

互感器故障分析及防范措施

林建邦 徐永高 梁月群
广东电网有限责任公司阳江供电局 广东 阳江 529500

摘要：互感器作为电力系统中实现电能测量、继电保护及控制的关键设备，其稳定运行关乎电力系统安全与效率。本文聚焦互感器故障问题，系统剖析其故障类型、成因、检测诊断技术及防范措施。研究表明，互感器常见故障包括绝缘、过热、误差超差等类型，成因涉及制造工艺、运行环境、安装维护等方面。传统检测、在线监测与智能算法诊断技术为故障检测提供多元手段。通过优化制造选型、加强安装运维管理、完善故障预警与应急机制等措施，可有效降低故障风险。研究成果为提升互感器运行可靠性、保障电力系统稳定运行提供了理论依据与实践指导。

关键词：互感器；故障分析；防范措施

引言：互感器在实际运行中，受制造工艺、运行环境、安装维护等多种因素影响，互感器故障频发，严重威胁电力系统稳定。深入研究互感器故障类型、成因，并探索有效的检测诊断与防范措施，对提升电力系统可靠性具有重要意义。本文旨在全面分析互感器故障相关问题，提出系统性防范策略，为电力设备安全运行提供技术支撑。

1 互感器的基本原理与分类

1.1 互感器的基本原理

互感器是依据电磁感应原理工作的电气设备，主要包括电流互感器（CT）和电压互感器（PT），在电力系统中承担着电流、电压变换与隔离的关键功能。（1）电流互感器基于电磁感应定律，其一次绕组匝数少，直接串联接入主电路，通过大电流；二次绕组匝数多，与测量仪表、继电保护装置等负载串联。当一次侧电流变化时，在铁芯中产生交变磁通，该磁通在二次绕组感应出相应的二次电流，且二次电流与一次电流严格成比例，满足 $I_1/I_2 = N_2/N_1$ （ I_1 、 I_2 分别为一次、二次电流， N_1 、 N_2 分别为一次、二次绕组匝数），从而实现大电流到小电流的转换，便于测量与保护。（2）电压互感器同样基于电磁感应原理，一次绕组匝数多，并联接入高压电路；二次绕组匝数少，与测量仪表、继电器等负载并联。一次侧电压变化时，铁芯中交变磁通在二次绕组感应出二次电压，一次、二次电压关系遵循 $U_1/U_2 = N_1/N_2$ （ U_1 、 U_2 分别为一次、二次电压），将高电压转换为低电压，满足后续设备的安全测量与控制需求。

1.2 互感器的分类

互感器种类繁多，可从多个角度进行分类。按用途划分，可分为测量用互感器和保护用互感器，前者主要用于电力参数测量，确保计量精度；后者为继电保护装

置提供信号，保障电力系统故障时的快速响应。按绝缘介质分类，有干式互感器、油浸式互感器、气体绝缘互感器等。干式互感器以环氧树脂等固体绝缘材料为主，具有无油、阻燃、维护简单等特点，常用于低压及部分中压系统；油浸式互感器采用绝缘油作为介质，绝缘性能优良，适用于高压、超高压系统，但存在渗漏油等维护问题；气体绝缘互感器多采用六氟化硫（SF₆）气体绝缘，具有体积小、绝缘性能好、环境友好等优势，广泛应用于高压及特高压变电站。按变换原理，除常见的电磁式互感器外，还有电容式电压互感器、光电式互感器等。电容式电压互感器利用电容分压原理，将高电压转换为低电压，成本较低且便于载波通信；光电式互感器基于电光效应、磁光效应等，具有抗电磁干扰能力强、绝缘性能好等特点，是智能电网发展的重要方向^[1]。

2 互感器常见故障类型及产生原因分析

2.1 常见故障类型

2.1.1 绝缘故障

绝缘故障是互感器最为常见且危害较大的故障类型，主要表现为局部放电、受潮老化等现象。局部放电是指在电场作用下，绝缘介质中局部区域的电场强度达到击穿场强，导致气体或液体介质发生放电。这种放电会产生高温、高能粒子和电磁辐射，逐渐侵蚀绝缘材料，使其性能下降。而受潮老化多因互感器密封不严，水分侵入内部，加速绝缘材料的老化过程，降低绝缘性能，严重时甚至会引发绝缘击穿，造成设备损坏和电力系统故障。

2.1.2 过热故障

过热故障也是互感器运行中的一大隐患，主要包括内部接头松动、铁芯过热等情况。内部接头松动会导致接触电阻增大，根据焦耳定律，电流通过时会产生大量

热量，使接头处温度升高。长时间的过热会使接头处的金属材料氧化、变形，进一步恶化接触情况，形成恶性循环。铁芯过热则通常是由铁芯硅钢片之间的绝缘损坏，导致涡流损耗增大，产生过多热量。若不及时处理，过热可能引发绝缘材料的热老化，甚至烧毁互感器。

2.1.3 误差超差故障及其他机械故障

误差超差故障指互感器的测量误差超出规定范围，影响电力计量的准确性和继电保护装置的正常运行。这可能是由于互感器的设计不合理、制造工艺缺陷或长期运行导致的性能下降。此外，互感器还可能出现诸如瓷套破裂、端子松动等机械故障，这些故障多由外力冲击、安装不当或长期振动引起，不仅影响互感器的正常工作，还可能引发其他次生故障。

2.2 故障产生原因分析

2.2.1 制造工艺缺陷与材质问题

在互感器的制造过程中，若生产工艺不达标，会埋下诸多隐患。例如，绕组绕制不规范可能导致匝间绝缘受损，增加局部放电的风险；铁芯叠片不整齐、接缝过大，会使铁芯损耗增加，引发过热故障。同时，材质问题也是故障产生的重要原因。绝缘材料的质量直接影响互感器的绝缘性能，若采用劣质绝缘材料，其耐老化、防潮性能较差，容易出现绝缘故障。而铁芯材料的导磁性能不佳，会导致互感器的误差增大，影响测量准确性。

2.2.2 运行环境因素

互感器的运行环境对其性能和寿命有着显著影响。高温环境会加速绝缘材料的老化，降低其绝缘性能；潮湿环境易使水分侵入互感器内部，引发受潮故障；强电磁干扰则可能影响互感器的正常工作，导致测量误差增大。此外，高海拔地区的低气压环境会降低绝缘介质的绝缘强度，增加绝缘故障发生的概率。

2.2.3 安装、维护不当及长期运行损耗

安装过程中，若互感器的安装位置不正确、接线不规范，会导致其运行时受力不均，引发机械故障。同时，缺乏定期的维护和检修，无法及时发现和处理潜在问题，也会使故障隐患逐渐积累。互感器在长期运行过程中，由于电磁力的作用、机械振动以及电、热、化学等因素的影响，内部零部件会逐渐磨损、老化，性能下降，最终导致各类故障的发生^[2]。

3 互感器故障检测与诊断技术

3.1 传统检测方法

传统检测方法是互感器故障检测的基础手段，主要包括绝缘电阻测试、介损测试等。绝缘电阻测试通过测量互感器绝缘材料的电阻值，判断其绝缘性能是否良

好。测试时，利用绝缘电阻表向互感器施加直流电压，测量一定时间后的绝缘电阻值，若阻值低于标准值，表明绝缘存在缺陷，可能存在受潮、老化等问题。介损测试则是测量互感器在交流电压下的介质损耗角正切值（ $\tan\delta$ ），该值反映了绝缘介质在电场作用下的能量损耗程度。通过分析 $\tan\delta$ 的变化，能够有效检测出绝缘介质的劣化情况，如绝缘受潮、老化、局部放电等早期故障。

3.2 在线监测技术

在线监测技术可在互感器运行过程中实时获取设备状态信息，具有高效、及时的特点。红外测温技术利用红外热像仪检测互感器表面的温度分布，通过分析温度异常区域，能够快速发现内部接头松动、铁芯过热等过热故障。由于故障部位发热会导致表面温度升高，红外测温可直观呈现温度差异，实现故障的早期预警。局部放电监测技术则通过传感器采集互感器内部局部放电产生的脉冲电流、超声波、电磁波等信号，对信号进行分析处理，判断局部放电的强度、位置及发展趋势，从而预防绝缘故障的发生。

3.3 基于智能算法的故障诊断技术

随着人工智能技术的发展，基于智能算法的故障诊断技术为互感器故障诊断提供了新途径。该技术通过收集互感器的运行数据、历史故障数据等信息，利用神经网络、支持向量机、决策树等智能算法进行数据挖掘与分析，建立故障诊断模型。这些模型能够学习和识别不同故障类型的特征模式，实现对互感器故障的快速、准确诊断。神经网络具有强大的非线性映射能力，可处理复杂的故障数据，有效识别多种故障类型及其组合故障；支持向量机在小样本数据处理方面具有优势，能够精准判断故障类别^[3]。

4 互感器故障防范措施

4.1 优化制造与选型环节

在互感器的全生命周期管理中，制造与选型环节是奠定设备可靠性的基础，需从以下技术标准、材料选用、工艺优化等多方面进行严格把控。（1）制造环节建立严格的技术规范与质量管控体系。生产企业应依据国际与国家标准，结合实际应用需求，细化设计参数，确保互感器的绝缘性能、准确度等级、热稳定性等关键指标满足工程要求。如在绝缘设计中，需通过仿真分析优化绝缘结构，合理分配电场强度，避免局部电场集中；（2）采用先进的绝缘材料与制造工艺，如真空浇注、压力凝胶等技术，提高绕组与绝缘材料的结合度，增强整体绝缘性能。在铁芯制造方面，采用高导磁率、低损耗的硅钢片，通过精密叠片工艺减少磁滞与涡流损耗，降

低铁芯发热风险。（3）选型环节充分考虑电力系统的运行特点与环境要求。针对不同电压等级、负荷特性的应用场景，合理选择互感器的类型与规格。在高压、超高压变电站，优先选用气体绝缘或油浸式互感器，利用其优异的绝缘性能与散热能力；在城市配电网等对防火防爆要求较高的场所，可选用干式互感器。同时对供应商进行严格评估，审查其生产资质、技术能力与质量保证体系，优先选择具有成熟制造经验、产品质量稳定的厂家，从源头保障设备可靠性。

4.2 加强安装、运行维护管理

规范的安装与科学的运维管理是保障互感器安全运行的关键环节，需贯穿以下设备投运前、运行中及退役全过程。安装阶段必须严格遵循安装规范与操作流程。安装前，应对互感器进行全面的开箱检查，核对设备型号、参数与技术文件，检查外观有无破损、绝缘部件是否受潮；安装过程中，确保互感器的垂直度、水平度符合要求，一次侧与二次侧接线牢固可靠，避免因接线松动导致接触电阻增大引发过热故障。同时，做好设备的接地工作，确保接地电阻满足设计标准，防止出现电位悬浮与电磁干扰问题。此外，安装完成后需进行严格的交接试验，包括绝缘电阻测试、介损测试、变比试验等，验证设备性能是否符合要求，杜绝带病设备投入运行。

运行维护管理需建立常态化的巡检与状态评估机制。定期开展设备巡检，检查互感器的外观、油温、油位（油浸式）、气体压力（气体绝缘式）等运行参数，观察有无渗漏油、瓷套裂纹、放电痕迹等异常现象；利用红外测温、局部放电监测等在线监测技术，实时掌握设备运行状态，及时发现潜在故障隐患。同时，根据设备运行年限、负荷情况及监测数据，制定科学的检修计划，合理安排预防性试验与检修周期，对老化、损坏的零部件及时更换，维持设备性能稳定。此外，加强运维人员的技术培训，提高其故障识别与应急处理能力，确保运维工作的规范性与有效性。

4.3 完善故障预警与应急处理机制

建立完善的故障预警与应急处理机制，能够在故障发生前实现早期预警，在故障发生后快速响应，最大限

度降低故障损失。故障预警机制需依托先进的监测技术与数据分析手段。构建多参数融合的在线监测系统，整合局部放电、红外测温、油色谱分析（油浸式）等监测数据，结合设备运行历史数据与环境参数，运用大数据分析、人工智能算法建立故障预警模型。通过对监测数据的实时分析与趋势预测，识别设备性能退化特征，提前发出故障预警信号，并明确故障类型与严重程度，为运维决策提供科学依据。如当局部放电信号强度持续增大且超过阈值时，系统自动预警可能存在绝缘缺陷，提示运维人员采取进一步检测措施。

应急处理机制则需制定详细的应急预案与操作流程。针对不同类型的故障，明确应急处理责任分工、处置步骤与技术要求，确保在故障发生时能够迅速启动应急响应。同时，定期组织应急演练，检验预案的可行性和可操作性，提高运维人员的应急处置能力与协同作战水平^[4]。建立备品备件储备库，确保关键零部件的快速供应，缩短故障修复时间；加强与电力调度部门的沟通协调，优化停电检修方案，降低故障对电力系统运行的影响。

结束语：本文通过对互感器故障的深入分析，明确了常见故障类型、成因，并阐述了多元检测诊断技术与系统性防范措施。研究成果为互感器故障防治提供了全面解决方案。但随着电力系统向智能化、高电压等级发展，互感器面临的运行环境更为复杂，故障防治难度增大。未来，需进一步结合新材料、新技术，持续优化故障检测与防范策略，推动互感器技术创新，为电力系统安全稳定运行筑牢坚实保障。

参考文献

- [1]刘红玲,赵勇涛.电压互感器两点接地异常分析及防范措施[J].建筑工程技术与设计,2020(5):1992.
- [2]孙志刚.电流互感器的选型、运行检修及故障防范处理[J].内蒙古科技与经济,2023(3):100-102,105.
- [3]何佳胤,蔡剑强.变电站电容式电压互感器的故障分析及相关措施[J].电子产品世界,2021,28(1):66-67,91.
- [4]安梓鸣,高奕钊,胡凯,等.探讨10kV电压互感器裂纹故障分析及防范措施[J].商情,2020(10):180.