kV 分段 3802 刀闸开关柜放电信号不是同一放电信号,可能存在多点放电。

1 号主变 301 开关柜后柜测到的超声放电信号基本判断来自于柜体内部。35kV 分段 380 开关柜、35kV 分段 3802 刀闸开关柜测到的特高频信号无法判断信号来源,需使用精确定位仪器进一步定位判断缺陷类型。

表 2 开关柜超声数据

序号	开关柜名称	超声测试 (dB)	
		前最大值	后最大值
1	1 号主变 301 开关	-10	10
2	35kV 分段 380 开关	-10	-10
3	35kV 分段 3802 刀闸	-10	-10
以上两柜相连			

图 2 是 35kV 分段 380 开关、35kV 分段 3802 刀闸初测时超高频数据

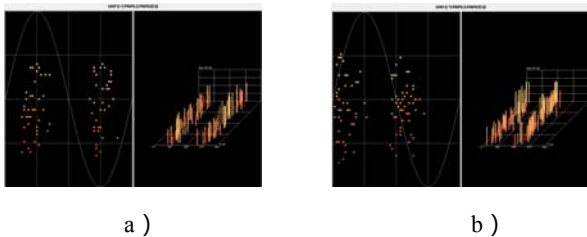


图 2 a):35kV 分段 380 开关
b):35kV 分段 3802 刀闸

2.2 复测情况

2014 年 7 月 9 日，工作人员对此变电站带电检测复测，确定 35kV 分段 3802 刀闸及 35kV 0 号所用变 311 开关柜体存在局部放电信号。

2.2.1 35kV 分段 3802 刀闸超声波检测

检测发现 35kV 分段 3802 刀闸柜体背部存在局部放电，超声波最大幅值为 21dB，达到标准规定的缺陷标准。

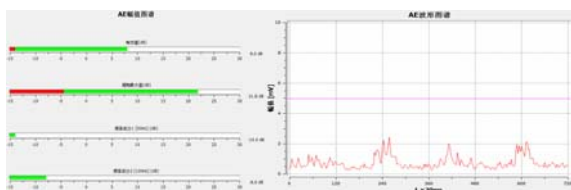


图 3 幅值图谱 波形图谱

2.2.2 35kV 分段 3802 刀闸超高频检测

检测发现 35kV 分段 3802 刀闸柜体背部存在局放信号，超高频最大幅值为 54dB，从放电图谱上分析疑似内部存在悬浮放电。

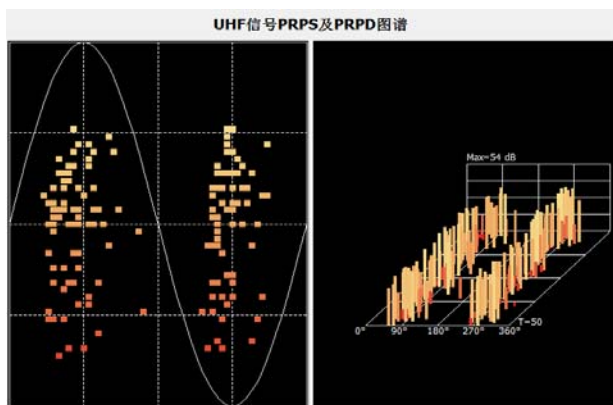


图 4 “35kV 分段 3802 刀闸” 特高频测试数据

2.2.3 35kV 分段 3802 刀闸定位放电区域

采用特高频发进行测试，多周期测试数据见图 5；

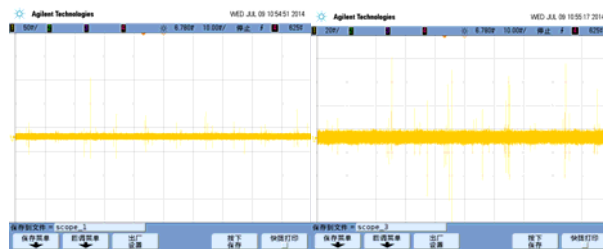


图 5 “35kV 分段 3802 刀闸” 特高频多周期测试数据

根据多周期测试数据结合巡测数据确定在“35kV 分段 3802 刀闸”内部有放电现象存在；定位测试现场测试照片见图 6；定位测试数据见图 7。



图 6 “35kV 分段 3802 刀闸” 放电信号定位照片

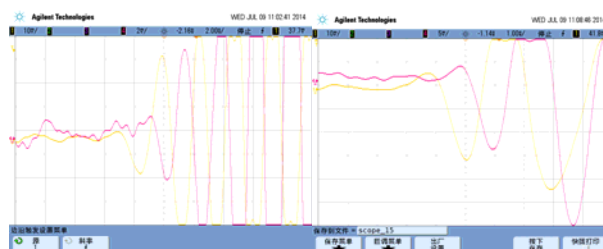


图 7 “35kV 分段 3802 刀闸” 放电信号定位数据

根据定位数据分析，怀疑信号来自图 8 中标注的位置；



图 8 “35kV 分段 3802 刀闸” 放电信号源位置

2.2.4 35kV 0 号所用变 311 开关超声波检测

检测发现 35kV 0 号所用变 311 开关柜体存在局部放电，超声波最大幅值为 21dB，达到标准规定的缺陷标准。

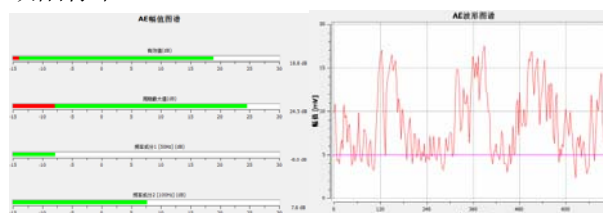


图 9 “35kV 0 号所用变 311 开关” 超声波测试数据

2.2.5 35kV0 号所用变 311 开关超高频检测

检测发现 35kV0 号所用变 311 开关柜体存在局放信号，超高频最大幅值为 54dB，从放电图谱上分析疑似内部存在悬浮放电。

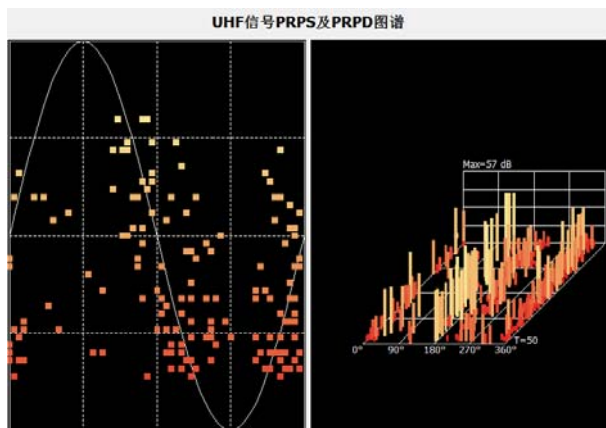


图 10 “35kV 0 号所用变 311 开关” 特高频测试数据

2.2.6 35kV0 号所用变 311 开关定位放电区域

采用特高频发进行测试，多周期测试数据见图

11

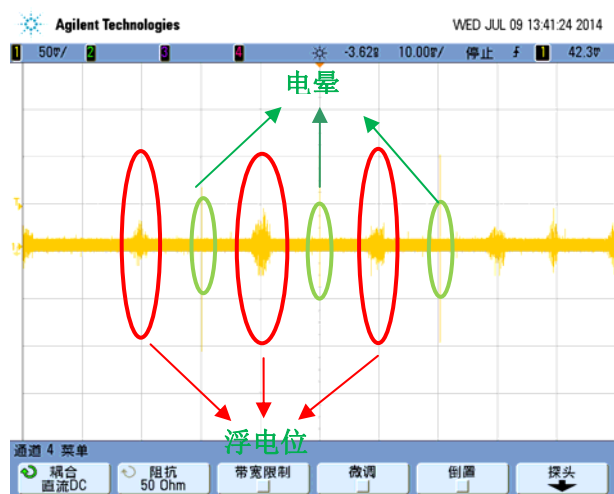


图 11 “35kV 0 号所用变 311 开关” 特高频多周期测试数据

根据多周期测试数据结合巡测数据确定在“35kV 0 号所用变 311 开关”内部有两种放电类型存在，分别对两种放电信号进行定位，首先对幅值较大的浮电位信号进行定位，定位测试照片见图 12；定位测试数据见图 13；



图 12 “35kV0 号所用变 311 开关” 浮电位信号定位照片

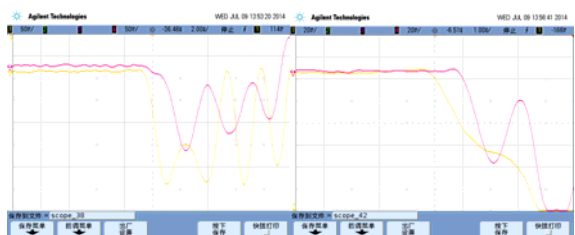


图 13 “35kV0 号所用变 311 开关” 浮电位信号定位数据

根据浮电位定位数据分析信号来自图 12 中标记的位置，对定位的位置点进行观察，疑似有放电痕迹存在，疑似放电痕迹见图 14；

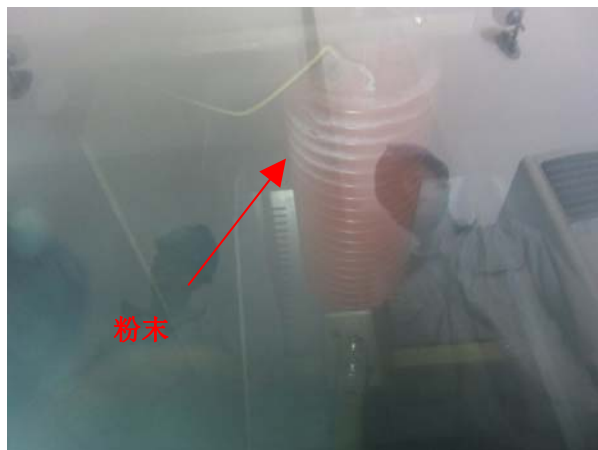


图 14 浮电位信号疑似放电痕迹

对幅值较小的电晕放电信号进行定位，特高频定位测试照片见图 15；特高频定位测试数据见图 16；特高频、超声波对应数据见图 17；



图 15 “35kV0 号所用变 311 开关” 电晕信号定位照片



图 16 “35kV0 号所用变 311 开关” 电晕信号定位数据

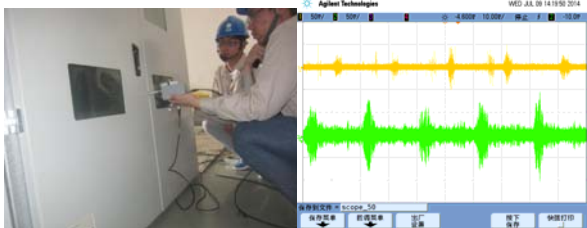


图 17 “35kV0 号所用变 311 开关” 电晕特高频、超声信号

备注：■ 特高频测试数据；■ 超声波测试数据；

根据测试数据分析电晕放电信号来自图 18 中标记的位置；（幅值较小、起始沿较难分辨定位至大致位置，内部上测为斜向上密封）



图 18 “35kV0 号所用变 311 开关” 电晕信号源位置

2.3 检测结果及建议

35kV 分段 3802 刀闸及 35kV 0 号所用变 311 开关柜体内部存在局部放电信号，超声波均达到标准 [1] 中缺陷标准，且均有明显的超高频放电谱图，建议对这两面开关柜加强巡视并结合停电计划对进行处理。

1 号主变 301 开关柜后柜测到的超声放电信号在复测中消失，现场询问运行人员，期间并未处理此柜。目前无法确定之前的超声信号来源，此处疑似缺陷仍需持续跟踪。

3 结论

局部放电单一的检测手段具有一定的局限性，针对疑似缺陷应尽量运用多种手段进行对比分析。结合放电部位、放电类型、设备结构综合判断，从而获取更可靠的检测结论。

对于疑似多源放电的信号，应根据放电特征图

谱，根据不同的轮廓特征加以识别。

参考文献：

- [1] 《电力设备带电检测技术规范（试行）》. 生变电（2010）11 号
- [2] 刘君华，姚明，王江，段大鹏，黄成军，江秀臣. 基于 GIS 中电磁波传播路径特性的局放源定位方法 [TM]. 电力系统自动化, 2008
- [3] 周云峰，张子阳，杨景刚，贾勇勇. 基于超声波法的 GIS 盆式绝缘子内部气隙放电特性研究 [TM]. 江苏电机工程, 2012
- [4] 郑重，谈克雄，高凯. 局部放电脉冲波形特性分析 [J]. 高电压技术, 1999
- [5] 律方成，李海德，王子建，程益峰. 基于 TEV 与超声波的开关柜局部放电检测及定位研究 [TM]. 电测与仪表, 2013
- [6] 徐荆州，卢毅，陈霄. GIS 局部放电信号处理 [TM]. 江苏电机工程, 2006

作者简介：

施景垒（1986—），男，江苏盐城，初级工程师，从事开关方面的研究工作。

通讯地址：南京市江宁区帕威尔路 1 号，手机：13770982780。

基于变流器网侧电流的双馈风力发电机转子绕组故障诊断

时维俊¹, 马宏忠²

(1. 江苏省电力公司检修分公司泰州运维站, 泰州 225300; 2. 河海大学能源与电气学院, 南京 211100)

摘 要: 双馈风力发电机转子绕组状态监测与故障诊断技术能够及时发现并诊断转子绕组故障, 有效地降低风电场的运行和维护费用。首先根据双馈风力发电机的数学模型和转子绕组故障模拟方法在软件 PSCAD 仿真环境中建立转子绕组的故障模型, 通过仿真分析出变流器网侧电流的故障特征频率; 然后搭建双馈风力发电机的故障实验平台, 并对不同运行状态和不同故障程度下的录波数据进行频谱分析, 由此验证转子绕组故障时变流器网侧电流的特征频率, 且当故障严重程度加剧时, 故障特征频率的幅值会增大。

关键词: 双馈风力发电机; 转子绕组故障; 变流器网侧电流; 实验平台

0 引言

近年来随着风电机组装机容量的逐渐增大, 以及海上风电的发展, 对风力发电机组进行预防性的维护变得非常重要。这不仅保证了风电机组的运行可靠性, 而且也有效降低了运行和维护费用, 其中海上风电场中的运行和维护费用约占到总能源投资成本的 30%^[1]。双馈风电机组是目前风力发电中应用的一种主流机型, 转子绕组通过电刷和滑环由三相变频双向背靠背变流器接到电网进行励磁。发电机本身的故障和背靠背变流器故障都可能造成电机不能正常运转。对这条支路上设备状态检测和诊断的最好方案是通过变流器网侧电流的检测来实施对设备的状态监测^[2]。双馈风力发电机组 10% 的故障是由转子绕组引起的, 当它发生早期的不平衡故障时, 机组仍可继续运行, 但若不能及时检测而导致故障严重程度加剧时, 将会使转子电流显著增大, 转子绕组温度升高, 还会引起发电机转速、定子电压、有功功率等产生振荡, 甚至被迫停机。因此, 利用变流器网侧电流诊断转子绕组故障, 可以更加全面地反映系统的故障信息。

目前国内外针对双馈风力发电机转子绕组故障诊断的研究比较少, 还处于起步阶段。文献[3-5]都是针对异步电机转子绕组早期故障进行研究, 再根据合适的特征方法和特征信号诊断出故障; 文献[6]提出采用转子电流、转子电压信号来诊断转子绕组的不平衡故障。文献[7]进一步分析了转子变换器不同的控制策略与选取故障特征信号的关系。

考虑到背靠背变流器的故障率比较高, 以及网侧电流在实际工程中更易于提取, 故文中采用网侧电流作为转子绕组故障分析的特征信号, 同时它还

能反映出变流器的故障信息。首先, 利用软件 PSCAD 建立转子绕组的故障模型, 通过仿真分析出变流器网侧电流的特征频率; 然后搭建双馈风力发电机的故障实验平台, 对录波数据进行频谱分析验证网侧电流的故障特征频率, 从而诊断出转子绕组早期的不平衡故障。

1 双馈风力发电机转子绕组故障模型

1.1 DFIG 数学模型

假设发电机为三相对称的理想电机, 按照电动机正方向的规定, 不计零轴分量, 在 d 、 q 轴坐标系下, 建立双馈异步发电机的数学模型为^[8]

电压方程:

$$\begin{cases} u_{sd} = p\psi_{sd} + R_s i_{sd} - \omega_l \psi_{sq} \\ u_{sq} = p\psi_{sq} + R_s i_{sq} + \omega_l \psi_{sd} \end{cases} \quad (1)$$

$$\begin{cases} u_{rd} = p\psi_{rd} + R_r i_{rd} - \omega_2 \psi_{rq} \\ u_{rq} = p\psi_{rq} + R_r i_{rq} + \omega_2 \psi_{rd} \end{cases} \quad (2)$$

磁链方程:

$$\begin{cases} \psi_{sd} = L_{ss} i_{sd} + L_m i_{rd} \\ \psi_{sq} = L_{ss} i_{sq} + L_m i_{rd} \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \psi_{rd} = L_m i_{sd} + L_{rr} i_{rd} \\ \psi_{rq} = L_m i_{sq} + L_{rr} i_{rq} \end{cases} \quad (4)$$

电磁转矩方程:

$$T_e = 3n_p L_m (i_{sd} i_{rq} - i_{sq} i_{rd}) / 2 \quad (5)$$

转子运动方程:

$$\frac{d\omega_r}{dt} = \frac{1}{J}(T_m - T_e) \quad (6)$$

式中: u 、 i 、 ψ 分别为电压、电流、磁链; n_p 为电机极对数; R_s 、 R_r 分别为定子、转子电阻; $\omega_2 = \omega_1 - \omega_r$ 为转差电角速度, ω_1 为 d 、 q 轴坐标系相对于定子的电角速度, ω_r 为转子的电角速度; $L_{ss} = L_s + L_m$, $L_{rr} = L_r + L_m$, L_s , L_r 分别为定子、转子漏感, L_m 为定转子互感; 下标 s 、 r 、 d 、 q 分别表示定子侧量、转子侧量、 d 轴分量、 q 轴分量; T_e 、 T_m 分别为电磁转矩和机械转矩; J 为转动惯量; p 为微分算子。

1.2 转子变换器的矢量控制

转子变换器的控制目标是实现双馈感应电机定子侧有功功率和无功功率的解耦控制, 本文选用定子磁链定向, 取定子磁链方向与 d 轴重合。

$$\begin{cases} \psi_{sd} = \psi_s \\ \psi_{sq} = 0 \end{cases} \quad (7)$$

将式(7)代入式(4)中, 有

$$\begin{cases} i_{sd} = (\psi_s - L_m i_{rd}) / L_s \\ i_{sq} = -L_m i_{rq} / L_s \end{cases} \quad (8)$$

忽略发电机的定子电阻及暂态过程, 并将磁链方程代入电机的定子电压方程有

$$\begin{cases} u_{sd} = 0 \\ u_{sq} = \omega_1 \psi_{sd} = U_s \end{cases} \quad (9)$$

已知定子侧有功功率和无功功率表达式:

$$\begin{cases} P_s = 3(u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}) / 2 \\ Q_s = 3(u_{sq} i_{sd} - u_{sd} i_{sq}) / 2 \end{cases} \quad (10)$$

将式(8)、(9)代入式(10)中, 即有

$$\begin{cases} P_s = -\frac{3}{2} U_s \frac{L_m}{L_s} i_{rq} \\ Q_s = \frac{3}{2} U_s \frac{L_m}{L_s} \left(\frac{U_s}{2\pi f_s L_m} - i_{rd} \right) \end{cases} \quad (11)$$

由式(11)可知, 定子有功功率和无功率分别与转子电流的转矩分量 i_{rq} 和励磁分量 i_{rd} 成线性关系, 通过独立调节转子电流的转矩分量、励磁分量, 即可对发电机输出功率进行解耦控制。

1.3 网侧变换器的矢量控制

网侧变换器的控制采用基于电网电压定向的矢量控制, 该方案用于电网与电网侧变流器之间传

输的有功功率和无功功率的解耦控制。网侧变换器必须将直流侧电容电压维持在设定值, 并且还要保证变换器运行在单位功率因数上。

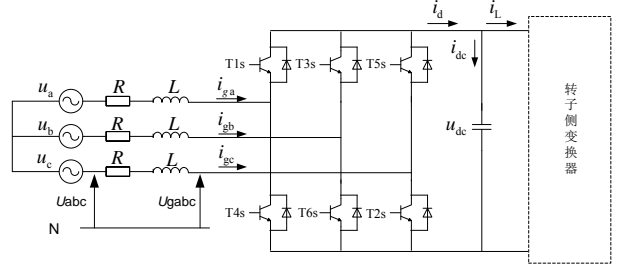


图1 网侧变流器拓扑结构图

图1所示为网侧变流器的拓扑结构, R 和 L 分别为网侧变流器串联的电阻和电感。

由图1得电感两侧的电压方程如下:

$$\begin{pmatrix} u_a \\ u_b \\ u_c \end{pmatrix} = R \begin{pmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{pmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{pmatrix} i_{ga} \\ i_{gb} \\ i_{gc} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} u_{ga} \\ u_{gb} \\ u_{gc} \end{pmatrix} \quad (12)$$

式(12)中 u_{abc} 和 u_{gabc} 分别表示电网三相电源电压和网侧变换器三相电压, i_{gabc} 表示网侧变换器三相电流, i_d 和 i_L 分别表示网侧变换器、转子变换器的直流电流, C 为直流母线电容, u_{dc} 为电容电压。

在同步旋转 d 、 q 轴坐标下, 电感两侧的电压方程转变为:

$$\begin{cases} u_d = R i_{gd} + L \frac{di_{gd}}{dt} - \omega_1 L i_{gq} + u_{gd} \\ u_q = R i_{gq} + L \frac{di_{gq}}{dt} + \omega_1 L i_{gd} + u_{gq} \end{cases} \quad (13)$$

式中下标 d 、 q 分别表示相应的电流和电压的直轴分量和交轴分量。

当坐标变换矩阵为等幅值变换矩阵时, 网侧变换器从电网吸收的有功功率和无功功率分别为:

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} (u_d i_{gd} + u_q i_{gq}) \\ Q_g = \frac{3}{2} (-u_d i_{gq} + u_q i_{gd}) \end{cases} \quad (14)$$

采用电网电压定向矢量控制时, 参考坐标系 d 轴和电网电压矢量一致, q 轴沿电压矢量旋转方向超前 d 轴 90° , 即

$$\begin{cases} u_d = U_s \\ u_q = 0 \end{cases} \quad (15)$$

把式(14)代入(15)中, 有

$$\begin{cases} P_g = \frac{3}{2} U_s i_{gd} \\ Q_g = -\frac{3}{2} U_s i_{gq} \end{cases} \quad (16)$$

由式(16)可知,在电网电压为恒定值时,网侧变换器与电网交换的有功功率与网侧交流电流直轴分量成比例,网侧变换器与电网交换的无功功率与网侧交流电流交轴分量成比例。因此根据电网电压矢量定向控制策略可以实现网侧变流器与电网交换有功功率和无功功率的解耦控制。

双馈风力发电机转子绕组的电气故障通常包括转子绕组不平衡、转子匝间短路、转子相间短路和转子的绝缘损坏等,这些故障都会引起转子阻抗的三相不平衡以及气隙磁场的畸变^[9]。因此本文通过在转子绕组的一相串接阻抗或电阻来模拟转子绕组故障,该方法简单易行,不需要进行破坏性实验,是模拟转子绕组故障的常用方法^{[6][10]}。

2 基于网侧电流的转子绕组故障仿真分析

结合模拟转子绕组故障的方法,在PSCAD的仿真环境中建立了双馈风力发电机的故障模型。其中双馈发电机参数如下:额定容量 2 MVA;额定线电压 0.69 kV;基频 50 Hz;定转子匝数比 0.333;定子电阻 0.010 8 pu;转子电阻 0.012 1 pu;互感 3.362 H;定子漏感 0.102 H;转子漏感 0.11 H;转子故障电阻 0.001 Ω ;转子故障电抗 0.002 H。

图 2、图 3 分别为次同步状态和超同步状态下正常与转子绕组故障时变流器网侧电流的频谱图,对比可知,当出现转子绕组早期不平衡故障时,无论双馈风力发电机运行于次同步或超同步状态,网侧电流都会出现 $(1 \pm 2s)f$ 的边频分量,其中 f 为基频,由此可作为故障的特征频率用于诊断转子绕组故障。

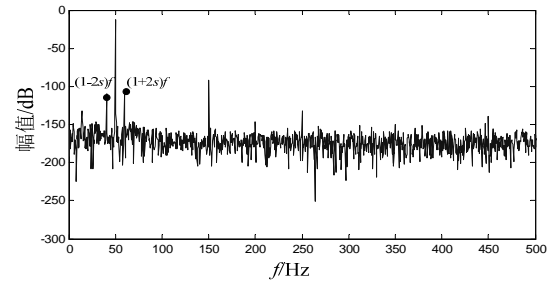
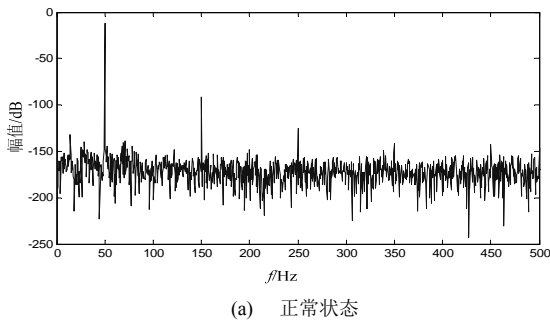


图 2 次同步状态下网侧电流的仿真频谱图

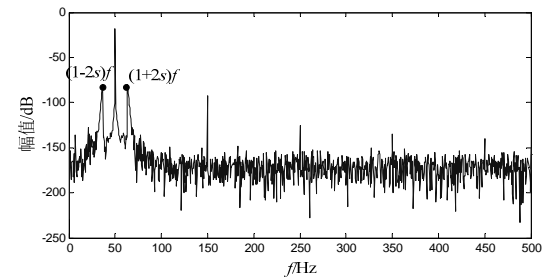
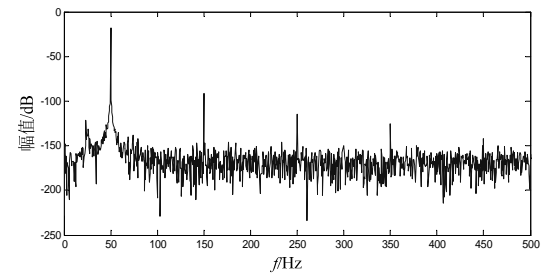
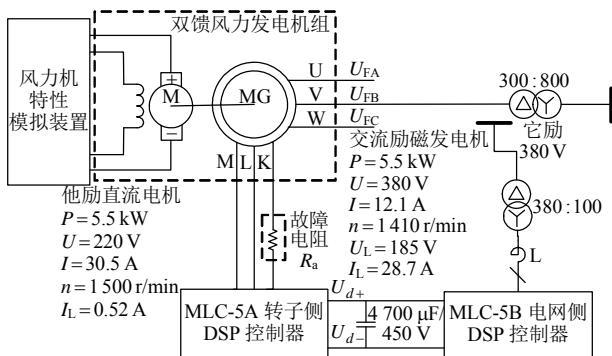


图 3 超同步状态下网侧电流的仿真频谱图

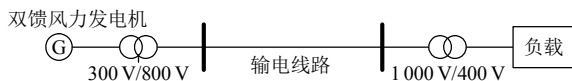
3 基于网侧电流的转子绕组故障实验验证

3.1 实验平台的搭建

本文搭建了实物实验平台,由 5.5kW 的直流电动机、5.5kW 的绕线式异步电机、模拟风力机特性仿真屏、双馈风机励磁控制屏、负载及电力故障录波器等组成。图 4(a)为空载状态下双馈风力发电机转子绕组故障模拟系统图(图中数据为定额运行参数),其中风力机特性模拟装置能调节电机转速,风机励磁控制屏可调整转子侧控制器和电网侧控制器的起、停及参数变化,实时显示转速、有功功率、无功功率及定子电压等。模拟转子绕组故障通过在转子 a 相串接电阻 R_a 来完成,该方法简易可行。图 4(b)为双馈风力发电机经过电力变压器和输电线路接入负载的原理图,文中的负载用灯泡来替代。



(a) 双馈风力发电机转子绕组故障模拟系统图(空载)



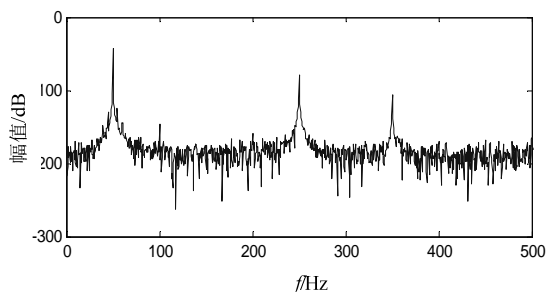
(b) 双馈风力发电机接入负载

图 4 双馈风力发电机转子绕组故障实验平台

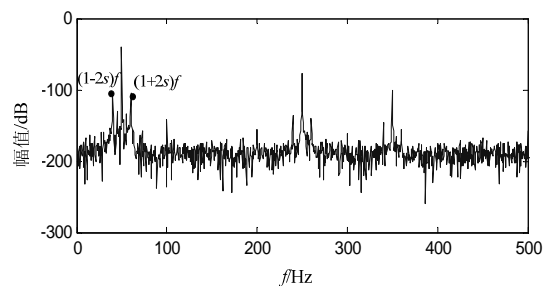
采集装置由电流、电压传感器和电力故障录波器组成。其中录波器型号为 ZH-2B，具有多通道的优点，可记录和监测发电机的运行状态。由于转子侧的低频电流、电压信号存在直流磁化效应，使用工频互感器会超出其频率传输范围，从而导致二次侧波形产生直流偏离。本实验采用霍尔电流传感器，型号为 HZIA-C06，它基于霍尔效应、开环测量原理将转子电流转换成跟随输出的电压信号，交流、直流、混合电流均可测量。转子电压因数值不大，直接接入与中元华电定制的低频信号测量装置中。

3.2 实验数据分析

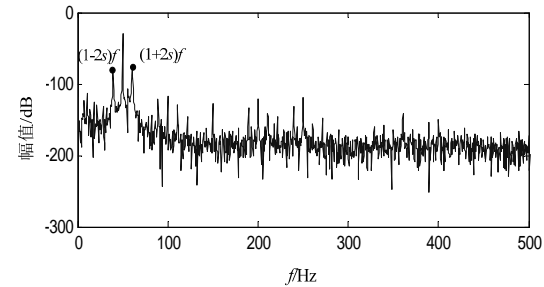
实验中采集的数据由电力故障录波器进行相应的录波，然后利用 Matlab R2011b 数学分析软件对采集的数据进行分析，得到实际测量的正常与转子绕组故障时的网侧电流频谱图，并分析了故障的严重程度对特征频率提取的影响。



(a) 正常状态

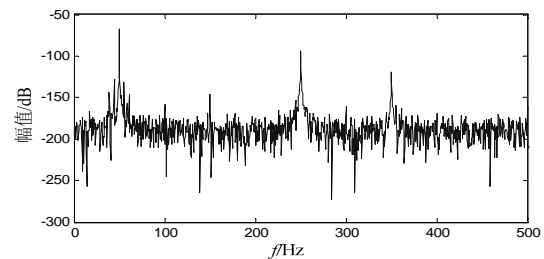


(b) 转子绕组故障($R_a=0.3R_r$)

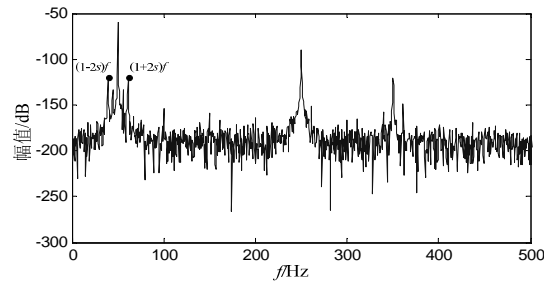


(c) 转子绕组故障($R_a=R_r$)

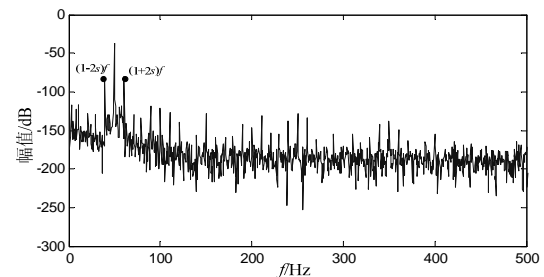
图 5 次同步状态变流器网侧电流的频谱图



(a) 正常状态



(b) 转子绕组故障($R_a=0.3R_r$)



(c) 转子绕组故障($R_a=R_r$)

图 6 超同步状态变流器网侧电流的频谱图

图 5、图 6 分别为双馈风力发电机运行于次同步和超同步状态时转子绕组正常以及两种故障状态时变流器网侧电流的频谱图，由图 5、图 6 对比

可知,当转子绕组发生早期故障,变流器网侧电流会出现 $(1 \pm 2s)f$ 的边频分量,这与仿真结论相一致。进一步分析可知,当转子绕组故障严重程度加剧时,边频分量 $(1 \pm 2s)f$ 的幅值会增大,由此验证了它可以作为双馈风力发电机转子绕组故障诊断的特征频率。

4 结论

本文根据双馈风力发电机的数学模型和转子绕组故障模拟方法在软件 PSCAD 仿真环境中建立了转子绕组的故障模型,通过仿真分析出变流器网侧电流的故障特征频率;然后搭建了双馈风力发电机的故障实验平台,对不同运行状态和不同故障程度下的录波数据进行了频谱分析,由此验证了边频分量 $(1 \pm 2s)f$ 可以作为转子绕组故障的特征频率,且当故障严重程度加剧时,故障特征频率的幅值会增大。

参考文献:

- [1] B.Lu, Y.Y.Xin, X.Wu, et al. A Review of recent advances in wind turbine condition monitoring and fault diagnosis[C]// IEEE Power Electronics and Machines in Wind Application, Lincoln, USA: 2009.
- [2] 胡文彪,夏立,吴正国,等. 感应电机转子故障特征在交变变频器中的传播[J]. 振动、测试与诊断, 2010,30(4) : 418-421.
- [3] 马宏忠,胡虔生,黄允凯,等. 感应电机转子绕组故障仿真与实验研究[J]. 中国电机工程学报, 2003,23(4) : 107-112.
- [4] 马宏忠,李训铭,方瑞明,等. 利用失电残余电压诊断异步电机转子绕组故障[J]. 中国电机工程学报, 2004,24(7) : 183-187.
- [5] 黄进,牛发亮,杨家强,等. 基于双 PQ 变换的感应电机转子绕组诊断[J]. 中国电机工程学报, 2006,26(13) : 135-140.
- [6] Stefani A,Yazidi A,Rossi C,et al. Double fed induction machines diagnosis based on signature analysis of rotor modulating signals[J]. IEEE Transactions on Industry Application, 2008,44(6) : 1711-1721.
- [7] 马宏忠,时维俊,韩敬东,等. 计及转子变换器控制策略的双馈风力发电机转子绕组故障诊断[J]. 中国电机工程学报, 2013,33(18) : 119-125.
- [8] Tapia A,Tapia G,Ostolaza J X,et al. Modeling and control of a wind turbine driven double fed induction generation[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2003,18(2) : 194-204.
- [9] 马宏忠等. 电机状态监测与故障诊断[M]. 北京: 机械工业出版社, 2008.
- [10] 许伯强,宋佳伟,孙丽玲,等. 变频供电异步电动机转子断条状态下变频器一次侧特征电流分析[J]. 中国电机工程学报, 2010,30(12) : 76-79.

作者简介:

时维俊(1988—),男,江苏兴化,硕士,研究方向为电力设备状态监测与故障诊断。18752519528,通信地址:泰州市江州北路98号,邮编:225300。

马宏忠(1962—),男,江苏如皋,教授,研究方向为电力设备状态监测与故障诊断。

红外测温技术在配电线路检修中的应用研究

杨玉祥

(兴化市供电公司, 江苏 兴化 225700)

摘 要: 本文首先讨论了为什么要对配电线路进行状态检修, 然后就配电线路出现故障时的表征参数、温度特性等进行了分析, 在此基础上对几种常见的红外测温技术进行了研究和分析。

关键词: 配电线路 状态检修 红外测温

0 引言

社会经济水平的提升极大的推动了电力在现代社会中的应用, 电能已经成为人们工作、生活、学习所必不可少的能源之一。配电线路是传输电能的主要通道, 为增强线路的可靠性和安全性, 在配电线路运行过程中必须对其进行定期检测和维护, 掌握其运行状态。由于对配电线路的检修不能影响线路的正常使用, 故红外测温技术及其相关仪器就成为现代配电线路检修的主要方式之一。应用红外测温设备可以对输电线路的温度热场分布状况进行绘制, 供检修人员判断是否存在安全隐患或安全威胁, 保护配电线路的可靠性和用户用电的连续性。

1 配电线路状态检修的意义

对配电线路进行状态检修是指在线路运行过程中对设备进行动态监测与管理, 查看线路的具体运行状况的发展变化, 根据检测结果分析线路是否需要维护, 避免或降低线路出现故障的几率, 消除线路故障后检修所带来的经济损失, 确保线路输电持续进行。

我国对配电线路进行在线检修仍处于初级阶段, 需要使用特定的检修仪器对输电线路中可以反映线路状态的某些参数进行信息采集, 在此基础上对采集信息进行分析, 判断线路是否正常、是否需要检修。目前常用的检测手段有绝缘子零值测量、避雷器泄漏电流测量、配变负荷测量以及红外线路测温等。其中应用红外线感应对配电线路进行测温实现简单、技术成熟、检测效果较好、应用价值高。

2 红外测温技术在配电线路检修中的应用

2.1 红外测温技术

红外线是一种可被感应的电磁波, 只要物体具有温度, 其就会向外界辐射红外线, 不同温度所辐射的红外线波长是不同的。红外成像设备可以将设备所接收到的红外线按照红外线的波长进行成像, 进而可以辅助对被检测设备进行状态检测。

在配电线路运行过程中, 其必然会向外界辐射红外线, 该红外线与线路的温度之间存在对应关系, 利用红外检测和成像设备对配电线路进行扫描可以绘制线路的热状态分布图, 将该分布图与正常运行时的红外成像图进行对比可以判断和确认线路中是否存在故障, 并对故障位置和故障严重程度进行定位和分析。

2.2 配电线路故障

当配电线路各部分处于正常运行状态时, 电力系统处于平衡状态, 系统各参数、属性相对较为平稳。一旦某一位置出现故障或缺陷时, 这种平衡状态会被打破, 故障位置会产生参数的剧烈变化, 进而导致温度出现异常。

配电线路的导线、接头、压接管夹等部件长期工作在裸露环境下必然会受到环境变化、化学物质腐蚀、风吹日晒等自然因素的影响, 进而使得自身的导电特性变差, 出现损耗增大、连接处阻抗变大、泄漏电流变大等情况, 这些情况进而会引起部件发热, 甚至设备故障等, 为电网的安全运行带来威胁。

常见的故障分为外部故障和内部故障两种。其中, 外部故障会以故障点为中心在某一范围内形成一个热场分布, 热场检测较为明显, 故障定位较为明晰。内部故障则是一种相对隐性的故障, 这种故障具有发热过程长、发热稳定、不易检测等特点, 只有在经过一段时间后内部故障才能够在线路外表面中形成热场分布。可引发发热效应的常见内部故障有:

2.2.1 当电路连接部分接触不良时会使得线路电阻

变大,进而导致线路损耗变大,引发线路的热效应。

2.2.2 当配电线路在长期使用或使用环境较为恶劣时,其所使用的绝缘介质会发生老化、受潮等变化,这种变化会使得线路中的介质损耗增大,引发线路的热效应。

2.2.3 配电线路所使用的电压型设备元器件性能的参差不齐会造成电压分布不均衡,这种现象也会引起输电线路的温度变化。

2.2.4 其他如导磁回路出现问题、设备内部漏油等也会在不同程度上导致特定部位出现温度变化。

2.3 红外测温检测方法

就应用原理来看,常见的红外测温技术有表面温度判断法、相对温差判断法、同类比较法以及热谱图分析法等。

表面温度判断法是直接对配电线路各部位的表面温度进行测量,以其他部分的温度以及温升极限标准为参考对被测量部位的工作状态进行判断,确认其是否存在故障。该测温方法适用于简单的外部热故障判断。

相对温差判断法是将被测部分和与被测部分属性参数相近或类似的参考部分进行差值运算,并用运算结果除以被测温度与环境温度的差值来获得表征温度。该测温方法消除了环境对测温的印象,适用于判断由电流所引起的线路发热故障。

同类比较法是将同一电气回路内的三相线路中每一相线路的温升值进行比较,判断是否存在故障的测温方法。需要说明的是,若三相设备同时出现异常,可以使用同回路的同类设备作为比较对象。

热谱图分析法是利用热成像原理将设备或线路辐射的红外线绘制成热谱图,通过对比判断正常状态和测量状态热谱图的差异来判断线路或设备中是否存在运行故障。

3 结束语

总之,红外测温技术可以非常方便快捷的向检修人员提供配电线路的实时温度和温升情况,便于他们根据测量结果快速有效的制定检修或维护策略,这对于降低维修成本,提升配电线路的运行可靠性是非常具有实用意义的。

参考文献:

[1] 李冰. 配电线路运行中红外测温技术的应用[J].科技与生活,2012(15)

[2] 马英龙,李新龙,樊利军.红外测温技术在配电线路状态检修中的应用[J].宁夏电力,2010(3)

[3] 田鹏飞. 红外诊断技术在输电线路检修中的应用[J].中国新技术新产品,2011(11)

[4] 张金广. 论电力线路检修及红外测温分析[J].科园月刊,2008(7)

作者简介:

杨玉祥(1957.11—),男,江苏兴化人,助理工程师,从事配电运检工作。

作者联系方式:

注:(作者联系方式:杨玉祥,13961075333,江苏省兴化市长安中路72号供电大厦,225700。)

GIS 设备使用凡士林的工艺研究

陆志辉，朱富云，俞忠，钱天能

(南通供电公司， 江苏省 南通市 226006)

摘要：本文针对一起 GIS 安装过程中，因密封圈凡士林涂抹工艺不当导致 GIS 设备绝缘破坏的案例，对 GIS 上的凡士林使用工艺进行了深入分析和探讨。并以此总结了一套用于 GIS 的凡士林使用工艺标准。

关键词：凡士林 GIS 密封圈 绝缘

0 引言

气体绝缘金属封闭开关设备（GIS）占地面积小，可靠性高，维护工作量小，已经在电力系统中得到了广泛应用^[1-4]。目前，凡士林被广泛应用于 GIS 装配工艺中，主要用于 GIS 气室连接部分密封圈的密封和防腐蚀。实际经验表明，在 GIS 装配过程中，凡士林使用不当也会导致 GIS 绝缘的破坏。本文针对我公司发生的一起 GIS 安装过程中，因密封圈凡士林涂抹不当而导致 GIS 绝缘破坏的案例，对 GIS 的凡士林使用工艺进行深入研究和探讨。

1 案例经过

2010 年 10 月 13 日，220kV 临江变改扩建工程将采用一套 GIS 设备。设备采用的是上海西门子高压开关有限公司生产的金属封闭气体绝缘开关，（GIS，型号：8DN9，出厂日期：2009 年 12 月）。杭州西门子公司技术人员到达施工现场配合安装，厂家人员到达现场后，对设备进行了清点检查，没有发现设备表面有损伤及各组件气体泄漏等异常现象（各组件出厂时充气 0.02~0.03MPa 的微正压运输）。GIS 母线部分安装拼接于 10 月 15 日下午 2 点开始，拼接过程中变电检修人员、监理人员均在现场对整个过程的流程、工艺、质量进行了现场监督。

GIS 耐压试验于 25 日进行。试验过程中，变电检修中心的试验人员、监理人员按照施工单位编制的 GIS 耐压试验作业指导书和产品试验要求进行了全程监督。对试验频率、电压、步频、试验的时间以及试验过程中出现的问题进行了详细记录。

试验过程如下，GIS 耐压试验各相分别进行，从当日上午 9:58 开始至 12:31 完成了 A、B 相的试验。12:48 开始进行 C 相的试验，13:03 进行相对地耐压试验，耐压试验标准为 368kV 持续 1 分钟。C 相相对地试验开始后，20s 后开始听到放电声音；13:05 重新升压至 251kV 时听到放电声；

13:19 重新升压至 100kV 听到连续放电声。13:23 改变了试验方式，又重新升压至 120kV，确定放电声在#3 主变正母线 26031 刀闸 C 相（GIS 分相式）气室。经光纤内窥镜扫描后发现，正母线与刀闸气室之间的盆式绝缘子刀闸侧有疑似放电状阴影。该刀闸整体组装件部分是西门子公司在厂内组装好包装运抵施工现场，组件带约 0.02MPa 微正压，现场不再进行解体，其内部没有受现场环境污染的可能。随后施工人员配合西门子公司技术人员对 C 相刀闸气室进行了解体，发现触头屏蔽罩根部对盆式绝缘子法兰放电，放电痕迹呈树枝状（如图 1），经现场目测，以及触感呈油污状，厂家人员确认这是由于盆式绝缘子表面受污染引起的，污染源主要来自于装配时涂凡士林不慎引起的，以往也曾多次发生类似故障。随后厂家人员对受污染气室进行了解体、清理。清理后耐压试验通过，设备正常，设备如图 2 所示。



图 1 盆式绝缘子放电痕迹图



图 2 处理后的盆式绝缘子

2 故障分析

2.1 凡士林简介

凡士林是vaseline的译音，凡士林的学名叫石油脂，一种油脂状的石油产品^[5]。它的主要原料是从原油经过常压和减压蒸馏后留下的渣油中脱出的蜡膏，同时还需按照要求掺和不同量的高、中黏度润滑油。白色至黄棕色允许有矿物油气味，而不允许有煤油气味。滴点约 37-54 度。是由石油的残油经硫酸和白土精制而得，也可以由固体石蜡烃和矿物润滑油调制而成。凡士林的化学成分长链烷烃。是一种高分子碳氢化合物，呈现为无色透明的油状液体，无臭无味，不溶于水，所有常见的化学物质都不会和它起化学反应。单溶于乙醚、氯仿、汽油及苯等溶剂，与乙醇化学稳定性和抗氧化性良好，具有良好的抗氧化安定性、稳定性和光安定性。凡士林按其使用要求的不同，可分为普通凡士林、医药凡士林、化妆用凡士林、工业凡士林和电容器凡士林等。可用作轻型机械和精密仪表的润滑、防锈、防水剂、绝缘剂、化妆品、药用油膏、浸润和灌注电容。电工用凡士林在电缆与接线盒之间涂抹，起到润滑作用。电气使用一般选择中性凡士林及医药凡士林。电气凡士林的产品特点：高纯度，呈白色油脂状，物理化学属性稳定。是多用途的通用型润滑剂，可通用于敏感材料，同时能够有效保护橡胶材料。对天线结构，通讯工程，导轨，电气触点起润滑保护作用。电线夹和螺丝连接口的防蚀保护。技术参数：颜色：透明白色，密度（20℃）：0.71 g/cm³，粘度（100℃）：9 mm²/s，凝固点：54℃。

2.2 GIS 装配时涂凡士林作用

GIS 装配时的凡士林作用如下：

1) 贴合密封圈。组装时把密封圈直接放入法兰槽内，装配时密封圈容易脱落及移位，造成法兰连接时困难，通过涂凡士林，把密封圈粘在法兰密封

圈槽内，起粘连作用，方便组装连接。

2) 保护密封圈腐蚀。密封圈涂抹凡士林后，在密封圈外侧可杜绝其与空气接触，防止氧化腐蚀；密封圈内侧可杜绝其与 SF₆ 气体接触，用于防止 GIS 气室内杂质气体与橡胶密封圈接触，而导致密封圈腐蚀。

SF₆ 气体化学性质极为稳定，纯净的 SF₆ 气体是无毒的。一般情况下，六氟化硫在 150℃ 以下不分解，但在电弧作用、火花放电和高温下（温度超过 200℃ 的高温时），会生成离子和原子团，而在放电过程终了时，其中大部分重新复合成 SF₆，一小部分会生成有害的氧、硫的氟化物和金属氟化物粉末。这些物质的反应能力较强，当有水分和氧气存在时，又会与电极材料、水分等进一步反应生成组分复杂的多种化合物。它不仅会造成设备内部有机绝缘材料的性能劣化或金属腐蚀，致使设备绝缘性能下降。因此，密封圈涂抹凡士林后，可避免密封圈内侧与 SF₆ 气体中的杂质气体接触，防止密封圈老化。

2.3 盆式绝缘子上残留凡士林的原因

导致盆式绝缘子残留凡士林的原因分析：

1) 组装时，已涂凡士林的密封圈，放入槽时，误碰到盆式绝缘子上，又未清理干净，导致绝缘污染。

2) 密封圈上凡士林涂抹过多，图 1 所示，凡士林（白色油状物）明显过多，有可能滴落在盆式绝缘子上，造成污染。

3) 气室抽真空时，由于负压作用，凡士林通过缝隙被吸入后扩散。

出厂时，故障设备电气耐压试验合格的原因主要是因为，造成污染的盆式绝缘子表面的遗留凡士林面积较小，凡士林未扩散，装配后立即进行耐压试验，此时污染物对绝缘的影响未体现。而出厂后到现场安装，此 GIS 已经出厂近 1 年时间，由于温度和重力作用，遗留凡士林产生扩散，影响变大，缩短了绝缘距离，造成了绝缘击穿，耐压试验失败。

3 故障总结

3.1 密封圈涂凡士林的正确方法

凡士林使用的正确方法：

- 1) 盆式绝缘子装配时现场要求无灰尘、扬风，且应在晴天、相对湿度不大于 80% 的天气进行；
- 2) 盆式绝缘子必须预先清洗干净；
- 3) 必须使用全新凡士林，杜绝二次使用污染；

4) 用干净手指涂抹均匀, 要求密封圈表面不起滴、不见白, 只见橡胶上油亮为好;

5) 涂抹凡士林后的密封圈必须小心放入密封槽内, 不得触碰盆式绝缘子表面, 若不慎碰上, 污染部位必须重新清理干净; 放入密封圈后, 须用无水乙醇及无毛纸, 反复清洗盆式绝缘子, 从盆式绝缘子中心向外擦拭, 确保盆式绝缘表面绝无凡士林油污痕迹及其他污染物;

6) 擦拭干净后, 立即组装, 防止灰尘落入。

3.2 盆式绝缘子放电处理方法

盆式绝缘子放电处理:

1) 确定放电气室及部位;

2) 将相邻气室的 SF₆ 气压必须降至 50% (或按厂家规定进行);

3) 移开相邻气室, 解体放电气室, 找到放电部位;

4) 取出密封圈, 用无水乙醇清洁盆式绝缘子表面, 轻微放电痕迹, 用百洁布擦拭, 擦拭后表面光亮无痕迹, 如擦拭不掉深痕迹, 必须考虑更换盆式绝缘子;

5) 用无水乙醇及无毛纸, 反复清洗盆式绝缘子, 从盆式绝缘子中心向外擦拭干净;

6) 更换密封圈及吸附剂;

7) 连接装配后, 立即抽真空、充气;

8) SF₆ 微水含量测试合格后, 重新耐压试验。

3.3 真空硅脂产品简介

GIS 解体大修时推荐使用真空硅脂。真空硅脂是一种不会固化变硬的硅酮类润滑产品, 适用于电子、电气元件及连接器、接头等部件, 产品具有密封、保护、维护保养元件或部件的作用。时专门为汽车制造业、电子电器工业、工业需求而设计的润滑产品, 外表白净、清澈透明, 具有很高的介电强度 (即绝缘性能高), 能和许多种类的塑料、橡胶材料及制品相容。真空硅脂属于食品级润滑脂, 产品级别为 H-1, 也符合欧盟 ROHS 环保认证的 SGS 检测报告。本品属于合成类润滑脂产品, 比石油基础油的润滑脂有更广的操作范围, 耐高温、耐老化、耐臭氧、疏水性等, 同时具有绝佳的防水、防湿气和真空密封性能, 能防止灰尘、污染物进入到密封部位。可以做绝缘脂和真空脂来用, 可以达到更好的效果。

4 结语

GIS 设备装配时, 因密封圈部分凡士林涂抹工艺欠缺是造成本次故障的主要原因。本文针对此次故障过程, 对凡士林的使用工艺进行了总结提炼, 并总结出一套用于 GIS 的凡士林涂抹工艺和盆式绝缘子放电处理方法, 旨在为 GIS 制造厂家人员以及 GIS 装配施工人员提出技术建议, 以提高 GIS 设备的装配质量和整体性能。

参考文献

- [1] 李继胜, 赵学风, 杨景刚. GIS 典型缺陷局部放电测量与分析[J]. 高电压技术, 2009, 10: 2440-2445.
- [2] 齐波, 李成榕, 郝震. GIS 绝缘子表面固定金属颗粒沿面局部放电发展的现象及特征[J]. 中国电机工程学报, 2011, 01: 101-108.
- [3] 张微. GIS 设备局部放电检测技术的试验研究[D]. 华北电力大学, 2012.
- [4] 陈林东. GIS 设备缺陷分析及检测技术研究[D]. 华南理工大学, 2012.
- [5] 施启达. 电力复合脂在电气工程中的应用[J]. 江苏电机工程, 1994, 03: 61-63.

收稿日期: 2014-xx-xx。

作者简介:

陆志辉(1956), 男, 高级技师, 江苏省电力公司变电检修二级专家, 从事变电检修工作, ntluzhh@js.sgcc.com.cn;

朱富云(1969)男, 高级工程师, 江苏省电力公司变电技术二级专家, 从事变电技术管理工作, ntzhufy@js.sgcc.com.cn;

俞忠(1969)男, 高级工程师, 南通供电公司变电技术二级专家, 从事变电技术管理工作;

钱天能(1987), 男, 助理工程师, 从事变电检修工作, qiantianeng@163.com。

高压开关柜带电检测技术的应用与分析

谢剑锋¹, 卢旻²

(淮安供电公司, 江苏 淮安 223002)

摘要: 本文阐述了局部放电的过程、形式和及时检测发现电力设备内部局部放电的对电力系统安全运行的作用。重点描写了几种带电检测技术的原理。结合开关柜局放检测实例, 对带电检测现场应用做了详细的说明, 以及判断故障类型的方法, 并总结了几种检测方法的特点。

关键词: 开关柜 检测 分析 应用

0 引言:

气体绝缘开关设备(GIS)、变压器、互感器、开关柜等电力设备在运行过程中, 绝缘部分由于绝缘空隙具有容性电压以及空隙中的气体与绝缘材料存在极大的电应力差, 在强电场的作用下发生局部桥接, 产生微小电火花式的放电, 这种放电称为局部放电, 简称PD(Partial Discharge)。

1 局放形成机理和特点

局部放电通常发生在绝缘空隙、或绝缘薄弱位置, 是高压绝缘中普遍存在的问题。它一般具有这样的特点:

1.1 放电能量小。

局部放电一般不会引起绝缘的穿透性击穿, 而通常存在于绝缘表面尖端, 或者是绝缘内部的空气间隙中, 或者存在于两个导体之间的极不均匀电场中, 它们普遍能量很微弱, 肉眼一般看不见。

1.2 长期存在。

局部放电发生后, 如果不采取一定措施, 那么通常这种局放会长期存在, 具有将强的自持性, 在一定条件下会导致绝缘劣化甚至击穿。不会自行消失, 且有一定的累积作用, 当累积到一定程度后, 则会对设备安全运行带来严重的后果。

1.3 不稳定性。

局部放电发生后, 由于场强高度集中, 而且会破坏四周绝缘介质的形成, 电压波形的变化, 电场

的分布改变, 空气温湿度的变化, 气候条件的突变都会改变局放的能量和形式, 所以局放具有不稳定的特点。

2 局放现场检测方法分类

如果局部放电现象在设备绝缘中长期存在, 会导致绝缘劣化, 影响电气设备运行, 严重时会引起设备故障, 引发停电事故。大部分设备故障是由设备运行过程中绝缘劣化和损坏引起的, 而局部放电是设备绝缘劣化的重要原因、重要征兆和表现形式。所以通过高压变电设备进行局部放电监测能对设备的绝缘状况进行评价, 提早发现设备隐患, 可以有针对性的对设备提前采取预防措施, 减少设备的绝缘故障。根据局部放电过程中所表现的各种现象为依据, 通过能表述该现象的物理量来表征局部放电的状态。目前普遍采用的局部放电带电检测方法有: 暂态对地电压、超声波法、特高频法等。

2.1 暂态对地电压检测法

暂态地电压, 简称TEV。暂态低电压检测原理是采用测量暂态对地电压的原理来对开关设备局部放电状况进行检测的, 它通过单只电容藕合式探测器在被检设备的接地金属外壳上进行探测。装置可以检测出由于局部放电而引起的暂态电压脉冲, 通过瞬时电压脉冲的幅值和频数来反映每一次局部放电活动的强弱, 从而判断被检设备的运行工况。暂态对地电压检测技术采用的是对数单位“dB”来表示放电的强度。超过告警设置值时, 仪器表面

会用红、黄、绿表示放电的强弱。

2.2 超声波检测法

超声波是通过检测电力设备局部放电产生的超声波信号来测量局部放电的大小和位置。超声波检测法用于在线监测局部放电的监测频带一般均在20kHz~230kHz之间。超声波传感器分成两种，一种为表贴接触式超声波传感器(AE)，一种为空气非接触式超声波传感器(Ultrasonic)，接触式传感器是将传感器贴在电力设备表面，检测局放产生的超声波信号在电力设备表面金属板中传播所感应的振动现象；非接触式超声波传感器是检测放电产生的超声波信号在空气中传播时的振动现象，并能够利用外差技术将超声波信号转换成人耳可听到的声音信号，通过局放的特征声音，能够更好的判断局放的存在（干扰影响小）。在实际检测中，超声传感器主要是通过贴在电气设备外壳上以体外检测的方式进行的。

2.3 特高频法(UHF)

特高频法(以下简称UHF法)是目前局部放电检测的一种新方法，研究认为，每一次局部放电过程都伴随着正负电荷的中和，沿放电通道将会有过程极短陡度很大的脉冲电流产生，电流脉冲的陡度比较大，辐射的电磁波信号的特高频分量比较丰富。目前实验已经证明变压器(油中放电脉冲的上升沿很陡，一般在1ns以内)、GIS内部局部放电等均能够激发出很高频率的电磁波，最高可达数GHz。通过天线传感器接收局部放电过程辐射的UHF电磁波，实现局部放电的检测。案例应用：下面以某变电所10kV开关柜局放检测为例，阐述局放检测技术的现场应用。

3 现场实测

3.1 超声波检测

对某变电所10kV开关柜先进行超声波检测。使用超声波法，对该高压室进行超声波普测，测试过

程中发现“10kV化工线911开关”后面板超声波信号异常，信号幅值达到17dB；发现“1号站用变”柜后面板缝隙出超声波信号达到11dB。需要进一步确定信号来源。

3.2 低电压(TEV)检测

使用地电波模式对高压室内所有高压开关柜进行地电波信号普测，记录信号幅值(dB)，在测试过程中未发现地电压数据异常。

高压室开关柜上的测量值分析：选择开关柜上相应的TEV测量值，按照开关柜的分布情况，对同一开关室的开关柜进行对比，绘制成数据图，如图1所示，

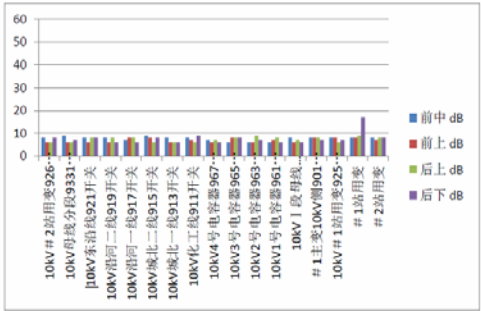


图1 地电波测试数据分析

3.3 特高频检测

使用特高频检测模式，对高压室进行特高频信号测试，发现“10kV化工线911开关”后面板观察窗有异常特高频信号，信号幅值25dB，需要通过定位方法来确定信号来源。

3.4 特高频信号定位

3.4.1 首先对10kV化工线911断路器间隔异常型号进行定位。

采用特高频时差法，对“10kV化工线911开关”处异常特高频信号进行定位。通过在不同位置放置红色和黄色两个传感器，确定局放信号源的位置。测试数据如图2所示。

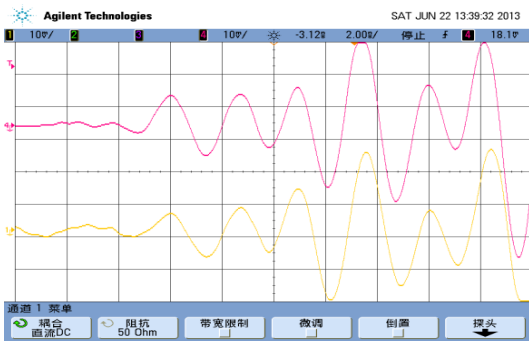


图2 化工线特高频定位及数据。

由图2中数据可以判断信号源距红色传感器位置（右侧）与黄色传感器超距离相等，信号源来源于两传感器垂直平分面上。通过信号时间差，最终确定放电位置。

3.4.2 放电类型

如图3，放电类型确定现场照片及数据，判断该处可能存在多点放电可能性，信号有很好的工频相关性，有金属对金属的放电情况。

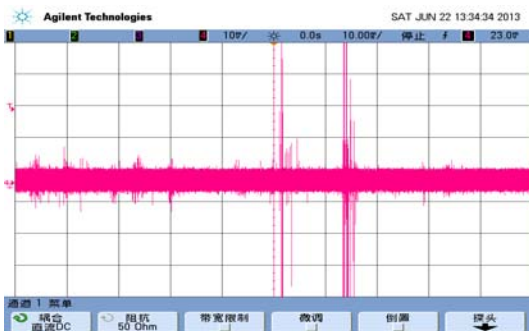


图3 放电类型波形图

3.4.3 化工线定位结论

如图4所示，红色区域内为特高频信号源位置，通过判断，放电源位于开关柜后面。



图4 化工线特高频信号源位置

3.4.5 对1站用变柜放电源进行定位。

1号站用变普测过程中，发现超声波信号异常，对1号站用变进行特高频信号检测，发现该处存在异常特高频信号，如图5。分析可知，该信号有很强的工频相关性，每20ms出现一个放电脉冲簇，上下均对称，很可能是金属类放电。

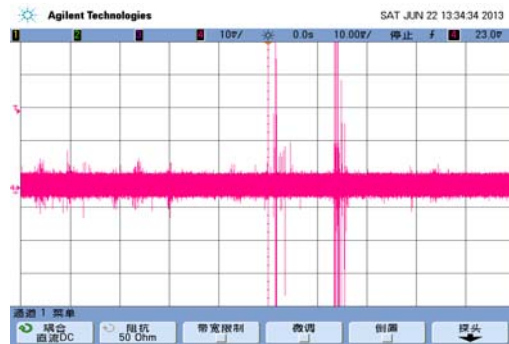


图5 1号站用变异常特高频信号

3.4.6 特高频信号定位

采用特高频时差法，对站用变进行特高频信号进行定位。如图6所示。

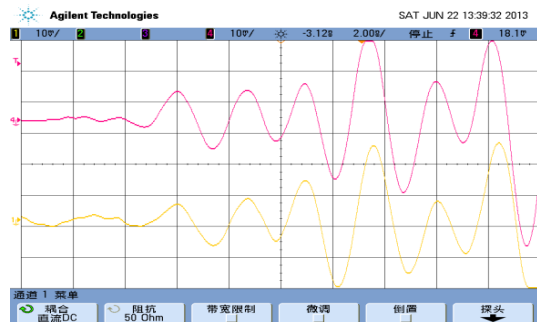


图6 1号站用变定位数据

3.4.7 站用变定位结论

如图7，所示红色圈区域内为站用变特高频信号源位置，深度向内15~35cm的范围内。



图7 1号站用变特高频信号源

3.5 测试结论

3.5.1 10kV化工线911断路器

通过分析地电波、超声波、特高频数据，10kV化工线911断路器开关柜内存在局部放电现象，为多点放电。放电位置：如图4中红点所示位置，位于开关柜后面板。

从10kV化工线911断路器后面板观察窗处可以看到放电现象，如图8所示，该开关柜有三个放电点，分别是：B、C两相相间放电、A相表面放电，C相与CT之间放电。

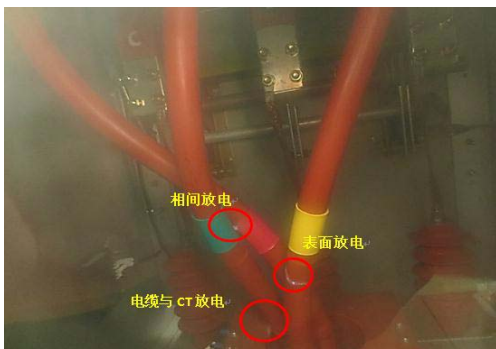


图8 化工线放电照片

3.5.2 1号站用变

通过分析1号站用变的超声波、地电波、特高频检测数据，判断1号站用变存在局部放电现象，放电类型为金属类放电，放电源位置如图十所示，建议跟踪1号站用变的超声波，地电波、特高频信号变化。

4 分析与总结

随着检测技术的发展，目前应用在电力系统中的局放带电检测方法也有很多种，综合现场检测情况和分析，主要应用的超声波检测法、地电压检测法、特高频检测法对各种放电形式有不同的特点和优势。

4.1、超声波检测法的特点

非接触式超声波检测法适用于电晕放电、表面放电；通过耳机声音进行判断，简单便捷，可以根据信号幅值进行初步定位。但是对于封闭设备无法使用，无法实现精确定位定相，使用放电类型有限。

4.2、地电波检测法的特点。

它适用于金属性放电；悬浮电位、针尖等，操作简单，测试数据简单；排除干扰措施少，无法精确定位，适用于开关柜普查，找出异常设备；但是无法判断放电类型。

4.3、特高频检测法的特点

特高频检测技术的特点在于：适用于绝缘缺陷、针尖、悬浮电位、颗粒、金属性放电等；信号传播距离远；灵敏度高，可以快速判断放电类型；检测频段较高，可以有效地避开常规局部放电测量中的电晕、开关操作等多种电气干扰；检测频带宽，所以其检测灵敏度很高；而且可识别故障类型和进行定位。同时特高频方法采取天线空间耦合射频信号的方式使监测系统与被检测对象之间没有电气连接，对操作人员及监测设备而言都具有更高的安全性。目前，特高频方法的研究也面临着一些问题，由于测量机理与脉冲电流法不同，因此无法进行视在放电量的标定，而且一般外置式传感器灵敏度明显低于内置式。电气设备运行现场的干扰源主要集中在300MHz以下频段，而在300MHz以上频段的衰减很快，并且很容易被屏蔽。选择特高频段的电磁信号作为检测信号，可以避开常规电气测试方法中难以识别的电力系统干扰，显著提高局部放电检测的信噪比。U基础建设

5 结论

总而言之，要想准确判断开关柜放电故障类型和故障位置，一是需要超声波、地电压、特高频几种测试方法综合应用，而不能单一地依靠其中某种测试方法；二是需要测试人员具备较高的理论与实践操作水平；三是需要测试人员积累丰富的测试经验。只有这样，才能准确地判断开关柜局放状态，把缺陷消灭在萌芽状态，切实提高开关柜带电检测水平。

参考文献

- [1] Q/GDW-10-J206-2010. 输变电设备交接和状态检修试验规程, [S].
- [2] 2010(11). 电力设备带电检测技术规范, [S].

作者简介：

谢剑锋（1979—），男，江西，高级工程师，从事高电压绝缘研究工作；

卢 旻（1979—），男，江苏，工程师，从事高电压绝缘研究工作。

一起 220kV 变压器异常接地的过渡过程分析

包玉树¹, 秦嘉喜², 王成亮¹, 甘强³, 徐敏锐⁴

(1. 江苏方天电力技术有限公司, 江苏 南京 211102; 2. 江苏省电力公司丰县供电公司, 江苏 丰县 221700; 3. 江苏省电力公司检修分公司, 江苏 南京 2111002. 江苏省电力公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

摘要: 通过一起变压器低压端异常接地实例, 对其过渡过程进行了分析探讨, 从而排除了变压器产生危险过电压进而损坏绝缘的可能性, 但绕组中的电流在暂态过程会发生零位偏移, 将导致铁芯柱中磁通饱和, 引起电流波形畸变和变压器发热。

关键词: 变压器 磁通 过电压 过渡过程 零位偏移

0 概述

某台 220kV 变压器分相局部放电试验时, A、B 两相顺利通过试验。如图 1 接线, 进行 C 相试验, 当高压端 C 升压至 189kV, 被试主变响声异常。急降试验电压, 登主变检查, 发现地线误搭在了低压侧 b 相出线排上。

现分析此过程中, 电流和电压可能达到的大小, 和它对变压器绝缘的影响。

1 稳态分析

该主变参数

型 号: SFSZ9-120000/220

容 量: 120/120/60 MVA

电 压: $220^{+10}_{-6} \times 1.5\% / 115 / 10.5 \text{ KV}$

联结组别: YN, yn0 d11

主变 C 相局部放电试验的正常接线如图 1。

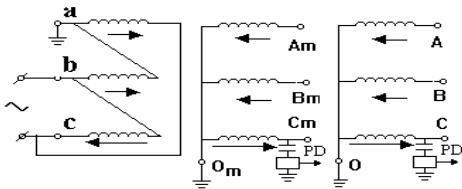


图 1 C 相局部放电试验接线图
高、中、低压侧各绕组电位见图 2。

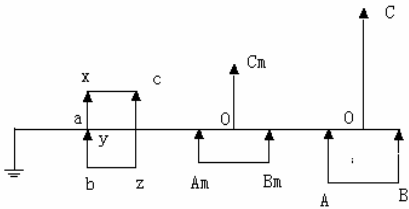


图 2 电位图

当在升压过程中, 发生 B 相低压端突然接地时, 其试验接线呈图 3 接线。

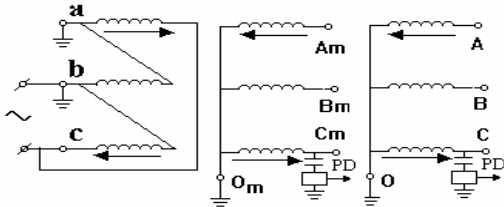


图 3 C 相试验故障接线图

按图 3 正常接线 0 起升压没有过电压产生. 但当在图 1 接线加压时发生突然短路时, a 相电压由半电压变为全电压, b 相电压由半电压降为 0, 便有过渡过程产生。

在这一故障接线状态下, 达到稳态时的电位图见图 4。

按前假定, $\alpha = 0$, $\varphi = \frac{\pi}{2}$, 则短路前线圈有电流

$$i_{a(0)} = i_{b(0)} = \frac{U_s/2}{Z} \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) \quad (3)$$

对于 a 相低压线圈, 短路后外加电压 u 从 $\frac{U_s}{2}$ 增到 U_s , 所以电流的周期分量为

$$\begin{aligned} i_{an} &= \frac{U_s}{Z} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) \\ &= \frac{U_s}{Z} \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) \end{aligned} \quad (4)$$

在短路发生时刻, 线圈中电流不能突变, 即 (3) 式等于 (2) 式, 得

$$\begin{aligned} \frac{U_s/2}{Z} \sin(-\frac{\pi}{2}) &= \\ \frac{U_s}{Z} \sin(-\frac{\pi}{2}) + C e^{-\frac{t}{T}} \end{aligned}$$

$$\text{即 } C = \frac{U_s/2}{Z} \quad (5)$$

将 (5) 式和 (4) 式代入 (2) 式, 得 a 相线圈暂态电流

$$\begin{aligned} i_a &= \frac{U_s}{Z} \sin(\omega t - \varphi_K) + \frac{U_s/2}{Z} e^{-\frac{t}{T}} \\ &= \frac{U_s}{Z} \sin(\omega t - \frac{\pi}{2}) + \frac{U_s/2}{Z} e^{-\frac{t}{T}} \end{aligned}$$

其电流各分量波形图如图 6。

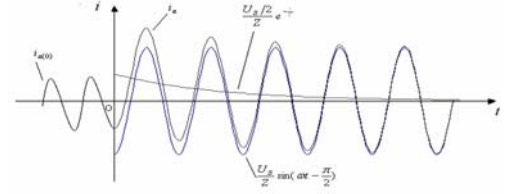


图 6 a 相线圈电流波形图

对于大型变压器, 由于 L 较大, R 较小, 其时间常数将很大, 直流分量衰减过程将有几十秒至几分钟之长。大约经过半个周期的时间, 电流最大瞬时值将接近稳态电流振幅的两倍, 绕组将受到电动力的作用, 严重时将发生位移或变形。

对于 a 相绕组, 因电源电压强制作用, 电压没有明显的变化。

b 相线圈端点短路时, 电压从 $\frac{U_s}{2}$ 降至 0, 其暂态过程中电流周期分量

$$\begin{aligned} i_{bn} &= 0 \\ i_b &= -\frac{U_s/2}{Z} e^{-\frac{t}{T}} \end{aligned}$$

其电流图形如图 7。

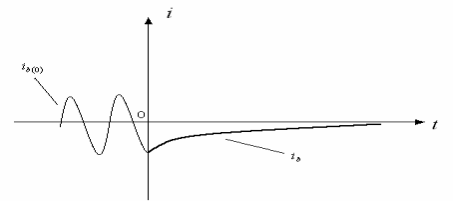


图 7 b 相线圈短路电流波形图

3 铁芯中磁通分析

b 相线圈中电流的直流分量在 b 相铁芯柱中, 将激励单向磁通, 并以 a、c 两铁芯柱构成回路, 因此在 a、c 两相线圈中感生电流, 如不计衰减, 所感生的电流应为 b 相线圈直流分量的一半。

从图 1 接线可知，a、b 线圈中电流都是从出线端流向线圈末端的。当短路发生时，两线圈中电流增量是反向的，如图 8 虚线所示。

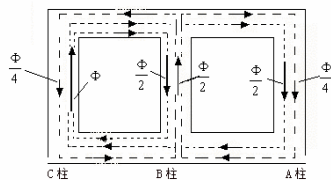


图 8 铁芯中磁通分布示意图

可见 b 柱直流分量激磁在 a 铁芯柱中，对 a 相铁芯直流分量磁通起增强作用，从而增大 a 相电流偏移。而 a、b 相的直流分量磁通叠加后，有相当于 $\frac{1}{4}$ 电压的磁通进入全电压相（c 相），导致 c 相交变磁通的偏移，c 相线圈中的交变电流也将发生零位偏移。

4 结论

综上所述可知：

（1）被试变低压线圈端部突然短路时，高压绕组对地电容不参与线圈进行能量转换，故不产生自振荡过程。由于低压线圈端部的电源电压的强制作用，没有明显的过电压产生，但绕组中的电流在暂态过程会发生零位偏移，严重情况下，导致铁芯柱中磁通饱和，引起电流波形畸变（铁芯震动发出异响）和变压器发热。

（2）由于直流分量电流（或磁通）的衰减，交变电流将趋于稳态，并过渡到图 3 的接线状态。对于大型变压器，由于直流分量衰减较慢，因此铁芯震动异响持续时间亦较长，通常达数十秒钟。

（3）电流的零位偏移及暂态电流幅值的大小与短路发生时刻的电压（或电流）相位有关。

参考文献：

[1] 邱关源. 电路（第四版）[M]. 北京：高等教育出版社，2003.

220kV 主变短路故障后的综合试验分析

柯于刚

(江苏省电力公司检修分公司无锡分部 无锡 214000)

摘 要：通过油色谱分析、直流电阻测试、绕组电容量测量、低电压短路阻抗试验以及变压器绕组变形试验，对一台 220kV 主变发生近区短路故障后进行了综合试验分析，发现了该变压器低压侧 C 相绕组存在严重变形故障，这一分析结果得到了主变厂家吊罩检查的映证，该分析方法为变压器短路后试验检测和故障处理提供了有效参考。

关键词：变压器；短路故障；油色谱分析；直流电阻；绕组变形；诊断分析

0 引言

无锡地区 220kV 某变电站 5 月 10 日凌晨 5 时 56 分，110kV 扬芦 738 开关零序 I 段、距离 I 段保护动作跳闸，重合不成。保护装置显示 C 相故障，故障电流 7.83kA，故障测距 1.6km。2 号主变“轻瓦斯动作”告警。随即对 2 号主变及 110kV 扬芦 738 回路进行了检查，扬芦 738 保护装置及一次设备情况正常，2 号主变瓦斯继电器内发现有瓦斯气体。

该变电站 2 号主变主要参数如下：生产日期 1993 年 5 月 31 日、投运日期 1993 年 9 月 17 日、产品型号 OSFPS7-180000/220、出厂编号 93023、电压组合 $220 \pm 2 \times 2.5\%/121/38.5\text{kV}$ 、连接组别 YNa0yn0+d、

2009 年进行现场吊罩大修、最近一次修试日期为 2013 年 11 月 20 日。

1 变压器油色谱分析

对 2 号主变进行油色谱分析，发现油中乙炔含量从 0 增长至 32.8 $\mu\text{L/L}$ （见表 1）由表 1 可以看出：主变故障前后油中 CO、CO₂ 含量基本没有变化，说明主变本体潜伏性故障或长期性过热并不存在，故障未对固体绝缘材料造成大量的热分解。故障后氢气含量为 62 $\mu\text{L/L}$ ，总烃值为 109.4 $\mu\text{L/L}$ ，乙炔值 32.8 $\mu\text{L/L}$ ，根据 IEC 三比值法计算，特征气体编码为：102，由此可以判断 2 主变内部有强烈的突发性电弧放电故障发生，高能量的故障电流促使绝缘油分解产生大量的烃类及氢气，特别是乙炔气体[1]。

表 1 #2 主变故障前后变压器油色谱分析对比

气体含量 ($\mu\text{L/L}$) 采样日期	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	$\sum\text{C}$	CO	CO ₂	备注
3 月 11 日	14	18.5	4.1	26.8	0	49.4	358	2239	正常
5 月 10 日	62	28.8	5.0	42.8	32.8	109.4	382	2985	首次油样
5 月 10 日	93	27.8	3.7	41.9	32.2	105.6	319	2173	复采油样
5 月 10 日	7266	2755	0.5	33.5	258.5	3047	2076	386	瓦斯气体

该主变短路故障后氢气含量由 14 $\mu\text{L/L}$ 剧增至 93 $\mu\text{L/L}$ ，虽未超出溶解气体浓度的注意 150 $\mu\text{L/L}$ ，但从产气增量上可以判断主

变本体存在突发性的放电故障，初步分析该主变可能出现内部绝缘缺陷。为防止变压器缺陷进一步扩大，向调度申请紧急停用该主变，13:03 时，该主变改为冷备用状态。

2 变压器绕组变形测试

变压器发生短路故障后，在短路冲击电流的作用下，变压器绕组和变压器机械结构会受到机械应力的冲击，往往会导致绕组一定程度的变形[2]。虽然变压器设计时都要求具有一定的抗短路冲击能力，但是考虑到该主变以往曾发生过数次短路故障，但并未导致绕组严重程度的变形。为了诊断此次短路故障给主变造成的损害程度以及确定该主变是否可继续运行，进行绕组变形测试。对主变高压侧、中压侧和低压侧绕组分别进行了测试，测试频谱图见图 1，图 2 和图 3。

由图 1 可以看出：高压侧绕组三相频率响应曲线相似，三相曲线随频率变化一致性较好，因此，可初步认为高压侧绕组未发生变形，短路故障对变压器高压绕组基本无影响。

由图 2 可以看出：中压绕组三相间频率响应曲线低频段相比高压绕组而言一致性相对较差，可认为有轻微变形，中频段和高频段三相一致性较好，由于高频段绕组的对地电容及匝间或饼间电容起主导作用，相对位移未发生变化。

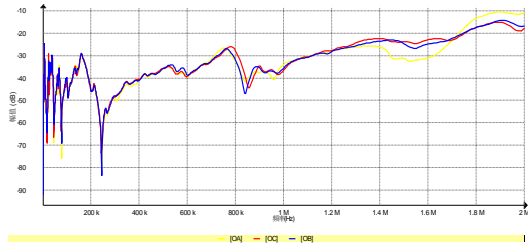


图 1 #2 号主变高压侧绕组频响图谱

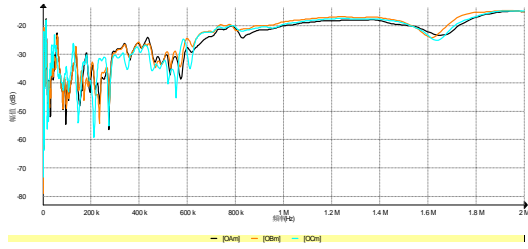


图 2 #2 号主变中压侧绕组频响图谱

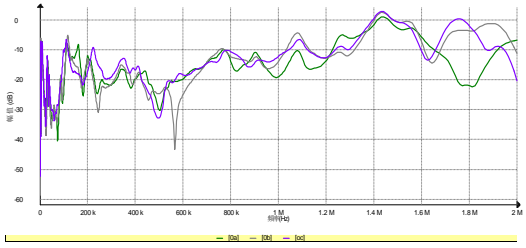


图 3 #2 号主变低压侧绕组频响图谱

由图 3 可以看出：该 2 号主变的低压侧绕组三相相似性比较差，相对于高压绕组和中压侧绕组而言变形明显，C 相频响曲线相差最大，相对于 A、B 相而言低频段波形的波峰、波谷发生偏移，整体波形也有明显变化，可以认为主变低压绕组发生了明显变形。因频响测试目前仍停留在测试实践经验多的总结上[3]，需结合其他试验方法对故障情况做进一步的确定。

3 低电压短路阻抗测试

阻抗法是通过测量工频电压下变压器绕组的短路阻抗或漏抗来反映绕组的变形和移位及匝间开路 and 短路等缺陷。对变压器绕组的幅向变形、轴向扭曲、匝间开路、短路等影响整体电感的变形较为灵敏[3]。现场进行低电压短路阻抗试验，试验数据见表 2。从表 2 所示数据可看出：中压对低压短路阻抗 C 相与 A、B 相横向偏差达-15.47%，中压对低压短路阻抗 C 相与历史数据比较差值为-17.44%，高压对中压短路阻抗 C 相与 A、B 相横向偏差达 8.43%，高压对中压短路阻抗 C 相与历史数据比较差值达 7.083%。高压对低压短路阻抗 C 相与 A、B 相横向偏差达-7.58%，高压对低压短路阻抗 C 相与历史数据比较差值为 9.09%，均超过规程规定[4]（试验规程规定短路阻抗相间偏差注意值为 2%，与初值差不超过 3%）。根据短路阻抗试验数据，结合之前的绕组变形试验可以确定低压绕组 C 相发生变形。

表 2 #2 主变故障前后低电压短路阻抗试验数据对比

短路阻抗		2013年11月 (单位: Ω)	横向偏差 (%) (A 相为参考)	2014年5月 (单位: Ω)	横向偏差 (%) (A 相为参考)	纵向偏差 (%) (以2013年为参考)
中压-低压	A	17.14	----	16.8	----	-1.98
	B	17.2	0.35	16.8	0.00	-2.32
	C	17.2	0.35	14.2	-15.47	-17.44
高压-中压	A	24	----	23.7	----	-1.25
	B	24	0.00	23.7	0.00	-1.25
	C	24	0.00	25.7	8.43	7.083
高压-低压	A	86.96	----	85.54	----	-1.63
	B	86.96	0.00	85.84	0.35	-1.28
	C	86.96	0.00	79.05	-7.58	9.09
备注		分接开关位置高压、中压均位于1档				

4 变压器绕组的电容测量

变压器的绕组可以看成由电阻、电容、电感等构成的网络，而绕组的等值电容量直接反映出各绕组间、绕组对铁芯、绕组对箱体及地的相对位置和绕组的自身结构等。变压器产品出厂后，其各绕组的电容量基本上是一定的，即使在有温度、湿度影响的情况下，其电容量变化应很小[6]。但当变压器遭受短路冲击后，若某侧绕组变形严重，则其电容量变化相应也较大。因此可以通过电容量的变化来判断主变的内部变形情况，可

以对主变内部绝缘的状况有一个初步的判断。2 号主变绕组电容量测量数据见表 3。将试验数据与最近一次预试数据进行比较，发现高（中）压绕组对低压、平衡绕组及地电容量与上次修试时比较电容量偏差 10.99%；低压对高（中）压、平衡绕组及地电容量与上次修试时比较电容量偏差 7.47%，均超过标准要求。可见，高（中）压绕组与低压绕组、平衡绕组及油箱之间发生了相对位移，从而导致了绕组电容量的变化。

表 3 #2 主变故障后介质损耗及电容量测量

试验项目				被试绕组		
				高压（高+中）	低压(低压 1)	稳定(低压 2)
介损及电容量	上层油温(℃)	实测值	tgδ(%)	0.300	0.250	0.240
			Cx(pF)	16360	24360	24120
	30	计算值	ΔC(%)	10.900	7.590	0.710

5 变压器绕组的直流电阻测量

为确定变压器短路故障后，绕组由于短路电流的冲击，绕组产生严重变形造成匝、股间短路，同时由于大电流冲击，过电流薄弱环节，如：分接开关、套管引线接头，将

军帽与线圈引出线之间会造成接触不良。接触不良，匝间和股间短路可通过测量绕组直流电阻来发现。主变直流电阻测量数据见表 4，与历史数据相比未见异常。

表 4 #2 主变绕组直流电阻测量（单位: Ω）

		A	B	C	偏差（ΔR%）
--	--	---	---	---	---------

		0.5365	0.5363	0.5359	0.013
中压绕组	相间	0.2791	0.2793	0.2783	0.120
低压绕组	相间	0.023640	0.023600	0.023690	0.13000
稳定绕组	线间	0.04351			
备注		绕组上层油温 30℃，高压绕组与中压绕组分接位置均位于 1 档			

6 变压器吊芯检查



图4 高压绕组C相外观检查正常



图5 低压绕组C相绕组扭曲、鼓包

6月18日,该2号主变被运往常州西电变压器有限公司生产车间进行现场吊芯检查,检查结果见图4、图5。由图5可以看出:低压侧C相绕组发生了严重的扭曲变形,出现鼓包,这一检查结果与绕组变形试验数据分析和低电压短路阻抗试验相一致。在发生短路故障后,低压绕组受到径向力的挤压,出现扭曲和鼓包,导致低压与高压绕组距离变小,电容量变大这与试验结果相符,同时在检查时发现C相上部铁轭硅钢片之间的短接片烧断,这也解释了油色谱分析中出现乙炔气体并急剧增加的原因。

7 结论

通过对一起 220kV 主变短路故障后的综合试验分析,介绍了油色谱分析、绕组变

形测试、低电压短路阻抗试验、绕组电容量测量及直流电阻测量等试验方法在故障分析诊断中的运用,对于发现变压器的受损和保障电网安全稳定具有重要意义。对于主变短路故障处理进行如下总结:

- 1、变压器的油色谱分析是监视充油电气设备安全运行和故障分析的最有效方法之一,但需要结合电气试验对故障类型,故障性质和原因做详细分析。
- 2、绕组频率响应试验和低电压短路阻抗试验,是进行绕组变形分析的两种主要方法,绕组频率响应试验方法比较灵敏,所含信息量大,易受干扰;而低电压短路阻抗试验技术目前比较成熟,已有相关标准。在分析判断时,相互映证,提高诊断的准确性。
- 3、变压器绕组的电容量测量由于受试

验方法和接线的限制，在诊断故障时虽不及绕组频率响应试验和低电压短路阻抗试验方面灵敏有效，但也能发现绕组位移和较明显变形故障。

4、本例变压器短路故障铁芯硅钢片短接片烧毁，为进一步诊断铁芯是否受损，需进行空载试验。

参考文献：

- [1] DL/T 722-2000 《变压器油中溶解气体分析和判断导则》 [M]. 中国电力出版社, 2000
- [2] 张琛.变压器绕组变形测试方法及应用[J].变压器,2007, 44（2）： 35-37.
- [3] 黄华, 周建国等. 阻抗法和频响法诊断电力变压器绕组变形[J]. 高电压技术,1999,25(2):70-73.
- [4] DL/T 596-96 《电力设备预防性试验规程》 [M]: 中国电力出版社, 1997
- [5] 钟洪壁,王正官,王世阁. 电力变压器检修与试验手册[M]. 北京:中国电力出版社,2000
- [6] 刘海峰, 刘宏亮, 唐亮.变压器绕组变形的诊断与分析[J].变压器,2008,45（6）:61-64.
- [7] 毕建刚, 王献丽等. 高克利.变压器绕组变形现场测试中应注意的问题[J].变压器,2009,46（1）:29-31,36.

作者简介：

柯于刚（1980—）男 湖北鄂州人， 江苏省电力公司检修分公司， 工程师， 长期从事高压电气试验工作；联系电话：1586140615， Email：keyugang1092@163.com 。

不锈钢包钢接地体在电站接地网中的应用

张劲松¹, 吴鸿飞², 陈迟¹, 韩文建¹

(1. 江苏方天电力技术有限公司, 2. 常州供电公司)

摘要: 介绍了一种新型接地材料——不锈钢包钢, 在电站接地网中的应用, 分析了不锈钢厚度的选取, 推导了不锈钢包钢热稳定系数 C , 并以实例说明了不锈钢包钢在工程中的应用。

关键词: 不锈钢钢包 接地

0 概述

改革开放以来, 我国国民经济的飞速发展, 对电力的需求越来越大。安全、可靠地向全社会提供电力显得非常重要, 而电厂(站)接地网的安全则是电厂(站)安全运行的重要保证之一。

我国属铜资源稀缺国家, 解放初期在接地装置建设中一直使用镀锌钢材作为导体。电网不断扩大后, 长期运行的各地电厂(站)出现了因接地装置因腐蚀问题而导致全厂(站)停电的重大事故。随着电网建设的不断发展, 110kV、220kV 变电站逐步在城区布点的数量不断增加。这些变电站的占地面积普遍较小而且变电站地面基本无土壤露出, 使用镀锌钢材的接地装置很难满足要求。为了解决这些问题, 各地电网公司采取了相应的措施。国网公司还在 18 项反措中专门针对接地装置列出具体的检查整改要求, 并提出在重要变电所接地装置建设中逐步使用耐腐蚀接地材料。

1 腐蚀原因

接地装置是电厂(站)的重要的电力设备之一, 其状态的好坏直接影响

到电厂(站)的安全运行。接地装置的水平接地体全部埋在土壤中, 与其他设备的连接线则裸露在空气中。土壤是一个由气、液、固三种状态的物质组成的复杂体系, 其三种状态物质的组成随温度、气候、季节等因素变化, 由此导致土壤的电阻率, 氧化还原电位, PH 值, 含水率, 透气性等特性改变; 同时土壤中伴有一系列微生物的新陈代谢活动, 这些都是引起接地装置腐蚀的因素。因此, 土壤的腐蚀性是非常复杂的。另外, 土壤中杂散电流等也会对土壤的腐蚀产生影响。

因此, 接地装置腐蚀的原因与传统的材料的腐蚀原因不尽相同, 需要具体的分析。

1.1 电化学腐蚀

通常, 人们把腐蚀分成化学腐蚀和电化学腐蚀两大类, 化学腐蚀是接地装置金属表面和周围环境中接触到的非电解质直接进行化学反应而引起的一种自发腐蚀, 如铁的氧化反应引起的腐蚀。由于土壤中氧气的含量远低于空气中, 这种腐蚀在地中发生的是非常有限的。而电化学腐蚀则是接地装置腐蚀的主要方式。

电化学腐蚀的机理实际上就是原电池

原理。接地装置金属部分在地下要延伸一定距离，会遭遇不同的土壤环境。当存在少量水分时，土壤水即成为一种电解质溶液，与接地体构成一个完整的原电池腐蚀系统。其电化学腐蚀机理如图 1 所示。

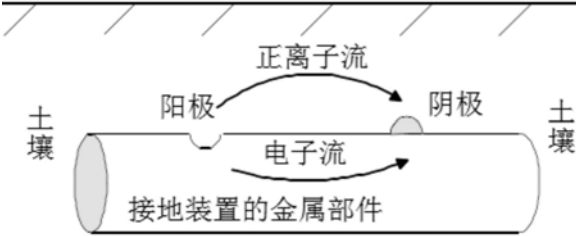


图 1 金属电化学腐蚀机理

在酸性土壤中其原电池过程为：
 $Fe + 2H^{+} \rightarrow Fe^{2+} + H_2 \uparrow$ — — — — — (1)

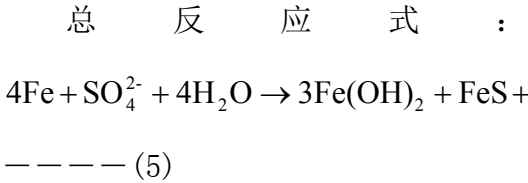
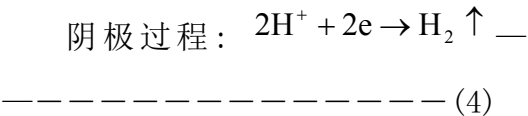
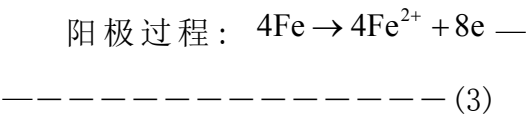
同理，在中碱性的土壤中的原电池过程为：
 $2Fe + O_2 + 2H_2O \rightarrow 2Fe(OH)_2$ — — — — — (2)

在土壤中的氧和水的作用下， $Fe(OH)_2$ 可以进一步发生反应，生成 $Fe(OH)_3$ ，最后转化成氧化铁等腐蚀产物。因此，这类电化学腐蚀主要与电解质溶液中的 H^{+} 和 O_2 的浓度有关。

由于土壤的特殊性质，不同区域的土壤所含的电介质溶液的浓度会不同，埋在不同区域的接地体会产生浓差原电池而使接地体发生腐蚀，其中因电介质浓度不同会产生盐浓差电池，因氧气浓度的不同产生氧浓差电池（如引下线土中部分的腐蚀）。

1. 2 微生物腐蚀

土壤中微生物对接地装置金属构件的腐蚀是微生物的生命活动参与下所发生的腐蚀过程，多发生在地势较低的沼泽地带及有机质含量较高的土壤中。腐蚀过程主要表现为微生物新陈代谢会改变土壤环境的氧浓度、盐浓度及 pH 等状况，形成接地装置金属构件的局部腐蚀电池，破坏保护性覆盖层的稳定性。



1. 3 杂散电流的腐蚀

电气火车、城市电车, 以及高压直流输电都是以大地为回路, 其附近的交流接地网会在直流电流的作用下发生严重的电解腐蚀。由于交流电网三相负荷的不平衡，接地装置中始终有一部分交流电流流过。在土壤中的杂散电流腐蚀，一般属于电解电池腐蚀的模型。即外来的电流或电位差, 造成了土壤溶液中金属的腐蚀, 其腐蚀量与杂散电流强度成正比。埋地金属直流杂散电流腐蚀损耗量可以按照法拉第定律计算，1 A 的电流一年能腐蚀约 9 kg 铁，一般交流杂散电流腐蚀的危害性要比直流腐蚀小。



图 2 为水平接地体的腐蚀情况



图 3 接地引下线的腐蚀

2 地中金属装置防腐蚀研究

美国国家标准局在 1910—1955 年开展了为期 45 年的“地下腐蚀”研究项目，项目的主要研究成果如下（1）：

（1）铜和铜镀钢。包括管状和板状样品，其中铜镀钢的铜层厚度为 0.254mm。在 14 个不同场地埋入地中 13 年，根据重量测量，得到平均腐蚀深度为 12.7×10^{-6} mm。埋置在另外 29 个不同试验场地 8 年的样品的平均腐蚀深度为 22.86×10^{-6} mm。

（2）镀锌钢。测试了 208 个镀锌钢管，镀层厚度约为 0.121mm，样品埋入地中 10 年。10 年后镀锌层的平均腐蚀厚度达 0.0635 mm。镀锌层下的钢出现了点蚀。

（3）对轧制锌材和镀锌钢（平均镀层厚度 0.13 mm）在美国不同地点的 50 种土壤

中进行了腐蚀性能的评定。数据显示，镀锌钢件的平均腐蚀速率与锌基本一致，但是点蚀穿透率明显低于锌；而且当大部分镀层被腐蚀后，腐蚀速率降低。

美国加利福尼亚国家海军土木工程试验室在 20 世纪 60 年代早期与美国国家腐蚀工程师协会合作开展了为期 7 年的“接地棒现场测试”研究项目。对 9 种不同材料的垂直接地棒（长 2.4m，直径 16mm），埋入地下 7 年，分别在 1 年后、3 年后、7 年后从土壤中挖出测量，得到的实验结果如下表：

（2）

表 1 单一接地体埋在土壤中的腐蚀数据

材 料	失重百分%		
	1 年 后	3 年 后	7 年 后
软 钢棒	2.6	6.11	7.61
镀 锌钢棒	1.5	2.4	2.2
铜 镀钢棒	0.52	0.93	1.4
不 锈钢棒	0.2	0.53	1.4
锌 棒	1.2	1.2	4.11
不 锈钢棒	0.29	0.63	0.87*

包铜棒			
-----	--	--	--

注：“*”为5年后测试数据。

波兰华沙技术大学材料科学与工程系实验室也进行了电镀铜与镀锌钢的腐蚀实验研究。

Cr 和Ni 是不锈钢获得耐腐蚀性能最主要的合金元素。它们的存在使不锈钢在氧化性介质中生成一层十分致密的氧化膜,从而使不锈钢钝化,降低了不锈钢在氧化性介质中的腐蚀速度,提高了不锈钢的耐腐蚀性能。 从上述试验结果可以看出,选择不锈钢包钢作为接地体是可行的。

3 不锈钢包钢不锈钢厚度的选择

依据美国海军的试验结果,只有电镀铜厚度为 0.25 mm 的钢棒以及不锈钢棒的抗腐蚀速度可以被接受。另外,从 8~13 年在 43 种不同土壤中铜试品的测试结果中的 41 种计算得到 30 年的平均点蚀深度为 0.17 mm,因此一些国际标准(包括英国 BS7430 和美国的 UL467)都将电镀铜钢棒的铜镀层的要求确定为至少 0.25 mm,。国网公司企业标准 Q/GDW 465-2010(电气工程接地用铜覆钢技术条件)也规定铜覆钢铜层厚度不应低于 0.25mm。

由于不锈钢与铜的抗腐蚀能力相近,因此在考虑不锈钢复合接地装置的不锈钢层厚度时可以参考上述研究成果和相关标准。但是不锈钢与铜相比,硬度高,加工难度大。经过大量的相关试验,不锈钢层厚度选择不

小于 0.6mm 比较合理。

4 不锈钢接地体截面的选择

众所周知,在一次设备发生对地短路故障时,接地装置的导体需要通过较大的故障电流,因此接地装置的导体应符合热稳定的要求。DL/T 621-1997 交流电气装置的接地和 GB 50065-2011 交流电气装置的接地设计规范中规定,接地导体(线)最小截面应符合下式的要求:

$$S_g \geq \frac{I_g}{c} \sqrt{t_e}$$

—— — (6)

式中: Sg——接地线的最小截面, mm2;

Ig——流过接地线的短路电流稳定值, A(根据系统 5~10 年发展规划,按系统最大运行方式确定);

te——短路的等效持续时间, s;

c——接地线材料的热稳定系数,根据材料的种类、性能及最高允许温度和短路前接地线的初始温度确定。

目前,相关规程尚无不锈钢复合接地装置热稳定系数 C 值,根据 IEEE Std80-2000 《Guide for Safety in AC Substation Grounding》给出的计算热稳定的公式,推导可得到热稳定系数 C 值的计算式如下:

$$C = 10 \sqrt{\frac{TCAP}{\alpha_r \times \rho_r} \ln(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a})}$$

————— (7)

式中:

T_m —最大允许温度 (°C);

T_a —环境温度 (°C);

T_r —材料物理常数的参考温度 (°C);

α_r —温度为参考温度 T_r 时的电阻率
温度系数 (1/°C);

α_0 —温度为时 0°C 的电阻率温度系数
(1/°C);

ρ_r —温度为参考温度 T_r 时接地导体的
的电阻率($\mu \Omega \cdot \text{cm}$);

K_0 — $1/\alpha_0$ 或 $(1/\alpha_0 - T_r)$ (°C);

TCAP —单位体积热容常数 (J/cm³°C)。

表 2 各种材料的材料常数

料	料 导 电 率 (%)	$T_r=20^\circ\text{C}$ 时 α_r (1/°C)	0°C 时 K_0 (°C)	融 化 温 度 (°C)	$T_r=20^\circ\text{C}$ 时 ρ_r ($\mu \Omega \cdot \text{cm}$)	TCA P 热 容 量 (J /cm ³ °C)
	100	0.00393	234	1083	1.72	3.42
铜	20	0.0	24	10	8.6	3.8

镀 钢 棒		0378	5	84	2	5
不 锈 钢 包 钢	9.8	0.00160	605	1400	17.5	4.44
镀 锌 钢	8.6	0.0032	293	419	20.1	3.93

表 3 根据 7 式计算的 C 系数值

材料	最高允许 温度	标准推 荐 C 系 数值	C 系数计算 值
铜	450 (700)	210	215.14 (249)
铜 镀 钢棒	700	124	124
不 锈 钢 包 钢	500	—	91
镀 锌 钢	400	70	66.9

根据 7 式计算得得铜和钢材得 C 系数和
DL/T 621-1997 《交流电气装置的接地》和
GB 50065-2011 《交流电气装置的接地设计

规范》中得推荐值十分吻合，因此。不锈钢包钢材料的 C 系数选 91 是合理的。

5 工程应用

110kV 南宅变接地网建于 1998 年，其接地网为长约 68.5m，宽约 65m 的方格网。现有 110kV 线路 3 条，最大对地单相短路电流为 15.7kA。经重新设计后为 10mx10m 方格网，接地体为直径 19.2mm，不锈钢包层厚 0.6mm 的不锈钢包钢接地体。

该改造工程利用国际上公认的 CDEGS 软件包结合现场实测数据及相关标准进行接地网设计，并对整个改造后变电站接地系统进行了完整的分析和测量：

- 土壤电阻率测试和接地阻抗测试；
- 使用 CDEGS 软件中的 RESAP 模块对实测的土壤电阻率数据进行分析 and 计算，建立了用于接地网设计、分析和评估的等效三层土壤模型；
- 建立架空输电线路的回路模型和不锈钢包钢接地体的计算模型，确定在变电站发生单相短路故障时，故障电流在南宅变接地系统中的分布情况；
- 计算在故障状态下，接地网的地电位升高（GPR），接地系统相关部位接触电势和跨步电势。

应该注意的是，由于当地的低土壤电阻率，该变电站的接地网是由不锈钢材料组成的，因此使用传统的接地设计方法，假设接地系统是等电位的进行计算是不准确的（镀

锌钢材组成的接地网类似）。

采用精确的模型接设计后，接地网评估后的主要结论如下：

- 1) 根据实测的土壤电阻率数据，得到了等效三层土壤（表 5—1）结构数据，并由此计算得到 110kV 南宅变接地阻抗为 $0.14 \angle 4.2^{\circ} \Omega$ 。按照夹角法实测接地阻抗实测值为 0.176Ω 。接地阻抗实际测量时采用的测试方法是基于均匀土壤推导出来的，实际上土壤结构是不均匀的、分层的。利用我们所建的土壤和接地系统的模型以及实际的测量接线计算所得的接地阻抗为？，由此可见计算结果可信。

表 5—1 土壤电阻率分层模型数据

	土壤电阻率 ($\Omega\cdot\text{m}$)	厚度 (m)
顶层	30	1.9
中间层	4.5	3.8
底层	24.4	无穷

- 2) 该变电站架空地线分流系数为 14%，目前站内最大短路电流水平为 15.7kA，相关点位的接触电势均不满足规程要求，需采取敷设砾石等相关措施；跨步电势满足规程要求。当前该变电站接地引下线能够承受最大对地短路电流为 17.538kA，主接地网能够承受最大对地短路电流为 23.384kA，均满足热稳定要求。

参考文献

1. R.Romanoff M. 《Underground Corrosion》[R]. United States Department of Commerce. National Bureau of Standards, Circular 579, 1957.
2. Drisko R W. Field Testing of Electrical Grounding Rods[R]. Naval Civil Engineering Laboratory. Port Hueneme, California. Published by United States Department of Commerce, National Technical Information Service, 1970.
3. Lindsey T. National Electrical Grounding Research Project Technical Report[R]. The Fire Protection Research Foundation, August, 2007
4. GB 50065-2011 《交流电气装置的接地设计规范》
5. DL/T 621-1997 《交流电气装置的接地》
6. 张劲松等 110kV 南宅变接地网设计报告（R） 年 2010

变电站智能辅助系统构成方案及相关要求

杨光，薛伟强，张峰

（南京供电公司，南京市建邺区奥体大街1号 210019）

摘要：本文针对现有常规变电站各辅助设施独立设置、独立运行、信息不共享，相互不联动等缺点，介绍了基于国家电网公司及江苏省电力公司相关指导文件构建的变电站智能辅助系统，提出了各子系统（视频监控、防盗报警、门禁、智能灯光、环境监测控制、火灾报警）及统一监控平台的具体构成方式，以及在实践中摸索出的相关原则及要求。

关键词：辅助设施 智能辅助系统 统一监控平台 联动控制

0 引言

现有常规变电站各辅助设施系统由视频监控、火灾报警、防盗报警、门禁等组成，它们均独立设置、独立运行、监测信息不共享，基本未实现联动，无法实现系统一体化管理，需人为进行大量的系统操作，管理效率较低。一旦某装置发生故障或告警，无法通过另一装置辅助确认。

部分辅助设施未实现网络上传，仅在变电站本地通过声光等形式报警，造成了事实上人员防范的缺失，一旦在装置发生故障后，只有巡视才能发现，无法做到“实时监视、立即处置、及时消缺”。

此外各个系统的独立监控需耗费大量的人力（如安防系统），若由调控人员或运维人员进行监控，在一定程度上会影响和分散其从事其他主要生产工作的精力，影响安全生产。

综合现有调度自动化系统还不完全具备对变电站运行环境的远程监测、控制功能的当下，亟需一套专业化的无人值班变电站智能辅助设施统一监控系统来管理大量的变电站辅助设施。

1 变电站智能辅助系统简介

1.1 智能辅助系统的主要组成

它主要由视频监控、防盗报警、门禁、智能灯光、环境监测控制、火灾报警辅助设施子系统及相关平台组成。其中视频监控部分同时兼容国网视频平台。其主要组成如下所示：

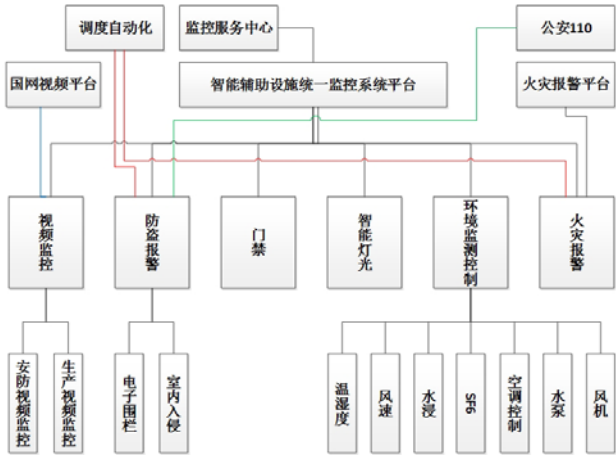


图1 智能辅助系统的主要组成

1.2 智能辅助系统的总体原则

- （1）系统建造以变电站内出入口安全控制、防火、防盗、防破坏、视频记录与监视为目的等。
- （2）系统的选择根据“技术经济比较”的原则，优先采用“技术成熟、结构简单、动作可靠、维护量少”的产品，做到配置优化，防范周全。
- （3）入侵、声光、灯光照明、视频、门禁等各装置之间实现联动控制。
- （4）各系统、装置与智能辅助设施统一监控系统平台通信；入侵告警信号、火灾告警信号同时接入调度监控系统，实时监控；入侵告警信号同时接入公安110平台；视频监控信号同时上传国网平台。
- （5）无人值班变电站一旦发生盗警、火警，应确保相关人员20分钟内赶到现场。
- （6）无人值班变电站安防辅助设施与变电站主

体工程同时设计、同时施工、同时投入运行。

2 智能辅助各子系统构成

2.1 视频监控子系统

视频监控包含生产视频（模拟）部分和周界高清安防部分。生产视频（模拟）部分 110kV 及以上变电站基本都具备，可以按照既有计划进行基建、技改、修理即可。

周界高清安防部分是江苏省电力公司安监部最新提出的，主要是在变电站围墙拐角安装网络高清红外球机，大门口安装网络高清枪机，用于监控围墙和大门的情况，实现变电站周界安防监控目的。下面主要对周界安防视频部分进行描述。

2.1.1 功能说明

安防用站端网络高清视频监控系统可以对变电站周边环境进行实施监控。同时能够通过网络高清摄像机预置位设置，控制云台、镜头，实现与安防告警及灯光联动运行。

2.1.2 组成示意图

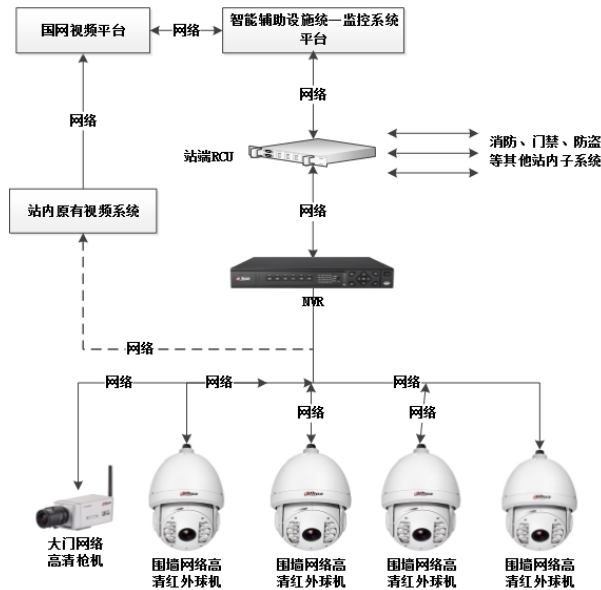


图 2 视频监控子系统组成示意（省略生产设备监控）

2.1.3 技术要求

（1）站端硬盘应满足图像存储要求，存储时间不低于一个现场巡视周期。

（2）图像保存地点：在站端网络视频管理单元存储，同时在主站服务器存储。为了节省网络带宽和主站服务器存储空间，平时可以在站端存储，只有在有入侵信号时将图像上传到主站服务器，以免有人破坏站端网络视频管理单元。

（3）摄像机及其附件应防尘、防锈、防腐。室外型摄像机还应防水，并具备高低温防护功能。摄像机的安装位置应减少和避免图像出现逆光，并且能够清楚地显示出入监控区域人员面部特征、机动车牌号等现场信息。

2.1.4 布点原则

（1）周界摄像机布点必须满足变电站防盗和周界监视的要求，保证变电站周界、门口全部处于实时监控与视频记录状态。

（2）变电站大门内，正对大门的位置，布置 1 台网络高清枪型摄像机，用于监视进出大门的人员和车辆。

（3）变电站围墙内，每角布置 1 台网络高清红外高速球型摄像机，安装高度对地 4m 左右，不规则围墙应适当增加布点。

2.1.5 夜间特殊需求

（1）采用网络高清红外摄像机。

（2）与辅助灯光照明装置联动。一旦有入侵信号，启动室外灯光，同时启动视频摄像机；或遥控启动/关闭灯光照明。

（3）利用辅助灯光照明装置的定时开启/关闭功能给摄像机补光。

2.1.6 已有系统的接入

针对某些已安装安防视频监控系统的变电站，可以联系厂家提供 NVR 和网络高清摄像机的通信协议，由站端 RCU 厂家将通信协议写入 RCU 即可实现接入。

2.2 防盗报警子系统

防盗报警包含室内入侵部分、周界电子围栏部分，可以接收脉冲式电子围栏主机、红外对射探测器、门禁系统的布撤防信号；可以将报警信号传送给安防视频监控系统，由后者驱动相关报警位置的摄像机转动到预设位置或预设路线；可以现场联动辅助灯光照明装置，提高安防视频画面质量。

2.2.1 组成示意图

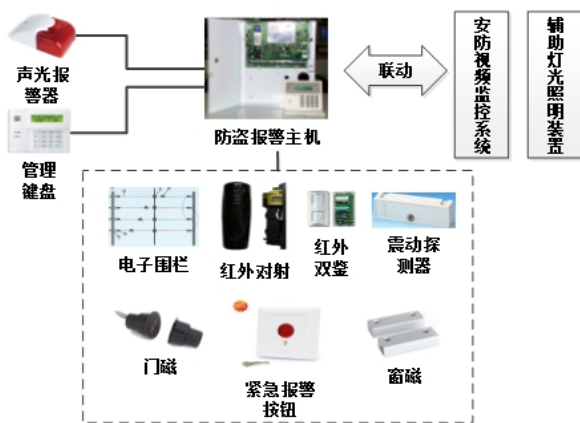


图3 防盗报警部分组成示意

2.2.2 布点要求

- (1) 控制室：安装 1-2 个红外双鉴探测器；
- (2) 安全工器具室：安装 1 个红外双鉴探测器；
- (3) 高压开关室：安装 1-2 个挂壁式距离长走廊红外双鉴探测器（或短距离走廊红外双鉴）；
- (4) 主出入口、走廊：安装 1-3 个走廊远距离探测器。

2.2.3 信号上传

防盗报警主机接收各类红外微波探测器信息、电子围栏信息、门口红外对射探测器信息、墙体震动报警信息，通过以下三种方式上传：

- (1) 通过电话线将入侵报警信号传输到公安 110 处警服务平台；
- (2) 通过无源接点将入侵告警信号和装置故障信号上传至公司调度控制系统，由调控中心值班人员对报警信息进行分析与处置；
- (3) 经与防盗报警主机配套的 TCP/IP 网络接口将入侵报警信号上传至平台站端 RCU，由后者采用统一的通信协议上传平台服务器。

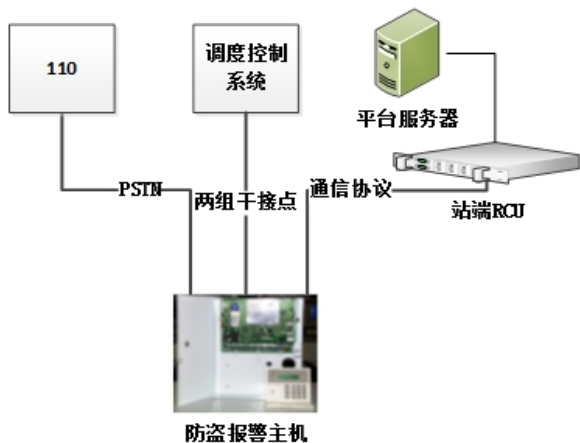


图4 防盗报警主机信号上传示意

2.2.4 已有系统的接入

针对某些已安装防盗报警系统的变电站，可以联系厂家提供防盗报警主机的通信协议，加装网络或串口模块，由站端 RCU 厂家将通信协议写入 RCU 即可实现接入。

2.3 门禁子系统

主要由出入口控制单元和读卡器、电控锁、出门按钮、电动门控制模块等组成，能够实时自动记录出入变电站人员的情况，限制无关或无权限人员进出的出入口控制系统。

2.3.1 功能说明

- (1) 门禁系统由门禁控制单元、专用电源、读卡器、电控锁、出门按钮等组成。
- (2) 变电站大门口采用“卡+密码”的开门方式。访问者应在刷卡成功后输入正确的密码才可以通过门禁。访问密码设为 1-6 位。
- (3) 变电站大门外，正对门禁系统读卡器位置，布置 1 台红外枪型摄像机，用于监视刷卡进入变电站的人员和变电站大门处。
- (4) 具有应急开锁装置，在电控锁故障时，可通过遥控方式实现。

2.3.2 组成示意图

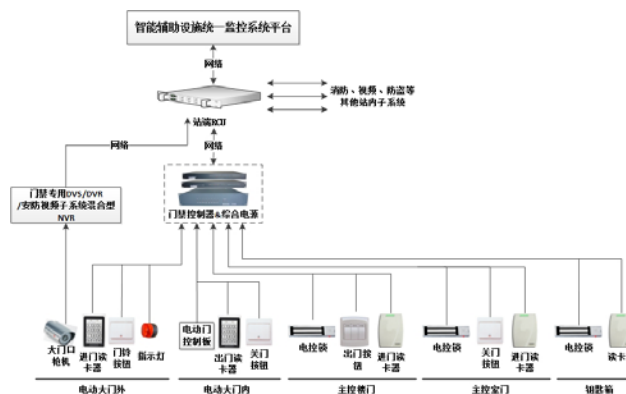


图5 门禁子系统组成示意

2.3.3 配置要求

- (1) 变电站大门处：门内、门外各配置 1 只键盘读卡器、1 只按钮。
- (2) 主控楼门：门外配置 1 只读卡器，门内配置 1 只出门按钮，1 只开变电站大门按钮，1 只关变电站大门按钮。门上配置一把电控锁。
- (3) 主控室门：门外配置 1 只读卡器，门内配

置 1 只出门按钮；门上配置 1 把电控锁。

(4) 主控室内钥匙箱：可配置 1 只读卡器，1 把电控锁。

2.3.4 已有系统的接入

针对某些已安装门禁系统的变电站，可以联系厂家提供门禁控制器的通信协议，加装网络或串口模块，由站端 RCU 厂家将门禁控制器的通信协议写入 RCU 即可实现接入。

2.4 智能灯光子系统

2.4.1 功能说明

在室外没有灯光的位置，可以安装 LED 射灯等照明设施，通过辅助灯光照明控制器来控制 LED 射灯的开启/关闭。在室内有照明灯的位置，可以通过灯光控制单元来控制照明灯的开启/关闭。

辅助灯光照明控制器具备网络接口，可通过网络 TCP/IP 方式与安防平台站端 RCU 相连，将辅助灯光照明控制器、灯光控制单元等设施的动作状态信号、故障信息上传。

发生警情时，辅助灯光照明控制器在室外联动打开 LED 灯，室内控制电灯开关，远程值班人员可以更清楚地通过视频监控系统画面观察报警点的现场情况；报警信号消除后，辅助灯光照明控制器按预案设定时间自动关闭。

调控中心值班人员也可以通过安防平台的客户端软件手动远程控制辅助灯光照明控制器，开启/关闭某个防区位置上的灯光，进行例行巡查工作。

辅助照明和声光报警器结合，还可以在现场更有效地震慑入侵人员。辅助灯光照明控制器可脱机工作，在网络断开的情况下不影响现场的联动功能。

2.4.2 组成示意图

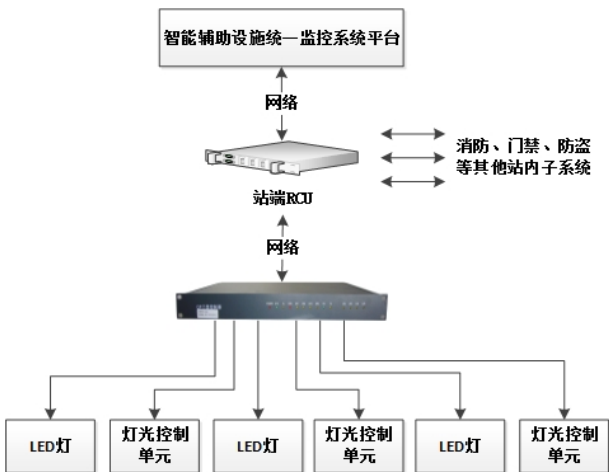


图 6 智能灯光子系统组成示意

2.4.3 配置要求

- (1) 变电站大门口：安装 1 处 LED 射灯；
- (2) 围墙：根据现场情况安装 LED 射灯；
- (3) 出入口走廊：控制 1 处灯光；
- (4) 二次设备室、安全工器具室、配电装置室可根据需要控制灯光。

2.5 环境监测控制子系统

2.5.1 功能说明

环境监测控制部分包括空调遥控、水浸探测、温湿度传感、风速传感、SF6 探测及电机控制（风机、水泵、百叶窗等）。

环境监测控制部分除了可以远方遥控、遥测相关环境数据外，同时可以与视频监控、周界安防视频、智能灯光控制、火灾自动报警等子系统联动，如：

发生火灾报警后，自动进行百叶窗关闭，楼顶风机开启操作；

当电缆层水浸、水位异常报警后，则自动开启水泵，水位恢复正常，自动关停水泵；

2.5.2 组成示意图

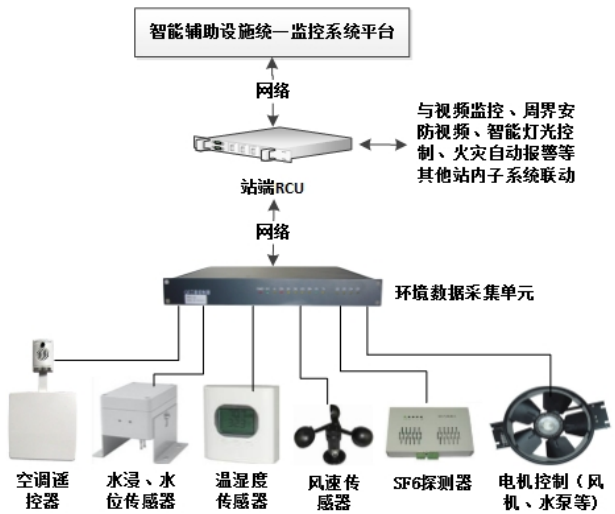


图 7 环境监测控制子系统组成示意

3 智能辅助系统统一监控平台相关要求

所有的子系统（视频监控、防盗报警、门禁、智能灯光、环境监测控制、火灾报警等）最终都要汇集到智能辅助设施统一监控系统平台，该平台由主站平台服务器、平台软件、站端接入单元、监控客户端等构成，实现对变电站站端辅助设施进行管理、控制，并对报警信息进行处置。

3.1 设备监测功能

提供对变电站视频画面的实时监测；电子围栏、室内入侵各防区信号和防盗报警系统布撤防状态的实时监测；电动大门、主控楼门、主控室门开关状态以及门禁读卡记录的实时监测；围墙上的LED灯、室内各种电灯开关状态的实时监测；温湿度、风速、水位、SF₆、O₂浓度的实时监测；空调（除湿机）、水泵、智能风机运行状态的实时监测。

3.2 设备控制功能

提供对变电站的视频球机的转动、预置点控制；防盗报警系统的远程布撤防控制；电动大门、主控楼门、主控室门的远程开启、关闭（仅针对电动大门）控制；灯光的远程开启、关闭控制；空调（除湿机）、水泵、智能风机的远程开启、关闭控制等功能。

3.3 告警提示与确认功能

可以实时显示变电站视频、防盗、门禁、温湿度、水位、SF₆报警、空调、水泵、风机、火灾报警等辅助设施上传的告警信息，根据配置推送关联视频画面，可以逐条或批量确认告警信息。

3.4 参数配置功能

可以配置告警设备关联配置、短信告警关联配置、个性参数。

3.5 系统设置功能

可以设置变电站、用户、操作班、管理员、管理服务器等系统信息和系统资源分配；可以接入变电站到平台中，还可以配置变电站电子地图，平台接口等。

3.6 查询报表功能

提供一组查询工具，可以查询变电站网络连接状况、在线用户、各种历史信息和拍照、录像查询等。根据管理部门要求生成各种设备台账、在线率统计、故障消缺汇总等多种报表。

结束语

本文针对现有变电站各辅助设施（视频监控、火灾报警、防盗报警、门禁等）独立设置、独立运行、信息不共享，相互不联动等缺点，介绍了基于国家电网公司及江苏省电力公司相关指导文件构建的变电站智能辅助系统及统一监控平台。

它以防火、防盗、防破坏为目的，目前包含视频监控、防盗报警、智能门禁、智能灯光控制、环

境监测控制和火灾报警六大子系统。各子系统信息通过站端采集控制单元（RCU）进行集中管理，实现预设的联动控制，同时 RCU 将信息上传至智能辅助监控平台。

本文同时介绍了南京供电公司新投运智能变电站智能辅助系统建设、运行实践中摸索出的各子系统及统一监控平台的相关配置、施工要求及原则，希望能够为其他地市单位变电站智能辅助系统建设提供一定参考。

参考文献：

- [1] 国家电网公司. 智能变电站辅助系统综合监控平台技术规范[Z]. 北京, 2011.
- [2] 江苏省电力公司. 无人值班变电站安全防范设施技术规范[Z]. 南京, 2011.
- [3] 江苏省电力公司. 江苏省电力公司变电站视频监控系统技术规范[Z]. 南京, 2010.

作者简介：

杨 光（1983—），男，湖北，工程师，从事变电运维方面工作。

薛伟强（1962—），男，江苏，工程师，从事电力设施保护方面工作。

张 峰（1967—），女，江苏，工程师，从事变电运维方面工作。

（作者联系方式：杨光，13914761596，ygsjtu@163.com，南京市建邺区奥体大街1号南京供电公司，210019。）

SF6 密度继电器工作原理及校验

高 强

(苏州供电公司 江苏 苏州 215500)

摘要: SF6 气体已经广泛的应用在电力系统高压设备中, 它的密度参数关乎 SF6 设备的绝缘性能, 进而影响电力系统的安全运行, 所以要加强对 SF6 气体状态的监控。本文对于监控 SF6 气体状态的 SF6 密度继电器的工作原理进行了探讨, 并介绍了 SF6 密度继电器的校验方法和进行了现场校验分析。

关键词: SF6 密度继电器 工作原理 现场校验

0 引言

SF6 气体由于其优异的绝缘和灭弧性能, 越来越多地应用于各种高压电气设备中, 成为当今高压设备的首选绝缘和灭弧介质。SF6 断路器的绝缘和灭弧性能在很大程度上取决于 SF6 气体的纯度和密度, 所以为了保障高压设备安全运行, 必须对 SF6 气体的密度进行严格的监控。

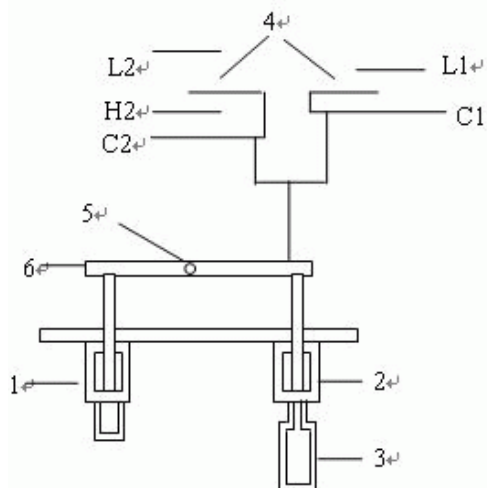
SF6 密度继电器是 SF6 断路器及 SF6 组合电器的关键元件之一, 它的基本作用是实时监视运行中的 SF6 电器的密封情况以及开关本体气体密度的变化情况, 在 SF6 气体出现泄漏时发出报警信号或闭锁信号, 防止事故的发生^[1]。所以, SF6 气体密度继电器对高压电气设备是至关重要的, 它的性能好坏直接关系到后者的安全运行。但是, 大多数 SF6 气体密度继电器在现场运行的过程中不会经常动作。如果密度继电器长时间不动作, 在工作过一段时间后就会造成接点接触不良以及动作不灵活等现象^[2]。严重时甚至会造成温度补偿性能变差, 环境温度发生大幅变化时导致 SF6 密度继电器的误动作, 给 SF6 电气设备的安全运行留下重大隐患。因而, 从实际 SF6 电器的运行情况来看, 定期对现场工作的 SF6 气体密度继电器进行校验是非常必要的, 也是保障 SF6 电气设备安全运行的重要手段^[3]。

1 SF6 密度继电器工作原理

充有 SF6 气体的密度继电器是通过 SF6

气体的密度来判断其是否达到安全标准的。SF6 电器中的 SF6 气体是密封在断路器内的, 相当于密封在一个体积固定不变的容器内。根据气体密度公式, 其在规定温度下的 SF6 气体压力可以等价于 SF6 气体的密度。所以密度继电器通常以环境温度为 20℃ 时的气体压力作为 SF6 密度标准值^[4]。SF6 电器中的 SF6 气体压力会随环境温度的变化而变化, 但是在 SF6 气体没有泄漏的情况下其密度值是不变的。为了让密度继电器中 SF6 气体的压力无论因何种情况发生改变, 而最终结果都是在 20℃ 时的标准压力值, 就必须使用温度补偿的方法。SF6 密度继电器需要有一个可以进行温度补偿的元件, 使其不受环境温度的影响, 以区分气体压力变化是由于内部原因(气体泄漏)的影响还是外部原因(环境温度变化)的影响。

一般密度继电器存在两个安全参数, 即报警值和闭锁值, 当密度继电器中的气体泄漏到压力值低于报警值时, 密度继电器就会发出报警信号并提示补气, 此时设备还可以继续正常工作。如果密度继电器中的气体泄漏到压力值低于闭锁值时, 表明设备发生严重泄漏, 已不能正常工作, 这时密度继电器发出闭锁信号, 同时将开关闭锁禁止操作, 避免发生事故^[5]。



1—波纹管；2—波纹管；3—标准 SF6 气体包；4—微动开关电触点；5—轴；6—杠杆

图 1

SF6 密度继电器内部结构构造如图 1 所示[6]。SF6 密度继电器含有两个波纹管，一处波纹管与一个 SF6 气体包连接，这个气体包内装有标准 SF6 气体。另一处波纹管与 SF6 电器内气体连通的气室连接。两个波纹管用杠杆连接，杠杆以 5 为中心支点对两端进行比较并带动微动开关 4。其中，L1—C1 接点为 SF6 气体不足并输出补气信号的接点；L2—C2 是 SF6 电器气室内压力值降低至闭锁压力值时而使断路器闭锁的接点。

SF6 密度继电器的温度补偿功能，主要靠杠杆的平衡作用来实现的。其中，杠杆一端的标准 SF6 气体包内的压力等同于在 20℃时 SF6 电器规定的额定压力，其所在的环境温度与外界相同，当环境温度升高时，1 处波纹管连接的 SF6 电器内的气体受到影响而压力加大时，杠杆 6 会受压力驱动而顺时针运动。但标准 SF6 气包也受相同外界温度变化的影响，压力增大使杠杆 6 逆时针运动，两者受到相同的影响，这样杠杆就保持了平衡，达到了温度补偿的效果。

SF6 电器正常情况下，断路器中 SF6 气体在额定密度或压力时的温度与外界环境温度相等时，波纹管 1 外侧 SF6 气体的状态与波纹管 2 外侧标准 SF6 包 3 的状态相同，以轴 5 为支撑点的杠杆 6 保持在某一平衡位置，使微动开关电触点 4 在打开位置。随着

环境温度的变化，两侧的 SF6 气体的压力同时发生变化，因此，作用在以轴 5 为支撑点的杠杆仍然保持在某一平衡位置，微动开关电触点 4 仍然保持在打开位置不变。如果断路器 SF6 气体泄漏，波纹管 1 外侧 SF6 气体的压力将会减小，波纹管 2 外侧的标准 SF6 气体包 3 的压力保持不变，杠杆 6 失去平衡，其结果两端将会发生逆时针转动，达到新的平衡位置，漏气到一定程度时，就会使微动电触点 4 不同功能的电触点分别闭合，发出不同的报警信号或闭锁指令，实现其不同的功能。

需要指出的是当断路器投入运行时，标准 SF6 气体包 3 还是在环境温度下。由于负荷电流通过断路器回路电阻时产生热能，使断路器内的 SF6 气体升温，产生压力增量，即：波纹管 1 外侧 SF6 气体的压力将会增大，就会推动杠杆 6 绕轴 5 顺时针转动，使微动开关电触点 4 不会闭合。在这种情况下，如果断路器发生 SF6 气体泄漏，波纹管 1 外侧 SF6 气体的压力将会减小。但是，由于温升的作用，要比断路器退出运行时泄漏更多的 SF6 气体，才能使微动开关电触点 4 闭合。

另外，图 1 中接点 H2—C2 为 SF6 密度继电器压力过高报警接点，如果 SF6 电器气室压力过高，也会发出报警信号。SF6 电器气室压力异常升高应该引起足够的重视，出现这种情况的原因可能为设备过负荷、主回路电阻超标、密度继电器标准 SF6 气体包漏气等，我们应该注意排查。

2 SF6 密度继电器校验方法

SF6 气体密度继电器的校验就是测试其 20℃时的动作压力，以观察电触点的接触情况，能否在低压的规定值内发报警信号或闭锁断路器，来判断 SF6 气体密度继电器的好坏。目前使用最多的校验方法[7]是用温度、压力校正法对 SF6 密度继电器进行校验，它是利用 SF6 气体的放气过程对其进行校验，但不是利用 SF6 设备本体的气体，而是制作成一种专用装置在现场进行。校验时，利用设备本体的专用阀门将 SF6 密度继电器与本体隔离，然后与 SF6 气体密度继电器校验

设备连接，进行校验。在精确测量 SF6 气体密度继电器动作时的压力并同时记录环境温度，通过换算得到 20℃时的动作压力。该方法的关键有：

测量 SF6 气体密度继电器动作时的压力（记录环境温度）必须精确，所以必须选用高精度的电子压力表和温度传感器。

应采用 SF6 气体压力/温度特性函数进行压力/温度换算。

这种检验方法所采用的设备，根据用户要求一般直接从专门的生产厂家购置。这种设备体积小，便于携带，精确度高，配套设备完善，密封性能好，不会造成气体外泄，并且操作简单。

测试工作原理是：通过使用各种不同的设备接口，把测试仪与各种不同设备上的密度继电器校验接口连接起来，使测试仪气路与 SF6 电气设备的密度控制气路及压力表气路连通，形成一个封闭气路，通过比较 SF6 电气设备上的密度继电器、压力表与测试仪上的精密压力传感器所测量的数值，以检验 SF6 电气设备上的密度继电器、压力表的精确度、准确度和可靠性以及误差。具体步骤为：

（1）对于气路具有隔离阀门的 SF6 密度继电器，关闭隔离阀门。用专用校验软管连接校验装置至 SF6 电气设备补气口或测微水处并进行加压，在确认校验装置与 SF6 电气设备连接无泄漏时，再打开仪表阀门进行校验。

（2）对于通过逆止阀或表与管道直连的 SF6 密度继电器，需要在 SF6 电气设备停运时开展校验工作。

（3）如果密度继电器的报警、闭锁压力值误差不在规定的范围内，那就需要更换密度继电器，保证设备的安全运行。

3 SF6 密度继电器现场校验实例

我们采用苏州工业园区海沃科技有限公司生产的 HMD 型 SF6 密度继电器校验仪进行现场校验，SF6 密度继电器为德国威卡（WIKA）生产的 233.52.100 型密度继电器。该型密度继电器同时具有压力表指示功能，

公司内应用于山东泰开生产的 SF6 高压开关和 GIS 设备，它通过隔离阀门与开关本体气室管道相连。

HMD 型 SF6 密度继电器校验仪技术指标[8]：

检验精度：1.0 级（1%）

校验范围：0—0.8Mpa

环境温度：-10℃—40℃

SF6 气体密度显示方式：被测环境温度下的 SF6 气体压力、20℃时 SF6 气体的等效压力

密度继电器校验连接管路如图 2～图 4 所示，



图 2 密度继电器校验连接管路



图 3 密度继电器校验仪连接接线



图4 密度继电器 SF6 气路、电气接点接线

需要指出的是，在图2~图4中密度继电器是平躺放置的，这主要是为了便于拍摄。为了保证校验精度，密度继电器实际现场校验时应该垂直立放。

HMD 型 SF6 密度继电器校验仪可以进行密度继电器的压力上升校验和下降校验，但从现场来分析，继电器下降校验结果更能真实反映密度继电器实际运行时的动作特性，因而下面仅对 233.52.100 型密度继电器的下降校验结果进行分析。

表1 密度继电器校验结果

	35℃ 下校 验结 果	20℃ 折 算 值	20℃ 额 定 整 定 值	误差	评 定 结果
报 警 值	0.592	0.551	±0.53 0.025	0.021	合格
闭 锁 值	0.554	0.518	±0.50 0.025	0.018	合格

注：环境温度为 35℃，单位：Mpa

最后，指出密度继电器校验时的注意事项：

1. 去现场前先检查校验仪贮气罐的 SF6 气体贮量，根据所需校验的开关型号，带上所要校验的开关过渡接头。
2. 端子排上对应的报警信号线中的一根以及闭锁信号线中的一根要从端子排上断开，以防其二次回路和其中信号线构成回路影响测试。

3. 密度继电器在校验的过程中不能有太大的振动。

4. 如需将密度继电器放气后拆下校验，则应缓慢放气，以保护密度继电器的灵敏度。

4 结束语

SF6 开关设备是电力系统中重要的保护和控制设备，如果发生故障将会造成很大的经济损失，要保证其运行的可靠性，就必须监控其各项指标，特别是 SF6 气体必须达到有关标准的规定，使 SF6 开关设备长期保持良好的工作状态。SF6 气体密度继电器的校验也是一项非常重要的工作，特别是对于没有 SF6 气体压力表的密度继电器，开关本体的 SF6 气体泄漏完全是通过密度继电器来反映的，如果密度继电器不准确，容易造成设备事故，因此要加强对 SF6 气体密度继电器的管理，做到定期校验。

参考文献：

- [1]董修峰. SF6 气体密度继电器的校验[J]. 东北电力技术 2010,7:34-35
- [2]杨振勇. SF6 设备密度继电器现场校验及运行维护讨论[J]. 湖北省电机工程学 2007,11:174-175
- [3]GB/T8905-1996, 六氟化硫电气设备中气体管理和检测导则[S]
- [4]田宏亮. SF6 密度继电器现场校验的必要性[J]. 宁夏电力 2010,5:22-24
- [5]王宝健.SF6 密度继电器原理及维护[J]. 科技传播 2011,9:33-35
- [6]冯印富. SF6 密度表和密度继电器的结构及工作原理[J]. 农村电工 2011,3:16-19
- [7]尹承尚, 贺长生. SF6 密度继电器现场校验方法的分析[J]. 高压电器 1996,5:21-23
- [8] HMD 型 SF6 密度继电器校验仪说明书, 苏州工业园区海沃科技有限公司 2008.7

作者简介：

高强（1982.6-），男，山东惠民人，工程师，从事变电一次设备检修工作。

通信地址：苏州供电公司常熟检修分公司，江苏省苏州市常熟市黄河路 219 号，手机：13862319475

ALP-100 型 UPS 电源切换操作及故障处理

陈晟宇，柴进

（射阳港发电有限责任公司，江苏 盐城 224346）

摘 要：我公司#5机、#6机为660MW超超临界燃煤机组，#5机、#6机分别配置一套南京网通电子技术装备有限公司生产的ALP-100型UPS系统，本文对#5机UPS系统的工作原理、切换操作过程、运行中发生的故障以及故障处理过程进行了分析探讨，总结了该型UPS系统在#5机实际运行中的故障原因，提出几点处理思路，对同类型设备的使用和故障处理具有一定的指导作用。

关键词：发电厂；UPS；故障；分析；处理

0 引言

交流不停电电源UPS，一般为单相或三相正弦波输出，为机组的计算机控制，数据采集系统，重要机、电、炉保护，测量仪表及重要电磁阀等负荷，提供与系统隔离防止干扰的、可靠的不停电交流电源^[1]。我公司#5、#6机组为660MW超超临界燃煤机组，#5、#6机组分别配置一套南京网通电子技术装备有限公司生产的ALP-100型UPS系统。UPS作为保护性的电源设备，市电电压输入范围、波形畸变率、输入功率因数、输入谐波电流含量以及逆变与旁路转换时间等都是表征UPS性能的重要参数，决定了对负载的保护能力和对市电的利用率。本文针对#5机UPS系统的工作原理、切换操作过程、运行中发生的故障以及故障处理过程进行了分析探讨，总结了该型UPS系统在我公司#5机实际运行中的故障原因，提出几点建议。

1 系统概况

#5机UPS系统由主机柜（ALP-100型）、旁路柜（PLG-100型）和馈线柜（KDG -100型，连接所有由UPS供电的负载）组成（图1），主要向DCS（#5机热控锅炉220VAC电源切换柜电源、#5机热控汽机220VAC电源切换柜电源、#5机热控锅炉UPS电源分配柜电源、#5机热控汽机UPS电源分配柜电源、制氧区热控电源柜电源）、计算机监控系统NCS A屏电源、#5机组电气变送器柜电源、#5机继电保护装置打印机照明电源、AVC屏电源、AGC屏电源、同期屏内有载调压电源、EFCS工程师站电源等重要负荷供电。

以#5机组UPS系统为例，其简图如图1所示。UPS系统额定容量为100kV·A，380V保安MCC A段向主回路供电，380V汽机PC 5A段向旁路供电，220V直流馈线屏提供直流电。

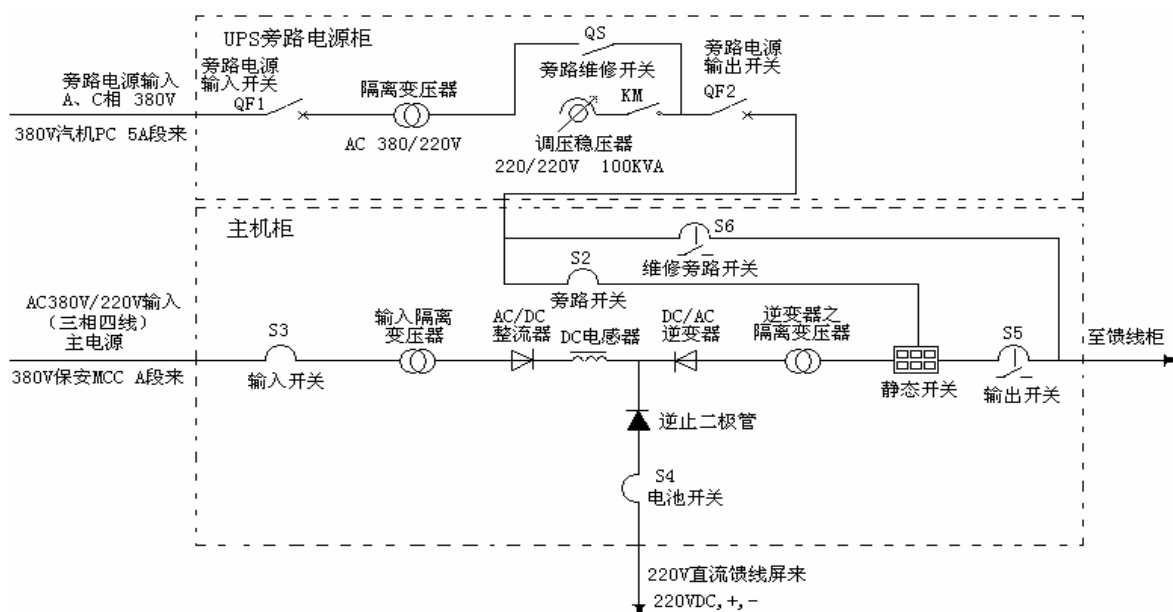


图1 #5机组UPS系统简图

2 UPS 装置的工作原理

#5机UPS系统在正常情况下，主回路输入三相交流电经整流器变成直流电，再由逆变器变换为220V更平稳的交流电，经馈线柜向负载供电。当380V交流电源或整流器发生故障，UPS将自动（无延迟）转由蓄电池组供电，交流电源或整流器恢复正常后，又自动转为整流器供电。当逆变器故障或输入电压过低且自动旁路工作正常时，UPS将自动转由旁路电源向负载供电，逆变器恢复正常后，自动切换至逆变器向负载供电。UPS检修期间由旁路交流电源通过维修旁路直接向负载供电。

3 UPS 系统切换操作过程

#5机UPS系统主机内各开关之名称及代号：S1开关：直流缓启开关；S2开关：旁路输入开关；S3开关：主电源输入开关；S4开关：直流输入开关；S5开关：UPS输出开关；S6开关：UPS维修旁路开关。

3.1 #5机UPS系统正常开机过程

- (1) 合上S1直流缓启开关；
- (2) 等待10秒面板灯亮，合上S2旁路输入开关；
- (3) 合上S3主电源输入开关；
- (4) 合上S4直流输入开关；
- (5) 拉开S1直流缓启开关；
- (6) 按面板上“ON”键确认，根据面板提示操作，按“ENTER”键确认，等待1分钟，“INVERTER”

逆变灯亮，“BYPASS”旁路灯熄灭；

- (7) 合上S5 UPS输出开关，UPS给负载供电。

3.2 #5机UPS系统从正常运行状态切至维修旁路操作过程

- (1) 先关机，按操作面板上“OFF”键，根据面板提示操作，按“ENTER”键确认关机；
- (2) “INVERTER”逆变灯灭，“BYPASS”旁路灯亮；
- (3) 合上S6 UPS维修旁路开关，“MANUAL BYPASS”维修旁路灯亮；
- (4) 依次拉开S5 UPS输出开关、S4直流输入开关、S3主电源输入开关、S2旁路输入开关。

3.3 #5机UPS系统从维修旁路切至正常运行状态操作过程

- (1) 合上S2旁路输入开关；
- (2) 合上S5 UPS输出开关；
- (3) 检查“BYPASS”旁路灯、“OUTPUT”输出灯亮；
- (4) 拉开S6 UPS维修旁路开关；
- (5) 合上S1直流缓启开关；
- (6) 等待10秒后，面板灯亮，合上S3主电源输入开关；
- (7) 合上S4直流输入开关；
- (8) 拉开S1直流缓启开关；
- (9) 按面板上“ON”键确认，根据面板提示操作，按“ENTER”键确认，此时，“INPUT”（输入灯）、“RECTIFIER”（整流灯）、“CHARGE”（电池充电灯）三个灯同时亮；

(10) 等待 1 分钟, “INVERTER” 逆变灯亮, “BYPASS” 旁路灯熄灭, 开机完成。

4 UPS 系统故障情况

2014年4月18日, #5机UPS主机柜本体显示报警: “INV.STS.sat”(逆变器静态开关部分故障), UPS电源由正常方式供电切换至内部旁路方式供电, 再人工切换至维修旁路供电。#5机UPS主机柜逆变器故障导致相当多的设备发生故障或异常: #5机NCS盘节点故障、A网故障、B网故障报警; #5机组DCS上发电机有功、无功表计显示异常, #03启动变DCS上有功、无功表指示失灵; #5机主变高压侧有功功率、高压侧无功功率、#03启动变有功功率、无功功率、#50高厂变有功功率等多点失去监视; 在#5机继保小室发现NCS发电机计算机监控系统后台机屏A、B服务器所有指示灯不亮, 1JKK PDU插座1小开关、3JKK PDU插座2小开关跳开, 3N、4N交换机电源模块(AC220/DC24V)已故障烧坏无显示, #5机变送器屏1、#5机变送器屏2屏内端子排上共有7个玻璃管熔丝熔断; #5机组发电机有功、无功功率变送器损坏, #03启动变有功、无功功率变送器损坏; #5机组GPS时钟装置交流电源模块损坏; #5机继电保护小室内#5机发变组保护柜、#5机故障录波器器柜、#03启动变保护柜共6台打印机故障损坏。

5 UPS 系统故障处理

#5 机 UPS 系统故障发生后, 我们相继处理好由于#5 机 UPS 主机柜故障导致的#5 机组 NCS 系统、#5 机组 DCS 系统、#5 机变送器屏、#5 机组 GPS 时钟装置以及#5 机组保护柜打印机等设备故障。

经过进一步检查、试验, 分析故障原因, 由于#5 机 UPS 主机柜显示逆变器故障造成, 根据故障现象: ①故障记录里显示“INV.STS.sat”(逆变器静态开关部分故障); ②输出静态开关上两支 RC 滤波线材频繁烧毁; ③输出交流滤波电容温升最高达 75℃, 温度过高; ④主板温度采集部分损坏, LCD 上显示 67℃; ⑤输出端电流最大波动 30A。

UPS逆变器是将直流“逆变”成交流的正弦波, 逆变用的是脉宽调制原理(SPWM), 将直流电切割成许多小段, 制作成正弦波。在制作的过程中会产生高次谐波, 需要由电感和电容组成的LC滤波电

路来吸收, 电流在电感和电容之间震荡, 从而达到吸收的效果, 以达到完美的正弦波。当电容容量下降, 导致电感和电容不匹配时, LC滤波电路会加速震荡, 导致电容温度上升, 电容温度过高有影响电容寿命, 加速电容的老化。电容与电池相同, 通常寿命3~5年, 如果温度过高, 寿命将减少。如果负载端感性设备带的较多, 就需要加大电容的容量, 以抵消电容容量不足的影响。

经过上面的分析, 我们进行#5机UPS的故障检修, 通过目测及用万用表检查确定输出交流电容参数已发生改变损坏, RC线材电阻烧黑断路, 更换3100型主板、68Ω/0.1μF RC滤波线材、30μF/400V输出电容、100μF/300V输出电容以及3320型电压检测板。上述故障部件更换后, 通过加小负载进行试验, 测量主机柜滤波电容器和变压器温度, 主板显示温度恢复正常, 又通过软件开机观察设备输入输出逆变、整流各部分参数都正常, 用功率表测输出电压谐波分量为1.6%正常。测量正在带负载运行的

旁路电压谐波分量为3.5%, 高过正常谐波分量, 联系热工专业将脱硝CEMS测量系统电源(脱硝CEMS测量系统带有电动机、加热器等负载, 总负载大约40A。)改接正常供电方式, UPS装置输出电流由120A降为80A, 观察输出电流波动较小, 把负载端感性负载断掉后, 旁路电压谐波减小到1.8%,

状况正常, 同时输出电流波动也降至5A以内波动, 之后将#5机UPS装置由外部旁路供电方式切换到主回路逆变运行, 输出电压谐波在1.8%, 同时电容温度不再过高, 稳定在32~45℃之间, 状况正常。

更换损坏部件后, 故障消除, 输出电压波形正常, 谐波正常。

6 结论与建议

6.1 结论

经过现场用功率表观察谐波和输出端电流波动范围, 发现#5 机 UPS 主机柜损坏的元器件都是与输出有关的部分, 判断由于负载端大的感性负载长期运行产生过量谐波引起输出部分元件损坏。#5 机 UPS 主机柜内温度高、电气元器件积灰严重也是导致逆变器故障的主要原因。#5 机 UPS 的逆变器

静态开关部分故障，造成输出电压发生大幅度波动，造成#5 机组 NCS 系统、#5 机组 DCS 系统、#5 机变送器屏、#5 机组 GPS 时钟装置以及#5 机组保护柜打印机等设备故障。

6.2 建议

（1）检查负载端不要带感性负载，如打印机、小UPS、电动机等产谐波较多的设备，稳定输出电流。可以增大负载电流，但要保证电流的稳定性，并定期更换电容。

（2）加强日常维护，经常检查#5机继电保护小室空调的制冷效果，改善#5机UPS系统的工作环境。

（3）故障处理过程中，发现#5机UPS主机柜内部隔离变压器、电气元器件、电路板积灰多，要结

合机组检修定期清扫，有效降低设备的故障率。

（4）加强技术培训，运行人员和检修人员要熟悉#5机UPS系统具体操作流程，以利于缺陷的快速处理。

（5）考虑外部设备对#5机UPS电源装置产生的影响，做好事故应急工作，确保#5机组的安全可靠运行。

参考文献：

[1] 陈启卷.600MW 火力发电机组培训教材 电气设备及其系统 [M].北京：中国电力出版社,2000.

斗轮机 PLC 控制系统故障分析与处理

黄汉根，陈静

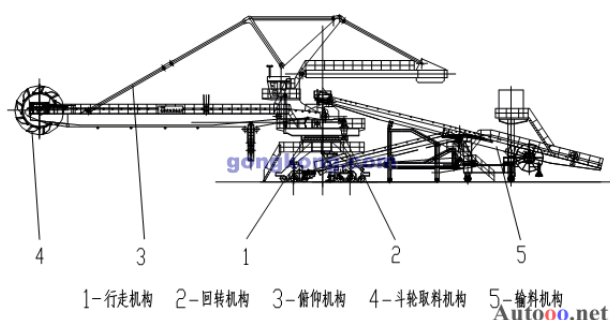
(射阳港发电有限责任公司，江苏 盐城 224346)

摘要： 本文对斗轮机 PLC 控制系统故障特点，对故障分析及处理方法进行了详细的分析，通过实例，介绍了 PLC 故障停机的处理方法。

关键词： PLC 斗轮机 DP 接口 处理

0 概述

斗轮机作为重要的输煤设备现已广泛用于电厂的燃料储运煤场。斗轮机总体结构分为：行走机构、斗轮机构、悬臂胶带机、仰俯机构、回转驱动机构、尾车变换机构等。设备如图所示。整机供电电源采用 6KV 50Hz 高压上机，电缆卷筒供电，通过动力变压器和控制变压器变压后输出的 380V 50Hz 经过框架式断路器作为低压电源供给各电机以驱动各机构运行。电气系统的电气设备主要分布在低压配电室和司机室。斗轮机的控制方式分为单动、联动、半自动三种，设备运行之前必须确定一种控制方式。



1 斗轮机 PLC 电气控制原理

斗轮机 PLC 控制系统为 SIEMENS S7-300 CPU315-2DP，使用软件为 S7-300 安装软件包 STEP 7 V5.4 中文版 SP3。主站 CPU 带有 1 个远程站，PLC 控制系统采用 PROFIBUS 协议实现主站与从站的通讯和控制，并在 PROFIBUS DP 网络上连接一台 MP377 触屏，触摸屏配置在司机室，用于显示设备状态、运行参数及故障报警信息等。在线监控通过编程电缆连接 CPU 和工控机，实现斗轮机运行的实时监控。

2 斗轮机 PLC 故障分析及处理方法

1、PLC 故障特点

PLC 控制系统故障是指整个生产过程中中断的总和，它分为 PLC 故障和生产现场控制设备故障两部分。PLC 故障一般为：CPU 单元故障、I/O 单元、电源模块、通讯模块故障等。现场控制设备故障一般为：断路器、接触器、限位开关、接近开关、中间继电器、接线盒、接线端子等触点接触不良等故障。对现场控制设备故障不作论述，重点对 PLC 故障进行分析和处理。

2、PLC 故障分析及处理方法

1) 根据斗轮机司机室触摸屏显示的报警信息查找故障，可以迅速准确的查明原因并确定故障部位，电气维修人员借助其他的检修手段，从而排除故障。

2) 根据 PLC 输入输出状态来诊断故障，可通过模块上输入、输出指示灯来确定故障发生情况，是外围主令信号，还是 PLC 本身内部元器件损坏。

3) 利用上位机监控系统来查找故障，通过对 PLC 梯形图进行实时监控，找到故障发生的原因，然后再检查相应电气回路，并查找到故障点，并进行处理。

4) 根据 CPU 模块 LED 显示和程序诊断，来查找故障，正常运行时 CPU 模块上电源指示灯、运行指示灯常亮，显示绿色，当出现硬件或软件故障错误时 SF 红灯亮，当出现总线出错时 BF 红灯亮，针对不同的指示灯显示对相应的模块、DP 接头、通讯电缆进行检查处理。

3 故障分析实例

1、故障现象：斗轮机运行中出现跳闸，电气人员至现场检查系 PLC 停机，CPU 模块 SF 红灯亮，经重新上电后正常，经试运行后又出现同样故障，时间长短不一。

2、故障分析及处理

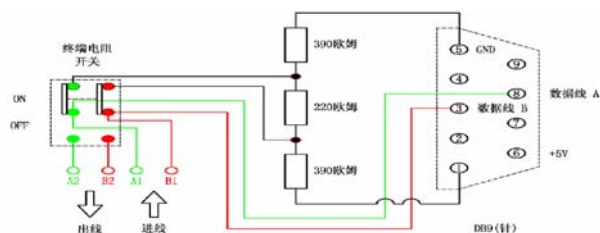
1) 通过查看 CPU 的诊断缓冲区发现是由机架故障引起的 STOP 模式：OB 没有装载或不能装载，或没有 FRB。

2) 在 PLC 程序中加装了一个组织块 OB86, 以区分故障类型, 加装 OB86 组织块后运行过程中, 再次出现跳闸故障时, PLC 瞬间停机, 又自动恢复, CPU 模块 SF 红灯由亮转熄灭, 不需要重新上电就可运行。

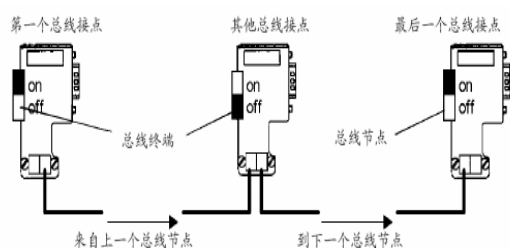
3) 根据上述处理情况对 CPU 模块、内存卡进行更换, 重新下载程序运行故障仍旧, 排除 CPU 模块、内存卡及程序方面的故障。

4) 进一步检查通讯电缆和通讯模块, 并对通讯电缆屏蔽的接地情况进行了复查, 屏蔽及接触良好。当更换通讯模块 IM153-1 时对 DP 接口进行检查发现斗轮机司机室通讯模块 DP 接口接线处有破裂现象, 且接线接触不良, 接线混乱。对此 DP 接口进行更换, 按照 DP 接口接线规范重新接线, 通过上述处理, 试运行后, 运行正常。

5) D 型插头内部结构图



从图中可见, 当开关拨至“ON”时, A1 和 B1 两端和终端电阻相连, 所以在 DP 网络的终端只能接 A1 和 B1, 否则不能连接终端电阻。



当开关拨至“OFF”时, 终端电阻和数据线断开, A1 和 A2, B1 和 B2 相连, 串起网络上的设备。平时使用只用到了 DB9(针)插头的 3 和 8 两个引脚, 判断 DP 网络硬件连接是否正常首先要保证数据线连接牢固, 而检测的最好方法就是测量 3, 8 引脚之间的电阻。如果接线牢固, 那么当开关拨至“ON”时 3, 8 之间的电阻为 220 欧姆, 当开关拨至“OFF”时电阻为无穷大。

6) 实际测量 DP 相关数据正确接线

使用万用表欧姆档, 测量起点终端 DB9(孔)

插头之间 3, 8 引脚的电阻, 所有电阻开关均拨至“OFF”, 电阻应是 ∞ , 然后从这个终端开始, 依次将开关拨至“ON”, 观察万用表读数, 如果为 220 欧姆, 则该节点正常, 然后将下一开关拨至“ON”, 还是测量起点终端, 如果测量电阻值是 110 欧姆, 则起点到下一节点之间电缆和接头正常, 不正常则该节点接线或此电缆有误。

7) 注意事项

测量 PROFIBUS-DP 网络终端电阻时要将所有 DP 终端全部从模块上拔下, 不能带电进行。

4 结束语

在实际工作中, 我们应该熟悉 PLC 结构和通讯的接口方面的知识, 认真研究和分析故障产生的原因和机理, 按规范要求接线连接, 从而避免产生人为造成的故障点。在生产和维护过程中, 对发生 PLC 故障, 首先通过逻辑程序逐段逐层分析, 确定故障点, 然后逐一排除故障, 从而确保设备顺利的投入运行。

参考文献

- [1] 刘锴 周海 编著的《深入浅出西门子 S7-300 PLC》北京航空航天大学出版社。
- [2] 王卫兵, 高俊山等. 可编程序控制器原理及应用-2 版. 北京: 机械工业出版社, 2002. 1

作者简介:

黄汉根 (1963~), 男, 汉族, 江苏省东台人, 江苏射阳港发电有限责任公司高级技师, 主要从事电厂生产检修、运行和技术管理工作。

陈静 (1973~), 男, 汉族, 江苏省东台人, 江苏射阳港发电有限责任公司工程师, 主要从事电厂生产检修工作。

单相光伏并网逆变器仿真实验研究

吴威

(扬州供电公司, 江苏 扬州 225000)

摘要: 介绍了光伏并网发电系统的两级式拓扑结构, 针对传统双闭环控制策略, 在光伏电池输入功率发生骤变时, 响应滞后, 系统稳定性较差的缺点, 采用带有输入功率前馈的双闭环控制策略, 并对其进行详细地分析。最后, 在上述分析的基础上, 分别搭建了光伏并网系统的仿真模型以及硬件实验平台。仿真和实验结果表明, 当输入功率发生突变时, BOOST 电路能够较好地实现 MPPT, 并网电流能够快速达到新的稳定, 同时降低了直流母线电压在该过程中的波动, 具有优越的动态性能, 满足系统并网运行要求。

关键词: 光伏并网; 双闭环控制; 功率前馈; 系统仿真; 实验平台

1 引言

当今社会, 不可再生能源的日益紧缺以及环境污染的日益加剧, 使得太阳能等可再生能源的利用受到了学术界和企业界人士的强烈关注。光伏发电技术也因此得到了快速的发展^[1]。

光伏阵列是系统中的关键部件, 其 I-V 特性是辐照强度, 环境温度和光伏模块参数的非线性函数, 要实现系统的仿真, 首先要建立光伏电池的数学模型, 来模拟系统的输入电源。同时, 正是由于光伏电池的非线性, 只有在某一电压下才能输出最大功率, 因此为了充分利用光伏电池的能量, 必须在光伏发电系统中使用最大功率点跟踪技术 (MPPT)。目前常用的方法有开路电压法, 扰动观测法, 电导增量法, 间歇扫描法, 模糊控制法, 最优梯度法, 人工神经网络控制法等等, 未来这方面技术发展的主要空间在于: 1) 数学模型的优化与智能方法的应用; 2) 多种 MPPT (Maximum Power Point Tracking) 方法的集成。本文采用较为常用的扰动观测法实现 MPPT。该方法虽然存在仿真精度与速度之间的矛盾, 但是其算法简单, 易于实现, 在实际应用中得到了广泛的推广。光伏并网发电系统的核心是并网逆变器, 其拓扑结构的设计和控制策略的选取直接影响整个系统的性能和并网电流的质量。采用单相全桥结构, 在双闭环控制的基础上, 引入功率前馈控制, 消除输入功率扰动对系统稳定性的影响, 实现并网电流与电网电压同频同相以及直流母线电压稳定。

2 光伏并网逆变器

2.1 逆变器拓扑结构

并网逆变器主要完成两个任务: 1) 实现光伏电池的最大功率点跟踪; 2) 向电网输送与电网电压同频同相的正弦电流。图 1 为两级式单相光伏并网逆变器拓扑结构。其包括 BOOST 电路和单相全桥电路。前级主要实现将电池端电压上升到并网所要求的电压, 并能对光伏电池进行最大功率点跟踪; 后级主要实现并网电流与电网电压的同频同相控制以及直流母线电压的稳定。

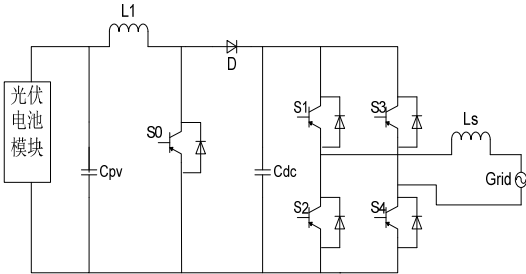


图 1 主电路拓扑结构

Fig.1 The topology of main circuit

正是由于前后两级的控制目标互相分开, 使得控制策略实现了解耦控制^[2]。

2.2 逆变器控制策略

2.2.1 电流内环控制

电流内环控制结构如图 2 所示, 图中已引入电网电压前馈控制。由于逆变器开关频率为 10KHz, 远高于电网频率, 为了便于分析, 可忽略其对系统的影响, 将 PWM 逆变单元看作一个增益环节 K_{PWM} 。

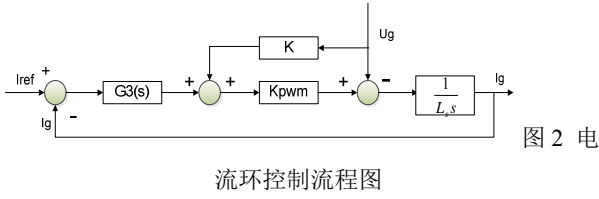


图2 电

流环控制流程图

对图中的电网电压 U_g 进行单独分析，提出其数学关系式，如式（1）所示。

$$U_g \cdot K \cdot K_{PWM} - U_g = 0 \quad (1)$$

因此，要消除 U_g 的影响，应取 $K=1/K_{PWM}$ 。则电流内环控制的闭环传递函数如式（2）所示。

$$G_{I_{close}}(s) = \frac{I_g(s)}{I_{ref}(s)} = \frac{\left(\frac{K_{PWM} \cdot K_{P3}}{L}\right) \cdot s + \frac{K_{PWM} \cdot K_{T3}}{L}}{s^2 + \left(\frac{K_{PWM} \cdot K_{P3}}{L}\right) \cdot s + \frac{K_{PWM} \cdot K_{T3}}{L}} \quad (2)$$

这样，通过引入电网电压前馈，在理论上消除了电网波动对系统的影响^[3,4]。

2.2.2 引入功率前馈的电流内环控制

引入功率前馈控制^[5]，就是在参考电流中加入能反映光伏电池输出功率的信号。当光伏电池输出功率发生变化时，参考电流也随即改变，加快了并网电流的响应速度，同时也减小了直流母线电压在该过渡过程中的波动。其控制结构如图3所示。

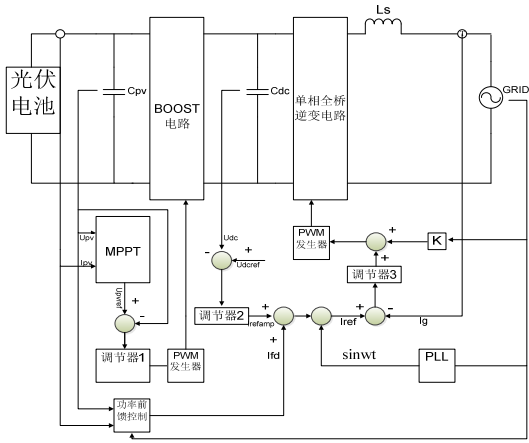


图3 引

入功率前馈的主控制图

由图3可知，分别采样光伏输出电压、电流以及电

网电压，根据式（3）计算得到附加的电流参考值 I_{fd} 。式中， U 为电网电压有效值。

$$I_{fd} = \frac{\sqrt{2} \cdot P_{pv}}{U_{grms}} \quad (3)$$

则新的电流总参考值为：

$$I_{ref} = (I_{refamp} + I_{fd}) \cdot \sin \omega t \quad (4)$$

式中， I_{refamp} 为电压外环调节所得到的参考值。

由于功率前馈控制的引入，缓解了直流母线电压外环的调节压力，输入功率的变化情况直接反映到逆变器侧，因此，母线电压波形也得到了较为显著的优化。

2.2.3 MPPT 控制

光伏阵列的最大功率点跟踪方法的研究一直是该领域内的热点。目前，使用较为广泛的是开路电压法，扰动观测法，电导增量法等。其中，开路电压法实现简单，但是极易造成电池能量的浪费，而电导增量法控制精确，能够快速实现最大功率点跟踪，但是对硬件提出了更高的要求，使用最多的扰动观测法虽然存在跟踪精度与速度之间的矛盾，但是其算法简单，易于实现，适合实际应用中的推广。其原理为：给一个电压输出扰动信号 Δu ，然后观察输出功率的变化 ΔP ，如果 ΔP 为正，则表示扰动方向正确，下一步继续同方向扰动；如果 ΔP 为负，则表示扰动方向错误，下一步执行反方向的扰动，如此寻找到最大功率点。同时，通过对步长的合理选择，使跟踪精度与速度达到平衡。

3 系统仿真与实验分析

3.1 系统仿真模型

根据文献[4]中光伏阵列的数学模型，在 Matlab 平台上搭建了其仿真模型，如图4所示。

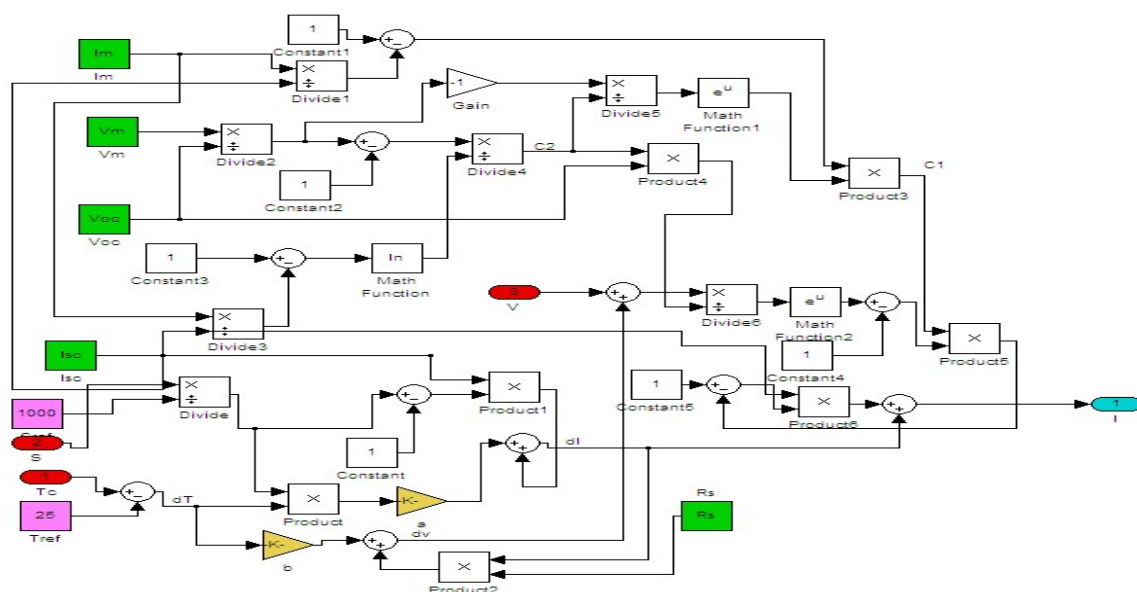


图4 光伏电池模型

同时基于上面的分析，将各个模块组合搭建了

光伏并网全系统的仿真模型，如图5所示。

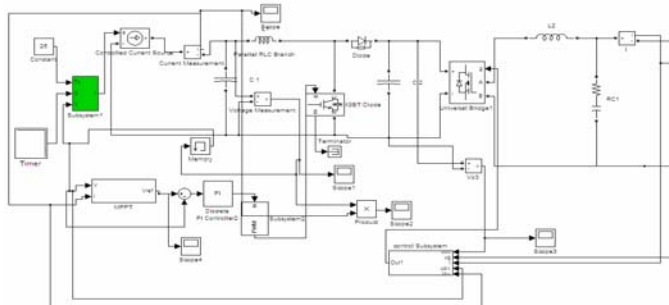


图5 全系统仿真模型

仿真参数：直流母线电压给定值为100V；电网电压峰值为55V，频率为50HZ；光伏电池部分参数：短路电流 I_{sc} 为5.2A；开路电压 U_{oc} 为44.2V；最大功率点电流 I_m 为4.85A；最大功率点电压 U_m 为36.2V。

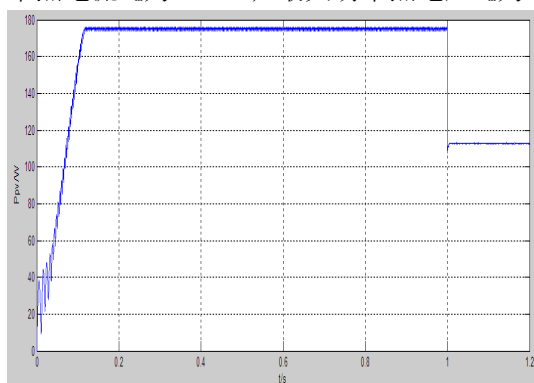


图6 光伏电池输出功率波形

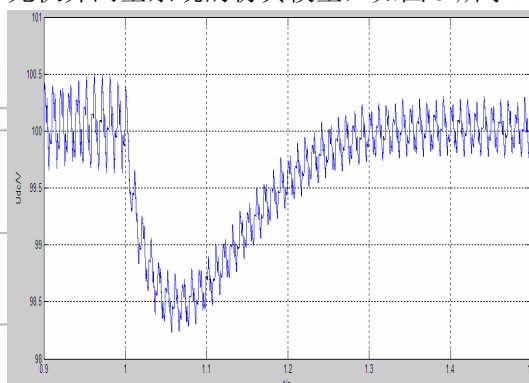


图7 功率前馈控制直流母线电压

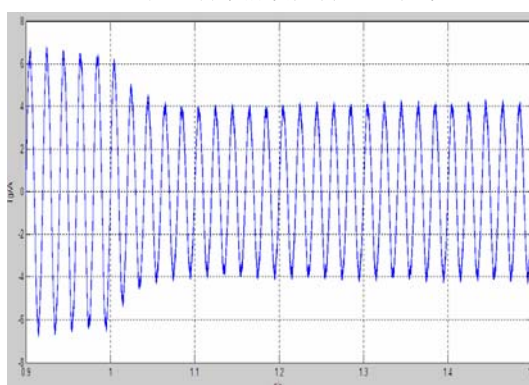


图8 功率前馈控制并网电流波形

3.2 仿真结果分析

光伏阵列起始工作在参考条件下，在1s时刻辐射强度由 1000 W/m^2 降到 600 W/m^2 。各仿真波形如图6-8所示。图6为光伏电池输出功率波形，从波形图中看到，前级MPPT控制策略能够在保持

微小震荡幅度的前提下,在 0.12s 时刻,实现光伏电池的最大功率点运行,并且当辐射强度发生突变时,仍然能够实现快速跟踪。图 7 为直流母线电压波形,在 1s 时刻,直流母线电压最低仅下探到 98.25V,并很快在 1.32s 基本实现新的平衡,误差在 $\pm 0.25\text{ V}$ 以内。可见,母线电压在整个过程中非常稳定。图 8 为并网电流波形,由图可知,并网电流在输入功率突变后 0.36s 即趋于新稳定。仿真结果表明,功率前馈的双闭环控制具有稳定的直流母线电压,以及优越的电流动态响应。

3.3 实验结果分析

基于两级式拓扑结构,搭建了硬件实验平台,对引入功率前馈的双闭环控制策略进行了验证性实验,前级 BOOST 电路将输入电压升到 50V,电网电压设为 45V (峰值),其实验波形如图 9 所示。

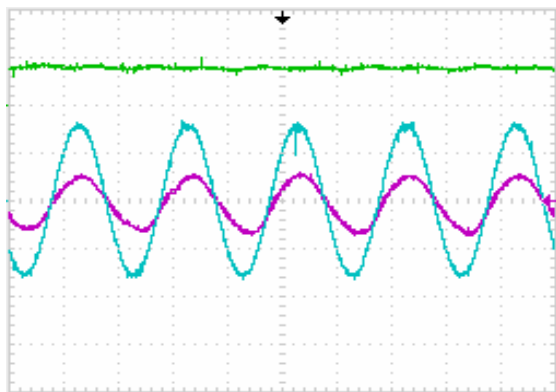


图 9 并网实验波形

图中绿色曲线代表直流母线电压波形,蓝色曲线代表电网电压波形,紫色曲线代表并网电流波形。由图可见,直流母线电压基本维持在设定值 50V,并网电流基本实现了与电网电压的同频同相运行。

4 结论

并网逆变器主要完成两个任务:1)实现光伏电池的最大功率点跟踪;2)向电网输送与电网电压同频同相的正弦电流。通过建立光伏阵列的通用仿真模型,结合扰动观测法实现 MPPT,并在双闭环控制中引入功率前馈控制,分别搭建了单相光伏并网系统仿真模型与实验平台。仿真与实验结果显示,扰动观测法能够较好的实现 MPPT 功能,带有功率前馈的双闭环控制策略能够更快地响应光伏输入功率的变化,减少并网电流的调节时间,保持

直流母线电压稳定在较高的水准,具有更优越的动态性能。

参考文献

- [1] 王飞,余世杰,苏建徽,等.太阳能光伏并网发电系统的研究[J].电工技术学报,2005,20(5):72-74.
WANG Fei, YU Shijie, SU Jianghui, etc. Research on Photovoltaic Grid-Connected Power System[J]. Journal of Electrical Engineering Technology,2005,20(5):72-74.
- [2] 吕文坤.2kW 单相光伏并网发电系统的设计[D]:[硕士学位论文].湖南:湖南大学,2011.
LV WenKun. Design of 2kW Single-phase Grid-connected PV Generation System[D]. Hunan:Hunan University,2011.
- [3] RuifengYan,Tapan Kumar Saha. Development of Simplified Models for a Single Phase Grid Connected Photovoltaic System[J]. IEEE Trans. On Power Engineering Conference,2010:1-6.
- [4] 张彦,赵义术,余蜜,等.光伏并网逆变器电流控制技术研究[J].电力电子技术,2009,43(5):29-31.
ZHANG Yan, ZHAO Yi-shu, YU Mi,etal. Research on Current Control of Photovoltaic Grid-connected Inverter[J]. Power Electronics,2009,43(5):29-31.
- [5] Zhiqiang Jiang, Jinglao Tan, Yonghua Cheng. Fast Controller Based on Active-power-feed-forward for PFC Converter Applied to UPS[J]. IEEE Trans. On Applied Power Electronics Conference and Exposition,2005:537-540,Vol.1.

作者简介:吴威(1987-),男,江苏扬州人,硕士研究生,中级工,扬州供电公司变电检修室 变电检修班员工。

联系方式:电话:18762307099;

邮箱:wuwei871101@163.com; ygshixp@js.sgcc.com.cn;

通信地址:江苏省扬州市文昌西路 275 号 扬州供电公司

邮编:225000

10kV 配网跳闸原因及预防对策浅析

魏明新

(兴化市供电公司, 江苏 兴化 225700)

摘 要: 本文基于 10kV 线路跳闸的主要原因分析, 提出预防配网跳闸的技术措施及管理措施, 供调度、保护、配网运行人员参考, 努力提高配网安全稳定运行水平。

关键词: 配网跳闸 主要原因 预防对策

0 引言

我公司近期 10kV 配网跳闸频繁, 线路供电可靠率低, 检修花费的人力、财力较大, 承担安全风险较大, 企业形象也受到影响。经对我公司配网跳闸情况进行初步分析, 现将我公司 10kV 线路跳闸原因及预防对策浅谈如下。

1 10kV 线路跳闸的主要原因

1.1 雷击跳闸

兴化属里下河水网地区, 沿途地形空旷, 杆塔和线路容易引雷、落雷, 10kV 线路大多没有架设避雷线, 线路防雷、耐雷水平低, 一旦落雷, 线路一般都会跳闸。

1.2 外力破坏引起跳闸

1.2.1 树障引起跳闸。

1.2.2 飞行动物和爬行动物引起线路跳闸。

1.2.3 机械设备施工、车辆撞击、盗窃电力设施等人为外力原因引起线路跳闸。

1.3 线路交叉跨越及线间距离不够造成短路跳闸

1.4 线路上配电设备故障造成线路跳闸

1.5 线路保护定值整定不当引起线路跳闸

2 预防对策措施

2.1 技术措施

2.1.1 加强线路防雷综合治理, 切实减少雷害。

重雷区及特别重要的 10kV 架空线路宜架设避雷线、顶线上加装氧化锌避雷器或在电杆顶端加装避雷针; 线路大档距及重要跨越段可架设避雷线并提高线路绝缘水平; 10kV 线路相互交叉或与较低电压等级线路、通信线路、广播电视线路等弱电线路交叉时, 交叉档两端的钢筋混凝土杆或铁塔均应接地; 与架空线路连接的长度超过 50 米的电缆, 应在其两端装设氧化锌避雷器或保护间隙, 避雷器或

保护间隙接地引下线应和电缆金属外皮连在一起共同接地, 接地电阻应在 10 欧以下; 对多雷区供电可靠性要求高的线路宜采用高电压等级的绝缘子, 以减少雷击跳闸和断线事故; 10kV 架空绝缘线路导线防雷, 采取加装防雷支柱绝缘子、带间隙的氧化锌避雷器、直联氧化锌避雷器等几种方式。

2.1.2 加强维护整改, 消除线路交叉跨越及线间距离隐患。

线路运行维护单位应建立交叉跨越台帐, 加强线路日常巡视, 在负荷变化较大或恶劣天气情况下, 应对同杆架设线路、交叉跨越线路、平行架设线路、大档距线路及特殊区段进行特殊巡视。对交叉跨越、线间距离不满足规程要求的杆段要进行改造, 改造时要考虑到导线弧垂增大的情况, 导线尽量采用绝缘线, 大档距线路导线可采用带钢芯的架空绝缘线。

2.1.3 强化 10kV 线路上配电变压器、柱上开关等设备管理, 避免因设备故障造成线路跳闸。

雷雨季节前要对配电变压器进行一次全面大检查, 包括防雷接地线检查, 接地电阻及绝缘电阻的摇测等; 必要时对变压器油取样化验及进行耐压试验, 发现问题, 及时处理; 为防止雷电冲击波击穿变压器绝缘, 在配变的低压侧也要装设避雷器, 高低压侧避雷器的接地线必须与变压器的零线、外壳连接在一起形成四位一体接地, 要保证接触良好; 柱上断路器必须用避雷器保护, 当经常处于开路运行而两侧均有电压时, 必须在其两侧都加装避雷器保护, 其接地引下线应和柱上断路器的金属外壳连在一起共同接地, 接地电阻应在 10 欧以下, 柱上断路器最好不要内置 CT。

日常应加强配电变压器、柱上开关、避雷器等设备设施的维护, 按周期进行巡视及预防性试验, 大负荷时开展变压器负荷测试, 防止变压器过载引发烧毁事件。

2.1.4 加强线路保护定值整定管理，避免保护误跳闸。

10kV 线路保护定值在满足整定规程要求的基础上，应灵活机动，充分考虑地区地域差别，要根据线路负荷变化情况及时调整定值，（整定时无时限电流速断保护定值应考虑躲配电变压器产生励磁涌流，必要时加入了 0.1~0.2 S 的时限避免由于线路中励磁涌流造成保护装置误动作，过流定值可按有灵敏度最大化地放大，在满足选择性的基础上加大过流时间），保证线路分支、分段开关及用户进线开关保护定值与变电站保护定值配合，此外线路分支、分段开关定值应有专人管理，每年雷雨季节前要对保护装置及定值进行一次巡检。

2.1.5 提高线路架设标准，打造坚强 10kV 配网。

严把规划设计关，新建及改造 10kV 线路积极使用国网公司典型设计并对线路特殊区段（如大档距、大风区、重雷区、重污区）进行特殊设计，施工过程中严把质量关，确保线路零缺陷投运。

2.2 管理措施

2.2.1 事前加强预防，提高 10kV 线路运维水平，做细防控措施。

2.2.1.1 加大配网运行（农电）人员的培训力度，提高运行维护及故障查找水平，重视设备质量监管工作，加强验收管理，建立了设备巡视维护管理制度和考核制度，落实设施巡视维护责任单位和责任人。

2.2.1.2 加大 10kV 线路和设备防外力破坏工作力度，落实电力设施保护各项措施。

10kV 线路运行管理单位应建立树障台帐，清理树障应达到规程、规范要求，公司应与政府各部门协调配合，组成专班做好清障工作。对已建成的 10kV 线路，可考虑利用 10kV 线下通道，标识 10kV 线路保护区。新建或改造 10kV 线路，应采用绝缘导线，以降低树障危害。

针对飞行动物和爬行动物引起的线路跳闸，可采取技防措施，配电变压器高、低压侧桩头及避雷器上可装绝缘防护罩。飞鸟在导线或杆塔上起落造成线路短路的情况容易在一个地方重复发生，可通过线路改造，如加大线间距离来解决，适当在重点鸟害线路加装驱鸟器。

对于机械设备施工、车辆撞击、盗窃电力设施等人为外力原因引起的线路跳闸，主要应通过加强线路日常管理来减少破坏事件的发生。一是可通过

广播电视、宣传画册、中小学安全知识讲座、安全服务热线等形式进行电力安全知识和电力法规政策宣传，增强居民保护电力设施的意识 and 能力；二是线路杆塔要配齐各种警示标志，为防止车辆碰撞路边电杆、电塔，应对路边杆大部分杆塔设置必要的警示标志杆塔防撞标志，在有开挖可能的地下线路，适当设置刷写警示牌；三是要全过程监控线路附近作业现场，重要性增加基建工地的巡视次数，发现工地有危及线路安全运行的可能，应及时发出警告函件，与政府各部门密切配合，及时制止危害线路安全的行为。

2.2.1.3 加强对用户设备预防性试验管理工作。对多户专变户进行全面普查，凡设备普查不合格的强制进行设备预防性试验，结合超容整治，指导规范企业合理用电。

2.2.2 事中重点监控，介入调查分析，提出整改措施。

将 10kV 线路跳闸提级成事故来处理，专门成立线路故障跳闸调查组，当线路跳闸情况发生后，各所抢修班人员立即发手机信息给有关领导和线路故障跳闸调查组，调查组第一时间介入调查，掌握抢修动态，协助供电所抢修人员加快恢复供电，减少停电对用电客户的影响，对存在的薄弱环节提出整改措施。

2.2.3 事后绩效考核，召开经验交流会，落实改进措施。

根据对跳闸分析结果，如系人为责任，责任人要公司分管领导“说清楚”原因。并根据责任大小进行绩效扣分处理，对责任人进行通报批评。同样，如果对巡线有功人员（如发现重大缺陷等）将进行表扬、奖励。此外，应定期召开经验交流会，组织会审，分析总结线路跳闸原因，提供配网运维人员借鉴，防止同类跳闸事件的发生，真正做到“吃一堑，长一智”，督促落实改进措施，形成了闭环管理。

参考文献：

- [1] 王士祯. 电网运行技术. 东北电力大学出版社.
- [2] 江苏电网调度规程.
- [3] 江苏省电力公司. 电力系统继电保护原理与实用技术. 中国电力出版社
- [4] 江苏省电力公司. 架空输电线路通道管理规定.

作者简介：

魏明新：（1971.11- ），男，江苏兴化人，工程师，调度技师，从事电网调度工作。

注：（作者联系方式：魏明新，13505266598，江苏省兴化市长安中路 72 号供电大厦，225700。）

输电线路工业污染分析及处理

陈 诚

(泰州供电公司兴化县域检修分公司, 兴化 225700)

摘 要: 架空输电线路污闪事故是一种影响面积广, 危害性大的事故, 随着工业的发展, 工业性污秽程度愈来愈严重, 由此引发的污闪事故日益增多, 本文具体讨论了工业性污秽环境条件下污闪产生的原因和预防解决方案。

关键词: 输电线路 工业性污秽 污闪 原因 预防

0 引言

随着经济的快速发展, 乡镇工业的不断兴起, 大气环境的污染程度逐年加剧, 大气环境污染中工业性污秽的来源逐年增加, 许多线路多年来一直处于持续不断的化学污染环境之下, 极易发生污闪, 威胁着电网的安全稳定运行。如何才能防止和杜绝大面积污闪事故的发生, 已经成为保证线路安全稳定运行的一个重要问题。

1 输电线路污闪事故的原因

架空输电线路绝缘子表面的污秽物随环境的不同而多种多样, 极为复杂, 但大致可分为两大类: 一类是自然条件下所产生的地区性污秽——自然性污秽; 另一类是工业生产过程中的地点性污秽——工业污秽, 对输电线路运行危害最大的是工业性污秽。

工业性污秽是在工业生产过程中产生的废气、污物和烟尘排到大气中造成的污染物质, 污秽物的形态可以是气体, 可以是液体微粒(如酸雾、蒸汽), 也可以是固体微粒(如煤灰、锌粉等粉尘)等。工业性污秽在绝缘子表面附着力较强, 雨水不易冲洗掉也较难清扫, 常见的主要有:

1) 化学污秽: 由化工企业排放的酸、碱气体。

2) 水泥污秽: 为粉尘微粒, 属钙盐类弱电解质, 为难溶性或较难溶物质。

3) 煤烟尘污秽: 主要是煤尘, 煤在燃烧过程中未完全燃烧, 少量煤尘随烟排放到大气中, 煤尘又成为大气中水汽的凝聚中心。增加了污秽微粒的重量并沉积在绝缘子的表面。

4) 金属污秽: 为冶金企业排放的金属微粒, 有天然的较强的导电性。

污闪发生还与天气有着密切的关系。因为天气

干燥, 污垢表面电阻较大容易闪络。雨量较大的时候, 污垢被雨水冲掉, 闪络机率也小。但是当空气湿度很高, 或在细雨、雾、雪等不利气候条件下, 绝缘子表面污秽被湿润, 其表面电导剧增, 电阻大大降低, 放电电压下降。在过电压下, 有时甚至在正常工作电压下局部放电, 造成污闪事故。

2 工业性污秽事故案例分析

2009-10-25 04:09, 我公司某 110kV 线路开关距离 I 段, 故障录波测距显示 9.9 公里, 当天天气为大雾, 空气湿度很大。线路跳闸后, 公司立即组织运行人员对该线路进行全线事故巡视, 并重点对 9.9 公里前后各五基重点巡视发现 39#耐张 B 相瓷瓶挂在塔上。

该线路所处地区为不锈钢生产基地, 污染严重, 而 39#塔位于某厂一酸洗车间内, 所排放的气体为酸性有毒气体, 按该厂于车间中的标识规定进入该车间必须佩戴防毒面具, 按照规程规定离化学污染源和炉烟污秽 300m 以内的地区为 IV 级污秽区, 同时该塔空挂瓷瓶的盐密测试结果为 0.29 mg/c m^2 , 因此该塔所在地区污秽应为 IV 级, 110KV 顾戴 1#线 39#塔为耐张塔, 呼高 15M, 瓷瓶为 XWP2-70, 每串 8 片, 引起线路跳闸的 39#塔被酸洗车间包围在内, 该厂排放的酸性有毒物质形成酸雾, 附着在瓷瓶及金具表面, 不但造成了金具的加速老化, 而且降低了绝缘子表面绝缘性能, 跳闸当天为大雾天气, 天气潮湿, 经分析, 瓷瓶及金具长期受到酸性有毒物质腐蚀老化、瓷瓶表面绝缘性能下降, 在潮湿天气中造成了污闪。



3 污闪故障的防止

污闪事故面积大，维持时间长，一旦发生污闪，往往不能依靠重合闸恢复，经常导致绝缘子断裂以及导线断线事故，故障处理即要更换绝缘子、导线还要清扫瓷瓶，处理时间长，停电损失较大，所以防止污闪对保证线路安全极为重要。一般可根据本地区的运行经验，采取以下防污措施。

3.1 加强线路运行维护

有针对性的做好线路巡视，实行“三定一包”，即：“定人、定线、定职责，包安全运行”的制度，同时根据具体情况做好夜间巡视和日出前巡视工作，在雾、露、雨雪交加、下毛毛雨等恶劣气候时对线路污秽区进行特殊巡视，看其有无火花或放电声。在巡视过程中对线路附近的污染源情况，应特别加以重视，特别是化工厂、锌粉厂、电化厂、焦化厂、炼油厂等特别容易引起污染的地点。

3.2 定期清扫绝缘子

要建立清扫制度，落实清扫责任制，确保清扫质量。虽然目前架空线路实行状态检修，一般检修

周期为6年，但是对于此类污秽严重地区的杆塔，要根据实际情况重新确定检修时间，最好做到污闪易发季节到来前清扫一次。

3.3 定期测试和更换不良和零值绝缘子

定期对绝缘子串进行绝缘检测，及时更换不合格绝缘子。

3.4 进行线路改造

对于污秽特别严重地区，最实际的办法就是将线路进行改造，迁出污秽区，比如上面提到的跳闸案例，该塔长期处于酸洗车间内，极易发生污闪，防不胜防，因此我们就对此段线路进行改造，将该塔废弃，移出该车间，减轻其受污染程度。

3.5 采用防污涂料

对污秽严重地区的绝缘子，可采取在表面涂一层涂料或半导体釉，以增强其抗污能力，上面提到的跳闸案例，我们也在改造后的线路绝缘子上采用了这种技术，提高抗污性能。

3.6 重视绝缘子的选择和使用

①采用耐污绝缘子；②增加绝缘子片数；③多采用合成绝缘子。

3.7 重视污区分布图管理

生产管理信息系统中的电子污区分布图数据库应及时维护，保证数据的准确性。对污区分布图进行滚动修改，污秽等级变化要经上级部门审批，污区分布图应含有输变电设备的地理位置及外绝缘属性，盐密测点和污染源地理位置及属性。

4 污闪事故的处理

污闪事故一旦发生，立即启动突发事件应急预案，尽快恢复供电，把损失减少到最低程度。对发生污闪掉闸重合成功的线路应尽量减少其供电负荷数，并安排人员进行特巡。对污闪重合不成的线路不宜强送，因诱发污闪的气候条件尚未消除，绝缘子绝缘强度尚未恢复，在强送合闸的瞬间，又出现操作过电压，此时污闪处的有可能重燃，致使绝缘子炸裂，或促使别处再出现污闪。所以污闪事故中的自动重合闸装置重合(或强送)成功率极低，待查出故障原因并处理完全后立即恢复供电。

对于屡次跳闸或污染程度极为严重的地区，应该考虑在缩短检修周期，更换绝缘子等基础上考虑进行线路改造，这种做法虽然一次投资较大，但是避免了以后重复停电检修以及跳闸的发生，从长远角度来看利大于弊。

5 结论

污闪事故是对可靠供电影响极大的事故，而工业性污秽已经成为污闪发生的重要诱因，一但发生污闪往往导致大面积停电。为防止污闪事故的发生，就要要高度重视防污闪工作，按照《江苏电网防污闪工作条例》要求，完善防污闪管理体系，落实防污闪的各项措施，防患于未然，为输电线路的安全可靠运行提供坚强的保证。

参考文献：

- [1] 李庆林. 架空送电线路施工手册. 北京: 中国电力出版社, 2007.
- [2] 刘宏. 高压送电线路. 北京: 中国电力出版社 2005.
- [3] 曹欣春. 电力线路工程技术标准规程应用手册. 北京: 光明日报出版社 2000.
- [4] 钟文发. 非线性规划在可燃毒物配置中的应用[A]. 赵玮. 运筹学的理论与应用-中国运筹学会第五届大会论文集[C]. 西安: 西安电子科技大学出版社, 1996 .468-471.

作者简介：

陈 诚（1981—），男，江苏兴化，工程师，从事输电线路运检方面的研究。

注：作者联系方式：陈诚，13912093936，0523-83308188，8210595@qq.com，兴化市供电公司县域检修分公司，225700。