

UNIVERSIDAD
NACIONAL
DE COLOMBIA

Evaluación del deterioro del aislamiento en cables XLPE de 15 kV usados en líneas de distribución subterránea mediante la ejecución de ensayo de envejecimiento

Jorge Luis Acosta Piedrahita

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá, Colombia
2021

Evaluación del deterioro del aislamiento en cables XLPE de 15 kV usados en líneas de distribución subterránea mediante la ejecución de ensayo de envejecimiento

Jorge Luis Acosta Piedrahita

Trabajo final de profundización presentado como requisito parcial para optar al título de:
Magister en Ingeniería Eléctrica

Director:
Ph.D. Sergio Raúl Rivera Rodríguez

Modalidad:
Profundización

Línea de Investigación:
Alta tensión

Universidad Nacional de Colombia
Facultad de ingeniería, Departamento de ingeniería eléctrica y electrónica
Bogotá, Colombia
2022

Agradecimientos

El presente trabajo fue posible gracias al apoyo del Laboratorio de Ensayos Eléctricos Industriales “Fabio Chaparro” – LABE y al Laboratorio de Investigación en Alta Tensión y Energías Renovables LIAT-ER. Entidades que me brindaron soporte con equipo humano y material a lo largo de las actividades realizadas para cumplir con los objetivos planteados en este proyecto. También agradezco al Ingeniero Francisco Javier Amórtegui Gil quien inicialmente me brindó su apoyo como codirector de este trabajo pero que en virtud de los lineamientos normativos del alma mater no será parte de la versión definitiva del documento.

Declaración de obra original

Yo declaro lo siguiente:

He leído el Acuerdo 035 de 2003 del Consejo Académico de la Universidad Nacional. «Reglamento sobre propiedad intelectual» y la Normatividad Nacional relacionada al respeto de los derechos de autor. Esta disertación representa mi trabajo original, excepto donde he reconocido las ideas, las palabras, o materiales de otros autores.

Cuando se han presentado ideas o palabras de otros autores en esta disertación, he realizado su respectivo reconocimiento aplicando correctamente los esquemas de citas y referencias bibliográficas en el estilo requerido.

He obtenido el permiso del autor o editor para incluir cualquier material con derechos de autor (por ejemplo, tablas, figuras, instrumentos de encuesta o grandes porciones de texto).

Por último, he sometido esta disertación a la herramienta de integridad académica, definida por la universidad.

Jorge Luis Acosta Piedrahita

Fecha 01/07/2022

Resumen

Evaluación del deterioro del aislamiento en cables XLPE de 15 kV usados en líneas de distribución subterránea mediante la ejecución de ensayo de envejecimiento.

El aumento actual de la demanda de energía Eléctrica y la obligación de cumplir con la normativa, junto con la confiabilidad y la continuidad en el suministro, han alentado a los fabricantes de conductores eléctricos a enfocarse en diseñar cuidadosamente sus productos, prestando especial atención a las propiedades eléctricas de los materiales. El uso de cables aislados XLPE en líneas de transmisión subterráneas en sistemas de Media y alta tensión se ha incrementado en las ciudades debido a las necesidades urbanas, ambientales y de confiabilidad. Esto también está relacionado con el hecho de que existen redes aéreas que, al estar expuestas a factores externos como rayos, cometas, vegetación, animales, etc., pueden llegar a provocar interrupciones en el servicio o impactar el ambiente. El hecho de que la tecnología de transmisión sea implementada con cables aislados hace necesario evaluar el comportamiento de sus componentes en funcionamiento a largo plazo, en especial se debe analizar su aislamiento. Para esto, es necesario implementar un método de análisis del envejecimiento de estos elementos, funcionando en ciclos de carga durante un cierto período de tiempo, y así poder determinar la confiabilidad, durabilidad y tiempos críticos para la falla de estos. De esta forma, este documento representa el desarrollo de un prototipo que permite realizar pruebas de envejecimiento a conductores con aislamiento XLPE de 15 kV.

Palabras clave: Cable, Envejecimiento, Transmisión Subterránea, XLPE

Abstract

Evaluation of insulation deterioration in 15 kV XLPE cables used in underground distribution lines by running an ageing test.

The current increase demand of energy and the obligation to comply regulations with the reliability and continuity of the supply, have encouraged manufacturers of electrical conductors to focus on carefully design their products, paying special attention to the electrical properties of materials. The use of XLPE insulated cables in underground transmission lines medium voltage and high voltage systems has increased in cities due to urban, environmental and reliability needs. This is also related to the fact that there are aerial networks that when they are exposed to external factors such as lightnings, kites, vegetation, animals among others, can cause service interruptions or environmental impact. The fact that transmission technology is implemented with insulated cables makes it necessary to evaluate the long-term performance of the components in operation, especially their insulation. Because of this, it is necessary to implement methods of analysis for the ageing of these elements, operating in load cycles during a certain period, and being able to determine the reliability, durability, and critical times for failures. This document represents the development of a prototype that allows to carry out ageing tests on conductors with XLPE insulation.

Keywords: Cable, ageing, underground transmission, XLP

Contenido

Pág.

Resumen VI

Lista de figuras X

Lista de Tablas XIII

Lista de Símbolos y abreviaturas XII

Introducción 1

1. Marco teórico 5
1.1. IEC 60840:2020 5
1.1.1 Condiciones generales de la prueba 5
1.1.2 Circuito de inducción de corriente 6
1.1.3 Circuito de tensión aplicada 8
1.2 Envejecimiento de cables XLPE 9
1.2.1 Tipo de material aislante y procedimiento usado en el proceso de fabricación 9
1.2.2 Instalación y agentes ambientales 10
1.2.3 Operación 10
1.2.4 Tiempo de servicio 11
1.3 Resistencia de aislamiento 11
1.4 índice de polarización (IP) 13
1.5 Tangente delta 16

2. Ensayo de envejecimiento a cable aislado XLPE 20
2.1. Metodología de ensayo 20
2.1.1. Consideraciones generales 20
2.1.2. Equipos y materiales 21
2.1.3. Preparación de la muestra 22

3. Diseño y construcción del prototipo de ensayo 28
3.1. Sistema de tensión aplicada 28
3.2. Sistema de inducción de corriente 30
3.2.1. Transformador de corriente (CT) 31
3.3. Prototipo final 32

4. Ejecución del ensayo y resultados 34
4.1. Realización del ensayo 34
4.2. Monitoreo de variables eléctricas y resultados 37
4.2.1. Resistencia de aislamiento 37
4.2.2. Índice de polarización 38
4.2.3. Tangente delta 39

5. Conclusiones y recomendaciones 41
5.1. Conclusiones 41
5.2. Recomendaciones 42

Anexo A: Hoja de especificaciones cable XLPE 15 kV.....43

Anexo B: Informe de actividades y montajes realizados para el estudio del circuito de calentamiento de cables para el ensayo de pre-cualificación de conductores de alta tensión. 44

Anexo C: Hojas de registro para la medición de parámetros eléctricos en la ejecución del ensayo de envejecimiento. 62

Bibliografía 65

Lista de figuras

Pág.

Figura 1-1: Montaje de prueba de pre-cualificación de cables subterráneos con cable de prueba y cable "dummy" [4]. 7

Figura 1-2: Montaje de prueba de tensión aplicada para pre-cualificación de cables subterráneos. 9

Figura 1-3: Equipo de medición de resistencia de aislamiento (mega óhmetro). 12

Figura 1-4: Representación gráfica del factor de disipación o tangente delta. 17

Figura 1-5: Comportamiento en el tiempo del factor de disipación (tangente delta) en cables XLPE operando a diferentes temperaturas. 18

Figura 1-6: Comportamiento en el tiempo del valor de Tan δ teórico (azul, rojo, verde y morado) y real (amarillo) para un cable XLPE de 15 kV. 19

Figura 2-1: Inspección visual y caracterización de la muestra bajo ensayo. 23

Figura 2-2: Corte y remoción de la cubierta exterior del cable XLPE 24

Figura 2-3: Remoción apantallamiento cable XLPE. 24

Figura 2-4: Instalación terminales cable XLPE, para calibre 2/0 AWG. 25

Figura 2-5: Resultado final de instalación de terminales premoldeados cable XLPE. .. 25

Figura 2-6: Montaje final de espiras de cable XLPE 15 kV (Izquierda cable bajo ensayo, derecha cable dummy). 26

Figura 3-1: Circuito sistema de tensión aplicada. 28

Figura 3-2: Montaje sistema de tensión aplicada. 30

Figura 3-3: Esquema general sistema de inducción de corriente. 31

Figura 3-4: Transformador de inducción de corriente. 31

Figura 3-5: Montaje realizado para calentamiento de dos cables XLPE calibre 2/0 AWG. 32

Figura 3-6: Esquema general prototipo final ensayo de envejecimiento cable XLPE 15 kV. 33

Figura 4-1: Comportamiento de la temperatura en el cable bajo prueba durante la energización inicial del circuito de inducción de corriente. 35

Figura 4-2: Perfil de energización inicial para la muestra de cable XLPE 15 kV. 36

Figura 4-3: Ciclo de energización para el ensayo de envejecimiento de Cable XLPE 15 kV36

Figura 4-4: Medición de resistencia de aislamiento para cable XLPE de 15 kV. 37

Figura 4-5: Medición de índice de polarización para cable XLPE de 15 kV.....38

Figura 4-6: Medición de Tangente delta para cable XLPE de 15 kV. 40

Lista de Tablas

Pag.

Tabla 1-1: Valores de resistencia de aislamiento recomendados por la norma ANSI NETA ATS – 2017.....13

Tabla 1-2: Valores mínimos recomendados de IP. 15

Tabla 1-3: Mediciones de Tan δ para cable XLPE en operación. 19

Tabla C-1: Medición de resistencia de aislamiento.....62

Tabla C-2: Medición de índice de polarización 63

Tabla C-3: Medición de tangente delta 64

Lista de Símbolos y abreviaturas

Símbolos con letras latinas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
°C	Celsius	$T(K) - 273.15$	
IP	Índice de polarización	Adimensional	$\frac{R_{10min}}{R_{1min}}$
° K	Kelvin	$\frac{1}{273.16}$	
V	Voltio	$W * A^{-1}$	
I	Amperio	$C * s^{-1}$	
P	Potencia	$J * s^{-1}$	

Símbolos con letras griegas

Símbolo	Término	Unidad SI	Definición
Ω	Ohm	$V * A^{-1}$	
Tan(δ)	Tangente delta	$\frac{I_R}{I_C}$	

Subíndices

Subíndice	Término
R	Resistividad
C	Capacitancia

Superíndices

Superíndice	Término
n	Exponente, potencia

Abreviaturas

Abreviatura	Término
IP	índice de polarización

Introducción

El presente trabajo se desarrolla en el marco del Acuerdo 096 de 2019 en el que se establecen "…las actividades académicas y las modalidades del Trabajo Final de Maestría del plan de estudios de profundización del programa curricular Maestría en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia, Sede Bogotá". Este documento refleja las actividades realizadas en torno al trabajo de profundización, en el que, como punto de partida, se plantearon los siguientes objetivos:

Objetivo General

Diseñar un prototipo de prueba para ensayo no normalizado de envejecimiento de cable XLPE de 15 kV utilizado en transmisión subterránea, que permita analizar el comportamiento de los componentes aislantes del conductor a largo término.

Objetivos específicos

1. Definir una metodología para un ensayo de envejecimiento, no normalizado siguiendo los lineamientos de la norma IEC 60840. Este objetivo se cumple con lo descrito en la **Sección 2** del presente documento.

2. Diseñar y construir un prototipo de prueba para ejecutar ensayo de envejecimiento durante seis meses, basado en la metodología del numeral anterior. Este objetivo se cumple con lo descrito en la **Sección 3** del presente documento.

3. Monitorear el deterioro del conductor bajo prueba mediante mediciones de índice de polarización, resistencia de aislamiento y tangente delta. Este objetivo se cumple con lo descrito en la **Sección 4** del presente documento.

Para el cumplimiento de los objetivos indicados anteriormente, se realizó un análisis previo del estado del arte entorno a la tecnología de cables subterráneos aislados en XLPE en Colombia, encontrando que, se ha incrementado su implementación como medio para garantizar el suministro de potencia en diferentes zonas donde nos es posible el uso de torres eléctricas. Dicha tecnología permite interconectar un punto de consumo sin la

instalación de líneas aéreas que, en términos generales, implican el uso de infraestructura y obras de mayor complejidad, que en algunos casos, por requerimientos legales o por la restricciones de acceso pueden incrementar los costos o el tiempo de instalación [1]. Por otro lado, el uso de cables subterráneos se asocia con la reducción del impacto ambiental que se da en la zona, teniendo en cuenta que, en comparación con las líneas aéreas, esta tecnología no requiere en la mayoría de sus tramos, la construcción de infraestructura expuesta que incide en la contaminación visual de los paisajes ni en la muerte de aves que colisionan con las estructuras que se elevan decenas de metros y que están las rutas de migración[2]. Teniendo esto presente, se plantea la necesidad de analizar las características de los elementos involucrados en la transmisión de energía de forma subterránea con el fin de garantizar las condiciones de confiabilidad en los sistemas interconectados nacionales junto con la seguridad de los seres humanos, la vegetación y en términos generales, el medio ambiente. Por lo anterior y, teniendo en cuenta que el activo crítico que se encuentra sometido a esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos es el cable aislado por material polietileno reticulado (XLPE), el estudio del presente trabajo, se centra en analizar su deterioro.[1]

El análisis de del aislamiento debe ser llevado a cabo mediante pruebas de laboratorio que, mediante condiciones de ensayo controladas y monitoreo de variables eléctricas, permitan evaluar el comportamiento eléctrico de los materiales a medida que se van deteriorando. La ejecución de ensayos de pre-cualificación a conductores utilizados en sistemas de transmisión subterránea se lleva a cabo siguiendo los lineamientos técnicos de normas internacionales como la IEC 60840 o la IEC 62067. Esto, con el propósito de determinar si el fabricante del producto puede garantizar un mínimo de calidad y confiablidad en los conductores que se instalarán en los sistemas de potencia.

La norma IEC 60840:2020 incluye los métodos de ensayo y requerimientos de los sistemas de potencia, cableados y accesorios para instalaciones fijas con tensiones de operación de hasta 150 kV. Esta estándar recopila la experiencia de fabricantes, laboratorios y expertos de diferentes áreas del conocimiento con el fin de establecer las exigencias mínimas en cuanto a calidad y seguridad de los conductores que se fabriquen. En estas normas, también se establecen parámetros como: nivele de tensión de ensayo, corriente de prueba, ciclos de energización, entre otros. Así mismo, señala las condiciones ambientales que se deben cumplir para ejecutar los ensayos.

Teniendo en cuenta lo anterior, los laboratorios que realizan ensayos a cables de transmisión con aislamiento en XLPE consideran el uso de equipos e instrumentos adecuados para ejecutar el ensayo y medir las variables que se requieran[3], claro está, sabiendo que estos ensayos se deben ejecutar por periodos de tiempo extensos, incluso superiores a un año, las variables involucradas bajo control y cumpliendo los parámetros establecidos por la norma de referencia [4]. Para el ensayo de envejecimiento, se requiere que la tensión de ensayo sea aplicada a la muestra durante 6 meses, esto visto en 180 ciclos de calentamiento (8 horas) y enfriamiento (16 horas). Esta prueba permite proyectar el comportamiento que tendría el cable a largo plazo y determinar si un deterioro acelerado lo puede conducir a falla.

El ensayo de envejecimiento permite de predecir (con cierto margen de error) el comportamiento que tendrá el aislamiento del cable a largo plazo, para así determinar si el proceso de fabricación del mismo se lleva a cabo con altos estándares de calidad. Todo esto, al emular condiciones extremas de temperatura, exposición a humedad o niveles de sobrecarga o sobretensión [5]. De esta manera, se podría hacer un filtrado en el que se garantice que los productos que salgan al mercado para su posterior instalación, cumplirán con la vida útil esperada y den la seguridad de que no afectarán la confiabilidad de los sistemas eléctricos.

De acuerdo con experiencias previas, las fallas relacionadas con deterioro de aislamiento o calidad en los proceso de fabricación de los cables se hacen evidente en los cables a partir del mes 8 de ensayo (prueba destructiva) [6][7]. Por otro lado, es importante resaltar que la realización de estos ensayos brinda la oportunidad de mejorar los procesos de fabricación y aprender acerca de mejores prácticas en la instalación [8], previo a la etapa de operación. Todo esto ha dado lugar a que se utilice de forma masiva esta tecnología en países como Italia donde se ha buscado evitar el impacto negativo en el pisaje o donde en algunas zonas, los terrenos no son adecuados para la ejecución de obras relacionadas con la instalación de torres de transmisión. Así mismo, en Brasil y Japón se ha logrado incrementar la confiabilidad de los sistemas eléctricos con el desarrollo de buenas prácticas en la instalación de estos cables subterráneos, la reducción de la tasa de falla de los circuitos es muestra de ello. [9].

En Colombia, dos de los ejemplos más importantes en desarrollo de tecnología de transmisión de energía subterránea, corresponden a los proyectos de interconexión 'El Bosque', de Intercolombia S.A. y el de una línea de transmisión en configuración mono-circuito que interconecta las subestaciones Bolívar y Cartagena. En el primer caso, se construyó la subestación el Bosque para operación a una tensión de 220 kV y se implementó el primer tramo de la línea de transmisión, en cable subterráneo aislado [3]. El objetivo principal de este proyecto consistió en garantizar el valor paisajístico de la Ciénaga de la Virgen, por lo que se llegó a un acuerdo con el Ministerio de Minas y Energía, junto con la Alcaldía de Cartagena para la ejecución del proyecto en el año 2018 [10]. En el segundo caso de ejemplo se ejecutó proyecto UPME 05-2012, correspondiente a una línea de transmisión en configuración mono-circuito, energizada a una tensión de 220 kV que vincula las subestaciones Bolívar y Cartagena, la cual consideró la construcción de un tramo subterráneo de 4 km y un tramo aéreo de 15,7 km [11].

Las siguientes secciones describen las pautas generales para el diseño de la prueba de envejecimiento y como implementarlas de acuerdo con los parámetros establecidos en la norma. Destacando los parámetros a analizar para dar validez a la realización del mismo, en este caso que son: resistencia de aislamiento, índice de polarización y tangente delta.

1. Marco teórico

En esta sección se presentan los principales fundamentos teóricos que se relacionan con la evaluación del ensayo de envejecimiento, como lo son la norma IEC 60840:2020[8], y los parámetros eléctricos: resistencia de aislamiento, índice de polarización y tangente delta.

1.1. IEC 60840:2020

Es la norma con la cual se rigen los ensayos de envejecimientos para cables de 30 kV hasta 150 kV. Para este caso específico de análisis y, teniendo en cuenta que es un ensayo no normalizado, se tomarán los apartes más importantes del numeral 13.2.4 de esta estándar a la hora de evaluar un conductor de tal forma que puedan ser aplicados a una muestra de 15 kV.[8]

1.1.1 Condiciones generales de la prueba

A continuación, se listan los principales requerimientos que se plantean en la norma de referencia entorno a la ejecución de la prueba:

a. El cable bajo ensayo debe ser instalado según las recomendaciones del fabricante.
b. Se debe aplicar 1,7 veces la tensión nominal del cable bajo ensayo.
c. El conductor debe ser sometido a un aumento de temperatura durante al menos 8 horas y debe ser mantenido dentro del límite máximo establecido en el procedimiento (ver numeral d de la presente sección) por al menos 2 horas en cada periodo de calentamiento.
d. El sistema debe calentarse por corriente únicamente hasta que el cable alcance una temperatura de 0 °K a 5 °K sobre la máxima temperatura tolerada por el conductor (según se presenta en la hoja de especificaciones del **Anexo A**).

e. El ciclo de calentamiento y enfriamiento se debe realizar 180 veces. Esto equivale a 180 días en los que por cada día el conductor está en ciclo de aumento de temperatura durante 8 horas y en ciclo de enfriamiento durante 16 horas.
f. Durante el ciclo de 16 horas el cable se debe enfriar de forma natural a 30 °C o hasta 10 °K de la temperatura ambiente.

Dado que el ensayo de envejecimiento requiere la aplicación de tensión al cable cuando éste se encuentra calentándose a una temperatura a 90°C o más, es necesario forzar una circulación de corriente por el cable que cumpla la tarea de servir como fuente de calor, calentándolo a la temperatura deseada. El aumento de temperatura debe darse en simultaneo con la aplicación de tensión (1,7 veces la tensión nominal) por lo cual, el circuito de corriente debe funcionar sin interferir con el de tensión aplicada. En las siguientes secciones, se presenta la descripción de ambos circuitos que, si bien son independientes, pueden funcionar de forma simultánea sobre la muestra, permitiendo inducir una corriente sobre el conductor que a su vez estará energizado a la tensión indicada en la norma de referencia.

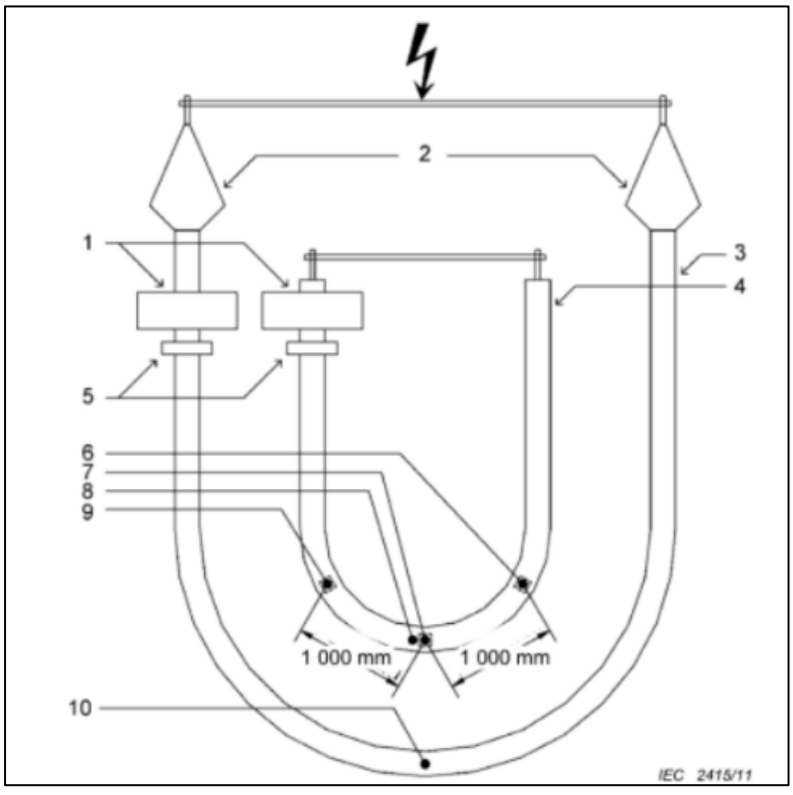
1.1.2 Circuito de inducción de corriente

El método establecido en la normativa para forzar esta circulación de corriente es el de inducción usando transformadores de corriente. Como se muestra en la **Figura 1-1**, tomada de un anexo del estándar de referencia, es necesario inducir corriente en dos tramos del mismo cable, el primero siendo la muestra que se desea probar y a la cual se le aplica tensión y el segundo siendo un cable “dummy” de menor longitud empleado para monitorear la temperatura del conductor; el aislamiento del dummy se ve comprometido pues para medir temperatura en el conductor se hace necesario intervenirlo y perforarlo, esta es la razón por la cual se utiliza el segundo cable y no la muestra de prueba directamente. Este cable dummy también debe presentar el mismo valor de corriente que el cable de prueba y mismas condiciones ambientales para poder asegurar temperaturas equivalentes entre los dos.

Los elementos primordiales para conseguir el montaje de calentamiento por inducción de corriente, representados en la **Figura 1-1**, son:

- Transformador de inducción de corriente (CT) (1)
- Cable de prueba (3)
- Cable dummy (4)
- Fuente reguladora de tensión para CT (no presente en la figura)
- Medidor de corriente (5)
- Termómetro o indicador de temperatura (6 - 10)
- Sistema de registro de datos y control de tensión (no presente en la figura)

Figura 1-2: Montaje de prueba de pre-cualificación de cables subterráneos con cable de prueba y cable "dummy" [4].



Nombre de la fuente: IEC60840-2020

Los transformadores de inducción son básicamente núcleos magnéticos con bobinados acoplados al cable de prueba cuando este atraviesa el centro del núcleo y se pone en cortocircuito.

1.1.3 Circuito de tensión aplicada

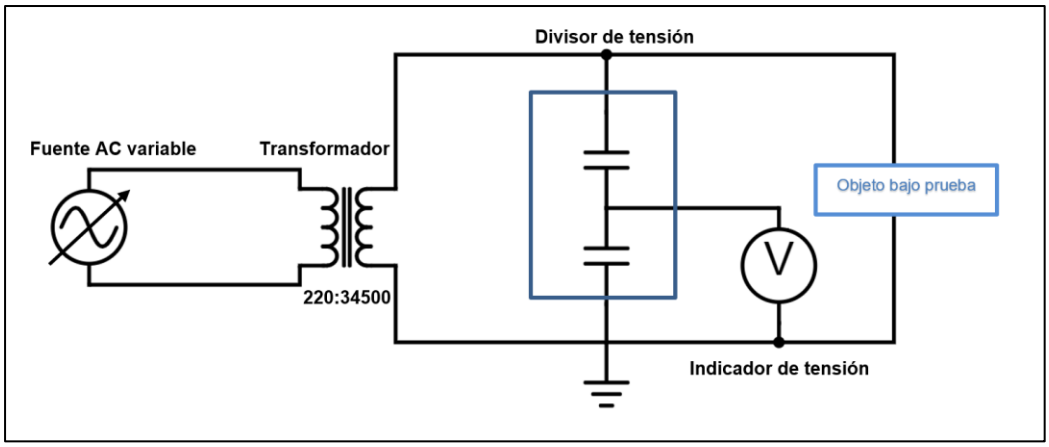
Para aplicar el nivel de tensión indicado por la norma, se requiere de un circuito capaz de alcanzar el nivel de tensión de 1,7 veces la tensión nominal del cable. Para lograr esto se requiere una fuente de alimentación que suministre una señal de tensión a frecuencia industrial (60 Hz) durante el periodo que dure el ensayo.

El circuito de tensión aplicada consiste básicamente en un transformador elevador que toma una señal de por lado de baja tensión y la multiplica por una relación determinada por los devanados del equipo. Esta tensión de entrada puede ser ajustada mediante una fuente variable hasta alcanzar a la salida la tensión esperada, la fuente variable puede consistir en un autotransformador que puede cambiar su relación de transformación.

La tensión esperada puede ser monitoreada mediante una medición indirecta con el uso de un divisor de tensión el cuál se conecta a un indicador que permite visualizar la tensión a la cual está energizado el cable de prueba. El divisor de tensión puede ser capacitivo o resistivo o, también se puede utilizar un transformador de potencial cuya relación de transformación esté verificada o el equipo haya pasado por un proceso de calibración. En la **Figura 1-2** se puede observar el esquema general de un circuito utilizado para ejecutar el ensayo de tensión aplicada, dicho circuito consta principalmente de los siguientes elementos:

a. Fuente de baja tensión variable, compuesta por un autotransformador que permite realizar control sobre la tensión del lado de baja del transformador elevador.
b. Transformador elevador que permitirá alcanzar la tensión de ensayo en el lado de media tensión.
c. Divisor de tensión, para realizar una medición indirecta a la salida del transformador elevador
d. Indicador de tensión, conectado del lado de baja tensión del divisor
e. Objeto bajo prueba, que en este caso será el cable aislado en XLPE

Figura 1-2: Montaje de prueba de tensión aplicada para pre-cualificación de cables subterráneos.



Elaboración propia

1.2 Envejecimiento de cables XLPE

Los conductores de media tensión utilizados en los sistemas eléctricos se ven expuestos a diferentes factores que, con el transcurso del tiempo, van deteriorado la calidad del aislamiento. La principal preocupación de quienes utilizan este tipo de cables es prolongar la vida útil del activo con el fin de optimizar recursos, así como garantizar la seguridad y confiabilidad de los sistemas eléctricos [12]. Es por esta razón que se busca implementar las buenas prácticas de fabricación, operación y mantenimiento al que puede ser considerado como uno de los elementos más importantes en los sistemas eléctricos. El envejecimiento de los conductores aislados en XLPE puede asociarse a los factores que se explican en las siguientes secciones (Sección 1.2.1. a Sección 1.2.4).

1.2.1 Tipo de material aislante y procedimiento usado en el proceso de fabricación

Los materiales usados en el aislamiento de cables de media tensión, tienen en su composición una algunos aditivos que contribuyen a mejorar las propiedades del cable y su comportamiento en operación normal. Algunos de estas características son: soportar mayores temperaturas, ser retardante a la llama, ser antioxidante, soportar mayores esfuerzos mecánicos, entre otros.

Ahora bien, si estos materiales y aditivos no son de calidad o se presentan impurezas, la integridad del aislamiento se puede ver comprometida y por lo tanto la vida útil del conductor. Si el proceso de fabricación no es el idóneo y la calidad del producto no puede ser garantizada, el conductor puede estar sujeto a un envejecimiento acelerado en el que sus componentes se degradan una determinada tasa en operación normal.

1.2.2 Instalación y agentes ambientales

El proceso de instalación de un conductor aislado debe seguir las recomendaciones del fabricante que, por su experiencia, conoce al detalle el comportamiento del producto bajo ciertas condiciones de operación. Así mismo, el conductor se diseña para instalarse en un rango específico de condiciones ambientales que después de ser superadas conllevan a que no se pueda garantizar la vida útil del activo. Así pues, si la instalación de un cable se realiza en un sistema determinado utilizando terminales inadecuados, sometiendo el conductor a radios de curvatura superiores a los indicados por la norma de fabricación o en entornos con presencia de algún agente como humedad, rayos UV, esfuerzos mecánicos o temperatura para los cuales el cable no fue diseñado, se puede presentar en el cable un envejecimiento a una tasa mayor que la esperada.

1.2.3 Operación

En su fabricación, el cable XLPE considera ciertas limitaciones para su funcionamiento, como lo son: temperatura ambiente máxima, una capacidad de transporte de corriente máxima, un radio de curvatura mínimo, entre otros. Si alguno de estos parámetros no se considera en la operación continua del conductor, y por lo tanto se superan las limitaciones, los materiales que hacen parte del cable pueden ser sujetos a un proceso de envejecimiento. Si un conductor es expuesto a ciclos de sobrecarga continuo en los que la temperatura alcanza valores superiores a los de diseño, los materiales se irán degradando hasta conducir a una posible falla. Además de lo anterior, se debe tener en cuenta que se es necesario realizar inspecciones periódicas y monitoreo de las condiciones en las que se encuentra el conductor, en caso de requerirse alguna acción preventiva o correctiva.

1.2.4 Tiempo de servicio

Si bien los factores presentados en las secciones anteriores son clave a la hora de determinar la rata de envejecimiento del conductor, no hay protocolo de fabricación, proceso de instalación y condición de operación que pueda prevenir el 100% de la degradación del conductor. Por su naturaleza, la vida útil de los materiales y equipos está limitada al comportamiento de largo plazo que tienen en operación normal. De esta manera, si se siguen todas las recomendaciones de fabricación, instalación y operación un conductor XLPE puede funcionar sin que se presente falla por un periodo de tiempo mayor. De acuerdo con la experiencia de fabricantes instaladores la vida útil de un cable aislado de media tensión se encuentra entre 20 y 30 años [13], aunque en la mayoría de las tablas de especificación técnica de conductores se garantizan 20 o 25 años.

1.3 Resistencia de aislamiento

El aislamiento de material o combinación de materiales es aquel que por sus propiedades eléctricas limita la circulación de electrones, se diseña para recubrir o separar materiales conductores de tal manera que se pueda mantener la corriente circulando únicamente por el camino deseado. Idealmente, a través del aislamiento, no debería circular ningún tipo de corriente, sin embargo, los aislamientos no son perfectos, ya que en los procesos de fabricación se pueden presentar anomalías derivadas de impurezas en los materiales o el uso de aditivos que disminuyen las propiedades aislantes de estos. Los aditivos o las impurezas en los materiales dan lugar a “caminos” por los cuales se presentan corrientes pequeñas denominadas corrientes de fuga.

El principal objetivo del aislamiento es mantener estas corrientes de fuga en su valor mínimo, ya que así se reduce el riesgo de que se presente un deterioro importante en los materiales lo cual podría desencadenar una falla en el sistema eléctrico que se está aislando. Así pues, si los materiales y procesos de fabricación de un aislamiento son los adecuados y la corriente de fuga es reducida, la vida útil del material o equipo se prolongará según sus condiciones de operación. Con base en lo anterior, se hace necesario desarrollar un procedimiento que permita estimar la condición en la que se encuentra un aislamiento y, de esta manera, tomar acciones en pro de reducir el riesgo de falla.

El ensayo de resistencia de aislamiento evalúa la calidad y el estado del de los materiales, haciendo una medición de la cantidad de corriente de fuga que se presente a través del material. Mediante de la ley de Ohm (ver ecuación (1.1)), se agrupa la tensión de ensayo, la resistencia de aislamiento y corriente de fuga, relación registrada por un dispositivo de medida denominado mega óhmetro **(**

Figura 1-3), que tiene la capacidad de leer estas variables y devolver un dato representativo de la resistencia de aislamiento.[14]

$$R = \frac{V}{I} \tag{1.1}$$

Figura 1-3: Equipo de medición de resistencia de aislamiento (mega óhmetro).



Nombre de la fuente: Diseño e implementación de prototipo de prueba para ensayo de envejecimiento de cable XLPE [1].

En cuanto a los valores recomendados de resistencia de aislamiento, la norma ANSI NETA ATS – 2017 señala los valores presentados en la **Tabla 1-1**, según el nivel de tensión del

sistema. Para el caso de la serie 15 kV la resistencia de aislamiento recomendada debe ser superior a 5.000 MΩ [15].

Tabla 1-1: Valores de resistencia de aislamiento recomendados por la norma ANSI NETA ATS – 2017.

Tensión nominal [V]	Tensión DC mínima de prueba [V]	Resistencia de aislamiento mínima recomendada [MΩ]
250	500	25
600	1.000	100
1.000	1.000	100
2.500	1.000	500
5.000	2.500	1.500
8.000	2.500	2.500
15.000	**2.500**	**5.000**
25.000	5.000	10.000
34.500	5.000	100.000
>46.000	5.000	100.000

Nombre de la fuente: Valores de resistencia de aislamiento recomendados, según Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA ATS-2017.

1.4 índice de polarización (IP)

Cuando un material aislante es sometido a una tensión DC, a través de dicho material comienza a circular una corriente que tiene componentes resistiva y capacitiva ocasionadas por el movimiento de electrones originados por la presencia dl campo eléctrico aplicado a través del aislamiento. La corriente resistiva se da por el flujo de corriente a través del material y aumenta debido a posibles fallas o baja calidad en el material aislante, mientras que la corriente capacitiva se presenta por las capacitancias que se dan en la configuración geométrica y propiedades físicas de los materiales. Cuando se aplica la tensión y se registra la corriente, se puede medir la resistencia de aislamiento debida a la corriente de fuga (resistiva) que fluye a través de un material, sin embargo, la

magnitud de esta corriente disminuye con el tiempo, siendo mucho más lenta que la corriente de carga capacitiva.

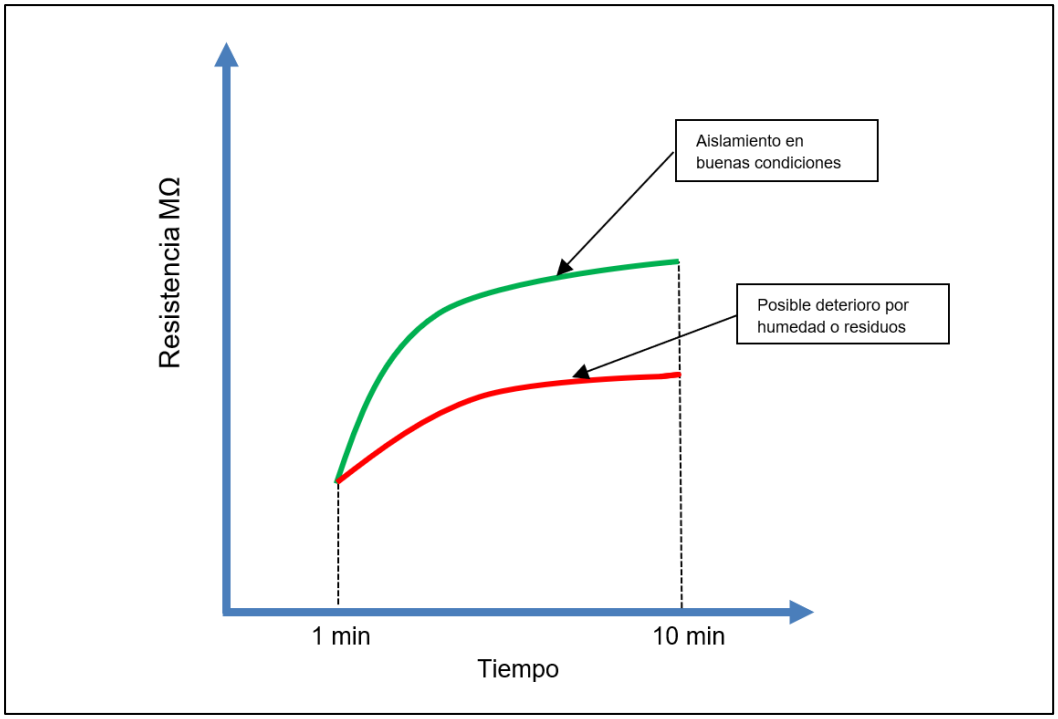
Antes de que un cable ya instalado inicie su operación, debe ser verificado con el fin de evaluar su condición que, a pesar de que en el exterior aparente estar en excelente estado, puede que en el interior se hayan presentado alteraciones. En el informe de la UPC[16], se presenta un ensayo en la cubierta del cable con el fin de analizar el de índice de polarización (IP), tal como se cita a continuación es necesario realizar mediciones para determinar el estado del cable:

“Durante el transporte, almacenamiento, manejo y tendido, el cable puede ser dañado accidentalmente; ya que los cables disponen de una protección exterior, se puede pensar que el aislamiento no estará dañado siempre y cuando la cubierta no lo esté. Esto se puede verificar mediante un ensayo de tensión sobre la cubierta, después de tendido. Este ensayo se considera adecuado para detectar daños serios sobre la cubierta”.[16]

El índice de polarización es un parámetro que evalúa el comportamiento de la resistencia de aislamiento en el tiempo y permite analizar cómo cambia la magnitud de la corriente resistiva y la capacitiva. La prueba consiste en aplicar tensión DC con un mega óhmetro y registrar la resistencia de aislamiento en dos instantes de tiempo diferentes: a un (1) minuto y a diez (10) minutos de iniciado el ensayo. Luego, se calcula el cociente de estos dos valores medidos hasta obtener un valor de referencia adimensional (ver ecuación(1.2)) [12]. En la **Figura 1-3** se presenta un gráfico que muestra los posibles resultados que puede tomar el ensayo para el caso 1 (color verde) en el que se está evaluando un aislamiento en óptimas condiciones y en el caso 2 (color rojo) para un aislamiento con deterioro o con posible falla.

$$IP = \frac{I_{10min}}{I_{1min}} \tag{1.2}$$

Figura 1-3: Posibles resultados medición de índice de polarización.



Elaboración propia, nombre de la fuente de información: Guía de pruebas de diagnóstico de aislamiento a tensiones superiores a 1 kV [17].

En la **Tabla 1-2** se presenta la interpretación que se debe dar a diferentes valores de índice de polarización a la hora de evaluar el estado de un aislamiento.

Tabla 1-2: Valores mínimos recomendados de IP.

Índice de Polarización	Estado del aislamiento
<1	Malo
1-2	Cuestionable
2-4	Adecuado
>4	Bueno

Nombre de la fuente: Guía de pruebas de diagnóstico de aislamiento a tensiones superiores a 1 kV. [17]

1.5 Tangente delta

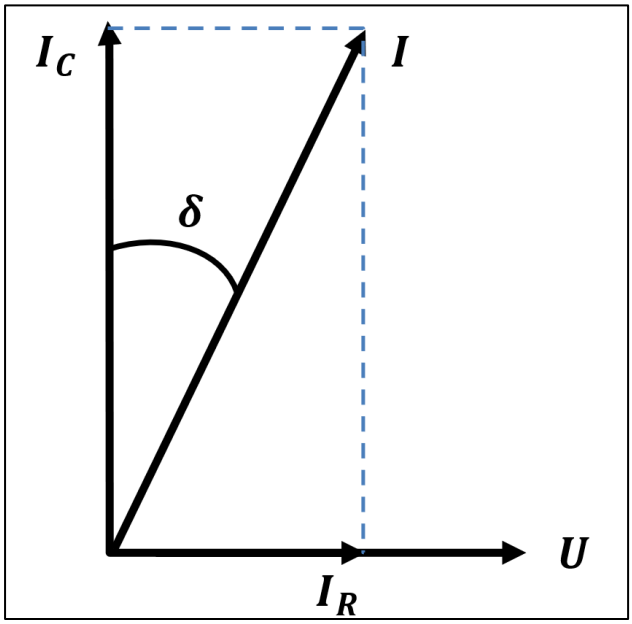
Los efectos relacionados con el envejecimiento de un cable asociados a la presencia de impurezas en los materiales, daños en la integridad de los mismo, presencia de humedad o formación de arborescencias acuosas se pueden detectar y cuantificar fácilmente mediante la medición de la variable tangente delta. El análisis del factor de disipación (Tangente Delta), es considerado un método confiable para la estimación de la condición del aislamiento de un cable, para esto, es necesario relacionar la corriente capacitiva y resistiva que se presenta en el aislamiento al someter los materiales al campo eléctrico originado por una fuente de tensión, (ver ecuación(1.3)).

Un cable eléctrico puede ser modelado como un condensador, visto como un cilindro y una configuración concéntrica donde un electrodo es el conductor central, que normalmente está energizado y, el segundo electrodo corresponde al apantallamiento que rodea el material aislante principal. Al aplicar una tensión de corriente alterna, en un caso ideal como capacitor puro, se tendría que la corriente estaría desfasada con respecto a la tensión 90 grados, **(Figura 1-3)**. Sin embargo, con la presencia de impurezas o arborescencias acuosas en el aislamiento del cable, este dejará de comportarse como un capacitor puro, y aparecerá una resistencia en paralelo con la capacitancia. El resultado de esto es que la corriente ya no se encuentra a un desfase de 90 grados con respecto a la tensión, sino que formará un ángulo específico. Este cambio de ángulo (menor de un grado), conlleva a que el cable empiece a tener un comportamiento anormal y sus propiedades eléctricas en cuanto a aislamiento se vean comprometidas.

Si bien, este cambio de ángulo es menor, puede ser detectado por el ensayo de Tangente de Delta durante su ejecución. Al realizar el ensayo se aplicarán diferentes niveles de tensión al cable, para analizar el comportamiento de la tangente delta. De esta manera, los cables con un aislamiento deteriorado tendrán valores altos de Tangente de Delta. Además, también se producirán cambios en estos valores dependiendo de la tensión que se haya aplicado durante la prueba. Por otro lado, los cables cuyo aislamiento se encuentre en buenas condiciones, presentarán unos resultados bajos de Tangente de Delta y sus valores no tendrán muchas variaciones cuando el ensayo se realice a tensiones diferentes [18].

$$Tan(\delta) = \frac{I_R}{I_C} \tag{1.3}$$

Figura 1-3: Representación gráfica del factor de disipación o tangente delta.

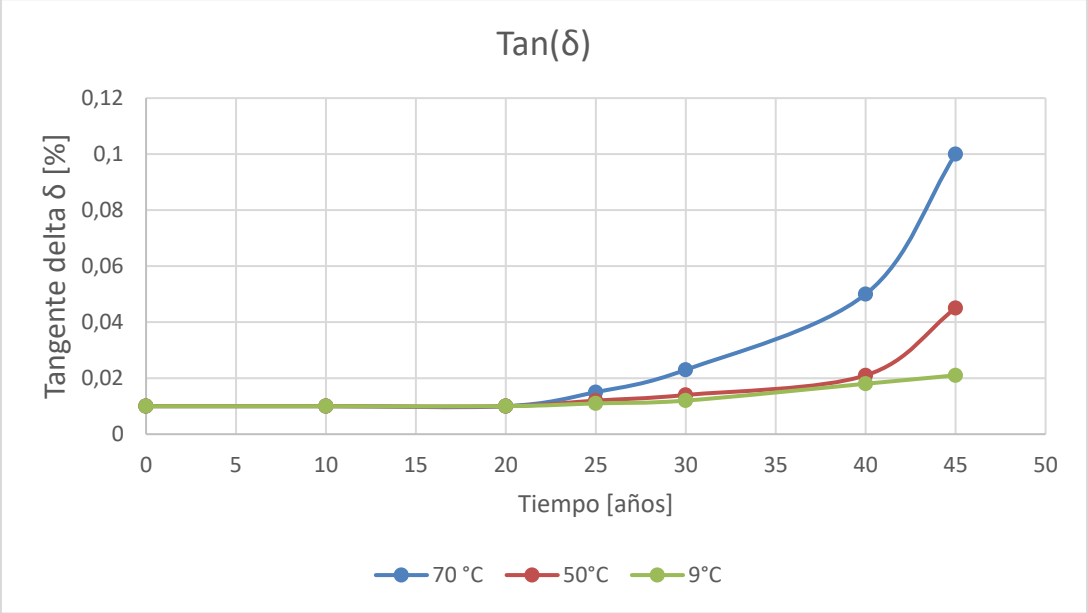


Nombre de la fuente: Diseño e implementación de prototipo de prueba para ensayo de envejecimiento de cable XLPE [1].

En la medición de tangente delta se deben tener en cuenta parámetros asociados al instrumento que realiza la prueba como lo son el nivel de tensión, duración del ensayo, frecuencia de la señal de tensión y conexión del circuito. Normalmente el equipo de prueba viene configurado con los parámetros adecuados para obtener una medición confiable. Sin embargo, para garantizar la calidad en los resultados, se han realizado estudios en los que se ha determinado que, por encima de un minuto de prueba, el valor de tangente delta no varía considerablemente [19]. Así mismo, se sugiere que la frecuencia a la que se ejecute el ensayo sea considerada baja (0,1 Hz a 60 Hz) dado que hay mayor sensibilidad en la detección de posibles fugas de corriente. Por otro lado, el nivel de tensión si afecta considerablemente los resultados del ensayo (a mayor tensión mayor el valor de tangente delta) por lo que se plantea realizar el ensayo a un nivel de tensión Uo equivalente a la tensión nominal del objeto bajo ensayo [20].

En cuanto a los resultados esperados, el valor de tangente delta que determina el estado del aislamiento del cable se basa principalmente en la experiencia que se ha tenido con cables que han operado por largo tiempo (más de 20 años). De acuerdo con los estudios realizados por I. Mladenovic y Christian Weindl el valor de tangente delta puede variar en el tiempo para diferentes temperaturas de operación como se muestra en la **Figura 1-5** [20].

Figura 1-5: Comportamiento en el tiempo del factor de disipación (tangente delta) en cables XLPE operando a diferentes temperaturas.



Elaboración propia, información tomada de "Dependencies of the PD- and tan(δ)-characteristics on the temperature and ageing status of MV PILC cables" [20].

Del anterior gráfico se destaca que, a mayor temperatura de operación, el envejecimiento del conductor se acelera y, por lo tanto, la rata de aumento del valor de tangente delta también aumenta. Por otra parte, J. Hernández y R. Harley mediante ensayos de laboratorio analizaron el comportamiento del valor de tangente delta de una muestra de cable XLPE de 15 kV energizado a una tensión U_0 con una frecuencia de 60 Hz [19].

En la **Tabla 1-3** que se muestran los resultados de las mediciones de tangente delta a muestras con diferentes tiempos de operación (las muestras A, B y C corresponden al mismo tipo de cable que ha operado en las mismas condiciones) [21].

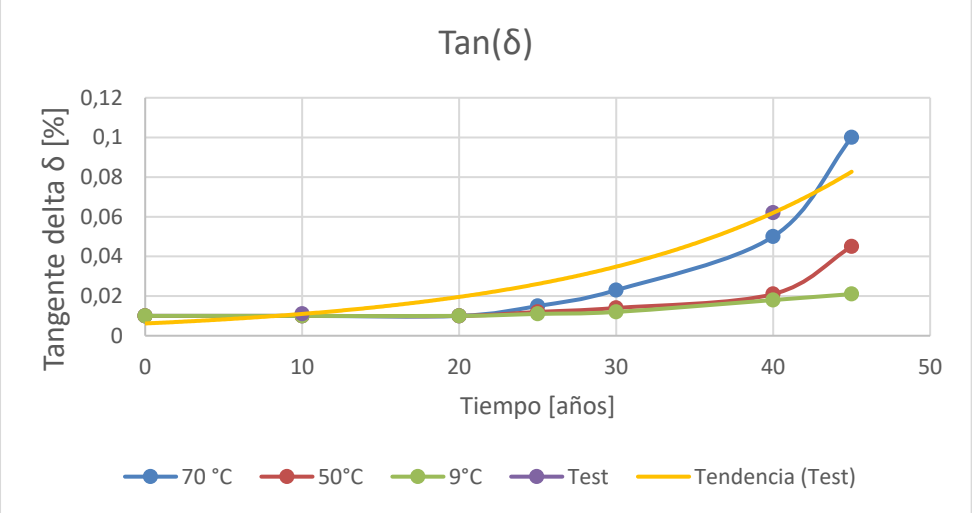
Tabla 1-3: Mediciones de Tan δ para cable XLPE en operación.

Muestra	Tiempo en funcionamiento [años]	Tangente delta δ [%]
A	40	0,05
B	40	0,08
C	40	0,06
D	11	0,02
E	9	0,01

Elaboración propia, información tomada de "Characterization of Ageing for MV Power Cables Using Low Frequency Tan δ Diagnostic Measurements. Dielectrics and Electrical Insulation" [21].

Este análisis experimental sirve como referencia para corroborar el comportamiento que tiene realmente el envejecimiento de un conductor comparado con el análisis de tendencia considerado en la teoría. Así pues, si los resultados de la **Tabla 1-3** (mediciones reales) y la **Figura 1-5** (valores teóricos) se incluyen en la misma gráfica **(ver Figura 1-6)**, se puede observar que la tendencia del caso real se asemeja al comportamiento teórico. La línea denominada "Tendencia test" es la aproximación (como línea de tendencia exponencial) que tendría la variación real del valor de tangente delta en el tiempo.

Figura 1-6: Comportamiento en el tiempo del valor de Tan δ teórico (azul, rojo, verde y morado) y real (amarillo) para un cable XLPE de 15 kV.



Elaboración propia, información tomada de la Figura 1-5 y la Tabla 1-3.

2. Ensayo de envejecimiento a cable aislado XLPE

2.1. Metodología de ensayo

En esta sección se detallará la metodología a implementar para la ejecución del ensayo de envejecimiento a un tramo de conductor aislado XLPE utilizado en sistemas de 15 kV.

2.1.1. Consideraciones generales

A la hora de ejecutar el ensayo de envejecimiento del cable, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Cualquier actividad de trabajo con electricidad debe seguir las 5 reglas de oro:
  - Desconectar y hacer corte visible.
  - Enclavamiento, bloqueo y señalización.
  - Comprobación ausencia de tensión.
  - Puesta a tierra y en cortocircuito mediante el uso de una pértiga manual.
  - Señalización de la zona de trabajo.
- El área de prueba debe estar limpia y libre de elementos ajenos al ensayo a ejecutar.
- Se debe verificar la continuidad en el sistema de puesta a tierra.
- Se deben verificar las distancias de seguridad en torno a la prueba. Se debe validar que no existan elementos cercanos a las fuentes de tensión que puedan originar algún tipo de descarga.
- El espacio en el cual se ejecutará el ensayo debe estar plenamente señalizado.
- Se debe restringir el acceso a personal no autorizado mediante un encerramiento y control de las puertas de acceso.

- Se debe verificar en todo momento que se mantengan las condiciones de trabajo seguro en el área de pruebas, como lo son: el cerramiento del campo, el buen uso de la pértiga manual, y la adecuada operación de las protecciones de los equipos.
- Cuando se realicen mediciones, energización o desenergización de los equipos siempre se debe estar acompañado.
- Se deben registrar las condiciones ambientales durante la ejecución de las pruebas.

2.1.2. Equipos y materiales

Para el desarrollo del ensayo de envejecimiento siguiendo los lineamientos de la norma IEC se requieren los siguientes equipos y materiales:

- **Cable aislado XLPE**

Dos (2) cables calibre 2/0 AWG de 5 metros de longitud con aislamiento en XLPE para 15 kV. Se utilizará uno como objeto bajo prueba y el otro como conductor dummy para ajustar la corriente del sistema y monitorear la temperatura. Las especificaciones del cable bajo ensayo se presentan en el **Anexo A** del presente documento.

- **Autotransformador:**

Dos (2) autotransformadores 0 - 220V. Uno se utiliza para ajustar el nivel de corriente en el transformador de inducción y otro para alimentar, por el lado de baja tensión, al transformador elevador y ajustar la salida hasta alcanzar el valor de tensión requerido para el ensayo.

- **Transformador elevador:**

Un (1) transformador con relación 225:34500 V que alcance el nivel de tensión del ensayo (1,7 veces la tensión nominal del cable).

- **Transformador de Potencial**

Un (1) PT con capacidad para medir hasta 33 kV que al igual que un divisor de tensión se utiliza para realizar una medición indirecta a la salida del transformador elevador y verificar el valor de tensión que se aplica a la muestra.

- **Transformador de corriente**

Un (1) CT para inducción de corrientes de calentamiento con devanado de 175 vueltas (previamente construido por el LABE).

- **Contactor**

Un contactor controlado por un temporizador que programa los ciclos establecidos en la norma de referencia. Este contactor ejecuta la apertura o cierre de las fuentes de alimentación para el transformador elevador y el transformador de corriente.

- **Temporizador**

Un dispositivo para programar los ciclos de encendido y apago de los circuitos de tensión y corriente.

- **Termopar tipo K**

Un (1) sensor para medir la temperatura del cable.

- **Registrador**

Un (1) equipo Yokogawa MW100 para registrar la temperatura del cable. También se utilizó un registrador de datos mediante el uso de Arduino (construido por el LABE)

- **Analizador de potencia Fluke 345 con bobinas Rogowski**

Un (1) equipo para registrar el valor de corriente que circula por el cable.

- **Multímetro Fluye 189**

Un (1) equipo para medir el nivel de tensión en el lado de baja del divisor capacitivo y mediante el factor de escala de dicho divisor, determinar el nivel de tensión que se está aplicando en el lado de alta.

- **Termohigrómetro**

Un (1) equipo para registrar temperatura y humedad el sitio de ejecución del ensayo.

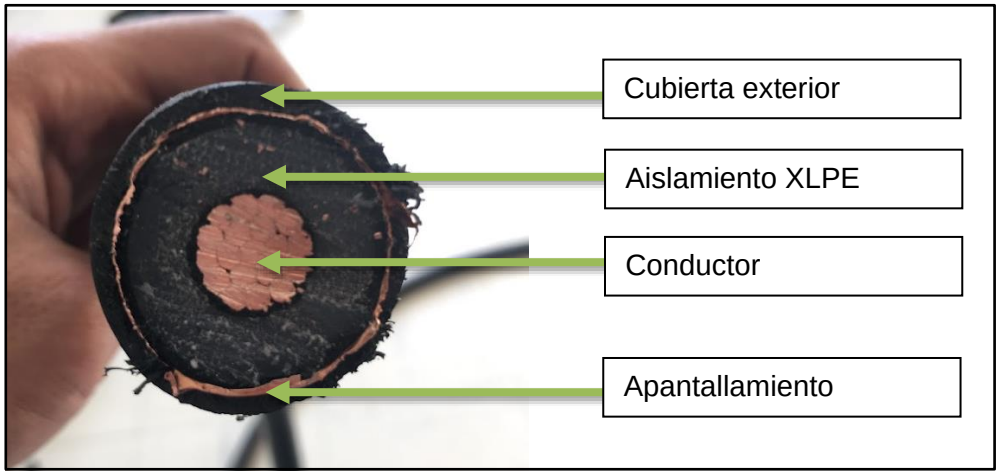
2.1.3. Preparación de la muestra

El objeto bajo prueba será un cable calibre 2/0 AWG de 5 metros de longitud con aislamiento en XLPE para 15 kV. La muestra debe configurarse con el denominado cable “dummy” de iguales características.

Para la preparación de las muestras deben considerarse los siguientes pasos:

1. Se debe hacer inspección visual del cable para evaluar que esté nuevo, que no tenga cortes o posibles daños, hasta determinar que esté en buenas condiciones.
2. Se deben cortar dos tramos de cable de 5 m cada uno para el desarrollo de la prueba. Un tramo corresponde a al cable bajo ensayo y el otro al cable “dummy”.
3. Se deben instalar terminales premoldeados según las recomendaciones del fabricante. Se debe garantizar que se instalen las capas de aislamiento según la guía de instalación y se debe asegurar la conexión del conductor que se conecta al apantallamiento del conductor. Este proceso se detalla a continuación:
   i. Se identifica las capas principales del cable para realizar el corte y remoción del aislamiento según corresponda.

Figura 2-1: Inspección visual y caracterización de la muestra bajo ensayo.



Elaboración propia

   ii. Se realiza el corte y remoción del aislamiento exterior hasta dejar expuesto el apantallamiento. La sección de aislamiento a remover debe ser de 25 cm aproximadamente.

Figura 2-2: Corte y remoción de la cubierta exterior del cable XLPE.



Elaboración propia

iii. Se desenvuelve la película de cobre correspondiente al apantallamiento hasta que sea expuesto el aislamiento XLPE, luego la lámina de cobre se enrolla en la base del cable con un conductor externo y se fija con cinta aislante.

Figura 2-3: Remoción apantallamiento cable XLPE.



Elaboración propia

iv. Se retira el extremo final del aislamiento y se instala la terminal para el cable 2/0 AWG con el uso de una pinza ponchadora.

Figura 2-4: Instalación terminales cable XLPE, para calibre 2/0 AWG.



Elaboración propia

v. Finalmente se adhiere la capa de aislamiento (protección contra la humedad) que viene a instalar con los terminales premoldeados y se instala el recubrimiento exterior.

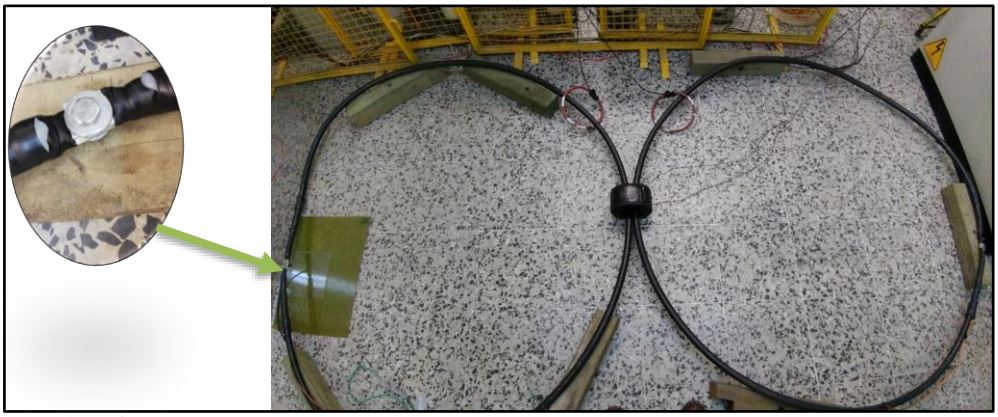
Figura 2-5: Resultado final de instalación de terminales premoldeados cable XLPE.



Elaboración propia

4. Una vez se hayan instalado los terminales premoldeados en los extremos de los cables, cada par se conectará entre sí con el fin de formar dos espiras como se muestra en la **Figura 2-6**. Para formar las espiras se considera la recomendación de la norma ICEA S-93-639 en su apéndice I, donde señala que el radio de curvatura mínimo para los cables para Media Tensión (sin protección mecánica), no debe ser inferior a 12 veces el diámetro exterior del mismo.

Figura 2-6: Montaje final de espiras de cable XLPE 15 kV (Izquierda cable bajo ensayo, derecha cable dummy).



Elaboración propia

5. Al tener el montaje completamente configurado como se muestra en la **Figura 2-6** se deben validar los lineamientos generales de la IEC 60840 descritos en la **Sección 1.1** y que se detallan a continuación:

   a. El cable bajo ensayo debe ser instalado según las recomendaciones del fabricante. Para esto, se instaló en los extremos del cable, los terminales premoldeados adecuados para el calibre del conductor y se formaron las espiras sin exceder el límite del radio de giro.

   b. Se debe aplicar 1,7 veces la tensión nominal del cable bajo ensayo. Esto se logra al considerar una fuente de tensión que pueda alcanzar la tensión de ensayo y mantenerla de forma continua. Además, se utilizan instrumentos de medición adecuados para monitorear el nivel de tensión al cual es sometido la muestra.

c. El conductor debe ser sometido a un aumento de temperatura durante al menos 8 horas y debe ser mantenido dentro del límite máximo establecido en el procedimiento (ver numeral d de la presente sección) por al menos 2 horas en cada periodo de calentamiento. Lo anterior se logra con el uso de una fuente de inducción de corriente capaz de hacer circular la corriente necesaria para aumentar la temperatura del cable al nivel requerido y durante el tiempo que señala la norma. Así mismo, se consideran los instrumentos de medición y registro necesarios monitorear la temperatura.

d. El sistema debe calentarse por corriente únicamente hasta que el cable alcance una temperatura de 0 °K a 5 °K sobre la máxima temperatura tolerada por el conductor (según indique la hoja de especificaciones). Con el uso de un termopar tipo k y un registrador, se puede monitorear la temperatura de la muestra bajo ensayo.

e. El ciclo de calentamiento y enfriamiento se debe realizar 180 veces. Esto equivale a 180 días en los que por cada día el conductor está en ciclo de aumento de temperatura durante 8 horas y en ciclo de enfriamiento durante 16 horas. Para controlar estos ciclos se utiliza un temporizador programable que acciona las fuentes de alimentación que ponen en funcionamiento el transformador de inducción de corriente en los tiempos establecidos por la norma.

f. Durante el ciclo de 16 horas el cable se debe enfriar de forma natural a 30 °C o hasta 10 °K de la temperatura ambiente. Esto se logra dejando en reposo la muestra sin someterse a algún sistema de enfriamiento externo.

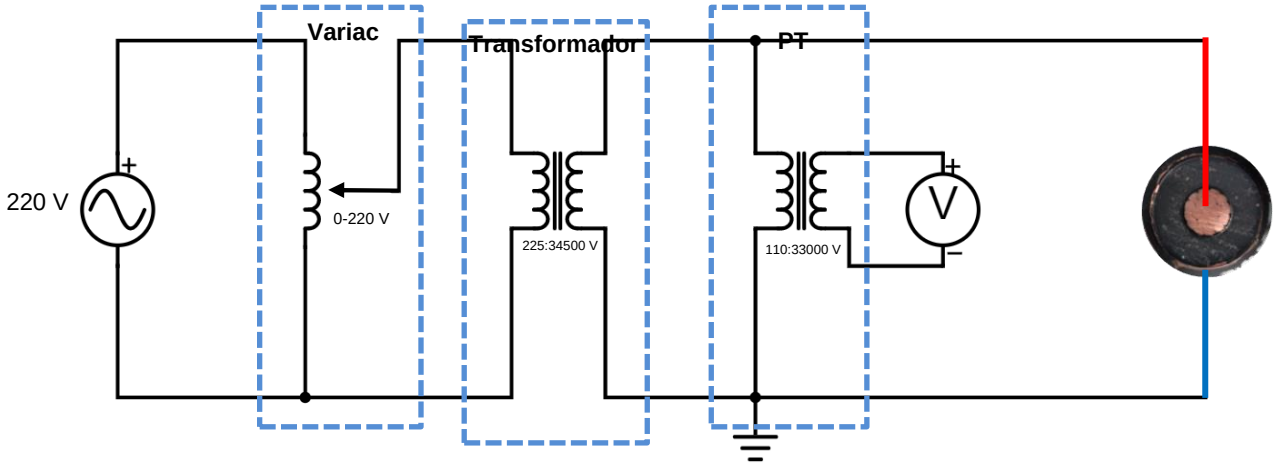
3. Diseño y construcción del prototipo de ensayo

Para la ejecución del ensayo considerando la metodología planteada en la **sección 2.1.** Es necesario poner en funcionamiento dos sistemas principales: el de tensión aplicada y el de aumento de temperatura mediante inducción de corriente. A continuación, se presenta el diseño e integración de ambos sistemas.

3.1. Sistema de tensión aplicada

Siguiendo el esquema planteado en la **sección 2.1.1.** el circuito implementado es el mostrado en la Figura **3-1**. Allí se muestran tres etapas principales en el montaje para energizar el conductor principal, al mismo tiempo, el apantallamiento es conectado a tierra.

Figura 3-1: Circuito sistema de tensión aplicada.



Elaboración propia

En la primera etapa del montaje, el variac es alimentado por una fuente AC de 220 V, a la salida de este equipo se conecta la segunda etapa del circuito que corresponde a la etapa de potencia donde la tensión es elevada hasta el valor requerido por el ensayo (22,5 kV).

El nivel de tensión que se registra a la salida dependerá de la relación de transformación (Rx) del transformador elevador, este valor se determina así:

$$Rx = \frac{V_{Alta}}{V_{Baja}} \tag{3.1}$$

$$Rx = \frac{34500}{225} \tag{3.2}$$

$$Rx = 153{,}3 \tag{3.3}$$

Con base en lo anterior, y teniendo en cuenta que el valor de tensión a la salida (del lado de alta) será el producto entre la tensión de entrada (del lado de baja) y el valor de Rx. Para este caso, la tensión de alimentación de alimentación requerida se puede obtener de la siguiente manera:

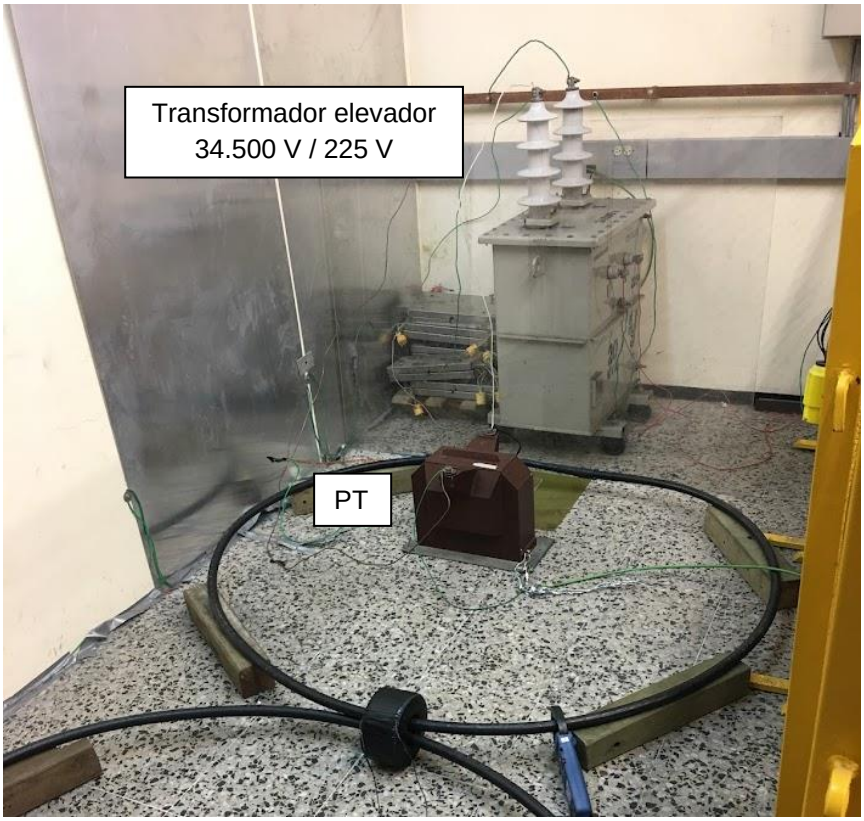
$$V_{Baja} = \frac{V_{Alta}}{Rx} \tag{3.4}$$

$$V_{Baja} = \frac{22500}{153{,}3} \tag{3.5}$$

$$V_{Baja} = 146{,}73\ V \tag{3.6}$$

La tercera etapa, correspondiente a la de medida, consta de un transformador de potencial (PT) conectado a la salida del transformador elevador. Este PT que tiene una $Rx = 300$ se utiliza para monitorear directamente a la salida el valor de tensión al cual se está energizando el sistema. En este caso, para asegurar que el nivel de tensión a la salida (22,5 kV) corresponda al valor esperado, en el lado de baja del PT donde se conecta el multímetro, se debe registrar un valor de 75 V. En la **Figura 3-2** se muestra el montaje de tensión aplicada donde se evidencia la conexión en paralelo del PT a la salida del transformador elevador.

Figura 3-2: Montaje sistema de tensión aplicada.

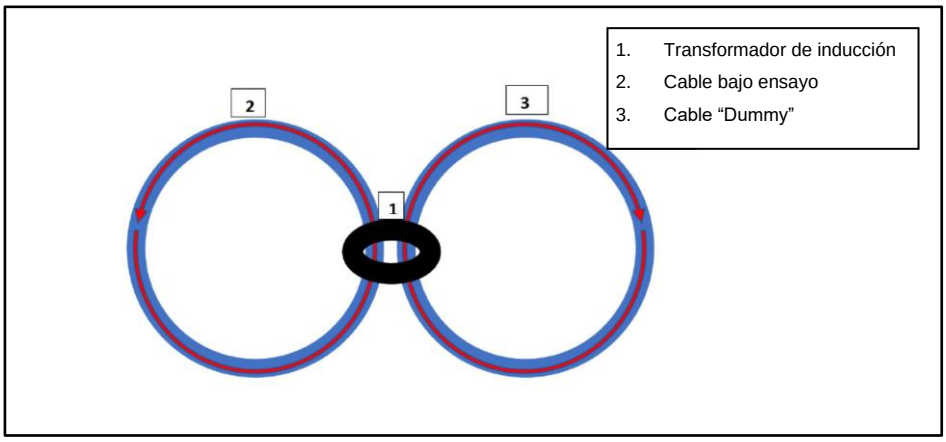


Elaboración propia

3.2. Sistema de inducción de corriente

El segundo sistema que se debe integrar al desarrollo del ensayo de envejecimiento es el de inducción de corriente que, tiene como propósito hacer circular en el cable bajo prueba, la corriente necesaria para que el conductor alcance la temperatura de ensayo. Si bien, el montaje se podría considerar como simple, dado que es acoplar una fuente de corriente con un par de espiras (como se muestra en la **Figura 3-3**), el principal reto es contar con la fuente de inducción adecuada para ejecutar el ensayo de forma continua y al nivel de corriente adecuado. Así pues, como fuente de inducción, se utilizó un trasformador de corriente como se presenta en la **Sección 3.2.1**.

Figura 3-3: Esquema general sistema de inducción de corriente.



Nombre de la fuente: Diseño e implementación de prototipo de prueba para ensayo de envejecimiento de cable XLPE [1]

3.2.1. Transformador de corriente (CT)

Como fuente de inducción de corriente para el prototipo de ensayo, se utilizó un transformador de corriente con estructura toroidal y bobinado de 2 capas conformado por un total 175 vueltas que dan como resultado una inductancia de 1,84 H y una resistencia de 214,7 Ω. Dicho transformador se diseñó y construyó como se describe en el informe del **Anexo B** del presente documento.

Figura 3-4: Transformador de inducción de corriente.



Elaboración propia

El CT mostrado en la **Figura 3-4** fue diseñado y construido específicamente para este ensayo por el Laboratorio de Ensayos Eléctricos Industriales “Fabio chaparro” - LABE. Esta fuente es capaz de inducir y mantener de forma continua hasta 3000 A en las espiras sin que se presente sobrecalentamiento o saturación en el equipo. Si bien esta capacidad máxima fue probada experimentalmente, el ensayo requiere que se induzcan aproximadamente 430 A para alcanzar los 90° C con una tolerancia de + 5°K.

3.3. Prototipo final

El montaje final para la prueba de envejecimiento es el presentado en la **Figura 3-8**. En este montaje se destaca la fuente de tensión aplicada (trasformador elevador) y la fuente de inducción de corriente (CT). Así mismo, se observan los autotransformadores que permiten ajustar los niveles de tensión y corriente de los equipos de potencia mencionados anteriormente.

Figura 3-5: Montaje realizado para calentamiento de dos cables XLPE calibre 2/0 AWG.

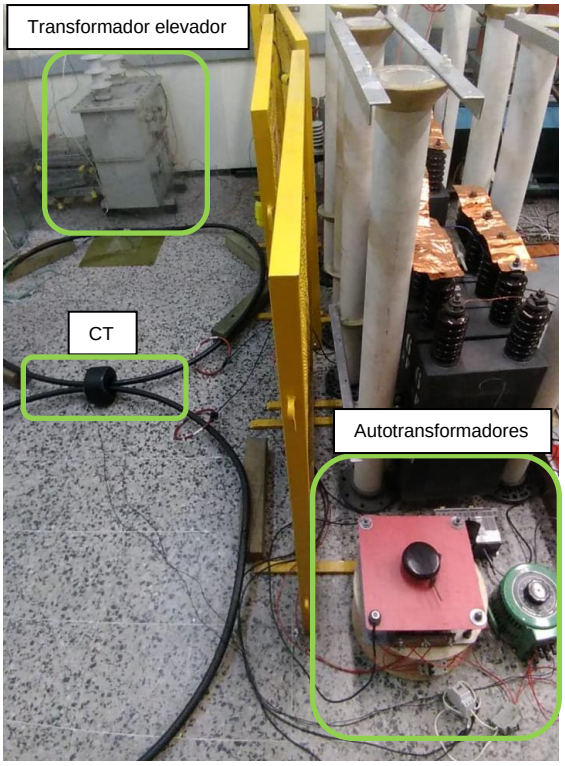


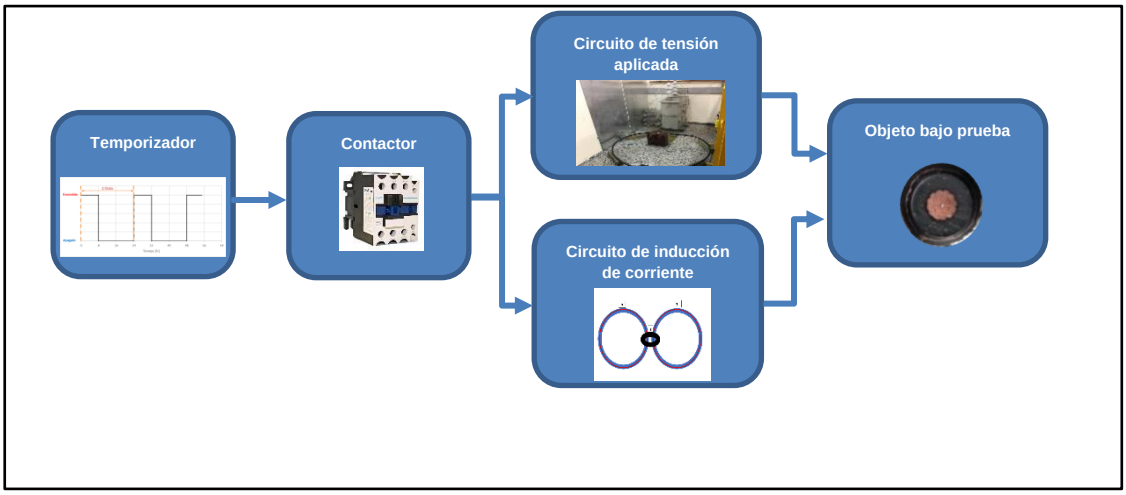
Imagen tomada y modificada del **Anexo B** del presente documento.

Inicialmente se realizaron las conexiones del circuito de tensión aplicada y se verificó la relación de transformación del transformador elevador empleando un transformador de potencial calibrado para medir su salida. Se decidió energizar el cable a un potencial de 22500 V; comparando la medición del transformador de potencial con la del variac de entrada, se determinó que en el lado de baja tensión es necesario energizar a 146,73 V y de esta manera se ajustó la fuente variable para el circuito de tensión.

Por otra parte, para el circuito de corriente, se realizó el ajuste de corriente con el autotransformador hasta que se registrar una corriente de 430 A. Luego, se registró mediante el sistema de adquisición de datos la temperatura que se obtuvo en la muestra y se validó que se alcanzara 90°C como mínimo y que con las variaciones observadas no se superaran los 95°C permitidos por la norma de referencia.

Una vez el circuito de tensión aplicada y de inducción de corriente están completamente configurados y ajustados, las fuentes de alimentación de dichos subsistemas se conectaron a un contactor controlado por un temporizador para ajustar los ciclos de encendido y apagado de acuerdo con la norma de referencia: 180 días en los que por cada día el conductor está en ciclo de aumento de temperatura durante 8 horas y en ciclo de enfriamiento durante 16 horas. En la **Figura 3-9** se muestra un esquema general de cómo funciona el prototipo final.

Figura 3-6: Esquema general prototipo final ensayo de envejecimiento cable XLPE 15 kV.



Elaboración propia

4. Ejecución del ensayo y resultados

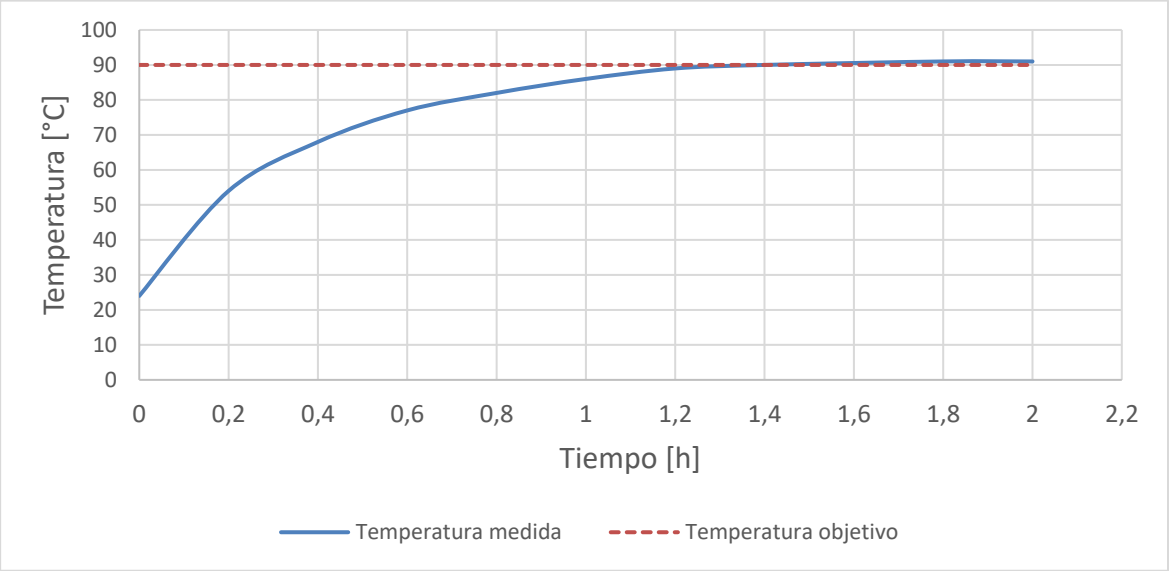
Una vez el prototipo final de ensayo se encuentre montado y se haya seguido la metodología planteada en la **Sección 2** del presente documento, el ensayo de envejecimiento para un cable XLPE 2/0 AWG de 15 kV puede dar inicio.

4.1. Realización del ensayo

Siguiendo las recomendaciones de la noma de referencia y la metodología de ensayo presentada anteriormente, se inicia el ensayo de envejecimiento energizando los subsistemas y ajustando las variables de referencia que señala el procedimiento. Así pues, primero se verifica el montaje de inducción de corriente para evaluar si se alcanza la temperatura de ensayo y luego se realiza la energización del sistema de tensión aplicada.

Para el sistema de inducción de corriente previamente configurado que, busca aumentar la temperatura del conductor hasta 90°C (temperatura máxima de diseño) con una tolerancia de 0°K y +5° K, se realizó la energización del circuito para obtener una corriente de 430 A. Al mismo tiempo, se realizó la medición de la temperatura del conductor mediante el uso de un termopar tipo k y un registrador yokogawa. Todo esto con el fin de verificar que la temperatura que alcanza el cable está dentro de los parámetros del ensayo. El comportamiento de la temperatura en esta energización inicial se puede apreciar en la **Figura 4-1**. La medición de temperatura debe realizarse con un termopar tipo k teniendo en cuenta el procedimiento y las recomendaciones del **Anexo B**.

Figura 4-1: Comportamiento de la temperatura en el cable bajo prueba durante la energización inicial del circuito de inducción de corriente.

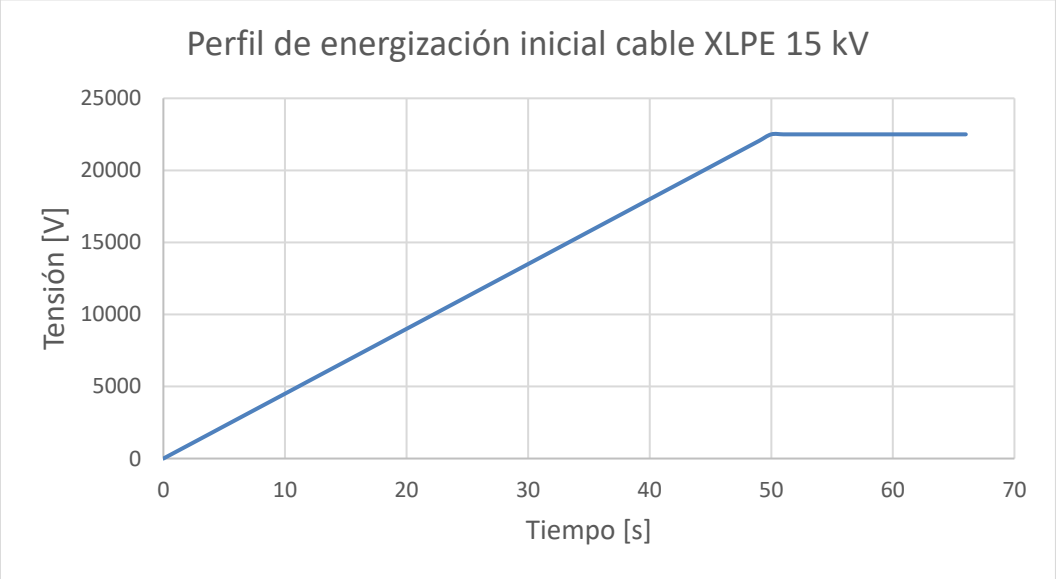


Elaboración propia

Una vez la temperatura de ensayo es alcanza, se procede a energizar el sistema de tensión aplicada. Para esto, y siguiendo lo establecido en la **sección 3.1** del presente documento, se procede a energizar el autotransformador que alimenta el transformador elevador. La energización se debe realizar de forma progresiva comenzando en un valor bajo (cercano a cero) hasta alcanzar la tensión de alimentación en baja necesaria para alcanzar la tensión de ensayo en el lado de alta. Dicha tensión podrá ser monitoreada mediante el uso de un PT, conectado a un multímetro que funcionará como indicador con el fin de medir la salida y no superar la tensión esperada (22,5 kV).

El perfil de energización inicial no está indicado en la norma de referencia, solo se indica que la tensión de ensayo debe ser 1,7 veces la tensión nominal durante la ejecución del ensayo. Con base en lo anterior y, con el fin de que no se presenten variaciones bruscas al energizar la muestra y evitando además sobrepasar la tensión de prueba, se siguen los lineamientos de la norma IEC 60060-1 donde sugiere que, para ensayos de tensión aplicada, la tasa de incremento de tensión debe ser aproximadamente 2% de la tensión de ensayo por segundo como se muestra en la **Figura 4-2.**

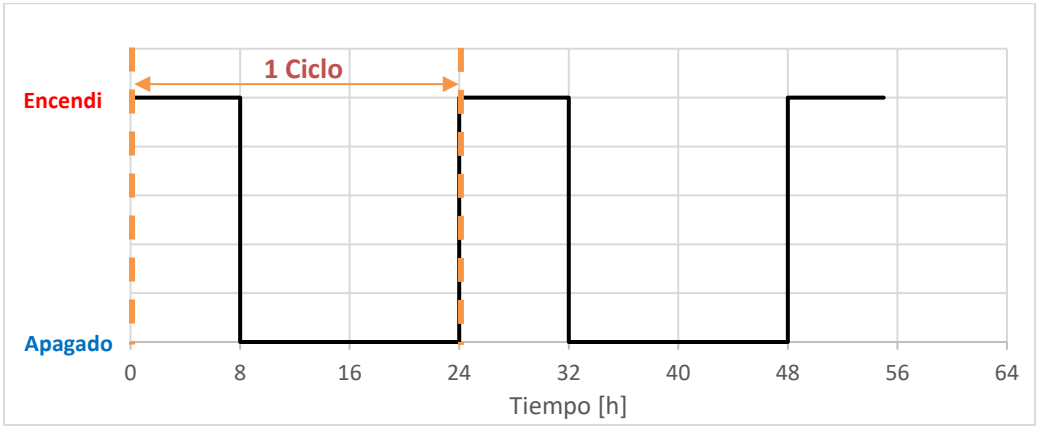
Figura 4-2: Perfil de energización inicial para la muestra de cable XLPE 15 kV.



Elaboración propia

Por último, y teniendo los sistemas de tensión aplicada y de inducción de corriente configurados adecuadamente, se programa con el temporizador los ciclos de encendido y apagado conforme lo indica el procedimiento de ensayo, que consiste en 180 días en los que la muestra se lleva a temperatura máxima durante 8 horas y se deja enfriar durante 16 horas (ver **Figura 4-3**). De esta manera, durante los 6 meses que dura el ensayo, se puede ir monitoreando el comportamiento que tiene el aislamiento y evaluar su condición como se indica en la siguiente sección.

Figura 4-3: Ciclo de energización para el ensayo de envejecimiento de Cable XLPE 15 kV



Elaboración Propia

4.2. Monitoreo de variables eléctricas y resultados

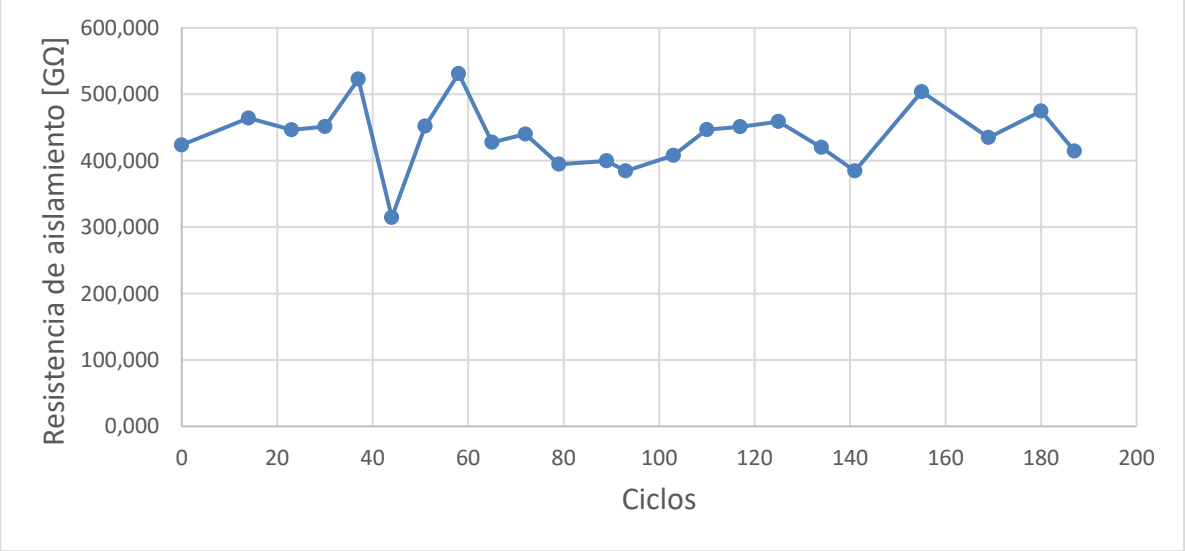
Una vez el ensayo ha iniciado, se puede realizar la medición de variables eléctricas a lo largo de los 180 ciclos de funcionamiento del prototipo. Estas mediciones se pueden realizar en el ciclo de apagado para poder utilizar los instrumentos debidamente sin poner en riesgo la ejecución del ensayo y la seguridad de quien está realizando el monitoreo.

4.2.1. Resistencia de aislamiento

De acuerdo con lo establecido en la **sección 1.3**, la resistencia de aislamiento es un indicador de las condiciones en las que se encuentra un aislamiento. Para este caso, considerando que la muestra bajo ensayo es un cable de 15 kV, se puede tomar como referencia los valores de resistencia de aislamiento indicados por la Tabla 100.1 de la norma ANSI NETA ATS – 2017, donde se esperaría que al menos la resistencia registrada sea superior a 5 GΩ.

La medición de este parámetro se realizó con un Mega óhmetro marca Megger, aplicando una tensión de 5.000 V DC durante 1 minuto entre el conductor central y el apantallamiento. Los resultados de este ensayo se presentan en la **Figura 4-4.**

Figura 4-4: Medición de resistencia de aislamiento para cable XLPE de 15 kV.



Elaboración propia, la hoja de registro con los datos de las mediciones se encuentran en el **Anexo C** del presente documento.

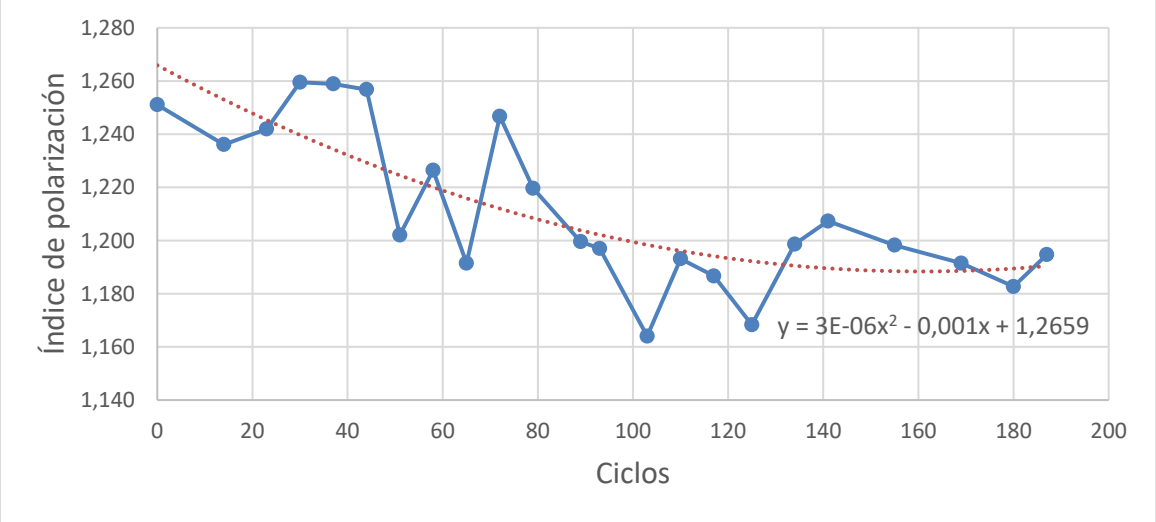
De acuerdo con los datos registrados, no se observa una tendencia específica de envejecimiento o deterioro del material, teniendo en cuenta además que, los valores medidos están muy por encima del límite planteado por la norma de referencia. Por lo anterior, se puede inferir que la resistencia de aislamiento no se redujo considerablemente como para determinar un posible deterioro.

4.2.2. Índice de polarización

De acuerdo con lo establecido en la **sección 1.4**, el índice de polarización nos permite comparar el valor de resistencia de aislamiento de 1 minuto y 10 minutos para determinar si el aislamiento está cambiando y si ha sido sometido a algún tipo de deterioro en sus propiedades. Para este caso, y de acuerdo con la **Tabla 1-2** del presente documento, el índice de polarización debería ser mayor que 1, al menos para descartar que esté en malas condiciones.

La medición de este parámetro se realizó con un Mega óhmetro marca Megger, aplicando una tensión de 5.000 V DC durante 10 minutos, registrando el valor final obtenido y el que se observaba cuando había transcurrido un minuto, esto para poder calcular la relación deseada R_{10min}/R_{1min}. La medición se realizó entre el conductor central y el apantallamiento, los resultados de este ensayo se presentan en la **Figura 4-5.**

Figura 4-5: Medición de índice de polarización para cable XLPE de 15 kV.



Elaboración propia, la hoja de registro con los datos de las mediciones se encuentran en el **Anexo C** del presente documento.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que el índice de polarización si tiene una tendencia a disminuir, a diferencia del valor de resistencia de aislamiento. Si bien, la tendencia indica que el aislamiento puede presentar deterioro a medida que aumentan los ciclos, el valor de IP nunca alcanza a estar por debajo de 1 por lo cual se puede inferir que el aislamiento, aunque se está deteriorando, sigue estando en buenas condiciones. Si se toma como referencia la línea de tendencia obtenida a partir de los resultados (Ver ecuación 4.1) donde el índice de polarización es función del número de ciclos (x), se podría predecir que aproximadamente con 266 ciclos, el índice de polarización empezaría a tomar valores menores que 1.

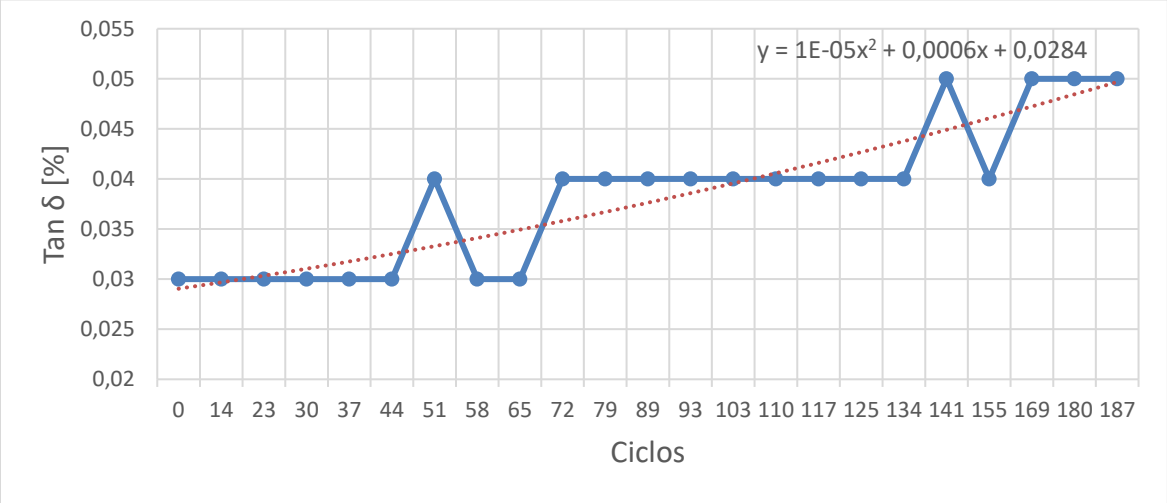
$$IP(x) = e^{-06x2} - 0{,}001x + 1{,}2659 \quad (4.1)$$

Si $x = 266$, $IP = 0{,}999$; así que a partir de este punto podría considerarse que el aislamiento no se encontraría en buenas condiciones.

4.2.3. Tangente delta

De acuerdo con lo establecido en la **sección 1.5**, el factor de disipación o tangente delta (Tan δ) permite evaluar las condiciones de un material aislante. Si dicho conductor presenta impurezas o ha sido sometido a un envejecimiento acelerado como es el caso del ensayo realizado, el cable (con geometría cilíndrica) dejará de comportarse como un capacitor puro, y aparecerá una resistencia en paralelo con la capacitancia. Esto dará como resultado que la corriente ya no se encuentra a un desfase de 90 grados con respecto a la tensión, esta desviación es la que se registra con el medidor de tangente delta. Para este caso la medición se realizó aplicando una tensión de 8,7 kV aproximadamente durante un minuto conectando el electrodo de tensión al conductor central y el electrodo de tierra al apantallamiento del cable. Si el valor de tangente delta aumenta, esto significa que el material está perdiendo sus propiedades aislantes y que está permitiendo la circulación de una mayor corriente resistiva. El comportamiento del valor de tangente delta registrado en la muestra bajo ensayo, se presenta en la **Figura 4-6**.

Figura 4-6: Medición de Tangente delta para cable XLPE de 15 kV.



Elaboración propia, la hoja de registro con los datos de las mediciones se encuentran en el **Anexo C** del presente documento.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se observa que el valor de tangente delta tiene una tendencia a aumentar. El valor inicial registrado de 0,03% da indicio de que el cable no se encontraba en óptimas condiciones cuando empezó el ensayo, ya que teórica y experimentalmente se observó en la **Figura 1-5** que los cables nuevos y en buenas condiciones normalmente tienen un valor de Tan δ cercano a 0,01%. El valor de tangente delta obtenido al final del ensayo de 0,05% señala que la muestra si tuvo un envejecimiento acelerado que según lo analizado en la **Sección 1.5** del presente documento, podría asociarse a un conductor que ha operado alrededor de 30 años. Si bien se registró el aumento de este parámetro, el envejecimiento obtenido no llego a ser tan elevado como para inducir una falla.

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1. Conclusiones

En el desarrollo de la metodología para ejecutar el ensayo de envejecimiento de cables aislados XLPE se logró identificar que, de acuerdo con los lineamientos de la norma IEC60840, lo fundamental es integrar los dos subsistemas que integran la prueba: el circuito de tensión aplicada y el circuito de inducción de corriente. Si bien, la norma de referencia aplica para cables de alta tensión, por las características del procedimiento, este pudo ser aplicado a la muestra de 15 kV (motivo por el cual se consideró el procedimiento como no normalizado). Por otro lado, se observó que el subsistema que representó el mayor reto en la ejecución del ensayo fue el de inducción de corriente, esto debido a que fue necesario diseñar y construir un transformador capaz de inducir la corriente necesaria para alcanzar la temperatura de ensayo. Así mismo, se debió realizar una caracterización del equipo para garantizar su operación de forma continua durante los 180 ciclos definidos en el procedimiento sin que se viera afectada su integridad.

En el diseño y construcción del prototipo de ensayo, fue necesario conectar y energizar por etapas los equipos involucrados en la prueba. Esto con el fin de garantizar las condiciones de ensayo indicadas en la norma y mitigar el riesgo al que se puede exponer el personal y los equipos por tratarse de un ensayo en el que se involucra media tensión y altas temperaturas. En el proceso de energización se debieron utilizar instrumentos de medición que permitieron garantizar los valores de ensayo de referencia considerados dentro del procedimiento, por ejemplo, se utilizó un transformador de potencial para garantizar el nivel de tensión que se aplicó a la muestra, así mismo, se utilizaron bobinas rogowsky y un analizador de potencia para medir la corriente que circulaba por el cable. Para la temperatura, se utilizó en conjunto un termopar tipo J y un registrador, esto teniendo en cuenta que la medición de contacto mostró ser más precisa que una medición con termómetro infrarrojo.

En cuanto al monitoreo de variables eléctricas para evaluación del aislamiento, se observó que de las 3 variables seleccionadas (resistencia de aislamiento, índice de polarización y tangente delta) las variables de índice de polarización y tangente delta fueron las que con mayor claridad indicaron que el material aislante se estaba deteriorando conforme aumentaba el número de ciclos de energización. Si bien se observó que, hubo envejecimiento en la muestra bajo ensayo, el deterioro no fue tan alto como para desencadenar una falla, por lo cual, puede afirmarse que de cara a dar cumplimiento con el criterio de conformidad de la muestra que señala que no se debe presentar disrupción en la muestra, pude concluirse que el cable bajo ensayo pasó satisfactoriamente la prueba.

5.2. Recomendaciones

Con base en la experiencia obtenida durante el presente trabajo, a continuación, se resaltan algunas recomendaciones para futuros trabajos:

1. Es importante que el montaje de ensayo se encuentre en una zona restringida debido a que se energizar a un nivel de tensión que puede ser mortal y se presentan temperaturas que al contacto pueden generar quemaduras.
2. La instalación de los accesorios que hacen parte de la muestra (como terminales premoldeados) deben ser realizados por una persona experimentada en esta actividad para garantizar que se puedan representar las condiciones de operación normal de la muestra bajo ensayo.
3. El montaje debe considerar siempre la instalación de protecciones y equipos de apertura de circuito para que los subsistemas puedan ser controlados de forma independiente o integrados por etapas.
4. Las características de las muestras usadas en el montaje deben ser muy similares en cuento a geometría, longitud y accesorios. Esto con el fin de evitar posibles desbalances en la corriente que circula por cada espira y por lo tanto reducir la diferencia de temperatura que se presente entre el cable bajo ensayo y el cable “dummy”

Anexo A: Hoja de especificaciones cable XLPE 15 kV

Fecha de Edición / Edition Date 22/06/2021 — Revisión / Review 1

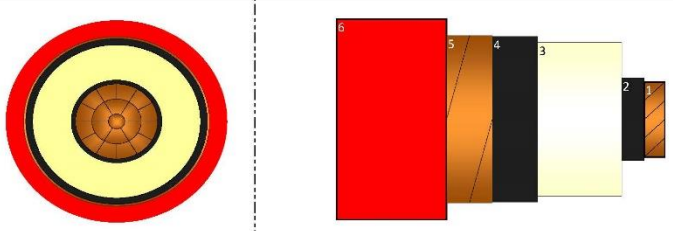
FO-0300-1

Hoja Técnica de Diseño

CENTELSA — Una empresa Viakable

DATOS TÉCNICOS *TECHNICAL DATA*	XLPE Cu 2/0AWG 15kV 100% PC PVC SR ECU	Código/*Code*
		690211573010001102
	DIAGRAMAS Y DIBUJOS EN 3D	208678

CORTE TRANSVERSAL *CROSS-SECTION* — **VISTA LONGITUDINAL** *LONGITUDINAL VIEW* — DIMICAB by Centelsa



Diseñado con el programa DIMICAB, desarrollado por CENTELSA - VIAKABLE / *Designed with DIMICAB software, developed by CENTELSA - VIAKABLE*

Los dibujos son una representación aproximada del producto, algunos detalles y colores pueden variar. */The drawings are an approximate representation of the product, some details and colors may vary.*

Caraterísticas de materiales de construcción y dimensiones. / *Characteristics of building materials and dimensions.*

Conductor Fase / *Phase Conductor*

	Material/Norma *Material/Standard*	Calibre *Size*	Área *Cross Section*	Clase de Cableado *Stranding Class*	N° Hilos *N° Strands*	Resistencia - DC *20°C/68°F (Nom)*	Resistencia - AC *90°C/194°F*	Carga Rotura *Tensile Strength*	Corri. de CC(1s) *Short Circuit Current (1s)*
1. Conductor Fase *Phase Conductor*	Cu	2/0 AWG	67,4 mm²	B	18 "Min"	0,2608 ohm/km	0,3396 ohm/km	1492 kg	9,602 kA
	ASTM B496		133 kcmils			0,0795 ohm/kft	0,1035 ohm/kft	3289 lb	

	Material *Material*	Espesor *Thickness*	Diámetro *Diameter*
2. Blindaje sobre Conductor *Conductor Shield*	XLPE Semiconductor Extruido	0,15 mm (min)	10,57 mm
	Extruded Semicon XLPE	6 mils (min)	416,14 mils

	Material *Material*	Norma Técnica *Standard*	Espesor *Thickness*	Resis. Aisl. 15,6°C(MΩ) *Insul. Resis. 15,6°C(Min)*	Temperatura *Temperature*	Tensión Nominal *Rated Voltage*	Tensión Prueba *Voltage Withstand*	Gradiente Tensión *Voltage Gradient*	Diámetro *Diameter*
3. Aislamiento *Insulation*	XLPE	ICEA S-93-639	4,45 mm (Nom)	1628 Mohm-km	90 °C	15 kV 100%	35 AC kV	2,66 kV/mm	19,55 mm
			175 mils (Nom)	5341 Mohm-kft	194 °F			67,68 V/mils	769,69 mils

	Material *Material*	Espesor *Thickness*	Diámetro *Diameter*
4. Blindaje sobre Aislamiento *Insulation Shield*	XLPE SemiconductorExtruidoRemovible	0,61 mm (min)	21,15 mm
	Strippable Extruded Semicon XLPE	24 mils (min)	832,68 mils

	Material *Material*	Aplicación *Application*	Resistencia *Resistance*	Corri. de CC(1s) *Short Circuit Current (1s)*	Traslape *Overlap*	Espesor *Thickness*	Diámetro *Diameter*
5. Cinta *Tape*	CU	Cerrada	5,5669 ohm/km	0,601 kA	15%	0,0635 mm	21,34 mm
		Closed	1,6968 ohm/kft			2,5 mils	840,18 mils

	Material *Material*	Norma Técnica *Standard*	Color *Color*	Espesor *Thickness*	Diámetro *Diameter*
6. Chaqueta General *General Jacket*	PVC	ICEA S-93-639	Roja	1,8 mm - (Min)	25,62 mm
			Red	70,0 mils - (Min)	1009 mils

Información General / *General Information*

	Peso Total Aproximado *Approximate Total Weight*	Ampacidad *Ampacity*	Inductance *Capacitance*	Reactance Induct/Capacit	Tensión Halado *Pulling Tension*	Radio de Curvatura *Bending Radius*	Presión Lateral *Sidewall Pressure*	Diámetro *Diameter*
General	1147 kg/km	230 A	0,391 mH/km	0,147 ohm/km	472 kg-Conduc 110 kg-Chaq.	308 mm	744 kg/m	25,62 mm
General	771 lb/1000ft		207,784 pF/m	12,766 kohm-km	1041 lb-Conduc 244 lb-Jacket	12,13"	500 lb/ft	1,01"

Nota: Criterios de ampacidad: NEC, Tabla 310-77/78, Tc: 90°C, Tamb: 40°C, 3 conductores en ducto eléctrico subterráneo

Note: Criterial of Ampacity : NEC, Table 310-77/78, Tc: 90°C, Tamb: 40°C, Three Conductors per Electrical Duct

Marcación / *Marking*

Impresión Relieve o Tinta *Embossment or Ink Printed*	CENTELSA XLPE Cu 90°C 2/0 AWG 15 kV 100% PC PVC SR - COLOMBIA

Nota: Leyendas a intervalos Máximos de: 610 mm / *Note: The length between legends of Marks is: 610 mm*

Empaque / *Package*

Tipo de Empaque *Package Type*	Carrete N° *Reel Ref.*	Longitud *Length*	Diámetro Externo *External Diameter*	Diámetro Interno *Drum. Diameter*	Ancho *Width*	Peso Bruto *Gross Weigth*
Bobina	B3014HI	1000 m	1400 mm	650 mm	914 mm	1330 kg
Reel		3281 ft	55,12 "	25,59 "	35,98 "	2932 lb

Observaciones y/o Desviaciones // *Observations and/or Deviations*

Los valores aquí indicados están sujetos a las tolerancias normales de manufactura y/o de normas. / *Values here in indicated are subjet to normal manufacturing and/or standards tolerances.*

Los Medidores de longitud de CENTELSA, son de Precisión Clase I, cuyo error máximo permitido de la longitud medida es del 0.25% (Nota: clase II=±0.5%; clase III=±1.0%)

Meters CENTELSA length, are of precision Class I, whose maximum permissible error of the measured length is 0.25% (Note: Class II = ± 0.5%, class III = ± 1.0%)

Anexo B: Informe de actividades y montajes realizados para el estudio del circuito de calentamiento de cables para el ensayo de pre-cualificación de conductores de alta tensión.

Resumen: *El presente informe tiene como objeto recopilar la información correspondiente a los experimentos llevados a cabo hasta la fecha en el marco del proyecto "Ensayo de pre-cualificación de conductores de alta tensión" liderado por el Laboratorio de Investigación en Alta Tensión y Energías Renovables LIAT-RE. En específico se habla del circuito de calentamiento cíclico usando inducción de corrientes en el cable para llevar al mismo a temperaturas superiores a 90°C. La estructura del informe presenta inicialmente los ensayos realizados con los materiales disponibles en el laboratorio, la construcción de un transformador de inducción de corriente y su caracterización eléctrica, las pruebas de medición de temperatura y finalmente un montaje de dos cables calentados en simultáneo por la misma fuente.*

I. Marco Teórico

Antes de proceder con la descripción de los ensayos realizados se presentará el objetivo de la elaboración de estos con base al bagaje teórico y lo presentado en la normativa de referencia IEC 60840.

Circuito de inducción de corriente*:* dado que el ensayo requiere la aplicación de tensión al cable cuando éste se encuentra calentándose a una temperatura a 90°C o más, es mandatorio forzar una circulación de corriente por el cable que cumpla la tarea de servir como fuente de calor, calentándolo a la temperatura deseada.

El método establecido en la normativa para forzar esta circulación de corriente es el de inducción usando transformadores de corriente. Como se muestra en la Figura 1, tomada de un anexo del estándar de referencia, es necesario inducir corriente en dos tramos del

mismo cable, el primero siendo la muestra que se desea probar y a la cual se le aplica tensión y el segundo siendo un cable "*dummy*" de menor longitud empleado para monitorear la temperatura del conductor; el aislamiento del *dummy* se ve comprometido pues para medir temperatura en el conductor se hace necesario intervenirlo y perforarlo, esta es la razón por la cual se utiliza el segundo cable y no la muestra de prueba directamente. Este cable *dummy* también debe presentar el mismo valor de corriente que el cable de prueba y mismas condiciones ambientales para poder asegurar temperaturas equivalentes entre los dos.

Los elementos primordiales para conseguir el montaje de calentamiento por inducción de corriente, representados en la Figura 1, son:

- Transformador de inducción de corriente (CT) (1)
- Cable de prueba (3)
- Cable dummy (4)
- Fuente reguladora de tensión para CT (no presente en la figura)
- Medidor de corriente (5)
- Termómetro o indicador de temperatura (6 - 10)
- Sistema de registro de datos y control de tensión (no presente en la figura)

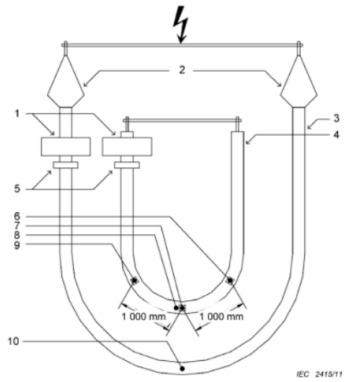


Figura 1. Montaje de prueba de pre-cualificación de cables subterráneos con cable de prueba y cable "dummy" [1]

Los transformadores de inducción son básicamente núcleos magnéticos con bobinados acoplados al cable de prueba cuando este atraviesa el centro del núcleo y se pone en cortocircuito.

II. Ensayos preliminares

Inicialmente, la información respectiva al calentamiento inductivo del cable a ensayar era apenas la descrita por la normativa IEC 60840 sección 13 y simulaciones previas del montaje usando el método de elementos finitos con el software *COMSOL multiphysics*. Dado que en la simulación realizada se encontraba una amplia incertidumbre acerca de la veracidad de los parámetros ingresados se optó por realizar ensayos de prueba utilizando los elementos disponibles en el laboratorio que dieran un indicador de qué tan verídicos eran los resultados de simulación.

Primer ensayo: para la primera prueba se tomaron los siguientes materiales disponibles en el almacén de equipos del departamento de ingeniería eléctrica y electrónica:

- CTs construidos con núcleos ferromagnéticos rectangulares y bobinas de 500 vueltas 2A.
- Autotransformador variable 0-140 V.
- Cable calibre 8 AWG de 2 metros de longitud.
- Pinza amperimétrica con núcleo magnético 0-600 A.

El montaje realizado se presenta en la Figura 2. Para este experimento se usó sólo un CT y luego se conectaron dos de los mismos en paralelo a la misma fuente, duplicando la densidad de campo magnético que induce corriente en el cable utilizado. Los resultados finales de tensión de la fuente contra corriente inducida se resumen en la Figura 3.

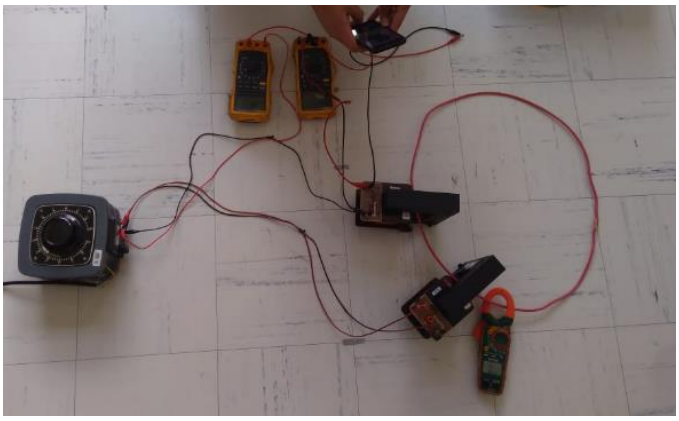


Figura 2 Montaje de primera prueba de calentamiento realizada a cable de calibre 8 AWG.

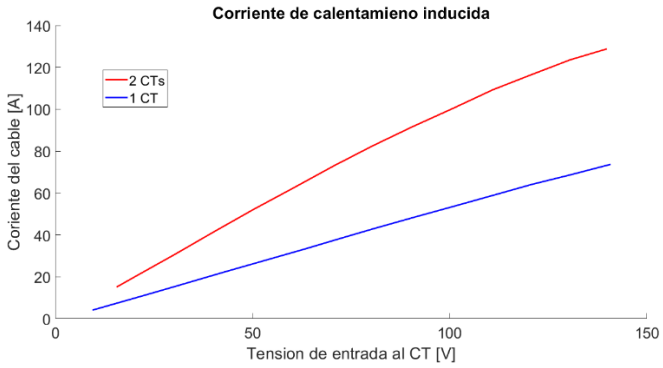


Figura 3 Gráficas de inducción de corriente en el cable de prueba para 1 y 2 CTs

Analizando la Figura 3 se encuentra que el comportamiento de esta gráfica debe ser lineal, el cambio de pendiente visualizado en la curva de 2 CTs es ocasionado por el cambio en la resistividad del conductor debido al incremento de temperatura, a pesar de que esta variable no fue estudiada en esta prueba es natural inferirlo dado al tiempo que tardó la medición y a que la corriente circulante por el cable fue mucho mayor a la máxima permitida para este calibre. Se observó que la máxima corriente inducida con los elementos empleados fue cercana a 130 A.

Se propuso una segunda prueba cambiando el cable utilizado por uno de mayor calibre y empleando más núcleos ferromagnéticos conectados en paralelo.

***Segundo ensayo**:* como se mencionó, esta vez se repitió el montaje de la Figura 3 incrementando a **ocho** (n=8) los CTs empleados y cambiando el cable a uno de calibre **500 kcmil** con longitud de **3.6 metros.** Para esta prueba, la fuente de tensión de los CTs se regulaba a 120 V; a medida que ingresaban CTs al circuito se medía la corriente inducida utilizando una pinza amperimétrica con núcleo magnético **0-1000 A**, los resultados obtenidos se muestran en la Figura 4.

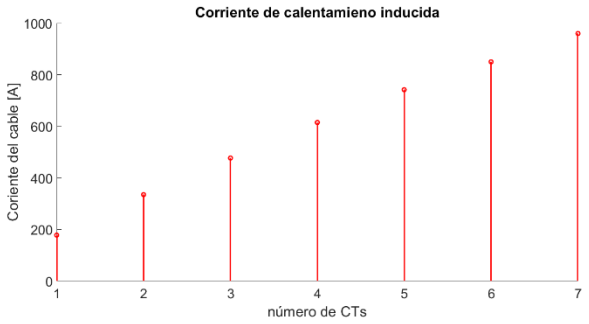


Figura 4 Corriente de calentamiento inducida al cable de prueba con tensión de alimentación fija (120 V).

Con este experimento se verificó lo siguiente:

- Para los cables de menor resistencia es más sencillo inducir altas corrientes con un mismo transformador, pues es el mismo cable quien afecta la impedancia equivalente vista por la fuente.
- No se consiguió medir la corriente inducida con ocho CTs simultáneos, pues a la tensión de 120 V, la corriente superaba el rango del instrumento de medida (hasta 1000 A), la máxima corriente observable fue de 960 A.
- Esta vez se visualiza un incremento lineal en la corriente inducida pues cada medida se realizó relativamente rápido y se esperó a que el cable enfriara a temperatura ambiente antes de tomar la siguiente medida.
- Se identificó un decremento en la corriente cercano a las decenas de amperios al medir con 2 pinzas amperimétricas en simultáneo, se asume que esto es debido al núcleo ferromagnético de cada una, el cual incrementa la inductancia final del circuito.
- También se presentaron variaciones en la medición de corriente al mover las pinzas amperimétricas y cambiar la forma del lazo de cable.

Los ensayos realizados fueron suficientes para evaluar las simulaciones, que presentaron errores de hasta 30% y que fueron ajustadas al cambiar los parámetros del material

ferromagnético, el cual se desconocía antes de hacer los experimentos. El siguiente paso por seguir fue la elaboración de un transformador de corriente que sería usado en las futuras pruebas ilustrativas y de caracterización de cables disponibles en el laboratorio.

III. DISEÑO Y CARACTERIZACIÓN DE FUENTE DE INDUCCIÓN DE CORRIENTE

***Diseño del CT**:* El diseño del CT a construir inició tomando como referencia los CTs del departamento utilizados en los ensayos preliminares y también los diferentes materiales para núcleo ferromagnético disponibles en el mercado, siendo estos:

a) Núcleo rectangular usando láminas de transformador.
b) Núcleo toroidal usando fleje continuo.

Para tomar la decisión de la construcción del CT se compararon las geometrías de cada uno, el área efectiva por la cual hay flujo magnético y su rendimiento en simulación; en los tres casos, el núcleo toroidal presentó ventajas sobre el núcleo rectangular (teniendo en cuenta el material disponible en el mercado, la mayor lámina rectangular es de 25 cm x 15 cm y un fleje continuo de 9 cm de ancho), siendo el toroidal un núcleo con mayor área en aire para introducir cables de hasta **8 cm** de diámetro, mientras que el rectangular sólo admite un máximo diámetro de **5 cm**, el área efectiva para flujo magnético del núcleo toroidal es **1.6 veces mayor** en comparación al núcleo rectangular con la misma cantidad de acero magnético y en simulación, el núcleo toroidal indujo cerca de **1.5 veces más** corriente que el diseño rectangular, por esta razón se procedió a construir el transformador de corriente con un diseño de núcleo toroidal.

Se adquirieron los siguientes materiales para su construcción:

a) 10 kg de fleje continuo de acero magnético de 9 cm de ancho.
b) Alambre de cobre calibre 12 AWG con aislamiento de 500 V.

Se realizó el bobinado correspondiente de 2 capas que terminó teniendo 175 vueltas alrededor del núcleo toroidal. Fotos del proceso de manufactura y el resultado final se presentan en la Figura 5.



Figura 5 izq. Fleje de acero magnético enrollado como núcleo toroidal. der. Transformador de corriente final, con bobinado de 175 vueltas.

El CT fue implementado como fuente de inducción al mismo cable del segundo ensayo preliminar (500 kcmil, 3.6 m) siendo alimentado a 120 V y obteniendo una corriente de inducción de 536 A, un resultado bastante favorable y prometedor si se compara con la corriente inducida en los ensayos preliminares, pues sólo un CT toroidal consiguió inducir lo mismo que 3 de los CTs construidos con los materiales del almacén en el mismo cable.

Caracterización eléctrica del CT: al tratarse de un transformador, se realizaron pruebas equivalentes para poder caracterizarlo, siendo estas: medición de impedancia, prueba en vacío y en cortocircuito.

La medición de impedancia del CT se realizó empleando un puente H de impedancias a frecuencia de 60 Hz dando como resultado una inductancia de **L =1.84 H** y una resistencia de **R=215 Ω** en el modelo de impedancia serie**.** La Figura 6 ilustra un registro fotográfico de esta medición.



Figura 6 Medición de impedancia del CT elaborado

A continuación, se realizaron ambas pruebas eléctricas para transformadores obteniendo las curvas representadas en la Figura 7. Para ambas pruebas se tuvo la limitante de la fuente de tensión variable, la cual llegaba únicamente hasta 140 V; para la

prueba en corto se utilizaron trece cables calibre 8 AWG de 0.5 metros de longitud cada uno, conectados en corto a través del área de aire en el centro del CT, el uso de múltiples cables (como se ilustra en la Figura 8) permitió la inducción de altos niveles de corriente en cada cable que sumados se reflejaban como una alta corriente en el bobinado primario, aun así, no se consiguió llegar a corriente nominal en el bobinado del CT (25 A), pero, el resultado obtenido en la curva de cortocircuito es bastante prometedor, pues indica que el CT maneja corrientes inducidas de más de 3000 A con facilidad.

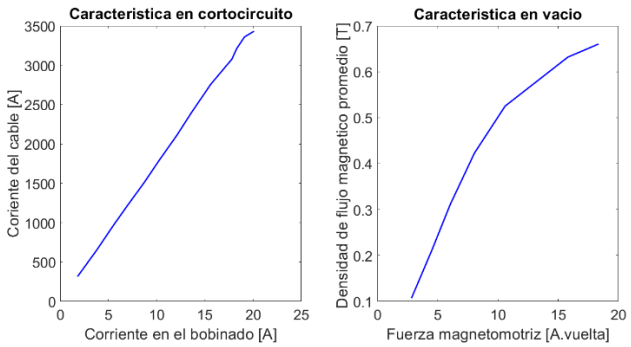


Figura 7 Características del transformador de corriente elaborado.

Para la característica de vacío se midió tensión a la entrada del CT, con la cual se calculó la densidad de flujo magnético promedio y se midió también la corriente que circula por el bobinado del CT, con ella es posible calcular la fuerza magnetomotriz multiplicando por el número de vueltas N del bobinado.

Es importante resaltar que esta característica no presenta el verdadero valor de saturación del material, pues al ser una configuración toroidal, la densidad de campo no es homogénea y la parte más interna tarda menos en saturarse; al presentarse la densidad de campo como un valor promedio no es posible discriminar cual es el valor para el cual se encuentra saturada la parte más interna del toroide, se estima que para valores cercanos a los 240 V el toroide se encontrará completamente saturado en vacío.

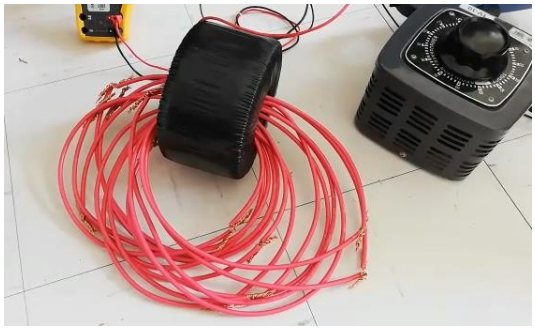


Figura 8 Montaje para la prueba de cortocircuito del CT, todos los cables empleados se reflejan como un corto franco para el transformador de corriente

IV. MEDICIÓN DE TEMPERATURA

Luego de poseer una fuente de inducción suficientemente holgada para forzar corriente y caracterizar los cables de media tensión que se requieren probar de acuerdo con el estándar de referencia, los esfuerzos del proyecto se direccionaron a conseguir una medición de temperatura confiable, para ello se seleccionaron dos tipos de indicadores de temperatura a usar: termopares de contacto y medidores ópticos en el espectro infrarrojo. Se presentaron una gran cantidad de inconvenientes en esta tarea, siendo el principal y más grande, el de la inconsistencia en la medición utilizando diferentes sensores e indicadores, los elementos de medición que se usaron en los experimentos fueron:

- Diferentes termopares tipo k
- Termómetro infrarrojo MLX90614ESF
- Termómetro digital Fluke 54II
- Registrador de temperaturas Yokogawa MW100
- Módulo de interfaz temperatura-digital MAX6675
- Microcontrolador y registrador Arduino Mega 2560

Mediciones con marco de aluminio: Se propusieron diferentes metodologías para comparar el comportamiento en la medición de temperatura utilizando el dispositivo Arduino; sin embargo, al no poseer un elemento patrón de temperatura (se hicieron verificaciones con hielo y agua caliente, pero ninguna fue satisfactoria con la temperatura teórica esperada), era incierto saber con seguridad si la medida otorgada por el termómetro Fluke era certera, de manera que se propuso la elaboración de un elemento patrón con el que fuera posible relacionar las mediciones de temperatura de los termopares con el

sensor infrarrojo. Con esto en mente se elaboró un marco de aluminio que fue calentado induciéndole corriente con el CT.

La temperatura de este marco es constante en los alrededores del centro de sus lados, de manera que se dispuso de un termopar y el registrador Yokogawa, pintura en aerosol color negro mate con emisividad cercana a 0.95 y un termómetro infrarrojo apuntando a la sección pintada del marco, el marco de aluminio empleado junto con el CT se visualiza en la Figura 9.



Figura 9 Montaje de calentamiento de marco de aluminio para comparación en la medición de temperaturas

La medición de temperatura empleando termopares y el registrador Yokogawa se consideró como la medida guía sobre la cual se evalúan y corrigen las medidas obtenidas con el registrador Arduino; sin embargo, para que esta medición guía fuera considerada válida, se tuvo que utilizar un termopar con una terminación relativamente pequeña en comparación al grosor del marco de aluminio, el marco de aluminio fue perforado formando una cuña en la que la terminación del termopar encajaba perfectamente, luego, el termopar fue soldado en este espacio para garantizar homogeneidad en el área a medir y se verificó que los cables del termopar no se entorcharan antes en su terminación.

Tanta rigurosidad fue sumamente necesaria para eliminar las inconsistencias que se presentaban al medir el marco únicamente con contacto directo de los sensores. Se comprobó que la temperatura medida de esta manera era correcta al calentar el marco de aluminio a 200 °C y observar que, al colocar soldadura de estaño en la superficie, esta cambiaba de estado sólido a líquido, correspondiendo con su temperatura de fundición.

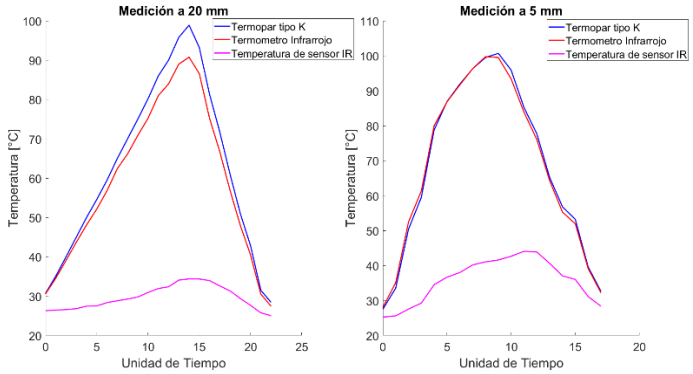


Figura 10 Medición de temperatura del marco de aluminio usando termopar y sensor infrarrojo.

Se realizaron dos mediciones de calentamiento, la primera con el sensor infrarrojo a 20 mm de separación de la sección pintada del marco y la segunda a una distancia de 5 mm, los resultados, comparados con la medición del termopar empleado se presentan en la Figura 10. Se observa que al encontrarse el sensor infrarrojo más cerca del objetivo de medición la diferencia con respecto al termopar de referencia disminuye. El máximo error encontrado a una distancia de separación de 20 mm fue de 8.15 °C con respecto al termopar, mientras que al separar el sensor a una distancia de 5 mm el máximo error encontrado fue de apenas 2.51 °C, el cual es considerado aceptable. La causa de estos errores en principio fue otorgada al calentamiento del sensor infrarrojo, el cual, de acuerdo con su hoja de datos mide correctamente hasta temperaturas de 30°C, sin embargo, dado que los errores más grandes se presentaron cuando el sensor se encontraba más lejano del objetivo y a una temperatura por debajo de los 30°C, se concluyó que el ángulo de apertura del sensor es tal que algunas de sus celdas ópticas no apuntan directamente al objetivo sino a sus alrededores, afectando el valor promedio de temperatura que el sensor entrega, esto se verificó en la segunda prueba realizada, esta vez sobre un cable de prueba.

Mediciones en cable de prueba: con los experimentos anteriores usando la lámina de aluminio se verificó que el sensor infrarrojo es una buena alternativa para medir materiales expuestos en aire con intervención mínima (sólo es necesario aplicar una capa de pintura) siempre que el sensor sea direccionado en su totalidad hacia el objetivo, lo cual se cumple cuando la distancia de separación entre el sensor y la superficie es significativamente pequeña en comparación al área del objetivo a medir. Ya que la medición de temperatura

se realiza sobre un cable subterráneo de alta tensión, fue preciso tomar una muestra de un cable que sirve de este propósito. Las características del cable seleccionado son:

- Calibre 2/0 AWG
- Aislamiento en XLPE para 15 kV
- Longitud de 0.5 m

Se tomó una muestra de pequeña longitud en veras de calentarla en un menor tiempo. El mismo tipo de cable es empleado en pruebas ilustrativas futuras, en donde también se aplica tensión al aislamiento.

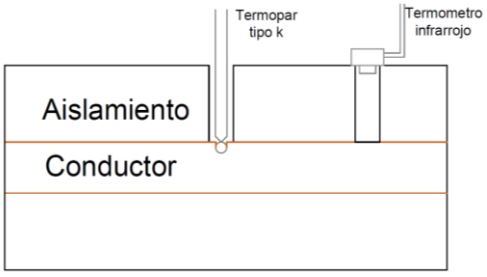


Figura 14 Corte transversal del montaje para medición de temperatura realizada en el cable de prueba 2/0 AWG 15 kV.

La muestra, al igual que con el marco de aluminio, fue calentada induciendo corrientes usando el CT construido. La medición de temperatura fue realizada como se presenta en la Figura 11, en donde el termopar de referencia fue ajustado y soldado al conductor del cable; por su parte, el termómetro infrarrojo fue puesto en una cavidad perforada del aislamiento del cable apuntando hacia el conductor que posee una capa de pintura negra mate para aumentar su emisividad. Los resultados de las mediciones realizadas se presentan en la Figura 12.

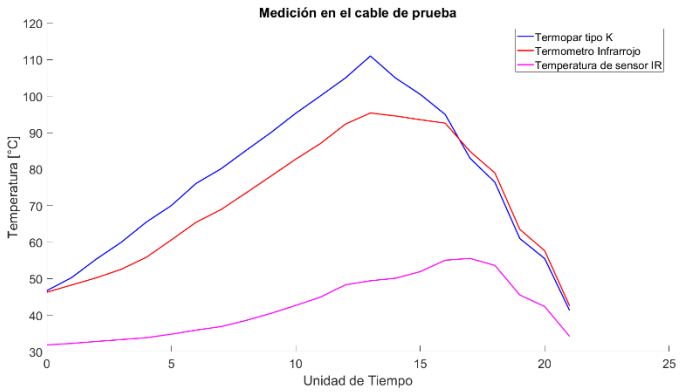


Figura 12 Medición de temperatura sobre el cable de prueba usando termopar y termómetro infrarrojo

Se observa que la respuesta del termómetro infrarrojo presentó mediciones significativamente menores a la referencia en el proceso de calentamiento y mayores en el proceso de enfriamiento. Este comportamiento se debe a la separación entre el sensor y su objetivo; el ángulo de apertura del sensor ocasiona que varias de sus celdas registren la temperatura del aislante que rodea al sensor en lugar a la del objetivo. La temperatura a la cual se encuentra el aislante es menor a la del objetivo en el proceso de calentamiento y mayor en el proceso de enfriamiento, lo cual coincide con las mediciones adquiridas. Con esto se concluye que es necesario medir con un sensor infrarrojo de corto ángulo de apertura o focal, de manera que los elementos que se encuentren alrededor del objetivo no afecten el cálculo de la temperatura promedio del termómetro. Hasta no adquirir un tipo de sensor infrarrojo con estas especificaciones la medición de temperatura deberá realizarse con un termopar, interviniendo el cable, no sólo en su aislamiento, sino también en su conductor, pues la unión del termopar debe encontrarse inmersa en el área que se desea medir para garantizar homogeneidad en la temperatura que lo rodea.

V. ENSAYO ILUSTRATIVO DE PRUEBA FINAL

Al completar los ensayos de medición de temperatura en la muestra de cable se decidió emplear termopares de contacto para realizar la medición de temperatura en el conductor, lo que significa realizar una perforación al aislamiento y el mismo conductor con el fin de realizar una medición correcta con el sensor.

En este ensayo se incluyeron dos muestras del cable empleado (2/0 AWG, 15 kV) ambos con una longitud de 5m, la cual es la longitud mínima del cable *dummy* del ensayo oficial de pre-cualificación, usando cables de esta longitud es posible verificar que la fuente construida puede ser empleada para calentar los cables *dummy* del ensayo final. El montaje de este ensayo ilustrativo incluye también un transformador elevador para la aplicación de tensión al cable que no se le perforará el aislamiento. El listado de elementos empleados en el montaje es el siguiente:

- 2 cables calibre 2/0 AWG de 5 metros de longitud con aislamiento en XLPE para 15 kV.
- 2 autotransformadores 0 - 220V
- Transformador elevador 225 V:34500 V
- CT para inducción de corrientes de calentamiento con devanado de 175 vueltas (previamente construido)
- Termopar tipo K
- Registrador Yokogawa MW100
- Fluke 345 con bobinas Rogowski

El montaje final es presentado en la Figura 13, en donde, a mano izquierda pueden observarse los elementos de potencia (CT, cables y transformador elevador) y en la parte inferior derecha, los de control (autotransformadores, registrador Yokogawa e interruptores).



Figura 103 montaje realizado para calentamiento de dos cables calibre 2/0 AWG

En inicio se realizaron las conexiones del circuito de aplicación de alta tensión y se verificó el comportamiento y la adecuada relación de transformación del transformador elevador empleando un transformador de potencial calibrado para medir su salida. Se decidió energizar el cable a un potencial de 22500 V; comparando la medición del transformador de potencial con la del variac de entrada, se determinó que en el lado de baja tensión es necesario energizar a 147 V y de esta manera se ajustó la fuente variable para el circuito de tensión. Por otra parte, para el circuito de corriente fue necesario realizar más pruebas de verificación para ajustar la fuente del CT al valor ideal que permite calentar ambos cables a una temperatura de 90°C. Este proceso tuvo un análisis previo realizado en simulación, se elaboraron dos modelos electro.-térmicos del sistema, uno con elementos finitos utilizando el software *COMSOL multiphysics* y un segundo modelo basado en parámetros concentrados que se resumió en un par de ecuaciones diferenciales resueltas en el software *MATLAB simulink,* en ambos casos se calculó que es necesaria una corriente que se encuentre entre el rango de 380-420 A.

Dado que ambos modelos son sensibles a la convección y hay incertidumbre en referencia al cambio de los parámetros del material con respecto a la temperatura, es complicado obtener un modelo completamente fiel al montaje experimental; sin embargo, ambas simulaciones realizadas sirvieron de guía para el ensayo real. En inicio se eligió inducir una corriente de 430 A en el cable, pero se observó que la temperatura que se alcanzaba transcurridas tres horas era cercana a los 98°C, además, para este primer ensayo sólo se registró información por dos horas y se midió corriente usando una pinza amperimétrica con núcleo ferromagnético. De esta manera se optó por repetir el experimento, esta vez disminuyendo la corriente inicial inducida a 400 A, registrando temperaturas hasta por seis horas y cambiando la pinza amperimétrica por un par de aros con núcleo de aire y un Fluke 435 para la lectura de estos. El montaje de estos aros queda registrado en la Figura 14.



Figura 114 Medición de corriente en los lazos de cable de prueba utilizando bobinas Rogowski.

Los resultados del primer ensayo se ilustran en la Figura 15, donde también se presenta una comparación entre las mediciones tomadas y las dos predicciones utilizando los modelos elaborados. Dado que los materiales cambian sus propiedades con la temperatura, las mediciones experimentales presentaron una disminución en la corriente que circula por el cable transcurrido cierto tiempo debido a un incremento en la resistividad del cobre; un mismo comportamiento se presenta también en la capacidad y conductividad térmica del XLPE [2]. En el modelo de parámetros concentrados se escogieron los parámetros constantes del material que hacían que la respuesta de temperatura del sistema se acercara más al comportamiento registrado, ajustando en específico:

- Capacidad térmica del material=4000 J/°C.kg
- Conductividad térmica = 0.25 W/°C.m
- Corriente de entrada fija en 380 A

Por su parte, el modelo desarrollado en *COMSOL* permite cambiar los parámetros del material como una función de la temperatura. Al igual que con el modelo de parámetros concentrados, se tomó como base el trabajo de Yong Lee et al [2] para ajustar los parámetros del material, dando como resultado las características de la Figura 15.

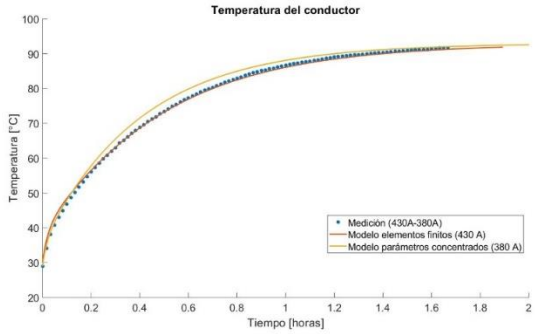


Figura 125 Resultados de primer ensayo de calentamiento en cable de prueba junto a predicciones de modelos elaborados

Los resultados presentes en la Figura 15 muestran que ambos modelos son buenas aproximaciones del comportamiento dinámico real inclusive cuando estos no tienen en cuenta el cambio de los parámetros del material debido al incremento de la temperatura. Estos modelos serán posteriormente utilizados para evaluar cambios en la temperatura de los conductores de acuerdo con una entrada específica de corriente.

VI. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

Luego de ejecutar el ensayo ilustrativo fue posible validar y ajustar las aproximaciones matemáticas del ensayo que se realizaron en los softwares de simulación empleados. Durante el desarrollo del primer ensayo ilustrativo y los preparativos del segundo se presentó un desbalance en las corrientes de los dos cables de hasta 7 amperios, lo cual se traduce como una diferencia porcentual de 1.8%, que desafortunadamente queda por fuera de referencia de acuerdo con lo establecido en la normativa IEC 60840, que exige un 1% de error como mucho. Este desbalance es natural si se considera la incertidumbre del montaje utilizando apenas una única fuente de inducción de corrientes, pues la impedancia de ambos cables presenta una ligera diferencia. El efecto de este error en corrientes se traduce a su vez como una diferencia en las temperaturas de los cables, con el de mayor corriente calentándose un par de grados más que el otro. Para evaluar qué tanto más se calienta el cable con mayor corriente se realizó la correspondiente simulación luego de ajustar los modelos con las mediciones experimentales realizadas. Para una entrada de corriente de 400 y 407 A se presentaron diferencias en temperaturas de hasta 4°C, una diferencia que empieza a limitar con el rango máximo de temperatura permitida en la normativa (90°C ± 5K). Por este motivo se plantean los siguientes ejercicios como trabajo futuro en el desarrollo de este ensayo ilustrativo y la prueba final en general:

- Balancear las corrientes en ambos cables por medio del incremento en la inductancia en el cable que presente mayor corriente. Esto se logrará enrollando fleje ferromagnético en un tramo del cable. Las corrientes circulantes por el fleje inducirán un campo magnético a través del fleje y por efecto de esta inducción magnética la corriente disminuirá, permitiendo igualar las magnitudes de corriente de ambos cables.
- Desarrollar y ajustar una plataforma de adquisición de datos de temperatura y corriente en el cable utilizando un microcontrolador Arduino y los elementos de medición Fluke 435 y Yokogawa MW100 como referencia.
- Desarrollar los sensores de corriente y temperatura correspondientes para la plataforma de adquisición de datos; para la medición de temperatura se utilizarán termopares de contacto tipo K, esta vez con una interfaz análoga digital que envié la señal al microcontrolador. Por otra parte, para la adquisición de corriente se construirán dos transformadores de corriente de tipo toroidal y un circuito rectificador de la señal para poder obtener una lectura con el microcontrolador.

Al finalizar las tareas propuestas será posible realizar la inducción de corrientes de calentamiento en las muestras junto con un registro de las variables eléctricas y térmicas del mismo proceso, dando vía libre al ensayo con inyección de alta tensión en simultáneo.

VII. REFERENCIAS

[1] IEC 60840 “Power cables with extruded insulation and their accesories for rated voltages above 30 kV (Um=36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) – Test methods and requirements” IEC International Standard, Ed. 4, 2011-11

[2] K. -. Yong Lee, J. -. Seok Yang, Y. -. Sung Choi and D. -. Hee Park, "Specific Heat and Thermal Conductivity Measurement of XLPE Insulator and Semiconducting Materials," *2006 IEEE 8th International Conference on Properties & applications of Dielectric Materials*, Bali, 2006, pp. 805-809.

Anexo C: Hojas de registro para la medición de parámetros eléctricos en la ejecución del ensayo de envejecimiento.

Tabla C-1: Medición de resistencia de aislamiento

Fecha	V aplicada [V]	Resistencia de aislamiento [GΩ]	Humedad relativa [%]	Temperatura ambiente [°C]	Observación
2019-08-28	5100	424	51,5	18,0	Inicio del ensayo
2019-09-11	5098	464	39,9	21,6	NA
2019-09-20	5097	446	49,0	20,6	NA
2019-09-27	5104	451	39,9	21,6	NA
2019-10-04	5105	523	47,4	20,7	NA
2019-10-11	5103	315	60,9	18,8	NA
2019-10-18	5107	452	61,2	18,6	NA
2019-10-25	5106	531	60,0	20,0	NA
2019-11-01	5104	428	52,6	20,2	NA
2019-11-08	5099	440	48,3	23,3	NA
2019-11-15	5100	395	56,7	20,4	NA
2019-11-25	5107	400	55,2	17,0	NA
2019-11-29	5106	384	63,8	19,0	NA
2019-12-09	5105	408	60,0	18,0	NA
2019-12-16	5106	447	48,0	19,0	NA
2019-12-23	-	-	-	-	Inicio pausa ensayo
2020-01-06	-	-	-	-	Reanudación ensayo
2020-01-07	5104	451	58,5	20,0	NA
2020-01-15	5108	459	48,0	17.1	NA
2020-01-24	5106	420	50,1	19,0	NA
2020-01-31	5102	384	47,5	18,5	NA
2020-02-14	5106	504	48,0	17,0	NA
2020-02-28	5104	435	52,0	18,2	NA
2020-03-10	5106	475	53,2	17,9	NA
2020-03-17	5098	414	54,0	18,0	Fin del ensayo

Nota: entre el 23 de enero de 2020 y el 06 de enero de 2021 el ensayo se pausó por motivos de seguridad, dado que no había personal en el laboratorio ni acceso al mismo, esto está permitido según los lineamientos de la norma.

Tabla C-2: Medición de índice de polarización

Fecha	V aplicada [V]	Índice de polarización	Humedad relativa [%]	Temperatura ambiente [°C]	Observación
2019-08-28	5100	1,25	51,5	18,0	Inicio del ensayo
2019-09-11	5098	1,24	39,9	21,6	NA
2019-09-20	5097	1,24	49,0	20,6	NA
2019-09-27	5104	1,26	39,9	21,6	NA
2019-10-04	5105	1,26	47,4	20,7	NA
2019-10-11	5103	1,26	60,9	18,8	NA
2019-10-18	5107	1,20	61,2	18,6	NA
2019-10-25	5106	1,23	60,0	20,0	NA
2019-11-01	5104	1,19	52,6	20,2	NA
2019-11-08	5099	1,25	48,3	23,3	NA
2019-11-15	5100	1,22	56,7	20,4	NA
2019-11-25	5107	1,20	55,2	17,0	NA
2019-11-29	5106	1,20	63,8	19,0	NA
2019-12-09	5105	1,16	60,0	18,0	NA
2019-12-16	5106	1,19	48,0	19,0	NA
2019-12-23	-	-	-	-	Inicio pausa ensayo
2020-01-06	-	-	-	-	Reanudación ensayo
2020-01-07	5104	1,19	58,5	20,0	NA
2020-01-15	5108	1,17	48,0	17.1	NA
2020-01-24	5106	1,20	50,1	19,0	NA
2020-01-31	5102	1,21	47,5	18,5	NA
2020-02-14	5106	1,20	48,0	17,0	NA
2020-02-28	5104	1,19	52,0	18,2	NA
2020-03-10	5106	1,18	53,2	17,9	NA
2020-03-17	5098	1,19	54,0	18,0	Fin del ensayo

Nota: entre el 23 de enero de 2020 y el 06 de enero de 2021 el ensayo se pausó por motivos de seguridad, dado que no había personal en el laboratorio ni acceso al mismo, esto está permitido según los lineamientos de la norma.

Tabla C-3: Medición de tangente delta

Fecha	Capacitancia [pF]	Potencia [W]	Tan δ [%]	Humedad relativa [%]	Temperatura ambiente [°C]	Observación
2019-08-28	866,63	0,016	0,03	51,5	18,0	Inicio del ensayo
2019-09-11	867,56	0,0105	0,03	39,9	21,6	NA
2019-09-20	867,35	0,0095	0,03	49,0	20,6	NA
2019-09-27	867,52	0,0105	0,03	39,9	21,6	NA
2019-10-04	867,96	0,0088	0,03	47,4	20,7	NA
2019-10-11	868,16	0,0105	0,03	60,9	18,8	NA
2019-10-18	867,41	0,0118	0,04	61,2	18,6	NA
2019-10-25	868,11	0,0111	0,03	60,0	20,0	NA
2019-11-01	868,17	0,0092	0,03	52,6	20,2	NA
2019-11-08	868,11	0,0095	0,04	48,3	23,3	NA
2019-11-15	868,77	0,0144	0,04	56,7	20,4	NA
2019-11-25	868,79	0,0151	0,04	55,2	17,0	NA
2019-11-29	869,26	0,0144	0,04	63,8	19,0	NA
2019-12-09	868,95	0,0131	0,04	60,0	18,0	NA
2019-12-16	869,5	0,0125	0,04	48,0	19,0	NA
2019-12-23	-	-	-	-	-	Inicio pausa ensayo
2020-01-06	-	-	-	-	-	Reanudación ensayo
2020-01-07	868,95	0,0141	0,04	58,5	20,0	NA
2020-01-15	869,13	0,0131	0,04	48,0	17.1	NA
2020-01-24	869,38	0,0138	0,04	50,1	19,0	NA
2020-01-31	868,87	0,0141	0,05	47,5	18,5	NA
2020-02-14	871,22	0,0139	0,04	48,0	17,0	NA
2020-02-28	870,12	0,0151	0,05	52,0	18,2	NA
2020-03-10	870,16	0,0145	0,05	53,2	17,9	NA
2020-03-17	868,12	0,0151	0,05	54,0	18,0	Fin del ensayo

Nota: entre el 23 de enero de 2020 y el 06 de enero de 2021 el ensayo se pausó por motivos de seguridad, dado que no había personal en el laboratorio ni acceso al mismo, esto está permitido según los lineamientos de la norma.

Bibliografía

[1] J. Acosta, A. Escobar, S. Rivera, F. Amortegui, and L. Leon, “Diseño e implementación de prototipo de prueba para ensayo de envejecimiento de cable XLPE,” 2020.

[2] M. Ferrer, *Aves y tendidos eléctricos. Del conflicto a la solución.*, no. October. 2012.

[3] E. C. R. Bascom and V. Antoniello, “Underground Power Cable Considerations : Alternatives to Overhead,” 2011.

[4] E. PULTRUM, W. SLOOT, and J. FERNANDEZ, “How to perform a prequalification test – interpretation of the standard,” 2015.

[5] International Electrotechnical Commission, *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV (Um = 36 kV) up to 150 kV (Um = 170 kV) - Test methods and requirements*. 2011.

[6] International Electrotechnical Commission, *Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV (Um = 170 kV) up to 500 kV (Um = 550 kV) - Test methods and requirements*. 2011.

[7] European Comitte for Electrotechnical Standardization, *Distribution cables with extruded insulation for rated voltages from 3,6/6 (7,2) kV up to and including 20,8/36 (42) kV*. 2009.

[8] M. Batalovic, D. Beslija, M. Kapetanovic, M. H. Kim, and K. H. Kim, “Partial discharge measurements and IEC standards: Justification of the use for their inclusion in afterlaying test for extruded cable systems,” *2016 IEEE Int. Power Modul. High Volt. Conf. IPMHVC 2016*, no. September, pp. 250–255, 2016, doi: 10.1109/IPMHVC.2016.8012864.

[9] CIGRE, “Innovation in the Power System Industry,” *Cigre Sci. Eng.*, vol. 20, no. 12, 2018.

[10] ISA and Intercolombia S.A., “Proyecto de Inteconexión El Bosque,” 2012.

[11] ISA, “C. Barrios López, Firman acuerdo para enterrar cables eléctricos de ISA, en tramo de la Vía Perimetral, Cartagena de Indias.” 2012.

[12] Zorrilla J., Antonaccio E., “Programa de gestión de envejecimiento de cables para la Central Nuclear Atucha II (CNA II).” CNEA Gerencia de coordinación de proyectos CNEA NA-SA.

[13] Alghamdi, Abdulsalam & Desuqi, Rayan. (2020). A study of expected lifetime of XLPE insulation cables working at elevated temperatures by applying accelerated thermal ageing. Heliyon. 6. e03120. 10.1016/j.heliyon.2019.e03120.

[14] Centelsa, “Ensayos de campo,” 2020 - Disponible en: https://www.centelsa.com/archivos/ensayos-decampo-final.pdf.

[15] Standard for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems - ANSI NETA ATS - 2017.

[16] L. Vizcarro pedret and Universitat Politècnica de Catalunya, “Aplicación del modelo Reliativity- centred Maintenance (RCM) en lineas de distribución de alta tensión,” *Angew. Chemie Int. Ed. 6(11), 951–952.*, pp. 1–116, 2009, [Online]. Available: https://upcommons.upc.edu/handle/2099.1/7154?locale-attribute=es.

[17] Guía de pruebas de diagnóstico de aislamiento a tensiones superiores a 1 kV https://www.voltimum.es/sites/www.voltimum.es/files/pdflibrary/above1kvinsulationsguide_br_eses.pdf.

[18] Asprel, “Tangente DELTA - ASPREL Ingeniería,” 2021. https://asprel.es/ensayos-de-cables/tangente-delta/ (accessed Jul. 02, 2021).

[19] Hernandez Mejia, Jean & Harley, R.G. & Hampton, Nigel & Hartlein, R.. (2009). Characterization of Ageing for MV Power Cables Using Low Frequency Tan δ Diagnostic Measurements. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on. 16. 862 - 870. 10.1109/TDEI.2009.5128527.

[20] Hernandez Mejia, Jean & Perkel, Joshua & Harley, R.G. & Hampton, Nigel & Hartlein, R.. (2009). Correlation between tan δ diagnostic measurements and breakdown performance at VLF for MV XLPE cables. Dielectrics and Electrical Insulation, IEEE Transactions on. 16. 162 - 170.10.1109/TDEI.2009.4784564.

[21] Mladenovic, I. & Weindl, Christian. (2011). Dependencies of the PD- and tan(δ)-characteristics on the temperature and ageing status of MV PILC cables. 88-92. 10.1109/EIC.2011.5996122.