

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
**ESCUELA DE POSGRADO**



**TESIS**  
**MÉTODO PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD DE CABLES**  
**SUBTERRÁNEOS EN MEDIA TENSIÓN**

Para obtener el grado de Doctor en Ciencias con mención en Energética

**Elaborado por**

**MSC OSCAR JULIAN PEÑA HUARINGA**

**Asesor**

**DR. WALTER FRANCISCO ESTRADA LÓPEZ**

**Asesor externo**

**DR. MIKHAIL VENANCIO CARCAUSTO TAPIA**

**LIMA – PERÚ**

**2024**

**Dedicado a** mis padres, por confiar en mí, por su inmenso amor y comprensión. A mi hijo por ser el motor que me impulsa a seguir adelante y por enseñarme que se puede querer a alguien más que a uno mismo.

El Autor

Agradezco a mis asesores Dr. Walter Francisco Estrada López, Dr. Mikhail Venancio Carcausto Tapia por sus consejos y guiarme en el desarrollo de la tesis.

También deseo agradecer al MINEM - CARELEC por subvencionar mis estudios y cada una de las personas que me han apoyado en el desarrollo de esta tesis.

Agradezco a Dios por darme la oportunidad de vivir y de que mis seres queridos puedan ver mi trabajo.

El Autor

## Resumen

En las redes de distribución eléctrica en media tensión en el Perú y en el mundo se emplean cables directamente enterrados, siendo la forma de distribución eléctrica más utilizada. El definir la ampacidad de un cable es fundamental para el planeamiento, reposición de redes, operación, monitoreo, suministro, fijación tarifaria y la evaluación de sobrecargas.

En experiencias previas trabajando en las redes de media tensión la reposición de cables se realiza cuando no ha sido necesario, en otros casos de forma prematura los cables han fallado en la tercera parte de su vida útil proyectada, por no tener claridad respecto a la verdadera ampacidad del cable, lo cual ha originado y origina pérdidas económicas importantes sobre todo en empresas de distribución eléctrica. La base normativa actual no permite tener precisión y no considera la variación de los parámetros a lo largo del alimentador de media tensión.

Este trabajo propone un método adecuado que permite determinar la ampacidad de un cable en operación, explicando cada parámetro que interviene en el cálculo de ampacidad, verificando cada valor que ingresa al procedimiento de cálculo, empleando elementos finitos, realizando mediciones en campo y pruebas en laboratorio. Pudiendo ser aplicado en cualquier latitud.

Además, se desarrolla un software en Visual Studio que calcula la ampacidad de cables con gran precisión y se proponen tres alternativas para la mejora de la ampacidad basado en la configuración física de los cables y el uso de bentonita, sustentándolo en base a simulaciones y evaluación con pruebas de transferencia de calor con prototipo experimental.

Palabras claves: Ampacidad, transferencia de calor, cables de media tensión.

## **ABSTRACT**

In medium voltage electrical distribution networks in Peru and in the world, directly buried cables are used, being the most used form of electrical distribution. Defining the ampacity of a cable is essential for planning, network replacement, operation, monitoring, supply, tariff setting and overload evaluation.

In previous experiences working in medium voltage networks, the replacement of cables is carried out when it has not been necessary, in other cases the cables have prematurely failed in the third part of their projected useful life, due to lack of clarity regarding the true cable ampacity, which has caused and is causing significant economic losses, especially in electrical distribution companies. The current regulatory base does not allow for precision and does not consider the variation of parameters throughout the medium voltage feeder.

This work proposes an appropriate method that allows determining the ampacity of a cable in operation, explaining each parameter that intervenes in the ampacity calculation, verifying each value that enters the calculation procedure, using finite elements, performing field measurements and laboratory tests. . It can be applied at any latitude.

In addition, software is developed in Visual Studio that calculates the ampacity of cables with great precision and three alternatives are proposed for improving the ampacity based on the physical configuration of the cables and the use of bentonite, supporting it based on simulations and evaluation. with heat transfer tests with experimental prototype.

Keywords: Ampacity, heat transfer, medium voltage cables.

## Introducción

El presente trabajo para optar por el grado de doctor en ciencias con mención en Energética tiene por objetivo proponer un método que tome como base la formulación matemática de la International Electrotechnical Commission (IEC), optimice los resultados empleando elementos finitos y tome como fuente de información las mediciones en sitio de los parámetros más influyentes para determinar la ampacidad de los cables. Con la finalidad de poder tomar decisiones adecuadas para el remplazo de cables y así lograr la optimización de las inversiones en nuevos proyectos para redes de distribución eléctrica que emplean cables subterráneos en media tensión.

El trabajo está dividido en cuatro capítulos según se indica a continuación:

En el capítulo 1, se presenta el “protocolo de la investigación”. En este capítulo se hace el planteamiento del problema, la justificación, objetivos generales y específicos; así como las hipótesis correspondientes, definición de variables e indicadores necesarios para cumplir los objetivos planteados.

En el capítulo 2 se desarrolla el “Marco Teórico y Conceptual” en donde se tratan los conceptos necesarios que permitan que al lector comprender el tema de investigación y el método propuesto. Destacando la importancia de la medición de los factores más influyentes en la determinación de la ampacidad de los cables directamente enterrados.

En el capítulo 3 titulado “Desarrollo del trabajo de tesis”, se realiza una revisión de los modelos empleados para calcular la ampacidad de cables subterráneos en media tensión, partiendo de la formulación matemática de la transferencia de calor de Fourier, el método de Neher McGrat, la formulación matemática de las normas IEC (Comisión Electrotécnica Internacional), la aplicación

del método de elementos finitos para el cálculo de ampacidad, el cálculo de ampacidad empleando el software CYMCAP.

En este capítulo se aborda la importancia que tiene la verificación de los parámetros que intervienen en el cálculo de ampacidad. Se hace una revisión de los parámetros relevantes para el cálculo de la ampacidad. La aplicación de los elementos finitos. Se explica cómo se construye un mapa de resistividad térmica de suelos. Se indican los criterios para seleccionar los puntos de medición, como es que se realiza la medición de resistividad térmica del suelo, así como los métodos existentes para la construcción de estos mapas.

Se muestra además el resultado de las mediciones de resistividad térmica del terreno en diferentes zonas de Lima, que difieren de los parámetros empleados en las tablas del CNE (Código Nacional de Electricidad) y como ello impacta en los resultados de la ampacidad de los cables. Se revisan las normas de aplicación interna de la empresa concesionaria de distribución eléctrica, se construye el mapa de resistividad térmica para la zona de concesión.

Se presenta un flujograma que muestra el proceso a seguir para aplicar el método propuesto, aplicando el método en un tramo de análisis: se selecciona el mayor valor de resistividad térmica encontrado en el tramo, se modela el cable de media tensión y las características de instalación en el software CYMCAP, con la información del sistema SCADA se hace la revisión del amperaje que pasa por el alimentador en régimen de carga cíclico. Empleando finalmente las tablas de decisión que se muestran en los anexos del presente trabajo.

También se muestra el diseño y elaboración de un software alternativo al uso del CYMCAP, cuyos resultados son aceptables y cercanos a los que nos da el Software CYMCAP. Diseñado en Visual Studio y programado en Visual Basic, que

será de utilidad para profesionales que trabajan en ingeniería, planeamiento, operación y proyectos.

Finalmente se presenta el análisis de tres propuestas para la mejora de la capacidad de conducción de los cables directamente enterrados en media tensión. La primera referida al cálculo de la capacidad de los cables directamente enterrados en salida de subestaciones de transmisión (SET). Entregando una tabla para indicar el factor de agrupamiento en salida de SET. Modelado en el software CYMCAP y proponiendo un número mínimo de ternas para considerar en la construcción de las nuevas SET. La segunda propuesta esta referida al cambio del backfill (porción de tierra que es colocada como material de relleno donde los cables son directamente enterrados), empleando bentonita, construyendo un modelo de prueba a escala real, para evaluar la transferencia de calor. La tercera propuesta es la construcción de un prototipo separador para mantener la distancia de separación entre los cables de media tensión y para levantar el cable central de la terna que se emplea para la distribución eléctrica, también desarrollada con la construcción de un prototipo a escala real. Para la segunda y tercera propuesta se desarrollaron pruebas en Laboratorio de Materiales LEM – UNI y en el Laboratorio de Mecánica de Suelos de la UNI. Evaluando su viabilidad técnica -económica con resultados satisfactorios.

En el capítulo 4 titulado “Conclusiones y recomendaciones” las conclusiones se expone en base a los resultados las ventajas de emplear el método propuesto. Y luego se dan las recomendaciones del caso para el desarrollo de investigaciones que se derivan de este trabajo.

A continuación, se detallan las contribuciones principales de la tesis:

Contribución 1: La tesis propone un método para calcular la ampacidad de cables subterráneos de media tensión. Basado en la metodología de cálculo de la IEC, considerando datos reales de operación, la construcción de un mapa de

resistividad térmica del suelo y el desarrollo de un software en Visual Studio para obtener los resultados a cualquier factor de carga. Este método novedoso es más eficiente en comparación con los métodos actuales y resulta útil para los proyectos de distribución eléctrica, desde la planificación, ejecución, monitoreo, hasta el control de la ampacidad, renovación de redes y análisis de nuevas inversiones. Su aplicación representa ahorros importantes en la operación de empresas de distribución eléctrica y minería.

Contribución 2: El método propuesto puede replicarse a cualquier zona de concesión de empresas de distribución eléctrica en el Perú o en el extranjero.

Contribución 3: El valor de resistividad térmica empleado por las empresas de distribución eléctrica en el Perú e indicado en el Código Nacional de Electricidad es  $150^{\circ}\text{C-cm/w}$ . En las mediciones en campo realizadas en el área de concesión de una de las empresas de distribución en Lima, el valor de resistividad térmica alcanza un máximo de  $113.90^{\circ}\text{C-cm/w}$  con un valor promedio de  $89.21^{\circ}\text{C-cm/w}$ . Al ser el parámetro de mayor influencia en el cálculo de ampacidad, es importante conocer su valor real. Se puede inferir de acuerdo con los resultados que el valor de resistividad térmica indicado por el Código Nacional de Electricidad es muy conservador y emplearlo en los cálculos de ampacidad nos dará valores muy por debajo de la capacidad real de conducción del alimentador. Dar a conocer estas diferencias significativas motivaran a las empresas de distribución eléctrica a conocer los valores reales de resistividad térmica en su zona de concesión con la finalidad de aprovechar mejor sus activos y el planeamiento de nuevas inversiones.

Contribución 4: En la tesis se desarrolló un módulo de prueba para medir la transferencia de calor, que difiere de los instrumentos de prueba de transferencia de calor existentes en la literatura asociado al cálculo de ampacidad. Dada sus dimensiones y la distancia de las termocuplas a los centros de calor. Este módulo

ayuda a comprender mejor la transferencia de calor en diferentes materiales como: arena, arcilla, tierra de cultivo, bentonita y diferentes tipos de diatomeas. Pudiendo emplearse también como parte de los laboratorios de antegrado y posgrados asociados al estudio de mecánica de suelos, resistencia de materiales y ser un espacio de colaboración entre facultades.

Contribución 5: En la literatura se han probado algunos materiales, para poder reducir la resistencia térmica y por ende incrementar la ampacidad. Todos hacen un análisis de la mezcla del material de relleno con los materiales propuestos, sin considerar la evaluación por capas que tome en cuenta la posición del material respecto a la posición de los cables. La tesis considera estos dos últimos aspectos y los resultados indican que son relevantes. En las pruebas realizadas con bentonita por ejemplo se concluyó que la capa de bentonita debe estar lo más cerca posible de los cables de energía, para el caso en particular presentado en la tesis se propone “colocar una capa de bentonita con una altura de 10 cm y un ancho de 20 cm a lo largo del recorrido del cable, tiene un impacto directo en el aumento de la ampacidad en régimen de carga permanente de 2.42% y en régimen de carga cíclico del 2.57% para un cable N2XSY 240mm<sup>2</sup> -10kV.”

Contribución 6: En la literatura asociada al cálculo de ampacidad revisada no se han encontrado que se proponga un prototipo separador de cables unipolares directamente enterrados de media tensión. Esta propuesta tiene origen en la observación en campo del proceso de instalación, donde no se mantienen la distancia entre los cables de media tensión. En la posición horizontal, el conductor central recibe el calor de los conductores laterales por lo que es necesario que el prototipo separador también pueda levantar el cable central. Para el caso particular de aplicación de la tesis se concluye que el prototipo separador es una alternativa técnica y económica de fácil implementación e incrementa la ampacidad en un 4.7%.

## ÍNDICE

ÍNDICE .....	11
LISTA DE FIGURAS.....	16
LISTA DE TABLAS .....	21
CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN .....	23
1.1. IDENTIFICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA DE ESTUDIO .....	23
1.1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA.....	23
1.1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....	26
1.1.3. JUSTIFICACIÓN .....	27
1.2. OBJETIVOS .....	28
1.2.1 FORMULACIÓN DEL OBJETIVO GENERAL.....	28
1.2.2 FORMULACIÓN DE LOS OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	28
1.3. HIPÓTESIS Y VARIABLES .....	29
1.3.1 FORMULACIÓN DE LA HIPÓTESIS GENERAL.....	29
1.3.2 FORMULACIÓN DE LAS HIPÓTESIS ESPECÍFICAS .....	30
1.3.3 VARIABLES .....	31
1.4. METODOLOGÍA.....	31
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO .....	34
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	34
2.2. BASES TEÓRICAS .....	49

2.2.1. TRANSFERENCIA DE CALOR EN CABLES ENTERRADOS .....	49
2.2.2. CARACTERÍSTICAS DE LOS CABLES DE MEDIA TENSIÓN .....	50
2.2.3. CARACTERÍSTICAS DEL SUELO .....	51
2.2.4. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN .....	53
2.2.5. MODELOS DE CARGABILIDAD DE CABLES SUBTERRÁNEOS EN MEDIA TENSIÓN.....	54
2.2.5.1 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR DE FOURIER.....	55
2.2.5.2 MÉTODO DE NEHER MCGRATH .....	57
2.2.5.3 FORMULACIÓN MATEMÁTICA DE LA IEC.....	59
2.2.5.4 DIFERENCIAS ENTRE EL MÉTODO NEHER-MCGRATH Y EL DE LA IEC.....	72
2.2.5.5 MÉTODOS DE ELEMENTOS FINITOS PARA EL CÁLCULO DE AMPACIDAD.....	72
A. MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS .....	72
B. ETAPAS DE ANÁLISIS POR MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS .....	73
C. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE ELEMENTOS FINITOS AL CÁLCULO DE AMPACIDAD .....	75
2.2.5.6 MÉTODOS DE CÁLCULO EMPLEADOS POR EL SOFTWARE CYMCAP .....	76
CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN.....	78
3.1 METODOLOGÍA PROPUESTA .....	78

3.1.1	PARÁMETROS RELEVANTES PARA EL CÁLCULO DE LA AMPACIDAD.....	78
3.1.2	MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS.....	79
3.1.3	MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO.....	79
3.1.3.1.	CRITERIOS DE LA ELECCIÓN DE LOS PUNTOS DE MEDICIÓN .....	80
3.1.3.2.	MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD.....	81
3.1.3.3.	MÉTODOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS MAPAS .....	82
3.2	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA.....	84
3.2.1.	NORMAS DE INSTALACIÓN Y CAPACIDAD DE CABLES.....	84
3.2.2	MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA DE SUELOS EN LA ZONA DE CONCESIÓN .....	85
3.2.2.1.	MAPA CONSTRUIDO POR EL MÉTODO DE INTERPOLACIÓN MEDIANTE DISTANCIA INVERSA PONDERADA (IDW).....	87
3.2.2.2.	MAPA CONSTRUIDO POR EL MÉTODO DE INTERPOLACIÓN MÉTODO DE RED IRREGULAR TRIANGULADA (TIN) .....	88
3.2.3	APLICACIÓN DEL MÉTODO PROPUESTO.....	90
3.2.3.1.	SELECCIÓN DEL VALOR DE RESISTIVIDAD TÉRMICA.....	92
3.2.3.2.	MODELADO DEL CABLE .....	92
3.2.3.3.	MODELADO DE LAS CARACTERÍSTICAS DE INSTALACIÓN.....	93
3.2.3.4.	REVISIÓN DEL AMPERAJE -RÉGIMEN DE CARGA CÍCLICO .....	94
3.2.3.5.	UTILIZACIÓN DE LAS TABLAS DE DECISIÓN .....	95

3.3 DISEÑO Y ELABORACIÓN DE UN SOFTWARE ALTERNATIVO AL USO DEL CYMCAP .....	98
3.3.1. PLANIFICACIÓN.....	98
3.3.2. ANÁLISIS.....	99
3.3.3. DISEÑO .....	99
3.3.4. PROGRAMACIÓN .....	99
3.3.5. COMPARACIÓN DE RESULTADOS RESPECTO AL CYMCAP.....	101
3.4 PROPUESTA DE MEJORA DE LA AMPACIDAD.....	102
3.4.1. FACTOR DE AGRUPAMIENTO DE CABLES EN SALIDA DE SET .....	102
3.4.2. PROPUESTA DE CAMBIO DE BACKFILL.....	106
3.4.2.1. CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBA .....	107
3.4.2.2. PRUEBAS EMPLEANDO BENTONITA.....	111
3.4.3. PROPUESTA DE PROTOTIPO PARA LEVANTAR EL CABLE CENTRAL .....	114
CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	119
4.1 CONCLUSIONES.....	119
4.2 RECOMENDACIONES.....	121
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	123
ANEXO I: MATRIZ DE CONSISTENCIA .....	134
ANEXO II: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES.....	136
ANEXO III SOFTWARE CYMCAP .....	138

ANEXO IV RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS CAPACIDADES DE LOS CABLES DE MT A FACTOR DE CARGA 100% .....	141
ANEXO V: RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS CAPACIDADES DE LOS CABLES DE MT A FACTOR DE CARGA 75% .....	142
ANEXO VI: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES NKY 10KV .....	143
ANEXO VII: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES N2XSY 10KV .....	155
ANEXO VIII: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES NA2XSY 10KV .....	164
ANEXO IX: PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DEL MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA .....	170
ANEXO X: CODIGOS DE PROGAMACIÓN DE SOFTWARE ALTERNO Y RESULTADOS PARA UN CABLE DE N2XSY -120MM2 -10KV .....	176
ANEXO XI: ESPECIFICACIÓN TÉCNCA DEL ADQUISIDOR DE DATOS DE 8 CANALES.....	180
ANEXO XII: CLASIFICACIÓN DE LA TIERRA EMPLEADA – ENSAYO REALIZADO EN EL LABORATORIO DE MECÁNICA DE SUELOS UNI-FIC .....	185
ANEXO XIII: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBAS – LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI .....	189
ANEXO XIV: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TIPO DE BENTONITA COMERCIAL .....	191
ANEXO XV: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – PRUEBAS CON BENTONITA – LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI .....	192
ANEXO XVI: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – PRUEBAS CON EL PROTOTIPO– LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI.....	194

## LISTA DE FIGURAS

<b>FIGURA 1.2</b> .....	32
<i>METODOLOGÍA DE TRABAJO</i> .....	32
<b>FIGURA 2.1</b> .....	35
<i>FLUJO DE TRABAJO DE APLICACIÓN DEL MÉTODO</i> .....	35
<b>FIGURA 2.2</b> .....	36
<i>MODELO TÉRMICO DE LA CONFIGURACIÓN DE LOS CABLES REALIZADO CON EL MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS (MEF).</i> .....	36
<b>FIGURA 2.3</b> .....	38
<i>INSTALACIÓN DE TERMOPARES PARA MEDIR TEMPERATURA DEL SUELO EN LA SUPERFICIE HASTA 8 CM DE PROFUNDIDAD.</i> .....	38
<b>FIGURA 2.4</b> .....	39
<i>FORMACIÓN DE LA ZONA SECA ALREDEDOR DE TRES CABLES UNIPOLARES (33 KV) DE FORMACIÓN PLANA, DIRECTAMENTE ENTERRADA EN ARENA.</i> .....	39
<b>FIGURA 2.5</b> .....	40
<i>MODELAMIENTO DE CABLES EN PARALELO.</i> .....	40
<b>FIGURA 2.6</b> .....	42
<i>EQUIPO KD2PRO</i> .....	42
<b>FIGURA 2.7</b> .....	43

<i>ESQUEMA DE CALOR CON EL MAT Y EL JUEGO DE BROCAS EMPLEADO PARA INSERTAR LA SONDA</i> .....	43
<b>FIGURA 2.8</b> .....	47
<i>ALGORITMO DE CÁLCULO IEC 60287</i> .....	47
<b>FIGURA 2.9</b> .....	50
<i>PRINCIPIO DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR</i> .....	50
<b>FIGURA 2.10</b> .....	51
<i>CARACTERÍSTICAS DEL CABLE</i> .....	51
<b>FIGURA 2.11</b> .....	52
<i>COMPOSICIÓN DE LA HUMEDAD DE LOS SUELOS</i> .....	52
<b>FIGURA 2.12</b> .....	53
<i>CARACTERÍSTICAS DEL SUELO</i> .....	53
<b>FIGURA 2.13</b> .....	53
<i>CARACTERÍSTICAS DEL SUELO</i> .....	53
<b>FIGURA 2.14</b> .....	54
<i>CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN</i> .....	54
<b>FIGURA 2.15</b> .....	55
<i>TRANSMISIÓN DE CALOR EN SUPERFICIE PLANA</i> .....	55
<b>FIGURA 2.16</b> .....	57
<i>TRANSMISIÓN DE CALOR EN CILÍNDRICA</i> .....	57
<b>FIGURA 2.17</b> .....	58

<i>CIRCUITO EQUIVALENTE DE LA TRANSFERENCIA DE CALOR</i> .....	58
<b>FIG.2.18</b> .....	59
<i>CIRCUITO TÉRMICO EQUIVALENTE</i> .....	59
<b>FIGURA 2.19</b> .....	74
<i>ETAPAS DE PREPROCESAMIENTO DEL FEM</i> .....	74
<b>FIGURA 2.20</b> .....	74
<i>ETAPA DE PROCESAMIENTO DEL FEM</i> .....	74
<b>FIGURA 2.21</b> .....	75
ANÁLISIS DE CABLES EN DISPOSICIÓN TRIANGULAR EMPLEANDO ELEMENTOS FINITOS.....	75
<b>FIGURA 3.1</b> .....	87
<i>MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA EMPLEANDO EL MÉTODO DE INTERPOLACIÓN (IDW)</i> .....	87
<b>FIGURA 3.2</b> .....	88
<i>MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA EMPLEANDO EL MÉTODO DE INTERPOLACIÓN (TIN)</i> .....	88
<b>FIGURA 3.3</b> .....	89
<i>ZONAS DE CONCESIÓN -LIMA.</i> .....	89
<b>FIGURA 3.4</b> .....	90
<i>RESULTADOS DE LAS MEDICIONES DE RESISTIVIDAD TÉRMICA – REPRESENTACIÓN GRÁFICA.</i> .....	90
<b>FIGURA 3.5</b> .....	90

<i>FLUJOGRAMA DEL MÉTODO PROPUESTO</i> .....	90
<b>FIGURA 3.6</b> .....	92
UBICACIÓN DE LA RUTA DEL ALIMENTADOR DE MEDIA TENSIÓN EN EL MAPA DE RESISTIVIDAD.....	92
<b>FIGURA 3.7</b> .....	92
<i>PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y DIMENSIONES DEL CABLE N2XSY 120MM2</i> .	92
<b>FIGURA 3.8</b> .....	93
<i>MODELADO DEL CABLE N2XSY 120MM2 10KV EN EL SOFTWARE CYMCAP</i> .	93
<b>FIGURA 3.9</b> .....	94
<i>MODELADO DEL BACKFILL Y DETERMINACIÓN DE LA AMPACIDAD</i> .....	94
<b>FIGURA 3.10</b> .....	95
<i>OBTENCIÓN DEL FACTOR DE CARGA EQUIVALENTE DEL ALIMENTADOR</i> ....	95
<b>FIGURA 3.11</b> .....	96
<i>CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CABLE N2XSY 240MM2 EN EL SOFTWARE CYMCAP (R=1.5°C-M/W)</i> .....	96
<b>FIGURA 3.12</b> .....	98
<i>CÁLCULO DE LA AMPACIDAD DEL CABLE N2XSY 240MM2 PARA LAS CONDICIONES DE INSTALACIÓN Y OPERACIÓN</i> .....	98
.....	98
<b>FIGURA 3.13</b> .....	100
<i>ENTORNO GRÁFICO DEL SOFTWARE</i> .....	100

<b>FIGURA 3.14</b> .....	101
<i>ENTORNO DE PROGRAMACIÓN</i> .....	101
<b>FIGURA 3.15</b> .....	101
<i>VENTANA PARA RECALCULAR CAMBIANDO EL VALOR DEL FACTOR DE CARGA</i> .....	101
<b>FIGURA 3.16</b> .....	103
<i>CABLES DE MEDIA TENSIÓN EN SALIDA DE SET.</i> .....	103
<b>FIGURA 3.17</b> .....	104
<i>SIMULACIÓN DEL FACTOR DE AGRUPAMIENTO CABLES DE MEDIA TENSIÓN EN SALIDA DE SET.</i> .....	104
<b>FIGURA 3.18</b> .....	105
<i>FACTOR DE AGRUPAMIENTO DE CABLES DE MEDIA TENSIÓN EN SALIDA DE SET SEGÚN CANTIDAD DE TERNAS.</i> .....	105
<b>FIGURA 3.19</b> .....	106
<i>CAPACIDAD DE LOS CABLES N2XSY 240MM2 EN SALIDA DE SET PARA DIFERENTES FACTORES DE CARGA Y NUMERO DE TERNAS.</i> .....	106
<b>FIGURA 3.20</b> .....	108
<i>DIMENSIONES DE LA ENVOLVENTE DEL SISTEMA DE PRUEBA.</i> .....	108
<b>FIGURA 3.21</b> .....	109
<i>SISTEMA DE PRUEBA</i> .....	109
<b>FIGURA 3.22</b> .....	109

<i>IMÁGENES DE LA CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBAS Y ENSAYO REALIZADO CON TIERRA DE LA ZONA – SIN BENTONITA.....</i>	109
<b>FIGURA 3.23.....</b>	110
<i>GRAFICAS OBTENIDAS CON EL ADQUISIDOR DE DATOS. ....</i>	110
<b>FIGURA 3.24.....</b>	112
<i>IMÁGENES DE PRUEBAS Y ENSAYO REALIZADO CON TIERRA DE LA ZONA CON BENTONITA. ....</i>	112
<b>FIGURA 3.25.....</b>	113
<i>GRAFICAS OBTENIDAS CON EL ADQUISIDOR DE DATOS – CON BENTONITA. .....</i>	113
<b>FIGURA 3.26.....</b>	115
<i>IMÁGENES DE PRUEBAS Y ENSAYO REALIZADO CON TIERRA DE LA ZONA Y PROTOTIPO QUE LEVANTA EL CABLE CENTRAL. ....</i>	115
<b>FIGURA 3.27.....</b>	116
<i>PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN DEL ADQUISIDOR DE DATOS. ....</i>	116
<b>FIGURA 3.28.....</b>	118
<i>SIMULACIÓN DE EFECTO DE INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE CONDUCCIÓN EN CABLES N2XSY120MM2 DEBIDO AL USO DEL PROTOTIPO. .....</i>	118

#### LISTA DE TABLAS

TABLA 2.1 .....	62
TABLA 2.2 .....	64

TABLA 2.3 .....	66
TABLA 2.4 .....	69
TABLA 2.5 .....	71
TABLA 3.1 .....	86
TABLA 3.2 .....	97
TABLA 3.3 .....	102
TABLA 3.4 .....	104
TABLA 3.5 .....	111
TABLA 3.6 .....	114
TABLA 3.7 .....	117
TABLA 3.8 .....	118

## **CAPÍTULO I. PROTOCOLO DE LA INVESTIGACIÓN**

La tesis estudia la cargabilidad de cables considerando: la estructura de los cables, las condiciones de instalación, las características del suelo, clima y temperatura del aislamiento del conductor. En esta parte, se verán los antecedentes bibliográficos, la descripción de la realidad problemática, la formulación del problema, el marco conceptual y el marco teórico.

### **1.1. Identificación y Descripción del Problema de Estudio**

#### **1.1.1. Descripción del Problema**

En general conocer la ampacidad de los cables eléctricos en sus múltiples aplicaciones, tiene implicancias en la gestión de activos, planificación de inversiones, estimación de vida útil, planificación del crecimiento de redes eléctricas, y prever las consecuencias de sobre carga en los sistemas eléctricos de potencia (que pueden deteriorar su aislamiento u originar cortocircuitos). La red de cable de media tensión es uno de los factores más importantes para el suministro confiable de electricidad a los clientes (Noske, Grzelka, & Kolodziejczyk, 2023). La confiabilidad y vida útil de los cables de alimentación están estrechamente relacionadas con la ampacidad del cable y el aumento de temperatura (Xiong, Chen, Jiao, Wang, & Hu, 2019).

El sistema de distribución de energía depende en gran medida de una vasta red de cables subterráneos de media tensión para el suministro de energía. Por lo tanto, las tecnologías de monitoreo pueden desempeñar un papel vital al intentar identificar los cables que presentan los problemas de confiabilidad más urgentes. (Khan, Malik, Al-Arainy, & Alghuwainem, 2012)

Existen diferentes configuraciones y disposiciones de los cables, esta tesis se centrará en la determinación de la ampacidad de los cables de media tensión que

son instalados directamente enterrados. Considerando todos los aspectos relacionados a su construcción, característica de instalación, característica del suelo, así como las disposiciones de conductores y configuraciones que podrían presentarse a lo largo del recorrido del cable.

Actualmente el CNE, propone un método basado en tablas con factores de corrección y recomendaciones, donde además se menciona que los valores indicados pueden tener un error de  $\pm 10\%$  y que de requerir mayor precisión se recomienda hacer el cálculo en base al estándar IEC 60287. En este sentido los trabajos desarrollados por (A Pilgrim, 2011), (Cardenas, 2020), (PENG-YU, y otros, 2019) (Musa, Abdullahi, Shehu, Albarracin-Sanchez, & Rodriguez-Serna, 2021) (Liang, Cheng, & Zhao, 2022) (Bustamante, y otros, 2019) en general concluyen que la mayoría de los métodos analíticos tiene precisión limitada debido a los supuestos necesarios que emplea para viabilizar su solución. Planteando emplear elementos finitos para el análisis, demostrando su efectividad en los casos analizados.

Por otro lado (Jaramillo-Vacio, 2018) da una visión integral de como la ampacidad del conductor se puede ver afectada por condiciones externas, (Calcara, Sangiovanni, & Pompili, 2017) analizan los efectos de la resistividad térmica del suelo en temperaturas de trabajo anómalas, concluyendo que en los meses más calurosos se incrementa el número de fallas de los cables subterráneos. (Li & Wouters, 2022) indican que los cables eléctricos de media tensión generalmente no se controlan en función de su temperatura. Sin embargo, esto podría volverse más urgente a medida que la transición energética genere una necesidad cada vez mayor de transmisión y distribución de energía eléctrica. (Rasoulpoor, Mirzaie, & Mirimani, 2016) y (Liu, Zhang, & Chen, 2021) analizan como influye la cubierta metálica en la ampacidad de los cables de potencia. (Rerak & Ocloń, 2017) propone modificar las características del backfill para aumentar la conductividad térmica y sugiere hacer un

análisis costo beneficio. Todo ello refuerza la necesidad de analizar cada parámetro que interviene en la determinación de la ampacidad. Además (Bragatto, y otros, 2023). (Pirovano, y otros, 2023) (Pompili, Calcara, & Sangiovanni, 2020) (Calcara, y otros, 2019) (Bragatto, y otros, 2022) realizan el análisis del impacto de las condiciones ambientales sobre las uniones en cables de media tensión y la producción de fallas debido a los cambios de temperatura estacionales del suelo.

(Mosquera Arancibia, 2013) Explica a detalle cómo se hacen las mediciones de conductividad del suelo. Empleando el equipo K2D-PRO, proponiendo un factor de corrección. Lo que indica la importancia de conocer el valor de la conductividad del suelo, en base a mediciones en campo, lo que hace que cada caso sea particular.

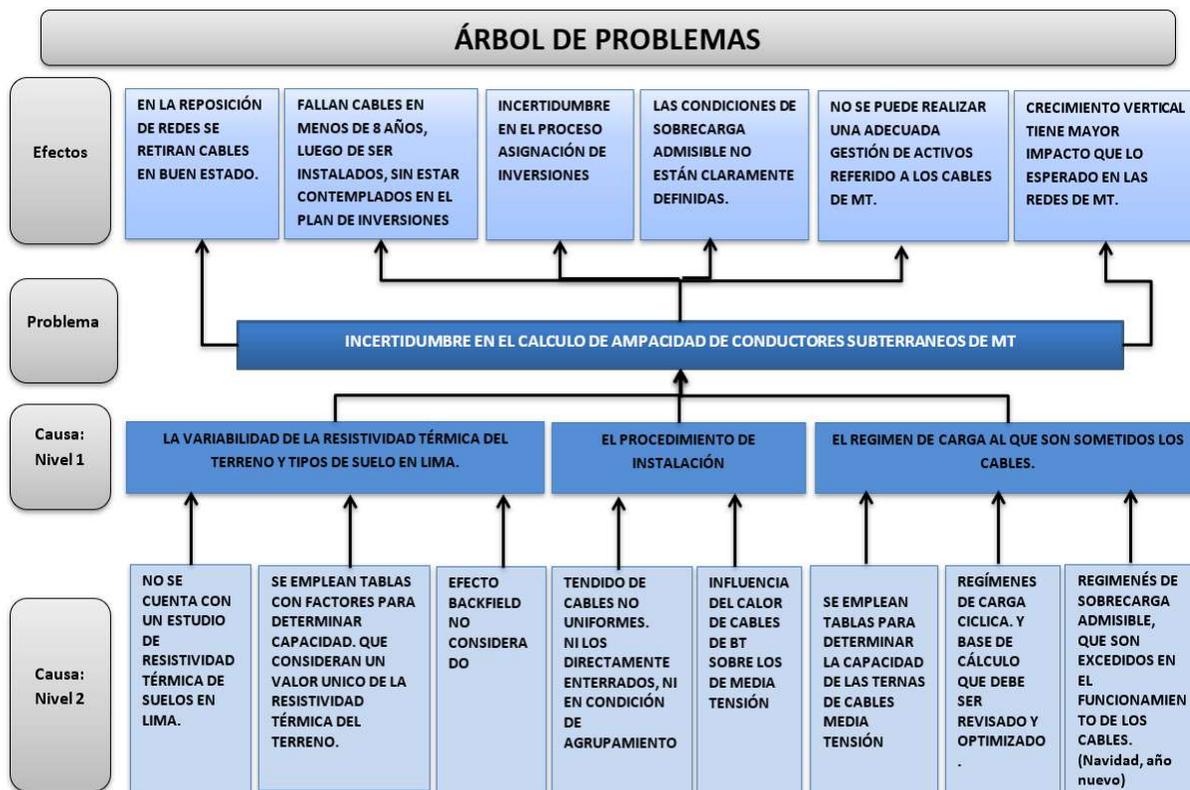
(Millar, 2006) propone una alternativa secuencial para el cálculo de ampacidad, en función de las variables conocidas por las empresas de distribución eléctrica. Esto a raíz de que en la reposición de redes en las empresas de distribución se tiene el criterio de retirar los cables por tiempo de antigüedad de instalación (no siendo un parámetro efectivo). En muchos casos se han retirado cables que aún podían seguir operando y en otros casos los cables han fallado de manera prematura, casos al 30% de su vida útil proyectada (las empresas de distribución eléctrica por lo general consideran 25 años como vida útil de una instalación).

Por lo tanto, para resolver los problemas descritos es importante desarrollar un método para determinar la ampacidad de los conductores, que considere datos reales y la verificación de los principales parámetros que intervienen en el cálculo, empleando elementos finitos para una mayor precisión. Además de proponer una alternativa para el remplazo o modificación de las características del backfill, que tendrá un impacto importante en la mejora de la capacidad de conducción.

La figura 1.1 presenta el árbol de problemas.

Figura 1.1

## Árbol de problemas



Fuente: Elaboración propia.

### 1.1.2. Formulación del Problema

Por lo expuesto, surge la pregunta de investigación: ¿Cómo desarrollar un método para el cálculo de ampacidad de cables subterráneos directamente enterrados en media tensión, que minimice la incertidumbre y pueda servir para el mejor aprovechamiento de la base instalada y planeamiento adecuado de futuros proyectos de distribución eléctrica?

Para responder esta pregunta se necesita discutir los siguientes problemas específicos:

- a) Se tiene una base de cálculo de ampacidad para régimen estacionario (IEC, 2023) y régimen de carga cíclico (IEC, 2002) aplicable a las redes de media tensión, la cual debe ser mejorada empleando por ejemplo elementos finitos. (Cardenas, 2020). ¿Cómo se puede mejorar la precisión de los cálculos de ampacidad tomando como base la IEC? ¿Cómo desarrollar un programa que calcule la ampacidad?
- b) La resistividad térmica del terreno es uno de los factores de mayor influencia en el cálculo de ampacidad (Rerak & Ocloñ, 2017), pero el cable de media tensión tiene un recorrido donde este valor puede cambiar. ¿Cómo se puede construir un mapa de resistividad térmica en Lima que pueda servir para decidir el valor de resistividad a considerar dentro del cálculo de ampacidad? ¿puede ser georreferenciado?
- c) La capacidad de conducción de los cables directamente enterrados de media tensión este asociado a la propagación de calor desde el cable hasta la superficie del suelo. (Neher & McGrath, 1957) ¿Cómo se podría intervenir el material de relleno o la configuración de los cables para poder transmitir más corriente?

### **1.1.3. Justificación**

El tema de cargabilidad de cables en media tensión, tiene muchos aspectos a tomar en cuenta e investigar, lo cual lo hace interesante a fin de dar respuestas a muchas interrogantes, aportando al conocimiento de los ingenieros que trabajan en proyectos de distribución eléctrica, desde su planificación, ejecución, monitoreo y control de la ampacidad.

El desconocimiento del tema ha hecho que en muchos casos se haya realizado el cambio de cables, cuando no era necesario. Y se han aplazado

inversiones donde en muchos casos los cables se han quemado. También ocurre que cables terminan fallando por sobrecarga a pesar de que están tomando menos del 50% de la capacidad indicada en las normas de instalación de las empresas de distribución eléctrica. Existiendo razones que no se consideran en la elaboración de proyectos, dependientes del tipo de instalación y el backfill.

Hay practicas actuales en las empresas de distribución eléctrica que no favorecen al incremento de la ampacidad de los cables de potencia. Tanto en el tendido de los alimentadores, como en la salida de cables agrupados desde la subestación de transmisión. Un aporte sustancial de esta tesis de investigación aplicada es en proponer un método que sea empleado para decidir el cambio de cables en caso reposición de redes y optimice las inversiones en el caso de nuevos proyectos.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1 Formulación del Objetivo General**

Proponer un método para calcular la cargabilidad de los cables subterráneos de media tensión. Considerando las características del cable, datos reales de operación, mediciones de resistividad térmica del suelo y empleando elementos finitos para ganar precisión en los cálculos.

### **1.2.2 Formulación de los Objetivos Específicos**

Como objetivos específicos, se tienen:

- 1) Explicar cada uno de los aspectos intrínsecos del cable y externos que influyen en la determinación de la ampacidad.
- 2) Analizar cuál es el factor de mayor influencia, para la determinación de la ampacidad.

- 3) Desarrollar un análisis comparativo del cálculo de la IEC y el cálculo por el método de elementos finitos.
- 4) Obtener un mapa de resistividad térmica del terreno. Para ello se necesita medir la resistividad térmica en diversos puntos de Lima, llevarlos a un laboratorio certificado y verificar el valor de la resistividad térmica del terreno en Lima. Con puntos previamente seleccionados y georreferenciados.
- 5) Modelar en un software comercial que calcule en base a elementos finitos el cálculo de ampacidad de los cables directamente enterrados y se observen distintas condiciones de instalación como: cables en paralelo, cables cruzados, distancia entre fases, profundidad de instalación y diferentes números de ternas.
- 6) Elaborar un software alternativo que calcule la ampacidad en base a un modelo mejorado de la IEC para obtener resultados lo más aproximados a lo que nos da el software comercial.
- 7) Evaluar con diferentes materiales el cambio de backfill para incrementar la ampacidad de los cables, proponiendo una alternativa técnica económica para su reemplazo, respecto a las condiciones actuales.
- 8) Proponer un prototipo de separador, que pueda mantener la distancia entre los cables de MT en la instalación.

### **1.3. Hipótesis y Variables**

#### **1.3.1 Formulación de la Hipótesis General**

Es posible desarrollar un método más eficiente (en comparación con los métodos actuales), que permita determinar la ampacidad de los conductores de media tensión en base a conocer las características del cable, los datos reales de

operación, medición de resistividad térmica del terreno y la aplicación de elementos finitos para mayor precisión de los resultados.

### **1.3.2 Formulación de las Hipótesis Específicas**

- 1) Existen parámetros de mayor importancia para la determinación de la ampacidad sobre los cuales se puede trabajar para incrementar la capacidad de conducción del cable directamente enterrado.
- 2) El cálculo de ampacidad empleando el método de elementos finitos tiene mayor precisión respecto al análisis comparativo del cálculo de la IEC y sobre todo frente al método de cálculo propuesto por el CNE.
- 3) Es posible obtener un mapa de resistividad térmica del suelo para Lima, a partir de mediciones en campo en diversos puntos de la capital, georreferenciados, empleando un programa de interpolación de puntos que en base a colores indique las áreas más críticas donde los suelos de Lima no permiten la transferencia de calor.
- 4) El mapa de resistividad térmica del terreno para Lima dará como resultado que el valor que se utiliza en las empresas de distribución eléctrica es por lo menos un 20% más elevado que el valor real. Ello llevaría a demostrar que la capacidad de los cables es mayor que las indicadas en sus normas de utilización internas.
- 5) El software alternativo tiene resultados que están por debajo del 5% de margen de error, respecto a los resultados obtenidos por un programa comercial.
- 6) El material de reemplazo propuesto (Material único) tiene menos del 60% de resistividad que los materiales actualmente utilizados en el Backfill.

- 7) El material de reemplazo propuesto mezclado con la tierra cernida del lugar tiene menos del 20% de resistividad que los materiales actualmente utilizados en el Backfill. Y es una mejor alternativa técnica -económica para reemplazar en las instalaciones eléctricas.
- 8) El prototipo de separador propuesto, para mantener la distancia entre los cables de MT. Es una alternativa técnica económica de fácil implementación en los sistemas que emplean cables directamente enterrados. (que incrementa al menos en 5% la capacidad de conducción de una terna).

### **1.3.3 Variables**

La variable dependiente es la ampacidad de conductores subterráneos de media tensión.

Las variables independientes son:

- La transferencia de calor en cables enterrados.
- La resistividad térmica del suelo.
- Las características del cable
- Las características de la instalación de cables de media tensión.

## **1.4. Metodología**

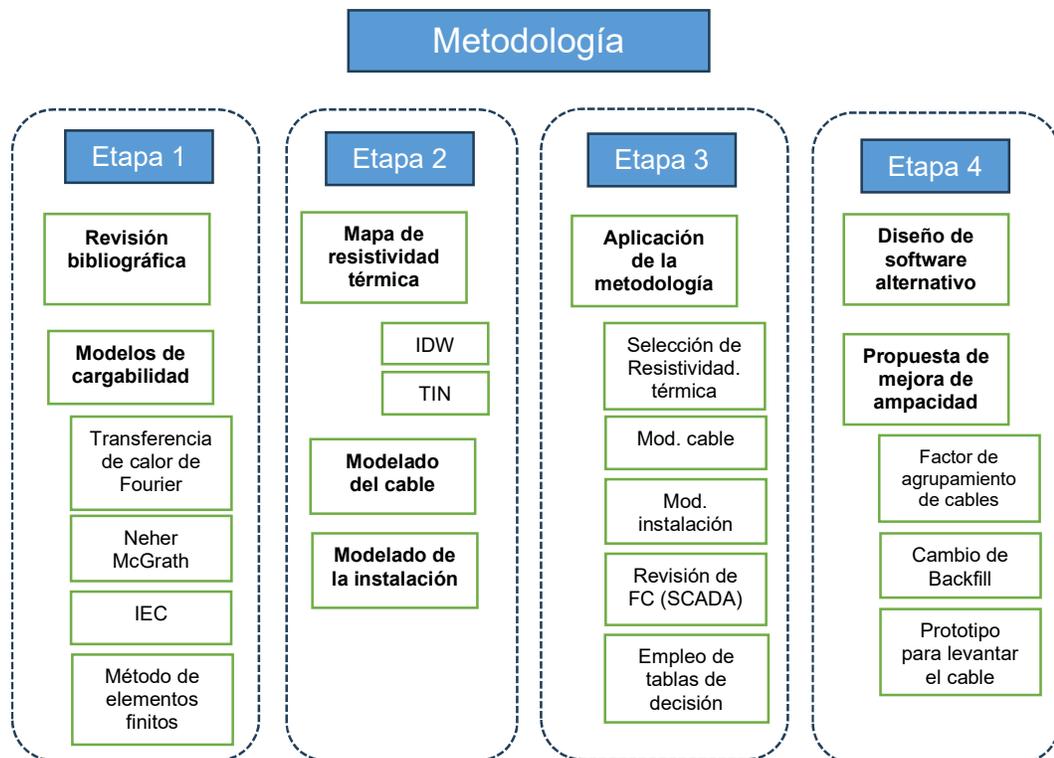
La investigación tiene un carácter descriptivo, deductivo y experimental. Con trabajo de campo y gabinete, pruebas experimentales y el uso de herramientas computacionales que permitan ganar precisión en los resultados del método de cálculo de ampacidad en cables de media tensión a proponer. Las etapas son mostradas en la figura 1.2.

Esta se ha desarrollado en cuatro etapas, la primera relacionada con la revisión bibliográfica y los modelos de cargabilidad, los conceptos de transferencia

de calor, el método de Neher McGrath, la formulación matemática de la IEC y el método de elementos finitos aplicado al cálculo de ampacidad. La segunda etapa, que involucró la creación de un mapa de resistividad térmica considerando los modelos de interpolación mediante distancia inversa ponderada (IDW) y el método de interpolación de triangulados irregulares (TIN). Para luego desarrollar el modelado de cable y de la instalación. La tercera etapa consistió en la aplicación del método, que inicia con el cruce de información de la ruta del alimentador y el mapa de resistividad térmica del terreno para obtener el máximo valor de resistividad térmica en la trayectoria del alimentador e ingresar ese valor en el proceso de cálculo.

**Figura 1.2.**

*Metodología de trabajo*



Fuente: Elaboración propia.

Se continúa con el modelamiento del cable, el modelado de las características de instalación en el Software CYMCAP y la revisión del régimen de carga cíclico, determinando el factor de carga del alimentador (mediante en análisis de la data de perfil de carga obtenida con el histórico de información del sistema SCADA). Para finalmente hacer uso de las tablas de decisión, elaboradas como guía para obtener valores a diferentes factores de carga y diferentes resistividades térmicas dándole al operador, proyectista o ingeniero de planeamiento la capacidad de decidir y proyectar sobrecargas en el sistema, plantear nuevos proyectos de renovación de redes o posponer los mismos.

La cuarta etapa fue desarrollada para aportar con una nueva herramienta de cálculo para emplear un software alternativo al uso del CYMCAP cuya precisión en cálculos sea aceptable para el análisis. Se muestran las diferencias de cálculo tomando como referencia a los valores obtenidos con el software CYMCAP tanto en régimen de carga permanente como en régimen de carga cíclico. Realizando tres propuestas para la mejora de ampacidad: criterio de diseño para el agrupamiento de cables en salida de SET, el cambio del material de relleno con el uso de bentonita y la construcción de un prototipo para levantar el cable central. Las dos últimas propuestas con pruebas experimentales a escala real, empleando un equipo digital adquisidor de datos de alta sensibilidad de 8 canales, con el apoyo del laboratorio de ensayo de materiales LEM y el laboratorio N°2 de mecánica de suelos de la facultad de ingeniería civil de la Universidad Nacional de Ingeniería.

## **CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO**

Para poder comprender la información de los artículos técnicos y tesis revisadas es importante conocer algunos conceptos y aspectos relacionados a la determinación de la capacidad de conducción de los cables de media tensión.

Realizando la revisión bibliografía, entre artículos técnicos, tesis doctorales y libros, el estudio de la cargabilidad de los cables se puede dividir en seis componentes esenciales a analizar para el desarrollo de la tesis: el cable, el suelo, los softwares, los métodos de cálculo, los equipos y métodos de medición.

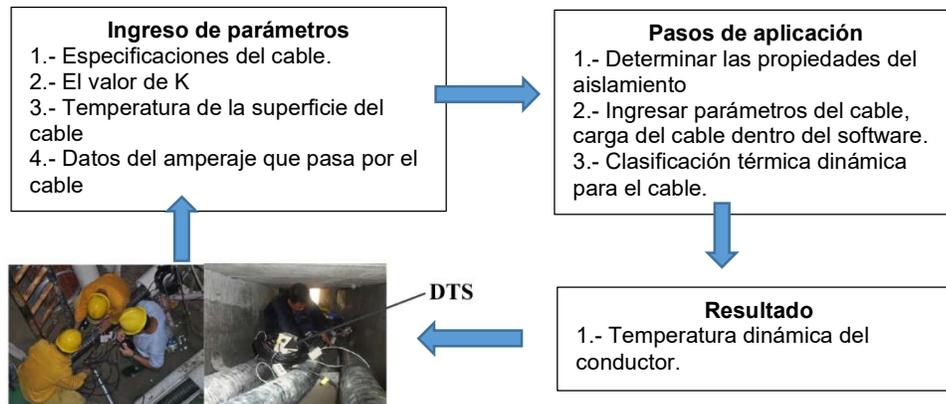
### **2.1. Antecedentes de la Investigación**

De los artículos técnicos, (Cardenas, 2020) hace hincapié en que los métodos de cálculo de ampacidad desarrollados por la IEC (Comisión Internacional Electrotécnica) consideran ecuaciones con las propiedades intrínsecas del conductor (es decir su resistencia interna como si fuera una constante) y que la resistencia térmica de las diferentes capas del conductor no se ven afectadas por el incremento de la corriente. Despreciando de esta manera las condiciones de cargabilidad y las condiciones particulares que rodean al cable de potencia. Se demuestra que los errores de cálculo de la IEC se incrementan a medida que pasa mayor corriente, debido a las no linealidades de las propiedades de los materiales de construcción del cable y la variación de las condiciones ambientales que rodean el cable en el momento que este va incrementando su temperatura. Al igual que lo desarrollado por (PENG-YU, y otros, 2019) que demuestra que el modelo térmico del material aislante del cable recomendado por la IEC introduce errores en la evaluación de la temperatura del cable, proponiendo un método con elementos finitos que da resultados más precisos de la evolución térmica cuando se incrementa el amperaje que pasa por el conductor.

La figura 2.1. muestra el flujo de trabajo de la aplicación del método propuesto por Peng Yu.

**Figura 2.1**

*Flujo de trabajo de aplicación del método*



Fuente: (PENG-YU, y otros, 2019)

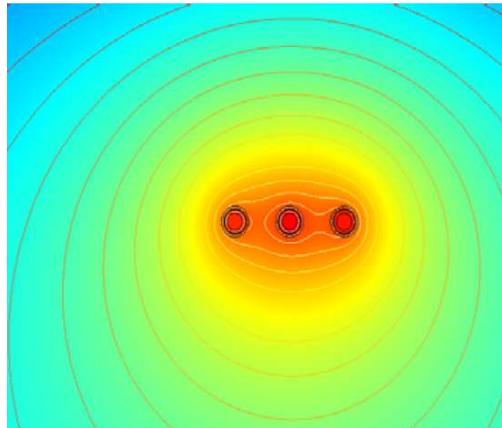
(Rasoulpoor, Mirzaie, & Mirimani, 2016) aportan en el análisis de cómo influye la cubierta metálica en la ampacidad de los cables de potencia. No solo por el tipo de material, sino también en las condiciones de aterramiento (en un solo extremo o en ambos extremos) dependiendo del esquema de protección eléctrica del sistema, además da una explicación de porque en las configuraciones horizontales el error en el cálculo térmico es superior que en las configuraciones delta, basadas en la IEC.

Un aporte interesante es que el artículo evalúa las pérdidas parásitas y corriente circulantes cuando se conectan ambos lados de recubrimiento metálico de los cables. Argumentando además que la norma IEC 60287, obtiene resultados precisos para las pérdidas de conductores en la formación delta, donde presenta más errores es la configuración horizontal debido a la asimetría. Las fuentes de calor de los extremos contribuyen a que el cable central incremente en mayor medida la temperatura, algo que no considera el cálculo de la IEC. A medida que se incrementa la longitud del cable de potencia, el nivel de pérdidas calculadas de la IEC y el MEF

se acercan, debido a la disminución del efecto de proximidad que no se considera en los cálculos de la IEC. La figura 2.2 muestra el modelo térmico de la configuración de los cables.

**Figura 2.2**

*Modelo térmico de la configuración de los cables realizado con el Método de Elementos Finitos (MEF).*



Fuente: (Rasoulpoor, Mirzaie, & Mirimani, 2016)

. (Gouda, El Dein, & Amer, 2011) en la parte experimental de su artículo concluye que la temperatura crítica para los suelos húmedos sometidos a prueba está más cerca de los 60 ° C en lugar de los 50 ° C que comúnmente usaba la IEC. Todo ello reafirma que los métodos de cálculo empleados por las empresas de distribución eléctrica en el Perú (basados en tablas del CNE), introducen errores en la determinación de la capacidad de cables de potencia.

Los cables eléctricos subterráneos se están convirtiendo cada vez más en un cuello de botella en la red de media tensión debido a la congestión. Las limitaciones surgen del desconocimiento de su estado térmico. (Wouters, Deursen, & Li, 2022)

(Jaramillo-Vacio, 2018) da una visión integral de como la ampacidad del conductor se puede ver afectada por condiciones externas al conductor. Dentro de

los parámetros de influencia, da una idea clara de que elementos se debe controlar para obtener el mayor aprovechamiento de la capacidad de conducción de los cables de potencia. Toma en consideración mediciones de laboratorio de la resistividad térmica del terreno. Esto confirma que es posible tomar valores de campo para conocer nuestra realidad. Por lo que se hace viable el estudio a ser aplicado a las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica en Lima.

Respecto al Backfill (la porción de tierra de relleno a colocar sobre los cables), (Rerak & Octoñ, 2017) describe el impacto de la conductividad térmica del terreno en los cálculos de ampacidad, introduciendo la idea de modificar las características del backfill para aumentar la conductividad térmica y sugiere hacer un análisis costo beneficio. Además, muestran un modelo matemático de transferencia de calor. La disposición de los cables fue horizontal enterrados a una profundidad de 2 metros, y en función a ello se realizaron los cálculos de ampacidad. Su modelo basado en elementos finitos permite determinar la distribución bidimensional de temperatura en el suelo, backfill y cables de potencia. También se menciona que la sustitución del backfill de alta conductividad puede reducir la temperatura del núcleo del cable hasta 14°C. Cuanto mayor es la conductividad térmica del backfill mayores son los costos de instalación de los cables de potencia.

(Rubio, 2016), da un alcance mayor respecto a la edafología (rama de la ciencia que estudia la composición y naturaleza del suelo en su relación con las plantas y el entorno que le rodea), los elementos gruesos que se pueden encontrar y su relación con la variación de la resistividad térmica del terreno. También da una idea de cómo varía la resistividad térmica en función del contenido de agua en el suelo. Hace una revisión del nivel de porosidad de los suelos y la variación de la resistividad térmica, respecto al tamaño de los elementos del suelo y el nivel de agua, tomando como referencia un suelo arenoso.

Para la medición experimental de la resistividad térmica, empleó el método de pulso de calor (basado en ASTM D5334-08), el contenido hídrico lo obtuvo a partir de sondas.

(Abu-Hamdeh, 2001) analiza dos métodos de para obtener la conductividad térmica empelando sondas, de igual manera que (López Santos, y otros, 2014) que analiza el método de relación de rangos. Algo que va a servir para la realización de las pruebas de campo para conocer las propiedades del suelo que rodea al Backfill, así como el mismo backfill. La figura 2.3, muestra la instalación de termopares para medir la temperatura del suelo.

### Figura 2.3

*Instalación de termopares para medir temperatura del suelo en la superficie hasta 8 cm de profundidad.*



Fuente: (Rubio, 2016)

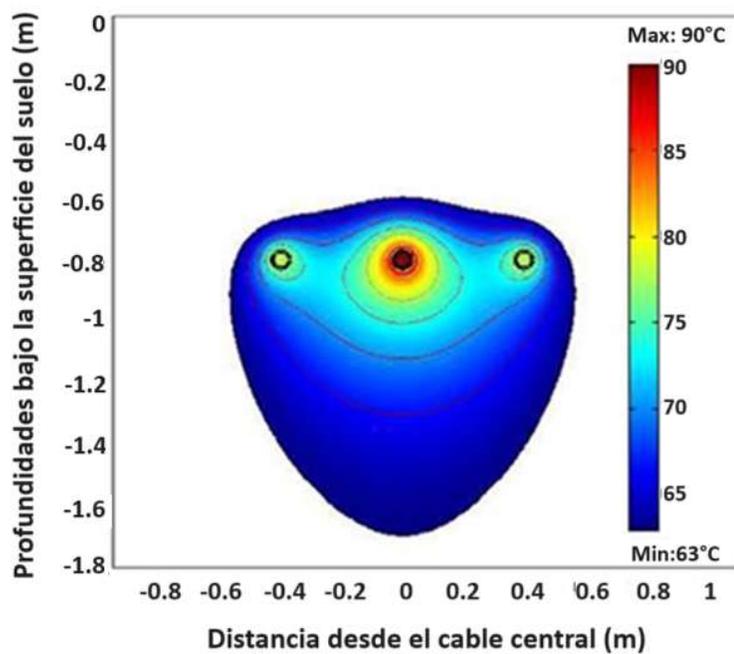
(Gouda, El Dein, & Amer, 2011) estudian los factores que afectan la cargabilidad de los cables de potencia. Tomando en consideración un factor que generalmente es ignorado al momento de realizar el análisis: la formación de zonas

secas alrededor de los cables eléctricos. Introducen un factor de reducción de la capacidad de los cables, para diferentes tipos de suelo. Realizando un trabajo experimental para estudiar el efecto de la zona seca en diferentes tipos de suelo.

La figura 2.4 muestra la formación de zona seca alrededor de 3 cables unipolares.

#### Figura 2.4

*Formación de la zona seca alrededor de tres cables unipolares (33 kV) de formación plana, directamente enterrada en arena.*



Fuente: (Gouda, El Dein, & Amer, 2011)

En sus resultados muestra seis tipos de suelo que podrían compatibilizar con los suelos que se tienen en Lima.

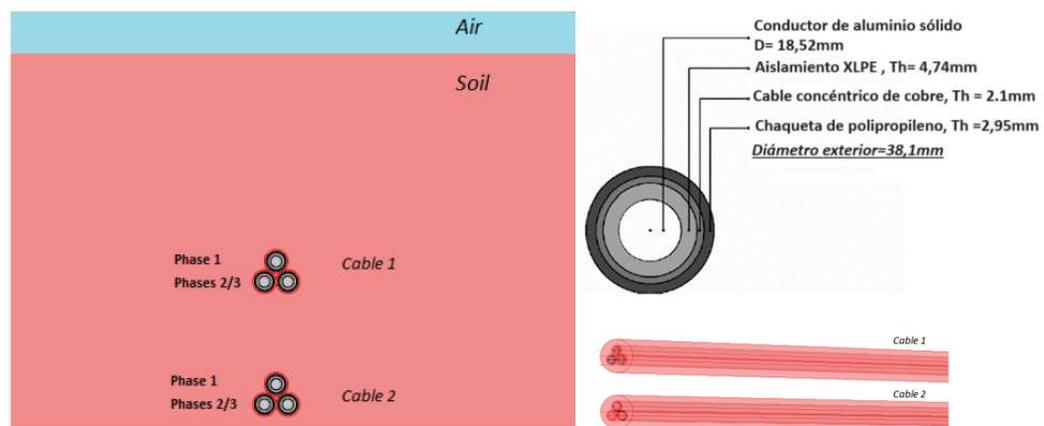
Todo ello reafirma la importancia de trabajar el backfill y su composición para obtener menores resultados de resistividad térmica del terreno, algo fundamental para el incremento de la capacidad de conducción de los cables de potencia.

(Hechavarría, López, Pazmiño, Ureña, & Hidalgo, 2017) analizan la posibilidad de emplear el software Solidworks® (que hace uso del método de elementos finitos) para el modelamiento del backfill. Obteniendo la distribución de la temperatura en función de las coordenadas y el tiempo. Luego, se ajusta el modelo teórico, la ecuación parabólica de difusión del calor en una dimensión, a los datos obtenidos en la simulación para obtener la solución.

Respecto a la influencia que podría tener otras disposiciones de cables sobre el mismo terreno donde se encuentran los cables de media tensión (Exizidis, Chatziathanasiou, & Hennuy, 2014) analiza la influencia en algunos tramos de conductores de BT enterrados a menor profundidad, da una idea del impacto de instalaciones donde existe paralelismo e invita a evaluar distintos escenarios en las condiciones de instalación de los cables de potencia. Aunque la configuración analizada es en triángulo, da una idea de cómo podría ser en configuración horizontal. (La que se emplea en Lima). La figura 2.5. Muestra el modelamiento de cables.

**Figura 2.5.**

*Modelamiento de cables en paralelo.*



Fuente: (Exizidis, Chatziathanasiou, & Hennuy, 2014)

Se demostró que el incremento de temperatura para ángulos de  $45^\circ$  o  $90^\circ$  es considerablemente menor que para los cables en paralelo. En ese sentido la condición más crítica de la instalación sería cuando hay paralelismo entre cables de potencia.

(Mosquera Arancibia, 2013) explican a detalle cómo se hacen las mediciones de conductividad del suelo en ambientes controlados. Indica también de forma secuencial los pasos a seguir para realizar las mediciones con el equipo KD2-PRO, que cumple la función de adquirir datos de temperatura con menores prestaciones que el equipo adquisidor de datos de alta sensibilidad de 8 canales (con capacidad de tomar datos en intervalos de 1 segundo) que se empleó para el desarrollo de esta tesis. Desarrolló un método para medir la conductividad térmica para materiales de construcción que emplean la tierra del lugar para hacer ladrillos y/o estructuras. El proceso de transporte de calor a través de un elemento sólido es complejo debido a la existencia de poros, aire y agua en su interior (Villar, 2002). Se superponen procesos de conducción, convección y radiación.

Emplea el método de la aguja térmica (MAT) para medir la conductividad térmica  $\lambda$ , empleando una aguja que se calienta por medio de la aplicación de una corriente eléctrica durante un periodo de tiempo. Con un termopar se mide la variación de la temperatura que se da a lo largo del tiempo por medio de unas expresiones matemáticas se obtiene el valor de  $\lambda$  en unos minutos. El tiempo propuesto para una medición adecuada según el autor es 5min. La figura 2.6 muestra al equipo KD2Pro.

El equipo KD2Pro, es un equipo con diferentes sensores y mide propiedades térmicas de sólidos, fluidos y líquidos. Se utiliza el método de la fuente lineal de calor transitorio para medir la conductividad, resistividad y difusividad térmicas y el calor específico (Decagon Device, 2021).

**Figura 2.6.**

*Equipo KD2Pro*



Fuente: (Mosquera Arancibia, 2013)

(Pilkington y Grove, 2012) indican que a medida que se reduce la proporción longitud/radio aumenta la incertidumbre en la medida de la conductividad térmica  $\lambda$  con el tiempo, con una tendencia a sobreestimar el valor de  $\lambda$ . La figura 2.7 muestra el esquema de calor con el método de la aguja térmica (MAT).

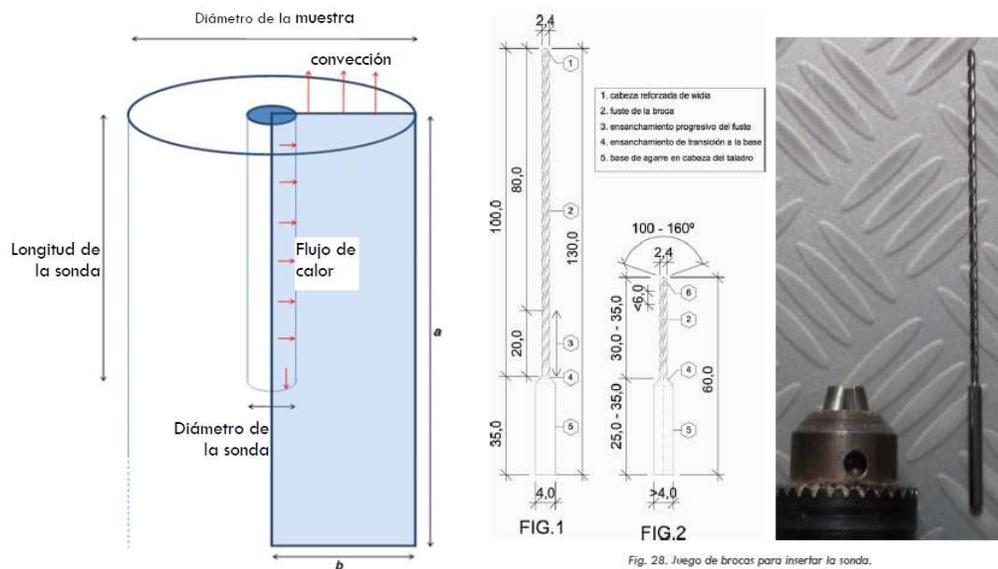
El polietileno reticulado (XLPE) se ha convertido en el aislamiento preferido a nivel mundial para cables de potencia, tanto para aplicaciones de sistemas de distribución como de transmisión (Hampton, Hartlein, Lennartsson, Orton, & Ramachandran, 2007)

(Òrrit Prat, 2011) aporta en el análisis de la fabricación de los cables y el nivel de impurezas que pudieran presentarse durante su elaboración, los cuales son materia de estudio de la tesis doctoral a desarrollar. Trata del estudio del comportamiento del aislamiento en XLPE, para diferentes condiciones de temperatura ya sea provocada por el paso de la corriente o por agentes externos. Para ello desarrolla pruebas en laboratorio y muestra los resultados obtenidos, analizándolos en cada caso. Al igual que (Werelius, 2001), permite conocer más

acerca del aislamiento XLPE, sin embargo, se diferencia en que este último propone técnicas que pueden aplicarse para diagnosticar la pérdida de aislamiento de los cables en campo.

**Figura 2.7.**

*Esquema de calor con el MAT y el juego de brocas empleado para insertar la sonda*



Fuente: (Pilkington y Grove, 2012)

( Alghamdi & Desuqi, 2020) muestran una técnica estandarizada de envejecimiento térmico acelerado, con la aplicación del modelo de Arrhenius. aplicándola sobre dos tipos de material de polietileno reticulado (XLPE) que funciona a temperaturas elevadas entre 95°C y 105°C. El tiempo de vida útil estimado del XLPE varía entre 40 y 60 años trabajando por debajo de 90°C, pero los resultados al trabajar sobre los 95°C muestran un tiempo de vida útil entre 7 y 30 años. Por otro lado (Lin & Cai, 2020) También trabaja aplicando la técnica de envejecimiento acelerado basado en el modelo de Arrhenius, pero concluye que esta técnica solo considera el factor de envejecimiento térmico ignorando la influencia de otros factores

de envejecimiento, como las fuerzas eléctricas y mecánicas, por lo que necesita más estudio.

Por otro lado (Polyakov, Yurchuk, & Nikitin, 2018) propone el modelo matemático del monitoreo de vida residual del aislamiento XLPE del cable. Basado en el modelo de cálculo de la vida útil del aislamiento de Kuchinsky. Sin embargo, concluye que no se puede implementar este modelo sin mejoras, ya que se necesitan un conjunto de datos más amplio de todos los parámetros.

(Mugala, 2005) Analiza las características técnicas de aislamiento XLPE, dando datos de laboratorio valiosos para la tesis. Además, toma en cuenta otro aspecto más al que son sometidos los cables en operación que es la localización de fallas con equipos de alta frecuencia. Aunque algunas empresas de distribución eléctrica emplean perros para hacer la detección de las fallas, siendo entrenados en la detección de olor del cable quemado (Sector Electricidad, 2024), (Afinidad Eléctrica, 2024).

(A Pilgrim, 2011) concluye que la mayoría de los métodos analíticos tiene precisión limitada por los supuestos necesarios que emplea para viabilizar su solución. Para corregir ello empleó elementos finitos. Su trabajo da una serie de recomendaciones que podrían aplicarse a las redes de media tensión con aislamiento XLPE, empleadas en Lima. Analiza también condiciones de agrupamiento de cables, aunque la mayoría de los casos analizados son en túneles.

Para determinar la ampacidad, analiza los métodos analíticos de la IEC 60287 para carga nominal, e IEC 60853 para condiciones de sobrecarga.

Usa del método de Philip y de Vries para modelar la migración de humedad, demostrando que la disposición cables de alta tensión puede ofrecer incrementos de ampacidad en sus condiciones de funcionamiento habitual (a plena carga y de emergencia) para cables enterrados.

Hace énfasis en que a pesar de que los métodos de cálculo de elementos finitos se acerquen a los valores reales de ampacidad es necesario tomar medidas en campo como validación experimental. Si bien en el caso de Lima se tiene información de la corriente que pasa por los cables de potencia, el autor va más allá, indicando que se debe tener información histórica con instrumentos de medición no solo de la corriente sino también de otros parámetros relacionados a la capacidad de la conducción de calor en las instalaciones de cables (En túneles o directamente enterrados). En este mismo sentido (Millar, 2006) propone una alternativa secuencial para el cálculo de ampacidad, en función de las variables conocidas por las empresas de distribución eléctrica y da una idea del error que podría encontrarse y cómo se puede hacer para reducirlo, despreciando las condiciones de cargabilidad y las condiciones particulares que rodean al cable de potencia. Demuestra que los errores de cálculo de la IEC se incrementan a medida que pasa mayor corriente, debido a las no linealidades de las propiedades de los materiales de construcción del cable y la variación de las condiciones ambientales que rodean el cable en el momento que este va incrementando su temperatura.

Presenta un modelo simplificado de análisis, que destaca por su simplicidad frente a los primeros modelos termoconductivos desarrollados, y funciona para resolver modelos termoconductivos en predicciones térmicas de cables eléctricos de potencia, sin la necesidad de enormes bases de datos, con simplicidad, maniobrabilidad y excelentes resultados prácticos.

Este trabajo pone en evidencia que los métodos de cálculo empleados por las empresas de distribución eléctrica en el Perú (basados en tablas del CNE), introducen errores en la determinación de la capacidad de cables de potencia. Aunque el CNE recomienda utilizar (IEC) cuando se desee tener mayor precisión, este artículo demuestra que sus resultados seguirían siendo erróneos.

(Bustamante, y otros, 2019) Calcularon la ampacidad de cables enterrados en diferentes resistividades y profundidades del suelo construyendo un modelo a pequeña escala para simular las condiciones de funcionamiento de un cable enterrado. Con los resultados experimentales se validó un modelo numérico basado en el método de los elementos finitos para evaluar las ampacidades calculadas por dos estándares. Concluyendo que la gestión dinámica de las líneas de distribución de energía eléctrica se ha convertido en un tema de gran interés en la actualidad. El conocimiento de la ampacidad de los cables es fundamental para realizar una gestión dinámica de las redes eléctricas.

(Jaramillo-Vacio, 2018) analizan la sensibilidad de los parámetros que forman parte del cálculo de ampacidad de los conductores subterráneos, modelando cada parámetro matemáticamente en función de su comportamiento térmico. Es decir, las características del cable, tendido de redes, disposición de los conductores y el medio circundante. Para ello se toman valores medidos en campo y se comparan los resultados con el modelamiento realizado. Toma en consideración la variación de los parámetros para ver cuáles son los de mayor influencia en la determinación de la capacidad de los cables de potencia.

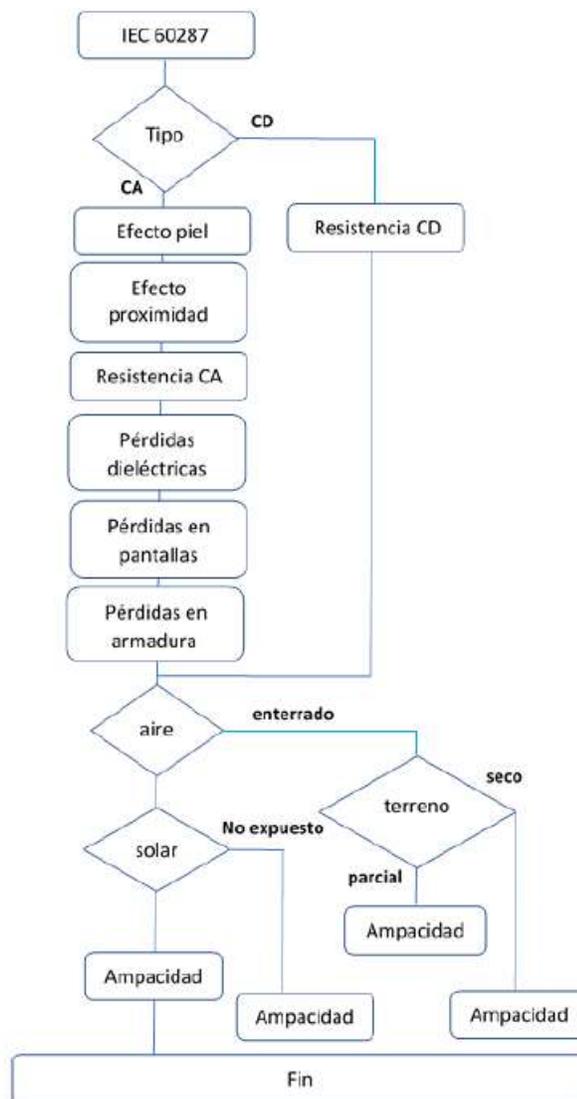
El algoritmo de cálculo en base a la IEC 60287 es mostrado en la figura 2.8.

(Werelius, 2001) trata sobre el desarrollo y aplicación de espectroscopia dieléctrica de alta tensión para el diagnóstico de cables XLPE de media tensión. Desarrolló un sistema de medición de espectroscopía dieléctrica de alta tensión para realizar mediciones de diagnóstico de cables MV XLPE en el campo. Este sistema es capaz de medir muestras no conectadas a tierra y puestas a tierra con diferentes capacitancias, como pequeñas muestras de menos de 100 pF. como cables largos con capacitancia de varios cientos de nF, tanto en el laboratorio como en el campo.

(Werelius, 2001) observó diferentes respuestas características para las etapas del envejecimiento. Sin embargo, aunque propuso modelos, el origen de la respuesta dieléctrica aún no se comprende completamente. Una mayor comprensión de cuáles son los procesos que causan las respuestas proporcionará información valiosa para mejorar los criterios de diagnóstico.

**Figura 2.8**

*Algoritmo de cálculo IEC 60287*



Fuente: (Jaramillo-Vacio, 2018)

La temperatura del cable está limitada por la temperatura que soporta el aislamiento, de manera que, si este límite es excedido, esto reduce la vida útil del aislamiento. Se indica además que el deterioro del aislamiento es exponencial y muestra la secuencia que emplea la IEC 60287.

Al tomar en consideración mediciones de laboratorio de la resistividad térmica del terreno, confirma que es posible tomar valores de campo para conocer nuestra realidad. Por lo que se hace viable el estudio a ser aplicado a las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica en Lima.

En el artículo se indica que el parámetro que tiene mayor influencia es la resistividad térmica del terreno, algo que en muchas empresas de distribución eléctrica lo toman como un único valor para toda el área de concesión.

(Arias, Gonzales, & Velarde, 2023) realizaron un estudio destinado a dilucidar las limitaciones presentes en las normas internacionales existentes relacionadas con la cantidad permitida de circuitos de media tensión que se pueden colocar dentro de una misma zanja. También exploraron las consideraciones importantes para los circuitos subterráneos en el contexto de proyectos de energía renovable, centrándose particularmente en los roles cruciales de los requisitos de capacidad y carga en el diseño de cables. La investigación empleó métodos avanzados de elementos finitos con Composición, Medio Ambiente, Estructura y Mecanismo (CESM) y modelado matemático para mejorar los procedimientos existentes definidos por estándares internacionales como IEC 60287, IEC60502 e IEC 60228.

(Pompodakis, Chrysochos, Ahmed, Karapidakis, & Alexiadis, 2022), proponen un método de flujo de potencia dependiente de la temperatura de series temporales para redes de distribución desequilibradas que emplean cables subterráneos utilizando el método de elementos finitos y la optimización de enjambre de partículas

(Liang, Cheng, & Zhao, 2022) concluyen que para facilitar la gestión de cargas dinámicas en tiempo real y mejorar la utilización de los cables de alimentación, es necesario calcular con precisión el aumento de temperatura de los núcleos de los cables.

(Heider, Rahman, & Al-Arainy, 2022) Indican que la evaluación de la condición del aislamiento de cualquier cable de media tensión es fundamental para el funcionamiento seguro y fiable de las redes eléctricas. Y es fundamental saber si las degradaciones del aislamiento se pueden detectar/diagnosticar antes, para iniciar acciones correctivas. Por lo que concluyen que la variación de frecuencia con tan  $\delta$  puede ser una buena técnica de diagnóstico para conocer el estado de aislamiento en cables de media tensión.

## 2.2. Bases Teóricas

### 2.2.1. Transferencia de Calor en Cables Enterrados

La transferencia de calor se da desde el punto de mayor temperatura al punto de menor temperatura. La temperatura del conductor ( $TC$ ) es mayor que la temperatura de ambiente ( $TA$ ). Por tanto, el flujo de calor ira desde el conductor hacia la superficie. La resistencia térmica equivalente ( $RCA$ ) mostrará oposición al flujo de calor.

Desarrollo de la ecuación de transferencia de calor de Fourier (1807):

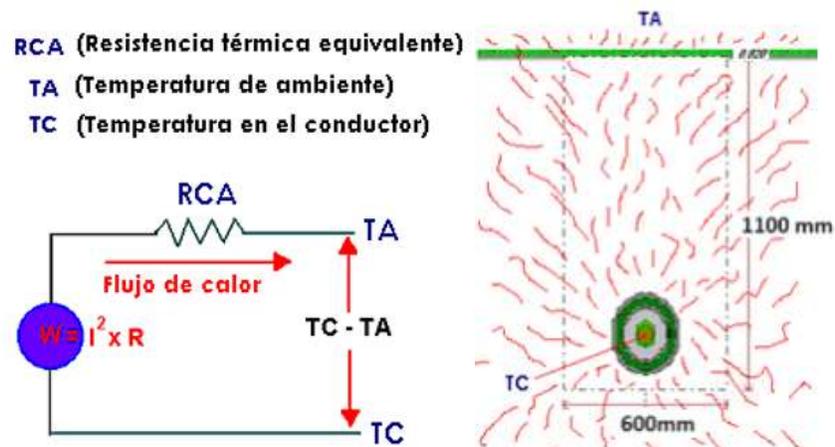
$$TC - TA = WxRCA \quad (2.1)$$

$$TC - TA = I^2RxRCA \quad (2.2)$$

$$I = \sqrt{\frac{TC - TA}{RxRCA}} \quad (2.3)$$

Figura 2.9

*Principio de la transferencia de calor*



Fuente: Elaboración propia

El cable incrementa su temperatura por el paso de la corriente, la temperatura máxima que puede alcanzar el cable es la que soporta su aislamiento (en el caso de cables con aislamiento XLPE 90°C). Si no puede liberarse el calor y este se acumula alrededor del cable, entonces alcanzará los 90°C con menor corriente. Al limitar la capacidad de conducción de corriente “ampacidad” entonces la empresa de distribución eléctrica no podrá vender energía a más usuarios si no quiere perjudicar la vida útil del cable.

La información con la que cuentan las empresas de distribución eléctrica y minería es con la corriente que pasa por los cables, obtenida con su sistema SCADA, cada 15 min.

### 2.2.2. Características de los Cables de Media Tensión

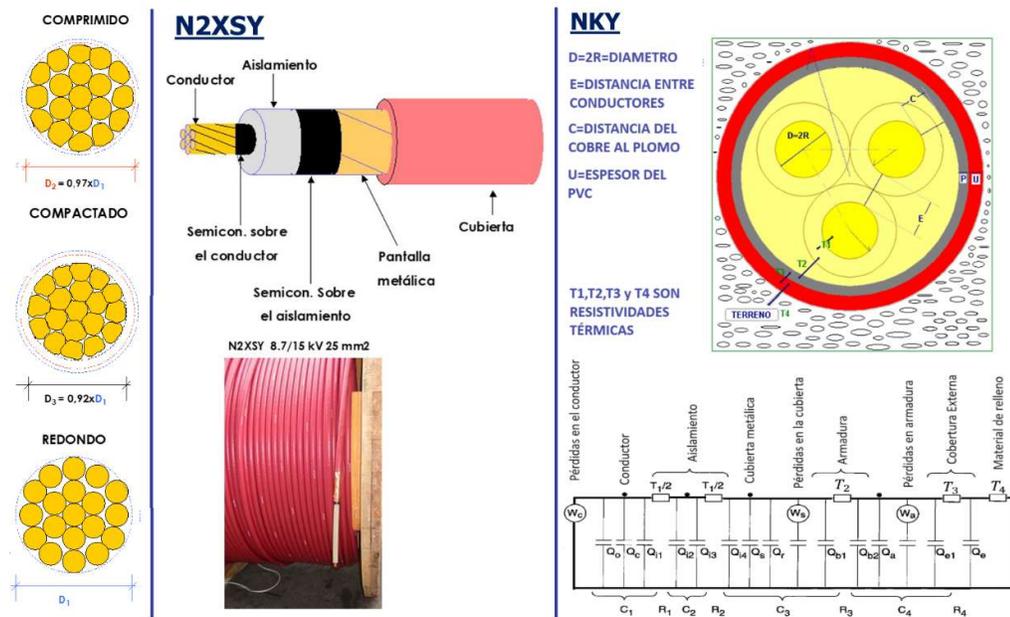
Los cables empleados para la distribución eléctrica en media tensión en Lima son los NKY (con aislamiento en aceite) y los N2XSY (con aislamiento XLPE –

polietileno reticulado). empleándose en redes de 10kV y 20kV y 22.9kV.Ver figura 2.10.

La corriente se transmite a través del conductor central del cable, las siguientes capas le dan el aislamiento y resistencia mecánica que se requiere. La transferencia de calor desde el centro del conductor hasta la cubierta exterior es radial, por lo que se va a formar un circuito térmico equivalente.

**Figura 2.10**

*Características del cable*



Fuente: Elaboración propia

**2.2.3. Características del Suelo**

Definir el tipo de suelo y su resistividad térmica es importante para determinar la ampacidad. La resistividad térmica del terreno se define como:

$$Q_T = \frac{10^{-3}}{\delta \cdot d [0,82 + 0,042\eta]} m^2/s \quad (2.4)$$

Donde:

$Q_T$ : Resistividad térmica.

$\delta$ : Difusividad térmica.

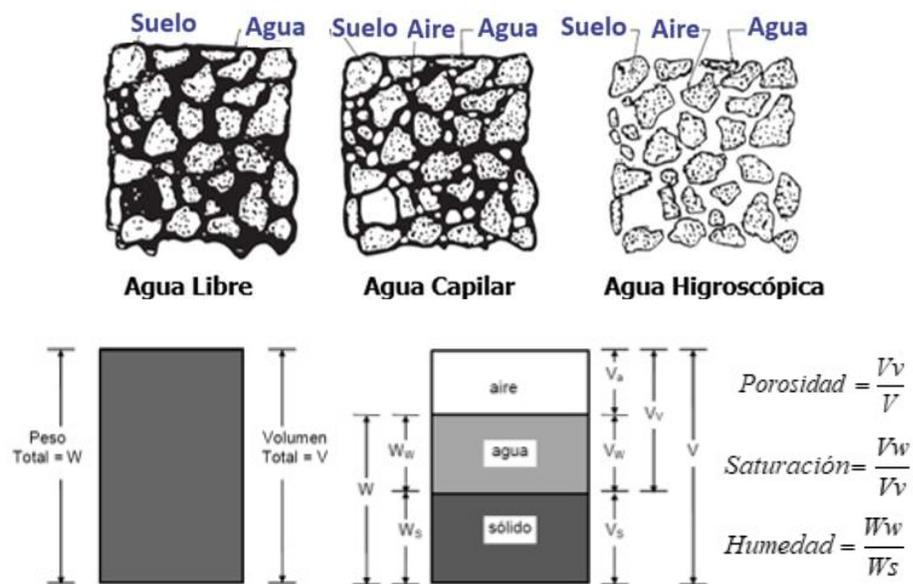
$d$  : Masa volumétrica en seco. ( $\text{kg.m}^3$ )

$\eta$ : Contenido de humedad de la masa seca (%)

El suelo puede clasificarse de acuerdo con su consistencia y humedad. Su nivel de porosidad, saturación, compactación, su estructura (panaloide, grano individual y dispersa). Tal como se muestra en la figura 2.11 y la figura 2.12.

**Figura 2.11**

*Composición de la humedad de los suelos*

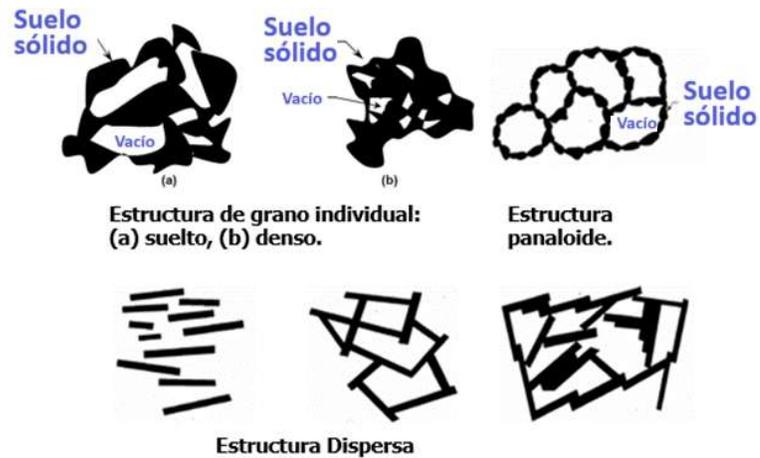


Fuente: Elaboración propia.

Cuando se hacen los trabajos de tendido de redes subterráneas, se retira la porción de tierra, haciendo una zanja. Luego esta tierra es cernida y colocada para tapar el hueco, si hace falta más material de relleno esté es trasladado de otro lugar. La figura 2.13 muestra la compactación de la zanja, medición de la profundidad de instalación y el backfill.

**Figura 2.12**

*Características del suelo*



Fuente: Elaboración propia

**Figura 2.13**

*Características del suelo*



Fuente: Elaboración propia

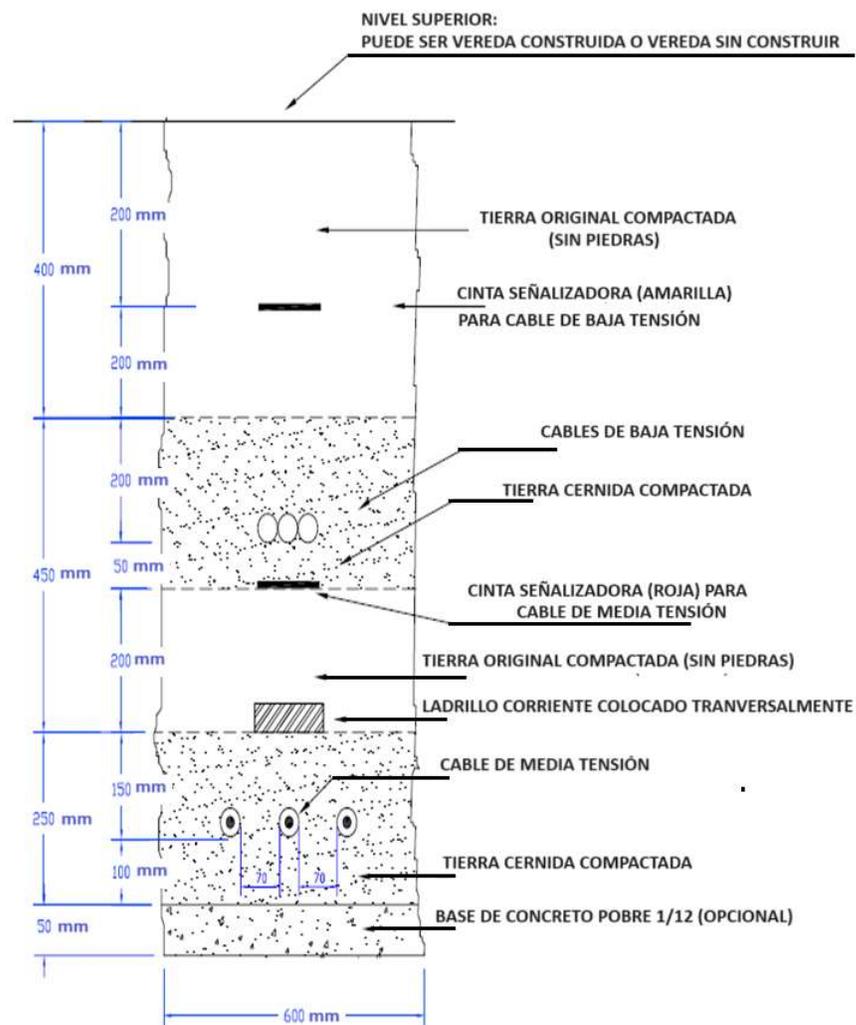
#### **2.2.4. Características de la Instalación**

La profundidad de la instalación, la existencia de otras fuentes de calor y la separación de los cables influyen en la determinación de la ampacidad de los cables.

La figura 2.14 muestra la profundidad a la que se instalan los cables en media tensión, así como algunas características adicionales a tener en cuenta para la colocación adecuada de los cables directamente enterrados.

**Figura 2.14**

*Características de la instalación*



Fuente: Norma interna Luz del Sur (<https://www.luzdelsur.com.pe/es>).

### 2.2.5. Modelos de cargabilidad de cables subterráneos en media tensión

En esta sección se presenta el desarrollo de la formulación matemática de los modelos de cargabilidad de los cables subterráneos de media tensión.

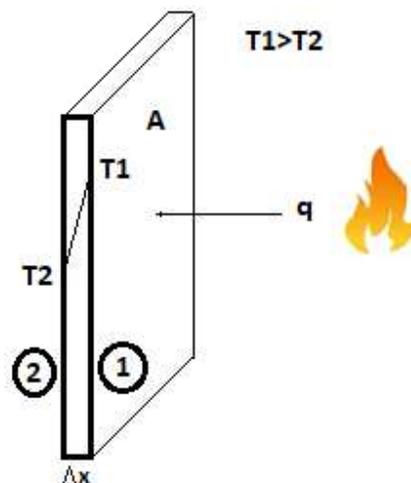
### 2.2.5.1 Formulación Matemática de la Transferencia de Calor de Fourier

Jean-Baptiste Joseph Fourier en 1822, publicó la obra teoría analítica del calor, en ella dedujo algunas ecuaciones con derivadas parciales para poder explicar la transferencia de calor.

En el caso de una superficie plana (ver figura 2.15) la fuente de calor se encuentra en el punto 1 y se desea ver la manera en que se propaga hacia el punto 2, siguiendo la segunda ley de la termodinámica “el flujo de calor se desplazará desde un punto de mayor temperatura hacia uno de menor temperatura” ( $T_1 > T_2$ ). Se puede ver que mientras el espesor de la superficie plana sea mayor, la velocidad de transferencia será menor, además la propagación también depende del tipo de material de la superficie que representa una resistencia térmica al paso del calor.

**Figura 2.15**

*Transmisión de calor en superficie plana*



Fuente: Elaboración propia.

$A$ : área de transferencia de calor ( $m^2$ )

$k$ : conductividad térmica ( $w/(mK^\circ)$ )

$$q = \frac{T_1 - T_2}{\frac{\Delta X}{kA}} = \frac{\text{Fuerza impulsora}}{\text{Resistencia al flujo de calor}} \quad (2.5)$$

$$q = -kA \frac{(T_2 - T_1)}{\Delta X} \quad (2.6)$$

$$q = -kA \frac{\Delta T}{\Delta X} \quad (2.7)$$

Expresado en términos diferenciales:

$$q = -kA \frac{dT}{dX} \quad (2.8)$$

En el caso de una superficie cilíndrica, en donde el calor es transmitido desde la parte central hacia afuera. Tal como se muestra en la figura 2.16, donde  $T_1 > T_2$ . El área de transferencia de calor

$$q = -kA \frac{\Delta T}{\Delta X} \quad (2.9)$$

$$q = -k(2\pi rL) \frac{dT}{dX} \quad (2.10)$$

$$\frac{-q}{2\pi L} \int_{r_1}^{r_2} \frac{dr}{r} = k \int_{T_1}^{T_2} dT \quad (2.11)$$

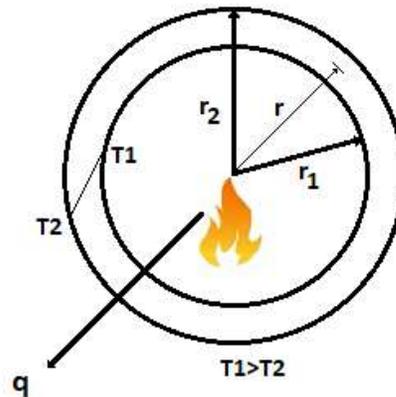
$$\frac{-q}{2\pi L} (\ln r_2 - \ln r_1) = k(T_2 - T_1) \quad (2.12)$$

$$\frac{q}{2\pi L} \ln \left[ \frac{r_2}{r_1} \right] = k(T_1 - T_2) \quad (2.13)$$

$$q = k \frac{2\pi L(T_1 - T_2)}{\ln \left[ \frac{r_2}{r_1} \right]} \quad (2.14)$$

**Figura 2.16**

*Transmisión de calor en cilíndrica.*



Fuente: Elaboración propia.

#### 2.2.5.2 Método de Neher McGrath

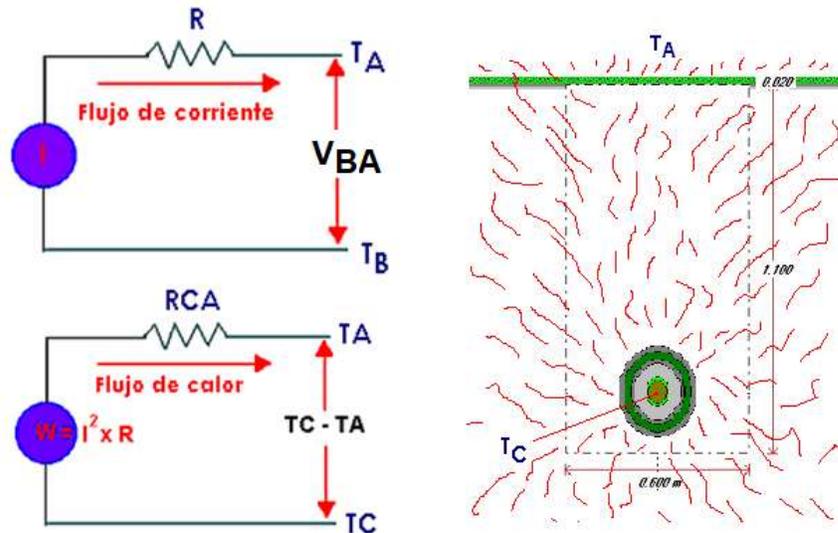
El método de Neher & McGrath (1957) se basa en un método de analogía termoeléctrica propuesto por Pashkis & Baker (1942). La idea básica es subdividir el área de estudio en capas. Luego se sustituyen las fuentes de calor por fuentes de corriente, las resistencias térmicas por resistencias eléctricas y las capacitancias térmicas por capacitancias eléctricas. La figura 2.17 muestra los circuitos equivalentes.

Donde  $RCA$  es la resistencia térmica equivalente desde el conductor, hasta la superficie. La temperatura en el conductor es  $T_C$ , la temperatura de ambiente es  $T_A$ ,  $I$  es la corriente que pasa por el conductor y la resistencia del conductor es  $R$ . Cabe mencionar que  $R$  estará influenciada por el efecto Skin (debido al paso de corriente alterna por el conductor no se distribuye uniformemente y tiende a concentrarse en la superficie) y el efecto proximidad (que se crea por el paso de corriente alterna

generando alrededor del cable un campo magnético variable que induce una diferencia de tensión en los conductores situados en su proximidad).

**Figura 2.17**

*Circuito equivalente de la transferencia de calor*



Fuente: Elaboración propia.

Entonces:

$$T_C - T_A = RI^2(RCA) \quad (2.15)$$

$$I = \sqrt{\frac{T_C - T_A}{R(RCA)}} \quad (2.16)$$

Sin embargo, se sabe que:

$$R = Rdc(1 + Y_S + Y_P) \quad (2.17)$$

Donde:

$Rdc$ : es la resistencia medida en continua.

$Y_S$  : factor de skin.

$Y_P$  : factor de proximidad.

El factor de proximidad se considera despreciable si la distancia entre los conductores es mayor a cinco veces su diámetro. Por tanto, se obtiene la ecuación planteada por Neher & McGrath para el calculo de ampacidad de cables directamente enterrados:

$$I = \sqrt{\frac{T_C - T_A}{Rdc(1+Y_S)(RCA)}} \quad (2.18)$$

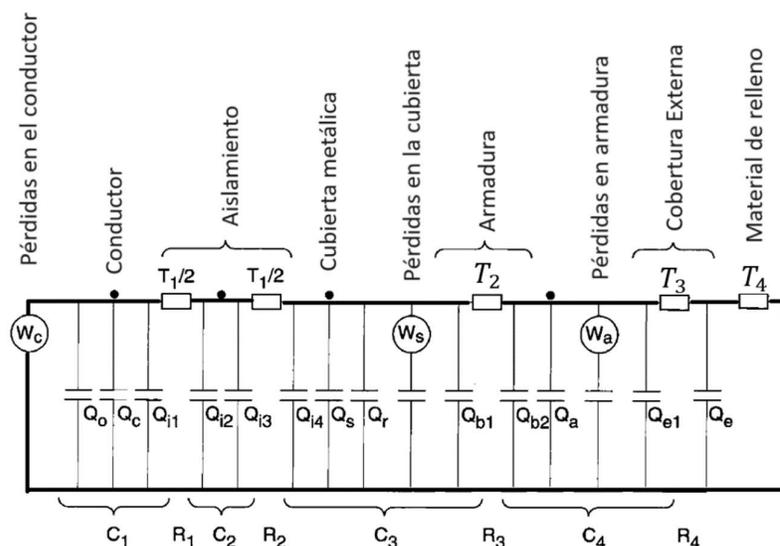
### 2.2.5.3 Formulación Matemática de la IEC.

#### A. Para régimen de carga estacionaria

La transferencia de calor se da desde el conductor a través de las capas del cable y la propagación del calor a través del material de relleno. Para ello se construye un modelo equivalente térmico para analizar la transferencia de calor y este se muestra en la figura 2.18 donde  $n$  es numero de conductores aislados en servicio en el cable y  $W_d$  son las perdidas dieléctricas por unidad de longitud.

**Fig.2.18**

*Circuito térmico equivalente*



Fuente: Modificado de (Anders G. J., 2005)

Este modelo cuenta con resistencias y capacitancias térmicas. Sin embargo, para resolver en condición de estado estacionario no se considera las capacitancias térmicas. Otro aspecto importante es que, de tener todos los parámetros medidos, solo es posible calcular la magnitud de la corriente en el alimentador o la variación de la temperatura, es decir la temperatura en el conductor. Dependiendo del análisis que se desea realizar, se puede considerar a la temperatura del conductor el valor máximo de temperatura que soporta el aislamiento para de esta manera obtener el valor máximo de corriente que podría transmitir en régimen permanente.

Al desarrollar el circuito térmico de la figura 2.18 bajo estas consideraciones se obtiene la ecuación 2.19:

$$\Delta\theta = \left[ W_c + \frac{W_d}{2} \right] T_1 + [W_c(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d]n[T_3 + T_4] \quad (2.19)$$

Como  $W_c = I^2R$  (Anders G. J., 1997) remplazando se obtiene:

$$\Delta\theta = [I^2R]T_1 + [I^2R(1 + \lambda_1)]nT_2 + [I^2R(1 + \lambda_1 + \lambda_2)]n(T_3 + T_4) + \left[ \frac{W_d}{2} \right] T_1 + \left[ \frac{W_d}{2} \right] nT_2 + [W_d]n(T_3 + T_4) \quad (2.20)$$

Agrupando convenientemente:

$$\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + 0.5nT_2 + n(T_3 + T_4)] = [I^2R][T_1 + n(1 + \lambda_1)T_2 + n(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)] \quad (2.21)$$

$$[I^2] = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + 0.5nT_2 + n(T_3 + T_4)]}{R[T_1 + n(1 + \lambda_1)T_2 + n(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)]} \right] \quad (2.22)$$

Se tiene como resultado la ecuación 2.23.

$$I = \left[ \frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0,5} \quad (2.23)$$

Donde:

$I$  : Corriente que pasa por el conductor

$R$ : Resistencia del conductor bajo los efectos de la corriente alterna, por unidad de longitud, a temperatura máxima de operación (ohm/m).

$W_d$ : Son las pérdidas dieléctricas, por unidad de longitud, del aislamiento que rodea al conductor (W/m).

$T_1$  : Es la resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el conductor y el aislante (K.m/W)

$T_2$ : Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre el aislante y la armadura (K.m/W)

$T_3$ : Resistencia térmica, por unidad de longitud, de la cubierta externa del cable (K.m/W)

$T_4$ : Resistencia térmica, por unidad de longitud, entre la cubierta externa del cable y el medio en donde se encuentra enterrado el cable (K.m/W)

$n$ : Número de conductores aislados en servicio en el cable (conductores de la misma sección transportando la misma carga)

$\lambda_1$ : Relación de pérdidas en la cubierta metálica o pantalla respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

$\lambda_2$ : Es la relación de pérdidas en la armadura respecto a las pérdidas totales en todos los conductores de ese cable.

**Cálculo de  $\Delta\theta$**

Esta expresión esta referida a la diferencia de temperatura entre la temperatura de operación y la temperatura del ambiente.

$$\Delta\theta = \theta_{operación} - \theta_{ambiente} \quad (2.24)$$

$$\theta_{operaciónNKY} = 70^{\circ}C$$

$$\theta_{operaciónN2XSY} = 90^{\circ}C$$

$$\theta_{ambiente} = 25^{\circ}C$$

**Tabla 2.1**

*Valores numéricos de la permisividad relativa y del factor de pérdidas de los aislamientos utilizados en los cables de alta tensión y media tensión a frecuencia industrial*

Tipo de cable	<i>tang δ</i>	
Cables aislados con papel impregnado	4	0.01
Tipo "sólido" de impregnación total, preimpregnado o impregnado con material no migrante		
$U_0 = 36kV$	3.6	0.0035
$U_0 = 87kV$	3.6	0.0033
$U_0 = 160kV$	3.5	0.0030
$U_0 = 220kV$	3.5	0.0028
De presión de aceite	3.7	0.0045
De presión externa de gas	3.6	0.0040
De presión interna de gas	3.4	0.0045
Cables aislados con otros materiales		
Goma butilica	4	0.050
EPR		
Cables de tensión inferiores a 18/30 (36)kV	3	0.020
Cables de tensión superiores a 18/30 (36)kV	3	0.050
PVC	8	0.1
PE (HD+LD)	2.3	0.001
XLPE		
Cable de tensiones inferiores o iguales a 18/20kV (No cargado)	2.5	0.004
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV (No cargado)	2.5	0.001
Cables de tensiones superiores a 18/30 (36) kV (cargado)	3.0	0.005

### Cálculo de $W_d$

$$W_d = \varpi C U_0^2 t g \delta \quad (2.25)$$

$$C = \frac{\varepsilon}{18 \ln \frac{D_i}{d_c}} 10^{-9} (F/m) \quad (2.26)$$

$\varepsilon$ : Resistividad permitida del aislante

$D_i$ : Diámetro exterior del aislamiento

$d_c$ : Diámetro del conductor (mm)

$$\varpi = 2\pi x f = 377 \text{ rad/s} \quad (2.27)$$

### Cálculo de $R$

En el proceso de fabricación del cable es importante el valor de la resistencia a 20°C en corriente continua. Ya que esta define el valor de las pérdidas y el grado de calor que disipa el conductor para una determinada ampacidad. Esto al margen del incremento de la resistencia en función de la temperatura dado por:

$$R_t = R_{20^\circ C} [1 + \alpha_{20^\circ C} (t - 20^\circ C)] \quad (2.28)$$

Existe un recubrimiento metálico que en algunos casos se coloca sobre el conductor, su espesor es inferior a 0.1 mm, incrementa la resistencia del conductor entre 0.51% y 2.82% (dependiendo de la sección), sirve para protección frente a la corrosión y reduce los efectos del campo magnético generado por el paso de la corriente.

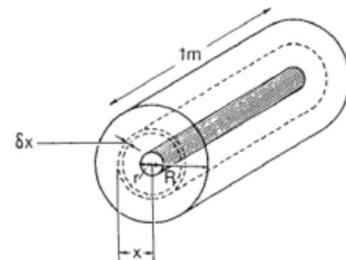
- Inductancia  $L = K + 0.2 \log_e \frac{2S}{a} \quad (2.29)$

- Reactancia  $X = 2\pi f L \quad (2.30)$

- Impedancia  $Z = (R^2 + X^2)^{1/2} \quad (2.31)$

- Resistencia del aislamiento  $Z = (R^2 + X^2)^{1/2} \quad (2.32)$

$$R = R_o (1 + y_s + y_p) (1 + \alpha_{20} (T_{máx} - 20)) \quad (2.33)$$



Donde:

$R_0$ : Resistencia del conductor en corriente continua a 20 °C

$y_s$ : Es el factor por efecto pelicular.

$y_p$ : Es el factor por efecto de proximidad.

$\alpha_{20}$  : Es coeficiente térmico para el cobre.

**Tabla 2.2**

*Resistividades eléctricas y coeficientes de variación de la resistividad con la temperatura de los metales utilizados (Anders G. J., 2005)*

Material	Resistividad ( $\rho$ ) $\Omega\text{m}$ a 20°C	Coefficiente de temperatura ( $\alpha_{20}$ ) a 20°C
<b>Conductores</b>		
Cobre	$1.724 \times 10^{-8}$	$3.93 \times 10^{-3}$
Aluminio	$2.8264 \times 10^{-8}$	$4.03 \times 10^{-3}$
<b>Cubiertas y armaduras</b>		
Plomo y aleaciones de plomo	$21.4 \times 10^{-8}$	$4.0 \times 10^{-3}$
Acero	$13.8 \times 10^{-8}$	$4.5 \times 10^{-3}$
Bronce	$3.5 \times 10^{-8}$	$3 \times 10^{-3}$
Acero inoxidable	$70 \times 10^{-8}$	<i>despreciable</i>
Aluminio	$2.84 \times 10^{-8}$	$4.03 \times 10^{-3}$

Como se puede apreciar de la ecuación 2.33, la resistencia en corriente alterna es mayor que la resistencia en corriente continua, debido principalmente al efecto pelicular y el efecto de proximidad. Sin embargo, existen otros factores que incrementan esta diferencia como son: las pérdidas por corrientes parásitas (Foucault) y las pérdidas por histéresis de material. (Gaulli, 2016), (Anders G. J., 2005) (Zhang, Sun,, & Dong, 2019).

El efecto pelicular se debe a que la variación del campo magnético es mayor en el centro del conductor y esto da como resultado una densidad de corriente mayor

en la superficie que en su centro. Causando el incremento de la resistencia alterna. Este fenómeno fue descrito por primera vez en 1883 por Horace Lamp para el caso de conductores esféricos, luego generalizado para conductores de cualquier forma por Oliver Heaviside en 1885. Posteriormente también fue estudiado por Maxwell.

Los valores experimentales para coeficientes  $k_s$  se muestran en la tabla 2.3 debido a que el valor de  $x_s$  en cables de media tensión se encuentra entre 0 y 2,8. El efecto pelicular se obtiene de: (IEC, 2023)

$$y_s = \frac{x_s^4}{192 + 0.8x_s^4} \quad (2.34)$$

Donde:

$$x_s^2 = \frac{8\pi}{R_o(1+\alpha_{20}(T_{m\acute{a}x}-20))} 10^{-7} k_s \quad (2.35)$$

El efecto proximidad se debe al flujo magnético generado por las corrientes alternas que pasa por conductores adyacentes en configuración paralela o con cercanía entre sí.

Dado que los cables de media tensión son del tipo trenzado se emplea el factor de conductancia transversal  $k_p$ . El efecto proximidad se obtiene de (IEC, 2023)

$$y_p = \frac{x_p^4}{192+0.8x_p^4} \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 \left[ 0,312 \left(\frac{d_c}{s}\right)^2 + \frac{1,18}{\frac{x_p^4}{192+0.8x_p^4}+0.27} \right] \quad (2.36)$$

Donde:

$$x_p^2 = \frac{8\pi f}{R_o(1+\alpha_{20}(T_{m\acute{a}x}-20))} 10^{-7} k_p \quad (2.37)$$

Donde  $s$  es la distancia entre los centros de los conductores y  $d_c$  diámetro del conductor.

**Tabla 2.3**

*Efecto pelicular y de proximidad - valores experimentales del coeficiente de  $K_s$  y  $K_p$*   
(Anders G. J., 2005)

Tipo de conductor	Secado e impregnado o no	$K_s$	$K_p$
Cobre			
Redondo, trenzado	Si	1	0.8
Redondo, trenzado	No	1	1
Redondo, compacto	Si	1	0.8
Redondo, compacto	No	1	1
Redondo, segmentado		0.435	0.37
Trenzado helicoidal hueco	Si		
Sectorial	Si	1	0.8
Sectorial	No	1	1
Aluminio			
Redondo, trenzado	Cualquiera	1	
Redondo, 4 segmentos	Cualquiera	0.28	
Redondo, 5 segmentos	Cualquiera	0.19	
Redondo, 6 segmentos	Cualquiera	0.12	

Por tratarse de una región cilíndrica de un cable de un solo conductor las resistencias térmicas de cada etapa tendrán una misma formulación matemática hasta llegar a la cubierta de pvc del cable.

### Cálculo de $T_1$

$$T_1 = \frac{\rho_t}{2\pi} \ln \left[ 1 + \frac{2t_1}{d_c} \right] \quad (2.38)$$

$\rho_t$  : Es la resistividad térmica del aislamiento

$t_1$  : Es el espesor del aislamiento entre el conductor y la cubierta

$d_c$ : Es el diámetro del conductor

### Cálculo de $T_2$

$$T_2 = \frac{\rho_t}{2\pi} \ln \left[ 1 + \frac{2t_2}{d_s} \right] \quad (2.39)$$

$\rho_t$ : Es la resistividad térmica del aislamiento

$t_3$ : Es el espesor del asiento de la armadura

$d_s$ : Es el diámetro exterior de la cubierta

### Cálculo de $T_3$

$$T_3 = \frac{\rho_t}{2\pi} \ln \left[ 1 + \frac{2t_3}{D'_a} \right] \quad (2.40)$$

$t_3$ : Espesor del revestimiento exterior (mm)

$\rho_t$ : Resistividad térmica de la cubierta (K.m/W)

$D'_a$ : Es el diámetro exterior de la armadura (mm)

La medición de la distribución de temperatura en el espesor del aislamiento del cable es un factor importante a tener en cuenta. Se sabe que la distribución del campo térmico dentro del aislamiento del cable no es uniforme. (Pugach, Polyakov, Nikitin, & Yurchuk, 2017)

### Cálculo de $T_4$

$$T_4 = \rho_t [0,475 \ln(2u) - 0.346] \quad (2.41)$$

Para  $u \geq 5$ , donde:

$$u = \frac{2L}{D_e} \quad (2.42)$$

$L$ : Es la profundidad de instalación (mm)

$D_e$ : Es el diámetro exterior del cable (mm)

$\rho_t$ : Es la resistividad térmica del suelo K.m/W

### **B Para régimen de carga cíclico**

El método de cálculo varía en función de la información disponible del ciclo de carga. Está basado en el estándar IEC 60853 aplicable a cables con tensiones inferiores o iguales a 18/30kV (IEC, 2002). En dicha norma se presenta el factor  $M$ , que se define como “El factor por el cual se puede multiplicar la corriente nominal admisible en régimen de carga permanente ( $FC = 100\%$ ) para que el conductor alcance, sin sobrepasar, la temperatura máxima admisible normalizada”.

La tabla 2.4 es una guía para la selección del método a emplear según el caso considerado.

En la mayoría de los casos se tiene solo el dato de factor de carga que nos puede entregar un sistema de monitoreo SCADA presente en varias empresas de distribución eléctrica y sector minero. Este dato en la tabla 2.4 está representado como “Factor de carga de pérdidas  $\mu$ ”

El factor de carga cíclico ( $M$ ) está dado por:

$$M = \frac{1}{[(1-k(1-\mu)[1-\beta(6)])]^{1/2}} \quad (2.43)$$

Donde:

$k$  : Relación entre la elevación de la temperatura por encima de la temperatura ambiente de la superficie exterior del cable y la elevación de la temperatura del conductor por encima de la de ambiente en régimen permanente.

$\mu$ : Factor de carga

$\beta(6)$ : Factor de aproximación de la temperatura de la superficie exterior del cable en el período de (6) horas.

**Tabla 2.4**

*Descripción del ciclo de carga (IEC, 2002)*

Descripción del circuito	Descripción del ciclo de carga
Cable único o circuito único que comprende tres cables unipolares directamente enterrados o en tubo cables o tubos en contacto.	Cualquier tipo de variación de carga
	Corriente mantenida a su valor máximo por lo menos 6h, fracción constante el resto del ciclo.
	Corriente mantenida a su valor máximo durante por lo menos 6h, cualquier tipo de variación para el resto del ciclo.
Grupo de cables con pérdidas iguales directamente enterrados o en tubo. Cables o tubos en contacto.	Ciclo de carga desconocida con excepción del factor de carga de pérdidas $\mu$
	Cualquier variación de carga
Grupo de cables con pérdidas iguales directamente enterrados o en tubo. Cables o tubos en contacto.	Corriente mantenida a su valor máximo durante por lo menos 6h, cualquier tipo de variación para el resto del ciclo.
	Cualquier variación de carga
Grupo de circuitos, cada uno de ellos formado por tres cables, todos los cables tienen pérdidas iguales, directamente enterrados o en tubo. Cable o tubos en contacto para cada circuito, circuitos separados.	Cualquier variación de carga
	Corriente mantenida a su valor máximo durante por lo menos 6h, cualquier tipo de variación para el resto del ciclo.

### Cálculo de $k$

$$k = \frac{WT_4}{\theta(\infty)} \quad (2.44)$$

Donde:

$W$ : Pérdidas totales por efecto Joule por cable a la temperatura máxima de operación (W/m).

$T_4$  : Es la resistencia térmica exterior debido al cable.

$\theta(\infty)$ : Es la elevación de temperatura del conductor por encima de la temperatura ambiente, en régimen permanente.

**Cálculo de  $\beta(6)$ :**

$$\beta(i) = \frac{-Ei\left(-\frac{De^2}{16t\delta}\right)}{2 \ln\left(\frac{4L}{De}\right)} \quad (2.45)$$

Donde:

$-Ei(-x)$ : Exponencial integral, cuyo cálculo se encuentra explicado en (IEC, 2002)

$De$ : Diámetro exterior del cable (m)

$t$  : Tiempo ( $t = 3600i$ ) en este caso  $i=6$ .

$\delta$  : Difusividad del terreno (m<sup>2</sup>/s).

$L$ : Profundidad de enterramiento (m)

La tabla 2.5 muestra los valores de resistividad y difusividad térmica.

**Tabla 2.5**

Valores de resistividad térmica y difusividad térmica (IEC, 2002)

Resistividad térmica (°C-m/W)	Difusividad térmica (m <sup>2</sup> /s)
0.5	0.8x10 <sup>-6</sup>
0.6	0.7x10 <sup>-6</sup>
0.7	0.6x10 <sup>-6</sup>
0.8	0.6x10 <sup>-6</sup>
0.9	0.5x10 <sup>-6</sup>
1.0	0.5x10 <sup>-6</sup>
1.2	0.4x10 <sup>-6</sup>
1.5	0.4x10 <sup>-6</sup>
2.0	0.3x10 <sup>-6</sup>
2.5	0.2x10 <sup>-6</sup>
3.0	0.2x10 <sup>-6</sup>

Considerando lo indicado en el Código Nacional de Electricidad (resistividad térmica de 1.5 (°C-m/W) la difusividad térmica a emplear en los cálculos es  $0.4x10^{-6}$ .

El valor aproximado de  $-Ei(-x)$  Para  $0 \leq x \leq 1$

$$-Ei(-x) = -\ln(x) + \sum_{i=0}^5 a_i x^i \quad (2.46)$$

Donde:

$$a_0 = -0.5772$$

$$a_1 = 1.0000$$

$$a_2 = -0.2499$$

$$a_3 = 0.0552$$

$$a_4 = -0.0098$$

$$a_5 = 0.0011$$

#### **2.2.5.4 Diferencias entre el método Neher-McGrath y el de la IEC**

(Anders G. J., 1997) hace una descripción detallada de la diferencia entre el método de Neher-McGrath y el de la IEC en el Apéndice F. Para las simulaciones de ampacidad en estado estacionario, los dos enfoques son prácticamente los mismos. Las ecuaciones se ven muy diferentes, pero los dos métodos son equivalentes. En el método Neher-McGrath, hay ecuaciones explícitas para la calificación transitoria, mientras que en el IEC se dan metodologías detalladas. En general, los métodos IEC están más actualizados y consideran más casos que el método Neher-McGrath.

(León, 2005) también hace un análisis de los conceptos básicos detrás del método Neher-McGrath (IEEE), junto con sus diferencias con las normas IEC para instalaciones de cables subterráneos.

A continuación, se mencionan algunas de las principales diferencias entre los dos métodos:

- En las normas IEC se consideran las armaduras, mientras que no están en el método Neher-McGrath.
- IEC considera más materiales de aislamiento que Neher-McGrath.
- IEC considera en detalle los cables cargados de manera desigual.

#### **2.2.5.5 Métodos de Elementos Finitos para el Cálculo de Ampacidad.**

##### **A. Método de Elementos Finitos**

Como cualquier método al pasar el tiempo se torna como una herramienta clásica y transversal en varias áreas de la ingeniería siendo complicado definir exactamente dónde o cuando se empezó a aplicar por primera vez. La primera referencia explícita conocida como método de los elementos finitos (MEF) se da en 1960 en el trabajo de Ray Clough sobre el análisis de problemas de elasticidad en

estado plano de tensión. (Texeira-Dias, Pinho-da-Cruz, Fontes Valente, & Alves de Sousa, 2010).

Se considera que el MEF fue al principio desarrollado en 1943 por Richard Courant, quien utilizó el método de Ritz de análisis numérico y minimización de las variables de cálculo para obtener soluciones aproximadas a un sistema de vibración. Poco después, un documento publicado en 1956 por M. J. Turner, R. W. Clough, H. C. Martin, y L. J. Topp estableció una definición más amplia del análisis numérico (Turner, Clough, Martin , & Topp, 1956).

El MEF sirve para resolver ecuaciones diferenciales ordinarias y parciales. Es un método numérico con capacidad para resolver problemas complejos que se pueden representar en forma de ecuaciones diferenciales.

La solución obtenida por MEF es solo aproximada, coincidiendo con la solución exacta solo en un número finito de puntos llamados nodos. En el resto de los puntos que no son nodos, la solución aproximada se obtiene interpolando a partir de los resultados obtenidos para los nodos, lo cual hace que la solución sea solo aproximada debido a ese último paso.

El conjunto de puntos donde la solución es exacta se denomina conjunto nodos. Dicho conjunto de nodos forma una red denominada malla, formada por retículos. Cada uno de los retículos contenidos en dicha malla es un «elemento finito». El conjunto de nodos se obtiene dividiendo o discretizando la estructura en elementos de forma variada (pueden ser superficies, volúmenes y barras).

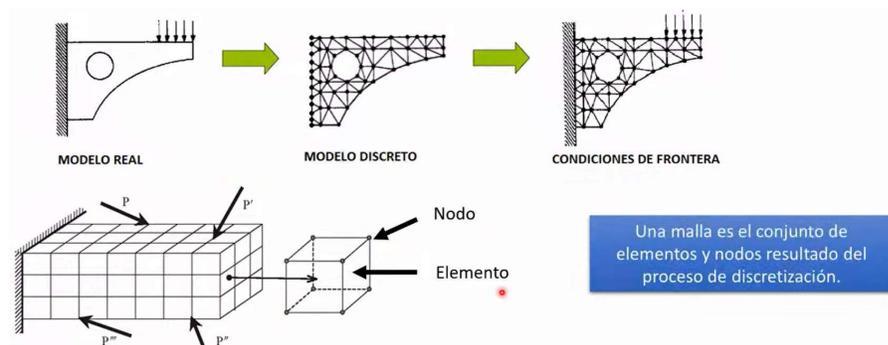
## **B. Etapas de Análisis por Método de Elementos Finitos**

Preprocesamiento, en esta etapa se realiza la discretización, se estudian las propiedades del elemento, la matriz de rigidez global, las cargas y las condiciones de contorno. Cada elemento tiene un número discreto de nodos. La unión de todos estos

nodos genera una malla. La malla en general consta de miles de puntos. La información sobre las propiedades del material y otras características del problema se almacena junto con la información que describe la malla y las fuerzas, los flujos térmicos o las temperaturas se reasignan a los puntos de la malla.

**Figura 2.19**

*Etapas de preprocesamiento del FEM*



Fuente: CIDESI-CONAHCYT (<https://cidesi.repositorioinstitucional.mx/jspui/>)

Procesamiento, aquí se le da solución al sistema de ecuaciones generado. Se puede optar por una solución con método directo o método iterativo, tal como se muestra en la figura 2.20, sin embargo, en la mayoría de los casos se opta por una solución mediante iteraciones, dado que nos permite ahorrar recursos y buscar una buena aproximación.

**Figura 2.20**

*Etapas de procesamiento del FEM*



Fuente: CIDESI-CONAHCYT (<https://cidesi.repositorioinstitucional.mx/jspui/>)

Post procesamiento, una vez teniendo la solución, se puede realizar cálculos complementarios que nos permitan resolver el problema mayor. Se calculan magnitudes derivadas de los valores obtenidos para los nodos, y en ocasiones se aplican operaciones de suavizado, interpolación e incluso determinación de errores de aproximación.

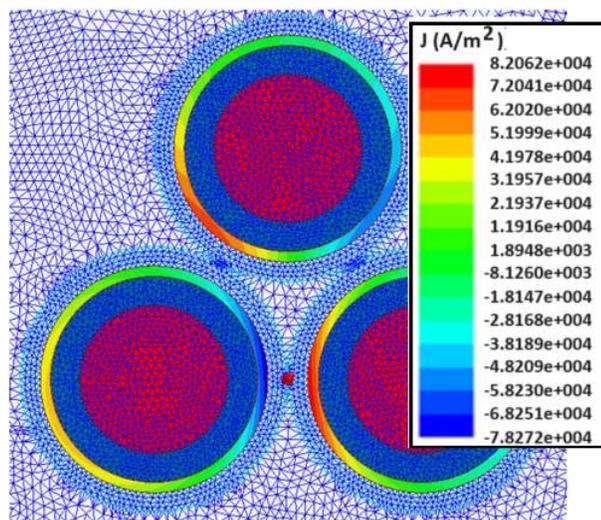
El postproceso del MEF generalmente requiere software adicional para organizar los datos de salida, de tal manera que sea más fácilmente comprensible el resultado y permita decidir si ciertas consecuencias del problema son o no aceptables.

### C. Aplicación de los Métodos de Elementos Finitos al Cálculo de Ampacidad

La figura 2.21 muestra el modelamiento de la conducción de calor en cables en disposición triangular, el método de elementos finitos comenzó a aparecer con el desarrollo de las computadoras. El principio de este método es analizar la distribución de temperatura en los cables y el área de ubicación del cable.

#### Figura 2.21

Análisis de cables en disposición triangular empleando elementos finitos.



Fuente: (Rasoulpoor, Mirzaie, & Mirimani, 2016)

El método de cálculo es más efectivo porque considera las condiciones reales, lo que hace que el resultado sea más preciso. (Kuffel & Poltz, 1981) realizó un experimento para confirmar la precisión del método de elementos finitos para el cálculo de ampacidad en estado estacionario.

(PENG-YU, y otros, 2019) Utilizaron el método de elementos finitos para obtener temperaturas dinámicas de los componentes del cable, incluyendo la temperatura del conductor, que se utiliza para comparar los resultados obtenidos de la clásica modelo y el modelo optimizado que propusieron, así como la temperatura de la superficie.

Otra de las aplicaciones de elementos finitos para el cálculo de ampacidad es mostrada por (Sedaghat & De León, 2014) que, a pesar de tratarse de cables en el aire, muestra todas las simulaciones con FEM, los cables se han colocado en una caja que representa adecuadamente el aire libre circulante con cuatro límites, dos de ellos representando aislamiento térmico. Con lo cual introduce una mejora en los cálculos de ampacidad realizados en base al estándar de la IEC.

#### **2.2.5.6 Métodos de Cálculo Empleados por el Software CYMCAP**

El primer programa comercial para cálculos de ampacidad de cables es CYMCAP. Su desarrollo comenzó en la década de 1980 conjuntamente por Ontario Hydro (Hydro One), McMaster Universidad y CYME International, bajo los auspicios de la Asociación Canadiense de Electricidad (CEATI).

Emplea el método de elementos finitos, aplicado a la conducción de calor a través de paredes cilíndricas, mejora la precisión de los resultados de los métodos de Neher Mc Grath e IEC, para diferentes disposiciones de los cables y situaciones que se presentan en la distribución de energía eléctrica empleando cables enterrados.

En el anexo III se da una descripción más detallada del programa.

En este capítulo se presentaron los antecedentes de la investigación, los conceptos relacionados a la transferencia de calor en cables directamente enterrados, la propagación del calor desde el conductor hasta la superficie del terreno, explicando a detalle los modelos de cargabilidad empezando por la formulación de la transferencia de calor de Fourier, el método de Neher McGrath, la formulación matemática de la IEC y el uso de elementos finitos para ganar precisión en el cálculo de ampacidad. Se concluye que la formulación matemática a desarrollar y optimizar debe basarse en el modelo de la IEC que presenta metodología de cálculo a régimen permanente y régimen de carga cíclica. Teniendo mayor relevancia para el análisis y optimización el régimen de carga cíclico debido a que considera el comportamiento de la demanda de corriente en el tiempo y su influencia en la temperatura alcanzada por el aislamiento del cable (que es el comportamiento de las redes de distribución de energía eléctrica en media tensión).

## **CAPÍTULO III DESARROLLO DEL TRABAJO DE INVESTIGACIÓN**

### **3.1 Metodología Propuesta**

En este capítulo se muestra la propuesta metodológica, la cual parte de la verificación de los parámetros, aplicación del método de elementos finitos y construcción de un mapa de resistividad térmica del suelo.

#### **3.1.1 Parámetros Relevantes para el Cálculo de la Ampacidad**

Tener precisión en los parámetros asociados a los factores que intervienen en la cargabilidad de los cables, es tan importante como tener una formulación matemática que represente adecuadamente el fenómeno de transferencia de calor.

En los cálculos realizados, cuyos resultados se muestran en los anexos IV, V y VI, se puede evidenciar la sensibilidad paramétrica a aspectos relacionados con las condiciones de instalación y las características del terreno. La resistividad térmica del suelo es el factor de mayor influencia en la determinación de la capacidad de conducción de un cable de potencia (Algo que también se pone de manifiesto en las investigaciones desarrolladas por (Jaramillo-Vacio, 2018)). Por ejemplo, en una instalación con cable 120mm<sup>2</sup> N2XS<sub>Y</sub> considerar la resistividad térmica 150°C-cm/w a 100°C-cm/w considerando un factor de carga de 0.75 nos puede dar una diferencia de 30 Amperios en 10kV, con esta diferencia de amperaje se pueden atender a varios clientes de media tensión de las empresas de distribución eléctrica. El segundo parámetro de importancia a tener en cuenta es la profundidad de la instalación de los cables, mientras esta sea mayor menor será su capacidad de conducción. Por ejemplo: la variación de la capacidad para un cable 240mm<sup>2</sup> N2XS<sub>Y</sub> podría representar 2.47% por cada 20cm de variación en la profundidad de instalación, considerando un factor de carga de 0.75 en una red de 10kV.

Respecto a los parámetros asociados a la construcción de los cables, el espesor del aislamiento y el espesor del semiconductor shield son los que tienen mayor impacto, sin embargo, estos no son tan representativos como la resistividad térmica del terreno o la profundidad de la instalación.

### **3.1.2 Método de Elementos Finitos**

En el método propuesto, considera el uso del método de elementos finitos a través del modelamiento y simulación en el software CYMCAP.

### **3.1.3 Mapa de Resistividad Térmica del Suelo**

Debido a la importancia de la resistividad térmica en el cálculo de ampacidad, es necesario tener este parámetro medido. Para aplicaciones en distribución eléctrica en minería o industria que emplea cables enterrados, se pueden tomar muestras de terreno siguiendo el recorrido del cable considerando como valor a ingresar en el cálculo de ampacidad, el mayor valor obtenido en las mediciones.

Cuando se trata de una extensión mayor a considerar, como, por ejemplo: las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica, es necesario construir un mapa de resistividad térmica del suelo, que pueda darnos valores de resistividad térmica en diferentes puntos de la zona de concesión para poder evaluar las condiciones de ampacidad, diseño, sobrecargas y renovación de redes.

Para construir este mapa es necesario contar con mediciones en zonas representativas de la zona de concesión, con una cantidad necesaria y suficiente para poder proyectar a partir de estas mediciones, la resistividad térmica en cualquier punto, teniendo la posibilidad de hacer un seguimiento de los valores de resistividad térmica a lo largo del trazo del alimentador a analizar. (En este caso el valor a ingresar en el cálculo de ampacidad será el mayor valor de resistividad térmica obtenido de la revisión de la ruta del tramo del alimentador analizado).

### **3.1.3.1. Criterios de la Elección de los Puntos de Medición**

De manera general se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Se deben identificar los rasgos geológicos existentes dentro de la zona de concesión.
- Los puntos de medición deben ser lugares donde la empresa de distribución eléctrica tenga control. De preferencia puntos cercanos a las subestaciones de distribución que se encuentran georreferenciadas.
- Se debe buscar lugares donde los terrenos sean lo más uniforme posible, evitando medir en lugares donde se considere zonas de relleno o mezclas de desmonte.
- Se debe medir en lugares donde el suelo no haya tenido exposición a químicos o lubricantes que puedan alterar los resultados.
- Se debe evitar medir el terreno cuando existan lloviznas, lluvia o condiciones climáticas atípicas en el lugar, de preferencia los suelos deben estar secos.
- Cada punto de medición debe estar georreferenciado o en su defecto definir coordenadas cartesianas para que se pueda relacionar su ubicación respecto a los demás puntos de medición.
- Se debe considerar la accesibilidad del terreno hasta profundidades que por lo menos cumplan las condiciones de instalación de los cables, indicados en las normas internas de instalación de la empresa de distribución eléctrica.
- Es importante evitar medir en suelos donde haya la influencia de tuberías, ductos, calzadas, aceras y otros elementos que dificulten la medición.
- Para la selección de los puntos se debe tener en cuenta que el tipo de suelo a medir debe ser representativo en la zona de concesión. Para que los parámetros encontrados puedan ser considerados en otros puntos del

sistema con características similares, incrementando de esta manera los puntos a considerar como fijos en el método de interpolación a emplear.

### **3.1.3.2. Medición de la Resistividad**

La medición de la resistividad debe efectuarse sobre la base de lo establecido en las normas:

- (ASTM International, 2019) C177-19 Standard Test Method for Steady-State Heat Flux Measurements and Thermal Transmission Properties by Means of the Guarded-Hot-Plate Apparatus.
- (ASTM International, 2022) D5334-22 Standard Test Method for Determination of Thermal Conductivity of Soil and Rock by Thermal Needle Probe Procedure.

Entre los puntos más importantes a destacar para aplicación de estas normas se tiene:

- El método de prueba establece los criterios para el laboratorio de medición del flujo de calor en estado estacionario a través de superficies planas, muestras homogéneas cuando sus superficies están en contacto con límites sólidos y paralelos mantenidos a temperaturas constantes utilizando el aparato de placa caliente protegida.
- El aparato de prueba diseñado para este propósito se conoce como un aparato de placa caliente protegida.
- El aparato de placa calefactora protegida se puede operar con flujo de calor vertical u horizontal.
- Aunque no se puede dar un límite superior definitivo para la magnitud de la conductancia del material a analizar que se puede medir en una placa caliente

protegida, por razones prácticas la conductancia del material debe ser inferior a  $16 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ .

- Este método de prueba es aplicable a la medición de una amplia variedad de materiales de análisis, desde sólidos hasta materiales porosos o transparentes, y una amplia gama de ambientales condiciones, incluidas las mediciones realizadas en extremos de temperatura y con varios gases y presiones.
- La no homogeneidad a la dirección del flujo de calor, como estructuras en capas, se pueden evaluar con éxito utilizando este método de prueba.
- Con el fin de garantizar el nivel de precisión, exactitud esperada, y la adecuada aplicación de las normas es necesario que se posea conocimiento de los requisitos de las mediciones térmicas, pruebas y aplicación práctica de la transferencia de calor relativa a los materiales y sistemas de aislamiento térmico.
- Debe verificarse la precisión de los sistemas automatizados de recolección y manejo de datos conectados al aparato.
- Este método de prueba permite utilizar una amplia gama de diseños de aparatos y precisión de diseño para satisfacer los requisitos de problemas de medición específicos. El cumplimiento de este método de prueba requiere una declaración de la incertidumbre de cada variable reportada.
- Se incluye una discusión de los factores de error significativos involucrados.

### **3.1.3.3. Métodos para la Construcción de los Mapas**

Dentro de la literatura se tiene información de (Harder & Brown, 2017) donde nos muestra las potencialidades de trabajar en un entorno georreferenciado y como se realiza la integración de datos. También los autores (Chapman & Wieczorek,

2020) nos dan una guía de buenas prácticas de georreferenciación, explicando diferentes conceptos como exactitud, error, sesgo, precisión, falsa precisión e incertidumbre. Así como también las grillas, coordenadas geográficas y sistemas de referencia de coordenadas. La generación de mapas es muy útil en diferentes aplicaciones como, por ejemplo: sistemas de información geográfica aplicado en enlaces de comunicaciones (Sosa & Martínez, 2009), georreferencia y geolocalización en gestión documental cartográfica y fotografías antiguas desarrollada por (Cascón, Ruiz, & Alberich, 2018). En general los métodos empleados son los siguientes:

- Método de Kriging
- Método de curvatura mínima
- Método Nearest Neighbor
- Método de regresión polinómica.
- Método de las funciones de base radial
- Método de interpolación mediante distancia inversa ponderada (IDW).
- Método de Shepard
- Método de triangulación
- Método de red irregular triangulada (TIN).

El método de Kriging fue desarrollado inicialmente por Daniel G. Krige, como una técnica de interpolación que se basa en el análisis de la estructura geoestadística de variación de la variable. Es decir, se apoya en el conocimiento del comportamiento de la variable en el espacio. (Zucarelli, Paris, & Macor, 2023).

El método Nearest Neighbor es un método de clasificación basado en los k-vecinos más cercanos (k-NN) se fundamenta en que las propiedades de un dato x de entrada son similares a las de los datos de su vecindad, entonces éste pertenece

a la misma clase que la clase más frecuente de sus  $k$  vecinos más cercanos. (Zapata, Pérez, & Mora, 2014).

El método de triangulación es un método idóneo para obtener el modelo digital del terreno cuando se conocen valores de algunas cotas topográficas en puntos de un área geográfica (Atanes Beatón, Legrá Lobaina, & Guilarte Fuentes, 2014).

El método de interpolación mediante distancia inversa ponderada (IDW), es un método matemático de interpolación que usa una función inversa de la distancia, parte del supuesto que las cosas que están más cerca son más parecidas, por lo tanto, tienen más peso e influencia sobre el punto a estimar. (Murillo, Ortega, Carrillo, Pardo, & Rendón, 2012)

Método de red irregular triangulada (TIN), son una de las formas más utilizadas para representar la topología de superficie cuando se trabaja con modelos digitales de terreno (DTM) o sistemas de información geográfica (GIS). (Teodoro da Penha & Nunes Coelho, 2021).

Este trabajo tomara en consideración el método de interpolación (IDW) y el método de red irregular triangulada (TIN).

### **3.2 Aplicación de la Metodología Propuesta**

Aquí se muestra la aplicación del método propuesto en el sistema de distribución eléctrica de una de las empresas concesionarias de energía del departamento de Lima.

#### **3.2.1. Normas de Instalación y Capacidad de Cables.**

Cada empresa de distribución eléctrica en el Perú y en varios países de la región poseen normas propias que establecen la capacidad de los cables de media tensión directamente enterrados, en los anexos VI, VII y VIII se muestran partes de

las normas internas de instalación y capacidad de cables de una de las dos empresas concesionarias de energía del departamento de Lima, donde se puede observar las diferentes secciones de cables empleados en las redes de 10kV y 22.9kV en estas normas se indica como valor de resistividad térmica  $150^{\circ}\text{C}$ - cm/w así como detalles relacionados a la profundidad de instalación, temperatura de ambiente, cantidad de cables en zanja. Dentro de la especificación técnica se muestra el aislamiento, pantallas eléctricas, blindaje metálico, cubierta externa, los espesores de cada capa interna de los cables, la capacidad de corriente en condiciones normales de operación, la capacidad de corriente en condición de emergencia y la corriente de cortocircuito admisible por el cable. También se muestran los parámetros eléctricos de cable como son: la resistencia a  $20^{\circ}\text{C}$  medido en corriente continua, la resistencia eléctrica en ohm/km, la reactancia inductiva en ohm/km y la capacitancia en uf/km además del factor de agrupamiento de cables directamente enterrados.

### **3.2.2 Mapa de Resistividad Térmica de Suelos en la Zona de Concesión**

La tabla 3.1 muestra las mediciones de resistividad térmica del terreno realizado en 45 puntos de la zona de concesión de la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica. (Laboratorio de análisis físicos - Pontificia Universidad Católica del Perú., 2004)

**Tabla 3.1***Mediciones de la resistividad térmica en la zona de concesión*

ítem	Cuadrante	Distrito	SE Referencia	Humedad (%)	Resistividad térmica (cm. °C/W)
1	3964	La Molina	665S	1.30	82.6
2	3964	La Molina	456S	7.60	89.5
3	3962	La Molina	809S	2.10	86.8
4	3962	San Borja	729S	3.50	85
5	3360	San Borja	5133C	7.90	88.7
6	2764	Lima	21S	7.40	94.4
7	5474	Chaclacayo	2679A	5.40	83.4
8	6078	San Juan de Lurigancho	10623A	6.50	95.2
9	4874	San Juan de Lurigancho	4044A	8.90	86.7
10	3062	La victoria	1022S	6.10	97.1
11	6682	Santa Eulalia	1790S	5.10	81
12	6680	Chosica	1289S	8.60	90.3
13	6378	Chosica	1653S	3.80	95.3
14	4270	Ate Vitarte	1446S	3.40	91.2
15	3056	Barranco	145S	12.60	84.4
16	2752	Chorrillos	1959S	6.60	97
17	3052	Chorrillos	3437A	6.10	81.4
18	3054	Chorrillos	20745A	15.10	88.7
19	3366	El agustino	1332S	2.70	83.9
20	2762	Lince	7998C	12.30	93.5
21	2758	Miraflores	72S	4.00	83.2
22	2762	San Isidro	1485S	6.40	84.6
23	3654	San Juan de Miraflores	646S	1.00	81.8
24	3666	Santa Anita	1273S	2.90	83.6
25	3358	Surco	1666S	2.90	99.1
26	3348	Villa El Salvador	2350A	1.70	87.1
27	3346	Villa El Salvador	2263A	2.90	88.2
28	3948	Villa El Salvador	2481A	1.00	80.5
29	3654	Villa María del Triunfo	2089A	3.60	77.3
30	3954	Villa María del Triunfo	7737C	4.20	86.2
31	5726	Santa María del Mar	5260C	2.40	80.3
32	6310	San Antonio	1209S	4.50	89.2
33	6020	Chilca	20378A	4.20	87.8
34	5730	San Bartolo	2133A	1.40	82.7
35	5418	Pucusana	1859S	6.30	107.1
36	6018	Chilca	20878A	3.00	80.5
37	7884	Asia	632S	0.70	80.1
38	3048	Chorrillos	20277A	0.40	113.9
39	6996	Mala	1547A	21.10	88.9
40	4840	Lurin	1547S	1.20	99.3
41	4542	Lurin	820S	6.80	84.7
42	4548	Pachacamac	20871A	8.70	101.6
43	4544	Lurin	1434S	17.00	96.9
44	4838	Punta Hermosa	2201A	1.70	85.1
45	5432	Punta Negra	843S	3.00	108.8

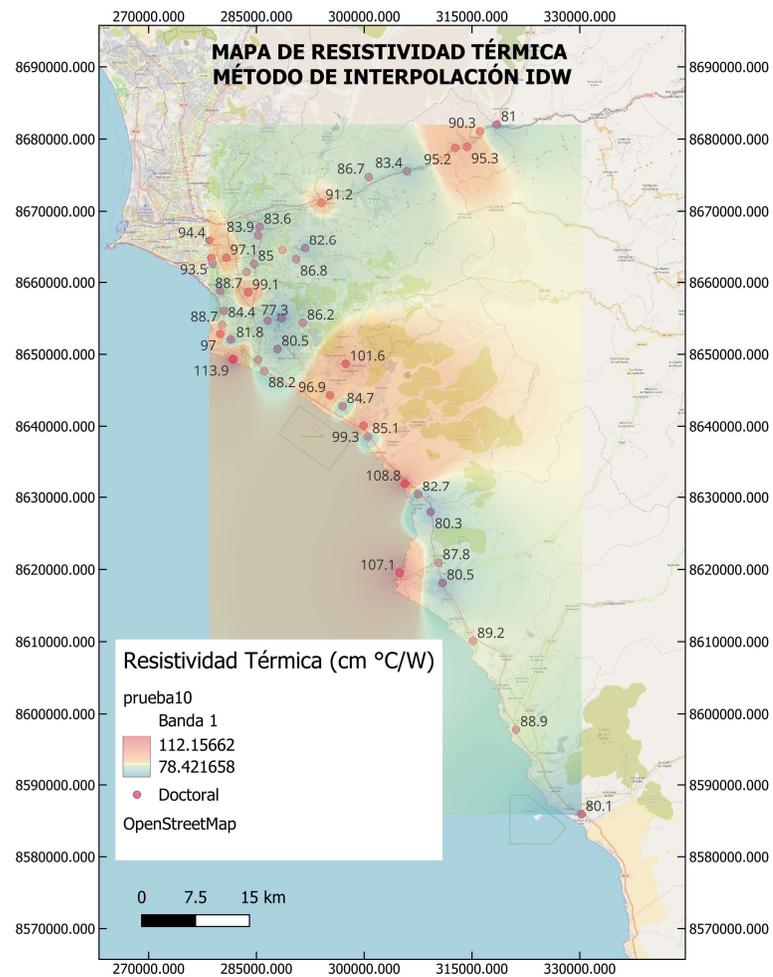
El mapa de resistividad térmica se construye en base a dos de los métodos descritos en el punto 3.1.3.3 de la tesis empleando el programa QGIS. (QGIS, 2023)

### 3.2.2.1. Mapa Construido por el Método de Interpolación Mediante Distancia Inversa Ponderada (IDW).

En el anexo IX se muestra parte del proceso de construcción del mapa mostrado en la figura 3.1, donde se ha trabajado en escala de colores para una mejor interpretación, haciendo la proyección de los 45 puntos a toda la región donde está incluida la zona de concesión.

**Figura 3.1**

*Mapa de resistividad térmica empleando el método de interpolación (IDW)*



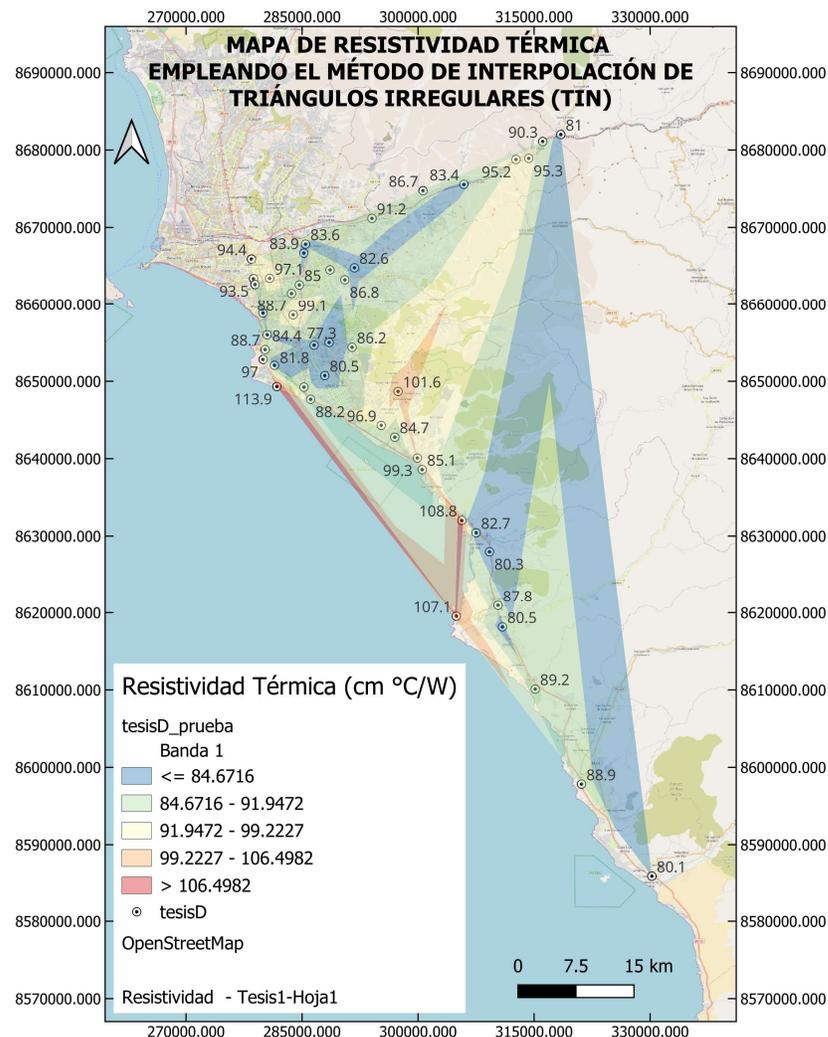
Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.2.2. Mapa Construido por el Método de Interpolación Método de Red Irregular Triangulada (TIN)

En el anexo IX se muestra parte del proceso de construcción del mapa mostrado en la figura 3.2, donde se ha trabajado en escala de colores para una mejor interpretación, haciendo la proyección de los 45 puntos a toda la región donde está incluida la zona de concesión.

**Figura 3.2**

*Mapa de resistividad térmica empleando el método de interpolación (TIN)*

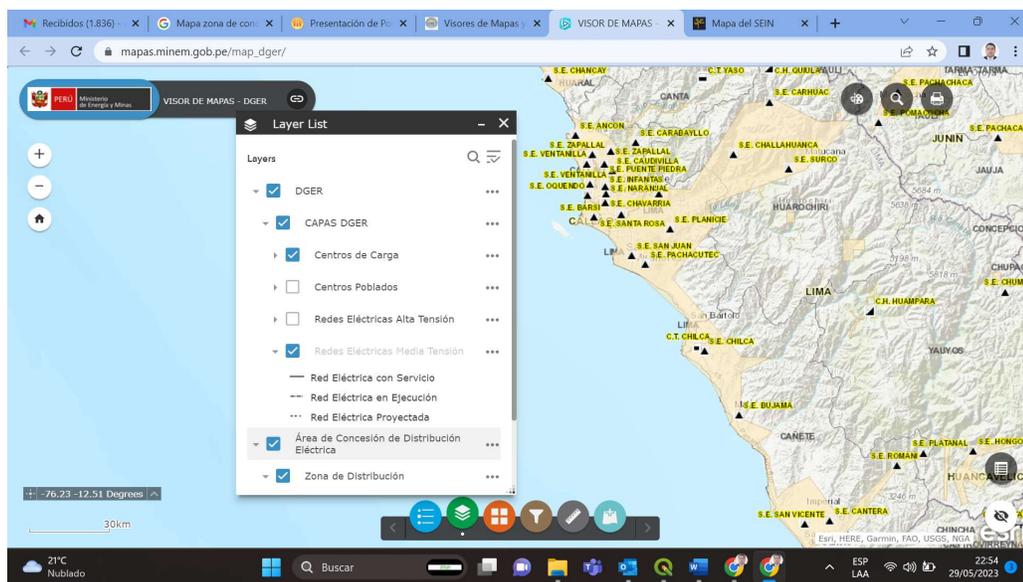


Fuente: Elaboración propia.

La figura 3.3 muestra las zonas de concesión de las empresas de distribución eléctrica en Lima, donde se pueden observar la ubicación de las principales subestaciones de distribución eléctrica que alimentan a las redes de MT.

**Figura 3.3**

*Zonas de concesión -Lima.*



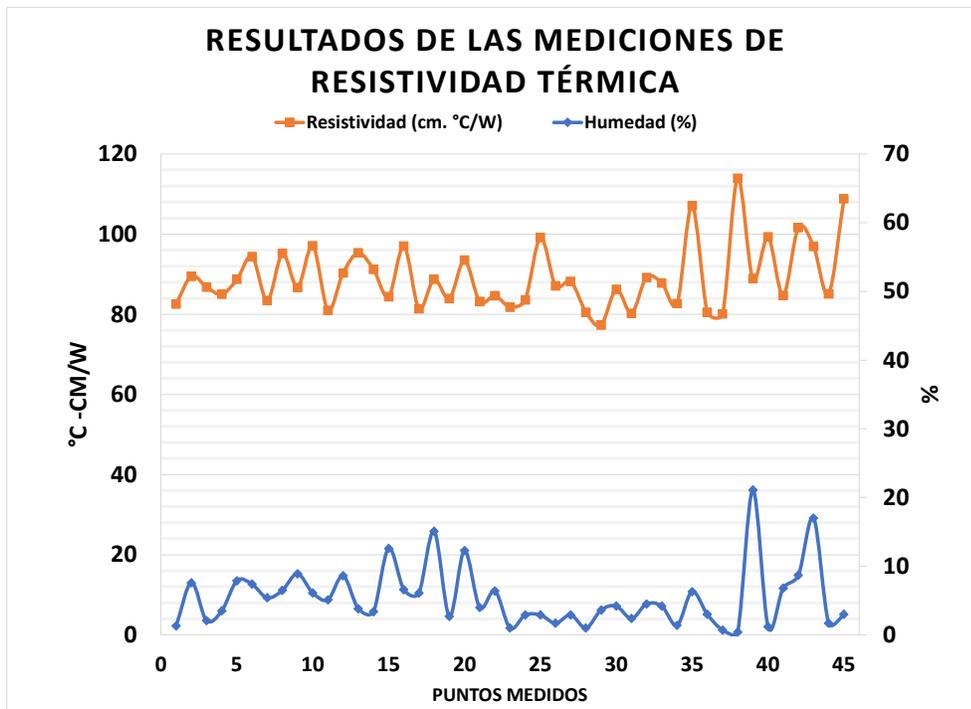
Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

Otro aspecto importante de los datos obtenidos de las mediciones en campo es que el valor de resistividad térmica presenta un máximo de  $113.90\text{ }^{\circ}\text{C-cm/w}$  con un valor promedio de  $89.21\text{ }^{\circ}\text{C-cm/w}$ . Para mayor comprensión los datos son mostrados de forma gráfica en la figura 3.4. Donde se puede apreciar que en la mayoría de los casos la resistividad térmica tiene valores inferiores a  $100\text{ }^{\circ}\text{C-cm/w}$ . Por lo que considerar como valor de resistividad térmica  $150\text{ }^{\circ}\text{C-cm/w}$  para los cálculos de ampacidad en toda la zona de concesión está muy por encima de los valores medidos. Lo que es una clara muestra que los valores de ampacidad son mayores a los considerados en las normas actuales de la empresa de distribución

eléctrica, ratificando además que el valor de resistividad térmica en la zona de concesión también es inferior a lo que indica el código nacional de electricidad (CNE).

**Figura 3.4**

*Resultados de las mediciones de resistividad térmica – representación gráfica.*



Fuente: Elaboración propia.

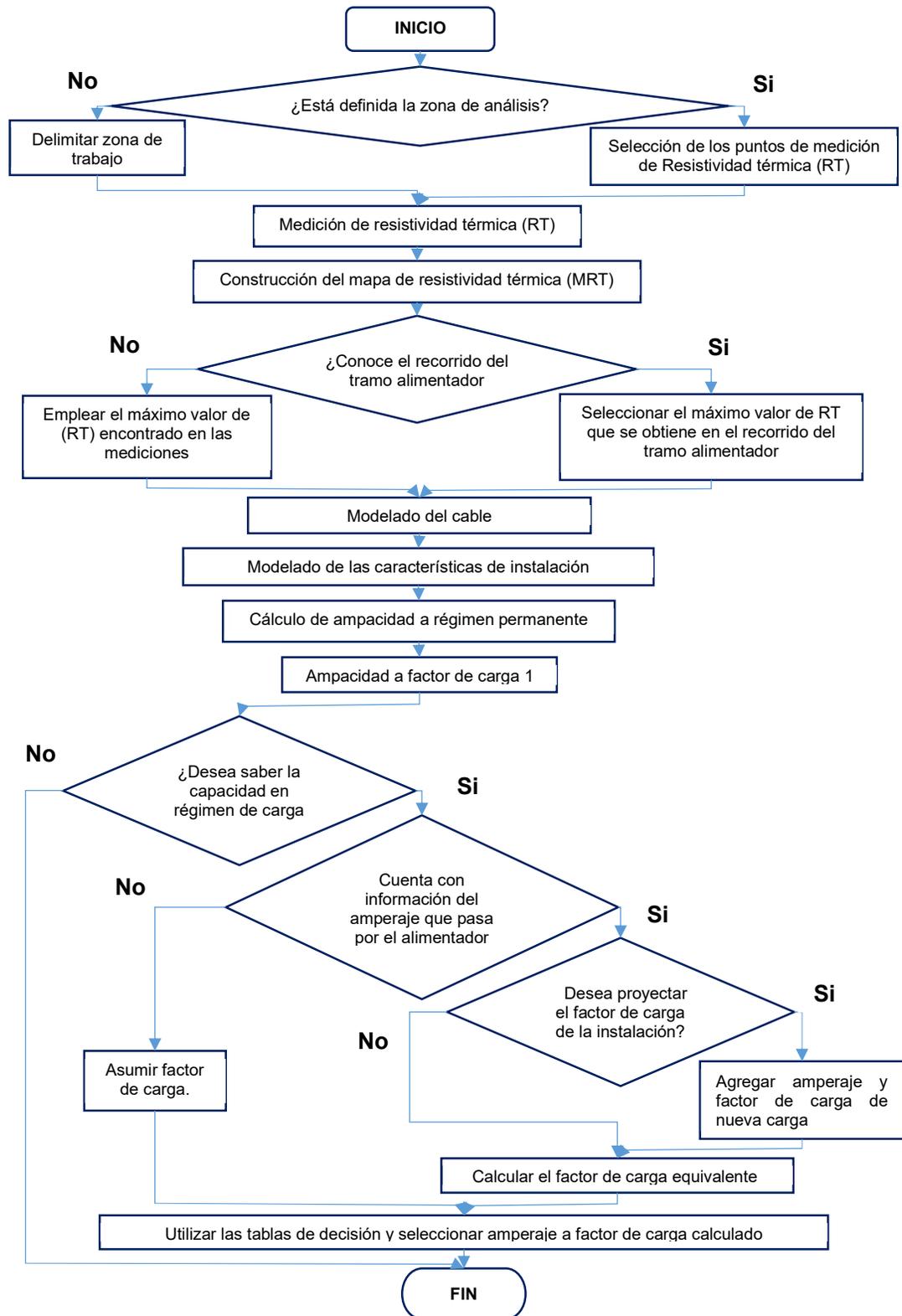
### 3.2.3 Aplicación del Método Propuesto

A continuación, se describe el procedimiento propuesto para calcular la ampacidad de un cable directamente enterrado en media tensión.

La figura 3.5 Muestra el flujograma del método propuesto, donde se pueden apreciar las etapas del proceso y los criterios de decisión que deben emplearse para la obtención del valor de ampacidad ya sea a régimen permanente o régimen cíclico.

**Figura 3.5**

*Flujograma del método propuesto*



Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.1. Selección del Valor de Resistividad Térmica

El valor de la resistividad térmica que ingresará al motor de cálculo será el máximo valor de resistividad térmica registrado en la ruta del alimentador en análisis. La figura 3.6 muestra el recorrido del alimentador SJ2 superpuesto al mapa de resistividad, por tanto, el valor a considerar es  $94.3^{\circ}\text{C cm/w}$ .

#### Figura 3.6

Ubicación de la ruta del alimentador de media tensión en el mapa de resistividad.



Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.2. Modelado del Cable

El cable es modelado en el software CYMCAP, considerando los parámetros eléctricos y dimensiones dadas en la especificación técnica de la empresa concesionaria. La figura 3.7 muestra los valores considerados para un cable N2XSY 240mm<sup>2</sup> y la figura 3.8 muestra el modelamiento en el software CYMCAP.

#### Figura 3.7

*Parámetros eléctricos y dimensiones del cable N2XSY 120mm<sup>2</sup>.*

Las dimensiones teóricas del cable son las siguientes:

SECCION mm2	Ø CONDUCTOR (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	Ø SOBRE EL AISLAMIENTO (mm)	ESPESOR PVC (mm)	Ø EXTERIOR (mm)
25	6	4,5	15	1,8	21,0
35	7	4,5	16	1,8	22
50	8	4,5	17	1,8	23,5
70	10	4,5	19	1,8	26,0
120	13	4,5	22	1,9	31,0
240	19	4,5	28	2,0	37,0

PARAMETROS ELECTRICOS

En el cuadro siguiente se representan los valores de resistencia, reactancia inductiva y capacidad.

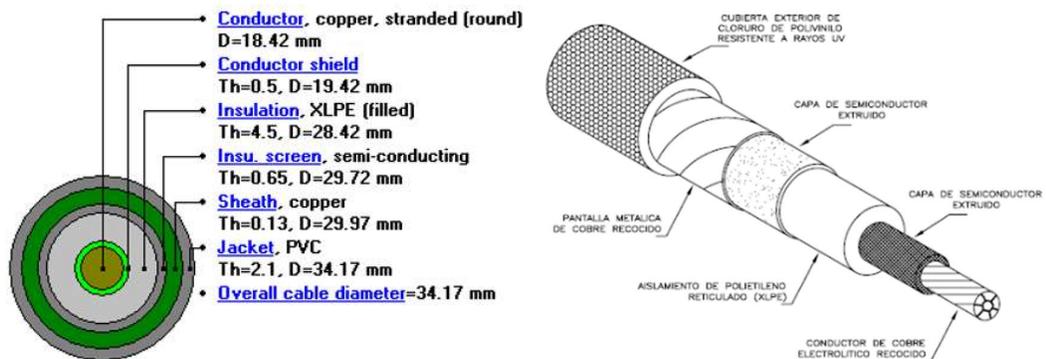
SECCION mm2	R20(D.C) ohm/km	Re ohm/km	X1 ohm/km	C uf/km	F.C.T. V/(A.Km)
25	0,734	0,936	0,216	0,1816	1,521
35	0,529	0,675	0,209	0,1945	1,152
50	0,391	0,498	0,199	0,2139	0,891
70	0,270	0,344	0,188	0,2363	0,669
120	0,154	0,196	0,175	0,2789	0,464
240	0,0762	0,1	0,1587	0,3145	0,298

Fuente: Normas internas - Luz del Sur (<https://www.luzdelsur.com.pe/es>)

**Figura 3.8**

Modelado del cable N2XSY 120mm2 10kV en el software CYMCAP.

N2XSY 240mm2



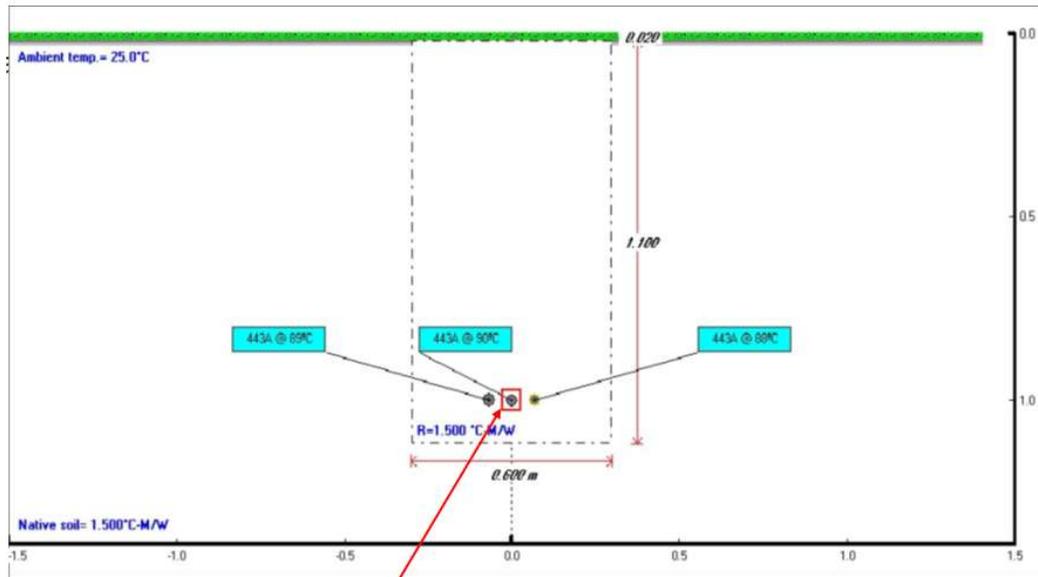
Fuente: Elaboración propia.

**3.2.3.3. Modelado de las Características de Instalación**

Aquí se consideran las condiciones de instalación de los cables en media tensión en 10kV de acuerdo con las normas de la empresa de distribución eléctrica. La figura 3.9 muestra el modelamiento del backfill, con el valor de ampacidad calculado para las condiciones de instalación.

**Figura 3.9**

*Modelado del backfill y determinación de la ampacidad.*



### Determinación de la capacidad de conducción real

Fuente: Elaboración propia.

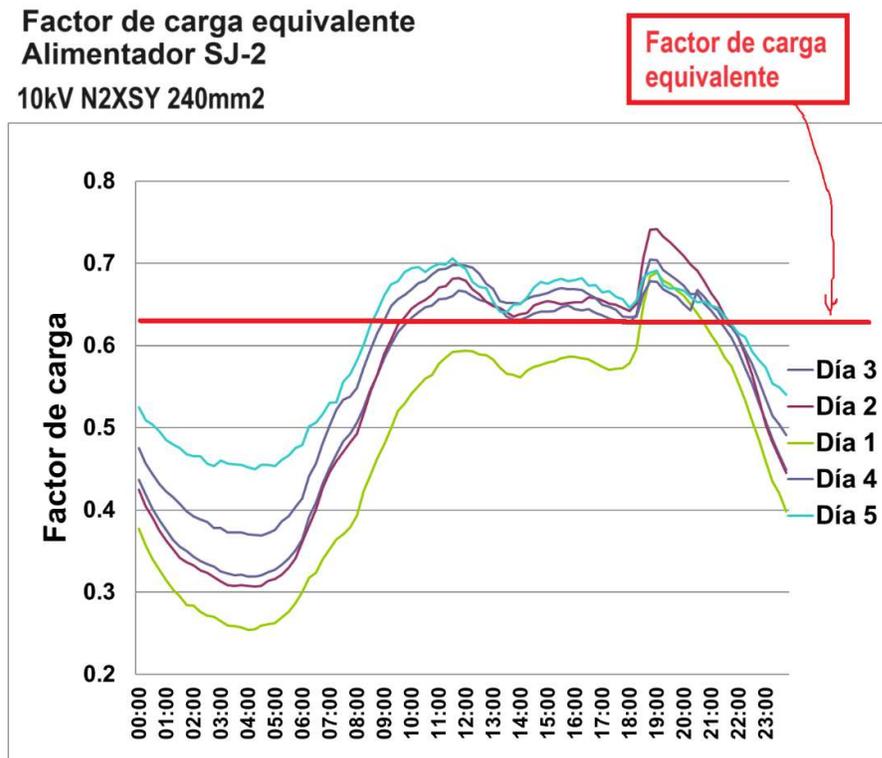
#### 3.2.3.4. Revisión del Amperaje -Régimen de Carga Cíclico

Aquí se revisa el amperaje del alimentador que se está analizando, las empresas de distribución eléctrica tienen a los alimentadores de media tensión monitoreados en un sistema SCADA. Además, se cuenta con información histórica del alimentador que nos permite conocer los valores donde fluctúa el factor de carga del alimentador, para ellos se considera el comportamiento del factor de carga separando los días de la semana de los fines de semana y feriados. A fin de determinar un factor de carga equivalente del alimentador.

La figura 3.10 muestra el diagrama de carga equivalente para régimen de carga cíclico del alimentador.

**Figura 3.10**

*Obtención del factor de carga equivalente del alimentador.*



Fuente: Elaboración propia.

### 3.2.3.5. Utilización de las Tablas de Decisión

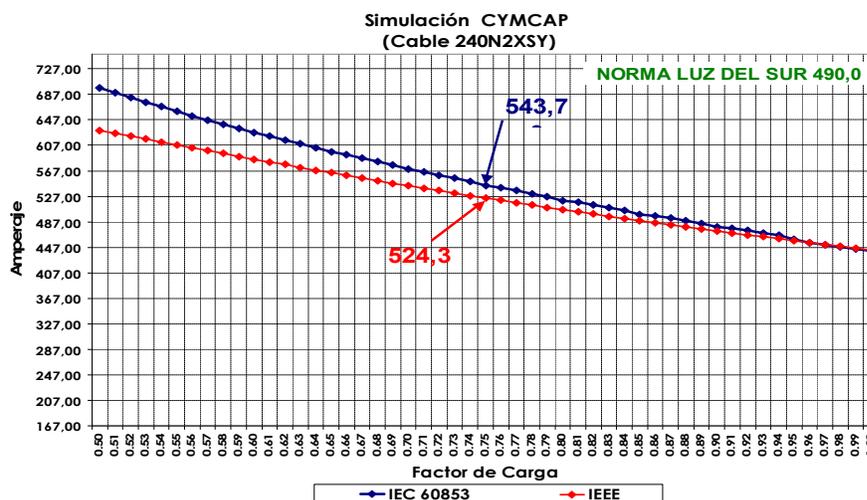
Aquí se muestran las tablas con los resultados del modelamiento punto por punto en el software CYMCAP. Donde se puede observar las ampacidades para diferente factor de carga y resistividad térmica, se puede definir un rango de factor de carga y establecer de manera más precisa la ampacidad del cable en análisis para las condiciones de funcionamiento dentro del sistema eléctrico de la empresa concesionaria de distribución eléctrica. También es posible obtener un factor de carga considerando la proyección de demanda, esto dependerá de los objetivos del

área de planeamiento de la empresa de distribución eléctrica para poder aprovechar de mejor manera los resultados del método propuesto.

La figura 3.11 muestra la diferencia de ampacidad entre lo establecido por la norma de la empresa concesionaria y el cálculo desarrollado con el software CYMCAP para resistividad térmica  $150\text{ }^{\circ}\text{C}\text{-cm/w}$  para diferente factor de carga y tabla 3.2 muestra la variación de la ampacidad en función de la profundidad de instalación.

**Figura 3.11**

*Cálculo de la ampacidad del cable N2XSY 240mm<sup>2</sup> en el software CYMCAP ( $R=1.5^{\circ}\text{C}\text{-m/w}$ )*



Fuente: Elaboración propia.

La figura 3.12 muestra los resultados de simulación del software CYMCAP para diferentes valores de resistividad térmica del terreno. Por ejemplo, si el factor de carga varía entre 0.75 y 0.78, sabiendo que la resistividad térmica dada por el mapa de resistividad térmica de la zona de concesión es  $R=100^{\circ}\text{C}\text{-cm/k}$ , se puede indicar que la ampacidad del alimentador es 630A, valor que debe ser empleado como la máxima capacidad del cable para las condiciones actuales de instalación y operación. A partir de este valor se puede inferir: la reserva de amperaje disponible

para atención de nuevos clientes, atender la ampliación de carga de clientes existentes, el factor de utilización real del alimentador, el nivel de sobrecarga, definir si es necesario colocar el alimentador dentro del proyecto de renovación de redes.

**Tabla 3.2**

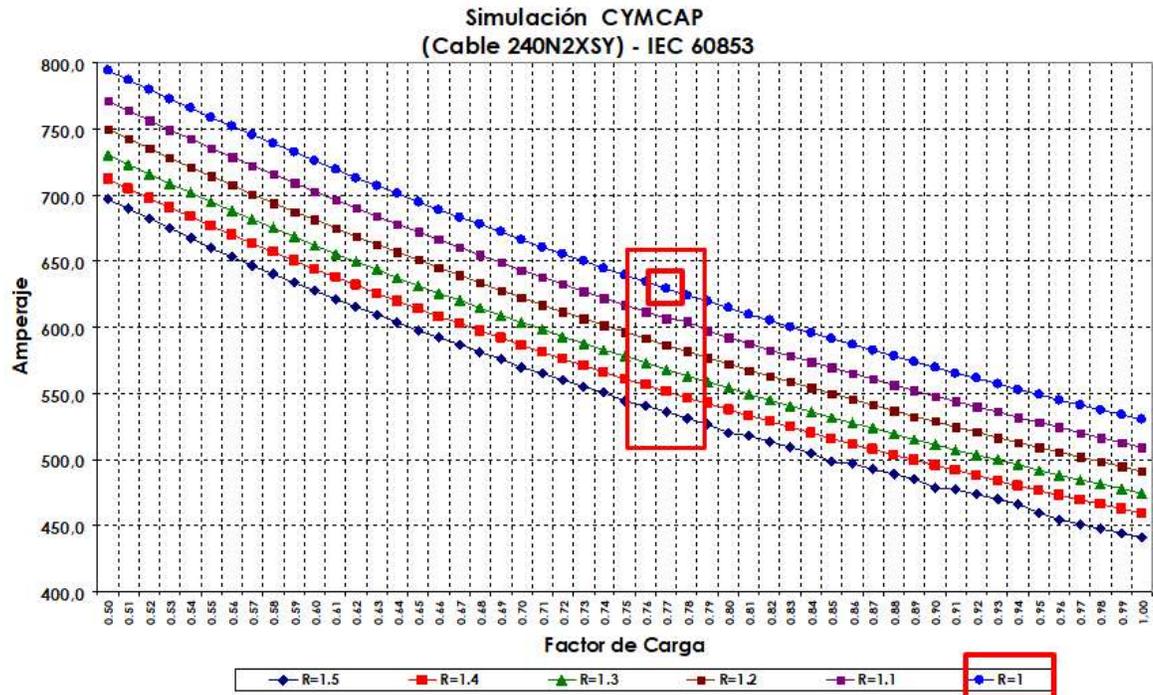
*Variación de la ampacidad con la profundidad de instalación*

<b>R=1,5</b>	<b>FC 0,75</b>	<b>FC 1,00</b>	<b>FC 0,85</b>	<b>FC 0,75</b>	<b>FC 0,65</b>
<b>Profundidad (m)</b>	<b>Neher McGrad</b>	<b>IEC 60853</b>	<b>IEC 60853</b>	<b>IEC 60853</b>	<b>IEC 60853</b>
0,20	630,2	562,3	624,8	673,4	728,5
0,25	615,8	540,9	602,4	650,6	705,7
0,30	603,6	525,0	585,7	633,5	688,4
0,35	591,4	512,6	572,6	620,0	674,7
0,40	581,4	502,5	562,3	609,0	663,5
0,45	573,0	494,0	553,0	599,7	654,0
0,50	565,7	486,8	545,3	591,8	645,9
0,55	559,4	480,6	538,7	584,9	638,8
0,60	553,9	475,1	532,7	578,8	632,4
0,65	549,0	470,2	527,5	573,3	626,8
0,70	544,5	465,8	522,7	568,4	621,7
0,75	540,5	461,7	518,5	563,8	617,1
0,80	536,7	458,1	514,5	559,8	612,8
0,85	533,3	454,7	511,0	556,1	608,9
0,90	527,2	448,8	504,5	549,3	601,9
1,00	524,3	446,2	501,6	546,3	598,8

Empleando este método en todos los alimentadores de la empresa de distribución eléctrica, se puede optimizar las inversiones, realizándolas donde sea estrictamente necesario, destinando recursos a otras áreas de crecimiento de la empresa de distribución eléctrica, atendiendo en muchos casos de forma anticipada las solicitudes de nuevos clientes a la red y ampliaciones de carga.

**Figura 3.12.**

*Cálculo de la ampacidad del cable N2XS(Y) 240mm<sup>2</sup> para las condiciones de instalación y operación.*



Fuente: Elaboración propia.

En los anexos VI, VII y VIII se muestra todas las tablas de decisión para las secciones de cables de media tensión en 10kV.

### 3.3 Diseño y elaboración de un software alternativo al uso del CYMCAP

#### 3.3.1. Planificación

En esta etapa se establece los objetivos, el alcance y la definición de los recursos que se asignarán para la elaboración del software. En ese sentido se han evaluado varias herramientas, en base a la complejidad del cálculo, velocidad de procesamiento de la información, tiempo de aprendizaje, afinidad con los lenguajes de programación y costos asociados a licencia de plataformas nativas.

### 3.3.2. Análisis

En esta etapa analiza todo lo que se espera del software. Por ello, se hace una búsqueda exhaustiva para llegar a una comprensión precisa de los requerimientos o características que debe poseer el programa. Al tratarse de cables de media tensión, lo que se espera es que nos dé el resultado de la ampacidad a régimen permanente y la ampacidad en condición de carga cíclica, considerando un factor de carga variable que las compañías de distribución eléctrica y sector minero tienen en los sistemas SCADA, (como información histórica) como eje de cálculo.

### 3.3.3. Diseño

Se considera que el software debe tener un entorno amigable, Una interfaz gráfica que permita visualizar e ingresar los datos de entrada. Así como tener ventanas emergentes con los datos de salida. Se muestra resultados parciales, solo a medida de información, pero poniendo mayor énfasis en los resultados a plena carga y condición de carga cíclica. El diseño debe ser intuitivo, para los ingenieros que trabajan en ingeniería, planeamiento, operación y mantenimiento.

Para el desarrollo del diseño se empleó el Software Visual Studio (Microsoft, 2023) Considerado el mejor IDE completo para desarrolladores de .NET y C++ en Windows. Completamente equipado con una buena matriz de herramientas y características para elevar y mejorar todas las etapas del desarrollo de software.

La figura 3.13 muestra el entorno gráfico. Donde se puede apreciar que aparece un cable en representación de la terna que es instalada en media tensión.

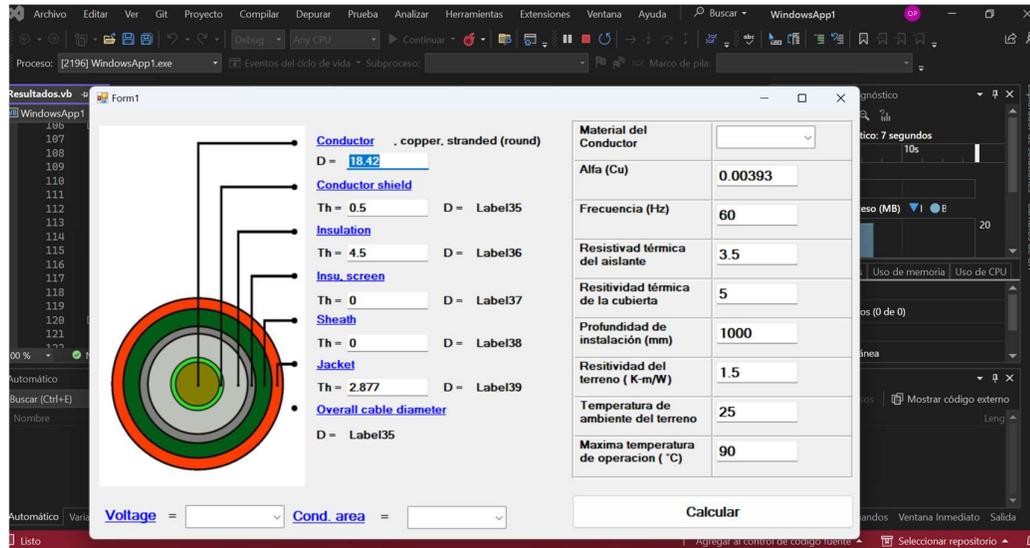
### 3.3.4. Programación

Al emplear el programa Visual Studio, este puede soportar varios lenguajes de programación, como son: C#, C++, F#, JavaScript, Python, TypeScript, Visual

Basic y XAML. Por mayor afinidad y conocimiento he seleccionado trabajar con Visual Basic. La figura 3.14 muestra el entorno de programación.

**Figura 3.13**

*Entorno gráfico del software*



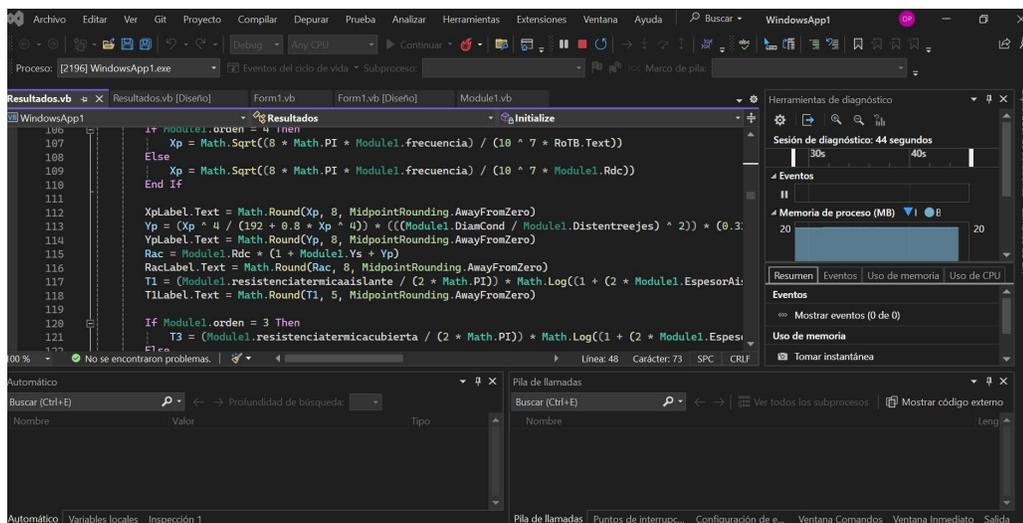
Fuente: Elaboración propia.

Aquí es donde se agregó toda la formulación matemática para régimen permanente (IEC, 2023) completa y la formulación matemática para régimen de carga cíclico (IEC, 2002) para el caso asociado a conocer el factor de carga del alimentador, debido a que es el que más se presenta en los sistemas de distribución eléctrica. En la programación se ha incluido la posibilidad de recalculando cambiando el factor de carga sin la necesidad de volver a compilar todo el programa, sino como recalcular de resultado de corriente en una ventana específica. Esto es algo muy útil para evaluar las condiciones actuales y posibilidad de sobrecargar de la red. Tal como se muestra en la figura.3.15.

Parte de los códigos de la programación y los resultados para un cable N2XSJY de 120mm<sup>2</sup> se muestran en el anexo X

**Figura 3.14**

*Entorno de programación*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.15**

*Ventana para recalcular cambiando el valor del factor de carga*

<b>Factor</b>	<b>0.00324</b>
<b>E</b>	<b>5.15912</b>
<b>B(6)</b>	<b>0.49207</b>
<b>u (FC)</b>	<input type="text" value="0.75"/>
<b>k</b>	<b>2.45037</b>
<b>M</b>	<b>1.20486</b>
<b>FC=0.75 CALCULO</b>	<b>160.77448</b>
<b>norma empresa</b>	<input type="text" value="150"/>
<b>Variacion (%)</b>	<b>7.18</b>

Fuente: Elaboración propia.

### 3.3.5. Comparación de resultados respecto al CYMCAP

La tabla 3.3 muestra la comparación de los resultados para las secciones de cables empleadas en 10kV del tipo N2XSY.

**Tabla 3.3**

*Resultados comparativos entre el software desarrollado y el Software CYMCAP*

<b>Régimen Permanente (FC 100%)</b>	<b>Software desarrollado</b>	<b>CYMCAP</b>	<b>Error (%)</b>
25mm <sup>2</sup>	133.44	139.10	-4.07%
35mm <sup>2</sup>	159.03	165.30	-3.79%
50mm <sup>2</sup>	187.37	193.60	-3.22%
70mm <sup>2</sup>	237.86	235.00	1.22%
120mm <sup>2</sup>	320.07	314.00	1.93%
240mm <sup>2</sup>	463.32	443.00	4.59%
<b>Régimen Cíclico (FC 75%)</b>			
25mm <sup>2</sup>	160.77	166.03	-3.17%
35mm <sup>2</sup>	192.59	198.04	-2.75%
50mm <sup>2</sup>	228.18	233.07	-2.09%
70mm <sup>2</sup>	290.44	284.01	2.26%
120mm <sup>2</sup>	395.82	384.04	3.07%
240mm <sup>2</sup>	583.45	544.02	7.25%

Se puede apreciar que el error porcentual es aceptable para ser considerado en ingeniería, planificación, operación y proyectos.

### **3.4 Propuesta de Mejora de la Ampacidad**

Aquí se presentan tres propuestas de la mejora de ampacidad.

#### **3.4.1. Factor de Agrupamiento de Cables en Salida de SET**

Cuando se planifica la construcción de nuevas subestaciones de transmisión (SET) en las empresas de distribución eléctrica, estas subestaciones cuentan con una cantidad de alimentadores, cuyas distancias de influencia (radio óptimo de subestaciones) es determinada por un estudio de crecimiento de redes donde se analiza la proyección de demanda, entre otros factores y se establece la cantidad de alimentadores que salen de la SET. Cada alimentador está compuesto por una terna de cables de energía. La condición más crítica en referencia al calor producido se da cuando en salida de SET los cables se encuentran uno al lado del otro de forma paralela, para luego ir por bandejas a iniciar el recorrido del alimentador en la zona de concesión. Tal como se puede observar en la figura 3.16.

A medida que se van incorporando más ternas una al lado de la otra los cables que toman la posición central del arreglo de ternas incrementarán su temperatura, siendo el cable central el limitante para poder transmitir más corriente ya que su aislamiento solo puede llegar hasta los 90°C (XLPE). Sin embargo, a medida que se incrementan más ternas la influencia de los cables de los extremos sobre el cable central se va reduciendo, de forma tal que se puede afirmar que debería haber un número mínimo de ternas en salida de SET cuando se toma en cuenta el aspecto del calor producido por los cables de energía. La figura 3.17 muestra la simulación realizada del agrupamiento de cables para 7 ternas en el software CYMCAP, se muestra en la tabla 3.4 los valores de simulación hasta 14 ternas.

**Figura 3.16**

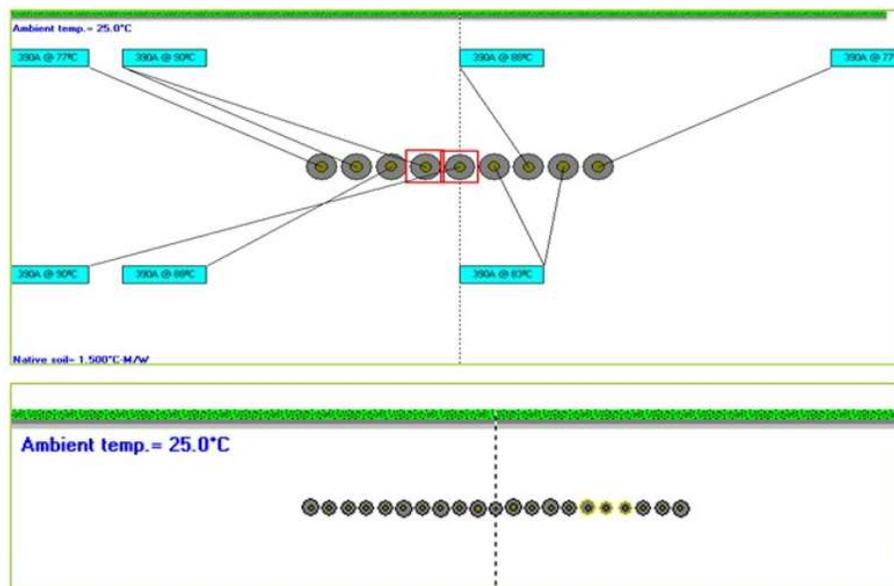
*Cables de media tensión en salida de SET.*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.17**

*Simulación del factor de agrupamiento Cables de media tensión en salida de SET.*



Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 3.4**

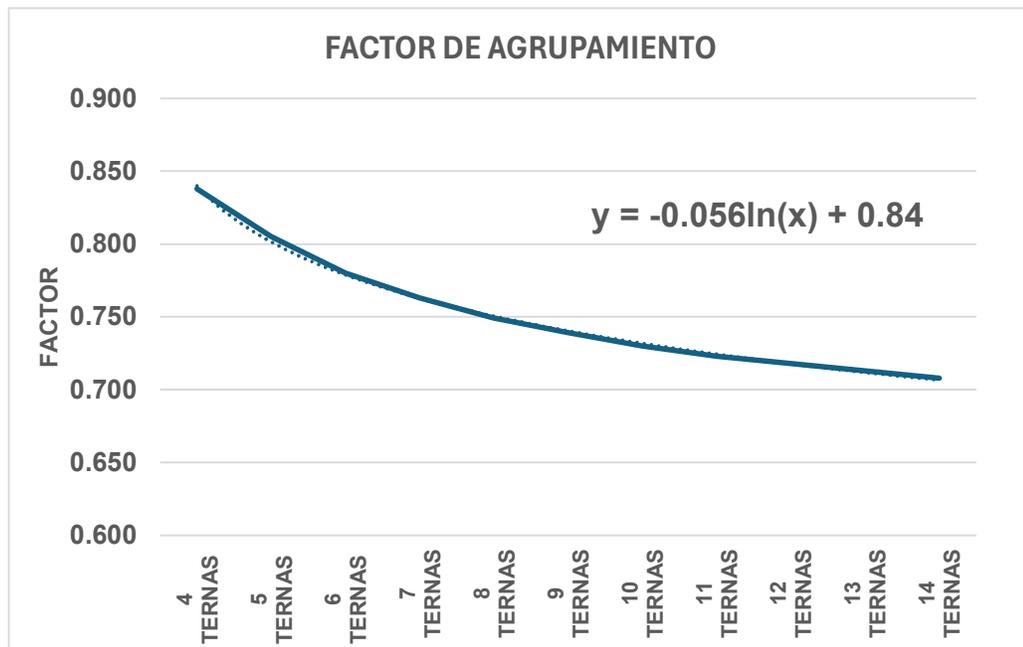
*Factor de agrupamiento en salida de SET según cantidad de ternas*

	IEEE FC 0,75	IEC FC 0,75
4 TERNAS	0,838	0,821
5 TERNAS	0,805	0,776
6 TERNAS	0,780	0,767
7 TERNAS	0,763	0,750
8 TERNAS	0,749	0,735
9 TERNAS	0,739	0,725
10 TERNAS	0,730	0,716
11 TERNAS	0,723	0,710
12 TERNAS	0,718	0,703
13 TERNAS	0,713	0,699
14 TERNAS	0,708	0,694

La figura 3.18 muestra de manera gráfica el factor de agrupamiento en salida de SET.

**Figura 3.18**

*Factor de agrupamiento de cables de media tensión en salida de SET según cantidad de ternas.*

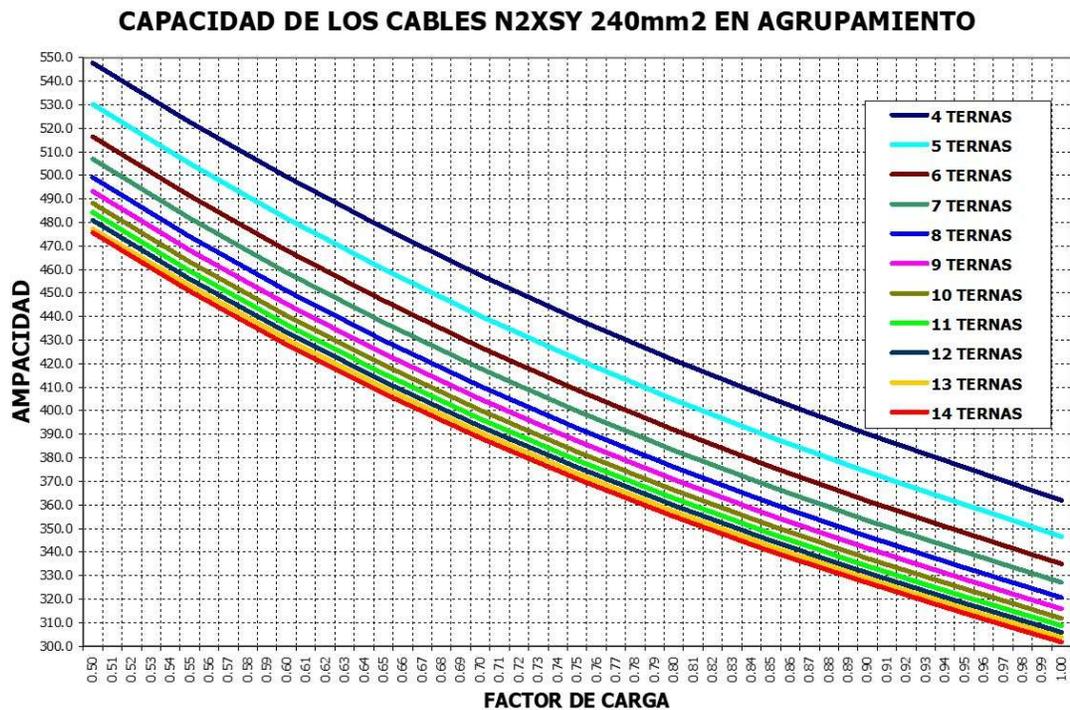


Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que la curva se va haciendo asintótica alrededor del valor de 0.7 como factor de agrupamiento de cables. Para mejorar la ampacidad se recomienda que la cantidad de ternas sea mayor que 15 en salida de SET, empleando un factor de agrupamiento de 0.7 en los cálculos de ampacidad. Como en la mayoría de las SET los cables empelados son de N2XSY de 240mm<sup>2</sup>, la figura 3.19 muestra los resultados de la ampacidad calculada simulando en el software CYMCAP para diferentes factores de cargas y número de ternas.

**Figura 3.19**

*Capacidad de los cables N2XSY 240mm<sup>2</sup> en salida de SET para diferentes factores de carga y numero de ternas.*



Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.2. Propuesta de Cambio de Backfill

La resistividad térmica del suelo, es el parámetro de mayor influencia para la determinación de la ampacidad de un cable de energía directamente enterrado, por tanto era necesario evaluar diferentes materiales para disminuir su valor, así como también que el material a emplear no genere impactos negativos como la contaminación del suelo, deterioro de la capa de PVC de los cables, o inclusive ver si será un material que se podrá colocar como aditivo a la tierra existente cada cierto tiempo, o de ser posible un material que se coloque en el momento de la instalación de los cables y no sea retirado hasta completar la vida útil de los cables de energía.

En esta búsqueda de materiales se evaluaron varias alternativas, eligiendo a la bentonita como elemento a ingresar como parte del backfill, por dos razones fundamentales, su valor de resistividad térmica que se encuentra entre 60 y 70 °C-cm/w y por ser un material empleado en las implementaciones de sistemas de puesta a tierra para las instalaciones eléctricas.

#### **3.4.2.1. Construcción del Sistema de Prueba**

Para realizar las pruebas de la transferencia de calor es necesario la construcción de prototipo de tres dimensiones que pueda representar la instalación de los cables de media tensión directamente enterrados, por ello se han considerado las dimensiones reales empleadas en la empresa de distribución de energía, para la separación entre las tres fuentes de calor (que representan a los cables) y profundidad de su instalación, tal como se muestra en la figura 3.20.

Para la construcción del sistema de prueba se está considerando:

- Construcción de una envolvente.
- Tres fuentes de calor longitudinales.
- Termocuplas en puntos estratégicos (para poder ver el comportamiento de la transferencia de calor).
- Tierra de la zona.
- Un equipo adquisidor de datos de alta sensibilidad de 8 canales con capacidad de tomar datos en intervalos de 1 segundo.

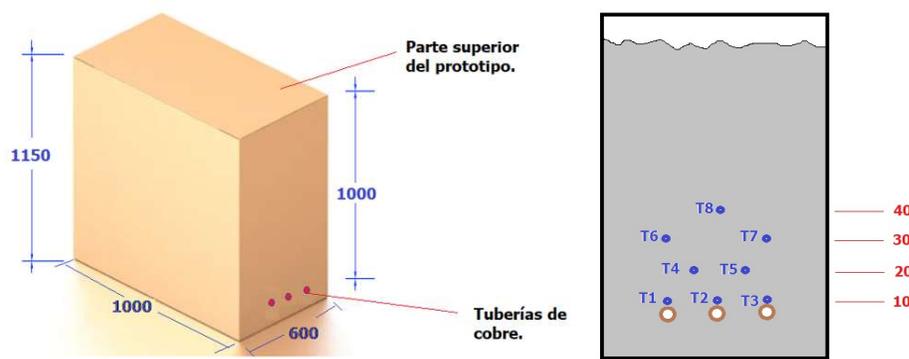
En el anexo XI la especificación técnica del equipo adquisidor de 8 canales y el anexo XII muestra los resultados del análisis clasificación de la tierra empleada en los ensayos realizado por el laboratorio de mecánica de suelos de la Universidad Nacional de ingeniería.

El anexo XIII muestra el registro fotográfico de las pruebas. El sistema de prueba completo es mostrado en la figura 3.21 y la figura 3.22 muestra algunas de las imágenes de las pruebas realizadas.

Se distribuyen las 8 termocupas del equipo adquisidor tal como lo muestra la figura 3.20. Donde las fuentes de calor son colocadas a 10 cm de la base de la envolvente y su temperatura es registrada por las termocupas T1, T2 y T3. Luego a una distancia de 10 cm hacia arriba se colocan las termocupas T4 y T5 considerando la equidistancia para mantener la simetría en la adquisición de los datos de temperatura. A 30 cm de la base se colocan las termocupas T6 y T7 manteniendo la posición vertical relativa a la posición de las termocupas T1 y T3. Finalmente se coloca la termocupas T8 a 40 cm de la base de la envolvente. La disposición de la termocupas se debe a que en ensayos previos se determinó que la mayor influencia en la propagación del calor se da a menos de 20 cm de la posición de las fuentes de calor. Por lo tanto, la influencia de la temperatura de ambiente sobre los resultados es menor. Cabe mencionar que también se emplearon tres termocupas independientes para poder tomar información de la temperatura de ambiente, así como también otros puntos referenciales del sistema de prueba.

**Figura 3.20**

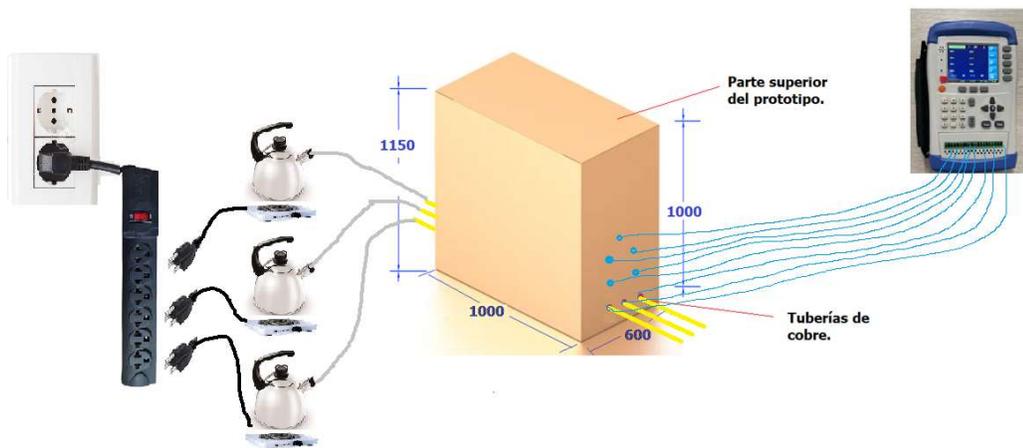
*Dimensiones de la envolvente del sistema de prueba.*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.21**

*Sistema de prueba*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.22**

*Imágenes de la construcción del sistema de pruebas y ensayo realizado con tierra de la zona – sin bentonita.*

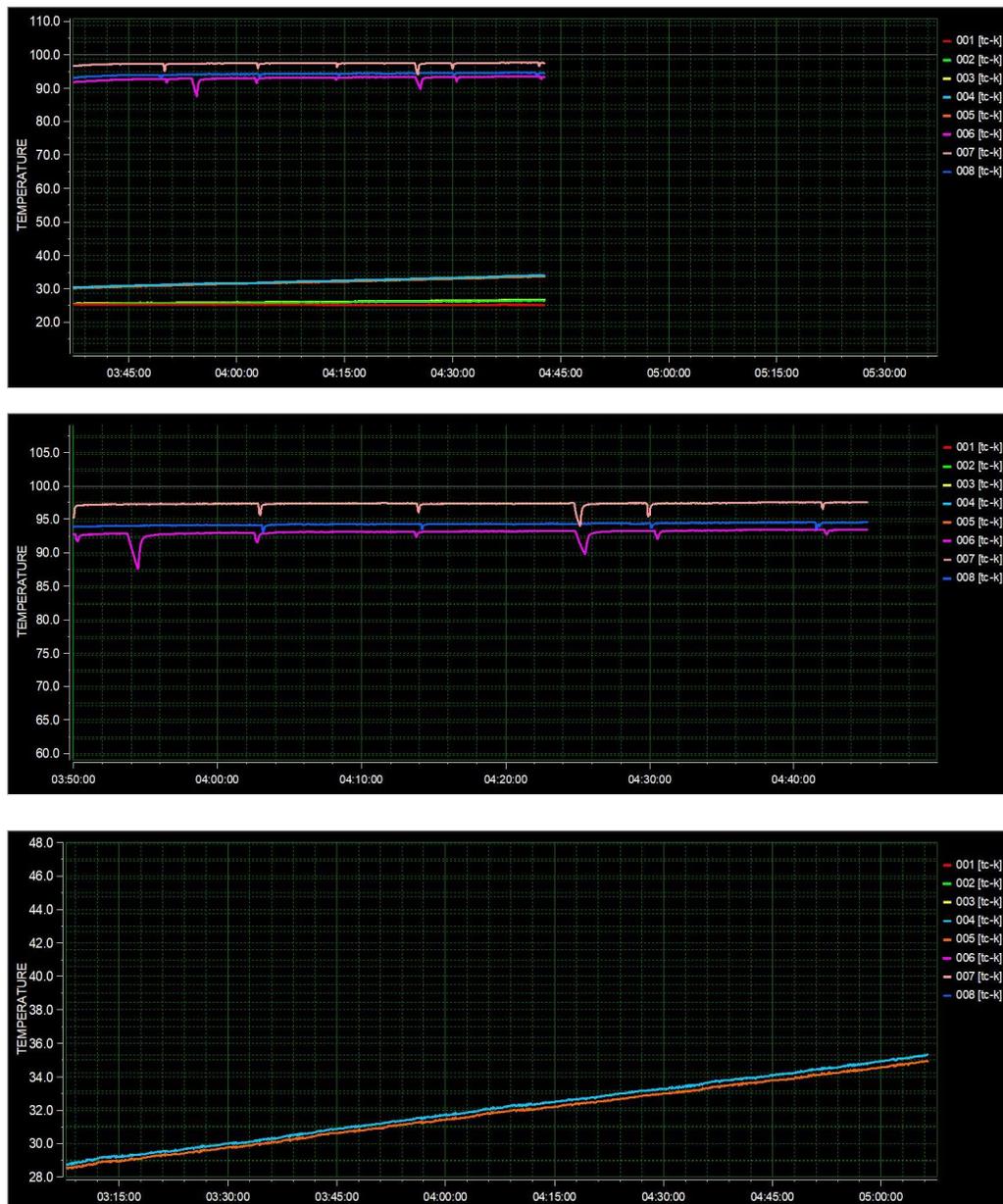


Fuente. Elaboración propia.

La figura 3.23 muestra las imágenes obtenidas del adquisidor de datos, en ellas se puede evidenciar la tendencia de crecimiento de las temperaturas dentro del backfill.

**Figura 3.23**

*Graficas obtenidas con el adquisidor de datos.*



Fuente: Elaboración propia.

### 3.4.2.2. Pruebas Empleando Bentonita

Las especificaciones técnicas del tipo de bentonita comercial empleado en este ensayo son mostradas en el anexo XIV y el registro de las imágenes de las pruebas en el anexo XV. Considerando los resultados obtenidos de la prueba donde el backfill es constituido solo con tierra de la zona. La bentonita debe colocarse en una capa lo más cercano posible a la posición de los cables de energía, es decir; el espacio entre el arreglo de las termocuplas (T4, T5) y (T1, T2, T3). Tal como se muestra en la figura 3.24.

La figura 3.25 muestra las imágenes obtenidas del adquisidor de datos, en ellas se puede evidenciar la tendencia de crecimiento de las temperaturas dentro del backfill que comparado con los resultados de las pruebas sin bentonita se puede apreciar que la tasa de crecimiento de la temperatura es mayor con respecto al tiempo, lo cual indica que tiene mayor capacidad de disipación térmica la propuesta de cambio en el backfill empleando bentonita. Cuantificando esta diferencia, tenemos al menos 4°C a favor de la disipación térmica, por lo que al realizar cálculos de amperaje tenemos una diferencia de amperaje de 11.21A para régimen de carga permanente y 15A para régimen de carga cíclica en un cable N2XS<sub>Y</sub> 240mm<sup>2</sup> -10kV.

La tabla 3.5 muestra el costo aproximado de invertir en aplicar una capa de bentonita sobre los cables de media tensión.

**Tabla 3.5**

*Costo aproximado de inversión por la implementación*

Concepto	Precio unitario	Cantidad	Total
Materiales (bentonita)	S/ 25.00	60	S/ 1,500
Tablas de madera y varios	S/20.00	200	S/4,000
Mano de obra	S/ 30.00	60	S/ 1,800
Total			S/ 7,300

**Figura 3.24**

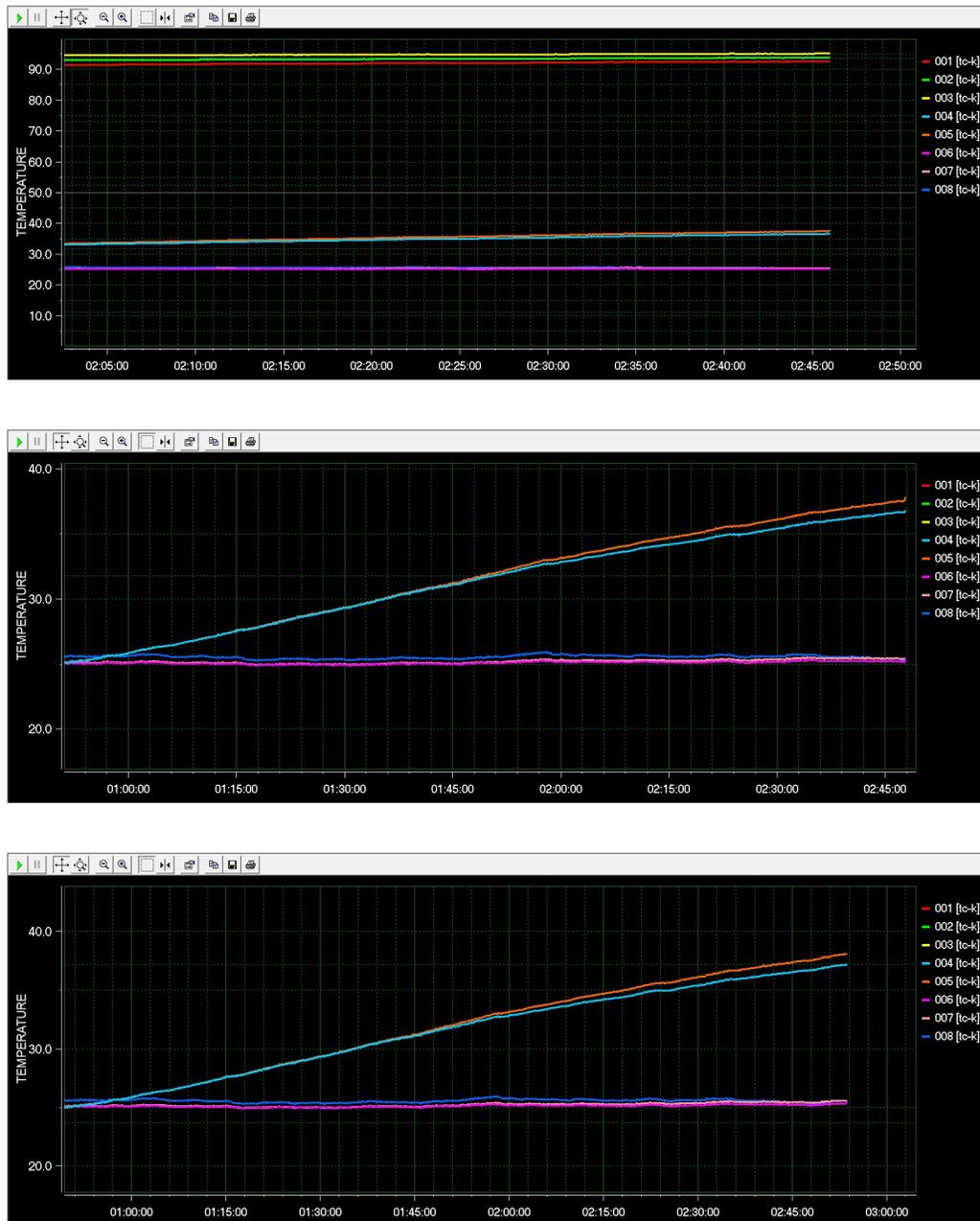
*Imágenes de pruebas y ensayo realizado con tierra de la zona con bentonita.*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.25**

*Graficas obtenidas con el adquisidor de datos – con bentonita.*



Fuente: Elaboración propia.

La ganancia sería de 15 amperios en una red de 10kV (si llevamos este amperaje a baja tensión representaría 681.81A). Si cada vivienda consume

aproximadamente 4A, entonces se podría alimentar a 170 casas. La tabla 3.6 muestra el ingreso económico a nivel tarifa (BT5B enero 2023- Cargo Fijo Mensual S/ 2.40 y Cargo por Energía Activa 72.65 ctm. S//kW.h), considerado un consumo de 4A por vivienda en una red de 220V con 8 horas de consumo promedio se tendría por la ganancia de amperaje.

**Tabla 3.6**

*Ingreso tarifario aproximado por la implementación del cambio de backfill*

Concepto	Pago mensual por vivienda	Cantidad	Total
Venta de energía a viviendas en BT	S/ 155.84	170	S/ 26,492.80
		Total	S/ 26,492.80

Como se puede apreciar, la implementación es muy rentable, dado que los costos de instalación se realizan una sola vez (cuando se coloca el cable) y las ganancias por venta de energía se dan mensualmente.

### 3.4.3. Propuesta de Prototipo para Levantar el Cable Central

En el proceso de instalación de cables de energía cuando se realiza el tendido de los cables, no siempre se respeta la distancia de separación entre los tres cables directamente enterrados. De acuerdo a las normas de instalación de cables de la empresa concesionaria de energía eléctrica, estos quedan en configuración horizontal, donde al calor generado por el paso de la corriente en el cable central, debe sumársele el calor generado por los conductores que están al lado. Esto da como resultado que el cable central llega a 90°C (temperatura máxima que soporta el aislamiento) antes que los cables que están a los costados, limitando la capacidad de la terna.

Considerando los resultados obtenidos de la prueba donde el backfill es constituido solo con tierra de la zona, conservando esta condición, pero levantando el cable central y manteniendo la separación entre los cables de los costados, empleando un adoquín de hormigón (165mm x 110mm x 50mm), colocándolo tal como se muestra en la figura 3.26, se puede observar que el calentamiento de los tres tubos que representan los cables de energía es de manera uniforme, los tubos de los extremos no incrementan la temperatura del tubo central. Por tanto, el lugar geométrico del punto de máximo calor producido no coincide con la posición de ninguno de los tres tubos de cobre. El adoquín cumple con el objetivo. La figura 3.27 muestra los datos procesados de la información obtenida del equipo adquisidor. el registro de las imágenes de las pruebas se muestra en el anexo XVI.

### Figura 3.26

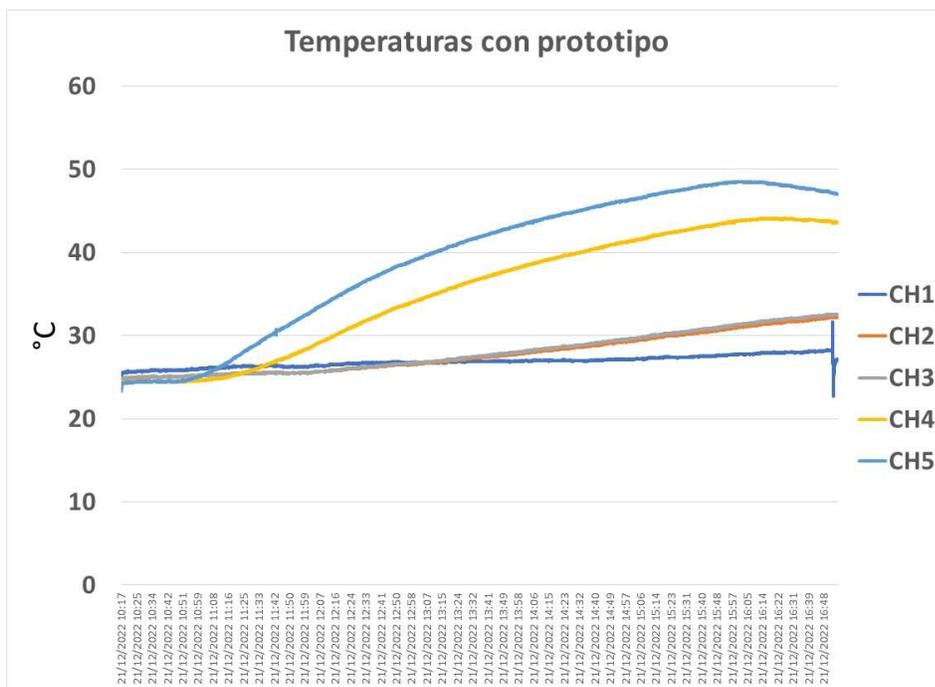
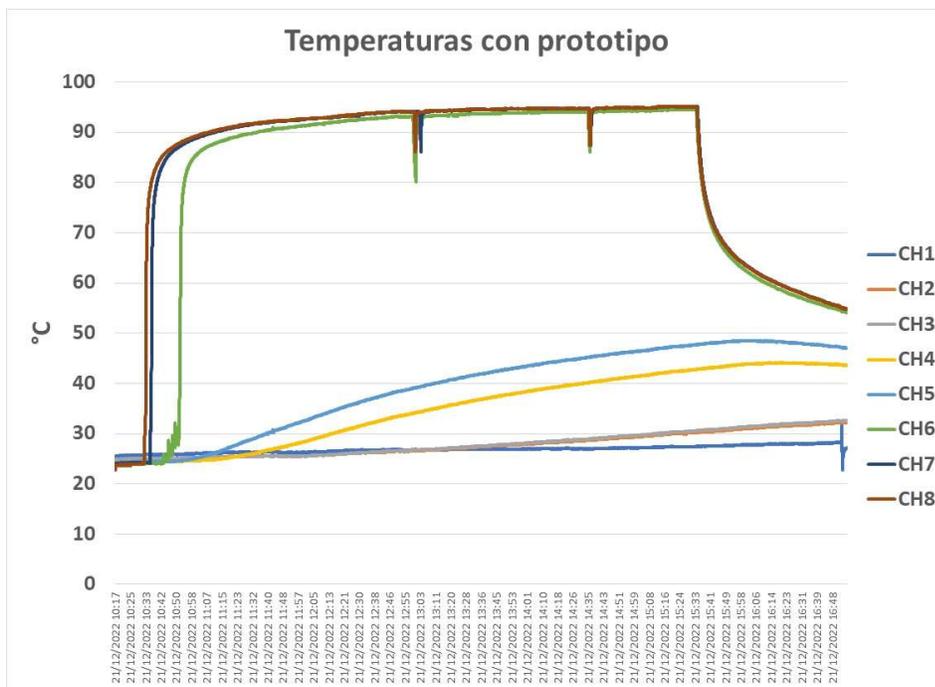
*Imágenes de pruebas y ensayo realizado con tierra de la zona y prototipo que levanta el cable central.*



Fuente: Elaboración propia.

**Figura 3.27**

*Procesamiento de la información del adquisidor de datos.*



Fuente: Elaboración propia.

Con la finalidad de mantener la distancia entre los cables en toda la trayectoria del alimentador es posible colocar cada 3 metros dos adoquines juntos por lo que en 6 kilómetros se necesitaran 4,000 adoquines. La tabla 3.7 muestra el cálculo aproximado del costo de inversión.

**Tabla 3.7**

*Costo aproximado de inversión por la implementación del prototipo*

Concepto	Precio unitario	Cantidad	Total
Materiales (adoquines)	S/ 2.00	4,000	S/ 8,000.00
Mano de obra	S/ 3.00	4,000	S/ 12,000.00
Total			S/ 20,000.00

El beneficio de levantar el cable centra y mantener la distancia de separación es mostrado en el modelamiento de cable N2XSY120mm<sup>2</sup> empleando el software CYMCAP tal como lo muestra la figura 3.28. Donde se puede observar que la capacidad de conducción de la terna para las condiciones actuales de instalación es 364A, cuando levantamos el cable central 5cm, la capacidad se incrementa hasta 381A, representando una diferencia de 17 amperios en una red de 10kV (si llevamos este amperaje a baja tensión representaría 772.72A). Si cada vivienda consume aproximadamente 4A, entonces se podría alimentar a 193 casas. La tabla 3.8 muestra el ingreso económico a nivel tarifa (BT5B enero 2023- Cargo Fijo Mensual S/ 2.40 y Cargo por Energía Activa 72.65 ctm. S//kW.h), considerado un consumo de 4A por vivienda en una red de 220V con 8 horas de consumo promedio se tendría por la ganancia de amperaje.

**Tabla 3.8**

*Ingreso tarifario aproximado por la implementación del prototipo*

Concepto	Pago mensual por vivienda	Cantidad	Total
Venta de energía a viviendas en BT	S/ 155.84	193	S/ 30,076.50
Total			S/ 30,076.50

Como se puede apreciar, la implementación del prototipo es muy rentable, dado que los costos de instalación se realizan una sola vez (cuando se coloca el cable) y las ganancias por venta de energía se dan mensualmente.

**Figura 3.28**

*Simulación de efecto de incremento de la capacidad de conducción en cables N2XS Y120mm<sup>2</sup> debido al uso del prototipo.*



Fuente: Elaboración propia.

## **CAPÍTULO IV CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 Conclusiones**

El método propuesto es más eficiente en comparación con los métodos actuales y permite determinar la ampacidad de los conductores de media tensión en base a conocer las características del cable, los datos reales de operación, medición de resistividad térmica del terreno y la aplicación de elementos finitos para obtener resultados más precisos. Este método resulta útil para los proyectos de distribución eléctrica, desde la planificación, ejecución, monitoreo, hasta el control de la ampacidad, planteamiento de renovación de redes y análisis de nuevas inversiones.

El método puede replicarse a cualquier zona de concesión de empresas de distribución eléctrica en el Perú o en el extranjero.

El parámetro más importante para la determinación de la ampacidad del cable directamente enterrado es la resistividad térmica del terreno. El cálculo de ampacidad empleando el método de elementos finitos tiene mayor precisión respecto al análisis comparativo del cálculo de la IEC y sobre todo frente al método de cálculo propuesto por el CNE.

En el desarrollo de la tesis se concluye que es posible obtener un mapa de resistividad térmica del suelo para Lima (o cualquier zona geográfica determinada), mediante mediciones en campo en diversos puntos georreferenciados y utilizando un software de interpolación que muestre áreas con mayor resistividad térmica mediante la codificación de colores. El programa QGIS es de acceso libre y ofrece muchas prestaciones para el análisis de datos georreferenciados. Con su información nativa y actualizada, es posible crear mapas de resistividad térmica en cualquier parte del mundo.

Para el método propuesto, se pueden utilizar tanto los mapas de resistividad térmica desarrollados mediante los métodos de interpolación IDW y TIN, ya que ambos proporcionan un valor de referencia máximo para la resistividad térmica del terreno a lo largo de la ruta del tramo del alimentador de media tensión.

En las mediciones en campo el valor de resistividad térmica alcanza un máximo de 113.90 °C-cm/w con un valor promedio de 89.21 °C-cm/w. El valor utilizado por las empresas de distribución eléctrica (150°C-cm/w) es un 31.69% más alto considerando el máximo valor registrado y un 68.14% más alto considerando el valor promedio. Por lo tanto, se demuestra que la capacidad de los cables es mayor que las indicadas en sus normas internas de utilización.

Los resultados de amperaje obtenidos con el software alternativo (programado en Visual Basic, compilado y graficado en Visual Studio) tienen un error porcentual aceptable (<3%) tomando como referencia los valores obtenidos bajo las mismas consideraciones de diseño que nos da el software CYMCAP, tanto para régimen de carga permanente y régimen de carga cíclico.

Colocar una capa de bentonita lo más cerca posible de los cables de energía, con una altura de 10 cm y un ancho de 20 cm a lo largo del recorrido del cable, mejora las condiciones de disipación térmica, lo que tiene un impacto directo en el aumento de la ampacidad en régimen de carga permanente de 2.42% y en régimen de carga cíclico del 2.57% para un cable N2XSY 240mm<sup>2</sup> -10kV. Dada la ganancia de amperaje de alrededor de 15A, es una alternativa técnica – económica viable.

El prototipo de separador propuesto, que mantiene la distancia entre los cables de media tensión, es una alternativa técnica y económica de fácil implementación en sistemas que utilizan cables directamente enterrados. Incrementa la ampacidad en un 4.7%.

## 4.2 Recomendaciones

1. Incrementar la cantidad de puntos donde se mide la resistividad térmica en la zona de concesión para obtener un mapa de resistividad térmica más preciso, lo cual es fundamental para los cálculos de ampacidad.
2. Las propuestas de mejora de la ampacidad también son replicables; sin embargo, se deben realizar desarrollos experimentales similares a los que se muestran en el capítulo VI para validar los beneficios obtenidos mediante su implementación.
3. Evitar el uso de planchas metálicas y arena para cubrir las salidas de cables de subestaciones de transmisión, ya que la resistividad térmica de la arena es de  $300\text{ }^{\circ}\text{C-cm/W}$  y la plancha metálica tiende a calentar los cables, limitando su capacidad de conducción, especialmente considerando que estos cables se encuentran agrupados. En lugar de estos materiales, se puede considerar el uso de hormigón refinado con una resistividad térmica de  $60\text{ }^{\circ}\text{C-cm/W}$  y planchas de acrílico de alta difusividad térmica.
4. El software desarrollado es una herramienta confiable para el cálculo de ampacidad, tanto en régimen permanente como en régimen de carga cíclica por lo que se recomienda habilitar nuevas funciones como la carga de datos de los diagramas de carga de los alimentadores (obtenidos desde el SCADA) para de esta manera calcular el factor de carga equivalente de manera automática y optimizar los tiempos de procesamiento de información y toma de decisiones de los ingenieros de planeamiento, operación y proyectos. Esta información podría mostrarse de manera gráfica, dado que el programa Visual Studio cuenta con las herramientas necesarias para dicho fin. (Definiendo factores de carga en diferentes periodos, diarios, semanales y mensuales)

5. Se recomienda implementar en el software alternativo (como módulo adicional) herramientas de predicción o proyección de demanda, donde los ingenieros de planeamiento y proyectos puedan proyectar el factor de carga futuro decidir realizar inversiones de nuevas redes eléctricas, atención a solicitudes de suministro de energía a clientes o renovación de redes.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- A Pilgrim, J. (2011). Circuit Rating Methods for High Temperature Cables. *Thesis Doctoral*. Inglaterra: University of Southampton Institutional Repository .  
Obtenido de <https://eprints.soton.ac.uk/195003/>
- Alghamdi, A. S., & Desuqi, R. K. (2020). A study of expected lifetime of XLPE insulation cables working at elevated temperatures by applying accelerated thermal ageing. *Heliyon*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2019.e03120>
- Atanes Beatón, D. M., Legrá Lobaina, A., & Guilarte Fuentes, C. (2014). Contribución al método de interpolación lineal con triangulación de Delaunay. *Minería y Geología*, pp. 58-72.
- Abu-Hamdeh, N. (2001). Measurement of the Thermal Conductivity of Sandy Loam and Clay Loam Soils using Single and Dual Probes. *Journal of Agricultural Engineering Research*, 209-216.
- Afinidad Eléctrica. (8 de 1 de 2024). *Afinidad Eléctrica*. Obtenido de <https://afinidadelectrica.com/2020/06/28/rex-el-primer-perro-rastreador-de-fallas-electricas/>
- Anders, G. J. (1997). *Rating of electric power cables: ampacity computations for transmission*,. N,J USA: IEEE Piscataway.
- Anders, G. J. (2005). *Rating of electric power cables in unfavorable Thermal Environment*. New Jersey: IEEE Press Editorial Board.
- Arias, R. M., Gonzales, E. G., & Velarde, P. E. (2023). Enhancing medium voltage underground circuit design: Assessing limitations, thermal influence, and

accurate modelling. *Results in Engineering*.

doi:<https://doi.org/10.1016/j.rineng.2023.101552>

ASTM International. (2019). C177 – 19. *Standard Test Method for Steady-State Heat Flux Measurements and Thermal Transmission Properties by Means of the Guarded-Hot-Plate Apparatus*. EEUU.

ASTM International. (2022). D5334 – 22. *Standard Test Method for Determination of Thermal Conductivity of Soil and Rock by Thermal Needle Probe Procedure*. EEUU.

Bragatto, T., Cresta, M., Gatta, F. M., Geri, A., Maccioni, M., & Paulucci, M. (2022). Measuring Yearly Variation of Temperature of Medium Voltage Cable Joints. *2022 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2022 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 1-6. doi:[10.1109/EEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854523](https://doi.org/10.1109/EEEIC/ICPSEurope54979.2022.9854523)

Bragatto, T., Cresta, M., Massimo, F., Geri, A., Maccioni, M., & Paulucci, M. (2023). Assessing Thermal Behavior of Medium Voltage Cable Joints Through Simulations and Measurements. *IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, VOL. 59, NO. 5*,. doi:[10.1109/TIA.2023.3284413](https://doi.org/10.1109/TIA.2023.3284413)

Bustamante, S., Mínguez, R., Arroyo, A., Manana, M., Laso, A., Castro, P., & Martinez, R. (2019). Thermal behaviour of medium-voltage underground cables under high-load operating conditions. *Applied Thermal Engineering*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.04.083>

Calcara, L., D'Orazio, L., Della, M., Di Filippo, G., Pastore, A., Ricci, D., & Pompili, M. (2019). Faults Evaluation of MV Underground Cable Joints. *2019 AEIT*

*International Annual Conference (AEIT)*, 1-6.  
doi:10.23919/AEIT.2019.8893351

Calcara, L., Sangiovanni, S., & Pompili, M. (2017). MV Underground Cables: Effects of Soil Thermal Resistivity on Anomalous Working Temperatures. *2017 AEIT International Annual Conference*, 1-5. doi:10.23919/AEIT.2017.8240508

Cardenas, D. (2020). Thermal-conductive model algorithm for the accurate calculation of temperatures in electrical power conductors. *Revista Internacional de Métodos Numéricos para Cálculo y Diseño en Ingeniería*. doi:10.23967/j.rimni.2020.01.002

Cascón, J., Ruiz, A., & Alberich, J. (2018). Usos y aplicaciones de georreferenciación y geolocalización en gestión documental cartográfica y fotográfica antiguas. *El profesional de la información*, pp.202-212.

Chapman , A., & Wieczoreck, J. (2020). *Guía de buenas prácticas de georreferenciación*. Copenhague: Creative Commons Attribution-Compartir Igual 4.0 Internacional. doi:https://doi.org/10.15468/doc-gg7h-s853

Dubitsky, S., Greshnyakov, G., & Korovkin, N. (2016). Comparison of finite element analysis to IEC-60287 for predicting underground cable ampacity. *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, 1-6. doi:10.1109/ENERGYCON.2016.7514107

Exizidis, L., Chatziathanasiou, V., & Henny, B. (2014). Thermal analysis of underground cable crossings at various crossing angles. *9th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2014)*.

- Ferrer Vallin, M., Santos Fuentefria, A., & Llamo Laborí, H. S. (2018). Análisis del factor de carga de un sistema eléctrico aislado con fuentes renovables de energía. *Ingeniería Energética*, 13-20. Obtenido de [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012018000100003&lng=es&tng=es](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012018000100003&lng=es&tng=es)
- Gaulli, S. K. (2016). *Power Cable Technology*. New York: CRC Press.
- Gouda, O., El Dein, A., & Amer, G. (2011). Effect of the Formation of the Dry Zone Around Underground Power Cables on Their Ratings. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 972-978. doi:10.1109/TPWRD.2010.2060369
- Hampton, N., Hartlein, R., Lennartsson, H., Orton, H., & Ramachandran, R. (2007). Long-life XLPE insulated power cable. En Jicable (Ed.). Obtenido de [https://www.jicable.org/2007/Actes/Session\\_C51/JIC07\\_C515.pdf](https://www.jicable.org/2007/Actes/Session_C51/JIC07_C515.pdf)
- Harder, C., & Brown, C. (2017). *The ArcGis Book 10 Big Ideas about Applying The Science of Where*. New York Street, Redlands, California : Esri Press.
- Hechavarría, R., López, G., Pazmiño, F., Ureña, M., & Hidalgo, A. (2017). Cálculo numérico de las propiedades térmicas efectivas de un compuesto por elementos finitos. *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*. doi:<https://doi.org/10.17163/ings.n18.2017.02>
- Heider, M. Z., Rahman, M. M., & Al-Arainy, A. A. (2022). Study of frequency variant tan delta diagnosis for MV cables insulation status assessment. *2019 5th International Conference on Advances in Electrical Engineering (ICAEE)*, 260-264. doi:10.1109/ICAEE48663.2019.8975616

- IEC. (2002). IEC 60853. *Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables - Part 3: Cyclic rating factor for cables of all voltages, with partial drying of the soil.*
- IEC. (2023). IEC 60287. *Electric cables - Calculation of the current rating - Part 1-2: Current rating equations (100 % load factor) and calculations of losses - Sheath eddy current loss factors for two circuits in flat formation.*
- Jaramillo-Vacio, R. (2018). Determinación de capacidad de conducción en líneas subterráneas: Estudio de sensibilidad paramétrica. *IEEE - RVP Al Reunión de Verano de Potencia.*
- Khan, A. A., Malik, N., Al-Arainy, A., & Alghuwainem, S. (2012). A review of condition monitoring of underground power cables. *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*,, 909-912. doi:10.1109/CMD.2012.6416300
- Kuffel, E., & Poltz, J. (1981). Losses in crossbonded and bonded at bothends high voltage cables. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 369-374. doi:doi: 10.1109/TPAS.1981.316865
- Laboratorio de análisis físicos - Pontificia Universidad Católica del Perú. (2004). *Informe de medición de resistividad térmica.* Lima: PUCP.
- León, F. d. (2005). *Calculation of Underground Cable Ampacity.* Quebec: CYME International T&D.
- Li, Y., & Wouters, P. (2022). Implementation of Temperature Monitoring for MV Cables Based on Signal Propagation. *IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE)*, 1-4. doi:10.1109/ICHVE53725.2022.9961552

Liang, Y., Cheng, X., & Zhao, Y. (2022). Research on the rapid calculation method of temperature rise of cable core of duct cable under emergency load. *The 3rd International Conference on Power Engineering (ICPE 2022)*,. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.04.343>

Lin, J., & Cai, L. (2020). Research on the thermal aging life prediction of XLPE cable. *Journal of Physics: Conference Series*. doi:10.1088/1742-6596/1570/1/012050

Liu, Y., Zhang,, H., & Chen, J. (2021). THE AC AND DC RESISTANCE OF METAL SHIELDS IN MEDIUM VOLTAGE XLPE CABLES. *22nd International Symposium on High Voltage Engineering (ISH 2021)*, 1135-1140. doi:10.1049/icp.2022.0111

López Santos, A., Zermeño González, A., González Barrios, J., González Cervantes, G., Cadena Zapata, M., & Campos Magaña, S. (2014). Medición de la profundidad de flujo de calor y difusividad térmica en suelos con texturas diferentes por dos métodos de análisis. *Investigación y Ciencia*, 17-25. Obtenido de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=67432507003>

Microsoft. (17 de 12 de 2023). *Microsoft Visual Studio*. Obtenido de <https://visualstudio.microsoft.com/es/>

Millar, R. (2006). A comprehensive approach to real time power cable temperature prediction and rating in thermally unstable environments. *Tesis doctoral*. Finlandia: Helsinki University of Technology.

Ministerio de Energía y Minas. (31 de 05 de 2023). *SIG DGER* . Obtenido de [https://mapas.minem.gob.pe/map\\_dger/](https://mapas.minem.gob.pe/map_dger/)

- Mosquera Arancibia, P. (2013). Medida de la conductividad térmica con el método de la aguja térmica, basado en la fuente lineal de calor transitorio, para su aplicación en los cerramientos de adobes y bloques de tierra comprimida. *Tesis Doctoral*. España: Universidad Politécnica de Madrid.
- Mugala, G. (2005). High Frequency Characteristics of Medium Voltage XLPE Power Cables. *Thesis Doctoral*. Stockholm, Sweden: KTH, School of Electrical Engineering (EES).
- Murillo, D., Ortega, I., Carrillo, J. D., Pardo, A., & Rendón, J. (2012). Comparación de métodos de interpolación para generación de mapas de ruido en entornos urbanos. *Revista Ingenierías USBMed*, 62-68. doi:<https://doi.org/10.21500/20275846.265>
- Musa, U., Abdullahi, A., Shehu, G. S., Albarracin-Sanchez, R., & Rodriguez-Serna, J. M. (2021). Modeling and Analysis of Electric Field Variation across Insulation System of a MV power Cable. *3rd International Conference on Electrical, Communication and Computer Engineering (ICECCE)*. doi:DOI: 10.1109/ICECCE52056.2021.9514224
- Neher, J., & McGrath, M. (1957). The Calculation of the Temperature Rise and Load Capability of Cable Systems. *AIEE Transactions Power Apparatus and Systems, Vol. 76*, 752-772. doi:doi: 10.1109/AIEEPAS.1957.4499653
- Noske, S., Grzelka, S., & Kolodziejczyk, K. (2023). The new condition-based maintenance of MV cable lines supported by diagnostic data. *27th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, 2343-2347. doi:10.1049/icp.2023.1235

- Òrrit Prat, J. (2011). Study on conduction mechanisms of medium voltage cable XLPE insulation in the melting range of temperatures. *Tesis doctoral*. España: Universidad Politécnica de Catalunya.
- PENG-YU, W., HUI, M., GANG, L., ZHUO-ZHAN, H., DE-MING, G., TAO , X., & LONG-YUN, K. (2019). Dynamic Thermal Analysis of High-Voltage Power Cable Insulation for Cable Dynamic Thermal Rating. *IEEE*, 56095-56106. doi: 10.1109/ACCESS.2019.2913704
- Pirovano, G., Borghetto, J., Contin, A., Morotti, A., Pegoiani, A., & Forciniti, S. (2023). Diagnostic Techniques of Mv Cable Joints Under Different Environmental Conditions. *27th International Conference on Electricity Distribution*. doi:10.1049/icp.2023.1025
- Polyakov, D. A., Yurchuk, D. A., & Nikitin, K. I. (2018). Cables XLPE-insulation Residual Life Monitoring. *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, 1-4. doi:10.1109/ICHVE.2018.8641910
- Pompili, M., Calcara, L., & Sangiovanni, S. (2020). MV Underground Power Cable Joints Premature Failures. *2020 AEIT International Annual Conference (AEIT)*. doi:10.23919/AEIT50178.2020.9241185
- Pompodakis, E. E., Chrysochos, A. I., Ahmed, A., Karapidakis, E., & Alexiadis, M. C. (2022). Implementation of Unbalanced thermoelectric Equivalent Circuit for Power Flow and Thermal Rating of Underground LV and MV Cables. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 4989-5002. doi:10.1109/TPWRD.2022.3165272
- Pugach, V. N., Polyakov, D. A., Nikitin, K. ..., & Yurchuk, D. A. (2017). XLPE-insulated cables temperature monitoring for the determination of their residual life. *2017*

*Dynamics of Systems, Mechanisms and Machines (Dynamics)*, 1-6.

doi:10.1109/Dynamics.2017.8239496

QGIS. (31 de 05 de 2023). *Descarga QGIS para tu plataforma*. Obtenido de <https://qgis.org/es/site/forusers/download.html>

Rasoulpoor, M., Mirzaie, M., & Mirimani, S. (2016). Electrical and Thermal Analysis of Single Conductor Power Cable Considering the Lead Sheath Effect Based on Finite Element Method. *Iranian Journal of Electrical & Electronic Engineering*, 73-81.

Rerak, M., & Ocloń, P. (2017). The effect of soil and cable backfill thermal conductivity on the temperature distribution in underground cable system. *4th Scientific and Technical Conference on Modern Technologies and Energy Systems, WTiUE 2016*. doi:10.1051/e3sconf/20171302004

Rubio, C. (2016). La relación entre resistividad térmica, humedad y un suelo arenoso pedregoso. *Spanish Journal of Soil Science: SJSS*, 123-132.

Sector Electricidad. (8 de 1 de 2024). *Sector Electricidad*. Obtenido de <https://www.sectorelectricidad.com/14137/peru-can-es-encuentran-fallas-electricas-subterranas-en-segundos/>

Sedaghat, A., & De León, F. (2014). Thermal Analysis of Power Cables in Free Air: Evaluation and Improvement of the IEC Standard Ampacity Calculations. *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*, 2306-2314. doi:doi:10.1109/TPWRD.2013.2296912

Sosa, J., & Martinez, F. (2009). Los sistemas de información geográfica y su aplicación en enlaces de comunicacione. *Científica*, pp.27-34. Obtenido de <https://www.redalyc.org/pdf/614/61412184005.pdf>

- Teodoro da Penha, A., & Nunes Coelho, V. B. (2021). Simulação de Monte Carlo em redes triangulares irregulares. *Brazilian Journal of Development*, 98784-98800. doi:<https://doi.org/10.34117/bjdv7n10-277>
- Texeira-Dias, F., Pinho-da-Cruz, J., Fontes Valente, R., & Alves de Sousa, R. (2010). *Metodo de elementos finitos - Técnicas de simulacao Numérica em Engenharia*. Liboa: ETEP - Edicoes técnicas e profissionais.
- Turner, M., Clough, R., Martin , H., & Topp, L. (1956). Stiffness and Deflection Analysis of Complex Structures. *J. Aeronautical Science*, 805-823. doi:<https://doi.org/10.2514/8.3664>
- Werelius, P. (2001). Development and Application of High Voltage Dielectric Spectroscopy for Diagnosis of Medium Voltage XLPE Cables. *Tesis doctoral*. Suecia: Stockholm: Elektrotekniska system.
- Wouters, P., Deursen, A. V., & Li, Y. (2022). Analysis and verification of signal propagation as method for temperature monitoring of underground power cables. *Electric Power Systems Research*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108739>
- Xiong, L., Chen, Y., Jiao, Y., Wang, J., & Hu, X. (2019). Study on the Effet of cable group Laying mode on temperature field distribution and cable ampacity. *Energies*. doi:10.3390/en12173397
- Zapata, A., Pérez, S., & Mora, J. (2014). Método basado en clasificadores k-NN parametrizados con algoritmos genéticos y la estimación de la reactancia para localización de fallas en sistemas de distribución. *Revista Facultad de Ingeniería Universidad de Antioquia*, pp. 220-232. Obtenido de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=43030033020>

Zhang, R., Sun,, H., & Dong, X. (2019). The Comparison of Thermal Characteristics of AC Cable and DC Cable. *IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series* 1187. doi:10.1088/1742-6596/1187/2/022051

Zucarelli, A., Paris, M., & Macor, J. (15 de 01 de 2023). *Utilización de kriging para la elaboración de curvas isohietas de precipitación mensual en la Provincia de Santa Fe, Argentina*. Obtenido de <https://www.ina.gob.ar/ifrh-2014/Eje3/3.39.pdf>

## ANEXO I: MATRIZ DE CONSISTENCIA

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPOTESIS	VARIABLES E INDICADORES	METODOLOGÍA
<p><b>Problema general</b></p> <p><b>Incertidumbre en el cálculo de ampacidad de conductores subterráneos de media tensión.</b></p> <p><b>Nota:</b> Conocer la ampacidad de los cables eléctricos en sus múltiples aplicaciones, tiene implicancias en la gestión de activos, planificación de inversiones, estimación de vida útil,</p>	<p><b>Objetivo general</b></p> <p>Proponer un método para calcular la cargabilidad de los cables subterráneos de MT. Considerando las características del cable, datos reales de operación, mediciones de resistividad térmica del suelo y empleando elementos finitos para ganar precisión en los cálculos.</p> <p><b>Objetivos específicos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Explicar cada uno de los aspectos intrínsecos del cable y externos que influyen en la determinación de la ampacidad.</li> <li>• Analizar cuál es el factor de mayor influencia, para la determinación de la ampacidad.</li> <li>• Desarrollar un análisis comparativo del cálculo de la IEC y el cálculo por el método de elementos finitos.</li> <li>• Obtener un mapa de resistividad térmica del terreno. Para ello se necesita medir la resistividad térmica en diversos puntos de Lima, llevarlos a un laboratorio certificado y verificar el valor de la resistividad térmica del terreno en Lima. Con puntos previamente seleccionados y georreferenciados.</li> <li>• Modelar en un software que calcule en base a elementos finitos el cálculo de ampacidad de</li> </ul>	<p><b>Hipótesis general</b></p> <p>Es posible desarrollar un método más eficiente (en comparación con los métodos actuales), que permita determinar la ampacidad de los conductores de media tensión en base a conocer las características del cable, los datos reales de operación, medición de resistividad térmica del terreno y la aplicación de elementos finitos para mayor precisión de los resultados.</p> <p><b>Hipótesis específica</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Existen parámetros de mayor importancia para la determinación de la ampacidad sobre los cuales se puede trabajar para incrementar la capacidad de conducción del cable directamente enterrado.</li> <li>• El cálculo de ampacidad empleando el método de elementos finitos tiene mayor precisión respecto al análisis comparativo del cálculo de la IEC y sobre todo frente al método de cálculo propuesto por el CNE.</li> <li>• Es posible obtener un mapa de resistividad térmica del suelo para Lima, a partir de mediciones en campo en diversos puntos de la capital, georreferenciados, empleando un programa de interpolación de puntos que nos dé en base a colores las áreas más críticas donde los suelos de Lima no permiten la transferencia de calor.</li> <li>• El mapa de resistividad térmica del terreno para Lima, nos dará como resultado que el valor que se utiliza en las empresas de distribución eléctrica es por lo menos un 20% más elevado que el valor real. Ello nos llevaría a</li> </ul>	<p><b>Variable dependiente</b></p> <p>Ampacidad de conductores subterráneos de media tensión.</p> <p><b>Variable independiente</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Características del cable</li> <li>• Transferencia de calor y resistividad térmica del suelo.</li> <li>• Características de instalación de cables de MT.</li> </ul> <p><b>Indicadores</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- La ampacidad nominal de los cables, a las condiciones de instalación.</li> <li>- La ampacidad en régimen de carga cíclico (dependiente del factor de carga)</li> </ul>	<p><b>Tipo de investigación</b></p> <p>La investigación tiene un carácter descriptivo, deductivo y experimental. Con trabajo de campo y gabinete, pruebas experimentales y el uso de herramientas computacionales que permitan ganar precisión en los resultados del método del cálculo de ampacidad en cables de media tensión a proponer.</p> <p><b>Periodo de análisis</b></p> <p>Tiempo de trabajo de 30 meses.</p>

<p>planificación del crecimiento de redes eléctricas, y prever las consecuencias de sobre carga en los sistemas eléctricos de potencia (que pueden deteriorar su aislamiento u originar cortocircuitos).</p>	<p>los cables directamente enterrados y se observen distintas condiciones de instalación.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Modelar en un software alternativo que calcule la ampacidad en base a un modelo mejorado de la IEC para obtener resultados lo más aproximados a lo que nos da el software comercial.</li> <li>• Evaluar con diferentes materiales el cambio de backfill para incrementar la ampacidad de los cables, proponiendo una alternativa técnica económica para su reemplazo, respecto a las condiciones actuales.</li> <li>• Proponer un prototipo de separador, que pueda mantener la distancia entre los cables de MT en la instalación.</li> <li>• Elabora un sistema de distribución eléctrica de prueba que considera las características técnicas de los cables en media tensión, las características de instalación, las características de terreno y clima de la ciudad de Lima.</li> </ul>	<p>demostrar que la capacidad de los cables es mayor que las indicadas en sus normas de utilización internas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El software alternativo tiene resultados que están por debajo del 5% de margen de error, respecto a los resultados obtenidos por un programa comercial.</li> <li>• El material de reemplazo propuesto (Material único) tiene menos del 60% de resistividad que los materiales actualmente utilizados en el Backfill.</li> <li>• El material de reemplazo propuesto mezclado con la tierra cernida del lugar tiene menos del 60% de resistividad que los materiales actualmente utilizados en el Backfill. Y es una mejor alternativa técnica -económica para reemplazar en las instalaciones eléctricas.</li> <li>• El prototipo de separador propuesto, para mantener la distancia entre los cables de MT. Es una alternativa técnica económica de fácil implementación en los sistemas que emplean cables directamente enterrados (que incrementa al menos en 10% la capacidad de conducción de una terna).</li> <li>• El sistema de distribución eléctrica de prueba puede ser empleado para otros fines relacionados o no al cálculo de ampacidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ampacidad vs profundidad de instalación.</li> <li>- Ampacidad vs la separación de las fases en el tendido de cables.</li> <li>- Ampacidad vs variación de la resistividad térmica del terreno.</li> <li>- Factor de agrupamiento de cables.</li> </ul>	
--	---	--	---	--

Autor: M.Sc. Ing. Oscar Julian Peña Huaranga  
Elaboración:

## ANEXO II: MATRIZ DE OPERACIONALIZACIÓN DE VARIABLES

VARIABLE	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	OPERACIONALIZACIÓN			ESCALA DE MEDICIÓN
			DIMENSIONES	INDICADORES	INDICES Y/O ITEMS	
Ampacidad de conductores subterráneos de media tensión.	Capacidad de conducción de corriente eléctrica que tiene un cable de energía. La ampacidad de los cables eléctricos subterráneos está limitada por la temperatura máxima permitida del aislamiento del conductor. (Dubitsky, Greshnyakov, & Korovkin, 2016)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Se relaciona de forma inversamente proporcional a las resistividades térmicas de cada capa del conductor. Es del tipo numérico.</li> <li>• Es inversamente proporcional a la temperatura de la superficie del suelo. Es del tipo numérico.</li> <li>• Es inversamente proporcional a la profundidad de la instalación. Es del tipo numérico.</li> <li>• Es inversamente proporcional al factor de carga del alimentador. Es del tipo numérico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La resistencia térmica entre el alma del conductor y el aislamiento (<math>T_1</math>). expresada en °Cm/W</li> </ul>	Variación de la temperatura entre el alma del conductor y el término del aislamiento.	Expresada en °C	De intervalo
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• La resistencia térmica entre el aislamiento y la cubierta metálica (<math>T_2</math>) expresada en °Cm/W.</li> </ul>	Variación de la temperatura entre el aislamiento y la cubierta metálica.	Expresada en °C	De intervalo
			<ul style="list-style-type: none"> <li>• La resistencia térmica entre la cubierta metálica y la cubierta de PVC (<math>T_3</math>) expresada en °Cm/W.</li> </ul>	Variación de la temperatura entre la cubierta metálica y la cubierta de PVC.	Expresada en °C	De intervalo
			$\Delta\theta$ Referida a la diferencia de temperatura entre la temperatura de operación (del aislamiento del conductor) y la temperatura del ambiente. Expresada en °C	Temperatura del aislamiento XLPE > 90°C.	Expresada en °C	De intervalo
			Distancia de separación entre los cables directamente enterrados (expresado en centímetros)	Ampacidad vs la separación de las fases en el tendido de cables.	Expresado en amperios	De razón

La resistencia térmica del material de relleno ( $T_4$ )	La resistividad térmica del terreno es uno de los factores de mayor influencia en el cálculo de ampacidad (Rerak & Ocloñ, 2017)	Es inversamente proporcional a la ampacidad de conductores subterráneos de media tensión, es del tipo numérico.	No aplica	Variación de la temperatura entre la cubierta de PVC y la superficie del suelo.	Expresada en °C	De intervalo
			No aplica	Ampacidad vs variación de la resistividad térmica del terreno.	Expresado en amperios.	De razón
El factor de carga equivalente ( $\mu$ ) del alimentador (día, mes, año)	Se define como la carga promedio dividida por la carga máxima en un período de tiempo específico. El factor de carga da la medida de la utilización o aprovechamiento de la capacidad instalada. (Ferrer Vallin, Santos Fuentesfria, & Llamo Laborí, 2018)	Es inversamente proporcional a la ampacidad de conductores subterráneos de media tensión, es del tipo numérico.	Diagrama de carga, (diario mensual o anual) de un alimentador.	Variación del factor de carga vs la ampacidad	Expresado en amperios.	De intervalo
			Diagrama de carga, (diario mensual o anual) de un conjunto de alimentadores.	Factor de agrupamiento de cables.	Expresado en %	De razón
Profundidad de la instalación de los cables de media tensión.	Es la profundidad a la que se colocan los cables de media tensión respecto a la superficie del suelo.	Es inversamente proporcional a la ampacidad de conductores subterráneos de media tensión, es del tipo numérico.	No aplica	Variación de la ampacidad vs profundidad de instalación.	Expresado en amperios.	De intervalo

Autor: M.Sc. Ing. Oscar Julian Peña Huaringa

Elaboración:

### **ANEXO III SOFTWARE CYMCAP**

CYMCAP fue diseñado para simular el comportamiento térmico de instalaciones de cables de potencia. La versión original del paquete fue desarrollada conjuntamente por Ontario Hydro (Hydro One), la Universidad McMaster y CYME International, bajo el auspicio de la Asociación Eléctrica Canadiense.

#### **1 Características del Software**

CYMCAP realiza cálculos de corriente admisible y de aumento de temperatura en instalaciones de cables de potencia.

#### **2 Capacidades analíticas**

- Técnicas iterativas basadas en los métodos Neher-McGrath e IEC 60-287.
- Cumplimiento total con las prácticas norteamericanas y soporte de todas las normas IEC: 60-287, IEC 60-228, IEC 60-1042, IEC 60-853, etc.
- Representación gráfica detallada de cualquier tipo de cable de potencia. Este módulo puede usarse para modificar cables existentes y enriquecer la biblioteca de cables. Incluye cables de un núcleo, de tres núcleos con cinturón, tipo tubo, submarinos, con pantalla, cubierta y armadura.
- Diversas condiciones de instalación como cables directamente enterrados, con relleno térmico, conductores enterrados o en ductos de cables.
- Cables en tubos directamente enterrados o con relleno térmico.
- Bibliotecas y bases de datos independientes para cables, bancos de ductos, curvas de carga e instalaciones.
- Simulación de cables instalados en postes de elevación, grupos de cables aéreos, migración de la humedad, fuentes cercanas de calor, disipadores térmicos, etc.

- Distintos tipos de cables dentro de una instalación. Modelación de la superficie terrestre no isotérmica.
- Patrones de carga cíclica según IEC-60853, incluyendo el desecamiento de suelos.
- Múltiples cables por fase con modelación apropiada de las inductancias mutuas en la pantalla que influyen grandemente las pérdidas de corrientes circulantes y por lo tanto la disminución de capacidad.
- Se puede modelar todos los arreglos de grupos para configuraciones horizontales o triangulares con descripciones explícitas de las longitudes menores de sección, distancia desigual entre cables, etc.

### **3 Análisis Transitorio**

- Corriente admisible en función del tiempo y de la temperatura.
- Análisis de la temperatura en función del tiempo y de la corriente admisible.
- Tiempo para alcanzar una temperatura determinada, en función de la corriente admisible.
- Análisis de la corriente admisible y de la temperatura en función del tiempo.
- Perfiles de carga por circuito definidos por el usuario.
- Distintos tipos de cables por instalación.
- Los circuitos pueden sobre cargarse simultáneamente o uno a la vez.

### **4 Módulos complementarios**

- CYMCAP/MDB Módulo diseñado para la modelación de bancos de ductos múltiples, de múltiples rellenos y múltiples capas de suelo con distinta resistividad térmica.

- CYMCAP/OPT – Optimizador de bancos de ductos que calcula la posición óptima de los cables en el banco de ductos.
- CYMCAP/SCR (octubre 2005) Módulo de corrientes de cortocircuito que calcula la corriente máxima de cortocircuito o la temperatura para una duración dada.
- Cables en túneles
- Campos magnéticos
- CHOTE (Cable Historical Operating Temperature Estimator)

**ANEXO IV RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS CAPACIDADES DE LOS  
CABLES DE MT A FACTOR DE CARGA 100%**

A continuación, se muestra la tabla resumen donde los valores indicados están en amperios.

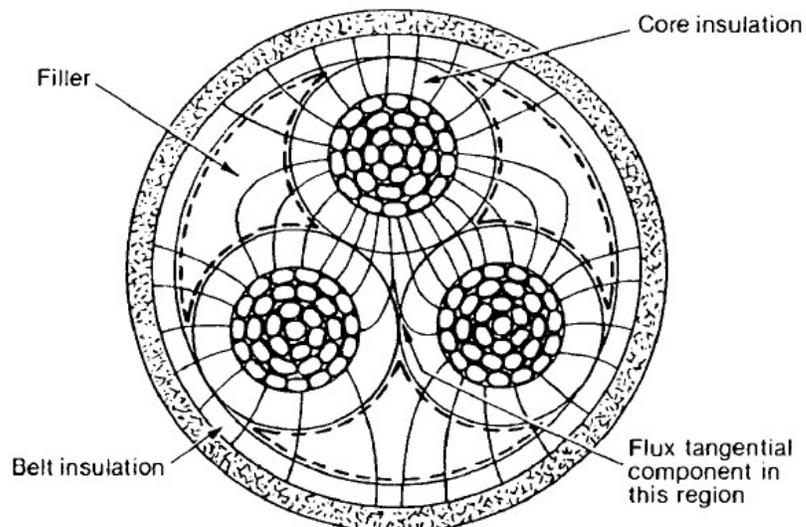
Tensión	Tipo	PARA FACTOR DE CARGA 100%				
		sección (mm <sup>2</sup> )	Software		Software CYMCP	
			alternativo	IEC		IEEE
10kV	N2XSY	25	134	139	139	
		35	160	165	165	
		50	188	194	194	
		70	231	235	235	
		120	314	314	314	
		240	459	443	443	
	NA2XSY	50	146	152	152	
		95	210	217	217	
		120	242	245	245	
		185	306	307	307	
		240	459	443	443	
	NKY	16	74	75	75	
		35	116	116	116	
		70	171	168	168	
		120	235	229	229	
		240	348	333	333	
	22.9kV	N2XSY	50	188	193	193
			70	230	234	234
120			313	314	314	
240			458	449	449	
NA2XSY		50	148	151	151	
		95	213	218	218	
		120	245	245	245	
		185	311	308	308	
		400	460	460	460	

**ANEXO V: RESULTADOS COMPARATIVOS DE LAS CAPACIDADES DE LOS  
CABLES DE MT A FACTOR DE CARGA 75%**

A continuación, se muestra la tabla resumen donde los valores indicados están en amperios.

Tensión	Tipo	PARA FACTOR DE CARGA 75%			
		sección (mm <sup>2</sup> )	Software alternativo	Software CYMCP	
			IEC	IEEE	IEC
10kV	N2XSY	25	162	160	166
		35	194	190	198
		50	230	224	233
		70	284	273	284
		120	393	370	384
		240	585	524	544
	NA2XSY	50	178	176	183
		95	258	254	264
		120	302	287	248
		185	385	375	393
		240	589	529	547
	NKY	16	81	81	82
		35	129	127	126
		70	193	184	182
		120	268	253	252
240		403	371	368	
22.9kV	N2XSY	50	230	222	229
		70	283	272	280
		120	389	366	377
		240	581	531	548
	NA2XSY	50	181	175	181
		95	263	254	263
		120	306	285	294
		185	394	363	375
		400	590	534	550

## ANEXO VI: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES NKY 10KV



**16mm<sup>2</sup>, 35mm<sup>2</sup>, 70mm<sup>2</sup>, 120mm<sup>2</sup> y 240mm<sup>2</sup>**

### 1 Parámetros y datos de la norma de Luz del Sur – NKY 10kV

2.- DIMENSIONES .-

Las dimensiones teoricas del cable son las siguientes (calculadas segun norma NTP 370.250

SECCION (mm <sup>2</sup> )	Ø CONDUCTOR (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)		ESPESOR Pb (mm <sup>2</sup> )	ESPESOR PVC (mm <sup>2</sup> )	Ø EXTERIOR (mm <sup>2</sup> )
		ENTRE CONDUCTORES	DEL COBRE AL PLOMO			
16	4,5	6,1	4,5	1,5	1,9	32,5
35	6,7	6,1	4,5	1,7	2,1	38,0
70	9,4	6,1	4,5	1,7	2,3	44,2
120	12,4	6,1	4,5	1,9	2,6	51,7
240	17,5	6,1	4,5	2,3	3,0	64,2

### 3.- PARAMETROS ELECTRICOS .-

Los parámetros eléctricos del cable son las siguientes (calculadas según norma NTP 370.255 y verificados según norma RD-3-010)

SECCION (mm <sup>2</sup> )	NUM. FASES	R20 (Ohm/Km)	R (Ohm/Km)	X (Ohm/Km)	F.C.T.
16	3	1.1500	1.3770	0.1360	2.049
35	3	0.5240	0.6300	0.1200	0.998
70	3	0.2680	0.3230	0.1090	0.561
120	3	0.1530	0.1860	0.1010	0.363
240	3	0.0754	0.0950	0.0930	0.228

- R20 : RESISTENCIA ELECTRICA EN CORRIENTE CONTINUA A 20°C.
- R : RESISTENCIA ELECTRICA A 70°C.
- F.C.T : FACTOR CAIDA DE TENSION

### CUADRO A CAPACIDAD DE CORRIENTE

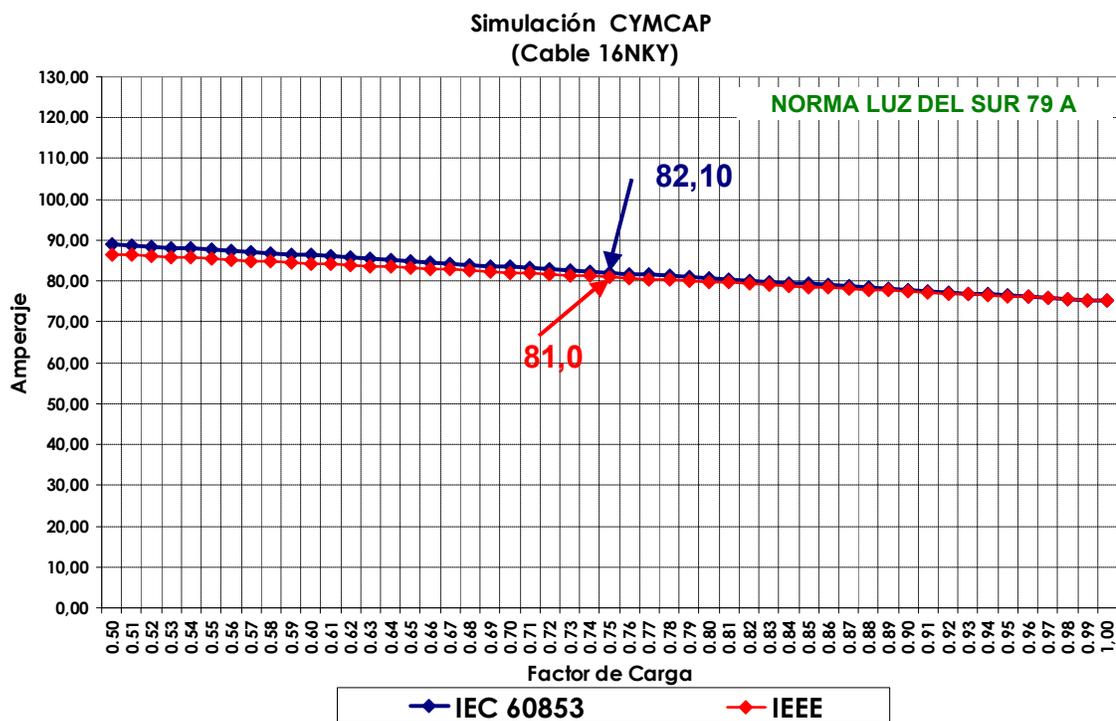
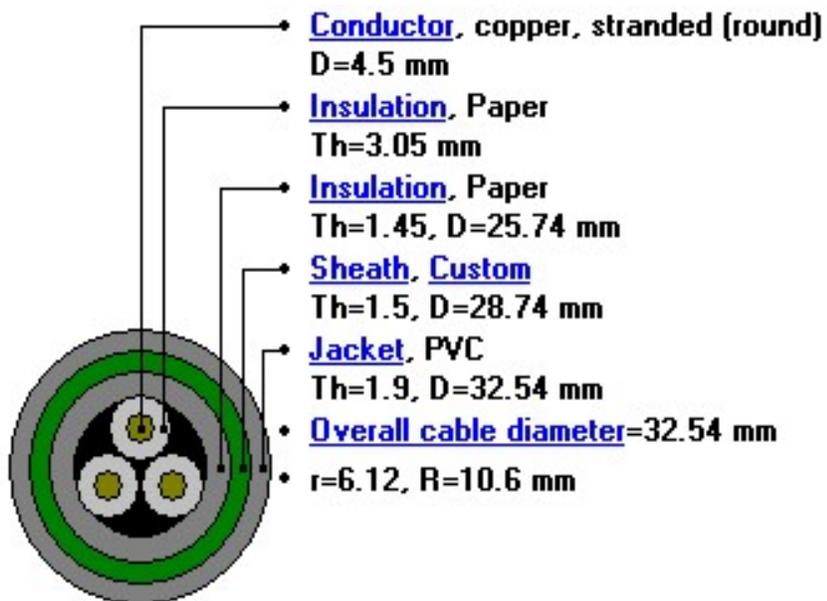
SECCION (mm <sup>2</sup> )	CORRIENTE A		
	F . C . = 1	F . C . < 0.75 **	F . C . < 0.6 ***
16	72	79	85
35	118	130	139
70	172	189	203
95*	203	223	239
120	229	252	270
150*	264	290	311
240	341	375	402
300*	393	432	464

**2 Cálculo teórico de la ampacidad de los cables a factor de carga 100%, según la norma IEC 287 y a 75%, según IEC 853.**

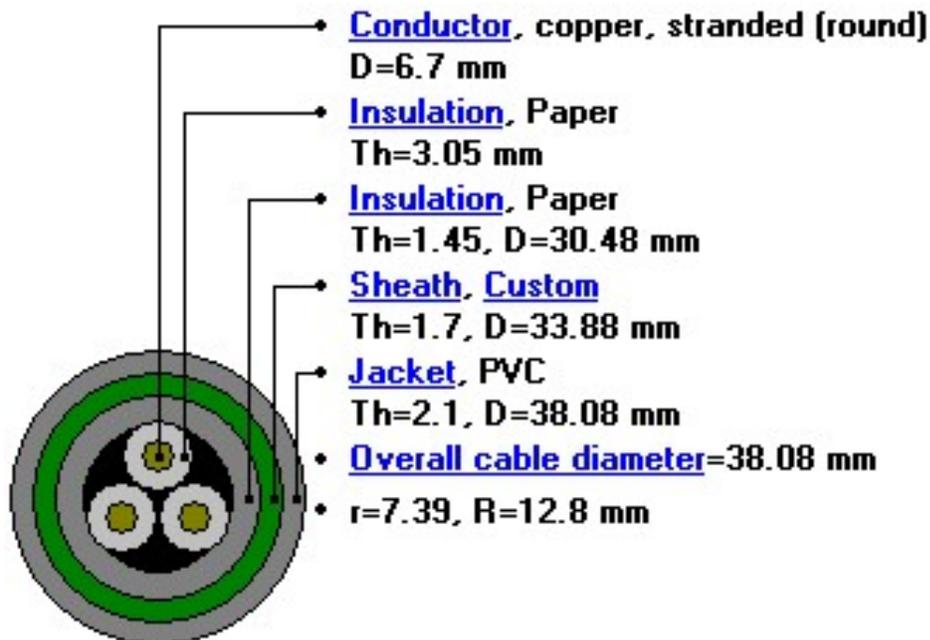
Tensión	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	FC =1	FC= 0.75
			IEC 60287	IEC60853
10kV	NKY	16	75	82
		35	116	126
		70	168	182
		120	229	252
		240	333	368

3 Cálculo de la ampacidad con el software CYMCAP.

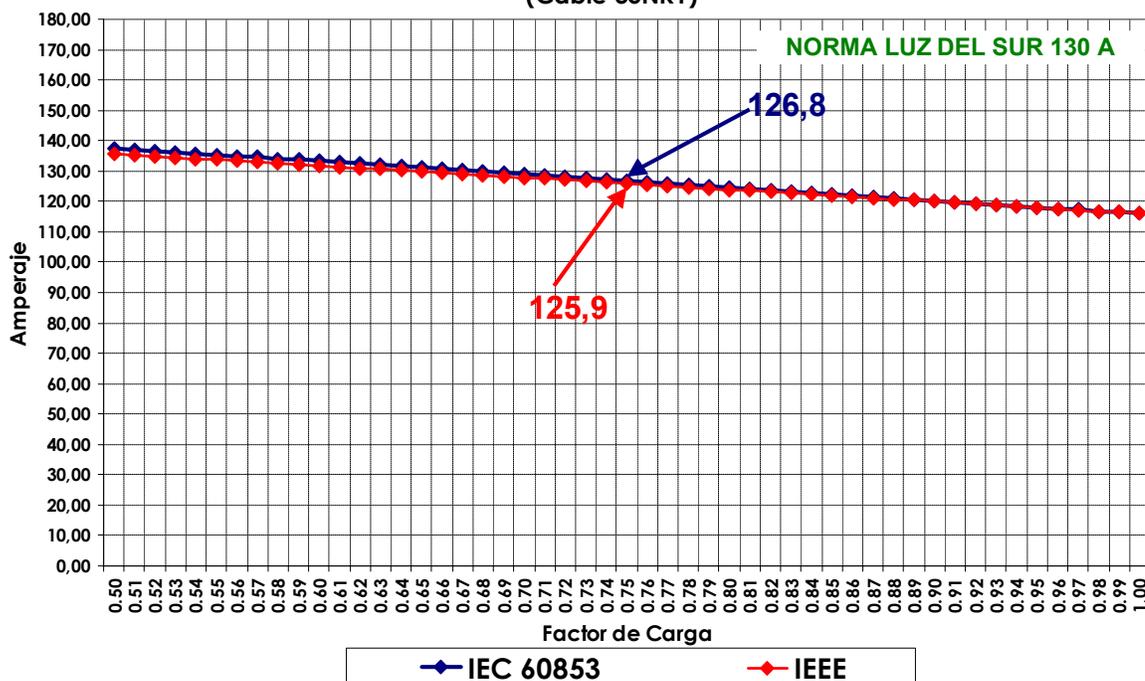
NKY 16mm<sup>2</sup>



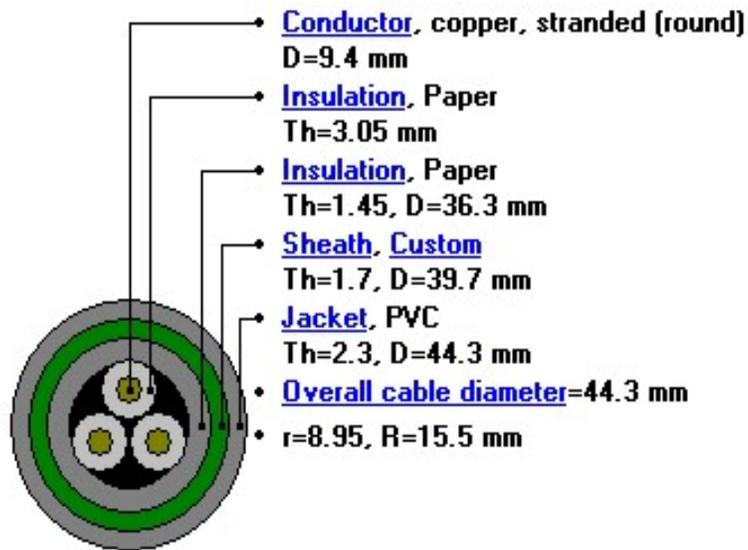
NKY 35mm2



Simulación CYMCAP  
(Cable 35NKY)

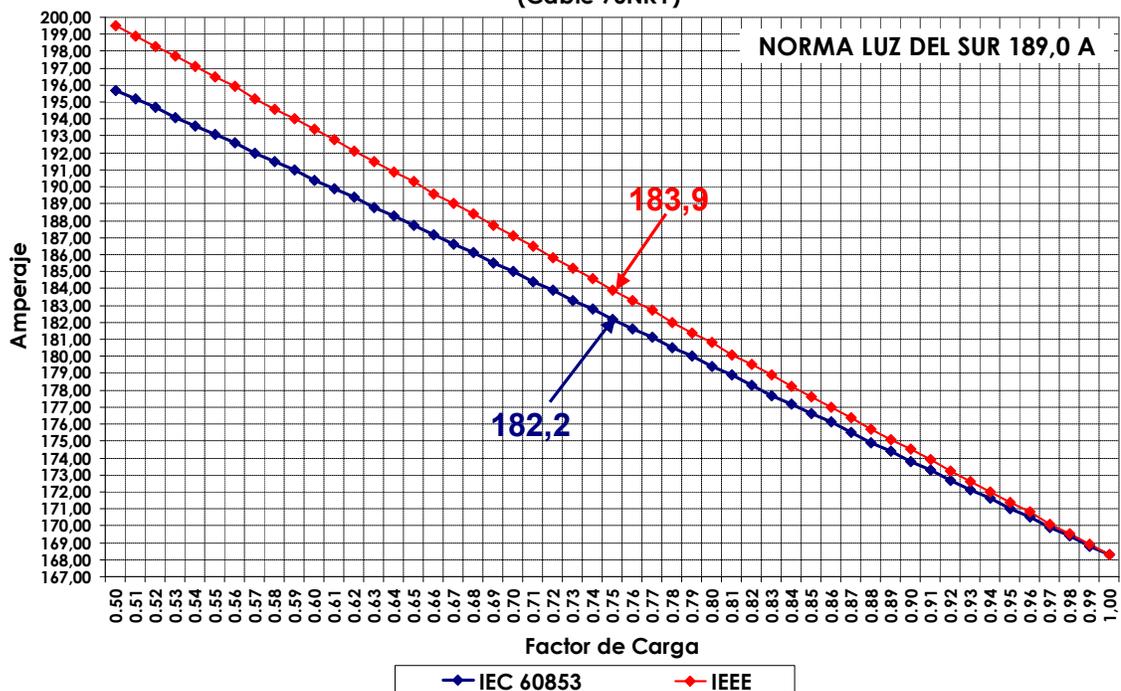


NKY 70mm2



**Voltage**= 10.0 kV **Cond. area**= 70.0 mm<sup>2</sup>

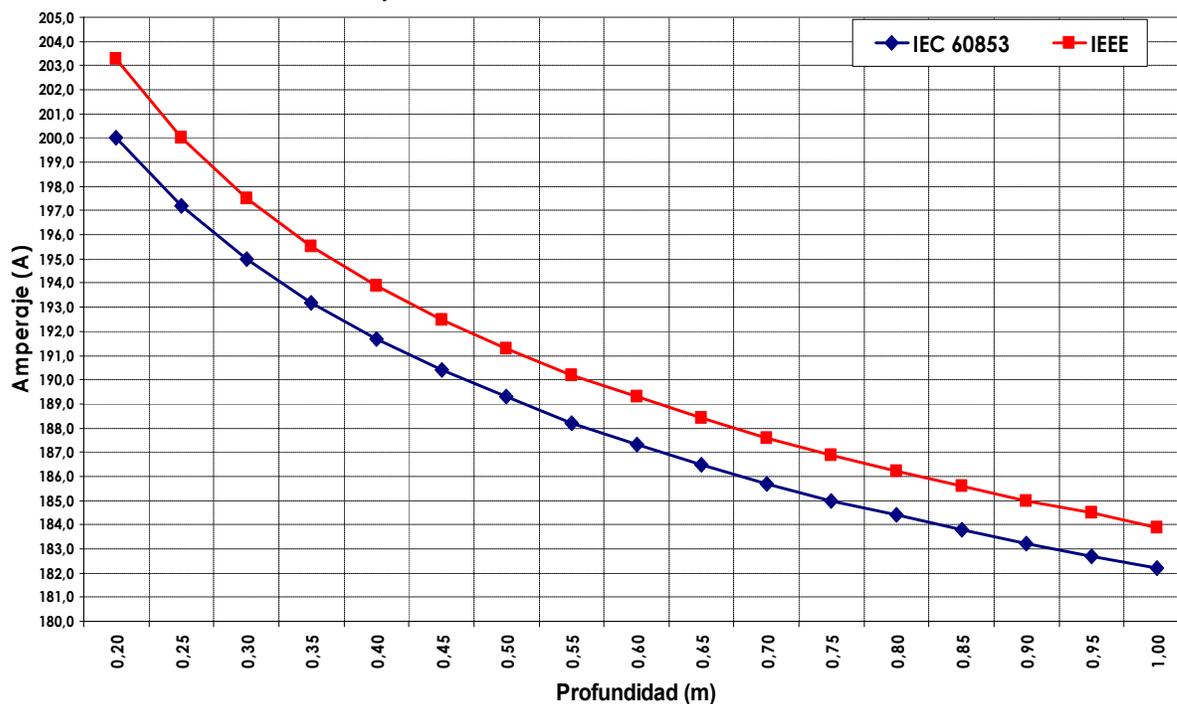
Simulación CYMCAP  
(Cable 70NKY)



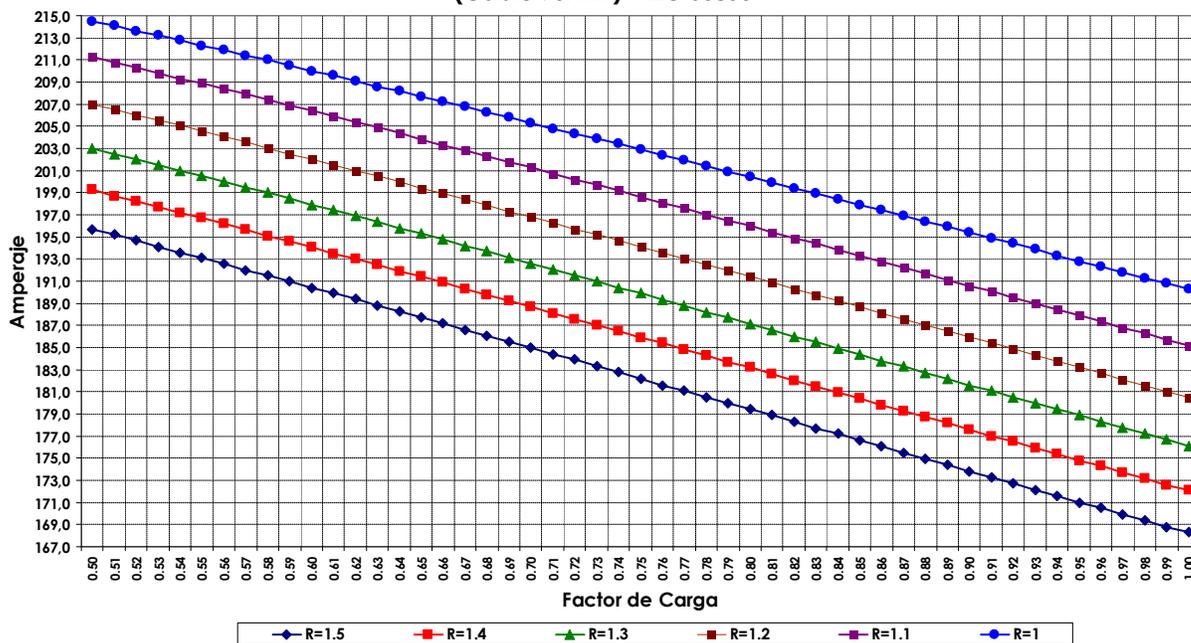
Variación con la profundidad de la instalación

Profundidad	FC 1,00		FC 0,85		FC 0,75		FC 0,65	
	IEEE	IEC 60853 Amperaje						
0.20	203.3	192.3	197.0	200.0	202.8			
0.25	200.0	188.3	193.8	197.2	200.5			
0.30	197.5	185.3	191.2	195.0	198.7			
0.35	195.5	182.8	189.1	193.2	197.1			
0.40	193.9	180.7	187.4	191.7	195.9			
0.45	192.5	179.0	185.9	190.4	194.8			
0.50	191.3	177.4	184.6	189.3	193.8			
0.55	190.2	176.1	183.4	188.2	192.9			
0.60	189.3	174.9	182.4	187.3	192.1			
0.65	188.4	173.8	181.4	186.5	191.4			
0.70	187.6	172.8	180.6	185.7	190.8			
0.75	186.9	171.9	179.8	185.0	190.2			
0.80	186.2	171.1	179.1	184.4	189.6			
0.85	185.6	170.3	178.4	183.8	189.1			
0.90	185.0	169.6	177.8	183.2	188.6			
0.95	184.5	168.9	177.2	182.7	188.2			
1.00	183.9	168.3	176.6	182.2	187.7			

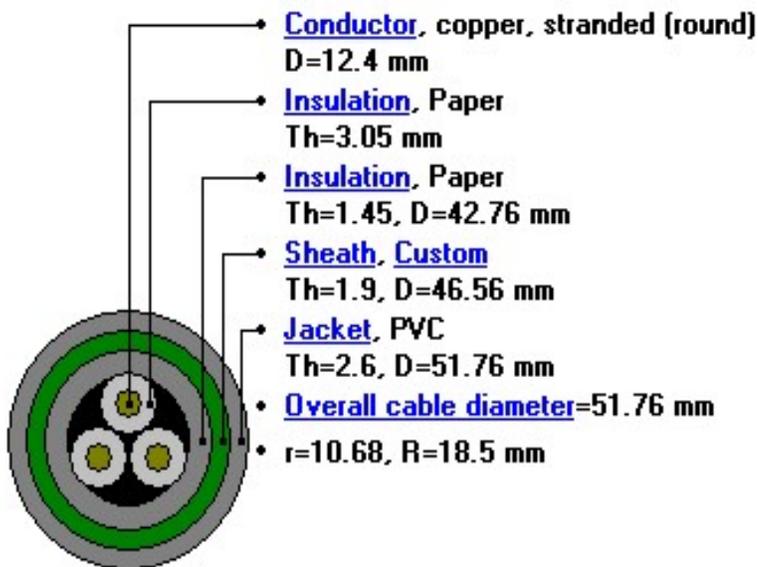
Capacidad Vs Profundidad de la instalación



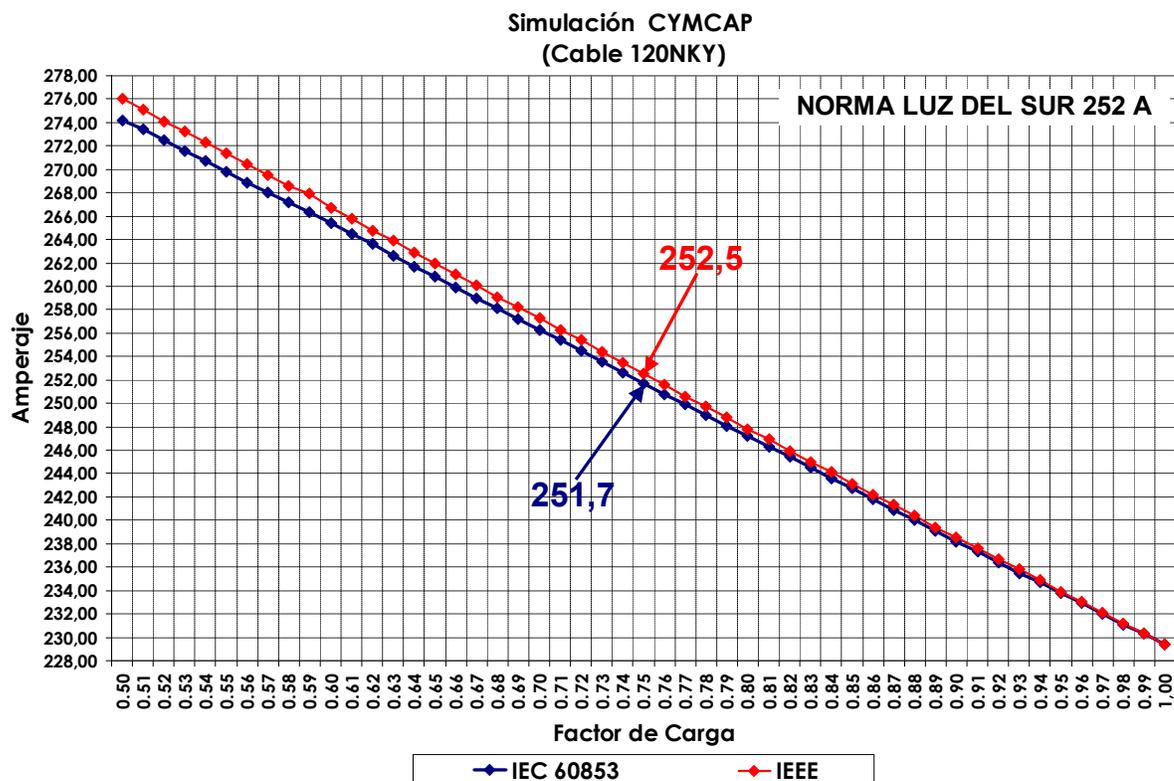
Simulación CYMCAP  
(Cable 70NKY) - IEC 60853



NKY 120mm2



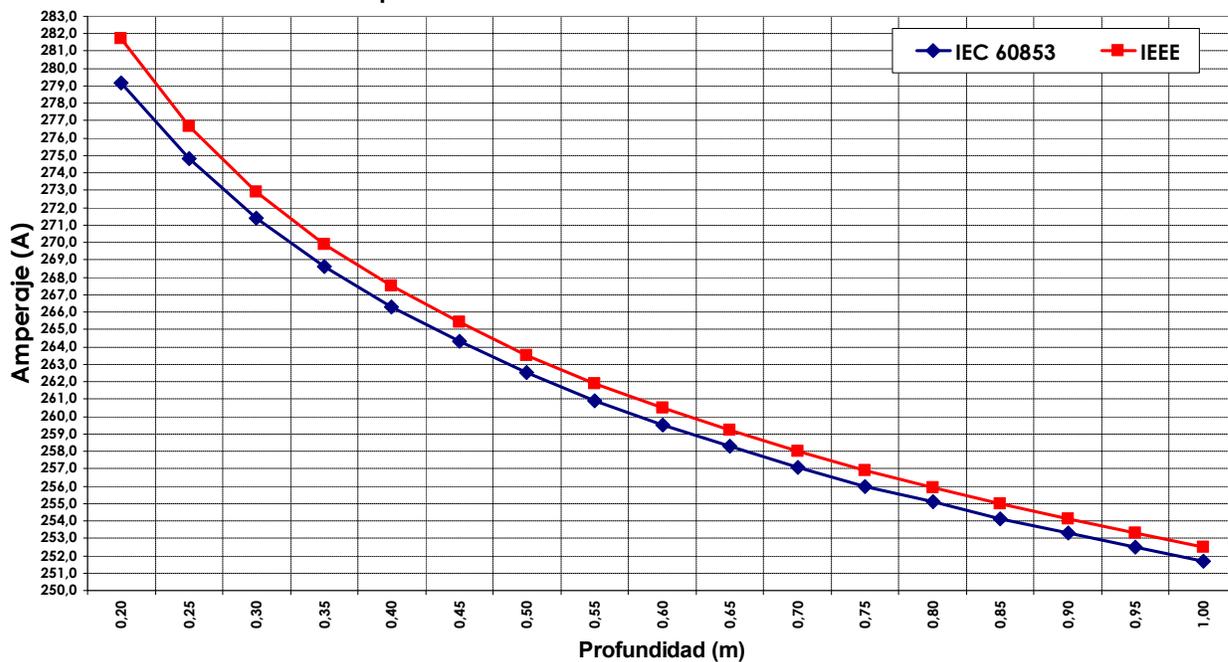
**Voltage**= 10.0 kV **Cond. area**= 120.0 mm2



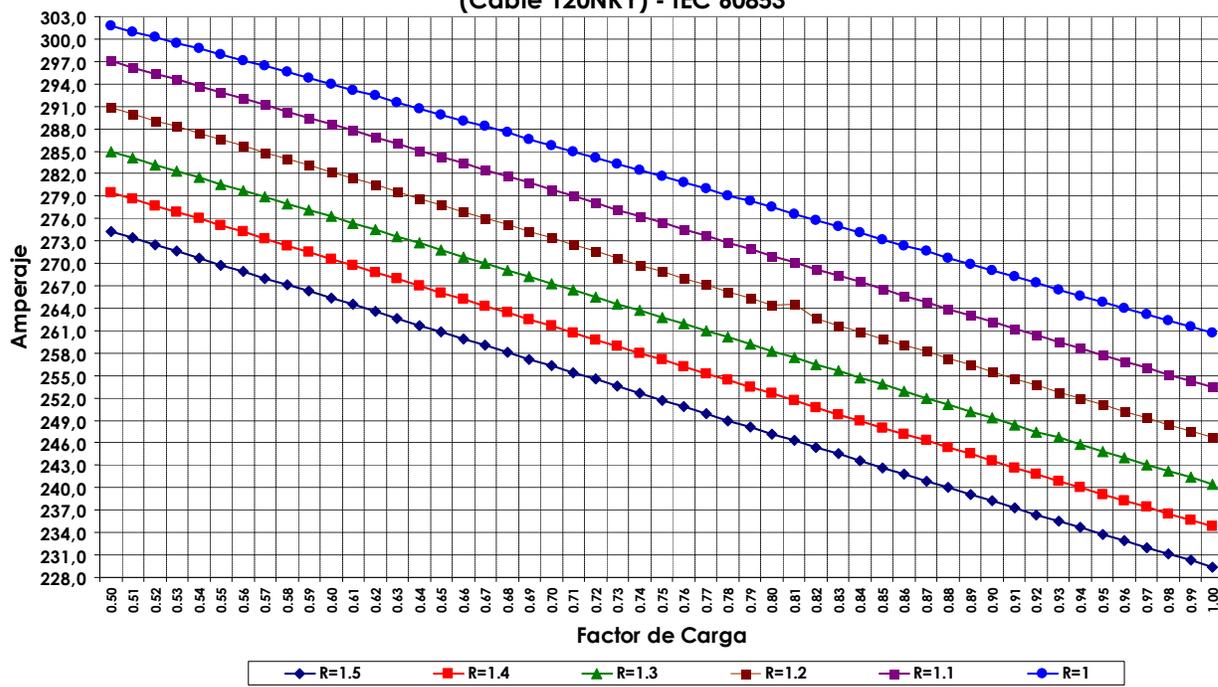
*Variación con la profundidad de la instalación*

R=1,5		FC 1,00	FC 0,85	FC 0,75	FC 0,65
Neher Mc Grath	IEEE	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853
Profundidad		Amperaje	Amperaje	Amperaje	Amperaje
0,20	281.7	265.1	273.7	279.2	284.5
0,25	276.7	259.1	268.6	274.8	280.8
0,30	272.9	254.5	264.7	271.4	277.9
0,35	269.9	250.8	261.6	268.6	275.5
0,40	267.5	247.8	258.9	266.3	273.5
0,45	265.4	245.1	256.6	264.3	271.8
0,50	263.5	242.9	254.7	262.5	270.3
0,55	261.9	240.9	252.9	260.9	268.9
0,60	260.5	239.1	251.3	259.5	267.7
0,65	259.2	237.5	249.9	258.3	266.6
0,70	258.0	236.0	248.6	257.1	265.6
0,75	256.9	234.7	247.4	256.0	264.6
0,80	255.9	233.5	246.3	255.1	263.8
0,85	255.0	232.4	245.3	254.1	263.0
0,90	254.1	231.3	244.4	253.3	262.2
0,95	253.3	230.3	243.5	252.5	261.5
1,00	252.5	229.4	242.7	251.7	260.8

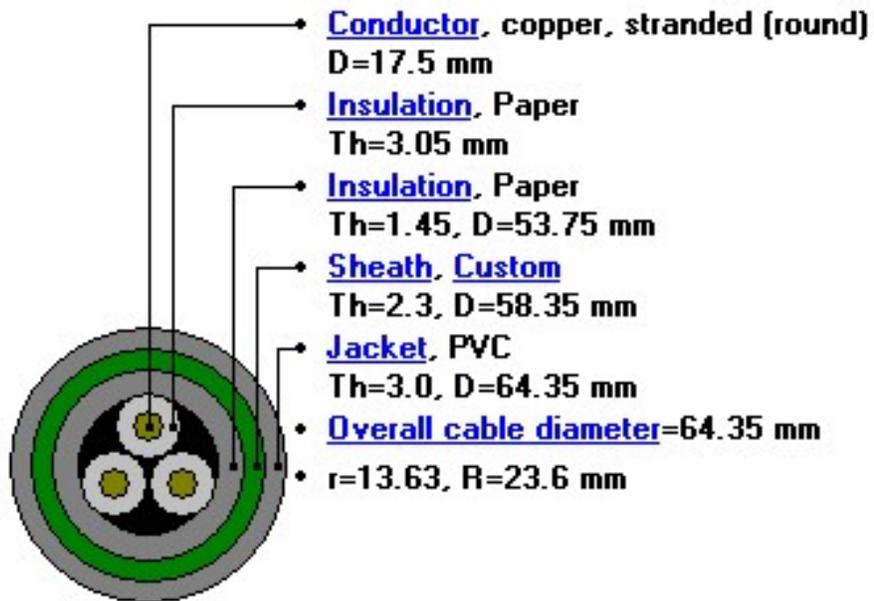
Capacidad Vs Profundidad de la Instalación



Simulación CYMCAP  
(Cable 120NKY) - IEC 60853

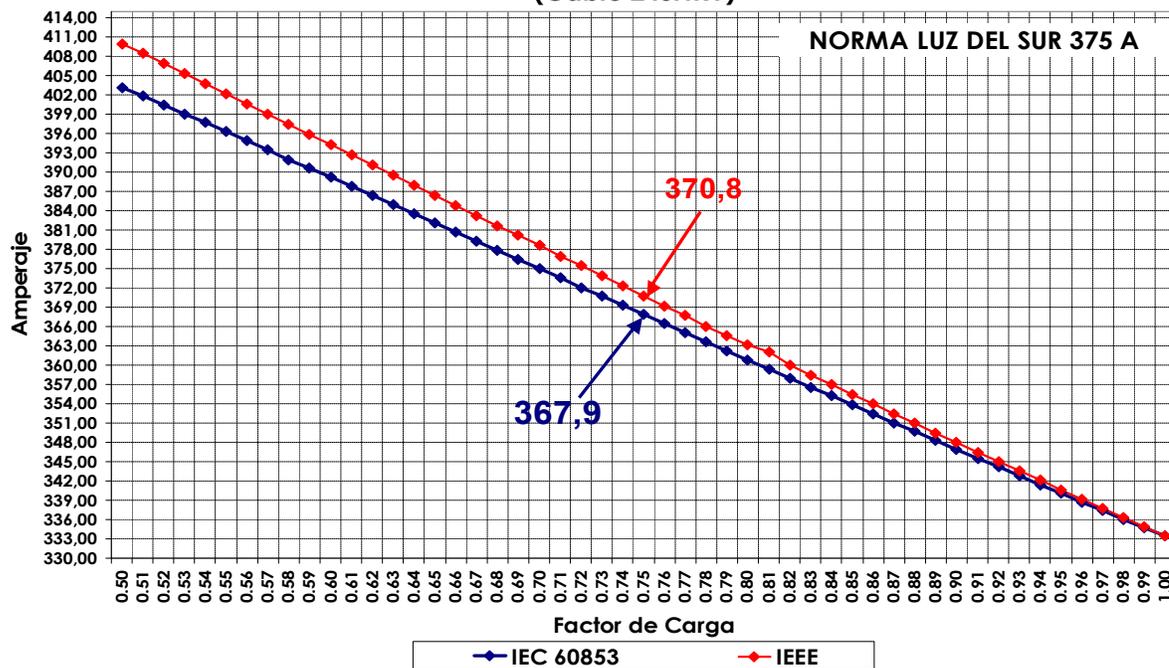


NKY 240mm<sup>2</sup>



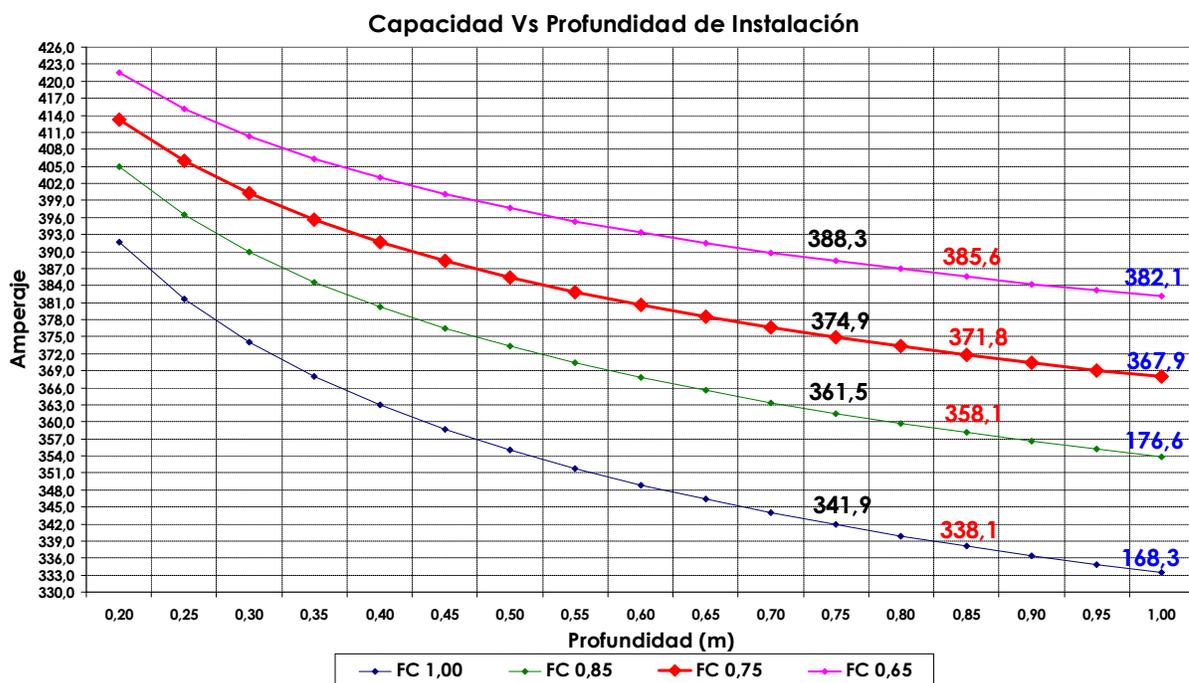
**Voltage**= 10.0 kV **Cond. area**= 240.0 mm<sup>2</sup>

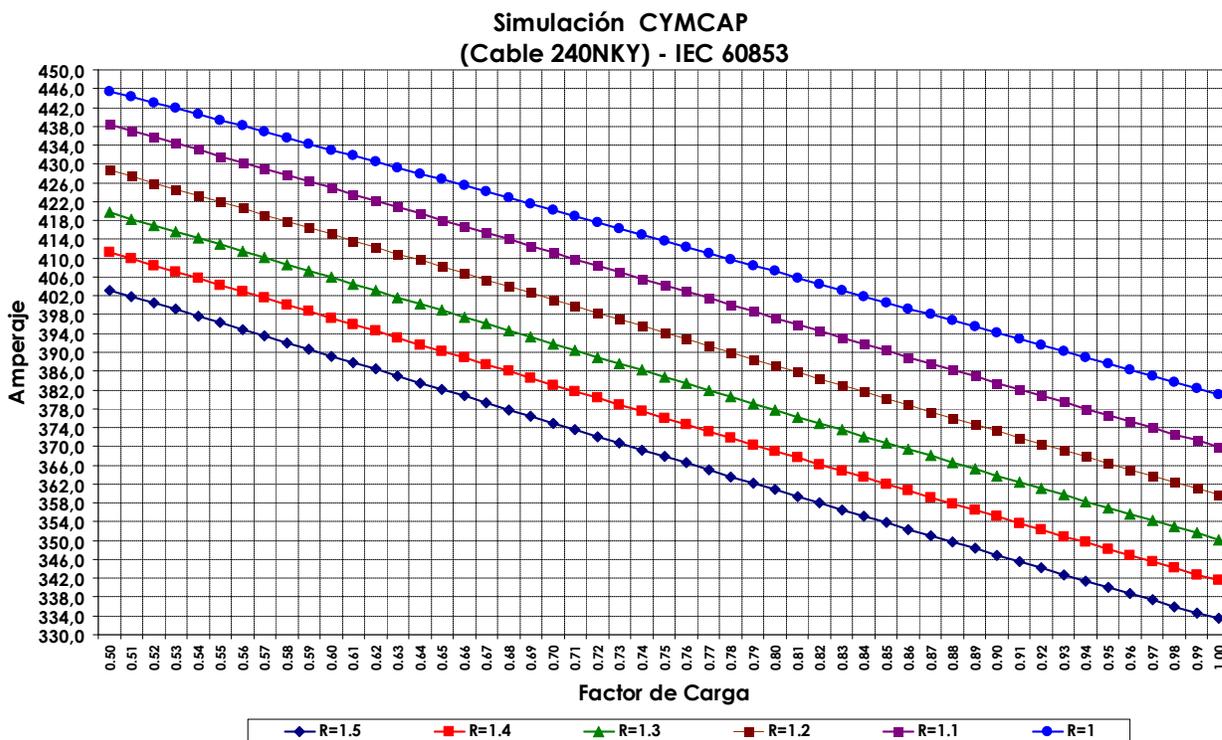
Simulación CYMCAP  
(Cable 240NKY)



Variación con la profundidad de la instalación

Profundidad	R=1,5	FC 1,00	FC 0,85	FC 0,75	FC 0,65
	IEEE	IEC 60853 Amperaje	IEC 60853 Amperaje	IEC 60853 Amperaje	IEC 60853 Amperaje
0.20	419.8	391.7	404.9	413.3	421.5
0.25	411.2	381.7	396.4	406.0	415.2
0.30	404.8	374.1	389.9	400.2	410.3
0.35	399.8	368.0	384.6	395.6	406.3
0.40	395.6	363.0	380.2	391.7	403.0
0.45	392.1	358.7	376.5	388.4	400.1
0.50	389.0	355.1	373.3	385.5	397.6
0.55	386.3	351.8	370.4	382.9	395.3
0.60	383.9	348.9	367.8	380.6	393.3
0.65	381.8	346.4	365.5	378.5	391.5
0.70	379.8	344.0	363.4	376.6	389.8
0.75	378.0	341.9	361.5	374.9	388.3
0.80	376.3	339.9	359.7	373.3	386.9
0.85	374.8	338.1	358.1	371.8	385.6
0.90	373.4	336.4	356.6	370.4	384.3
0.95	372.0	334.8	355.2	369.1	383.2
1.00	370.8	333.4	353.8	367.9	382.1

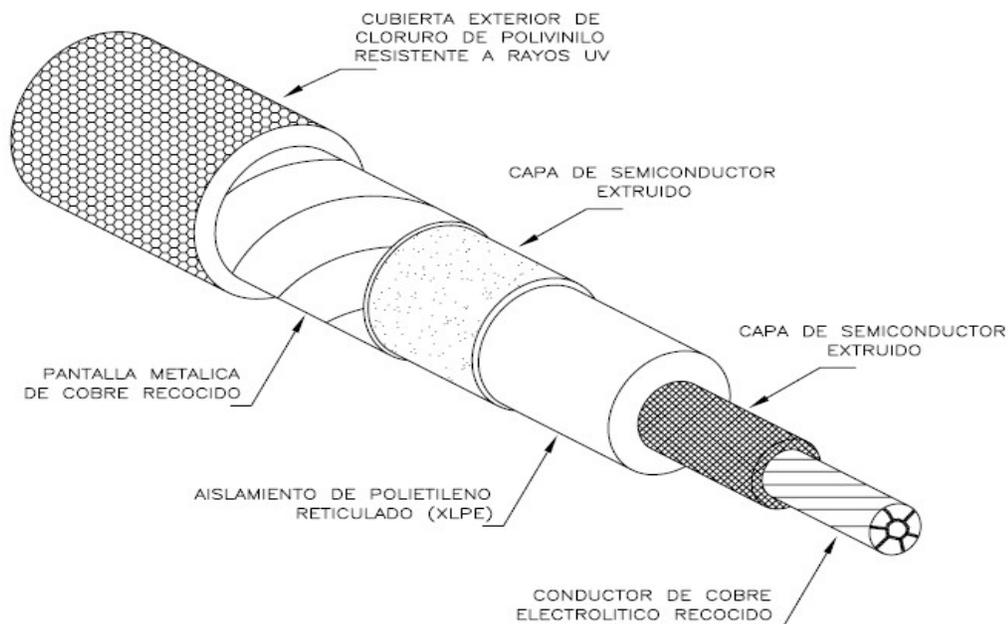




## Resultados de la simulación para cables NKY

10kV	Sección (mm <sup>2</sup> )	PARA FACTOR DE CARGA 100%		PARA FACTOR DE CARGA 75%			
		Software alternativo	Software CYMCAP	Software alternativo	Software CYMCAP	Software CYMCAP	
		IEC	IEEE	IEC	IEC	IEEE	IEC
	16	74	75	75	81	81	82
	35	116	116	116	129	127	126
NKY	70	171	168	168	193	184	182
	120	235	229	229	268	253	252
	240	348	333	333	403	371	368

## ANEXO VII: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES N2XSY 10KV



**25mm<sup>2</sup>, 35mm<sup>2</sup>, 50mm<sup>2</sup>, 70mm<sup>2</sup>, 120mm<sup>2</sup>, 240mm<sup>2</sup>**

### 1.- Parámetros y datos de la norma de Luz del Sur – N2XSY 10kV

#### DIMENSIONES

Las dimensiones teóricas del cable son las siguientes:

SECCION mm <sup>2</sup>	Ø CONDUCTOR (mm)	ESPEJOR AISLAMIENTO (mm)	Ø SOBRE EL AISLAMIENTO (mm)	ESPEJOR PVC (mm)	Ø EXTERIOR (mm)
25	6	4,5	15	1,8	21,0
35	7	4,5	16	1,8	22
50	8	4,5	17	1,8	23,5
70	10	4,5	19	1,8	26,0
120	13	4,5	22	1,9	31,0
240	19	4,5	28	2,0	37,0

PARAMETROS ELECTRICOS

En el cuadro siguiente se representan los valores de resistencia, reactancia inductiva y capacidad.

SECCION mm <sup>2</sup>	R20(D.C) ohm/km	Re ohm/km	X1 ohm/km	C uf/km	F.C.T. V/(A.Km)
25	0,734	0.936	0,216	0,1816	1,521
35	0.529	0.675	0.209	0.1945	1,152
50	0,391	0.498	0,199	0,2139	0,891
70	0,270	0.344	0,188	0,2363	0,669
120	0,154	0,196	0,175	0,2789	0,464
240	0,0762	0,1	0,1587	0,3145	0,298

R20 = Resistencia a la corriente continua a 20 °C

Re = Resistencia efectiva a la temperatura máxima de operación

X1 = Reactancia inductiva =  $2\pi fL$

C = Capacidad de servicio.

F.C.T. = Factor Caída de Tensión Trifásico

CUADRO A  
CAPACIDAD DE CORRIENTE

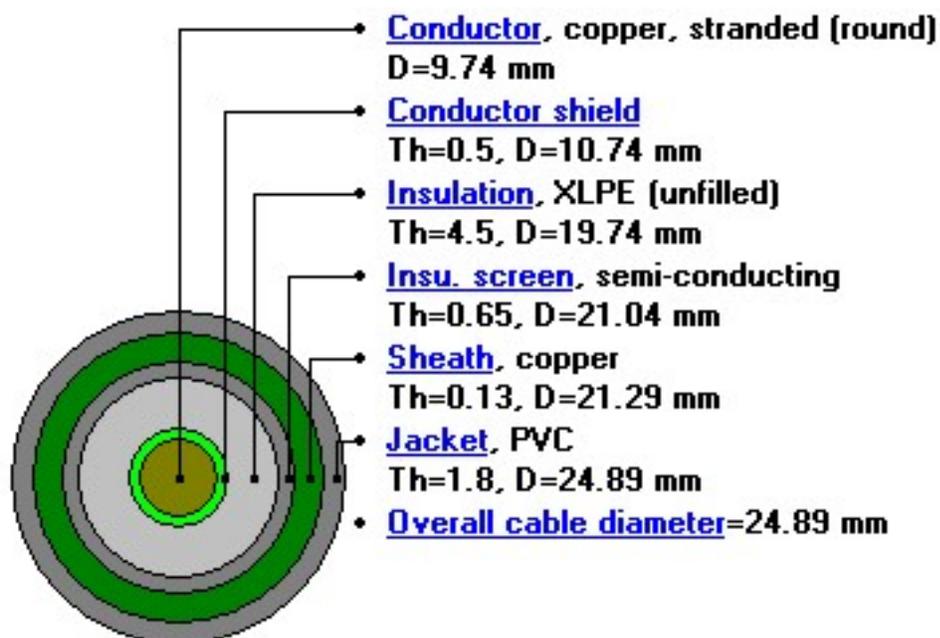
SECCION mm <sup>2</sup>	CORRIENTE (A)		
	F.C. =1	F.C. <=0.75 *	F.C. <=0,6 **
25	128	142	152
35	153	169	181
50	180	198	213
70	222	245	264
120	303	331	355
240	445	490	522

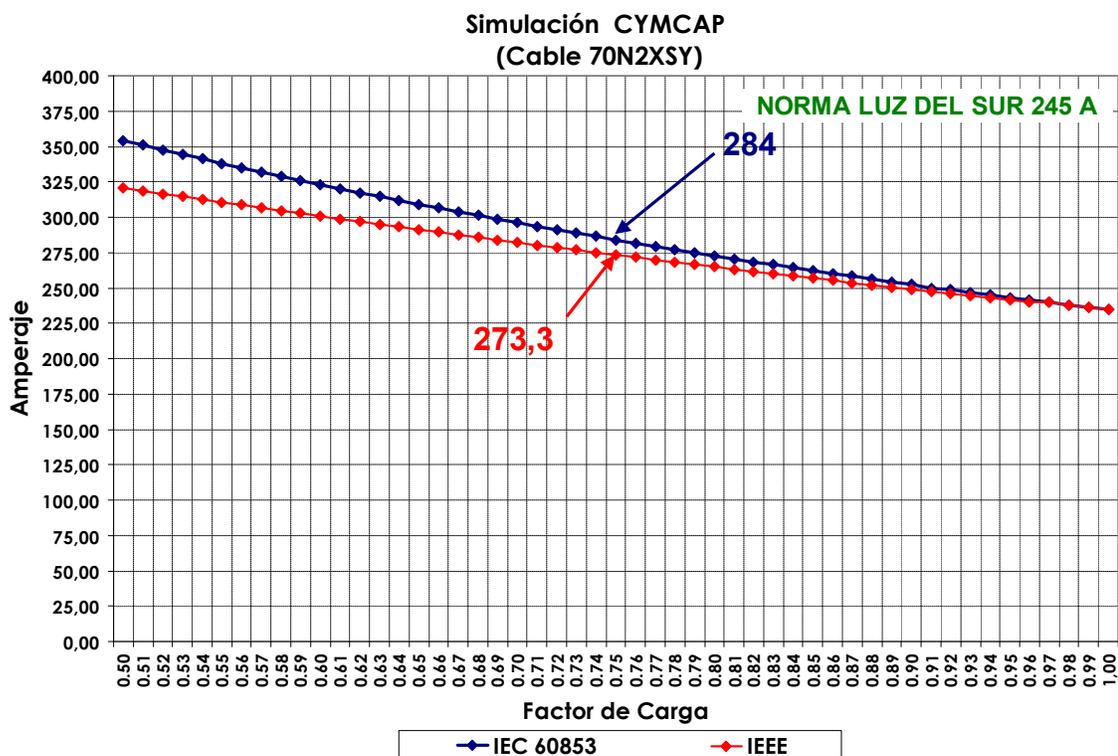
2.- Cálculo teórico de la ampacidad de los cables a factor de carga 100%, según la norma IEC 287 y a 75%, según IEC 853.

Tensión	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	FC =1	FC= 0.75
			IEC 60287	IEC60853
10kV	N2XSY	25	139	166
		35	165	198
		50	194	233
		70	235	284
		120	314	384
		240	443	544

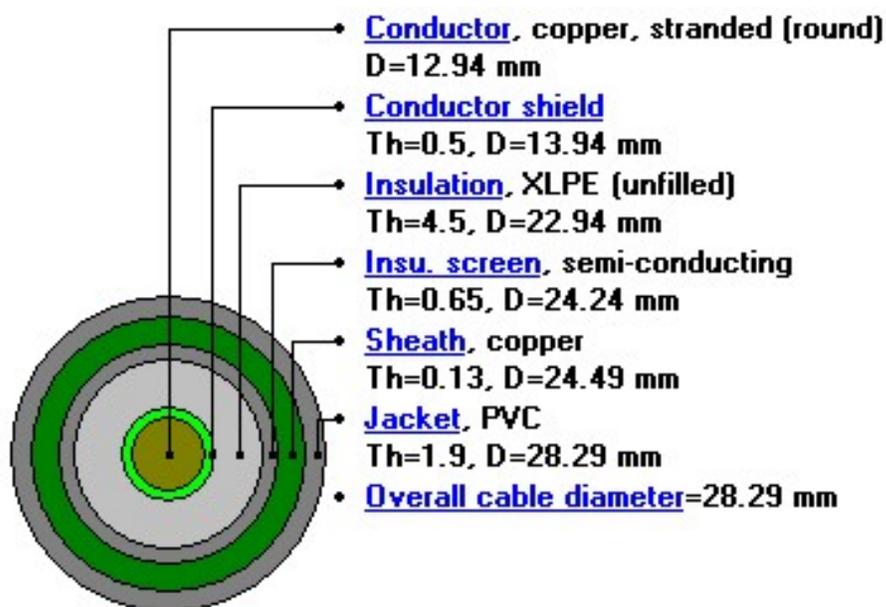
3.- Cálculo de la ampacidad con el software CYMCAP.

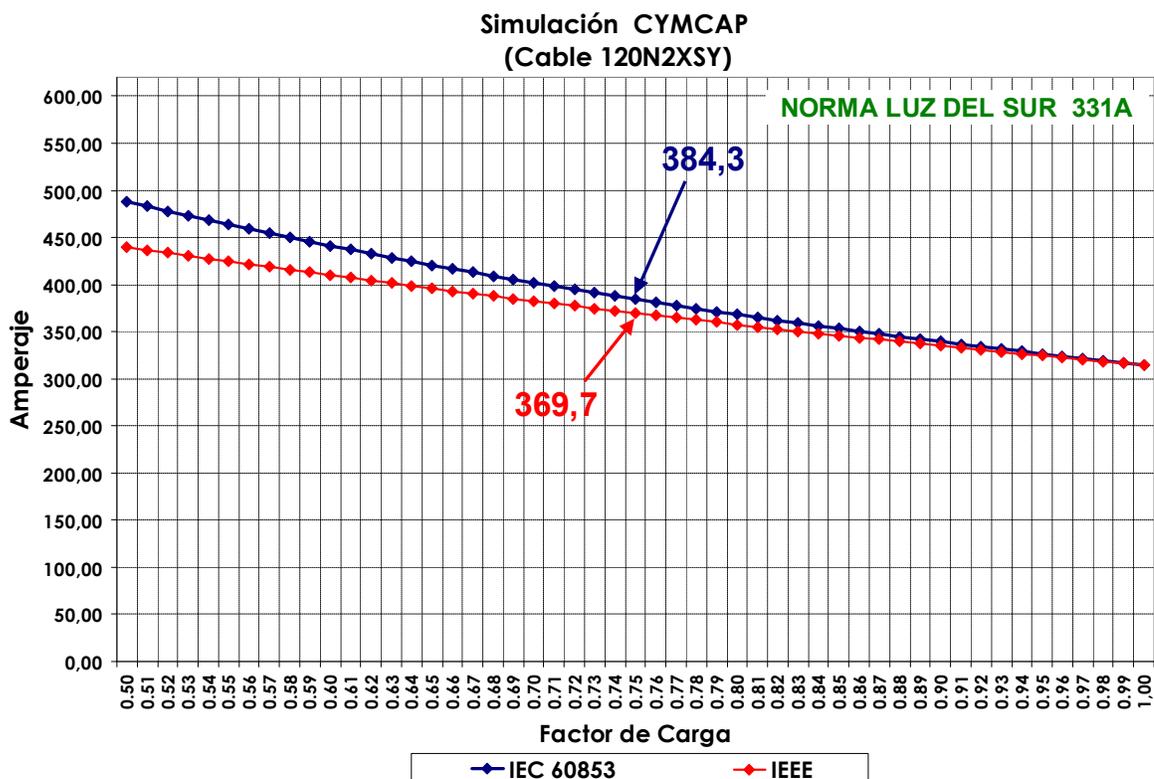
N2XSY 70mm<sup>2</sup>





### N2XSJ 120mm<sup>2</sup>

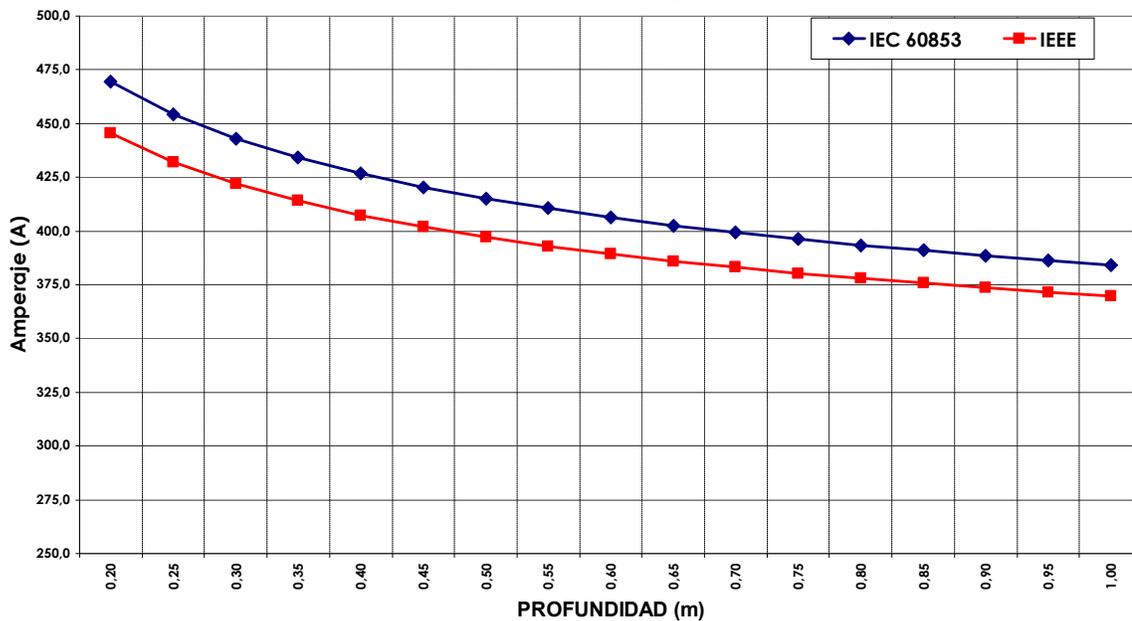




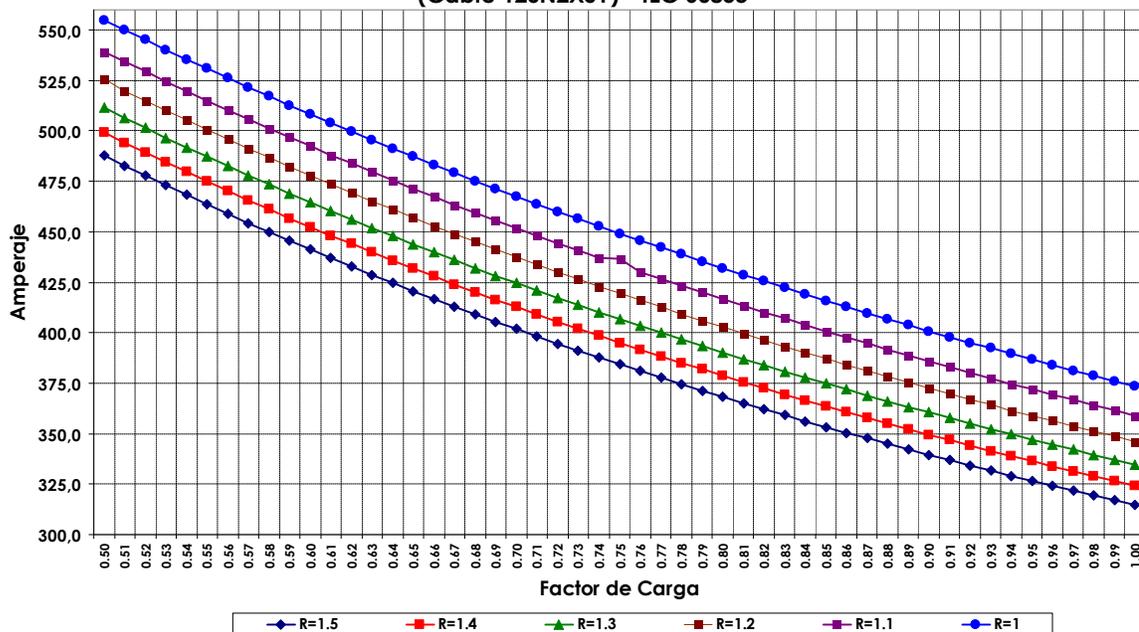
*Variación con la profundidad de la instalación*

R=1,5	FC 0,75	FC 1,00	FC 0,85	FC 0,75	FC 0,65
	Neher Mc Grad	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853
Profundidad	IEEE	Amperaje	Amperaje	Amperaje	Amperaje
0.20	445.7	393.1	436.2	469.5	507.3
0.25	432.1	378.8	421.3	454.4	492.2
0.30	422.0	368.1	410.1	443.1	480.7
0.35	414.0	359.8	401.3	434.1	471.6
0.40	407.4	353.0	394.2	426.7	464.1
0.45	401.9	347.3	388.1	420.5	457.8
0.50	397.2	342.4	382.9	415.1	452.4
0.55	393.0	338.1	378.4	410.8	447.6
0.60	389.4	334.4	374.4	406.3	443.3
0.65	386.1	331.0	370.9	402.6	439.5
0.70	383.1	328.0	367.7	399.3	436.1
0.75	380.4	325.3	364.8	396.3	433.0
0.80	377.9	322.8	362.1	393.5	430.1
0.85	375.7	320.5	359.6	390.9	427.5
0.90	373.5	318.4	357.4	388.6	425.1
0.95	371.6	316.5	355.3	386.4	422.8
1.00	369.7	314.6	353.3	384.3	420.7

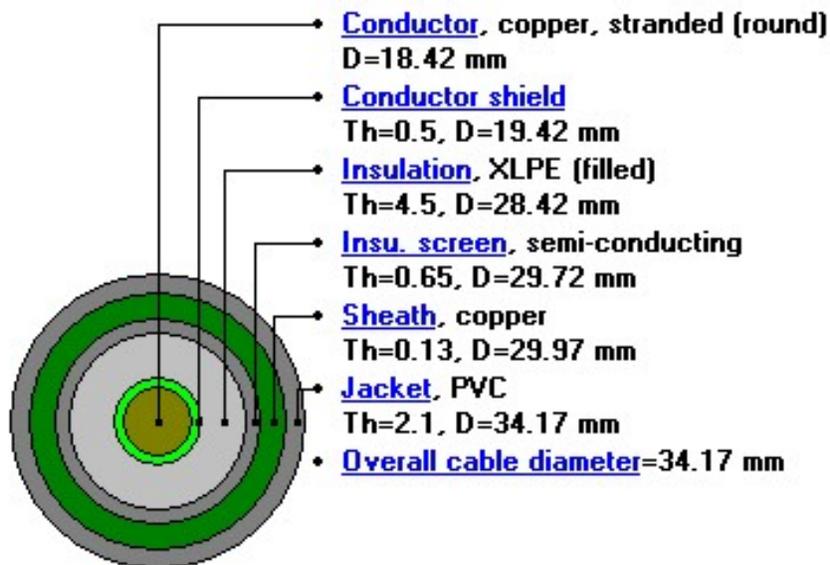
### CAPACIDAD Vs PROFUNDIDAD DE INSTALACIÓN



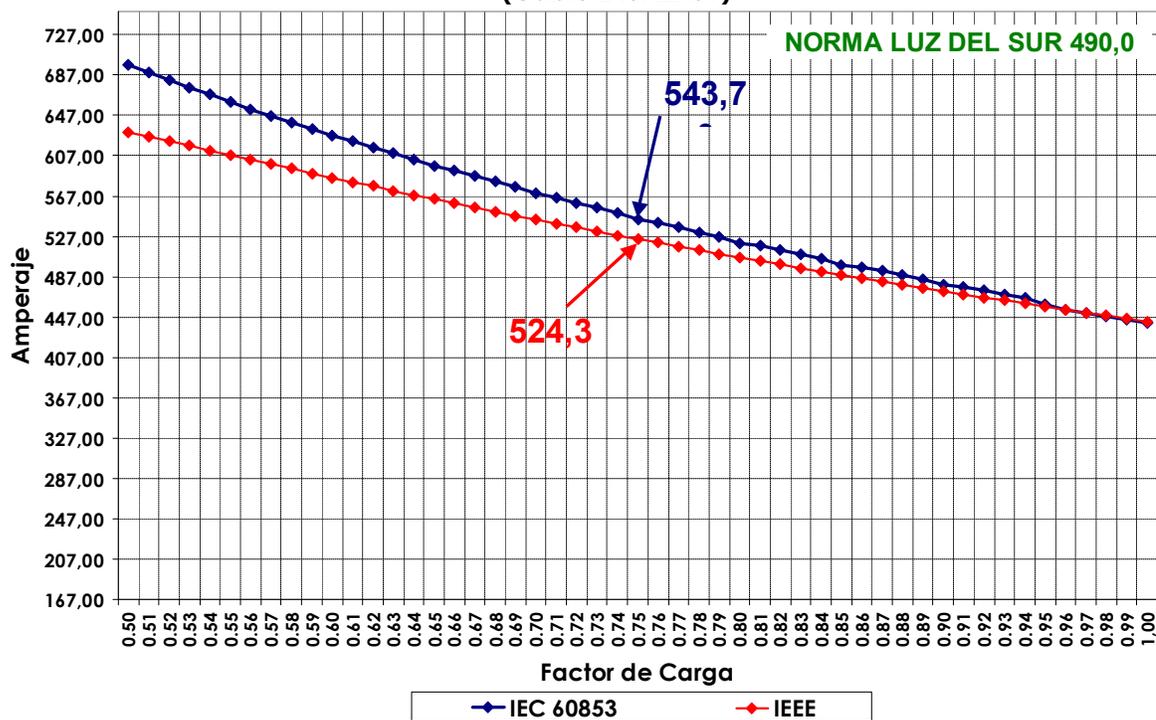
### Simulación CYMCAP (Cable 120N2XSJ) - IEC 60853



N2XSY 240mm<sup>2</sup>

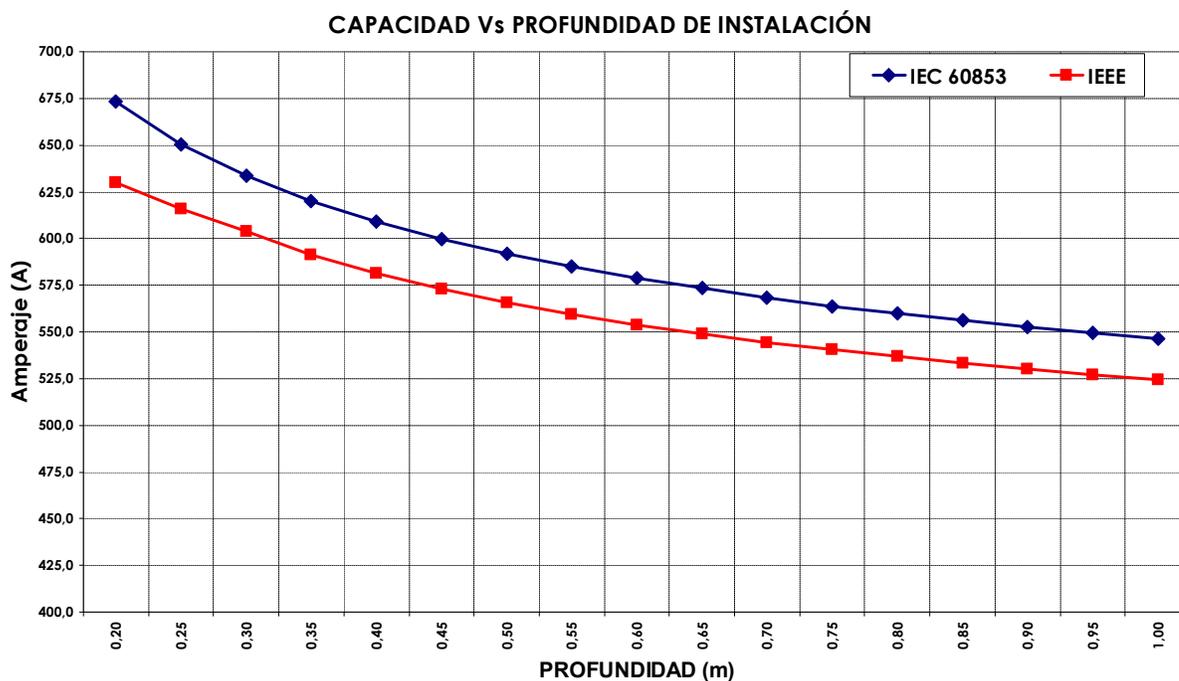


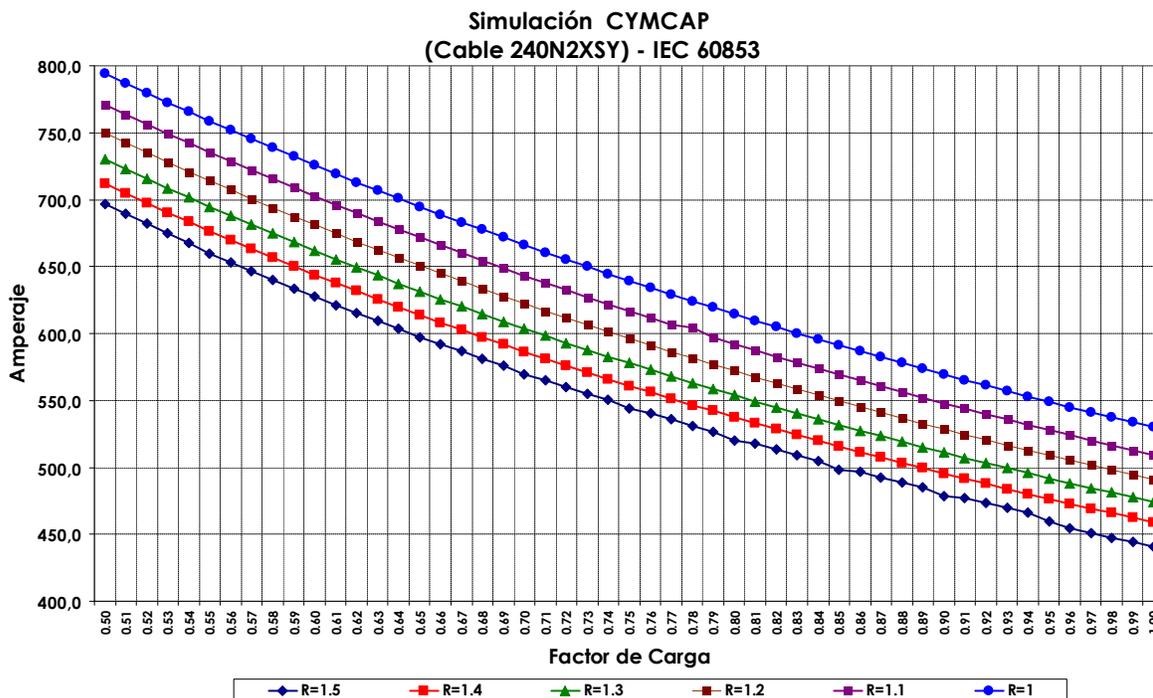
Simulación CYMCAP  
(Cable 240N2XSY)



Variación con la profundidad de la instalación

R=1,5	FC 0,75	FC 1,00	FC 0,85	FC 0,75	FC 0,65
	Neher Mc Grad	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853	IEC 60853
Profundidad	IEEE	Amperaje	Amperaje	Amperaje	Amperaje
0.20	630.2	562.3	624.8	673.4	728.5
0.25	615.8	540.9	602.4	650.6	705.7
0.30	603.6	525.0	585.7	633.5	688.4
0.35	591.4	512.6	572.6	620.0	674.7
0.40	581.4	502.5	562.3	609.0	663.5
0.45	573.0	494.0	553.0	599.7	654.0
0.50	565.7	486.8	545.3	591.8	645.9
0.55	559.4	480.6	538.7	584.9	638.8
0.60	553.9	475.1	532.7	578.8	632.4
0.65	549.0	470.2	527.5	573.3	626.8
0.70	544.5	465.8	522.7	568.4	621.7
0.75	540.5	461.7	518.5	563.8	617.1
0.80	536.7	458.1	514.5	559.8	612.8
0.85	533.3	454.7	511.0	556.1	608.9
0.90	530.0	451.6	507.6	552.5	605.3
0.95	527.2	448.8	504.5	549.3	601.9
1.00	524.3	446.2	501.6	546.3	598.8

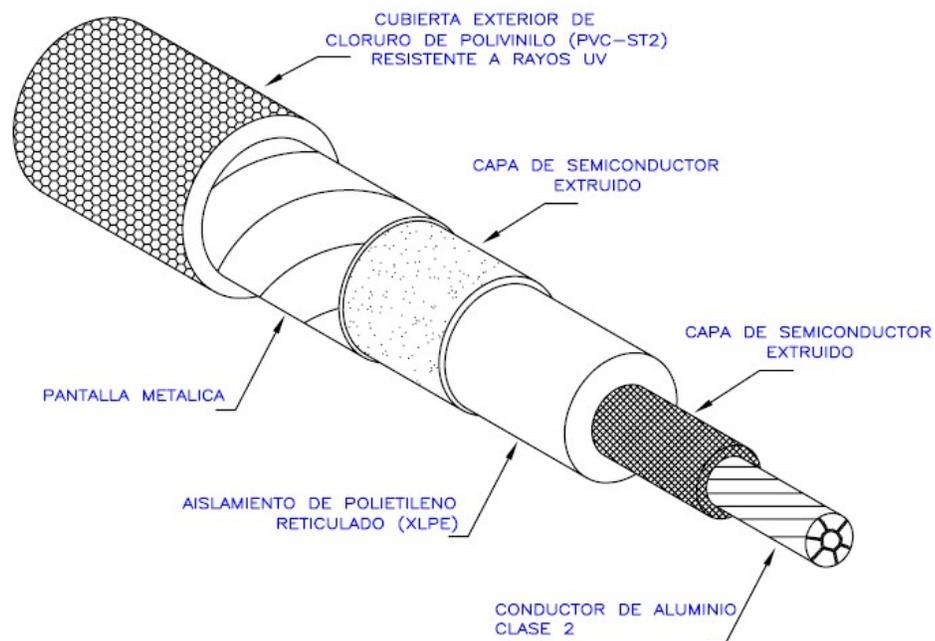




### Resultados de la simulación para cables N2XSJ

10kV	Sección (mm <sup>2</sup> )	PARA FACTOR DE CARGA 100%		PARA FACTOR DE CARGA 75%			
		Software alternativo	Software CYMCAP	Software alternativo	Software CYMCAP		
		IEC	IEEE	IEC	IEEE	IEC	IEC
N2XSJ	25	134	139	139	162	160	166
	35	160	165	165	194	190	198
	50	188	194	194	230	224	233
	70	231	235	235	284	273	284
	120	314	314	314	393	370	384
	240	459	443	443	585	524	544

### ANEXO VIII: ANÁLISIS DE CARGABILIDAD PARA CABLES NA2XSY 10KV



**120mm<sup>2</sup>, 185mm<sup>2</sup> y 400mm<sup>2</sup>**

#### 1.- Parámetros y datos de la norma de Luz del Sur – NA2XSY 10kV

DIMENSIONES					
Las dimensiones teóricas del cable son las siguientes:					
SECCION mm <sup>2</sup>	Ø CONDUCTOR (mm)	ESPESOR AISLAMIENTO (mm)	DIÁMETRO SOBRE EL AISLAMIENTO (mm)	ESPESOR CUBIERTA PVC (mm)	ØEXTERIOR (mm)
50	8.6	4,5	17.6	1.8	22.0
95	12.0	4,5	21.0	1.9	25.5
120	13.5	4,5	22.5	2.0	28.0
185	16.8	4,5	25.8	2.1	31,2
400	24.6	4,5	33.6	2.3	39,5

PARAMETROS ELECTRICOS

En el cuadro siguiente se representan los valores de resistencia, reactancia inductiva y capacidad.

SECCIÓN mm <sup>2</sup>	R20 ohm/km	Re ohm/km	X1 ohm/km	C uf/km	K 3∅ (V/A x km)
50	0,641	0,822	0,199	0,2139	1,346
95	0,320	0,410	0,182	0,2363	0,757
120	0,253	0,324	0,176	0,2789	0,632
185	0,164	0,210	0,165	0,2789	0,462
400	0,078	0,100	0,151	0,3145	0,295

R20 = Resistencia a la corriente continua a 20 °C

Re = Resistencia efectiva a la temperatura máxima de operación

X1 = Reactancia inductiva =  $2\pi fL$

C = Capacidad de servicio.

K 3∅ = Factor Caída de Tensión Trifásico

CUADRO A  
CAPACIDAD DE CORRIENTE

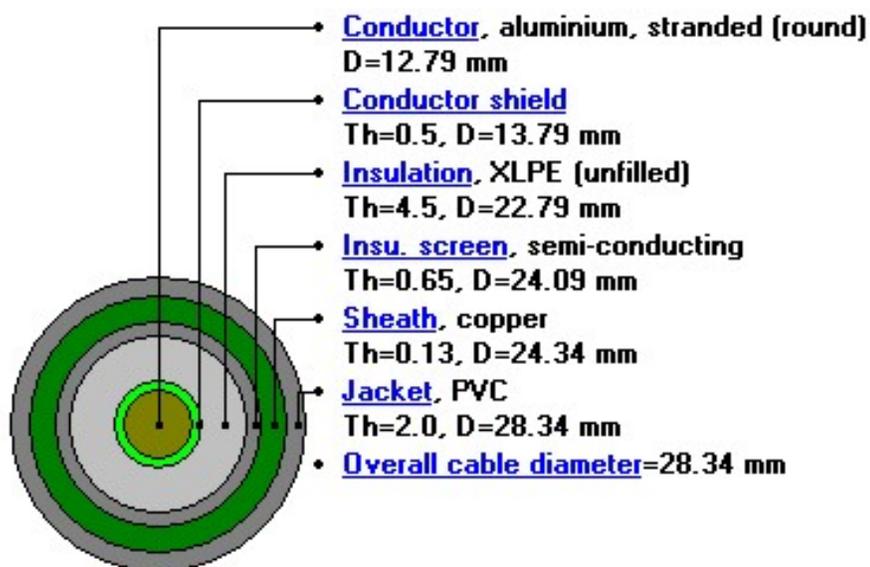
SECCION mm <sup>2</sup>	CORRIENTE (A)		
	F.C. =1	F.C. ≤0.75 *	F.C. ≤0,6 **
50	146	160	175
95	212	231	253
120	242	264	288
185	306	334	364
400	459	500	546

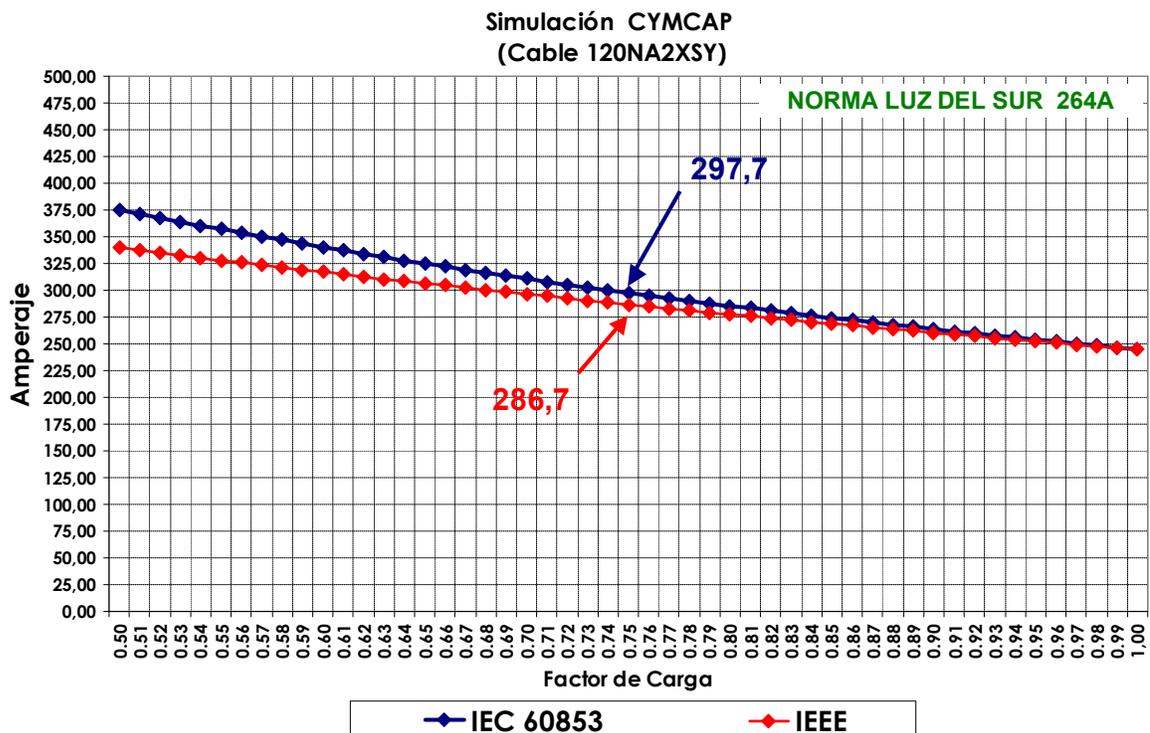
2.- Cálculo teórico de la ampacidad de los cables a factor de carga 100%, según la norma IEC 287 y a 75%, según IEC 853.

Tensión	Tipo	Sección (mm <sup>2</sup> )	FC =1	FC= 0.75
			IEC 60287	IEC60853
10kV	NA2XSY	50	152	183
		95	217	264
		120	245	248
		185	307	393
		240	443	547

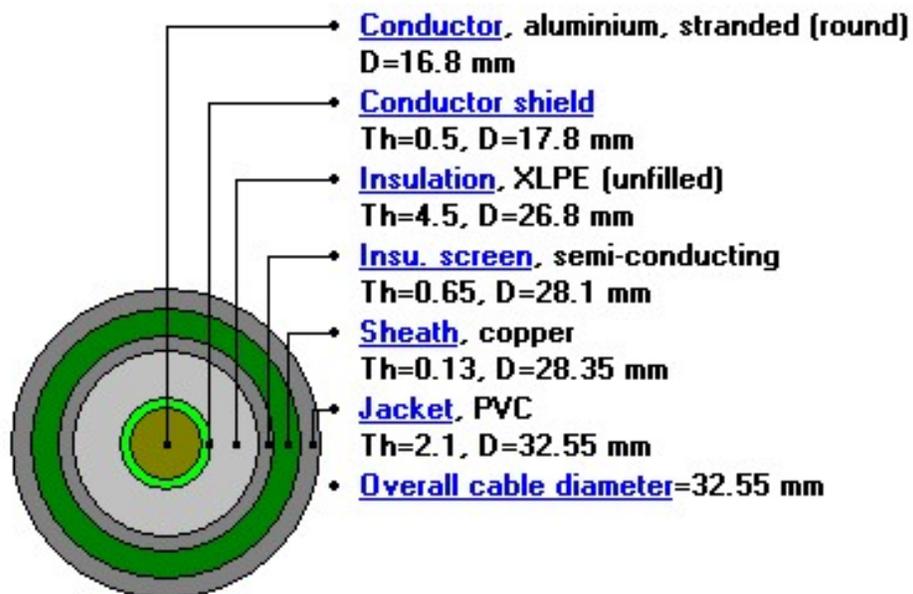
1.3 Cálculo de la ampacidad con el software CYMCAP.

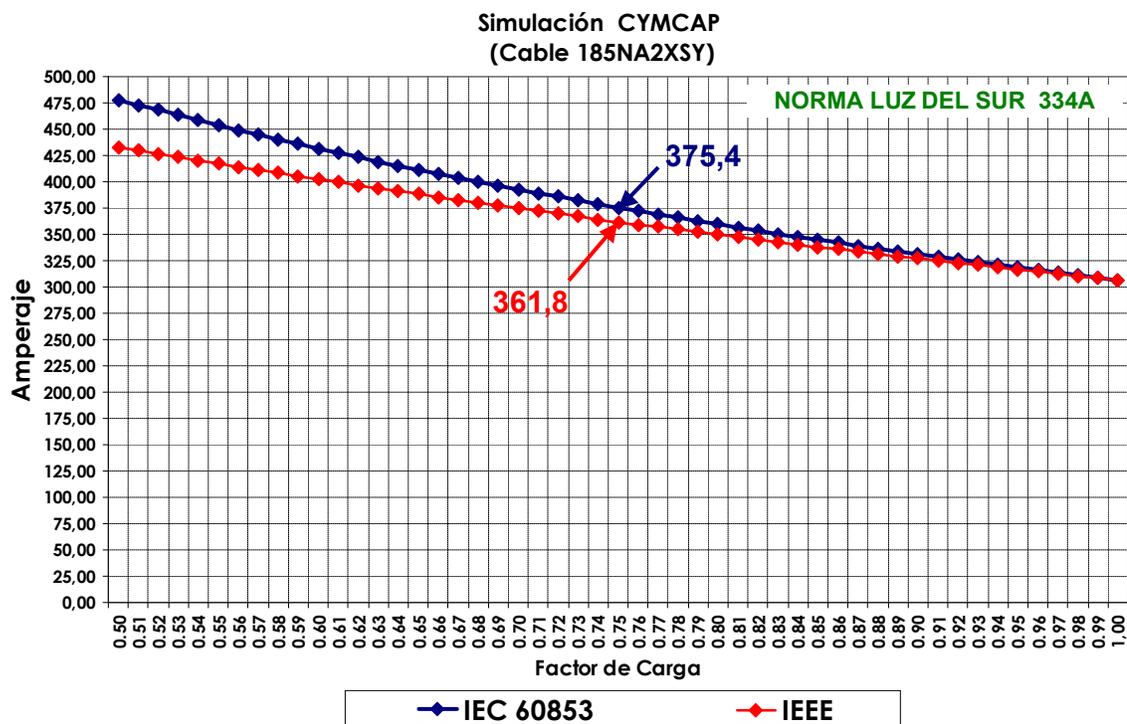
NA2XSY 120mm<sup>2</sup>



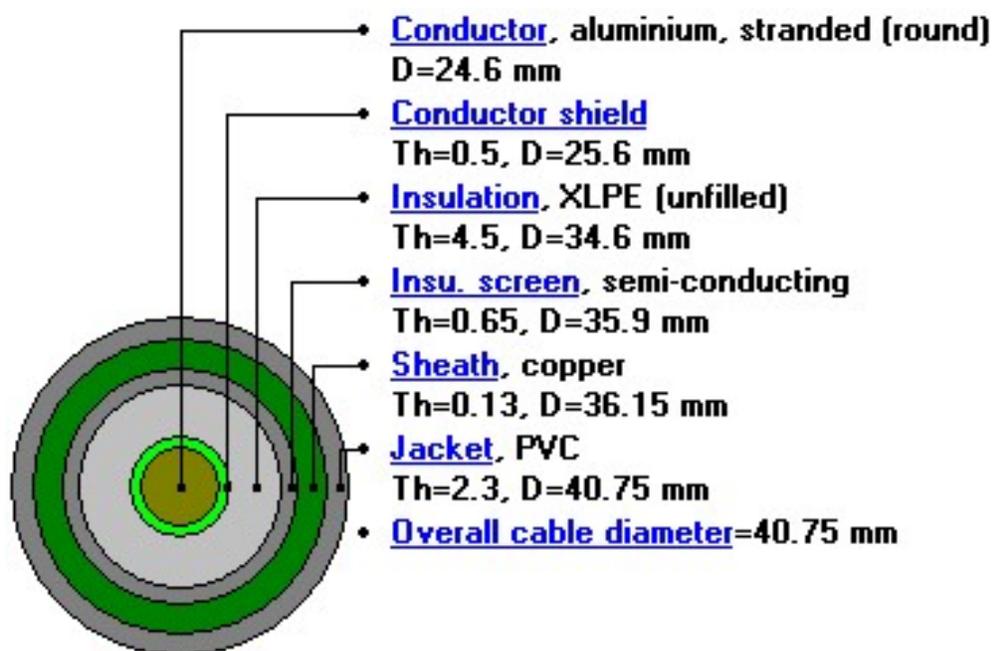


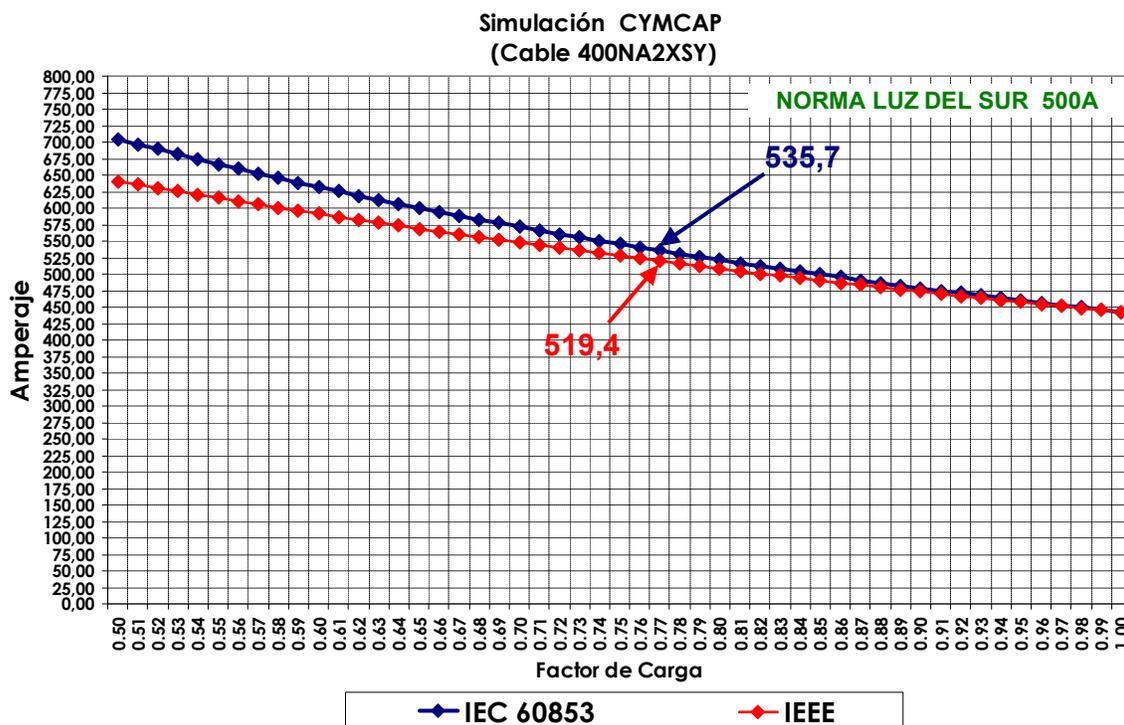
### NA2XSJ 185mm<sup>2</sup>





### NA2XS 400mm<sup>2</sup>





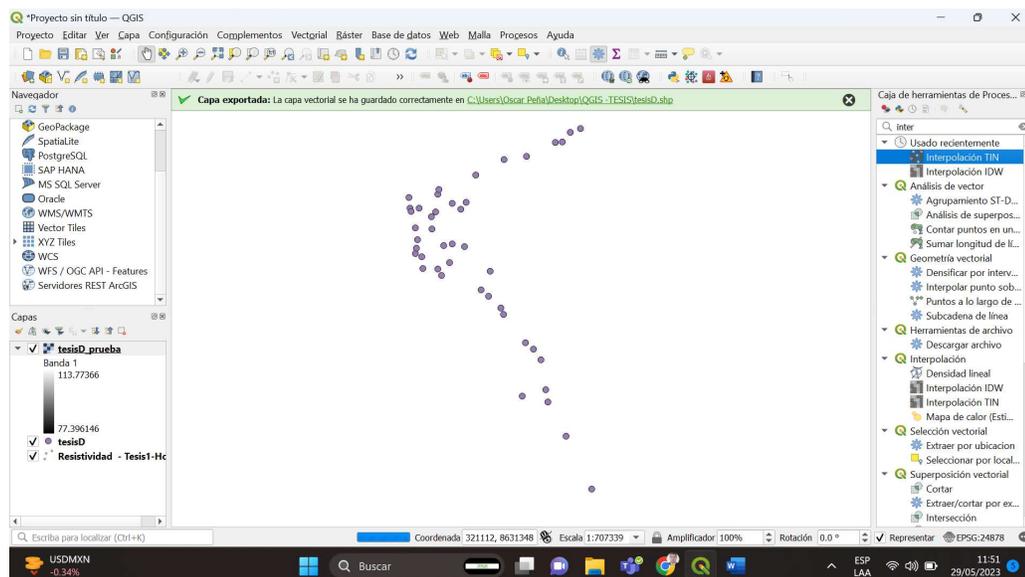
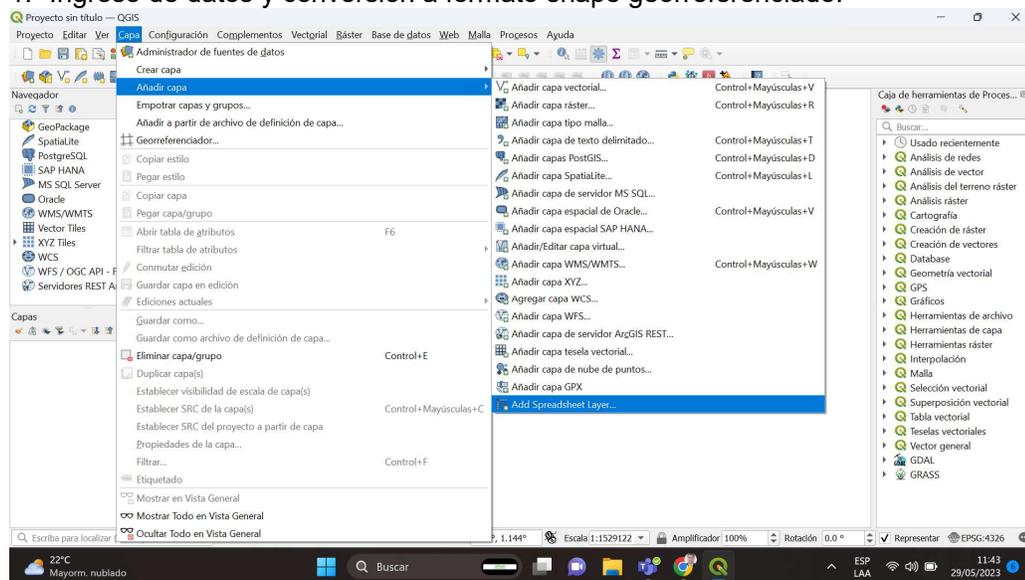
### Resultados de la simulación para cables NA2XSY

10kV	Sección (mm <sup>2</sup> )	PARA FACTOR DE CARGA 100%			PARA FACTOR DE CARGA 75%		
		Software alternativo		Software CYMCAP	Software alternativo		Software CYMCAP
		IEC	IEEE	IEC	IEC	IEEE	IEC
NA2XSY	50	146	152	152	178	176	183
	95	210	217	217	258	254	264
	120	242	245	245	302	287	248
	185	306	307	307	385	375	393
	240	459	443	443	589	529	547

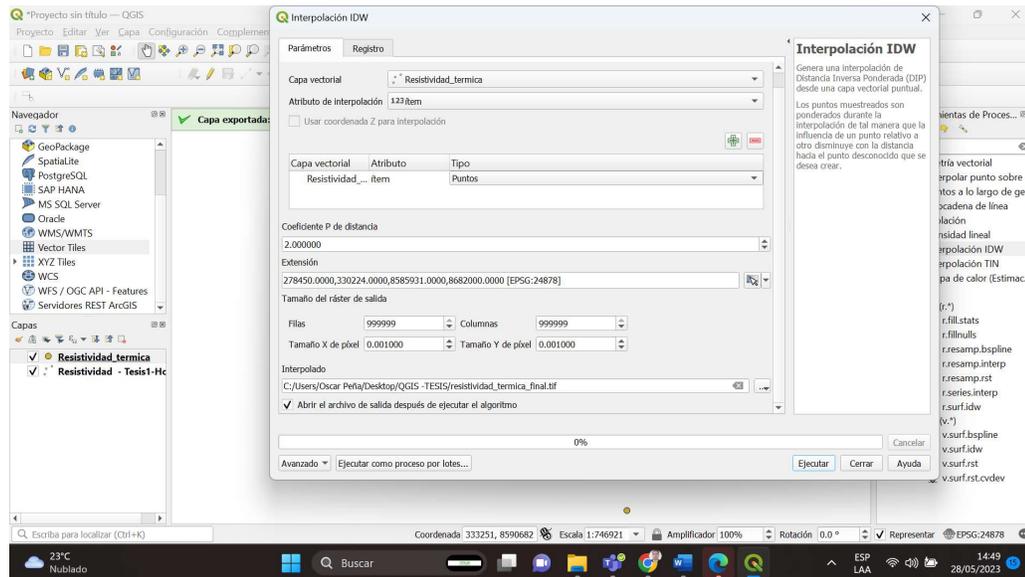
## ANEXO IX: PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DEL MAPA DE RESISTIVIDAD TÉRMICA

### Método de interpolación IDW – Programa QGIS

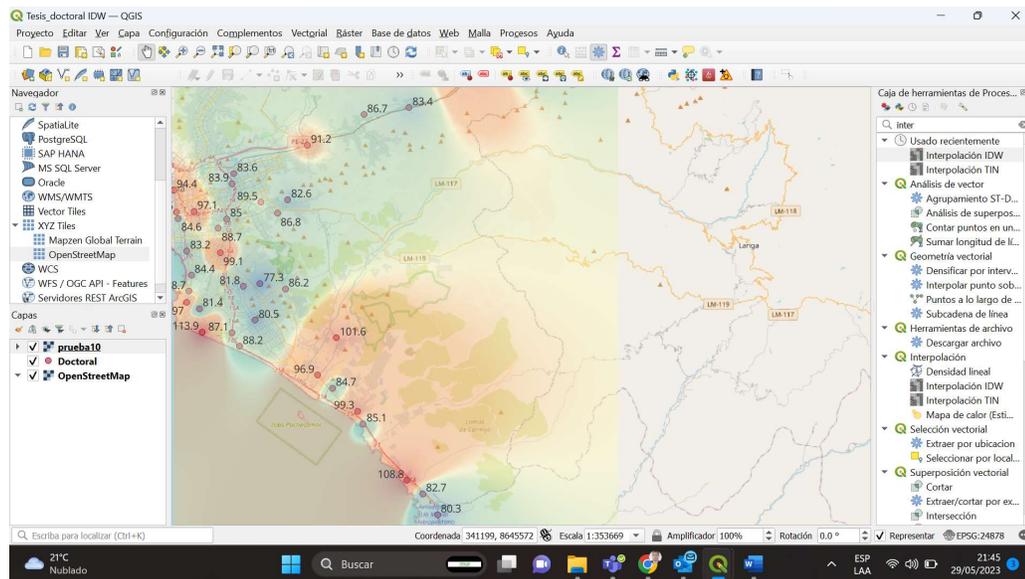
#### 1.- Ingreso de datos y conversión a formato shape georreferenciado.



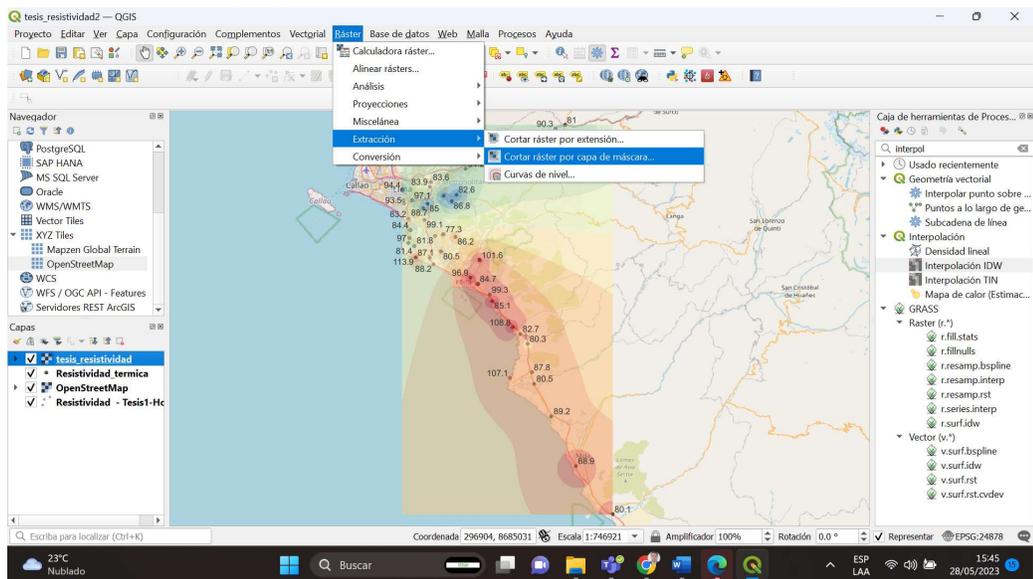
#### 2.- Proceso de interpolación IDW



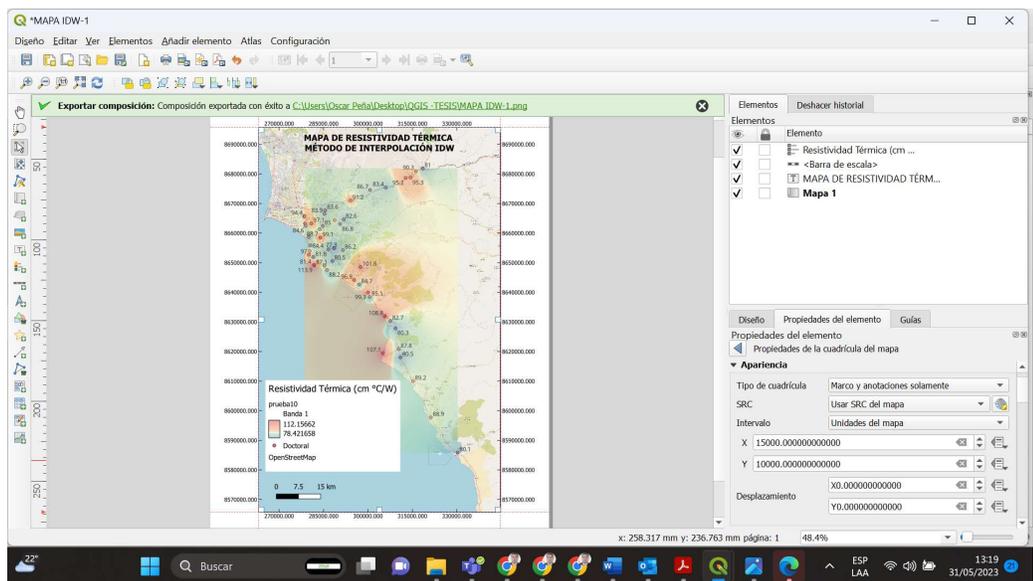
### 3.- Resultado del proceso de interpolación IDW y uso del OpenStreetMap.



### 4.- ploteo de valores de resistividad térmica georreferenciada.

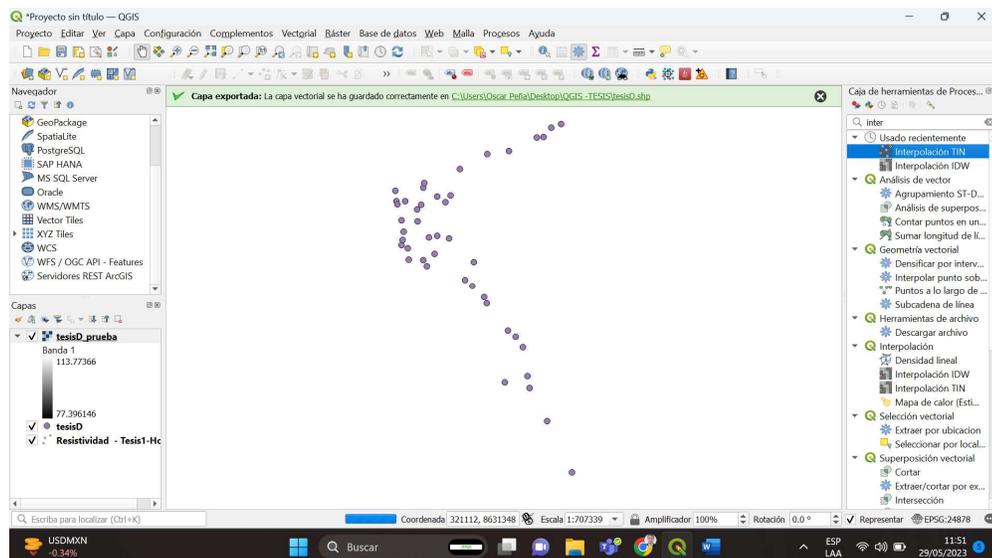


## 5.- Ploteo y configuración del mapa final de resistividad térmica.

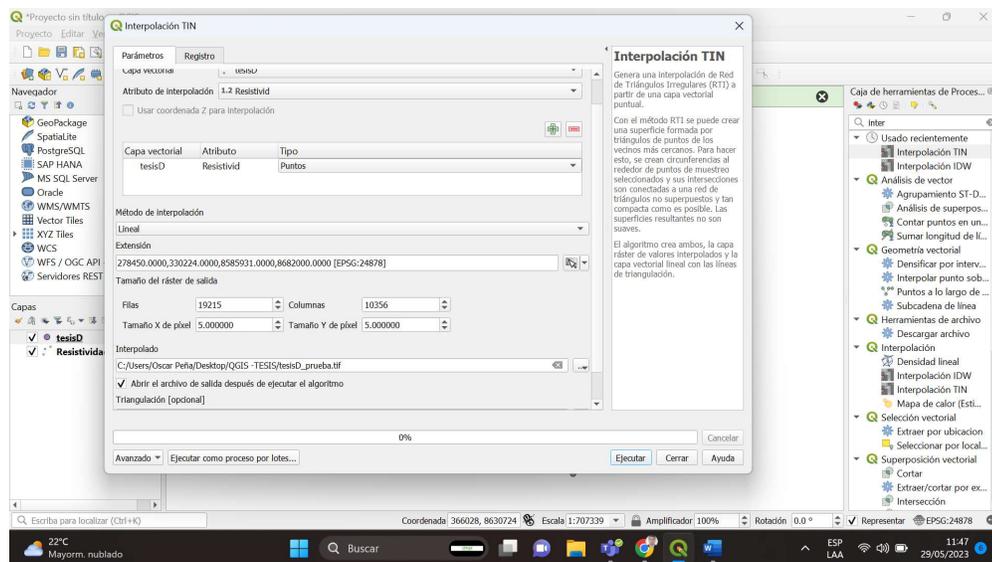


## Método de interpolación TIN – Programa QGIS

### 1.- Ingreso de datos y conversión a formato shape georeferenciado.

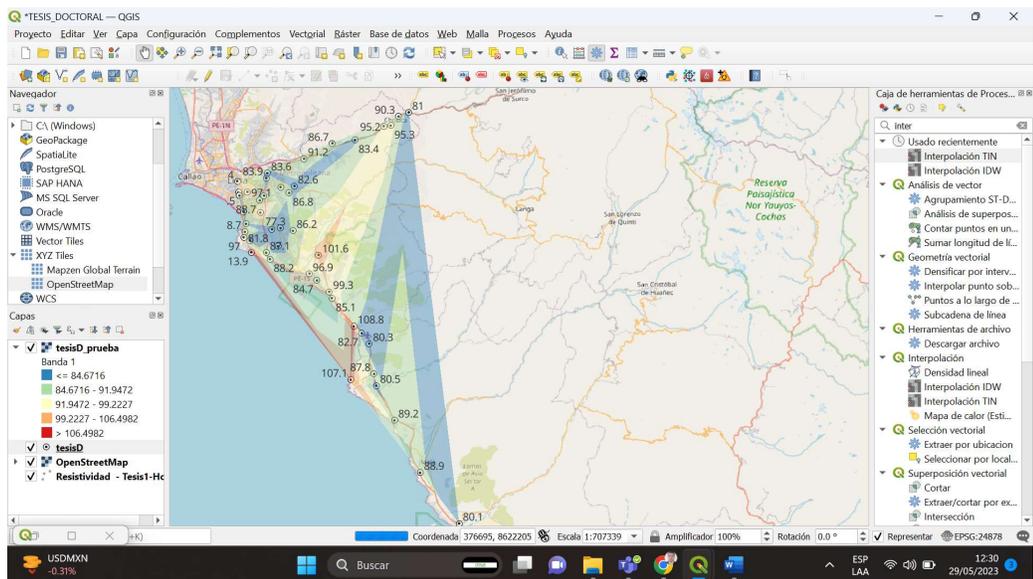


### 2.- Proceso de interpolación TIN

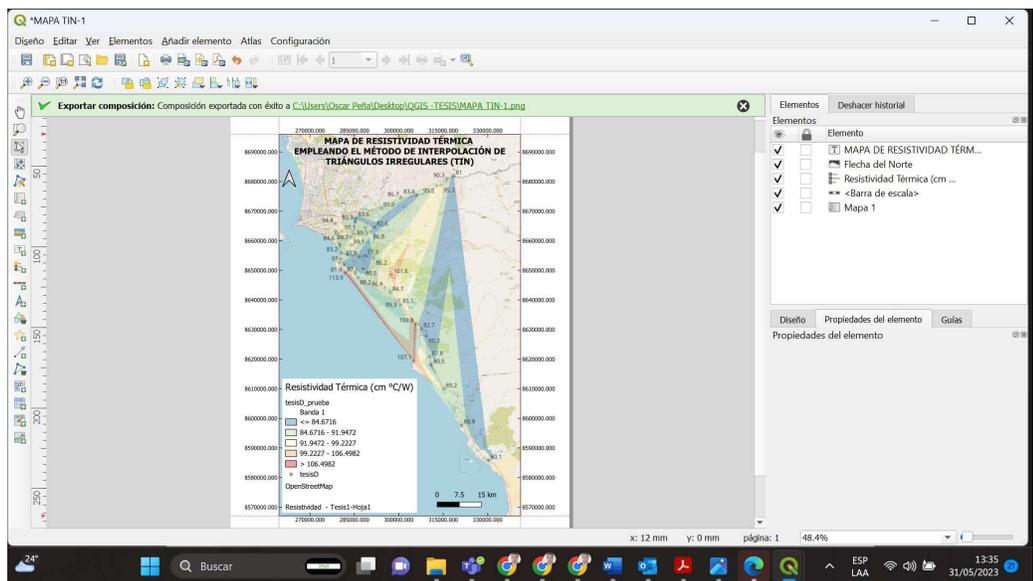


### 3.- Resultado del proceso de interpolación TIN y uso del OpenStreetMap.





## 5.- Ploteo y configuración del mapa final de resistividad térmica.



## ANEXO X: CODIGOS DE PROGAMACIÓN DE SOFTWARE ALTERNO Y RESULTADOS PARA UN CABLE DE N2XSY -120MM2 -10KV

### 1. Códigos de programación

```

41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
41 Dim M04() As Double = New Double(4) {0.000041, 0.00032, 0.00023, 0.000104, 0.00016}
42
43 If Module1.orden = 1 Then
44     Ro = Ro1(Module1.indexSeccion)
45     RoTB.Text = Math.Round(Ro, 7, MidpointRounding.AwayFromZero)
46     RdcLabel.Text = Ro1(Module1.indexSeccion) * ((1 + alfa * (mto - 20)))
47     Ro = Ro2(Module1.indexSeccion)
48     RoTB.Text = Math.Round(Ro, 7, MidpointRounding.AwayFromZero)
49     RdcLabel.Text = Ro2(Module1.indexSeccion) * ((1 + alfa * (mto - 20)))
50
51 ElseIf Module1.orden = 3 Then
52     Ro = Ro3(Module1.indexSeccion)
53     RoTB.Text = Math.Round(Ro, 7, MidpointRounding.AwayFromZero)
54     RdcLabel.Text = Ro3(Module1.indexSeccion) * ((1 + alfa * (mto - 20)))
55
56 ElseIf Module1.orden = 4 Then
57     Ro = Ro4(Module1.indexSeccion)
58     RoTB.Text = Math.Round(Ro, 7, MidpointRounding.AwayFromZero)
59     RdcLabel.Text = Ro4(Module1.indexSeccion) * ((1 + alfa * (mto - 20)))
60 End If
61 DiamCondLabel.Text = diamcond
62 EspesorAsilamLabel.Text = espesoraislam
63 EspesorCubLabel.Text = espesorcub
64 DiametroAsilamLabel.Text = diamcond + 2 * espesoraislam
65 DiametroCubLabel.Text = DiametroAsilamLabel.Text + 2 * EspesorCubLabel.Text
66 DiametroCubLabel.Text = Module1.DiametroCub
67 DiametroExtTB.Text = DiametroCubLabel.Text

```

```

104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
104 T2 = T2TB.Text
105
106 If Module1.orden = 4 Then
107     Xp = Math.Sqrt((8 * Math.PI * Module1.frecuencia) / (10 ^ 7 * RoTB.Text))
108 Else
109     Xp = Math.Sqrt((8 * Math.PI * Module1.frecuencia) / (10 ^ 7 * Module1.Rdc))
110 End If
111
112 XpLabel.Text = Math.Round(Xp, 8, MidpointRounding.AwayFromZero)
113 Yp = (Xp ^ 4 / (192 * 0.8 * Xp ^ 4)) + ((Module1.DiamCond / Module1.Disttreejes) ^ 2) + (0.312 * (
114 YpLabel.Text = Math.Round(Yp, 8, MidpointRounding.AwayFromZero)
115 Rac = Module1.Rdc * (1 + Module1.Ys + Yp)
116 RacLabel.Text = Math.Round(Rac, 8, MidpointRounding.AwayFromZero)
117 T1 = (Module1.resistenciatermicaaislante / (2 * Math.PI)) * Math.Log((1 + (2 * Module1.EspesorAsilam /
118 T1Label.Text = Math.Round(T1, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
119
120 If Module1.orden = 3 Then
121     T3 = (Module1.resistenciatermicacubierta / (2 * Math.PI)) * Math.Log((1 + (2 * Module1.EspesorCub
122 Else
123     T3 = (Module1.resistenciatermicacubierta / (2 * Math.PI)) * Math.Log((1 + (2 * Module1.EspesorCub
124 End If
125
126 T3Label.Text = Math.Round(T3, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
127 u = 2 * Module1.profundidadinstalacion / Module1.DiametroExt
128 uLabel.Text = Math.Round(u, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)

```

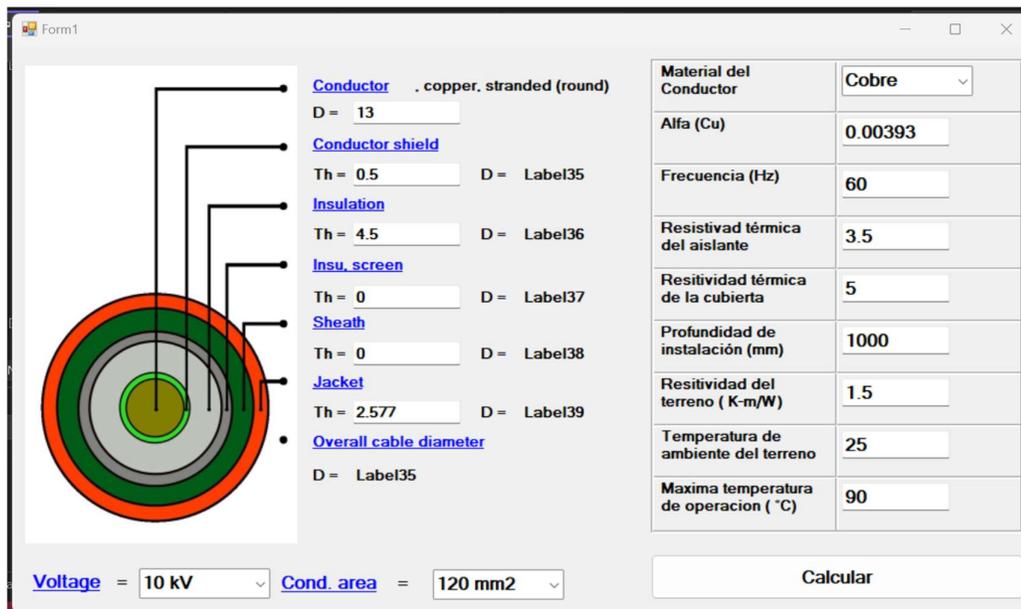
```

370
371
372
373
374
375
376
377
378
379
380
381
382
383
384
385
386
387
388
389
390
391
392
370 Dim MLab As Double
371 Dim FC75 As Double
372
373 u2 = uTB.Text
374
375 FactorLab = (Module1.DiametroExt / 1000) * (Module1.DiametroExt / 1000) + 1000000 / (16 * 3600 + 6 * 0
376 FactorLabel.Text = Math.Round(FactorLab, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
377 ELab = -Math.Log(FactorLab) - 0.5772 + 1 * FactorLab - 0.2499 * FactorLab + FactorLab * 0.0552 * Facto
378 ELabLabel.Text = Math.Round(ELab, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
379 BLab = ELab / (2 * Math.Log(4 * Module1.profundidadinstalacion / Module1.DiametroExt))
380 BLabLabel.Text = Math.Round(BLab, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
381 kLab = Module1.T1 * Module1.PerdidasEjele / (Module1.MTO - Module1.temperaturaambienteterreno)
382 kLabLabel.Text = Math.Round(kLab, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
383 MLab = 1 / Math.Sqrt(1 - kLab * (1 - u2) + (1 - BLab))
384 MLabLabel.Text = Math.Round(MLab, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
385 FC75 = Module1.CapacidadCorriente * MLab
386 FC75Label.Text = Math.Round(FC75, 5, MidpointRounding.AwayFromZero)
387
388 Variacion2Label.Text = Math.Round(((FC75 - NormaTB.Text) / NormaTB.Text) * 100, 2, MidpointRounding.Am
389 End Sub
390
391 End Class
392

```

## 2. Resultados para un cable N2XSY 120mm<sup>2</sup> -10kV

### 2.1 Ingreso de datos:



Form1

**Conductor** . copper, stranded (round)  
D = 13

**Conductor shield**  
Th = 0.5 D = Label35

**Insulation**  
Th = 4.5 D = Label36

**Insu. screen**  
Th = 0 D = Label37

**Sheath**  
Th = 0 D = Label38

**Jacket**  
Th = 2.577 D = Label39

**Overall cable diameter**  
D = Label35

Material del Conductor	Cobre
Alfa (Cu)	0.00393
Frecuencia (Hz)	60
Resistividad térmica del aislante	3.5
Resistividad térmica de la cubierta	5
Profundidad de instalación (mm)	1000
Resistividad del terreno ( K-m/W)	1.5
Temperatura de ambiente del terreno	25
Maxima temperatura de operacion ( °C)	90

Voltage = 10 kV Cond. area = 120 mm<sup>2</sup> Calcular

### 2.2 Resultado de ampacidad con régimen de plena carga

Sección : 120 mm<sup>2</sup>

Ro (a 20°C)	0.000153	Xp (efecto prox.)	0.87917983
R' (d.c.) (Ohm/m)	0.0001950903	Yp (efecto prox.)	0.00023889
Diam. Cond. (mm)	13	R (a.c.)	0.00019574
Espesor Aislam. (mm)	5	T1	0.31782
Espesor Cub. (mm)	2.577	T2	0.0015
Diametro Aislam. (mm)	23	T3	0.13378
Diametro Cub. (mm)	28.154	u	71.03786
Diametro Ext.(mm)	28.154	T4	2.78302
Dist. entre ejes (mm)	98.154	Cap. por longitud	6.3452E-11
Xs (efecto skin)	0.87918	Perdidas Dielectricas	1.54329
Ys (efecto skin)	0.0031	Capacidad corriente (A)	320.3334
		Norma Empresa (A)	309
		Variacion (%)	3.67
		Perdidas E. Joule (W/m)	60.25746

Se puede apreciar que el valor del amperaje resultante es: 320.33A.

### 2.3 Resultado de ampacidad con régimen de carga cíclico FC=0,75

<b>Factor</b>	0.00573
<b>E</b>	4.58989
<b>B(6)</b>	0.46303
<b>u (FC)</b>	0.75
<b>k</b>	2.57996
<b>M</b>	1.23687
<b>FC=0.75 CALCULO</b>	396.21094
<b>norma empresa</b>	383.27
<b>Variacion (%)</b>	3.38

Se puede apreciar que el valor del amperaje resultante es: 396.21A.

#### 2.4 Resultados variando el factor de carga

Es posible que se requiera evaluar incrementos de carga o proyección de demanda, por lo que se desea obtener el valor del amperaje cuando el factor de carga es 0.6 y 0.82 obteniendo 479.74A y 369.73A respectivamente.

<b>Factor</b>	0.00573
<b>E</b>	4.58989
<b>B(6)</b>	0.46303
<b>u (FC)</b>	0.6
<b>k</b>	2.57996
<b>M</b>	1.49763
<b>FC=0.75 CALCULO</b>	479.73934
<b>norma empresa</b>	402
<b>Variacion (%)</b>	19.34

<b>Factor</b>	0.00573
<b>E</b>	4.58989
<b>B(6)</b>	0.46303
<b>u (FC)</b>	0.82
<b>k</b>	2.57996
<b>M</b>	1.15421
<b>FC=0.75 CALCULO</b>	369.73272

## 2.5 Resultados variando la resistividad térmica del terreno

En algunas oportunidades se va a requerir evaluar casos especiales donde el valor de resistividad no sea  $1.5\text{ }^{\circ}\text{C m/w}$ , sino por ejemplo  $1^{\circ}\text{C m/w}$ . Por tanto, variamos ese valor en la interface de ingreso de datos y presionamos el botón calcular.

The software interface displays the following parameters and values:

Parameter	Value
Material del Conductor	Cobre
Alfa (Cu)	0.00393
Frecuencia (Hz)	60
Resistividad térmica del aislante	3.5
Resistividad térmica de la cubierta	5
Profundidad de instalación (mm)	1000
Resistividad del terreno (K-m/W)	1
Temperatura de ambiente del terreno	25
Maxima temperatura de operacion (°C)	90

Input fields for cable layers (from inner to outer):

- Conductor:** copper, stranded (round), D = 13
- Conductor shield:** Th = 0.5, D = Label35
- Insulation:** Th = 4.5, D = Label36
- Insu. screen:** Th = 0, D = Label37
- Sheath:** Th = 0, D = Label38
- Jacket:** Th = 2.577, D = Label39
- Overall cable diameter:** D = Label35

Global settings: Voltage = 10 kV, Cond. area = 120 mm<sup>2</sup>. A "Calcular" button is located at the bottom right.

Obteniendo como valor de ampacidad 445A.

El software alternativo es funcional e intuitivo, variando los parámetros de interés puede ser de mucha utilidad a los ingenieros de planeamiento, operación y proyectos.

**ANEXO XI: ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL ADQUISIDOR DE DATOS DE 8  
CANALES.**



<b>SPECIFICATIONS</b>	
<b>AT4808</b>	
Graduation	Thermocouple: J/K/T/E/S/N/B/R
Accuracy	±0.2%+2 dgt (not includ thermocouple)
Range	-200° C~1300° C (varying depend on graduation)
Resolution	0.2°C ±1dgt
Channel	8 channels; extend to 128 channels
scan speed	fast: 100ms medium: 500ms slow: 1s
Adjustment	each channel error correct
Comparator	upper/lower beep separately setting upper/lower value for each channel
Interface	U disC Mini-USB
Software	ATS45 data collection software
Cold Junction	Accuracy: 0.5°C
Others	TFT-LCD display broken thermocouple check function
Power supply	input: 100-240V~50/60Hz 0.35A output: 9V 2A DC
Battery	8.4V, Li 2200mAh rechargeable
charging time	Max:300Min
working time	≥ 8 hours
Sizes Weight	130.23 x210.76x37.88 mm 650gr
Accessories	Thermocouple 8 pcs (2m/pcs) ATL909 DC adaptor ATL202 carrying bag ATL804 Li battery ATL105Mini-USB cable ATS48 data collection software U disk



Applent Instruments, Inc

# Test Report

Report NO.: 22118001

<b>Name:</b>	AT4808 Handheld Multi-channel Temperature Meter		
<b>Model:</b>	AT4808		
<b>Serial No.:</b>	480807881305	<b>Test Date:</b>	11/18/2022
<b>Management Code:</b>		<b>Effective Date:</b>	11/18/2023
<b>Conclusion:</b>	Qualified		
<b>Remarks:</b>			
<b>Test Location:</b>	Measurement Room	T & H: 20 °C, 65%	
<b>Inspectors:</b>	<b>Verification Members:</b>		

ADDR: Building 14, No. 9, Caoxi Road, Wujin District, Changzhou  
City, Jiangsu Province, China

ZIP: 213163

TEL: 0519-88805550

FAX: 0519-86922220

1. Appearance: Pass

2. Safety Indicators:

1. Insulation Strength Pass      2. Insulation Resistance Pass

3. Leakage Current Pass

3. Thermocouple Test

-100 °C Thermocouple Test

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	-100 °C	-100.0°C	-101°C~-99°C	P
CH02	-100 °C	-100.1°C	-101°C~-99°C	P
CH03	-100 °C	-100.0°C	-101°C~-99°C	P
CH04	-100 °C	-100.1°C	-101°C~-99°C	P
CH05	-100 °C	-100.2°C	-101°C~-99°C	P
CH06	-100 °C	-100.0°C	-101°C~-99°C	P
CH07	-100 °C	-100.2°C	-101°C~-99°C	P
CH08	-100 °C	-100.1°C	-101°C~-99°C	P

0°C Thermocouple Test

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	0 °C	0.1°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH02	0 °C	0.0°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH03	0 °C	0.1°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH04	0 °C	0.1°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH05	0 °C	-0.2°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH06	0 °C	-0.0°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH07	0 °C	0.2°C	-0.5°C~0.5°C	P
CH08	0 °C	0.1°C	-0.5°C~0.5°C	P

50°C Thermocouple Test

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	50 °C	50.2°C	49.25°C~50.75°C	P
CH02	50 °C	50.0°C	49.25°C~50.75°C	P
CH03	50 °C	50.1°C	49.25°C~50.75°C	P
CH04	50 °C	50.1°C	49.25°C~50.75°C	P
CH05	50 °C	50.2°C	49.25°C~50.75°C	P
CH06	50 °C	50.0°C	49.25°C~50.75°C	P
CH07	50 °C	50.2°C	49.25°C~50.75°C	P
CH08	50 °C	50.2°C	49.25°C~50.75°C	P

**100°C Thermocouple Test**

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	100 °C	100.0°C	99°C~101°C	P
CH02	100 °C	100.2°C	99°C~101°C	P
CH03	100 °C	100.2°C	99°C~101°C	P
CH04	100 °C	100.2°C	99°C~101°C	P
CH05	100 °C	100.0°C	99°C~101°C	P
CH06	100 °C	100.2°C	99°C~101°C	P
CH07	100 °C	100.2°C	99°C~101°C	P
CH08	100 °C	100.0°C	99°C~101°C	P

**200°C Thermocouple Test**

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	200 °C	200.1°C	198.5°C~201.5°C	P
CH02	200 °C	200.1°C	198.5°C~201.5°C	P
CH03	200 °C	200.1°C	198.5°C~201.5°C	P
CH04	200 °C	200.3°C	198.5°C~201.5°C	P
CH05	200 °C	199.8°C	198.5°C~201.5°C	P
CH06	200 °C	200.1°C	198.5°C~201.5°C	P
CH07	200 °C	200.2°C	198.5°C~201.5°C	P
CH08	200 °C	200.3°C	198.5°C~201.5°C	P

**400°C Thermocouple Test**

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	400 °C	400.2°C	397.5°C~402.5°C	P
CH02	400 °C	400.3°C	397.5°C~402.5°C	P
CH03	400 °C	400.1°C	397.5°C~402.5°C	P
CH04	400 °C	400.1°C	397.5°C~402.5°C	P
CH05	400 °C	400.4°C	397.5°C~402.5°C	P
CH06	400 °C	400.3°C	397.5°C~402.5°C	P
CH07	400 °C	400.2°C	397.5°C~402.5°C	P
CH08	400 °C	400.1°C	397.5°C~402.5°C	P

**800°C Thermocouple Test**

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	800 °C	800.5°C	795.5°C~804.5°C	P
CH02	800 °C	800.5°C	795.5°C~804.5°C	P
CH03	800 °C	800.2°C	795.5°C~804.5°C	P
CH04	800 °C	800.2°C	795.5°C~804.5°C	P
CH05	800 °C	800.4°C	795.5°C~804.5°C	P
CH06	800 °C	800.3°C	795.5°C~804.5°C	P
CH07	800 °C	800.2°C	795.5°C~804.5°C	P

CH08	800 °C	800.2°C	795.5°C~804.5°C	P
------	--------	---------	-----------------	---

#### 1000°C Thermocouple Test

Standard	Nominal Value	Test Value	Allowed Range	Pass/Fail
CH01	1000 °C	1000.3°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH02	1000 °C	1000.5°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH03	1000 °C	1000.4°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH04	1000 °C	1000.1°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH05	1000 °C	1000.2°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH06	1000 °C	1000.2°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH07	1000 °C	1000.3°C	994.5°C~1005.5°C	P
CH08	1000 °C	1000.1°C	994.5°C~1005.5°C	P

#### 4. Functions

USB Storage  
Sorting

PASS

PASS

BEEP

PASS

**ANEXO XII: CLASIFICACIÓN DE LA TIERRA EMPLEADA – ENSAYO  
REALIZADO EN EL LABORATORIO DE MECÁNICA DE SUELOS UNI-FIC**



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**    N° 040583

**Facultad de Ingeniería Civil**

**Laboratorio N°2 - Mecánica de Suelos**

**INFORME N° S23 - 007-1**

SOLICITANTE : OSCAR JULIAN PEÑA HUARINGA  
 PROYECTO : TESIS DOCTORAL: METEOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD DE CABLES  
 SUBTERRÁNEO EN MEDIA TENSIÓN  
 UBICACIÓN : FIM  
 FECHA : 17 DE ENERO DEL 2023

---

**REPORTE DE ENSAYOS DE LABORATORIO**

Muestra : Subbase  
 Referencia : Material de relleno

**ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO POR TAMIZADO - REFERENCIA ASTM D6913 / D6913M**  
 Procedimiento interno AT-PR 4 - Método "A"

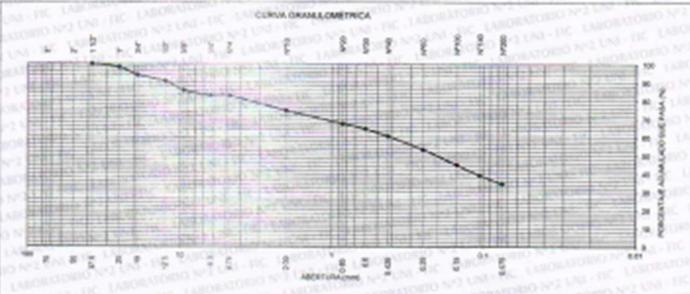
Tamiz	Abertura (mm)	(%) Retenido	(%) Acumulado	Pass
3"	75.000	-	-	-
2"	50.000	-	-	-
1 1/2"	37.500	-	-	100
1"	25.000	2	2	98
3/4"	19.000	4	6	94
1/2"	12.500	3	9	91
3/8"	9.500	5	14	86
1/4"	6.300	3	17	83
N°4	4.750	0	17	83
N°10	2.000	8	25	75
N°20	0.850	7	33	67
N°30	0.600	3	36	64
N°40	0.425	4	39	61
N°60	0.250	7	47	53
N°100	0.150	8	55	45
N°140	0.106	6	61	39
N°200	0.075	5	66	34
FONDO		34		

% Grava	: 17
% Arena	: 49
% Finos	: 34

**LIMITES DE CONSISTENCIA ASTM D4318**  
 Procedimiento interno AT-PR 5

Limite Líquido : 22  
 Limite Plástico : 16  
 Indice Plástico : 6

Clasificación SUCS ASTM D2487 : **SC-SM**



**CURVA GRANULOMÉTRICA**

Gráfico que muestra la curva granulométrica de la muestra, con el eje horizontal representando el tamaño de partícula en milímetros (logarítmico) y el eje vertical representando el porcentaje acumulado de finos.

*Nota:*  
 Los resultados de los ensayos corresponden a la muestra proporcionada por el cliente.  
 Los datos del solicitante, proyecto, procedimientos e identificación fueron indicados por el cliente.

Elaboración : Téc. R. Quispe S.  
 Aprobación : Ing. H. Espinoza C.



**ING. HECTOR ESPINOZA COENTE**  
 APE (LABORATORIO N°20 MECÁNICA DE SUELOS Y PAVIMENTOS UNI-FIC)



Cámara de Ingeniería Civil Acreditada por  
**ABET** Engineering Technology Accreditation Commission

Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Apartado 1301 - Perú  
 Teléfono: (511) 381-3842, Central Telefónica: 481-1070 Anexo 4019  
 www.lms.uni.edu.pe, e-mail: lms\_fic@uni.edu.pe, lms.servicios@uni.edu.pe


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA** N° 040729

**Facultad de Ingeniería Civil**
**Laboratorio N°2 - Mecánica de Suelos**
**INFORME N° S23 - 007-1**

**SOLICITANTE :** OSCAR JULIAN PEÑA HUARINGA  
**PROYECTO :** TESIS DOCTORAL: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD DE CABLES SUBTERRANEO EN MEDIA TENSION  
**UBICACIÓN :** FIM  
**FECHA :** 17 DE ENERO DEL 2023

**RESULTADOS DE ENSAYOS DE LABORATORIO**

Muestra : Subbase  
 Referencia : Material de relleno

**ENSAYO CALIFORNIA BEARING RATIO ( C.B.R. ) - REFERENCIA ASTM D1883-21**

Procedimiento interno AT-PR.8

**a).- Ensayo Preliminar de Compactación**
**Ensayo Proctor Modificado ASTM D1557-12R21**

Máxima Densidad Seca ( $g/cm^3$ ) : 2.200  
 Óptimo Contenido de Humedad (%) : 7.5

**b).- Compactación de moldes**

MOLDE N°	I	II	III
N° de capas	5	5	5
Numero de golpes/capa	56	25	10
Densidad Seca ( $g/cm^3$ )	2.200	2.116	2.055
Contenido de Humedad	7.5	7.5	7.5

**c).- Cuadro C.B.R. Para 0.1 pulg de Penetración**

MOLDE N°	Penetración (pulg)	Presión Aplicada (Lb/pulg <sup>2</sup> )	Presión Patrón (Lb/pulg <sup>2</sup> )	C.B.R. (%)
I	0.1	748	1000	74.8
II	0.1	542	1000	54.2
III	0.1	342	1000	34.2

C.B.R. Para el 100% de la M.D.S. : 74.8 %

C.B.R. Para el 95% de la M.D.S. : 45.8 %

**d).- Expansión(%) :** 0.6

Nota:  
 Los resultados de los ensayos corresponden a la muestra proporcionada por el cliente.  
 Los datos del solicitante, proyecto, procedencia e identificación fueron indicados por el cliente.

Ejecución : Téc. P. Quirós S.  
 Aprobación : Ing. H. Espinoza C.

**ING. HECTOR ESPINOZA CCENTE**  
 JEFE DEL LABORATORIO N°12 MECANICA DE SUELOS Y FUNDACIONES IIM-FC



Carrera de Ingeniería Civil Acreditada por


 Engineering  
 Technology  
 Accreditation  
 Commission

Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Apartado 1301 - Perú  
 Teléfono: (511) 381-3842, Central Telefónica: 481-1070 Anexo 4019  
 www.lms.uni.edu.pe, e-mail: lms\_fc@uni.edu.pe, lms.servicios@uni.edu.pe


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA** N° 040728

**Facultad de Ingeniería Civil**
**Laboratorio N°2 - Mecánica de Suelos**
**INFORME N° S23 - 007-1**

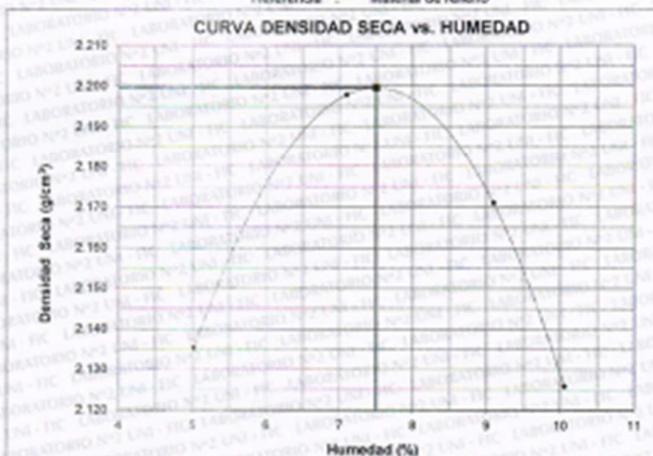
**SOLICITANTE** : OSCAR JULIAN PEÑA HUARINGA  
**PROYECTO** : TESIS DOCTORAL: METEOROLOGÍA PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD DE CABLES SUBTERRÁNEO EN MEDIA TENSIÓN  
**UBICACIÓN** : FIM  
**FECHA** : 17 DE ENERO DEL 2023

**ENSAYO CALIFORNIA BEARING RATIO ( C.B.R. ) - REFERENCIA ASTM D1883-21**

Procedimiento Interno AT-PR.8

Máxima Densidad Seca ( $g/cm^3$ )	2.200
Óptimo Contenido de Humedad (%)	7.5
CBR al 100% de la MDS (%)	74.8
CBR al 95% de la MDS (%)	45.8

Muestra : Subbase  
 Referencia : Material de relleno



Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Apartado 1301 - Perú  
 Teléfono: (511) 381-3842, Central Telefónica: 481-1070 Anexo 4019  
 www.lms.uni.edu.pe, e-mail: lms\_fc@uni.edu.pe, lms.servicios@uni.edu.pe

ING. HECTOR ESPINOZA COENTE  
 JEFE DEL LABORATORIO N° 02 MECÁNICA  
 DE SUELOS Y FUNDAMENTOS UN-FC

Carrera de Ingeniería Civil Acreditada por



Engineering  
 Technology  
 Accreditation  
 Commission



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA N° 040727

Facultad de Ingeniería Civil

Laboratorio N°2 - Mecánica de Suelos

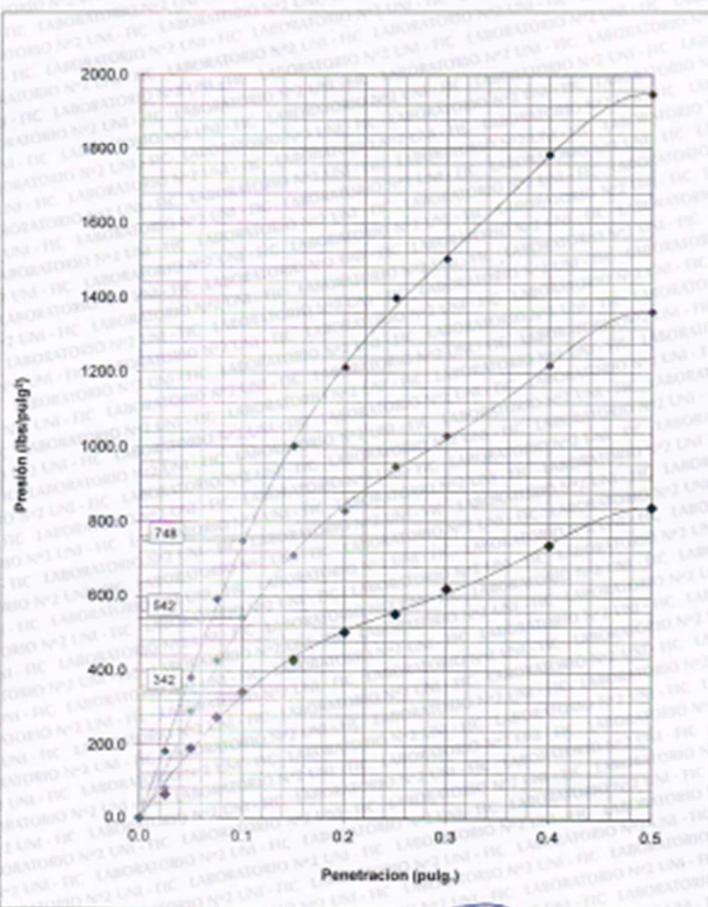
INFORME N° S23 - 007-1

SOLICITANTE : OSCAR JULIAN PEÑA HUARINGA  
 PROYECTO : TESIS DOCTORAL: METODOLOGÍA PARA DETERMINAR LA CARGABILIDAD DE CABLES  
 SUBTERRÁNEO EN MEDIA TENSIÓN  
 UBICACIÓN : FIM  
 FECHA : 17 DE ENERO DEL 2023

ENSAYO CALIFORNIA BEARING RATIO ( C.B.R. ) - REFERENCIA ASTM D1883-21

Procedimiento interno AT-PR.8

Muestra : Subbase  
 Referencia : Material de relleno



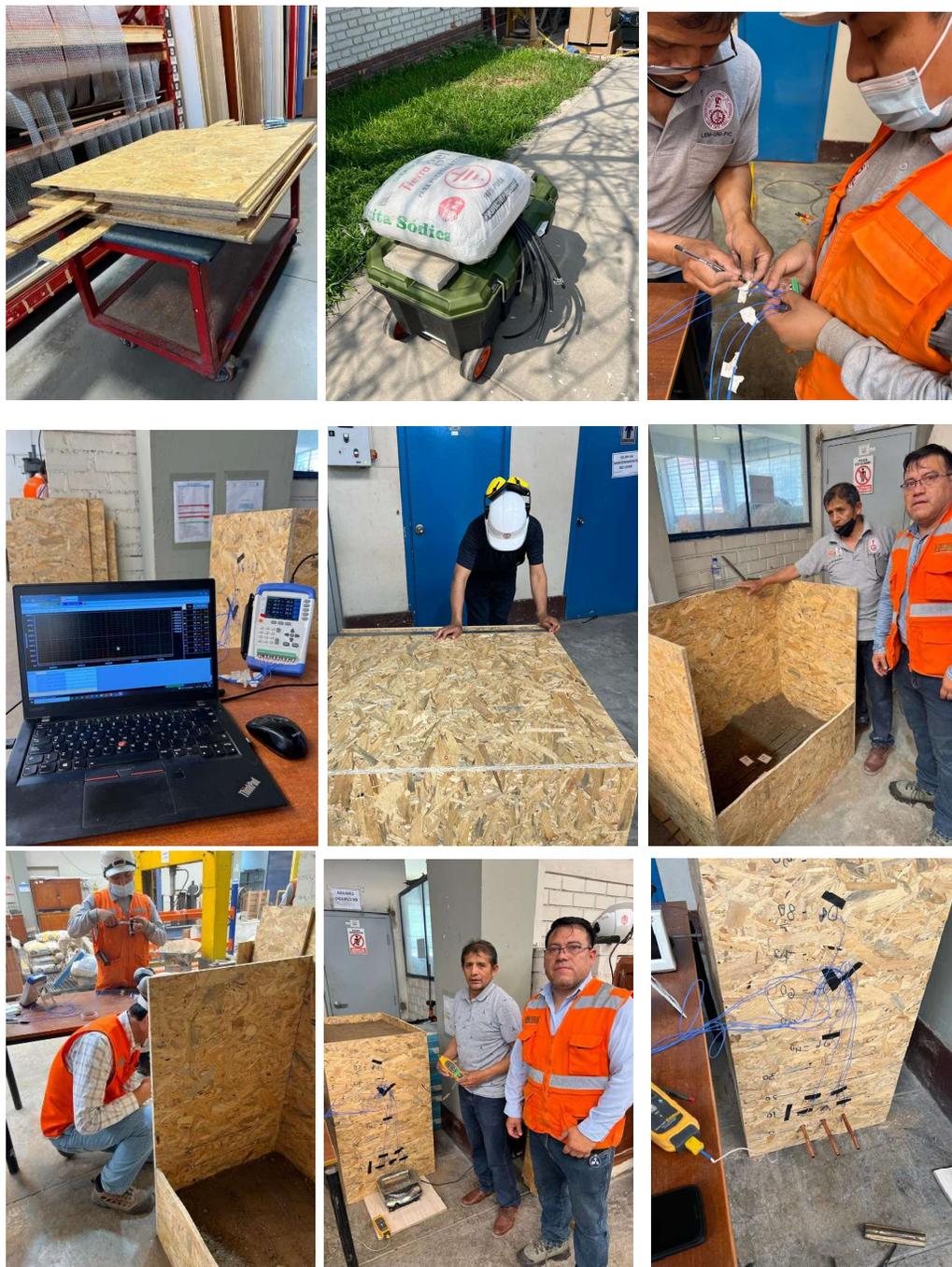
ING. HECTOR ESPINOZA CCENTE  
 JEFE DE LABORATORIO N° 02 MECÁNICA  
 DE SUELOS Y PAVIMENTOS UNI-FIC

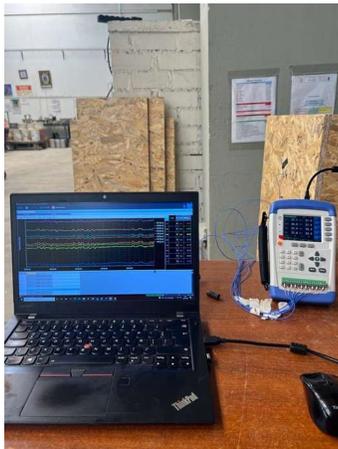
Av. Túpac Amaru 210, Lima 25, Apartado 1301 - Perú  
 Teléfono: (511) 381-3842, Central Telefónica: 481-1070 Anexo 4019  
 www.lms.uni.edu.pe, e-mail: lms\_fic@uni.edu.pe, lms.servicios@uni.edu.pe

Carrera de Ingeniería Civil Acreditada por

Engineering  
 Technology  
 Accreditation  
 Commission  
 ABET

**ANEXO XIII: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE PRUEBAS – LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI**





**ANEXO XIV: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TIPO DE BENTONITA  
COMERCIAL**

Ancho (Cm)	40 Cm	
Marca	Jrr	
Modelo	30kg	
Incluye	No Aplica	
Profundidad (Cm)	10 Cm	
Garantía	1 Año	
Alto (Cm)	60 Cm	
Recomendaciones De Uso	Tener En Cuenta El Rendimiento De Un Saco De Bentoita Sodica. Mantener Fuera Del Alcance De Los Niños.	
Peso	30 Kg	
Características	Bentonita Sodica Conformada Por Arcilla Fina Escencialmente De Montmorillonita. Diseñada Para Bajar La Resistencia De Puesta A Tierra De Un Electrodo Mejorando La Conductividad Del Terreno.	
Observaciones	Es 100% Ecologico, No Toxico, No Inflamable. Saco Compuesto Por 30kg Para Mezclar Con 1 Metro Cubico De Tierra.	
Numero De Piezas	1	
Requiere Armado O Instalacion	No	
Material	Arcilla	
Ancho (Cm)	40 Cm	
Advertencia De Uso	Es Importante Que El Producto Sea Instalado Por Un Profesional Habilitado.	
Marca	Jrr	
Tipo	Bentonita	
Color	Beige	

**ANEXO XV: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – PRUEBAS CON  
BENTONITA – LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI**





**ANEXO XVI: REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PRUEBAS – PRUEBAS CON EL  
PROTOTIPO– LABORATORIO DE MATERIALES – LEM – UNI**





