

DOI:10.20033/j.1003-7241.(2026)04-0040-05

基于机载激光点云的输电线路暂态故障测距方法

郑金杯¹, 张镇源², 赵宇², 卢敏杰²

(1. 广东电网有限责任公司佛山供电局, 广东 佛山 528000; 2. 东方电子股份有限公司, 山东 烟台 264000)

摘要: 传统输电线路暂态故障测距方法未对点云数据进行分类和分割, 存在误差叠加问题, 使得测距算法应用于整个数据集时, 无法准确识别出线路相关的特征点, 从而引入大量干扰和错误信息, 导致测距结果的相对误差增大。为此, 提出了基于机载激光点云的输电线路暂态故障测距方法。采集机载激光点云数据, 建立输电线路模型, 得到线路的三维结构和特征信息; 根据粗提取和精提取技术对点云数据进行分类和分割, 实现输出波形故障信息判定, 找到可能存在故障的区域; 通过分析故障波形的特征, 采用小波系数提取线路故障中的暂态分量, 根据不同的小波系数进行故障测距。为验证方法性能, 设计仿真实验, 分别使用设计的故障测距方法和传统的基于行波分析故障测距方法进行测试。实验结果表明: 在改变故障分支、故障类型以及过渡电阻的实验条件下, 该方法得到的测距结果相对误差平均为 0.436%, 验证了方法的有效性。

关键词: 机载激光点云; 输电线路; 故障测距; 机器学习算法; 三维点云数据; 小波系数

中图分类号: TP277.2; TP391.44; TM733

文献标志码: A

文章编号: 1003-7241(2026)04-0040-05

Transient fault distance measurement method of transmission lines based on airborne laser point cloud

ZHENG Jinbei¹, ZHANG Zhenyuan², ZHAO Yu², LU Minjie²

(1. Foshan Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Foshan 528000, Shandong, China;

2. Dongfang Electronics Co., Ltd., Yantai 264000, Shandong, China)

Abstract: The traditional transient fault location method for transmission lines does not classify and segment point cloud data, resulting in the problem of error superposition. When the distance measurement algorithm is applied to the entire dataset, it cannot accurately identify the characteristic points related to the line, which introduces a large amount of interference and error information, leading to an increase in the relative error of the distance measurement results. Therefore, a transient fault location method for transmission lines based on airborne laser point cloud is proposed. It collects airborne laser point cloud data, establishes a transmission line model, and obtains the three-dimensional structure and feature information of the line, classifies and segments point cloud data using coarse and fine extraction techniques to determine output waveform fault information and identify potential fault areas. By analyzing the characteristics of fault waveforms, wavelet coefficients are used to extract transient components in line faults, and fault location is carried out based on different wavelet coefficients. To verify the performance of the method, simulation experiments are designed and tested using both the designed fault location method and the traditional fault location method based on traveling wave analysis. The experimental results show that under the experimental conditions of changing the fault branch, fault type, and transition resistance, the average relative error of the distance measurement results obtained by the design method is 0.436%, which verifies the effectiveness of the method.

Keywords: airborne laser point cloud; transmission lines; fault distance measurement; machine learning algorithms; three-dimensional point cloud data; wavelet coefficient

输电线路故障定位的准确性会直接影响电网运行的稳定性,甚至会造成严重的后果^[1-2]。因此,对输电线路故障进行定位是保障电网安全运行的关键技术。由于输电线路故障时会产生暂态电流,其故障电流波形具有独有的特征^[3]。

针对输电线路暂态故障测距问题,近年来国内外学者提出了很多方法。文献[4]方法中,提出了一种基于 VMD-HT

算法的输电线路故障行波测距方法,将六相电流解耦成 6 个独立电流模分量的特征模量,经过 VMD-HT 变换后得到行波的两个关键时间点,根据双回线测距公式算出故障位置。文献[5]方法提出了一种基于行波时差信息的输电线路分布式故障定位矩阵算法,利用双端行波测距将监测节点数据两两结合构建下三角故障定位矩阵,并设置矩阵调零和距离修正算法,通过矩阵秩的性质同时进行故障点

收稿日期:2024-12-15; 录用日期:2025-01-08

基金项目:广东省科技项目(0306002023030103SJ00014)

作者简介:郑金杯(1981—),男,高级工程师,研究方向:输电线路的运行检修。

引用本文:郑金杯,张镇源,赵宇,等. 基于机载激光点云的输电线路暂态故障测距方法[J]. 自动化技术与应用, 2026, 45(4): 40-44. (ZHENG Jinbei, ZHANG Zhenyuan, ZHAO Yu, et al. Transient fault distance measurement method of transmission lines based on airborne laser point cloud[J]. Techniques of Automation and Applications, 2026, 45(4): 40-44.)

区域选择及故障定位距离计算。文献[6]方法在MM*模型下进行故障局部诊断,强调识别特定处理器的状态,正则网络在给定节点上有条件局部可诊断的一个充分条件,推导了分级星形网络的条件可诊断性,实现故障测距。文献[7]方法提出一种绝对距离测量方法,该方法使用外差和超外差组合干涉仪来实现多波长的同步检测和解调。粗合成波长和细合成波长由双纵模氦氖激光器和4个声光频移器产生。分析粗测量信号和细测量信号的解调特性,并采用了适用于这两种信号的解调方法实现测距。

以上方法中,双端或单端测距方法都存在一些不足。首先,双端或单端测距方法通常难以很好的处理暂态分量,导致输电线路建模不精准,影响测距精度。因此本文利用机载激光点云对输电线路进行建模和故障定位。

1 输电线路暂态故障测距方法

本文通过机载激光扫描仪获取输电线路地面点云数据,通过点云滤波技术去除点云数据杂波干扰,得到树木等障碍物的点云,构建输电线路三维模型;根据得到的输电线路三维结构,通过粗提取和精提取技术,计算输电线路点云模型残差,由此确定故障可能存在的区域,随后分析故障波形的特征,判断出是否存在故障;通过分析小波系数提取暂态分量,由小波系数进行故障测距。

2 点云数据进行分类和分割

2.1 输电线路模型构建

利用机载激光扫描仪,采集到了输电线路两侧的地面点云数据,并通过坐标转换,将原始点云数据转换为大地坐标系下的坐标^[8],利用软件中的点云滤波功能对原始点云数据进行滤波,将地面点和树木等障碍物滤除,得到最终的输电线路点云数据^[9]。输电线路模型种类较多,以其中一种作为案例进行分析。图1为悬链线方程输电线路受力分析图,其中水平坐标 x 表示沿输电线路弧长的水平方向坐标,起点为悬链线最低点。

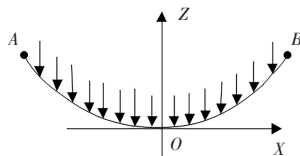


图1 输电线路受力分析

Fig. 1 Force analysis of transmission lines

对于图1中的AB段输电线路,坐标轴方向上的静力学平衡条件方程^[10]为

$$G = T_x \sin \alpha \quad (1)$$

$$T_0 = T_x \cos \alpha \quad (2)$$

其中, T_0 表示输电线路原始受力, α 为悬链线的夹角, T_x 可以表示为

$$T_x = \frac{S\gamma}{\sigma_0} \quad (3)$$

其中, S 表示输电线路截面面积, γ 表示输电线路垂直比载,

σ_0 表示线路表面的水平应力。

机载激光扫描仪获取到的输电线路两侧地面点云数据^[11-12]。使用基于密度聚类的方法对地面点云进行滤波处理,并得到树木等障碍物的点云。最后使用最小二乘法拟合出了树木等障碍物的曲线模型,得到树木等障碍物与地面的交线模型^[13]。通过上述工作,得到了输电线路两侧地面点云数据和树木等障碍物的三维模型。其中地面点云数据如图2所示。从图2中可以看出,原始点云数据经过滤波处理后,地面点的形状变得较为规则,可以用来进行输电线路暂态故障测距。

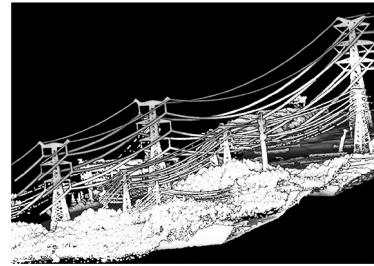


图2 输电线路点云数据

Fig. 2 Point cloud data of transmission lines

2.2 输出波形故障信息判定

利用三维建模软件得到输电线路的三维结构后,利用粗提取和精提取技术对所得的点云数据进行分割处理,以便于定位故障的大致区域,以便于对故障的频谱能量进行分析。首先,通过滤波算法对点云模型进行滤波,将三维模型中的非目标点滤掉。基于传统图像分割算法中存在的一些问题,提出了基于特征提取和聚类分析的方法。然后将其应用到输电线路暂态故障测距中。

通过对大量数据集的实验和分析得出:对于输电线路故障区段识别问题,传统图像分割算法不适用于输电线路故障区段识别问题。当确定好需要进行分割处理的点云数据后,对分割后的数据进行分析和处理。在点云分割的过程中,选择粗提取和精提取两部分。在粗提取的过程中,将输电线路点云数据、电网管理台账数据共同进行分析,得到线路档档与高程阈值分割,根据点云维度特征计算,得到输电线路点云。精提取是在粗提取的基础上,对得到的输电线路点云进行模型残差计算。利用残差密度聚类算法或残差改进K均值聚类算法得到单根输电线路点。将所得的数据按照一定的规则进行分割处理后,即可得到由目标点构成的分割结果。在实际应用中,根据不同的任务来选择不同的分割规则^[14]。比如,对目标点进行检测时,选择对整个数据集进行分类;对于检测目标区域则可以选择只对特定目标点进行检测。根据上述操作,能够确定故障可能存在的区域,随后分析故障波形的特征,判断出是否存在故障。

本文使用线模电压暂态能量特征作为故障判别依据。基于小波变换方法可以对故障电流波形中包含的故障信息进行提取^[15-17]。利用小波变换方法分析电流信号可以得到相关的信息。小波特征公式如下,即

$$E_j = \frac{d_b}{G} \sum_{k=1}^N |W_j(k)|^2 \quad (4)$$

式中, E_j 表示第 j 尺度上的小波能量, d_b 为小波函数分解后得到的母波系数, N 表示时窗数据宽度, $W_j(k)$ 表示 j 尺度上的小波变换系数。通过对比不同子带数组下输出波形中故障信息以及正常信号中故障信息所占比例发现, 子带数组越大, 故障信息所占比例越高。因此, 根据不同子带数组下输出波形中故障信息所占比例, 确定故障是否发生。

2.3 基于机器学习计算故障距离

在输电线路的故障测距中, 最主要的是利用小波变换提取故障波形中的特征信息。通过分析小波系数可以提取线路故障中的暂态分量, 根据小波系数进行故障测距, 并在此基础上对线路进行故障定位。

考虑到不同地区, 线路所在地区和线路所处地区的地质、地貌等环境条件都不相同, 因此需要对线路故障区段进行识别。可以通过观察数据集来识别不同地区不同情况下的故障区段。因此, 本文先对采集到的数据集进行分割处理。聚类分析算法由于其不具备实时性而不适合于对大量数据集进行分析; 采用基于小波变换的小波分析算法能对数据集进行有效处理。至此完成基于机载激光点云的输电线路暂态故障测距方法的研究。

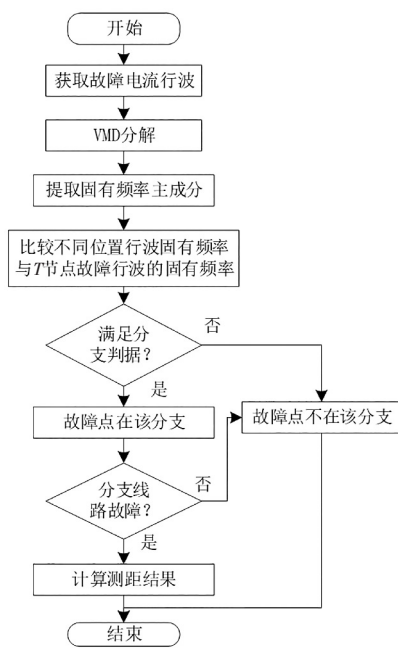


图3 测距流程

Fig. 3 Distance measurement process

3 仿真实验

3.1 搭建仿真环境

在本章, 利用一个输电线路进行仿真建模, 对其中产生的暂态故障进行仿真分析。软件中搭建的输电线路示意图如图4所示。在图4的仿真模型中, 相关参数如表1所示。

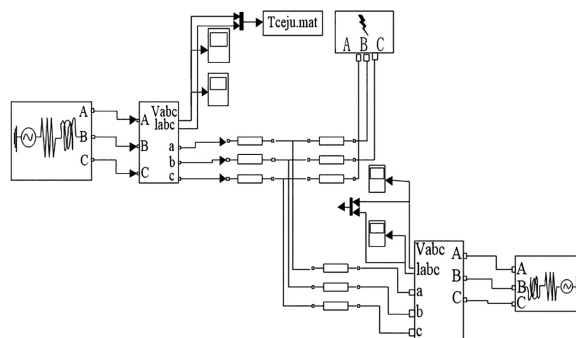


图4 输电线路测距仿真示意图

Fig. 4 Schematic diagram of distance measurement simulation for transmission lines

表1 仿真参数

Tab. 1 Simulation parameters

分类	参数	数值
元件参数	M 侧电源电压	110 ∠ 90° kV
	N 侧电源电压	110 ∠ 80° kV
	P 侧电源电压	110 ∠ 60° kV
线路参数	MT 线路长度	100 km
	NT 线路长度	80 km
	PT 线路长度	60 km
单位长度线路电阻 R	正序参数	0.033 2 Ω/km
	零序参数	0.324 0 Ω/km
单位长度线路电抗 X	正序参数	0.412 Ω/km
	零序参数	1.012 Ω/km
单位长度线路电导 G	正序参数	0.1 Ω/km
	零序参数	0.1 Ω/km
单位长度线路电纳 B	正序参数	2.314 Ω/km
	零序参数	1.644 Ω/km

实验数据获取设备选择无人机激光雷达系统如图5所示, 无人机激光雷达系统由大疆经纬 M600 Pro 六旋翼无人机。



图5 无人机激光雷达系统

Fig. 5 Unmanned aerial vehicle lidar system

主要参数: 最大飞行荷载为 15.5 kg, 最大飞行高度为 350 m, 无风环境最大飞行速度为 65 km/h, 最大可承受风速为 8.0 m/s, 搭载瑞格 VUX-1 UAV 轻小型机载雷达系统。

实验样本源于无人机搭载机载雷达系统获取的 500 kV 输电线路激光点云数据, 该线路档距约为 995 m, 包括 8 根架空线 (2 根避雷线和 6 根四分裂导线), 两悬挂点高差为

5.60 m。试验数据共有激光点云数据数为 9 661 689,点平均间距为 0.285 m,输电线路点云数据质量整体较好,数据如表 2 所示,实验数据激光点云如图 6 所示。

表 2 实验数据基本信息描述

Tab. 2 Basic information description of experimental data

参数说明	取值描述
输电线数目	26(2 根避雷线 6 根四分裂)
电压/KV	550
档距和高差/m	995.82/5.60
点间距/m	0.285
噪声/缺失情况线路	无噪声,无缺失
线路场景描述	线路横跨峡谷,大档距、大高差,走廊内有植被、房屋、交跨线



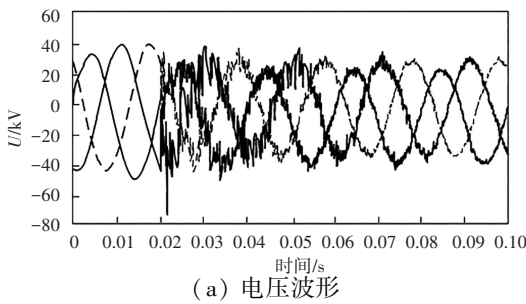
图 6 输电线提取实验数据原始点云图

Fig. 6 Cloud map of raw points extracted from experimental data of transmission lines

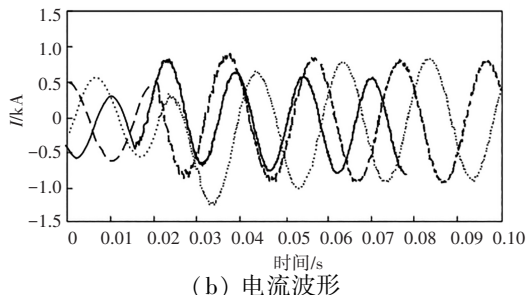
在这样的仿真环境下,对输电线路进行仿真数据的处理,得到故障测距结果。

3.2 故障数据分析

在以上的仿真模型中,人为设置线路故障,位置设定在线路分支 L2 上距离 N 端测距装置安装点 60 km 位置上设置三相短路故障,持续时间为 0.1 s。在测距过程中,设置采样频率为 1 MHz。在发生故障时,检测到的线路行波信号如图 7 所示。



(a) 电压波形



(b) 电流波形

图 7 M 侧三相电压波形与电流波形分析图

Fig. 7 Analysis of three phase voltage and current waveforms on side M

根据以上的波形图,能够分析出运行过程中的各相的故障电流行波暂态量以及各个分量。在确定故障分支之

后,能够得到故障测距结果,并与实际的故障距离进行计算,得到相对测距误差。

3.3 实验结果对比与分析

按照上述方法,分别使用本文设计的故障测距方法和传统的基于行波分析的故障测距方法进行测试,并将结果进行对比。为了令实验结果更加可靠,测试过程中,选择不同的故障分支、故障类型以及过渡电阻进行多次试验。在不同的故障分支下,得到的三相短路故障测距结果统计结果如表 3 所示。

表 3 三相短路故障不同故障分支下的测距结果

Tab. 3 Distance measurement results of three-phase short-circuit faults under different fault branches

故障分支	故障距离	km	
		本文方法下的测距结果	基于行波分析的测距方法结果
L1	20	20.2	16.3
	30	29.0	33.2
	40	41.3	38.5
	50	50.2	53.6
L2	30	29.8	32.0
	50	51.0	54.2
	70	70.5	74.1
L3	90	89.8	98.4
	20	21.9	26.6
	30	30.8	35.2
	40	39.7	45.4
	55	50.1	52.6

通过表 3 中结果可知,对于故障分支 L1,故障距离为 20 km,本文方法下的测距结果为 20.2 km,基于行波分析的测距方法结果为 16.3 km;故障距离为 50 km,本文方法下的测距结果为 50.2 km,基于行波分析的测距方法结果为 53.6 km。

对于故障分支 L2,故障距离为 30 km,本文方法下的测距结果为 29.8 km,基于行波分析的测距方法结果为 32.0 km;故障距离为 90 km,本文方法下的测距结果为 89.8 km,基于行波分析的测距方法结果为 98.4 km。

对于故障分支 L3,故障距离为 20 km,本文方法下的测距结果为 21.9 km,基于行波分析的测距方法结果为 26.6 km;故障距离为 55 km,本文方法下的测距结果为 50.1 km,基于行波分析的测距方法结果为 52.6 km。

发现本文方法下得到的测距结果与实际故障距离之间的相对误差平均为 0.454%,基于行波分析的测距方法结果与实际故障距离之间的相对误差平均为 3.65%。改变故障类型,得到的结果如表 4 所示。

由表 4 可知,故障距离为 45 km 时,本文方法下故障类型 1 的测距结果为 45.1 km,基于行波分析的测距方法下故障类型 1 的测距结果为 41.6 km;本文方法下故障类型 2 的测距结果为 44.4 km,基于行波分析的测距方法下

故障类型2的测距结果为46.6 km;本文方法下故障类型3的测距结果为45.6 km,基于行波分析的测距方法下故障类型3的测距结果为48.9 km;本文方法下故障类型4的测距结果为44.5 km,基于行波分析的测距方法下故障类型4的测距结果为44.5 km;总体分析上述结果可知,本文方法下得到的测距结果与实际故障距离之间的相对误差平均为0.361%,基于行波分析的测距方法结果与实际故障距离之间的相对误差平均为4.33%。改变过渡电阻的值,得到的结果如表5所示。

表4 不同故障类型下测距结果

Tab. 4 Distance measurement results under different

		fault types		km
故障类型	故障距离	本文方法下的测距结果	基于行波分析的测距方法结果	
1	45	45.1	41.6	
2	45	44.4	46.6	
3	45	45.6	48.9	
4	45	44.5	44.5	
1	60	61.4	63.3	
2	60	60.4	63.6	
3	60	61.1	65.0	
4	60	59.0	64.4	
1	75	75.2	78.5	
2	75	74.6	76.8	
3	75	76.5	72.9	
4	75	75.3	74.2	

表5 不同过渡电阻下测距结果

Tab. 5 Distance measurement results under different transition resistances

过渡电阻/ Ω	故障距离/km	本文方法下的测距结果/km	基于行波分析的测距方法结果/km
20	60	61.6	63.3
80	60	60.3	56.2
100	60	59.2	62.5
150	60	60.0	64.1
20	45	44.2	41.6
80	45	45.1	42.6
100	45	46.5	47.5
150	45	45.6	48.5
20	30	31.5	32.3
80	30	30.8	33.6
100	30	29.8	26.6
150	30	30.6	32.4

本文方法下得到的测距结果与实际故障距离之间的相对误差平均为0.551%,基于行波分析的测距方法结果与实际故障距离之间的相对误差平均为3.01%。

综上所述,在本文所设计的仿真实验中,所提出的方法测距相对误差平均为0.436%,传统的基于行波分析的测距方法结果相对误差平均为3.61%,从以上数据可以看出,本文方法的测距误差与传统的测距方法相比,降低了3.174%,测距精度更高。

4 结论

本文主要基于机载激光点云对输电线路进行建模,并使用机器学习的方法对点云数据进行分类和分割。最后,根据波形特征判断出故障区域并进行测距。本研究提出了一种基于机器学习的测距方法,无须人工干预,具有较高的效率和精确度。但是,本研究的测距算法仍存在以下两点不足。1) 本文提出了一种基于机器学习的测距方法,但并没有针对输电线路故障测距中具有不同特征的故障类型进行分类和识别;2) 由于输电线路结构复杂,测距算法仍存在较大误差。因此,本文提出了一种基于机器学习的暂态故障测距方法,并对其进行了仿真验证。

参考文献

- [1] 郑涛, 宋祥艳. 基于故障暂态行波高低频能量比值的交流输电线路快速保护方案[J]. 电网技术, 2022, 46(12):4616-4629.
- [2] 陈晓龙, 余联课, 裴东锋, 等. 一种基于故障支路判定和迭代计算的单回T型输电线路故障测距新方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(20):1-11.
- [3] 梁远升, 丁佳彦, 李海锋, 等. 基于相量-时间三维曲线特性的同塔双回输电线路参数自适应故障测距频域法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(20):7856-7868.
- [4] 于仲安, 陈苗, 丁雯苏, 等. 基于VMD-HT算法的输电线路故障行波测距研究[J]. 电气传动, 2022, 52(18):74-80.
- [5] 周福涛, 李京, 刘哲, 等. 基于行波时差信息的输电线路分布式故障定位矩阵算法[J]. 水电能源科学, 2023, 41(8):209-213.
- [6] YUAN J, QIAO H, LIU A, et al. Measurement and algorithm for conditional local diagnosis of regular networks under the MM* model[J]. Discrete Applied Mathematics, 2022(309):46-67.
- [7] YIN Z, LI F, SUN Y, et al. High synchronization absolute distance measurement using a heterodyne and superheterodyne combined interferometer[J]. Chinese Optics Letters, 2024, 22(1):011204.
- [8] 王建, 吴昊, 张博, 等. 不平衡样本下基于迁移学习-AlexNet的输电线路故障辨识方法[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(22):182-191.
- [9] 王春明, 李杰, 徐正清, 等. 基于暂态信息融合的输电线路单端故障定位方法[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(2):62-71.
- [10] 王国钰, 范春菊, 黄玥. 基于暂态电压比初始值和时域迭代的直流配电网单端测距方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(11):82-88.
- [11] 高淑萍, 徐振曦, 宋国兵, 等. 基于小波阈值去噪和CEEMD的混合三端直流输电线路故障测距[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(3):29-40.
- [12] 束洪春, 杨竟及, 张广斌. 高压直流输电线路的双端行波频差比值故障测距[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18):6715-6727.
- [13] 张林华, 马御棠, 周银松, 等. 考虑接地极时变电特性输电线路雷击暂态响应研究[J]. 电瓷避雷器, 2023(3):76-82, 128.
- [14] 杨东海, 许艳华, 方正, 等. 基于分布参数模型的混合输电线路精确测距及重合闸方案的研究[J]. 电测与仪表, 2023, 60(3):136-144.
- [15] 曹璞琦, 黄美琴, 王云龙, 等. 交流线路避雷线融冰故障电磁暂态分析与间接式行波故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(10):11-21.
- [16] 郑超, 赵宏亮. 基于小波变换的输油输气管线振动信号自动辨识[J]. 自动化技术与应用, 2024, 43(12):66-70.
- [17] 呼木吉乐图. 基于小波包分析的风力发电机组全功率变流器异常识别研究[J]. 自动化技术与应用, 2024, 43(11):29-32, 38.