

[互感器]

电容式电压互感器故障分析与预防策略

文/王正

国网冀北电力有限公司廊坊供电公司

分析了一起110 kV 4号母线的电容式电压互感器（CVT）设备故障案例。结合试验结果和解体分析，提出针对性的预防措施，包括加强老旧CVT设备的在线监测和红外检测，缩短试验周期，以及利用油色谱试验和高压试验更准确地判断设备状态。旨在提高CVT设备的可靠性和电力系统的整体安全性。

在高压电力系统中，电容式电压互感器扮演着至关重要的角色，用于准确测量和控制系统电压以确保电网的稳定运行。然而，由于其结构的复杂性和运行环境的多变性，CVT经常面临各种故障风险。这些故障不仅影响设备的正常运行，还可能对整个电力系统的安全和可靠性造成威胁。特别是随着设备老化，故障率逐渐提高，及时检测和诊断这些故障显得尤为重要。本文详细分析了一起110 kV变电站110 kV 4号母线CVT设备故障案例。此类异常情况若不及时发现和处理，可能导致设备的严重损坏甚至引发系统级的电力事故。

针对此类设备的故障诊断，传统方法主要依赖于现场操作人员的经验和常规的电气测试，这些方法往往不能提供故障的早期预警。随着技术的进步，越来越多的先进技术引入到电力设备的健康监测和故障诊断中。例如，红外测温技术和油色谱分析等非侵入式检测技术已经广泛应用于日常的设备维护和故障诊断中。这些技术不仅可以提高故障检测的准确度，还可以大幅降低因设备故障导致的维护成本和潜在风险。

本研究不仅分析具体的故障现象和可能的故障原因，还探讨故障发生的内在机理及其对整个电力

系统的影响。通过系统的分析和试验数据的详细解读，提出针对该类型设备可能存在的潜在问题的预防措施和改进建议。这些内容的讨论将对电力行业中类似设备的故障预防与处理提供重要的理论支持和实践指导。

故障情况

在2023年11月30日进行的一次带电检测中，检测人员对某110 kV变电站的110 kV 4号母线进行了详细检查。在此过程中，发现4-9电压互感器B相下部油箱中上部温度异常升高，记录的温度为48.2℃，而正常相的温度仅为12.1℃，两者之间的温差高达36.1℃，如图1所示。同时，该母线的B相电压也表现异常，正常相电压应为64.4 kV，但异常相电压仅为40.2 kV，如图2所示。依据电压致热型设备缺陷诊断标准，CVT在运行中的温差不应超过3℃。显然，该CVT表现出的这一显著温差超出了正常范围，指示出其存在电压致热型发热缺陷。

异常设备生产厂家：无锡日新电机有限公司，型号：WVB110-20H，出厂日期：2002年2月，出厂序号：103496。铭牌信息如图3所示。



图1 4-9电压互感器红外成像

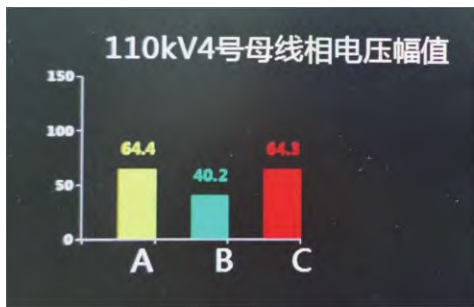


图2 在线电压监测相电压幅值



图3 4-9电压互感器铭牌

现场检查情况

检修试验人员在对设备进行彻底的外观检查后，并未发现任何异常情况。同时，保护专业人员也对现场的保护装置进行了仔细检查，并排除了保护装置故障的可能性。这些初步检查后，怀疑问题可能出在一次设备上，尤其是CVT的电磁单元内部可能存在缺陷。因此，检修试验人员立即向调度中心申请紧急停电，以便能进行更深入的检查。

获得停电批复后，检修试验人员迅速行动，对该CVT进行了系列试验。首先进行的是对CVT油箱中的绝缘油进行采样，并对样本进行了油色谱试验。需要注意的是，虽然对110 kV CVT的油色谱试

验没有特定要求，试验人员依然选择以110 kV电流互感器（CT）的标准为基准来进行测试，以确保测试的准确性。试验结果记录在表1中，以便于进一步分析。

表1 油色谱试验数据

序号	气体组分	数值（ $\mu\text{L/L}$ ）	110 kV CT规程
1	CH_4	1 779.52	/
2	C_2H_4	4 854.48	/
3	C_2H_6	5 462.77	/
4	C_2H_2	937.09	$\leq 2 \mu\text{L/L}$
5	H_2	12 231.74	$\leq 150 \mu\text{L/L}$
6	CO	14 240.15	/
7	CO_2	70 554.99	/
8	总烃	13 033.86	$\leq 100 \mu\text{L/L}$

运用三比值法对油色谱试验数据进行计算，得到的编码组合为：1、0、0，见表2。

表2 故障气体比值和编码

比值项	比值	编码取值
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	0.193	1
CH_4/H_2	0.145	0
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	0.889	0

结果显示该CVT内部发生电弧放电故障（绕组匝间、层间短路线对箱体放电，线圈熔断等）。故经油色谱试验，根据DL/T 722—2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》三比值法分析判断，此次产品故障是由产品内部放电引起的，并由此引发绝缘油溶解气体异常，因而确定该CVT中间变压器存在故障。

由于红外测温发现CVT发热部位处于油箱中上端，在电磁单元的中间变压器位置，所以试验人员重点测试了中间变压器，对该CVT进行了直流电阻、绝缘电阻、介损和电容量测试等试验，试验数据见表3。

表3 B相CVT试验数据

序号	试验项目	试验位置	试验数据
1	直流电阻	1a1n	29.47 m Ω
		2a2n	30.88 m Ω
		3a3n	102.2 m Ω
2	绝缘电阻	N点	0
		E点	0
		二次绕组	0
3	介损和电容量	自激法	加压2 kV，测量结果不显示介损及电容量

二次直流电阻数据正常，说明二次绕组线圈良好，但绝缘为0，说明二次绕组回路可能存在接地现象。从一次N点、E点分别进行绝缘电阻测试，数据均为0，说明一次绕组回路可能存在接地现象。使用CVT自激法，加压2 kV测量介损和电容量，测量过程升压正常，但最终介损和电容量试验数据均未测出，说明测量回路中存在开路，分压电容器 C_1 、 C_2 或中间变压器一次绕组均可能存在问题。

故障原因分析

电容式电压互感器的核心组成部分是电磁单元，这一单元包括中间变压器、补偿电抗器和阻尼器等多个关键部件。由于电磁单元的结构具有较高的敏感性和脆弱性，任何故障的出现都可能对110 kV变电站的电压互感器的性能造成显著影响。电磁单元故障的诱因众多，包括生产工艺不精，运输或安装不当，以及部件本身的质量问题等，这些都可能对电磁单元的损坏并引发进一步的故障。此外，运行环境也是一个关键因素，特别是在湿度较高的环境中，电磁单元的绕组性能容易受到影响，从而导致损坏，最终引起故障。

根据所进行的试验数据和现场情况分析，该起CVT发热故障的可能原因主要包括以下几点。

1) 设备受潮。中间变压器的绕组绝缘性能由于受潮而降低，内部线圈出现匝间短路，导致大量短路电流的产生，引起线圈的异常发热，甚至烧毁。烧毁的线圈会在周围绝缘油和电磁单元箱体中产生积碳，逐步扩散并严重影响设备的绝缘电阻，导致全体绝缘电阻降至0。

2) 分压电容 C_2 尾端损坏。 C_2 分压电容的尾端引线靠近中间变压器处的损坏，导致故障处的温度升高。此高温通过热传导和对流等方式传递到外壳，从而在外壳上反映出来。

3) 中间变压器铁心故障。这种情况可能导致一次和二次绕组的绝缘全部丧失。虽然二次直流电阻试验结果显示正常，但这种情况的可能性相对较低，需要进一步的详细检查和确认。

综上所述，为防止未来发生类似的故障，建议增强设备的监测和维护，特别是在潮湿环境下的运行应给予额外关注。同时，对于任何显示异常指标的设备，应尽快进行详细的检查和必要的维护。

解体检查

故障发生后，变电检修中心针对故障情况和试验结果与厂家进行沟通，于2024年1月10日，派出技术人员前往厂家共同进行该设备解体检查。解体情况如图4、图5所示。

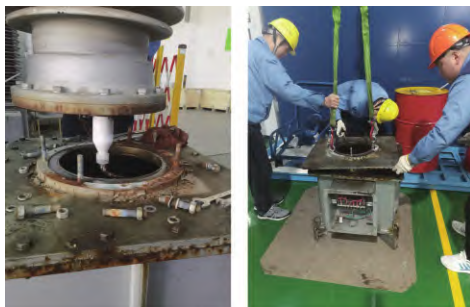


图4 解体过程

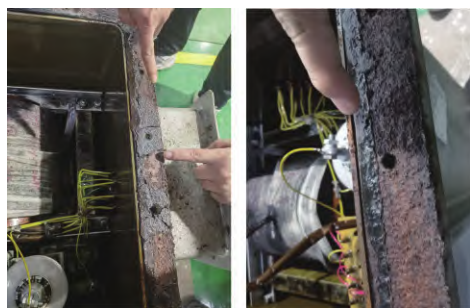


图5 接口腐蚀以及胶垫老化

由图5可见，设备因长期运行（已超出厂家推荐的室外CVT使用年限15年，若环境污秽等级较高则应进一步缩短使用年限），其电磁单元箱体的接口出现了严重的腐蚀。此外，胶垫的老化也显著降低了设备的密封性能，如图6、图7所示。这些因素均说明设备由于超期使用而导致其物理结构和功能性能逐渐退化，进而增加了故障发生的风险。此情况强调了定期评估和替换老旧设备的重要性，以确保系统的安全和高效运行。

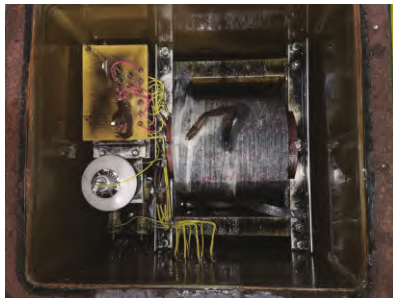


图6 电磁单元内部结构

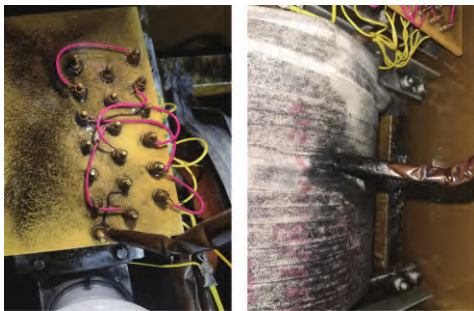


图7 电磁单元各部件存在大量积碳

在将中间变压器从设备中吊出进行检查时，观察到绝缘油明显浑浊，如图8所示。进一步检查箱体底部和金属结构时发现，这些区域积聚了大量水珠，表明有严重的湿气渗透。此外，中间变压器的下部显示出严重的放电迹象，如图9所示。这些现象指示该设备的绝缘性能已大幅下降，可能是由于长期的环境暴露和维护不足导致的。需要紧急处理，以防止进一步的设备损坏和潜在的安全风险。



图8 绝缘油浑浊



图9 中间变压器下部放电

根据设备解体检查的结果，进一步分析了故障的产生原因，这与原始原因分析的第一点大致相符。设备已超出推荐的使用年限，导致电磁单元箱体接口发生严重腐蚀，胶垫老化，密封性能显著下降。这些问题引发了设备进水和受潮，从而使得绝缘油的绝缘强度下降。中间变压器的高压引线及外层绕组发生对地放电，这种放电在地面形成了闭合的短路环，实质上减少了匝数，导致每一匝上的电压差增加。介质的绝缘强度下降使得匝间短路发生。短路电流产生的热效应导致油温上升和积碳生成，积碳随后溶解于油中。随着温度的下降，油中的水分析出，大部分水分和杂质沉积在油箱底部，进一步降低了下层介质的绝缘强度。这些因素共同作用，使故障进一步扩大，最终导致中间变压器绕组下部的线圈全部烧毁，二次绕组绝缘完全丧失。

预防措施

该CVT设备自2002年2月出厂后，于同年8月正式投入运行，至今已有21年的运行历史。目前来看，同厂家生产的同批次、同型号的设备并未出现类似的热缺陷，因此可以排除为家族性缺陷，该事件属于个别现象。幸运的是，此次缺陷被及时发现，因而未对电网造成严重影响。为防止未来出现类似情况，建议采取以下预防措施。

1) 积极推进CVT设备的在线监测和红外检测工作，特别是针对运行年限较长的老旧设备。通过将电压线路保护屏与红外检测相结合，可以及时发现设备的潜在缺陷。

2) 当观察到CVT的电容量和介损值与出厂或历史记录相比出现明显的上升趋势时，应立即查明原因，并缩短试验周期。对于不符合规范的设备，应尽快进行处理或更换。

3) 通过油色谱试验分析，可以侦测到CVT可能存在的隐性故障。结合高压试验，可以对异常设备做出更加精确的评估。

4) 若CVT出现油渗漏或电磁单元油箱油位异常，应立即进行检查，以避免因绝缘油泄漏导致的一次性设备故障。

5) 如果电磁单元部分出现异常发热或噪声，应立即将CVT设备停运，并进行彻底的试验、检查和维护。

结束语

通过本次详细的故障分析，确认了该110 kV CVT设备由于受潮及相关绝缘问题引发的严重故障。故障的发生凸显了对老旧电力设备定期检查和的重要性。建议增强对类似设备的监控和维护工作，尤其是对于运行年限较长的设备，应采用更先进的监测技术和维护策略，以预防可能的故障。同时，本研究也为电力系统中类似设备的故障诊断和预防提供了重要参考。未来工作可以进一步探索利用现代化智能监测技术，如物联网（IoT）和机器学习方法，实现对电力设备状态的实时监控和故障预警，提高电力系统的整体稳定性和可靠性。EA

(收稿日期：2024-05-10)