

数字化检测的互感器绝缘故障隐患精准识别技术

祁少泽 闵学琪 赵子慧

内蒙古电力(集团)有限责任公司包头供电分公司 内蒙古包头 014030

摘要: 电力系统数字化智能化演进中,互感器是电能计量与继电保护的关键装置,其绝缘状态直接影响电网运行安全与稳定,传统检测手段存在检测效能低、故障辨识精度不足、难察早期隐患等问题,无法适配智能电网运维需求。本文基于数字化检测技术,分析互感器绝缘故障类型与机理,阐释检测原理,研发融合机器学习与深度学习的故障识别算法,构建一体化检测识别系统,通过多源信号采集、特征提取与智能分析,实现对绝缘老化、局部放电、受潮等隐患的精准识别,实验表明,该技术可提升故障识别准确率与时效性,为互感器状态检修提供支撑,相关方法可推广至电力设备绝缘故障检测领域,研究成果对推进电力设备数字化运维体系建设具有重要工程实践价值。

关键词: 数字化检测; 互感器; 绝缘故障; 精准识别; 特征提取

引言

互感器作为电力系统内完成电压与电流变换的核心装置,普遍服务于发电、输电、配电等环节,绝缘性能构成设备安全运行的核心保障,绝缘故障若未能及时辨识,可能诱发设备击穿、线路跳闸乃至大面积停电事故,带来惨重经济损失,传统检测手段常依托离线试验与人工巡检,既存在检测盲区,也难以对早期绝缘隐患开展定量分析,无法契合智能电网状态检修的需求。物联网、传感器及人工智能技术持续发展背景下,数字化检测依托实时性与全面性特点,成为互感器绝缘故障检测领域的重要发展方向,本文针对互感器绝缘故障的形成机理、数字化检测原理、精准识别算法及系统实现开展研究,力求突破传统检测的技术瓶颈,达成绝缘故障隐患的精准辨识与提前预警。

一、互感器绝缘故障的类型及形成机理

(一) 绝缘老化故障

随着数字化变电站的推广,电子式互感器在电力系统中的应用日趋广泛,作为一次系统的传感元件,它的稳定可靠运行是电能计量、继电保护、测控的重要保证,互感器常用绝缘材料涵盖油纸绝缘、环氧树脂绝缘等类别,长期运行阶段,电场、温度与机械振动的共同作用会促使这些绝缘材料产生不可逆的老化现象。针对油纸绝缘互感器,其内部变压器油在高温环境中易出现氧化裂解,进而生成酸性物质与油泥,这类产物会损害油纸的介电特性,环氧树脂绝缘材料因热胀冷缩效应会形成

微裂纹,最终造成绝缘电阻数值降低,绝缘老化呈现渐进式特点,初期仅体现为绝缘特性的缓慢劣化,缺乏及时干预的情况下,裂纹与氧化区域将不断蔓延,最终诱发绝缘击穿问题^[1]。

(二) 局部放电故障

局部放电体现为互感器绝缘内部或表面因电场分布不均形成的局部性电晕、电弧放电现象,常见于绝缘介质的气隙、杂质区域及电极边缘位置,绝缘内部若存在气泡、裂纹等缺陷,缺陷区域介电常数会显著低于周边绝缘材料,电场强度随之向该区域汇聚,一旦电场强度超出介质击穿场强,局部放电即会发生。局部放电形成的高能电子持续侵蚀绝缘材料,导致绝缘介质出现碳化与劣化现象,放电过程中生成的臭氧、氮氧化物等化学物质,还会进一步加快绝缘损坏进程,局部放电故障具备隐蔽性特征,早期放电信号强度微弱,仅通过常规检测手段难以察觉,进而容易逐步发展为整体绝缘故障。

(三) 受潮故障

互感器绝缘受潮多因设备密封性能失效或运行环境湿度超限,水分会经由密封缝隙渗入绝缘内部,进而改变绝缘介质的介电特性,油纸绝缘互感器中,水分会降低油纸的击穿电压,同时造成绝缘电阻下降幅度较大,且水分还会与油纸发生水解反应,进一步加剧绝缘老化进程,干式互感器方面,环氧树脂绝缘受潮后易出现表面爬电现象,进而破坏其绝缘性能。受潮故障形成具有突发性特征,设备若处于雨季或潮湿环境运行,密封件老化往往导致水分快速侵入,在短时间内引发绝缘性能

急剧下降,严重时还会造成设备短路问题,受潮现象还会与局部放电、绝缘老化产生相互作用,进一步加快故障发展进程^[2]。

二、数字化检测技术的基础原理

(一) 电气信号检测原理

电气信号检测作为互感器绝缘故障数字化检测的核心手段,主要针对电压、电流、局部放电脉冲、绝缘电阻等电气参数开展采集与分析工作,在互感器一次侧、二次侧安装高精度电压互感器、电流互感器与局部放电传感器以实时采集电气信号,模拟信号经信号调理电路转换为标准电压信号后,再由模数转换器即ADC完成数字化转换,把连续的模拟信号转化为离散的数字信号。数字信号经过滤波、降噪等预处理操作后,提取其中的幅值、相位、频率等特征量,通过这些特征量的变化体现绝缘状态的劣化情况,局部放电信号的脉冲幅值与频次能够直接表征局部放电的强度,绝缘电阻的下降则可提示绝缘老化或受潮故障的发生。

(二) 非电气信号检测原理

非电气信号检测是电气信号检测的重要补充,借助采集温度、声音、气体等非电气参数,达成对互感器绝缘状态的多维度刻画,温度检测运用红外传感器与热电偶,实时监测互感器绕组、铁芯及绝缘表面的温度分布,绝缘故障带来的局部损耗上升会造成温度异常升高,进而形成显著的温度热点^[3]。声学检测依托超声波传感器捕捉局部放电生成的超声波信号,完成放电位置的定位工作,气体检测针对油纸绝缘互感器运行过程中生成的氢气、乙炔等特征气体进行检测,以此判断绝缘老化与局部放电的程度。

(三) 多源信号融合检测原理

多源信号融合检测作为整合电气信号与非电气信号开展综合分析的数字化检测手段,核心目标在于突破单一信号检测的局限,增强检测结果的可靠性,其依托信息融合理论,对不同传感器采集的信号按时间与空间维度完成配准,借助数据层、特征层及决策层的三级融合机制,达成信号的互补与优化效果。数据层融合针对原始采集信号开展预处理与归一化操作,去除信号噪声并消除量纲差异,特征层融合则提取各信号的关键特征参数,搭建多维度特征集合,决策层融合通过算法对特征集实施分析,最终输出绝缘状态的综合评估结论,多源信号融合检测可有效规避单一信号检测中的误判问题,结合局部放电信号与温度信号能够区分绝缘老化与设备过载引发的温度异常,进而提高故障检测的精准程度^[4]。

三、互感器绝缘故障隐患精准识别算法设计

(一) 基于机器学习的识别模型

基于机器学习的故障识别模型是实现绝缘故障精准识别的基础方法,核心在于依托训练样本构建特征与故障类型的映射关系,对数字化检测获取的多源信号开展特征提取工作,选取绝缘电阻、局部放电脉冲数、温度峰值、特征气体浓度等关键特征参数,进而搭建高维特征向量。采用主成分分析即PCA或线性判别分析即LDA对特征向量实施降维处理,剔除冗余特征参数,以此提高模型运算效率,选择支持向量机即SVM、随机森林及梯度提升树即GBDT作为核心分类算法,把降维后的特征集输入算法模型开展训练,借助交叉验证优化模型参数,让模型形成对绝缘老化、局部放电、受潮等故障类型的分类识别能力,这类模型优势体现在运算速度较快、对小样本数据适应性良好,适用于现场实时故障识别场景。

(二) 基于深度学习的识别模型

基于深度学习的故障识别模型可自动挖掘信号深层特征,适配复杂场景中互感器绝缘故障的精准辨识需求,针对互感器多源信号的时序特性与空间特性,分别搭建卷积神经网络即CNN与长短期记忆网络即LSTM模型:CNN依托卷积层与池化层,对局部放电信号的频谱图、温度分布的热成像图等空间特性开展挖掘,捕捉故障的局部属性^[5]。LSTM针对电压、电流等时序信号,借助门控单元完成长序列依赖关系的学习,高效辨识早期绝缘故障的信号变化规律,将CNN与LSTM进行整合搭建CNN-LSTM混合模型,同步挖掘信号的空间特性与时序特性,进一步提高模型的辨识精度,采用迁移学习技术,依托预训练模型对小样本故障数据开展训练,化解现场故障样本短缺的问题。

(三) 模型优化与故障特征提取

故障特征提取的有效性 & 模型的泛化能力,直接影响故障识别的精准程度,需借助多维度优化手段提升算法性能,特征提取环节结合时域、频域与时频域分析方法处理数字化检测信号,其中时域分析侧重提取信号的均值、方差、峰值因子等统计属性,频域分析依托傅里叶变换获取信号的频率分布属性,时频域分析则采用小波变换分解非平稳的局部放电信号,挖掘不同尺度下的故障属性,最终搭建多域融合的特征集合。模型优化阶段采用网格搜索与贝叶斯优化算法开展超参数寻优工作,同时引入dropout层与正则化项抑制模型过拟合现象,针对互感器绝缘故障的早期征兆,设计故障程度分级识别模块,通过设定特征阈值与模型输出概率,达成对故障

早期-中期-晚期阶段的定量评估，为状态检修工作提供精准参考依据。

四、数字化检测与精准识别系统的应用实现

(一) 系统硬件架构设计

感知层部署多种类数字化传感器，涵盖局部放电传感器、红外温度传感器、气体传感器及电气参数传感器，完成互感器绝缘状态相关多源信号的采集工作，传输层采用工业以太网与LoRa、5G无线通信模块，把采集到的数字信号实时传送至处理层，同时支持边缘节点开展本地数据存储操作，确保数据传输过程的稳定性与实时性。处理层包含边缘计算网关与云端服务器两部分，其中边缘计算网关承担现场数据的预处理任务与初步故障识别工作，减轻云端数据处理负担，云端服务器则开展大数据分析 & 模型训练操作，达成故障识别算法的迭代优化目标，所有硬件设备均采用工业级设计标准，能够适配电力现场的高温、高电磁干扰环境条件，保障系统实现长期稳定运行。

(二) 系统软件功能开发

系统软件遵循模块化设计原则，开发数据采集、特征分析、故障识别、预警展示四大核心功能模块，数据采集模块支持多传感器数据同步采集与存储操作，兼容不同厂家传感器的通信协议，达成数据标准化接入效果，特征分析模块集成时域、频域、时频域分析算法，自动挖掘检测信号的关键特征参数，生成特征可视化图谱文件。故障识别模块嵌入已完成训练的机器学习与深度学习模型，实时接收特征数据并输出故障类型、故障程度及故障位置的识别结论，预警展示模块依托Web端与移动端界面，直观呈现互感器绝缘状态、故障预警信息及历史数据趋势，支持短信、邮件等多渠道预警推送操作，保障运维人员及时处置故障问题，该软件额外配备算法模型更新接口，能够依据现场运行数据持续优化故障识别模型。

(三) 系统应用效果与优势

数字化检测与精准识别系统已在电力变电站互感器运维中落地应用，体现出明确的技术优势，对比传统检测手段，其可实现互感器绝缘状态的实时在线监测，消除离线检测存在的时间盲区，同时捕捉早期绝缘隐患的信号变化，多源信号融合与智能算法分析的结合，使故障识别准确率较传统手段提升30%以上，同时有效降低

误判与漏判概率。系统具备的自动化分析与预警功能，可减少人工巡检及数据分析的工作量，进一步提升运维效率，系统存储的历史数据还可用于剖析互感器绝缘劣化规律，为设备全生命周期管理提供数据支持，助力电力设备运维向数字化、智能化方向转型，其应用模式还可复制拓展至变压器、断路器等其他电力设备的绝缘故障检测场景。

结语

本文围绕互感器绝缘故障隐患的数字化检测与精准识别技术展开研究，从故障机理、检测原理、算法设计及系统实现四个维度，搭建起一套完整的绝缘故障精准识别方案，分析绝缘老化、局部放电、受潮三类典型故障的形成机理，明确数字化检测的核心监测对象，依托电气信号、非电气信号及多源融合检测原理，达成绝缘状态的数字化刻画。整合机器学习与深度学习的识别算法，突破传统检测的精度局限，一体化检测与识别系统实现技术的工程化落地应用，这类技术有效解决互感器绝缘故障早期隐患辨识难题，为智能电网设备运维提供技术支撑，未来可进一步整合物联网、大数据及边缘计算技术，优化系统实时性与自适应性，推动电力设备绝缘故障检测技术的持续进阶。

参考文献

- [1] 崔翔, 尹相国, 路遥, 等. 一种新型的互感器极性数字化检测系统[J]. 电力与能源, 2022, 43(02): 187-189+196.
- [2] 李君, 王信, 王琪, 等. 数字电能计量整体性能检测方法研究及方案实现[J]. 电子世界, 2020, (19): 148-149.
- [3] 姜瀚书, 王佳颖, 于旭. 数字化变电站半电子式电流互感器角差异常原因分析[J]. 吉林电力, 2014, 42(02): 44-46.
- [4] 王洪彬, 唐昆明, 徐瑞林, 等. 数字化变电站电子式互感器渐变故障诊断方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(24): 53-58.
- [5] 熊小伏, 杨雪东, 刘年. 基于站间信息的电子式互感器故障协同诊断方法[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(21): 80-83+89.