第 50 卷 第 11 期：5098-5105 高电压技术 Vol.50, No.11: 5098-5105
2024 年 11 月 30 日 High Voltage Engineering November 30, 2024
DOI: 10.13336/j.1003-6520.hve.20221563

环境湿度对配电电缆绝缘等温松弛电流的影响

何宁辉[1]，张 佩[1]，周 秀[1]，丁 培[1]，马云龙[1]，李 辛[2]
（1. 国网宁夏电力有限公司电力科学研究院，银川 750002;
2. 国网宁夏电力有限公司石嘴山供电公司，石嘴山 753099）

摘 要：环境湿度是配电电缆绝缘等温松弛电流测试的重要干扰因素之一，对基于松弛电流的绝缘状态评估影响显著。以退役三芯户外终端为试样，测试了不同湿度环境下的等温松弛电流，并开展了绝缘状态评估误差分析。结果表明：在检测系统直流电源输出 1 kV 电压后，随着环境湿度增加，A、B 和 C 相电缆的等温松弛电流和电缆线芯实际分压均呈现整体快速下降的趋势，这表明等温松弛电流的下降主要与电缆绝缘子伞裙沿面电阻 R_h 下降相关。A、B 和 C 相电缆等温松弛电流均可通过三阶指数模型模拟，计算出的老化因子 A 均大于德国判据中“劣化”等级线 2.10，且各相 A 值存在明显区别，这表明其在投后的各相电缆绝缘的老化程度不同，其可能与各相线路的负荷量大小不同导致的绝缘层电热老化进程相关。环境相对湿度在 49%以下时，不同湿度等温松弛电流法计算出的老化因子 A 误差在 6%以内，但当湿度进一步提高后，极化电场不足导致老化因子 A 误差过高，准确性较低，因此在实际应用中应注意环境湿度的影响，建议电缆接头周围的环境相对湿度控制在 49%以下。
关键词：配电电缆；环境湿度；等温松弛电流；老化因子；状态评估

Effect of Environmental Humidity on Isothermal Relaxation Current of Distribution Cables Insulation

HE Ninghui[1], ZHANG Pei[1], ZHOU Xiu[1], DING Pei[1], MA Yunlong[1], LI Xin[2]
(1. Power Research Institute of State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Yinchuan 750002, China;
2. Shizuishan Power Supply Company, State Grid Ningxia Electric Power Co., Ltd., Shizuishan 753099, China)

Abstract：Humidity is one of the most important interference factors during the measurement of isothermal relaxation current for the field distribution cable, and it may significantly affects the evaluation of insulation state based on relaxation current. In this paper, the retired three-core outdoor terminal was taken as a sample. The isothermal relaxation current of sample was detected at different humidity environments and the error analysis state evaluation was carried out. The results show that, after the detection system DC power supply outputs 1 kV, the isothermal relaxation currents of A, B and C phase cables and the actual voltage V_c of the cable cores present an overall rapid decrease trend with the increase of ambient humidity, which indicates that the decrease of the isothermal relaxation current was mainly related to the decrease of the creeping resistance R_h of insulator umbrella skirt. Isothermal relaxation current in A, B and C phase cables can all be fitted by the third-order exponential model. The calculated aging factor A are all larger than the “deterioration” grade line 2.10 in the German criterion. In addition, there are obvious differences in aging factor A values of each phase, which indicates that the aging degree of the cable insulation of each phase is different. This phenomenon may be related to the electrothermal aging process of the insulation layer caused by the different load of each phase line. When the ambient humidity is below 49%, the error of the aging factor A calculated by the isothermal relaxation current method with different humidity is within 6%. However, when the humidity is further increased, the insufficient polarization electric field will lead to an excessively high error of the aging factor A and low accuracy. Therefore, attention should be paid to the influence of environmental humidity in practical applications. It is recommended that the relative humidity of the environment around the cable joint be controlled below 49%.
Key words：distribution cable; ambient humidity; isothermal relaxation current; aging factor; condition assessment

基金资助项目：国网宁夏电力有限公司科技项目(5229DK20005L)。
Project supported by Science and Technology Program of State Grid Ningxia Electric Power Company(5229DK20005L).

0　引言

电力电缆是目前我国城市配电网中的重要组成部分，直接面向企业和居民等终端用户，其安全稳定性对企业生产和居民生活具有重要影响。电力电缆在长期运行中，受外部安装环境和电力电缆自身结构等因素，绝缘材料均会发生不可逆转的电、热和化学等各类复杂老化[1-2]，如：绝缘内部电场集中可导致局部放电，在高能电子的侵蚀作用下，局部缺陷会不断增大，最后形成类似树枝形态的局部击穿区，并在长时间电场应力作用下，电树枝将逐步扩大发展，最终导致电缆击穿[3-4]；在持续电热应力作用下，电缆绝缘材料也会发生降解，导致电阻率下降、介质损耗升高、机械性能下降、击穿场强下降，最终降低了其使用寿命[5]。因此，对电力电缆进行定期的绝缘诊断与寿命评估，是保障电力系统安全可靠运行的重要手段。

等温松弛电流法(isothermal relaxation current，IRC)是近年发展的电力电缆绝缘状态评估的一种新方法[6-8]，相对于现有绝缘电阻、介质损耗角、局部放电和耐压等检测，其施加电场远低于运行电场，因此具有非破坏性的优势[9-10]。IRC 方法的检测原理简单，其通过电缆接头的高压端(线芯)施加一定时间的直流极化电压后，测量短路去极化过程的电流(即 IRC 电流)，并通过对电流中松弛类型类型和数量极的比对分析，实现对电缆的老化程度及内部缺陷进行判断。国内外已有很多机构都开展了此检测方法和技术开展了研究，在电力电缆领域已有了初步应用[11-12]。但受限于实际电力电缆安装环境的限制，目前该方法主要还停留在实验室层面，针对现场采样后的电缆段做分析[13]。现场电缆绝缘的松弛电流测量中除了常规外部电磁干扰外，最大的干扰来自于电力电缆接头在高湿环境下的绝缘子伞裙受潮问题。现场配电电缆绝缘子端的绝缘子伞裙在受潮后，沿面电阻的变化将对等温松弛电流测试的极化和去极化进程带来不确定性的影响，其对等温松弛电流及基于其评估出的老化因子 A 精度影响，目前尚未有研究机构开展系统研究。

本文针对上述问题，采用现场退役的三芯户外终端电缆段为检测对象，利用人工湿度室模拟现场不同湿度环境，通过电缆样品在不同湿度下的等温松弛电流检测，分析了湿度对松弛电流状态评估的影响，并探讨了现场检测中的电缆端部环境湿度要求，为等温松弛电流法在现场的应用提供支持。

1　实验方法

1.1　试样制备

电缆试样取自运行 12 年的电网退役的含三芯户外终端的电缆段，如图 1 所示，电压等级为 10 kV，含 A、B 和 C 三相缆，单相电缆绝缘层采用 XLPE 料，实测厚度约为 4 mm。为给直流极化留出为足够的沿面距离，含电缆终端的电缆整体取样长度为 2.5 m，其中非终端侧去除三芯缆的外护套、三芯电缆的铜带屏蔽和外半导电层，使单相电缆的绝缘层外露的沿面距离达到 30 cm。

1.2　等温松弛电流检测

为全面评估湿度对电缆绝缘层松弛电流的影响，本文对加压极化和短路去极化过程的松弛电流均做实时检测，电缆布置如图 1 所示。电缆整体利用绝缘支柱对地隔离，电缆接地线接至直流源和电流表的接地端，直流加压极化和短路去极化采用高压开关进行切换，其中：直流加压极化时，直流高压电源通过保护电阻 R_1(100 MΩ)连接至绝缘层外露端的不同相电缆线芯，短路去极时电缆层的等温松弛电流由相电缆线芯经保护保护电阻 R_2(1 MΩ)流经电流表。

为实现皮安级至微安级的高精度检测，松弛电流采用 Keithley 6517A 型静电计电流表，极化电源采用静电计自带的直流源，输出幅值为 1 kV，精度为±5 mV，理论极化电场为 0.25 kV/mm。极化和去极化时间均为 1 800 s，采样间隔为 1 s。为抑制沿面泄露电流，测试前电缆两端的伞裙和绝缘外露层用无水乙醇清洗。为分析湿度对电缆线芯实际分配的影响，采用静电电压表监测线芯实际承受电压。

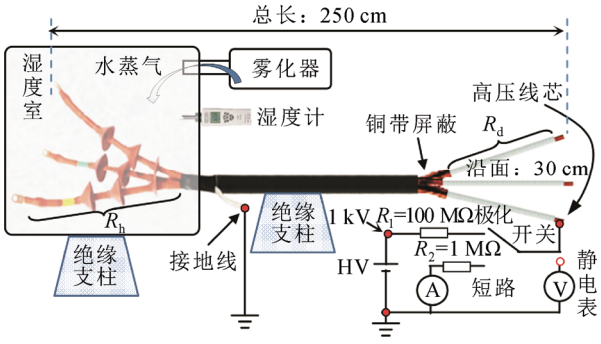


图 1　电缆样品处理和测试线路示意图

Fig.1　Schematic diagram of cable sample pretreatment and test system

1.3 傅里叶红外光谱

从三芯电缆段的 A、B 和 C 相缆分别提取主绝缘 XLPE 样，采用 IR/Nicolet 6700 型傅里叶红外光谱检测其结构变化，检测的波数范围 500~4 000 cm^{-1}，分辨率>0.09 cm^{-1}，并利用扫描 64 次的平均次数提高检测信号的信噪比。

1.4 电缆伞裙端湿度控制

为模拟现场电缆的环境湿度，如图 1 所示，在电缆伞裙端设置了湿度室，其采用 PMMA 透明有机玻璃加工，湿度通过雾化器和连接管道向湿度室内输送实现，并利用湿度计测量实时湿度；电缆另一端环境相对湿度在 21%~30%。为防止高湿环境下对地放电，湿度室用绝缘支柱对地隔离。

为选取合适的测试湿度点，分别测量了现场某变压站的 4 类户外 24 h 湿度变化，如图 2 所示。根据监测结果可知，现场的湿度范围的空气相对湿度范围在 18%~100%，多云和阴天时 14:00 至 20:00 时间段内的湿度最低。参量湿度变化，设置 21%、42%、60%、73%和 91% 这 5 个湿度点。

2 实验结果

2.1 不同湿度下三相退役电缆的等温松弛电流

图 3 所示为 5 个不同湿度下 A、B 和 C 相电缆在电源输出为 1 kV 极化 1 800 s 后的短路去极化电流，即等温松弛电流。不同湿度环境下各相电缆的等温松弛电流值均随着时间逐步下降，其中前 100 s 的下降幅度最为明显。当相对湿度 21%时，各相电缆的松弛电流值最大，之后随着湿度的上升，在 1 800 s 内均呈现明显的下降趋势。另外，三相电缆绝缘层在极化后释放的等温松弛电流值明显不同，其中 A 相电缆的电流值最大，B 相的电流值最小。

2.2 不同湿度下三相退役电缆的电缆线芯电压

图 4 所示为不同湿度环境下，直流电源输出 1 kV 后，经保护电阻 R_1=100 MΩ 串联至三相电缆高压线芯端时，高压线芯电缆上的电压值。由图 4 可知，随着环境相对湿度从 21%升高 91%时，高压线芯上实际承受的电场将从 1 kV 下降至 65 V，对应 4 mm 厚绝缘层的电场从 0.25 kV/mm 降至 0.016 kV/mm。当环境相对湿度在 40%以下时，电缆线芯分压衰减小于 4%，而湿度进一步升高后，其实际分压将快速下降。

2.3 三相退役电缆主绝缘的红外光谱特性

图 5 所示为三相退役电缆主绝缘 XLPE 的红外光谱图，可知 A、B 和 C 相电缆经过多年运行后，

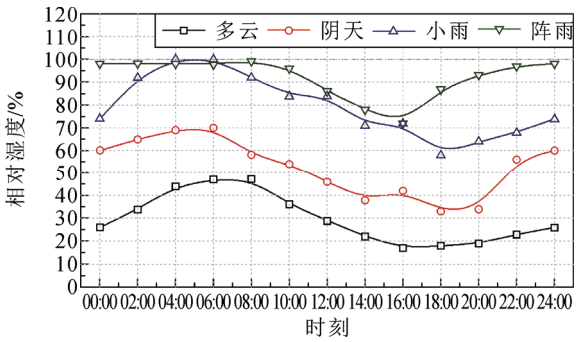


图 2 不同天气环境下相对湿度随时间的变化趋势

Fig.2 Trends of relative humidity over time in different weather environments

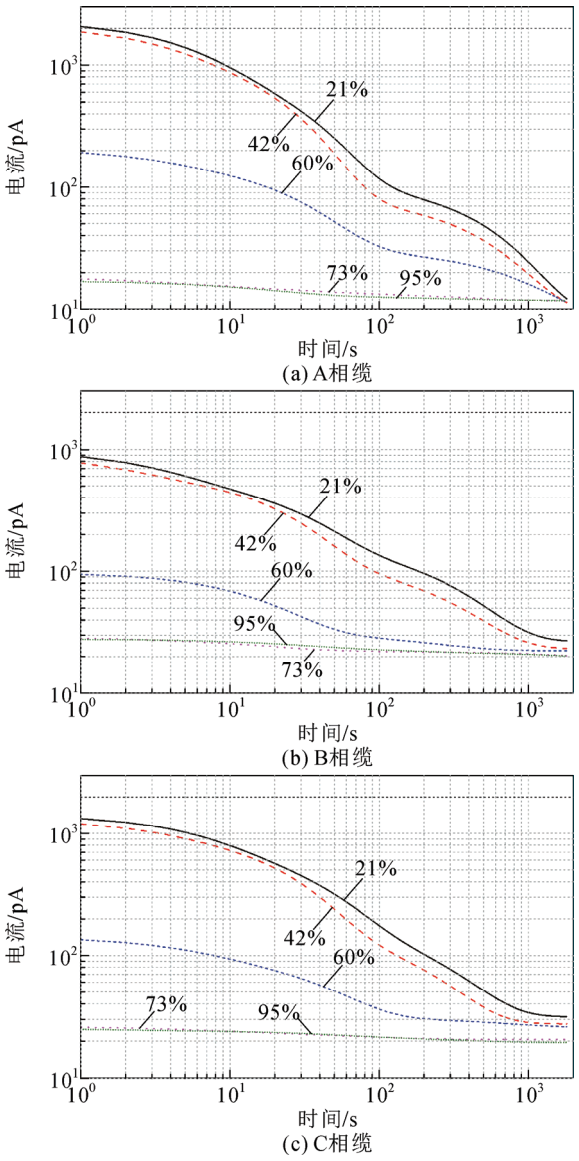


图 3 不同湿度下三相电缆的等温松弛电流特性

Fig.3 Isothermal relaxation current characteristics of three-phase cables at different humidity

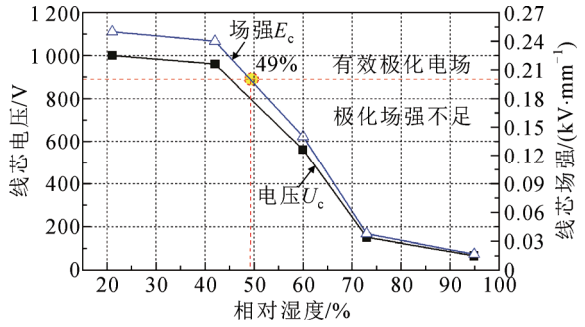


图 4　湿度对电缆线芯电压的影响

Fig.4　Effect of humidity on the cable core voltage

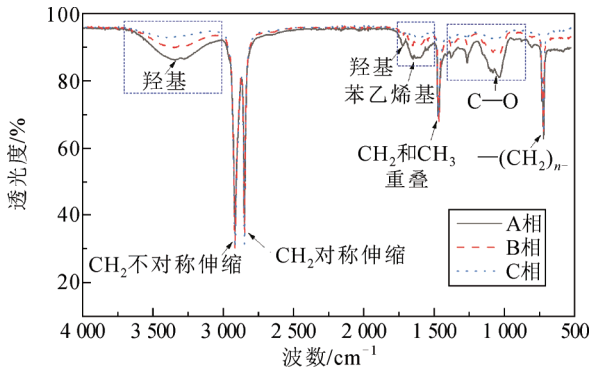


图 5　不同相电缆主绝缘的红外光谱

Fig.5　Infrared spectrum of XLPE for three-phase cables

其分子结构与主链相关的结构变化并不明显，如：代表 C—C 单键的伸缩振动和骨架振动的 729 cm^{-1} 和 1 463 cm^{-1} 波数特征吸收峰，代表 CH2 不对称和对称伸缩的 2 916 cm^{-1} 和 2 847cm^{-1} 波数特征吸收峰，其峰值均变化并不显著。但如图中框图所示，OH、C—O 和 C═O 等小分子基团对应的特征吸收峰存在明显的变化，其中 A 相在服役过程中形成的小分子结构最多，而 C 相的形成量相对最少，这表明在电缆运行过程中会形成很多的小分子基团。

3　分析与讨论

3.1　湿度对三相电缆绝缘层等温松弛电流的影响

从图 3 不同湿度下的等温松弛电流可知，当相对湿度低于 42%时，湿度对等温松弛电流的影响并不大，但当大于 42%后将显著下降，且湿度越大越明显，这一现象主要与三相电缆各线芯实际分配到的直流极化电压相关。如图 4 所示，在直流极化电源输出 1 kV 时，不同湿度环境下电缆线芯实际分配到的电压随相对湿度上升而快速下降。根据图 1 所示的测量回路，可知等温松弛极化电流测试过程中直流极化阶段的等效电路，如图 6 所示。其中 R_1 是保护电阻，R_h 为伞裙侧湿度影响下的沿面电阻，R_d 为非伞裙侧干燥情况下的沿面电阻，R_i 是绝缘层电阻。

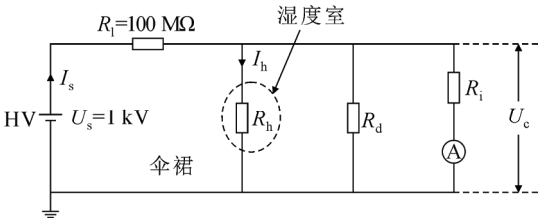


图 6　电缆绝缘等效电路图

Fig.6　Equivalent circuit of cable insulation

电缆线芯实际分到的电压 U_c 由 R_h、R_d、R_i 3 个电阻的并联值决定，正常的干燥环境下，由于 3 个电阻并联值远大于保护电阻 R_1 阻值，电缆芯上分到的电压 $U_c \approx U_s$=1 kV。当伞裙所处环境相对湿度上升时，伞裙表面受潮吸附的水分量增大，导致沿面电阻 R_h 下降，三电阻的并联值亦下降，从而导致了电缆线芯实际电压值 U_c 的下降。图 4 中电缆线芯电压 U_c 与环境湿度呈现非线性关系，表明环境湿度对伞裙沿面电阻 R_h 的影响是非线性的，在相对湿度高于 42%后 R_h 将快速下降。因此，在实际检测过程中应注意环境湿度值，尽量在干燥环境下完成。

理论上可以通过提高直流电源输出 U_s 的值来确保电缆线芯的分压 U_c 达到目标值。如图 7 所示为根据实际伞裙受潮后的电路分压比例，计算出的电源输出幅值 U_s。由图 7 可知，相对湿度在 60%以上时，所需的直流输出幅度将快速上升，在 95%时的值可达 15 kV 以上，高出了 15 倍。高湿环境上直流输出在伞裙侧的沿面泄漏电流 i_h 在沿面电阻下降后必将快速上升，因此利用提高输出电压的方式来解决受潮下的线芯压降问题，对直流电源的输出电压 U_s 和电流 I_s 的幅值要求较高。另外，在高压直流极化和短路去极化过程中需要有高压开关，直流源输出电压过高后，必然导致对高压开关自身绝缘的极化，其在短路去极化过程中释放的电流将与电缆绝缘层释放的电流叠加，引入测量误差。因此，在实际应用过程中，通过提高直流源输出幅值并不能有效解决湿度对等温松弛电流的影响。

3.2　基于等温松弛法的电缆绝缘陷阱能级分析

等温松弛电流法采用电缆绝缘层直流预压一定时间后的短路去极化电流(即等温松弛电流)变化趋势，定量分析电缆绝缘的老化状态[14-15]。由于电

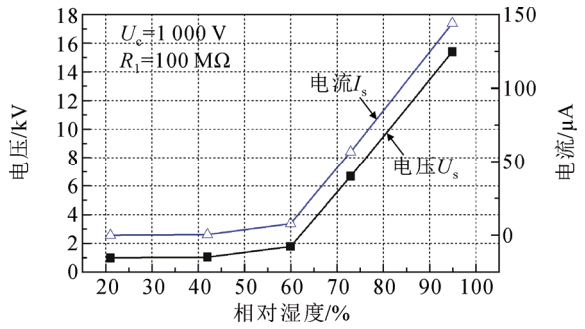


图 7 电缆线芯电压 1 kV 时的直流极化电源输出值

Fig.7 Output value of the DC polarized power supply at a cable core voltage of 1 kV

缆绝缘中偶极极化、离子位移极化以及电子位移极化的松弛时间常数 τ 远小于 10^{-7} s，而所测的等温松弛电流 $I(t)$采样初始时刻 t_0=1 s，实际检测到的电流主要为绝缘中 τ 较大的各类界面去极化电流，并不包含上述时间常数 τ 较小的去极化电流。目前研究表明，电力电缆的等温松弛电流可用 3 类松弛极化复合的三阶指数模型表征[16-17]：

$$I(t)=I_0+\sum_{i=1}^{3}a_i\mathrm{e}^{-\frac{t}{\tau_i}} \tag{1}$$

式中：I_0 为电流到达稳态时的电流值；τ_1、τ_2 和 τ_3 为表征 3 个不同类型松弛极化的时间常数；a_1、a_2 和 a_3 为对应松弛分量的极化强度。

为准确评估三相 XLPE 电缆的松弛分量，本文采用伞裙侧环境湿度 21%的短路去极化松弛电流，根据上述三阶指数模型分析电流中的松弛分量，拟合参数见表 1。由表可知退役三芯户外终端侧的电缆段各时间常数数量级相近，其中 τ_1 在 3~7 s 内，τ_2 在 20~40 s 内，τ_3 在 240~550 s 内，其值与各类界面极化对应的能级深度相关：能级越深，在直流极化过程中俘获的电荷短路去极化过程中释放的时间超长，即时间常数越大。

根据 J.G.Simmons 的等温松弛理论可知，绝缘材料不同陷阱能级中受陷电荷在去极化过程中释放的电流 $i(t)$与能级可用以下方程组表征[18]：

$$\begin{cases}E_{\mathrm{T}}(t)=E_{\mathrm{C}}-E_{\mathrm{H}}=kT\ln(vt)\\ i(t)=\dfrac{qLkT}{2t}f_0(E)N(E_{\mathrm{m}})\end{cases} \tag{2}$$

式中：E_{T} 为陷阱能深度；E_{H} 为电荷所在的陷阱能级；E_{C} 为导带能级；v 为电荷逃逸频率；k 为玻耳兹曼常数；T 为绝对温度；q 为电荷量；L 为绝缘厚度；$f_0(E)$为能级分布函数；$N(E_{\mathrm{m}})$为能级为 E_{m} 的陷阱密度。

表 1 相对湿度 21%时的三相电缆绝缘松弛分量参数

Table 1 Three-phase cable insulation relaxation component parameter at ambient humidity of 21%

线芯	I_0	τ_1	a_1	τ_2	a_2	τ_3	a_3
A 相	8.70	5.46	1084	27.95	881.93	538.98	100.14
B 相	26.56	3.45	415.35	28.86	417.71	306.54	131.57
C 相	31.36	6.86	549.61	37.52	592.8	245.90	152.14

根据式(2)可知 It-lg$t$ 曲线可直观分析不同电缆绝缘的陷阱能级分布，It 表征陷阱密度分布，lg$t$ 表征陷阱深度。图 8 所示为由表 1 的松弛电流分量参数确定的能级分布特性：Peak1 曲线对应半导电屏蔽层与 XLPE 形成的界面陷阱分布，Peak2 曲线对应晶区与无定形区之间的界面陷阱分布，Peak3 曲线对应老化过程中 XLPE 与水树枝等引起的水合盐之间的界面陷阱分布。由图 8 可知，就陷阱能级密度而方，A 相电缆为是三相电缆中最大的，这可能与图 5 中所示的小分子结构含量较大相关；较深能级的 Peak3 和 Peak2 表征的陷阱密度比值而言，B 相电缆的最大，而 C 相电缆的最小。

3.3 干燥环境下三相电缆层的绝缘状态评估

图 8 中退役电缆绝缘 3 类陷阱能级分布的 It-lg$t$ 表征曲线变化，本质上与电缆投运后长期运行过程中不断发生的电热联合老化相关。由于电缆实际运行过程中三相电缆的负荷量不同，导致了不同相电缆老化过程中形成的陷阱分布存在差异。如图 5 红外光谱图可知：老化过程中电缆绝缘材料的分子结构会发生变化，3 类松弛峰表征的界面极化也将随之变化，因此陷阱分布的信息蕴含着电缆绝缘的老化状态信息。三芯户外终端电缆样的 A、B 和 C 相在投运前的绝缘状态相近，在实际运行过程中由于各相的负荷不同，导致其老化过程中材料分子结构的破坏程度不同，形成的小分子基团量亦不同。

为评估退役三相电缆各相的绝缘层状态，本文采用老化因子 A 来定量分析，其计算式[19]如下：

$$A=\frac{Q(\tau_3)}{Q(\tau_2)}=\frac{a_1\tau_1+a_2\tau_2\left(1-\mathrm{e}^{-\frac{\tau_3}{\tau_2}}\right)+a_3\tau_3\left(1-\frac{1}{e}\right)}{a_1\tau_1+a_2\tau_2\left(1-\frac{1}{e}\right)+a_3\tau_3\left(1-\mathrm{e}^{-\frac{\tau_2}{\tau_3}}\right)} \tag{3}$$

式中：$Q(\tau_3)$为老化造成的盐和水合离子界面极化决定量；$Q(\tau_2)$为表晶区与无定形区的界面极化决定量。

表 2 所示为根据特征峰 Peak1、Peak2 和 Peak3

参数确定的三芯户外终端电缆各相绝缘老化因子 A 值，其中 B 相电缆的值为 3.07，为三相电缆中最严重的一根，C 相电缆的值最小。对比图 5 红外光谱中表征的小分子基团量和图 8 中的陷阱能级密度，可知老化因子 A 主要与陷阱能级 Peak3 相对 Peak2 的比例权重相关，电缆老化过程中小分子基团量增大后导致的整体陷阱密度大小并不是唯一决定量。

在实际电缆现场检测过程中，常需要对电缆的绝缘状态进行分类等级化划分，以便采用不同的维护措施。表 3 所示为德国相关机构对 XLPE 绝缘电缆等温松弛电流统计分析后，给出的基于老化因子值分类标准[20]。由表 3 可知，若按德国标准，所测三芯户外终端电缆老化因子 A 值均超出 2.10 分界线，已到了严重“劣化”的程度。根据 A 值与相对额定电压 U_0 的残余击穿电压 U_b 之间存在反比关系可知，当老化因子 A 超过 2.10 后，其残余击穿电压仅为额定电压的 3~7 倍，因此为保证线路的安全运行，该户外终端电缆必须被替换退出线路运行。

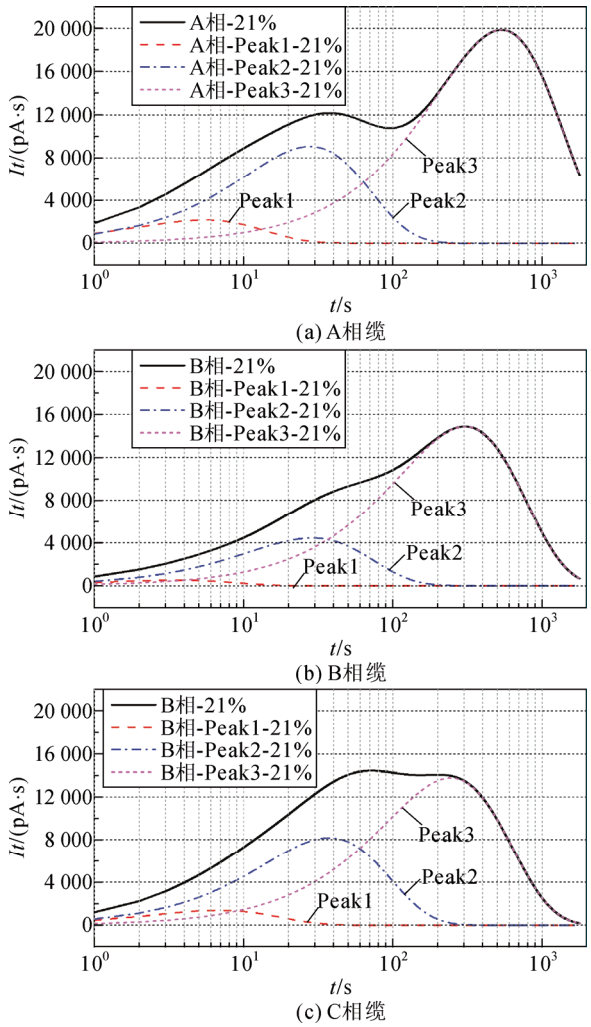


图 8　相对湿度为21%下三相电缆的等温松弛电流分峰特性

Fig.8　Isothermal relaxation current peaking characteristics of three-phase cables with a humidity of 21%

3.4　高湿环境下电缆绝缘层状态评估的误差分析

在实际现场配电电缆检测过程中，待测电缆两断从电网断开后，在其中一端实现绝缘层的直流电压极化和短路去极化电流检测。电缆接头周围的环境湿度一般无法控制，特别是出现一端接头为户外安装时，受天气影响较大，因此有必要分析环境湿度对等温松弛电流法状态评估结果的影响。根据式(1)的特征峰拟合参数和式(3)的老化因子 A 计算式，可得不同环境湿度下老化因子 A 的计算值如表 4 所示。由表 4 可知，当环境相对湿度在 42%以上时，各相的老化因子 A 计算结果相近，但当在 60%、73%和 95%时，老化因子 A 值与 21%干燥环境下的计算结果存在明显差距。

根据 J.G.Simmons 等温松弛理论可知，绝缘介质的极化电场应足够强，以便必须注入足够量的电荷被老化后的各类缺陷(即陷阱)捕获[18]。但实际运行电缆检测时，由于电缆绝缘 XLPE 的电导率较低，在过高直流电场极化后将发生空间电荷积累现象[21]。

表 2　干燥环境下的电缆绝缘老化因子 A

Table 2　Cable insulation aging factor A in dry environmen

线芯	Q_2	Q_3	A
A 相	24 228.06	64 686.6	2.67
B 相	12 679.03	38 984.11	3.07
C 相	23 126.43	49 631.73	2.15

表 3　电缆等温松弛电流法的德国判定标准

Table 3　German standard for determining the isothermal relaxation current method for cables

绝缘状态	老化因子 A	残余击穿 U_b
较好	<1.75	(11~25)U_0
中年	1.75~1.90	(8~11)U_0
老年	1.90~2.10	(7~8)U_0
劣化	>2.10	(3~7)U_0

表 4　不同环境湿度下老化因子 A 的计算值

Table 4　Calculated value of aging factor A at different ambient humidity

线芯	A 的计算值				
	21%	42%	60%	73%	95%
A 相	2.67	2.59	5.91	5.48	3.7
B 相	3.07	2.96	2.26	1.02	—
C 相	2.15	2.27	2.64	2.27	3.18

电缆绝缘层中残留空间电荷会对电缆的后继运行带来电场畸变，从而诱发绝缘快速击穿问题。根据XLPE 绝缘在直流电场下的空间电荷检测研究表明，空间电荷明显积累的阈值电场 E_t 一般在 15~20 kV/mm[22]。因此，目前国内外在电缆绝缘状态评估的等温松弛电流法应用过程中，在足够极化电场和避免明显空间电荷积累 2 个因素的平衡下，又经过多年的试验验证，电缆绝缘层的直流极化电场一般设在 0.2~0.3 kV/mm，远低于空间电荷明显积累的阈值电场 E_t。根据空间电荷限制电荷理论(space charge-limited currents，SCLC)可知，XLPE 绝缘的等温松弛极化电场大概在欧姆电导区内[23]，因此直流极化化并不会积累明显的空间电荷，也不会对后继投运后的正常运行带来影响。

由图 4 可知，环境湿度对电缆接头伞裙的沿面电阻有着重要影响，湿度超高时的伞裙沿面电阻越小，从而导致了检测仪器 U_s=1 kV 输出时缆芯上实际分配电压的下降，等温松弛电流亦整体呈现下降的趋势。根据图 4 中的曲线可知，当环境相对湿度在 49%以上时，电缆绝缘实际的极化电场开始低于 0.2 kV/mm，且湿度越大，极化电场越低，因此无法满足 J.G.Simmons 等温松弛理论中足够极化电场的要求。在此不充分极化的情况下，注入到电缆绝缘中的电荷量不足，内部各类老化后的陷阱并未捕获足够量的电荷，其在短路去极化过程中释放的电荷无法有效表征电缆的缺陷分布及真实老化状态。因此表 5 中环境相对湿度 60%及以上的老化因子 A 并不能表征电缆真实的老化状态。为定量评估环境湿度对老化因子 A 的影响，以表 5 中相对湿度 21%时的老化因子为基准值，计算了不同湿度下的老化因子计算误差。

由表 5 不同环境相对湿度下老化因子 A 的误差可知，不同湿度环境下检测出的老化因子 A 误差和电缆整体老化状态(老化因子 B 相>A 相>C 相)之间并未呈现出明显的线性关系，这可能与高湿环境下各相电缆极化不充分导致的离散性相关。但当环境相对湿度为 42%时，各相电缆绝缘的老化因子分析误差小于 10%，远小于其他湿度环境下的老化因子分析误差，在可接受的误差范围以内。当环境相对湿度高于 60%后，各相电缆的老化因子分析误差很大，极个别情况下甚至高于 100%，这是因为当环境相对湿度增大后，电缆实际分压下降从而导致极化不充分，进而影响了三芯电缆绝缘状态评估，产生了较大误差，此时通过原测量条件计算求得的老化因子数据精度不高。因此在现场应用中，应注意环境相对湿度的影响，选择合适的湿度环境进行测量试验，给图 4 中湿度对电缆线芯电压的影响，建议电缆接头周围的环境相对湿度控制在 49%以下。

表 5 不同环境相对湿度下老化因子 A 的误差

Table 5 Error of aging factor A at different ambient humidity

线芯	A 的误差/%			
	42%	60%	73%	95%
A 相	3.10	121.27	105.43	38.43
B 相	–3.81	–26.42	–66.98	—
C 相	5.65	23.11	5.70	48.39

4 结论

1）各相电缆的等温松弛电流随着环境相对湿度增加而整体快速下降，这主要与电缆伞裙侧沿面电阻 R_h 下降导致的电缆线芯实际电压值 U_c 下降相关。理论上通过增大系统直流电源输出 U_s 值来确保电缆线芯分压 U_c 达到目标值的方法，受检测系统极化电源输出幅值和高压开关绝缘极化干扰的限制，在实际应用中并不可行。

2）退役三芯户外终端的 A、B 和 C 相等温松弛电流均可通过三阶指数模型模拟，计算出的老化因子 A 均大于德国判据中“劣化”等级线 2.10，且各相 A 值存在明显区别，这表明其在投后的各相电缆绝缘的老化程度不同，这可能与各相线路的负荷量大小不同导致的绝缘层电热老化进程相关。

3）环境相对湿度在 49%以下时，不同湿度等温松弛电流法计算出的老化因子 A 误差在 6%以内，但当湿度进一步提高后，极化电场不足导致老化因子 A 误差过高，准确性较低，因此在实际应用中应注意环境相对湿度的影响，建议电缆接头周围的环境相对湿度控制在 49%以下。

参考文献 References

[1] 马 骁，李康乐，周 凯，等. 基于水树微观结构特征的水树老化电缆 PDC 支路参数特征[J]. 高电压技术，2022，48(2)：716-723.
MA Xiao, LI Kangle, ZHOU Kai, et al. PDC branch parameter characteristics of water tree aged cables based on the microstructural characteristics of water trees[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 716-723.

[2] 周利军，邢立勐，白龙雷，等. 基于多元非线性回归模型的 XLPE 电缆终端环形损伤故障特征[J]. 高电压技术，2021，47(9)：3124-3133.
ZHOU Lijun, XING Limeng, BAI Longlei, et al. Fault characteristics

of XLPE cable terminal ring damage based on multiple nonlinear regression model[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3124-3133.

[3] 朱光宇，陈向荣，洪泽林，等. 不同粒径 Al_2O_3 颗粒掺杂的环氧树脂复合材料直流电树特性[J]. 中国电机工程学报，2022，42(24)：9136-9146.
ZHU Guangyu, CHEN Xiangrong, HONG Zelin, et al. DC electrical treeing characteristics for the epoxy resin composites doped with different Al_2O_3 particle sizes[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(24): 9136-9146.

[4] 马婷婷，杜伯学，韩　涛，等. 温度梯度下 SIR/EVA 共混对电缆附件电树枝生长的抑制研究[J]. 高电压技术，2021，47(12)：4229-4235.
MA Tingting, DU Boxue, HAN Tao, et al. Suppression method of SIR/EVA blends on the growth of electrical tree in cable accessories under temperature gradient[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(12): 4229-4235.

[5] ZHU X, YIN Y, WU J D, et al. Study on aging characteristics of XLPE cable insulation based on quantum chemical calculation[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2020, 27(6): 1942-1950.

[6] WANG Y L, WU J D, YIN Y. A space-charge and relaxation-current based method for estimating electron and hole trap energy distribution[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2017, 24(6): 3839-3848.

[7] 李　陈，雷　勇，周　凯，等. 极化去极化电流技术用于诊断 XLPE 电缆绝缘老化状态[J]. 电工电能新技术，2014(4)：32-35，66.
LI Chen, LEI Yong, ZHOU Kai, et al. Diagnosis of XLPE cable insulation using polarization and depolarization current measurements[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2014(4): 32-35, 66.

[8] 尹　毅，屠德民，李　明，等. 用等温电流法研究自由基清除剂的作用机理——聚合物电老化陷阱理论的实验验证[J]. 中国电机工程学报，2000，20(3)：13-15，25.
YIN Yi, TU Demin, LI Ming, et al. Study on the action mechanism of the free radical scavenger with isothermal-current-decay method—an experimental verification of trap theory for electrical aging in polymer[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(3): 13-15, 25.

[9] 王　涤，马爱军，归　宇，等. 基于 P-CNN 的局部放电绝缘故障融合诊断[J]. 高电压技术，2020，46(8)：2897-2905.
WANG Di, MA Aijun, GUI Yu, et al. Diagnosis of partial discharge insulation fault fusion based on P-CNN[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(8): 2897-2905.

[10] 白龙雷，周利军，曹伟东，等. −40 ℃条件下 EPR 电缆终端气隙放电发展特性[J]. 高电压技术，2020，46(10)：3605-3614.
BAI Longlei, ZHOU Lijun, CAO Weidong, et al. Characteristics of partial discharge in air gap defects in EPR cable termination under −40 ℃ condition[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(10): 3605-3614.

[11] 赵艾萱，陈　曦，徐　龙，等. 时域/频域介电响应在 XLPE 电缆绝缘诊断的应用[J]. 高电压技术，2020，46(1)：292-302.
ZHAO Aixuan, CHEN Xi, XU Long, et al. Application of dielectric response in diagnoses of time and frequency domain on XLPE cable insulation[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(1): 292-302.

[12] 马　骁，李明志，周　凯，等. 水树老化电缆的绝缘评估图谱特征[J]. 高电压技术，2022，48(4)：1489-1497.
MA Xiao, LI Mingzhi, ZHOU Kai, et al. Characteristics of insulation assessing map of water tree aging cables[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(4): 1489-1497.

[13] 王雅群，尹　毅，李旭光，等. 等温松弛电流用于 10 kV XLPE 电缆寿命评估的方法[J]. 电工技术学报，2009，24(9)：33-37，52.
WANG Yaqun, YIN Yi, LI Xuguang, et al. The method of lifetime evaluation on 10 kV XLPE cables by isothermal relaxation current[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(9): 33-37, 52.

[14] 赵艾萱，刘　健，徐　龙，等. 基于 PDC 法的在运 XLPE 电缆绝缘状态评估[J]. 高电压技术，2019，45(5)：1542-1550.
ZHAO Aixuan, LIU Jian, XU Long, et al. Insulation status evaluation of in-service cables based on polarization and depolarization current[J]. High Voltage Engineering, 2019, 45(5): 1542-1550.

[15] WU J D, YIN Y, LI X G, et al. The condition assessment system of XLPE cables using the isothermal relaxation current technique[C]//2009 IEEE 9th International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials. Harbin, China: IEEE, 2009: 1114-1117.

[16] 王逊峰，祝　曦，尹　毅，等. 电缆等温松弛电流的时间特性与温度特性研究[J]. 绝缘材料，2020，53(9)：59-67.
WANG Xunfeng, ZHU Xi, YIN Yi, et al. Time characteristics and temperature characteristics of cable isothermal relaxation current[J]. Insulating Materials, 2020, 53(9): 59-67.

[17] OYEGOKE B, HYVONEN P, ARO M, et al. Application of dielectric response measurement on power cable systems[J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2003, 10(5): 862-873.

[18] SIMMONS J G, TAM M C. Theory of isothermal currents and the direct determination of trap parameters in semiconductors and insulators containing arbitrary trap distributions[J]. Physical Review B, 1973, 7(8): 3706-3713.

[19] LIM J B, KIM D M, KIM J Y. Condition assessment of field installed underground distribution cables[C] // 17th International Conference on Electricity Distribution. Barcelona, Spain: [s.n.], 2003.

[20] BIRKNER P. Field experience with a condition-based maintenance program of 20-kV XLPE distribution system using IRC-analysis[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2004, 19(1): 3-8.

[21] WU J D, YIN Y, LAN L, et al. Space charge trapping and conduction in low-density polyethylene/silica nanocomposite[J]. Japanese Journal of Applied Physics, 2012, 51(4R): 041602.

[22] 吴建东，尹　毅，兰　莉，等. 纳米填充浓度对 LDPE/Silica 纳米复合介质中空间电荷行为的影响[J]. 中国电机工程学报，2012，32(28)：177-183.
WU Jiandong, YIN Yi, LAN Li, et al. The influence of nano-filler concentration on space charge behavior in LDPE/Silica nanocomposites[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(28): 177-183.

[23] MANY A, RAKAVY G. Theory of transient space-charge-limited currents in solids in the presence of trapping[J]. Physical Review, 1962, 126(6): 1980-1988.



何宁辉(通信作者)
1986—，男，博士
主要研究方向为电力设备状态监测技术
E-mail: nxhnh_0309@163.com

HE Ninghui
Ph.D.
Corresponding author

收稿日期　2022-10-12　修回日期　2023-06-24　　编辑　曹昭君