



**EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN
ESP**

Unidad Centro de Excelencia Técnica Normalización
y Laboratorios

GM-11

Guía Metodológica para cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramiento

EPM-UCET-NYL-GM-011

Septiembre 2019

Elaboración, Revisión y Aprobación

Actividad	Tema	Nombre
Elaboró	Guía metodológica para cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramiento	Consultoría Colombiana S.A
	Revisó	José Daniel Acosta Moreno
	Aprobó	Mónica Rueda Aguilar

Requeridores

Destinatario	Cargo	No. de Copias
Johan Sebastián Higuita	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1
Gabriel Jaime Romero Choperena	Profesional Gestión Proyectos e Ingeniería	1

Revisiones

Revisión	Fecha dd/mm/aaaa	Descripción de la revisión
01	26/09/2019	Versión inicial

© Copyright: Empresas Públicas de Medellín ESP. No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados.

CONTENIDO

1	OBJETO	7
2	ALCANCE.....	8
3	DOCUMENTOS DE REFERENCIA	9
4	DEFINICIONES	10
5	CONSIDERACIONES GENERALES	13
6	ANTECEDENTES.....	14
6.1	BANCOS DE DUCTOS	14
6.2	DUCTOS A LA VISTA	14
6.3	BANDEJAS PORTACABLES	14
6.4	MARCO TEÓRICO.....	15
6.4.1	Número de conductores por ducto.....	15
6.4.2	Cargabilidad	15
6.4.3	Distribución de conductores en ducto	16
6.4.4	Separación entre ductos.....	17
6.4.5	Uso de bandejas portacables	17
7	PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DE CANALIZACIONES Y VOLUMENES DE ENCERRAMIENTOS.....	19
7.1	PARÁMETROS DE ENTRADA	20
7.2	DESARROLLO DEL CÁLCULO	20
7.2.1	Cálculo de capacidad de corriente.....	20
7.2.2	Aplicación de factores de ajuste de capacidad de corriente.....	20
7.2.3	Selección inicial del calibre del conductor.....	20
7.2.4	Cálculo de regulación de tensión.....	21
7.2.5	Cálculo de pérdidas de energía	21
7.2.6	Cálculo de capacidad de corriente de cortocircuito.....	21
7.2.7	Cálculo económico del conductor	21
7.2.8	Selección definitiva del calibre del conductor.....	21
7.2.9	Porcentaje de ocupación máxima en ductos.....	21
7.2.10	Verificación del porcentaje de ocupación en ductos.....	22
7.2.11	Cálculo de cantidad de ductos de reserva	22
7.2.12	Cálculo de volúmenes en cajas y cámaras eléctricas	23
7.2.13	Cálculo de volúmenes de cárcamos y bandejas portacables	24
7.3	RESULTADOS OBTENIDOS	25

8	EJEMPLOS DE APLICACIÓN	26
8.1	EJEMPLO: CIRCUITO SUBTERRANEO DE 13,2 KV	26
8.1.1	Cálculo de la capacidad de corriente del conductor subterráneo	27
8.1.2	Aplicación de factores de ajuste de capacidad de corriente.....	29
8.1.3	Selección inicial del calibre del conductor.....	30
8.1.4	Cálculo de regulación	30
8.1.5	Cálculo de pérdidas.....	31
8.1.6	Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito	31
8.1.7	Cálculo del conductor económico	32
8.1.8	Selección definitiva del calibre del conductor.....	32
8.1.9	Cálculo del porcentaje de ocupación de ductos.....	33
8.1.10	Cálculo de la cantidad de ductos de reserva.....	34
8.1.11	Verificación final configuración de canalización	34
8.1.12	Cálculo de volúmenes en cámaras y cajas	34
8.1.13	Cálculo de cárcamos y bandejas portacables	35
8.1.14	Resultados.....	36
8.2	EJEMPLO DE APLICACIÓN CON SOFTWARE	36
	ANEXO A CÁLCULOS PARA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN.....	42
	ANEXO B CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS PARA REDES MT Y BT	50

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Porcentaje de la sección transversal en ductos conduit y ductos, para el llenado de conductores	21
Tabla 2 Cámaras eléctricas para red de media y baja tensión	23
Tabla 3 Superficie máxima admisible de ocupación para los cables de conductor sencillo en bandejas portacables tipo escalera, canal ventilado o de fondo sólido, para cables de 2000 V nominales o menos	24
Tabla 4 Calculo de corriente en operación normal	28
Tabla 5 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en S/E A)	28
Tabla 6 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en S/E B)	28
Tabla 7 Selección del conductor subterráneo por capacidad de corriente.....	29
Tabla 8 Capacidades de corriente corregidas por temperatura.....	30
Tabla 9 Resultados de cálculos de regulación	30
Tabla 10 Calculo del área efectiva de los ductos	33
Tabla 11 Resultados para la simulación de aumento de carga en conductores	40
Tabla 12 Resultados para la simulación sin aumento de carga.....	40
Tabla 13 Ecuaciones para el cálculo de corriente	42
Tabla 14 Límites de distorsión de voltaje	43
Tabla 15 Expresiones para el cálculo de pérdidas en tramos de conductores de sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos.	45
Tabla 16 Porcentaje de pérdidas máximas tolerables por nivel de tensión para las empresas del grupo EPM.....	45
Tabla 17 Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas.....	46
Tabla 18 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito	47
Tabla 19 Capacidad de corriente para tres conductores sencillos aislados de cobre, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por cada ducto eléctrico).....	50
Tabla 20 Capacidad de corriente de tres conductores sencillos de aluminio aislados dentro de una cubierta general (cable de tres conductores) en ductos eléctricos subterráneos (un cable por ducto).....	51
Tabla 21 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.....	53
Tabla 22 Capacidad de corriente permisible de tres conductores sencillos aislados de 0 a 2000V, de 150°C a 250 °C en canalizaciones o cables y temperatura ambiente de 40 °C.....	55
Tabla 23 Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados de 0 a 2000V, de 150 °C a 250 °C en canalizaciones o cables y temperatura ambiente de 40 °C.....	56
Tabla 24 Factores de ajuste para capacidad de corriente de 0 a 2000 V	57

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Configuraciones de conductores en ductos.....	17
Figura 2 Banco de ductos eléctricos de nueve ductos	17
Figura 3 Flujograma para el cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramientos .	19
Figura 4 Tramos de la red de 13,2 kV.....	27
Figura 5 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1	32
Figura 6 Disposición de conductores de media tensión en canalización	34
Figura 7 Diagrama unifilar para el caso estudio	36
Figura 8 Diagrama UGS (Sección transversal del sistema subterráneo).....	37
Figura 9 Editor <i>Raceway</i> con la información de la canalización y conductores	38
Figura 10 Editor del sistema subterráneo.....	38
Figura 11 Simulación de aumento de carga en conductores para el cálculo de capacidad de corriente en condiciones uniformes.....	39
Figura 12 Ductos y porcentajes de ocupación.....	41
Figura 13 Costo inicial y costo operativo de los cables en función de la sección nominal	49

1 OBJETO

Establecer el procedimiento para el cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramiento requeridos en las redes subterráneas de energía para los niveles de media y baja tensión en los sistemas de EPM a 44 kV, 34,5 kV, 13,2 kV, 7,62 kV y menores a 1 kV.

2 ALCANCE

El alcance de la presente guía comprende la descripción y documentación de los procedimientos para el cálculo y selección de canalizaciones (Ductos, ductos conduit metálicos rígidos y flexibles, ductos conduit no metálicos PVC y polietileno) y el volumen de encerramiento de cajas, cámaras y cárcamos.

Dentro de la guía se incluirán dimensionamientos mínimos, especificaciones técnicas de las canalizaciones y demás materiales involucrados, desde el punto de vista electromecánico, información que deberá ser usada en conjunto con las normas de construcción civil correspondientes, dentro de los proyectos eléctricos desarrollados para el Grupo EPM.

3 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

- [1] Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Bogotá Colombia, Resolución No 9 070830 de agosto de 2013.
- [2] ICONTEC. Norma Técnica Colombiana 2050. Código Eléctrico Colombiano, 25 de noviembre de 1998.
- [3] EPM RS0-002. Información general para el diseño y construcción de obras civiles de redes eléctricas subterráneas, octubre de 2013.
- [4] AEIC Underground extruded power cable pulling guide, junio 2005
- [5] ETAP 18. Software para análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia.

4 DEFINICIONES

A continuación, se presentan definiciones relacionadas con el contenido de esta guía, que son extraídas del RETIE y la NTC 2050:

Acometida subterránea: conductores subterráneos de la acometida desde la red de la calle, incluidos los tramos desde un poste o cualquier otra estructura o desde los transformadores, hasta el primer punto de conexión con los conductores de entrada de la acometida en el tablero general, tablero de medidores o cualquier otro tablero con espacio adecuado, dentro o fuera del muro de una edificación. Si no existe tablero general, tablero de medidores u otro con espacio adecuado, se debe considerar que el punto de conexión es el de entrada de los conductores de acometida al edificio.

Aislante eléctrico: material de baja conductividad eléctrica que puede ser tomado como no conductor o aislador.

Alambre: hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, para conducir corriente eléctrica.

Alambre duro: aquel que ha sido trefilado en frío hasta su tamaño final, de manera que se acerque a la máxima resistencia a la tracción obtenible.

Alambre suave o blando: aquel que ha sido trefilado o laminado hasta su tamaño final y que luego es recocido para aumentar la elongación.

Alimentador: todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica y el dispositivo de protección contra sobre corriente del circuito ramal final.

Cable: conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

Cable apantallado: cable con una envoltura conductora alrededor del aislamiento que le sirve como protección electromecánica. Es equivalente a cable blindado.

Canalización: son ductos cerrados, de sección circular, rectangular o cuadrada, de diferentes tipos (Canaletas, ductos o conjunto de ductos, prefabricadas con barras o con cables, ductos subterráneos, entre otros) destinadas al alojamiento de conductores eléctricos de las instalaciones.

Cárcamo: canalización subterránea accesible en todo su recorrido, en cuyo interior se instalan bandejas portacables para alojar cables de circuitos eléctricos de potencia, fuerza, control o instrumentación, útil en instalaciones que requieren alojar gran número de conductores.

Carga: la potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Cargabilidad: límite térmico dado en capacidad de corriente, para líneas de transporte de energía, transformadores, etc.

Capacidad de corriente: corriente máxima que puede transportar continuamente un conductor o equipo en las condiciones de uso, sin superar la temperatura nominal de servicio.

Capacidad nominal: el conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo o sistema eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento bajo unas condiciones específicas. En un sistema la capacidad nominal la determina la capacidad nominal del elemento limitador.

Capacidad o potencia instalada: también conocida como carga conectada, es la sumatoria de las cargas en kVA continuas y no continuas, previstas para una instalación de uso final. Igualmente, es la potencia nominal de una central de generación, subestación, línea de transmisión o circuito de la red de distribución.

Capacidad o potencia instalable: se considera como capacidad instalable, la capacidad en kVA que puede soportar la acometida a tensión nominal de la red, sin que se eleve la temperatura por encima de 60 °C para instalaciones con capacidad de corriente menor de 100 A o de 75 °C si la capacidad de corriente es mayor.

Circuito eléctrico: lazo cerrado formado por un conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorrientes. No se toman los cableados internos de equipos como circuitos. Pueden ser de modo diferencial (por conductores activos) o de modo común (por conductores activos y de tierra).

Conduit: ducto rígido metálico o no metálico, destinado para alojar conductores eléctricos.

Cortocircuito: unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.

Encerramiento: envoltura, caja, gabinete, envolvente o carcasa de un aparato; cerca o paredes que rodean una instalación para evitar que las personas puedan entrar en contacto accidental con partes energizadas, o para proteger los equipos contra daños físicos.

Factor de demanda: relación entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga total conectada a la instalación o parte de la instalación considerada.

Factor de potencia: relación entre la potencia activa (kW) y la potencia aparente (kVA) del mismo sistema eléctrico o parte de él.

Puesta a tierra: grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

Red de distribución: conjunto de circuitos y subestaciones, con sus equipos asociados, destinados al servicio de los usuarios de un municipio.

Red equipotencial: conjunto de conductores del sistema de puesta a tierra que no están en contacto con el suelo o terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

Red interna o de uso final: es el conjunto de conductores, canalizaciones y equipos (accesorios, dispositivos y artefactos) que llevan la energía eléctrica desde la frontera del Operador de Red hasta los puntos de uso final.

RETIE: acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

Sobrecarga: funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.

Tensión nominal: valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

5 CONSIDERACIONES GENERALES

Las redes de distribución subterráneas se dispondrán en zonas que son definidas por las autoridades administrativas a través de los POT, o por las consideraciones de los urbanizadores o constructores de edificaciones, teniendo en cuenta aspectos relacionados con:

- Optimización de los recursos.
- Impacto social.
- Requerimientos técnicos.

Dado que estas redes deben ser recibidas y aprobadas por el grupo EPM, es necesario establecer un procedimiento desde el punto de vista eléctrico, que permita al diseñador, a la Interventoría y al constructor, verificar el cumplimiento de las normas vigentes en Colombia, principalmente el RETIE [1] y el Código Eléctrico Colombiano [2].

Teniendo en cuenta que existen diversos métodos de instalación de conductores permitidos por la normatividad vigente, es necesario que en la etapa de diseño se lleve a cabo el análisis de la solución óptima que garantice el buen funcionamiento del sistema eléctrico, la seguridad de las personas y el uso adecuado de los recursos que se han dispuesto por parte del cliente para suministrar la mejor solución al requerimiento.

Esta solución debe tener en cuenta el entorno social y ambiental que se ve involucrado por la modificación del suelo. Es necesario que el diseñador tenga en cuenta que existen limitaciones para el uso de las canalizaciones en áreas urbanas y rurales. Se pueden presentar interferencias con otras redes, cuerpos de agua, vegetación, centros poblados y en general elementos que pueden comprometer su integridad y la del entorno del proyecto.

En todo caso, los criterios de entrada para estas definiciones deben ser documentadas en los entregables de diseño, donde los requerimientos técnicos queden adecuadamente soportados y de fácil entendimiento para cualquier ente verificador que sea dispuesto por EPM para la ejecución de los proyectos.

Actualmente existen diferentes programas que permiten desarrollar el cálculo de canalizaciones para diferentes condiciones técnicas. En la presente guía se presenta un ejemplo de cálculo empleando software especializado.

Queda excluido de esta guía, el cálculo y detalles de construcción de las obras civiles para canalizaciones, el cual se encuentra cubierto por la norma RSO-002 del grupo EPM [3].

6 ANTECEDENTES

De acuerdo con lo establecido en el RETIE, que a su vez hace obligatorio el uso de la NTC 2050, toda instalación eléctrica objeto del reglamento debe cumplir los requerimientos generales que allí se explican y que para efectos de esta guía se resumen a continuación.

6.1 BANCOS DE DUCTOS

Este método de alambrado podrá ser utilizado cuando se requiera la instalación de redes de energía subterráneas, que pasen por zonas con riesgo de explosión, cruces de vías, zonas de baja interferencia con redes enterradas, o zonas donde exista riesgo de robo de materiales o energía.

Para el dimensionamiento de canalizaciones para rutas de cableado se deberán aplicar todos los requisitos del artículo 25.7.2 Conductores subterráneos del RETIE. En este artículo se definen las distancias mínimas en cruces de diferentes tipos de redes, los requisitos de profundidad de enterramiento, las condiciones para instalación de cajas de halado, entre otros.

Por otra parte, para la distribución de cables según requisitos de agrupamiento, se debe garantizar el cumplimiento de la Sección 300 de la norma técnica NTC 2050.

Los materiales utilizados para canalizaciones y sus accesorios deberán cumplir los requisitos de producto e instalación del Capítulo 20.6 del RETIE.

6.2 DUCTOS A LA VISTA

Este método de alambrado podrá ser utilizado en instalaciones donde se dificulte la construcción de bancos de ductos por interferencias con otras redes y como una buena alternativa en cuanto a disminución de tiempos y costos.

El cumplimiento de requisitos de instalación de ducto y accesorios, agrupamiento de cables, identificación de circuitos y ductos, distancias de separación con otras redes, accesorios de montaje, entre otros, deberán ser garantizados por medio del cumplimiento del Capítulo 20.6 RETIE y la Sección 300 NTC 2050.

Para requisitos especiales de instalación en áreas clasificadas, se deberán aplicar los requisitos del Capítulo 5 de la NTC 2050.

6.3 BANDEJAS PORTACABLES

Las bandejas portacables sirven como método de alambrado para los cables definidos en el Capítulo 318 de la NTC 2050.

Se deberá garantizar los requisitos de instalación del Capítulo 318 de la NTC 2050 y los del Capítulo 20.3 del RETIE.

Para su dimensionamiento se deberán cumplir los requisitos definidos en los Artículos 318-9 y 318-10 de la NTC 2050.

6.4 MARCO TEÓRICO

6.4.1 Número de conductores por ducto

En la NTC 2050, capítulo 9, se tiene la Tabla 1 Porcentaje de la sección transversal en ductos conduit y ductos, para el llenado de conductores, que se muestra en la sección 7.2.9 (Tabla 1) del presente documento. Para hacer correcto cumplimiento de estos porcentajes, la norma exige que, para cualquier tipo de conductor, se tenga un espacio libre de 47% en el ducto, en caso de que esté ocupada solamente por un cable; para el caso de dos conductores, se exige un espacio libre en el ducto del 69%, y para el caso de más de dos cables en ocupación, se exige el 60% libre en el conducto.

Por otra parte, la AEIC [4], establece un factor de atoramiento $J = D/d$, donde D es el diámetro interno del ducto y d es el diámetro del cable. Si esta relación está entre 2,8 y 3,2, se podrían atascar los cables dentro del ducto por lo que se debería instalar una canalización superior. Cuando la relación es cercana a 3, uno de los cables puede deslizarse sobre los otros dos al momento del halado, llevando al atoramiento. En los tramos rectos es casi despreciable el atoramiento. El atoramiento puede ocurrir tanto en haladas de un cable o más si el diámetro de la cuerda de halado es mayor que el conductor. El peso del conductor es importante, ya que, conociendo la posición relativa del conductor dentro del ducto debido a la distribución del peso, se puede evitar el atoramiento.

Si se cumplen los porcentajes de ocupación estipulados por la norma (Tabla 9, NTC 2050), se minimizan los inconvenientes de atoramiento de los conductores.

6.4.2 Cargabilidad

El RETIE define cargabilidad como el límite térmico dado en capacidad de corriente para líneas de transporte de energía. Por lo anterior es importante conocer la capacidad de corriente máxima que un conductor puede conducir de forma continua, sin que sobrepase la temperatura nominal.

Según NTC 2050 en su sección 310-15, para conductores con tensiones de 0 a 2000 V y 2001 a 35000 V, se permitirá determinar las capacidades de corriente para conductores con aislamiento dieléctrico sólido mediante las Tablas 310-16 a 310-19 para 0 a 2000 V y desde las Tablas 310-67 a 310-86 para 2001 a 35000 V.

Por otra parte, la NTC 2050 en su sección 310-15 b) establece que, bajo supervisión de personal calificado, se puede calcular la capacidad de corriente de los conductores mediante la Ecuación 1:

$$I = \sqrt{\frac{TC - (TA + \Delta TD)}{RDC(1 + YC)RCA}} \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

TC = Temperatura del conductor en ° C

TA = Temperatura ambiente en ° C

ΔTD = Aumento de temperatura por pérdidas del dieléctrico.

RDC = Resistencia de c.c. del conductor a la temperatura TC

YC = Resistencia de c.a. del conductor resultante de los efectos de piel y proximidad.

RCA = Resistencia térmica efectiva entre el conductor y el ambiente circundante.

Las capacidades de corriente a temperaturas ambiente diferentes de las presentadas en las Tablas 310-16 a 310-19 para 0 a 2.000 V y desde la 310-67 a 310-86 para 2.001 a 35.000 V se deben determinar con la Ecuación 2:

$$I_2 = I_1 \sqrt{\frac{TC - TA_2 - \Delta TD}{TC - TA_1 - \Delta TD}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

I_1 = Capacidad de corriente de las tablas a temperatura ambiente TA_1

I_2 = Capacidad de corriente al ambiente deseado TA_2

TC = Temperatura del conductor en grados Celsius ($^{\circ}$ C)

TA_1 = Temperatura ambiente circundante, de las tablas en grados Celsius ($^{\circ}$ C)

TA_2 = Temperatura ambiente deseada, en grados Celsius ($^{\circ}$ C)

ΔTD = Aumento de temperatura por pérdidas del dieléctrico

6.4.3 Distribución de conductores en ducto

Según la AEIC [4], la posición relativa de tres conductores dentro del ducto es importante porque afecta la distribución del peso de los conductores, por lo tanto, la fuerza normal o perpendicular entre el cable y el ducto. Al tirar tres cables paralelos, la configuración de los cables se rige por la relación entre el diámetro interior del ducto y el diámetro nominal del cable, que se definió anteriormente como factor de atoramiento J. Según las experiencias en campo, se pueden mostrar las siguientes tendencias generales para la distribución del cable en el ducto:

Si $J < 2,4$, los conductores serán en forma triangular

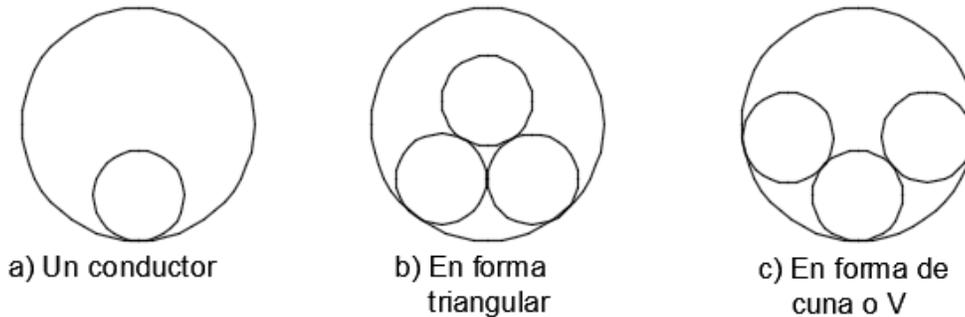
Si $2,4 < J < 2,6$ los cables tienden a ser triangulares.

Si $2,6 < J < 2,8$ los cables son triangulares o en disposición de cuna o V

Si $2,8 < J < 3,0$ los cables tienden a ser en disposición de cuna o V.

Si $J > 3,0$, los cables están en disposición de cuna o V (como se observa en la Figura 1 c)).

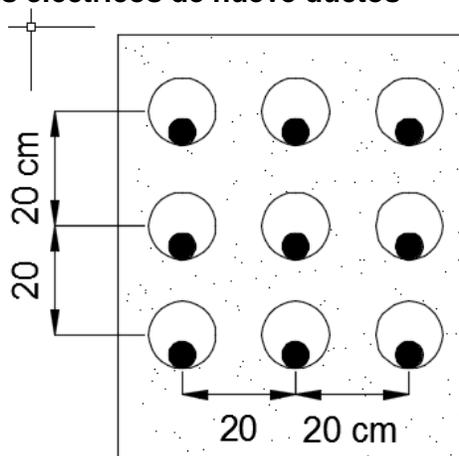
La Figura 1 muestra las distintas configuraciones de los conductores en los ductos.

Figura 1 Configuraciones de conductores en ductos


Fuente: AEIC Underground extruded power cable pulling guide, sección 6.3, página 7 [4]

6.4.4 Separación entre ductos

De acuerdo con el Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 se recomienda una distancia de 20 cm desde el centro de un ducto al centro del otro ducto, como se muestra en la Figura 2 (Detalle 4 Figura 310-1 NTC 2050).

Figura 2 Banco de ductos eléctricos de nueve ductos


Fuente: Figura 310-1 capítulo 3, Icontec, Norma Técnica Colombiana 2050, Código Eléctrico Colombiano [2]

6.4.5 Uso de bandejas portables

Las bandejas portables son una unidad o conjunto de unidades o secciones, con sus herrajes, que forman una estructura rígida utilizada para soportar cables y canalizaciones (NTC 2050, sección 318). Las bandejas portables deben considerarse como elementos de soporte y no como una canalización. En este caso las canalizaciones o conductores deben ser certificados y rotulados para uso en bandejas, y debe cumplirse todos los requisitos señalados en la sección 318 de la NTC 2050, o la IEC 60364-5-52 (Según el RETIE sección 20.3). Para diferentes zonas, como en el caso de las subestaciones, es necesario el uso de cárcamos, donde se puedan instalar las bandejas portables. De esta forma, las dimensiones del cárcamo dependen de las dimensiones de la respectiva bandeja a instalar.

Se debe asegurar la equipotencialidad entre las distintas secciones de la bandeja. Los cables expuestos a radiación ultravioleta instalados en bandeja deben ser resistentes a este tipo de radiación. Por otra parte, en una misma bandeja portacables no deben instalarse conductores eléctricos con ductos para otros usos.

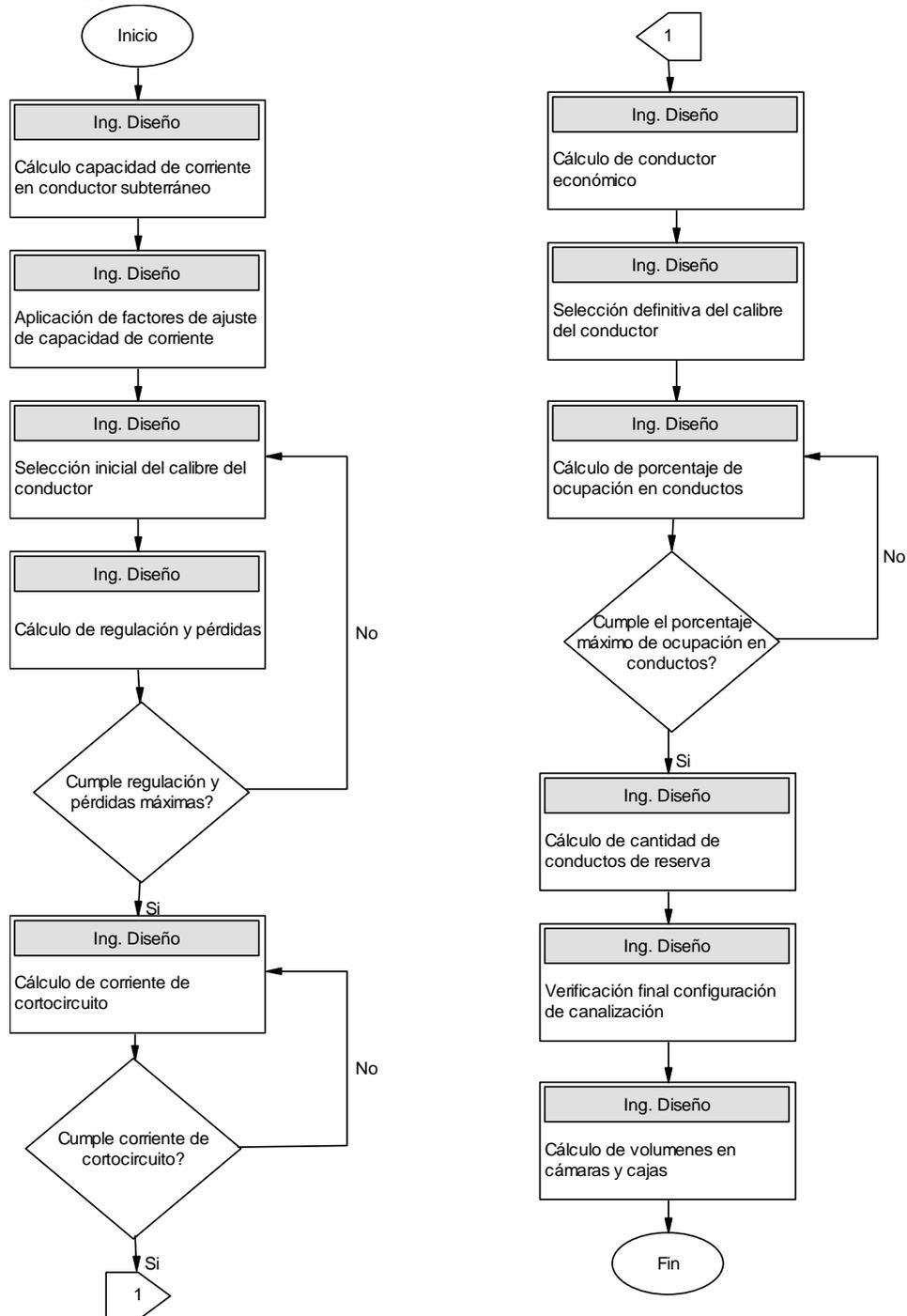
Los accesorios de conexión de bandejas portacables, deben ser diseñados para cumplir su función de soporte y sujeción de los cables y no deben presentar elementos cortantes que pongan en riesgo el aislamiento de los conductores. Los accesorios para la conexión de las bandejas deben ser diseñados para su función de soporte y sujeción de los cables y no tener elementos cortantes que puedan deteriorar el aislamiento del conductor. El conductor no puede presentar daños, ni permitir la propagación del fuego a una distancia mayor a 1,5 metros desde el punto de exposición a la llama; después de retirar y apagar la llama, ésta se tiene que apagar por si sola (UL 83, numeral 5.12.5).

En las bandejas portacables no se debe superar el 40% del volumen del llenado para conductores de fuerza, ni el 50% para los cables de instrumentación, y estos conductores deben cumplir con el código de colores. En la sección 7.2.13 del presente documento se presentan más detalles del cálculo de las bandejas portacables extraídos de la sección 318 de la NTC 2050.

7 PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL CÁLCULO DE CANALIZACIONES Y VOLÚMENES DE ENCERRAMIENTOS.

En la Figura 3 se presenta el flujograma para desarrollar el cálculo de canalizaciones de redes de energía subterráneas y los volúmenes de encerramientos.

Figura 3 Flujograma para el cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramientos



7.1 PARÁMETROS DE ENTRADA

Para el cálculo de capacidad de corriente en conductores subterráneos y posterior selección del calibre del conductor se deben emplear los siguientes parámetros de entrada:

- Potencia del sistema
- Nivel de tensión
- Índice de distorsión armónica total
- Configuración inicial de canalización
- Capacidad de corriente de acuerdo con el calibre y nivel de tensión
- Factores de corrección por temperatura
- Factores de corrección por agrupamiento
- Pérdidas máximas por nivel de tensión
- Regulación de tensión máxima

Por otra parte, para la selección del número y diámetro de los ductos se requieren los siguientes parámetros de entrada:

- Área del conductor de acuerdo con el calibre seleccionado
- Porcentaje máximo de ocupación en ductos

Para el cálculo de ductos de reserva de la canalización se requiere el siguiente parámetro de entrada obtenido de la selección del número de ductos:

- Cantidad de ductos ocupados

Finalmente, para el cálculo del volumen en cámaras y cajas se requieren los siguientes parámetros de entrada:

- Configuración final de la canalización
- Diámetro de los ductos
- Área de los conductores de acuerdo con el calibre seleccionado

7.2 DESARROLLO DEL CÁLCULO

7.2.1 Cálculo de capacidad de corriente

El cálculo de la capacidad de corriente del conductor se desarrolla en el Anexo A. A partir de este cálculo se selecciona el calibre del conductor de acuerdo con la carga requerida.

7.2.2 Aplicación de factores de ajuste de capacidad de corriente

Este ítem se desarrolla en el Anexo B. Después de aplicar los factores, se continúa con la selección del calibre del conductor.

7.2.3 Selección inicial del calibre del conductor

Para este ítem, se determina el conductor inicial, después de tener en cuenta los factores de ajuste y se prosigue con el cálculo de regulación y pérdidas de energía.

7.2.4 Cálculo de regulación de tensión

El cálculo de regulación de tensión se desarrolla en el Anexo A. En caso de cumplir con la regulación requerida por la norma, junto con el cumplimiento de las pérdidas y cortocircuito, se prosigue con el cálculo económico del conductor. En caso de que no se cumpla el porcentaje de regulación, se debe seleccionar nuevamente el calibre del conductor.

7.2.5 Cálculo de pérdidas de energía

El cálculo de pérdidas de energía se desarrolla en el Anexo A. En caso de cumplir con el porcentaje de pérdidas permitido por la norma, junto con el cumplimiento de la regulación de tensión, se prosigue con el cálculo económico del conductor. En caso de que no se cumpla el porcentaje de pérdidas permitidas, se debe seleccionar nuevamente el calibre del conductor.

7.2.6 Cálculo de capacidad de corriente de cortocircuito

Este ítem se desarrolla en el Anexo A. En caso de no cumplir el requerimiento de cortocircuito, se tendrá que seleccionar nuevamente el calibre del conductor, por uno superior.

7.2.7 Cálculo económico del conductor

Este ítem se desarrolla en el Anexo A. Después de este cálculo se prosigue con la selección definitiva del conductor.

7.2.8 Selección definitiva del calibre del conductor

A partir del calibre escogido en el cálculo del conductor económico se verifica el cumplimiento de los parámetros técnicos para la selección definitiva del calibre del conductor más apropiado a implementar en el proyecto específico de distribución.

7.2.9 Porcentaje de ocupación máxima en ductos

Debido a que los conductores eléctricos están por debajo de nivel de piso entonces su capacidad de corriente se disminuye dependiendo de la cantidad de circuitos que se instalen en una canalización y la cantidad de conductores por ducto.

En la Tabla 1 se establece el porcentaje de ocupación máximo de los conductores en ductos conduit y ductos.

Tabla 1 Porcentaje de la sección transversal en ductos conduit y ductos, para el llenado de conductores

Número de Conductores	1	2	Más de 2
Todos los tipos de conductores	53 %	31 %	40 %

Fuente: Tabla 1. Cap 9. Icontec, Norma Técnica Colombiana 2050, Código Eléctrico Colombiano [2]

La Tabla 1 se basa en las condiciones más corrientes de instalación y alineación de los conductores, cuando la longitud de los tramos y el número de curvas de los cables caen dentro de límites razonables.

7.2.10 Verificación del porcentaje de ocupación en ductos

Para verificar el porcentaje de ocupación de los conductores en los ductos, se debe determinar el porcentaje de ocupación de los conductores en los ductos asociados a las redes de distribución subterráneas.

Se deben considerar las siguientes ecuaciones, las cuales están acorde con las secciones de los conductores y ductos eléctricos.

Para los conductores eléctricos.

$$S_c = n * \pi * r^2 \quad \text{Ecuación 3}$$

Donde:

S_c : Sección de los conductores en mm².

n : Número de conductores por ducto.

r : Radio exterior del conductor en mm.

Posteriormente, según el caso, se debe verificar el cumplimiento de la Tabla 1.

Para un conductor por ducto.

$$S_c \leq 0.53 * S_t \quad \text{Ecuación 4}$$

Para dos conductores por ducto.

$$S_c \leq 0.31 * S_t \quad \text{Ecuación 5}$$

Para tres conductores por ducto.

$$S_c \leq 0.40 * S_t \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

S_c : Sección de los conductores en mm².

S_t : Sección total del ducto eléctrico en mm².

7.2.11 Cálculo de cantidad de ductos de reserva

El número de ductos de un banco debe ser superior al número de ductos ocupados con el objeto de permitir futuras expansiones de las redes de distribución.

Para las redes de distribución subterráneas, como recomendación mínima, se puede emplear para la cantidad de ductos de reserva o libres una tercera parte (1/3) de los ductos ocupados de la canalización. Lo anterior se debe verificar y optimizar por parte del diseñador de acuerdo con los planes de expansión de las redes de distribución.

Estos ductos se configuran en reserva para futuras adiciones o reemplazos de ductos deteriorados. El diámetro mínimo de los ductos tanto principal como de reserva será de 3”.

Por ejemplo, para un diseño de 13,2 kV, dio como resultado canalizar 4 circuitos trifásicos, por lo que se ocuparían 4 ductos de 6 pulgadas. Debido a que son 4 los ductos ocupados, se dispondrá de 1/3 para la reserva, es decir, 2 ductos adicionales. De esta forma, en total se tienen 6 ductos para la canalización, 4 ocupados y 2 libres de reserva.

7.2.12 Cálculo de volúmenes en cajas y cámaras eléctricas

Para el cálculo de volúmenes en cajas y cámaras se debe dar cumplimiento a lo establecido en la Sección 370 de la norma NTC 2050, de tal forma que el volumen de la caja o cámara no sea menor al volumen ocupado calculado para los conductores eléctricos, abrazaderas, accesorios de soporte y equipos o dispositivos, como se determina en la Ecuación 7:

$$V_{cr} = V_{ce} + V_a + V_e \quad \text{Ecuación 7}$$

$$V_{ce} = \pi * r^2 * d \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

- V_{cr} : Volumen interno requerido en la cámara, en m³.
- V_{ce} : Volumen de los conductores eléctricos, en m³.
- V_a : Volumen de los accesorios y abrazaderas, en m³.
- V_e : Volumen de los equipos o dispositivos, en m³.
- r : Radio del conductor en m.
- d : Longitud del conductor en el encerramiento en m.

La Tabla 2 presenta las cámaras estandarizadas por el grupo EPM para la red eléctrica de media y baja tensión.

Tabla 2 Cámaras eléctricas para red de media y baja tensión

Red eléctrica	Utilización	Medidas interiores (Metros)	Marco	Tapa
Media tensión	Caja doble	1,2 x 1,5 x 1	Metálico	Concreto
Media tensión	Caja sencilla	0,7 x 1,2 x 1,17	Metálico	Concreto
Media tensión	Tipo vehicular	1,5 x 1,5 x 1,8	Metálico	Concreto
Baja tensión	Vías publicas	0,6 x 0,6 x 0,82	Metálico	Concreto
Baja tensión	Vías privadas	0,6 x 0,6 x 0,82	Metálico	Concreto

Es importante tener en cuenta el radio de curvatura de los conductores para determinar el volumen de las cámaras, debido a que se tiene que considerar el espacio de la curvatura de los conductores. El radio mínimo de curvatura se debe determinar según la sección 300-34 de la NTC 2050, donde se establece que los conductores no deben doblar a un radio inferior a 12 veces el diámetro del conductor aislado.

Según el RETIE, sección 25.7.2 Conductores Subterráneos, los ductos deben colocarse con pendiente mínima de 0,1% hacia las cámaras o cajas de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita el recubrimiento de relleno sobre el ducto, y se

recomienda que la pendiente máxima que se debe presentar en los bancos de ductos es del 30%.

Con respecto a las distancias entre cámaras de inspección o de paso, (según el RETIE, sección 25.7.2, ítem j), deben instalarse en tramos rectos y no pueden superar los 80 metros.

Con respecto a la transposición de fases, el RETIE en su sección 22.7, aisladores y aislamiento de conductores, requiere que los conductores de línea subterránea tengan cámaras de inspección y de transposición. No obstante, la implementación de transposición de fases es usado generalmente en líneas de alta y extra alta tensión y normalmente no se emplea para las redes de distribución.

7.2.13 Cálculo de volúmenes de cárcamos y bandejas portacables

Con respecto a las bandejas portacables, según la NTC 2050, sección 318-10, el número de conductores sencillos en bandejas portacables para 2.000 V nominales o menos, se rige según los siguientes ítems, para bandejas tipo escalera o batea ventilada:

- La suma de todos los diámetros de los cables de conductor sencillo de 506,70 mm² o mayores, no debe superar el ancho de la bandeja portacables.
- La suma de todas las secciones transversales de los cables de conductor sencillo de 126,67 mm² a 506,70 mm², no debe superar la superficie máxima permitida según la columna 1 de la Tabla 3.
- La suma de las secciones transversales de todos los cables inferiores a 506,70 mm² no debe superar la superficie máxima permitida de la columna 2 de la Tabla 3, tal que, en la misma bandeja, estén instalados conductores de 506,70 mm² o mayores, con cables de conductor sencillo inferiores a 506,70 mm².
- La suma de todos los diámetros de los cables de conductor sencillo de 53,50 mm² a 107,21 mm², no debe superar el ancho de la bandeja portacables.

Tabla 3 Superficie máxima admisible de ocupación para los cables de conductor sencillo en bandejas portacables tipo escalera, canal ventilado o de fondo sólido, para cables de 2000 V nominales o menos

Anchura interior de la bandeja en cm	Superficie máxima admisible de ocupación para cables de conductor sencillo en cm ²	
	Columna 1 Aplicable sólo al artículo 318-10.a).2)	Columna 2 ¹ Aplicable sólo al artículo 318-10.a).3)
15	42	42-(1,1xSd)
23	61	61-(1,1xSd)
30	84	84-(1,1xSd)
45	125	125-(1,1xSd)
60	167	167-(1,1xSd)
75	210	210-(0,1xSd)
90	252	252-(0,1xSd)

Fuente: Tabla 318-10. Icontec, Norma Técnica Colombiana 2050, Código Eléctrico Colombiano [2]

Notas:

1. Se debe calcular la sección máxima admisible de la columna 2. Por ejemplo, la superficie máxima admisible en cm^2 , de una bandeja de 152 mm de ancho de la columna 2, debe ser $42 - (1,1 \times Sd)$.
2. La expresión Sd de la columna 2 es la suma de diámetros (en cm) de todos los cables de conductor sencillo de sección transversal $506,7 \text{ mm}^2$ (1000 kcmils) y mayores instalados en la misma bandeja con cables más pequeños.

Los conjuntos de conductores (cobre o aluminio) deben ser distribuidos de forma uniforme a lo ancho de la bandeja portacables.

Para el caso de conductores sencillos Tipo MV y MC de 2.001 V en adelante, según la sección 318-12, de la NTC 2050, la suma de todos los diámetros de los cables sencillos (o si van en grupos de tres, cuatro o juntos formando grupos por circuitos) no puede superar la anchura de la bandeja portacables y los conductores deben estar ubicados en una sola capa.

Para el caso de subestaciones, en algunos casos, las bandejas portacables van ubicadas al interior de cárcamos. Las dimensiones de este cárcamo dependen exclusivamente de la cantidad y el ancho y la altura de las bandejas portacables a instalar. Se recomienda emplear una separación mínima de 5 cm entre cada costado de la bandeja portacables y las paredes del cárcamo y usar una separación mínima de 15 cm entre el piso del cárcamo y la parte inferior de la bandeja portacables.

7.3 RESULTADOS OBTENIDOS

Los resultados obtenidos del procedimiento de cálculo de canalizaciones y volúmenes de encerramiento son los siguientes:

- Configuración del banco de ductos de la canalización
- Diámetro mínimo de los ductos de la canalización
- Dimensiones de las cámaras y cajas asociadas a la canalización
- Dimensiones de los cárcamos y bandejas portacables

8 EJEMPLOS DE APLICACIÓN

8.1 EJEMPLO: CIRCUITO SUBTERRANEO DE 13,2 KV

A modo de ejemplo se realizarán los cálculos para un tramo de red subterránea de un circuito a 13,2 kV. Para el ejercicio se toma el mismo ejemplo que se trabajó en la guía de selección económica del conductor y se planteará la subterranización del primer kilómetro de red a la salida de la subestación A, tramo 1.

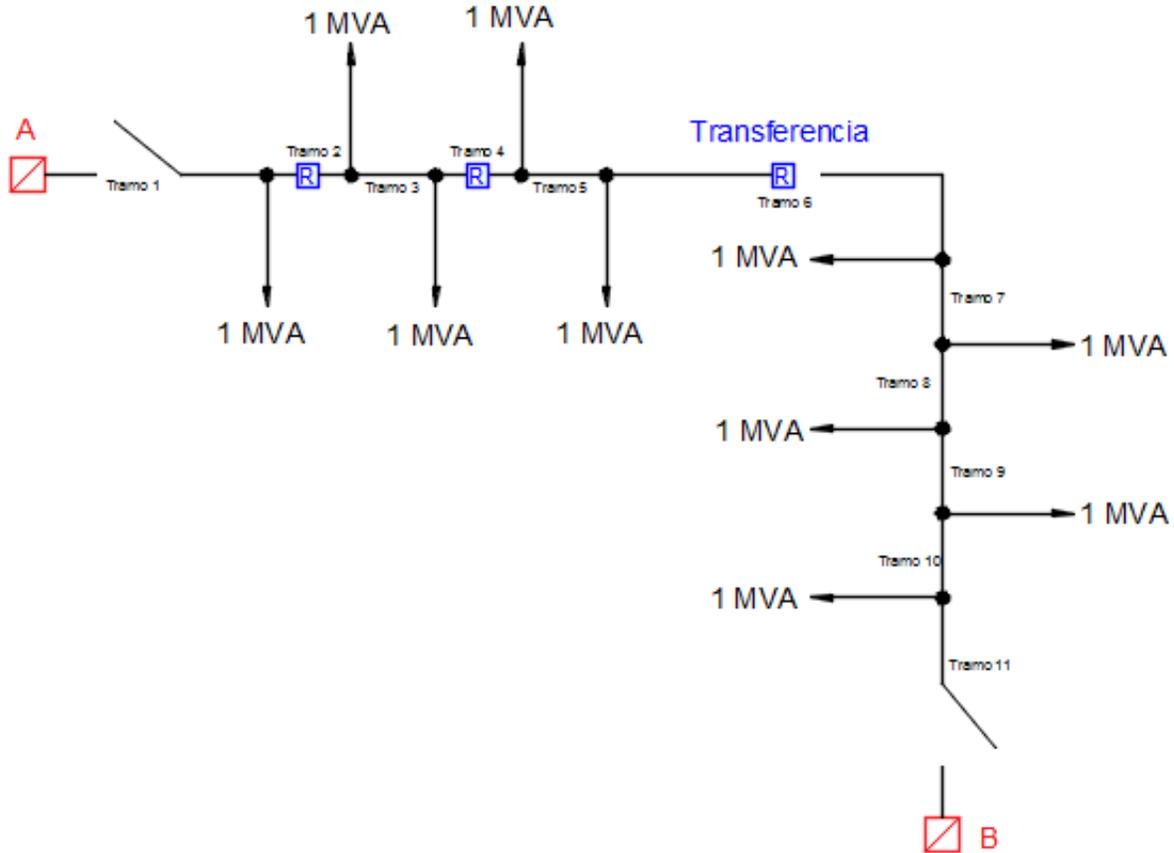
Se está diseñando una red de media tensión para el operador de red EPM a 13,2 kV. Durante operación normal operará como dos circuitos independientes debido a una transferencia que se ubicará en la mitad, bajo contingencias cada una de las subestaciones podrá alimentar la carga de su circuito y el 50% de la carga del segundo circuito.

La red considerada es de tipo radial, con flujo de potencia unidireccional y se considera un modelo de carga uniformemente distribuido.

El sistema de distribución considerado cuenta con los siguientes parámetros:

- Tipo de sistema: trifásico.
- Tipo de red: aérea.
- Tipo de conductor a emplear: ACSR.
- Tensión: 13,2 kV.
- Potencia: 5 MVA por circuito, bajo contingencia de sobrecarga del 40%.
- Distancias: 6 km cada circuito, cargas uniformemente distribuidas
- Corriente de falla: 8 kA.
- Tiempo de despeje de falla: 0,2 s.
- Temperatura de la tierra: 30°C.

La red considerada está compuesta por los tramos que se muestran en la Figura 4, los cuales se definen como los sectores de la red entre dos derivaciones o entre una subestación y una derivación. Para este ejemplo se tendrá en cuenta el tramo 1.

Figura 4 Tramos de la red de 13,2 kV


Debido a que las cargas son equidistantes, la distancia de los tramos se encuentra dividiendo la longitud total del circuito entre el número de tramos:

$$\text{Longitud tramos} = (12 \text{ kms})/11 = 1,1 \text{ kms}$$

- **Sector subestación A**

Tramo 1: Longitud 1,1 km, potencia transportada 5 MVA.

8.1.1 Cálculo de la capacidad de corriente del conductor subterráneo

Inicialmente se realiza el cálculo de la corriente de operación del conductor. Debido a que el caso de estudio es trifásico la corriente se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$I_c = S_{3\phi} / (\sqrt{3} \times V_L) \quad \text{Ecuación 9}$$

Donde:

$S_{3\phi}$: potencia del sistema trifásico en kVA

I_c : Corriente de operación del conductor en A

V_L : Tensión de línea en kV

Los resultados para la operación del sistema en condiciones normales se presentan en la Tabla 4.

Tabla 4 Calculo de corriente en operación normal

Tramos										
Tramo	NI	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.15 (factor de seguridad)
			km	y		kW		kVA	A	A
1	0	1	1.100	13.200	3	4.500	0,90	5.000	218,69	251,50

No obstante, el conductor debe estar en capacidad de soportar la corriente que circularía por el circuito durante una contingencia. Se define la contingencia como la ocurrencia de una falla en una de las subestaciones, en cuyo caso se cerraría la transferencia y la subestación que permanezca operando alimentaría hasta el 40% de la carga, que en condiciones normales estaría separada por dicha transferencia.

Bajo el escenario de la contingencia, se tendrían las siguientes condiciones:

- Tramo 1: Longitud 1,1 km, potencia transportada 7 MVA.

Los resultados para la operación del sistema bajo contingencia se presentan en la Tabla 5 y la Tabla 6.

Tabla 5 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en S/E A)

Tramos										
Tramo	NI	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.05 (factor de seguridad)
			km	V		kW		kVA	A	A
1	0	1	1.100	13.200	3	6.300	0,90	7.000	306,17	321,48

Tabla 6 Calculo por capacidad de corriente bajo contingencia (falla en S/E B)

Tramos										
Tramo	NI	N F	Distancia	Tensión	No. Fases	Potencia	Factor de potencia	Potencia	I	I*1.05 (factor de seguridad)
			km	V		kW		kVA	A	A
1	0	1	1.100	13.200	3	0	0,90	0	0	0

La selección del calibre del conductor por capacidad de corriente se realiza a partir de la tabla 310.80 de la NTC 2050 (ver Tabla 7) que suministra la capacidad de corriente de conductores sencillos de aluminio aislados y enterrados en ductos para media tensión (Un cable de tres conductores por ducto). Para este caso se emplea la capacidad de corriente para tres circuitos en la misma canalización.

Tabla 7 Selección del conductor subterráneo por capacidad de corriente

Sección transversal del conductor (calibre)		Temperatura nominal del conductor Véase Tabla 310-61			
		Capacidad de corriente para 2 001-5 000 V (A)		Capacidad de corriente para 5 001-35 000 V (A)	
mm ²	AWG-kcmils	90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
		Tipo MV-90	Tipo MV-105	Tipo MV-90	Tipo MV-105
Tres circuitos	(Véase la Figura 310-1 Detalle 2)				
8,36	8	41	44	—	—
13,29	6	54	58	59	64
21,14	4	70	75	75	81
33,62	2	90	97	100	105
42,20	1	105	110	110	120
53,50	1/0	120	125	125	135
67,44	2/0	135	145	140	155
85,02	3/0	155	165	160	175
107,21	4/0	175	185	180	195
126,67	250	190	205	200	215
177,34	350	230	250	240	255
253,35	500	280	300	285	305
380,02	750	345	375	350	375
506,70	1000	400	430	400	430

Fuente: Tabla 310-80. Icontec, Norma Técnica Colombiana 2050, Código Eléctrico Colombiano [2]

A partir de las corrientes que debe soportar el conductor bajo contingencia en el tramo 1 se define el calibre mínimo por capacidad de corriente para el caso más crítico:

- Calibre conductor Tramo 1 por capacidad de corriente: 750 kcmil

En la Tabla 7 se observa que, para 90°C el conductor de calibre 750 kcmil está en capacidad de conducir una corriente de 350 A que es superior a la corriente de operación calculada en contingencia.

8.1.2 Aplicación de factores de ajuste de capacidad de corriente

La capacidad de corriente del conductor debe ajustar con base en la temperatura ambiente de la zona de instalación. El cálculo se realiza con la siguiente expresión:

$$I' = \sqrt{\frac{T_c - T'_a}{T_c - T_a}} * I = \sqrt{\frac{90 - 30}{90 - 20}} * I_{\text{conductor en tabla}}$$

Donde la temperatura del conductor según tablas es de 90 °C, la temperatura ambiente en tablas es de 20 °C y la temperatura ambiente deseada es de 30 °C. En la Tabla 8 se muestran los resultados de la corrección por temperatura.

Tabla 8 Capacidades de corriente corregidas por temperatura

AWG - kcmil	Capacidad de corriente de la Tabla 7	Capacidad de corriente corregida	
		Un conductor por fase	Dos conductores por fase
3/0	160	148,131	296,262
4/0	180	166,648	333,295
250	200	185,164	370,328
350	240	222,197	444,394
500	285	263,859	527,717
750	350	324,037	648,074
1000	400	370,328	740,656

8.1.3 Selección inicial del calibre del conductor

Según la Tabla 8 de la capacidad de corriente corregida por temperatura, para la condición de contingencia en el tramo 1 se requiere de un conductor con calibre 1.000 kcmil, si se usa un conductor por fase. No obstante, un conductor de este calibre podría presentar problemas de instalación por su tamaño y por lo tanto es conveniente seleccionar dos conductores por fase de calibre 4/0 AWG, que están en capacidad de conducir una corriente de 333,3 A.

Por consiguiente, se tiene la siguiente selección inicial del calibre del conductor:

- Calibre conductor tramo 1 por capacidad de corriente: 4/0 AWG (Dos conductores por fase)

8.1.4 Cálculo de regulación

Se realiza el cálculo de regulación por el método del momento para los calibres calculados por capacidad de corriente. La regulación no debe superar el 3% en el punto más remoto del circuito.

En la Tabla 9 se muestran los resultados del cálculo de regulación.

Tabla 9 Resultados de cálculos de regulación

CALCULOS DE REGULACIÓN									
N I	N F	metros	CARGA	CARGA	MOMENTO	CALIBRE FASE	FASES	CAIDA DE TENSION %	
		m	7000 VA	kVA	kVA-m	AWG		Tramo	Acumulada
0	1	1.100,0	1	7,00	7.700,0	4/0	3	2,7791	2,7791

Se obtiene que el porcentaje de regulación para el calibre de conductor seleccionado es menor al 3%.

8.1.5 Cálculo de pérdidas

Se realiza el cálculo de perdidas correspondiente.

$$Pérdidas = \frac{\sqrt{3} * (306,17) * 0,267 * 1,1 * (0,7 * 1 + 0,3) * 100}{13.200 * 0,9 * 2} = 0,66\%$$

Se obtiene que el calibre seleccionado cumple el porcentaje de pérdidas máximas.

8.1.6 Cálculo del calibre del conductor por corriente de corto circuito

Se procede a evaluar que el calibre, seleccionado en el análisis de capacidad de corriente, esté en capacidad de soportar la corriente de cortocircuito durante una eventual falla, aplicando la siguiente ecuación:

$$A = \frac{I * \sqrt{t}}{k} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

A: es la sección mínima del conductor en mm².

T: es el tiempo de despeje de falla.

K: es una constante propia del conductor calculada como se muestra en la guía metodológica de conductor económico.

Para el caso considerado k es 93, con lo que se obtiene:

$$A = (8000 * \sqrt{0,2}) / 93 = 38,06 \text{ mm}^2$$

El conductor mínimo que cumple con este requerimiento es el calibre 1/0 AWG que tiene un área de sección transversal de 53,48 mm².

Del análisis anterior se concluye que el conductor seleccionado en el análisis de capacidad de corriente para el tramo 1, tiene la capacidad térmica para transportar la corriente de falla del sistema y por lo tanto no se requiere modificar el calibre.

De esta forma, se confirma la siguiente selección del conductor de acuerdo con el análisis técnico:

- Calibre conductor tramo 1 por análisis técnico: 4/0 AWG (Dos conductores por fase)

8.1.7 Cálculo del conductor económico

Tramo 1

Para el estudio de cálculo económico se obtuvo la siguiente información.

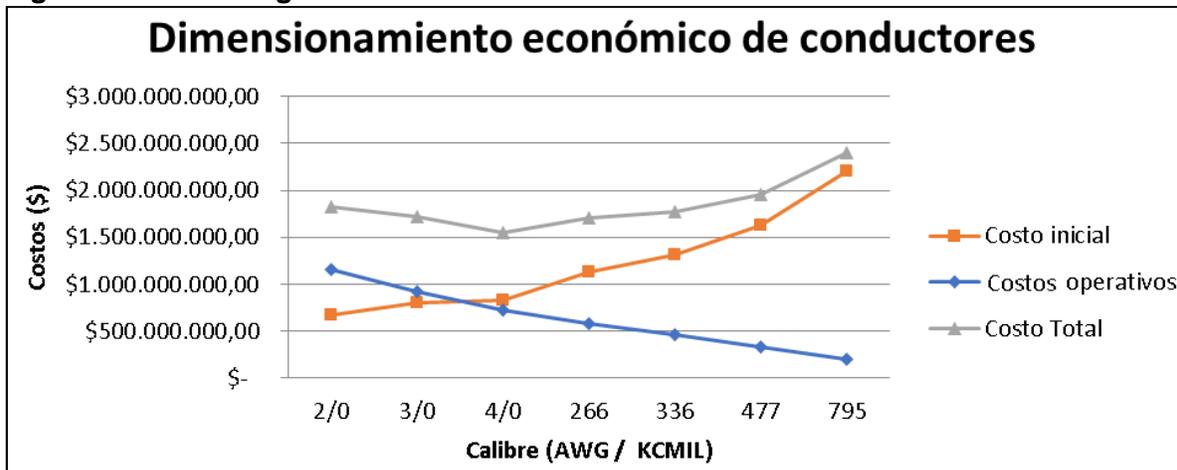
Conductor óptimo económicamente: **4/0 AWG**
(Con ajuste por dimensionamiento técnico)

Costo inicial **\$824.840.016**
Costo operativo (VPN): **\$725.002.151**

Costo total del proyecto en valor presente neto: **\$1.549.842.167,33**
(costo inicial + costo operativo)

La Figura 5, muestra gráficamente los resultados obtenidos.

Figura 5 Resultado gráfico del cálculo económico de conductores tramo 1



Por lo tanto, se tiene la siguiente selección del conductor de acuerdo con el análisis económico:

- Calibre conductor tramo 1 por análisis económico: 4/0 AWG (Dos conductores por fase)

8.1.8 Selección definitiva del calibre del conductor

El calibre del conductor seleccionado a partir de la evaluación técnica es 4/0 AWG (Dos conductores por fase). Así mismo, el calibre del conductor seleccionado de acuerdo con el análisis económico corresponde a 4/0 AWG (Dos conductores por fase).

Por consiguiente, se tiene la siguiente selección definitiva del conductor para la subterranización del tramo 1 de acuerdo con el análisis técnico y económico:

- Selección definitiva calibre conductor Tramo 1: 4/0 AWG (Dos conductores por fase)

8.1.9 Cálculo del porcentaje de ocupación de ductos

El área de sección transversal de la canalización se selecciona a partir del área de los conductores considerando que para el caso de un conductor por ducto (en el ejemplo se tiene un cable de tres conductores por ducto) el porcentaje de ocupación máximo debe ser del 53%. A continuación, se presentan los cálculos respectivos.

El área de sección transversal equivalente de los conductores se obtiene de la siguiente expresión.

$$A_{equivalente} = 1,1 * n * \pi * r^2_{conductor} \quad \text{Ecuación 11}$$

De catálogo de fabricante se obtiene que un conductor 3x4/0 XLPE 15 kV 100% tiene un diámetro total de 59,17 mm, entonces:

$$A_{equivalente} = 1,1 * 1 * \pi * (0,029585)^2 = 0,00302472 \text{ m}^2$$

$$A_{equivalente} = 3.024,7 \text{ m}^2$$

De forma equivalente se calculó el área de sección transversal de los ductos empleando el radio de los ductos suministrados por fabricantes y aplicando la siguiente ecuación:

$$A_{ducto} = \pi * r^2_{ducto} \quad \text{Ecuación 12}$$

En la Tabla 10 se presentan los resultados del cálculo del área que pueden ocupar los cables dentro del ducto.

Tabla 10 Cálculo del área efectiva de los ductos

Diámetro nominal en pulgadas	Diámetro interno en mm	Área de sección transversal mm ²	Área efectiva máxima mm ² (53%)
3	75	4.418	2.342
4	100	7.854	4.163
6	150	17.671	9.366

Debido a que el conductor ocupa un área de 3.024,7 mm² se deben emplear ductos con diámetro mínimo de 4" que tienen un área efectiva de 4.163 mm². Según esto, se estaría ocupando el 38,5% del ducto y se cumple con lo establecido por la normatividad de acuerdo con la siguiente verificación:

$$S_c \leq 0.53 * S_t \quad \text{Ecuación 13}$$

$$3.024,7 \text{ mm}^2 < 0.53 * 7.854 < 4.163 \text{ mm}^2$$

Debido a que se tienen dos conductores por fase con calibre 4/0 AWG, entonces se requieren dos ductos de diámetro 4".

8.1.10 Cálculo de la cantidad de ductos de reserva

De acuerdo con lo estipulado en la presente guía se recomienda emplear para la cantidad de ductos de reserva o libres mínimo una tercera parte (1/3) de los ductos ocupados de la canalización.

Para la subterranización del tramo 1 se tienen ocupados dos ductos de cuatro pulgadas. Por lo tanto, se tiene el siguiente cálculo:

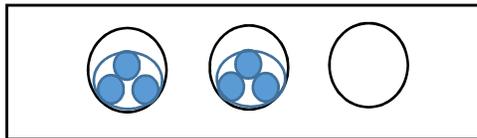
$$D_{reserva} = \frac{1}{3} * D_{ocupados} = \frac{1}{3} * 2 = 0,67 \quad \text{Ecuación 14}$$

De esta forma, se requiere un ducto de reserva para la canalización de la subterranización del tramo 1.

8.1.11 Verificación final configuración de canalización

Del análisis anterior se obtiene que se requieren 2 ductos de diámetro 4" para los conductores del circuito de media tensión y adicionalmente se requiere un ducto de diámetro de 4" de reserva. En la Figura 6 se muestra la disposición de los conductores de media tensión en la respectiva canalización.

Figura 6 Disposición de conductores de media tensión en canalización



Fuente: Figura 310-1. Icontec, Norma Técnica Colombiana 2050, Código Eléctrico Colombiano [2]

Por lo tanto, para la subterranización del tramo 1 se debe implementar una canalización de 3 ductos de 4" con disposición horizontal.

8.1.12 Cálculo de volúmenes en cámaras y cajas

En general, el volumen de la caja no debe ser menor al volumen ocupado calculado para los conductores eléctricos, abrazaderas, accesorios de soporte y equipos o dispositivos. Para el caso de estudio no se tienen abrazaderas, accesorios de soporte, ni equipos o dispositivos.

Por lo tanto, para determinar el volumen interno requerido de la cámara, inicialmente se debe calcular el volumen del conductor. Este volumen se determina de la siguiente forma:

$$V_{ce} = \pi * r^2 * d \quad \text{Ecuación 15}$$

De acuerdo con el catálogo de fabricantes para el conductor 3x4/0 AWG XLPE 15 kV se tiene un diámetro total de 59,17 mm. Adicionalmente, de acuerdo con la Tabla 2 de la presente guía, para la caja sencilla se tiene una medida de largo de 1,8 m y por lo tanto la distancia total del conductor es esta longitud. Reemplazando estos valores en la ecuación se tiene el volumen para cada conductor 3x4/0 AWG XLPE 15 kV:

$$V_{ce} = \pi * 0,029585^2 * 1,8 = 0,002749 * 1,8$$

$$V_{ce} = 0,004949 \text{ m}^3$$

De esta forma, el volumen total requerido en la cámara es el siguiente:

$$V_{cr} = V_{cetotal} + V_a + V_e = 0,004949 * 3 + 0 + 0$$

$$V_{cr} = 0,01485 \text{ m}^3$$

Por otra parte, el volumen total de la cámara es:

$$V_c = 0,7 * 1,2 * 1,17$$

$$V_c = 0,9828 \text{ m}^3$$

El volumen de la cámara (0,9828 m³) es mayor que el volumen total requerido (0,01485 m³) y por lo tanto se puede emplear la caja sencilla para la interconexión de la canalización de 3 ductos de 4".

Al considerar el radio mínimo de curvatura de los conductores, según la sección 300-34 de la NTC 2050, se tiene el siguiente volumen total requerido en la cámara:

$$V_{ce} = \pi * 0,029585^2 * \left(0,05917 * 12 * 275 * \frac{2 * \pi}{360} \right) = \pi * 0,029585^2 * 3,4079$$

$$V_{ce} = 0,0093709 \text{ m}^3$$

$$V_{cr} = V_{ce} + V_a + V_e = 0,0093709 * 3 + 0 + 0$$

$$V_{cr} = 0,02811 \text{ m}^3$$

El volumen de la cámara (0,9828 m³) es mayor que el volumen total requerido (0,02811 m³) y por lo tanto se confirma que por volumen es suficiente la caja sencilla para la interconexión de la canalización de 3 ductos de 4".

8.1.13 Cálculo de cárcamos y bandejas portacables

En el caso de requerir bandeja portacables en vez de ductos, se aplica el cálculo de las dimensiones de la bandeja, según la NTC 2050, sección 318-10 a) 4), para conductores sencillos de 1/0 a 4/0 AWG. De acuerdo con esta sección, la suma de los diámetros de todos los cables no debe superar la anchura de la bandeja.

Considerando que cada conductor de calibre 4/0 AWG AI XLPE 15 kV tiene un diámetro de 1,168 cm, se calcula el diámetro total de los conductores de la siguiente forma:

$$S_d = 1,168 * 6 = 7,008 \text{ cm}$$

Por lo tanto, se puede elegir una bandeja de 15 centímetros de ancho y con altura de 5 centímetros. Según esto, se cumple con lo estipulado por la norma ya que la suma de los diámetros de los conductores es menor al ancho de la bandeja portacables.

Para las dimensiones del cárcamo se suman las distancias mínimas recomendadas en la presente guía. De esta forma, el cárcamo debe tener mínimo un ancho de 25 cm y de altura 20 cm.

8.1.14 Resultados

El tramo 1 se debe subterranizar empleando las siguientes especificaciones:

Conductor: 2 x 3 x 4/0 AWG (F) XLPE 15 kV, 100%

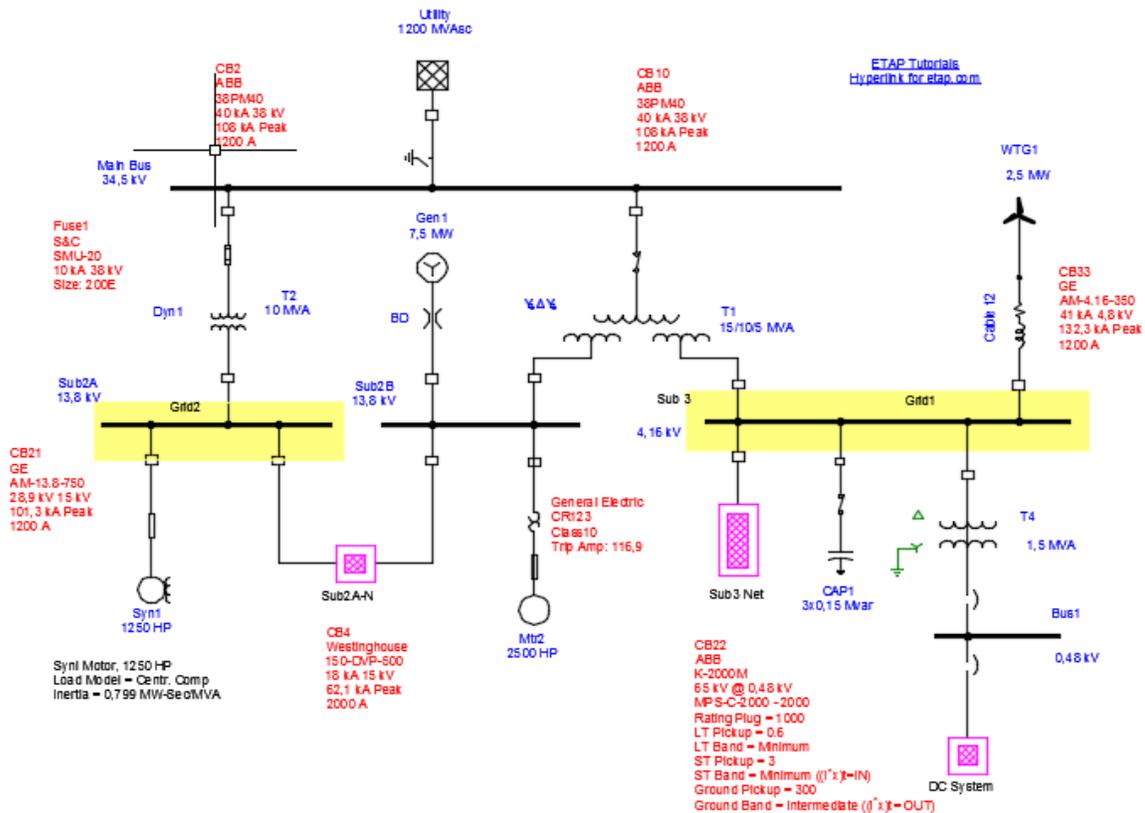
Canalización: 3 ϕ 4" (Tres ductos de cuatro pulgadas) en disposición horizontal.

Con respecto a las especificaciones técnicas de EPM, solamente se admiten ductos de uso eléctrico tipo PVC DB (Norma NTC 1630) y TDP (Norma NTC 3363). Estos tipos de ductos deben estar en perfecto estado a simple vista, sin fisuras, perforaciones, o con deformaciones de curvatura, ni con diámetro distinto al especificado. Para el uso de otro tipo de ductos debe solicitarse aceptación por parte de EPM.

8.2 EJEMPLO DE APLICACIÓN CON SOFTWARE

A continuación, como referencia se presenta un ejemplo de cálculo de canalizaciones empleando el software ETAP 18 [5], mostrando en la Figura 7 el diagrama unifilar del caso.

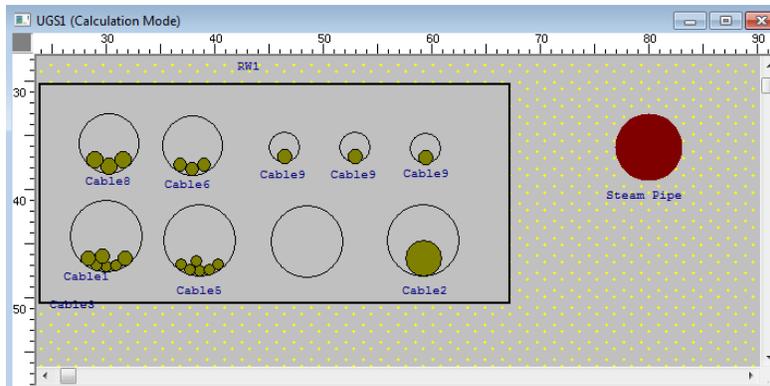
Figura 7 Diagrama unifilar para el caso estudio



Fuente: ETAP 18 [5].

La Figura 8 corresponde al diagrama UGS (Underground Raceway Systems) que proporciona el software ETAP para la sección transversal del sistema subterráneo.

Figura 8 Diagrama UGS (Sección transversal del sistema subterráneo)



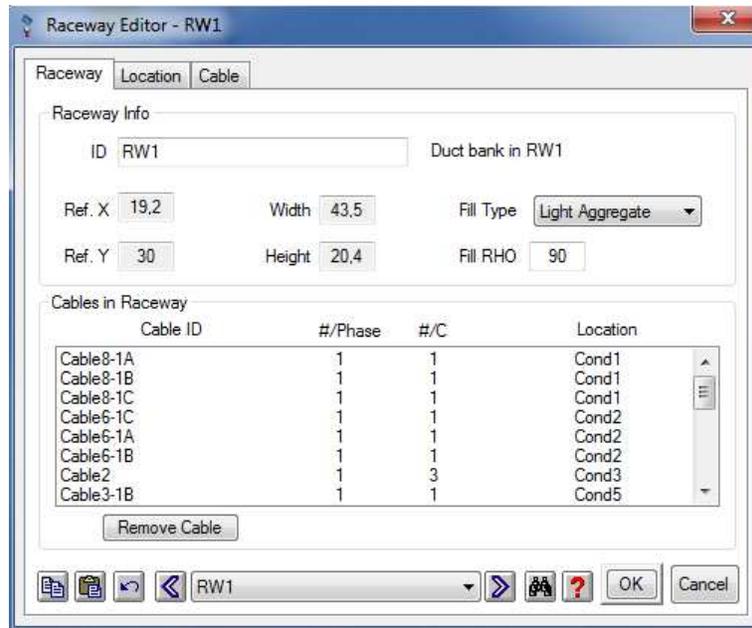
Fuente: ETAP 18 [5].

El diagrama UGS permite organizar gráficamente los ductos, cables y fuentes de calor externas.

En la Figura 9 se puede observar el editor Raceway que contiene la información de las canalizaciones, como la altura en pulgadas o centímetros, el ancho en pulgadas o centímetros, las coordenadas para los puntos de referencia, la resistencia térmica del

material RHO, que se especifica en grados Celcius y por último la lista de los cables contenidos en los ductos, los cuales se describen con su ID, número de conductores por fase, número de conductores por cable y ubicación.

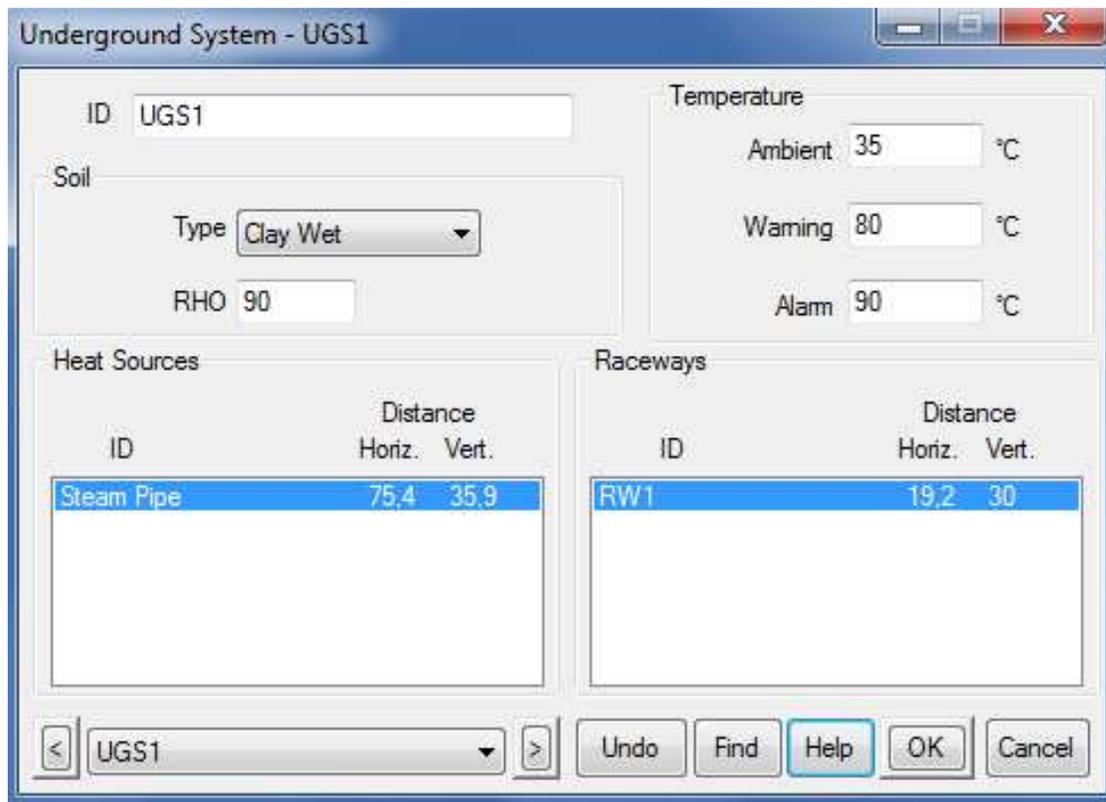
Figura 9 Editor Raceway con la información de la canalización y conductores



Fuente: ETAP 18 [5].

En la Figura 10 se presenta el editor con la información del sistema subterráneo, la temperatura ambiente que para el caso de estudio es de 35°C, la temperatura máxima permitida por el conductor, que para este caso es de 90°C, y el tipo de suelo, que para el caso de estudio es Clay Wet con RHO (Resistividad térmica del suelo) de 90 C-cm/Watt.

Figura 10 Editor del sistema subterráneo



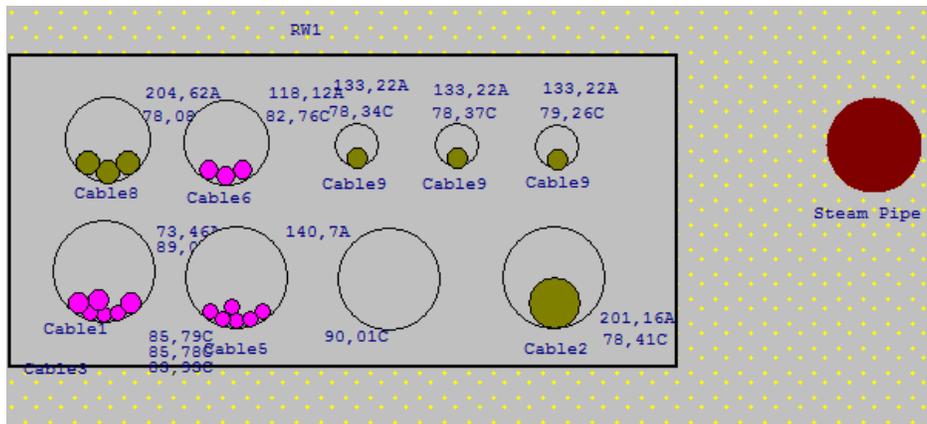
Fuente: ETAP 18 [5].

El software ETAP también permite simular fuentes de calor externas, como ductos de vapor u otras fuentes de calor en las proximidades de la canalización. Para el presente ejemplo, se simula una fuente de calor con un diámetro exterior de 6 pulgadas y con temperatura de operación de 80°C.

En la Figura 11 se observa la capacidad de corriente de los conductores en condiciones de capacidad de corriente uniformes para todos los cables del sistema de canalización. Esta simulación supone que toda la carga de todos los conductores aumenta o disminuye de forma uniforme en función de la capacidad de corriente base.

La capacidad de corriente se calcula en este caso aumentando la carga de los conductores hasta que la temperatura del conductor más caliente alcance el límite permitido. El software ETAP, usa el método de Neher-McGrath para este cálculo.

Figura 11 Simulación de aumento de carga en conductores para el cálculo de capacidad de corriente en condiciones uniformes.



Fuente: ETAP 18 [5].

En la Tabla 11 se presentan los resultados de capacidad de corriente para la simulación con aumento de carga.

Tabla 11 Resultados para la simulación de aumento de carga en conductores

Analysis Results (RW1)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Conductor per Cable	Energized Conductor per Cable	Rdc @ Final Temp. $\mu\text{Ohm/ft}$	Dielectric Losses Watt/ft	Y_c	Y_s	Conductor		
									Losses Watt/ft	Current Amp	Temp. $^{\circ}\text{C}$
1	Cable1-1A	Cond5	1	1	102.94	0.127	0.002	0.001	0.818	89.07	83.93
2	Cable1-1B	Cond5	1	1	102.94	0.127	0.002	0.001	0.818	89.07	83.93
3	Cable1-1C	Cond5	1	1	102.94	0.127	0.002	0.001	0.818	89.07	83.93
4	Cable2	Cond3	3	3	17.29	0.020	0.110	0.015	2.330	201.16	78.41
5	Cable3-1A	Cond5	1	1	200.77	0.086	0.000	0.001	1.084	73.46	85.79
6	Cable3-1B	Cond5	1	1	200.77	0.086	0.000	0.001	1.084	73.46	85.79
7	Cable3-1C	Cond5	1	1	200.77	0.086	0.000	0.001	1.084	73.46	85.79
8	Cable5-1A	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
9	Cable5-1B	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
10	Cable5-1C	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
11	Cable5-2A	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
12	Cable5-2B	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
13	Cable5-2C	Cond6	1	1	63.75	0.020	0.006	0.002	1.269	140.70	90.01
14	Cable6-1A	Cond2	1	1	78.53	0.117	0.003	0.002	1.099	118.12	82.76
15	Cable6-1B	Cond2	1	1	78.53	0.117	0.003	0.002	1.099	118.12	82.76
16	Cable6-1C	Cond2	1	1	78.53	0.117	0.003	0.002	1.099	118.12	82.76
17	Cable8-1A	Cond1	1	1	26.06	0.175	0.033	0.008	1.127	204.62	78.08
18	Cable8-1B	Cond1	1	1	26.06	0.175	0.033	0.008	1.127	204.62	78.08
19	Cable8-1C	Cond1	1	1	26.06	0.175	0.033	0.008	1.127	204.62	78.08
20	Cable9-1A	Cond7	1	1	61.47	0.127	0.003	0.000	1.094	133.22	78.37
21	Cable9-1B	Cond8	1	1	61.46	0.127	0.003	0.000	1.094	133.22	78.34
22	Cable9-1C	Cond9	1	1	61.64	0.127	0.003	0.000	1.097	133.22	79.26

Y_c = Increment of AC/DC resistance ratio due to AC current skin and proximity effect

Y_s = Increment of AC/DC resistance ratio due to losses of circulation and eddy current effect in shield, sheath and armor

Fuente: ETAP 18 [5].

Para condiciones normales, sin aumento de carga, se presentan los resultados de la simulación en la Tabla 12.

Tabla 12 Resultados para la simulación sin aumento de carga

Analysis Results (RW1)

No.	Cable ID	Conduit/Location ID	Conductor per Cable	Energized Conductor per Cable	Rdc @ Final Temp. $\mu\text{Ohm}/\text{ft}$	Dielectric Losses Watt/ft	Y_c	Y_s	Conductor Losses Watt/ft	Current Amp	Temp. $^{\circ}\text{C}$
1	Cable1-1A	Cond5	1	1	96.27	0.127	0.002	0.002	0.347	60.00	63.70
2	Cable1-1B	Cond5	1	1	96.27	0.127	0.002	0.002	0.347	60.00	63.70
3	Cable1-1C	Cond5	1	1	96.27	0.127	0.002	0.002	0.347	60.00	63.70
4	Cable2	Cond3	3	3	16.99	0.020	0.113	0.015	3.324	242.00	73.01
5	Cable3-1A	Cond5	1	1	187.32	0.086	0.000	0.001	0.414	47.00	64.32
6	Cable3-1B	Cond5	1	1	187.32	0.086	0.000	0.001	0.414	47.00	64.32
7	Cable3-1C	Cond5	1	1	187.32	0.086	0.000	0.001	0.414	47.00	64.32
8	Cable5-1A	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
9	Cable5-1B	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
10	Cable5-1C	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
11	Cable5-2A	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
12	Cable5-2B	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
13	Cable5-2C	Cond6	1	1	58.10	0.020	0.007	0.002	0.023	20.00	61.26
14	Cable6-1A	Cond2	1	1	77.47	0.117	0.003	0.002	1.891	156.00	78.51
15	Cable6-1B	Cond2	1	1	77.47	0.117	0.003	0.002	1.891	156.00	78.51
16	Cable6-1C	Cond2	1	1	77.47	0.117	0.003	0.002	1.891	156.00	78.51
17	Cable8-1A	Cond1	1	1	24.66	0.175	0.037	0.008	0.368	120.00	61.30
18	Cable8-1B	Cond1	1	1	24.66	0.175	0.037	0.008	0.368	120.00	61.30
19	Cable8-1C	Cond1	1	1	24.66	0.175	0.037	0.008	0.368	120.00	61.30
20	Cable9-1A	Cond7	1	1	58.89	0.127	0.003	0.000	0.378	80.00	65.25
21	Cable9-1B	Cond8	1	1	58.67	0.127	0.003	0.000	0.377	80.00	64.14
22	Cable9-1C	Cond9	1	1	59.33	0.127	0.003	0.000	0.381	80.00	67.52

Y_c = Increment of AC/DC resistance ratio due to AC current skin and proximity effect

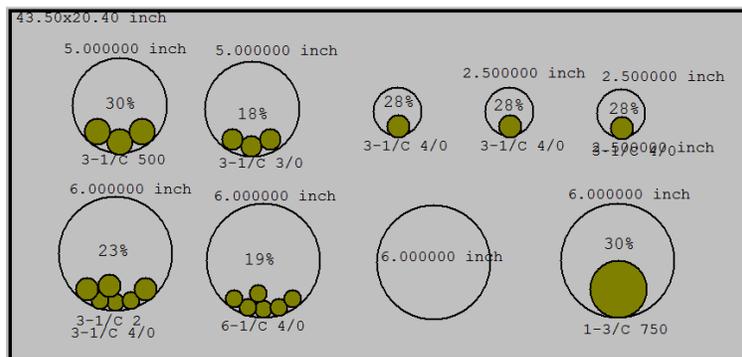
Y_s = Increment of AC/DC resistance ratio due to losses of circulation and eddy current effect in shield, sheath and armor

Fuente: ETAP 18 [5].

Comparando la Tabla 11 y la Tabla 12, (con aumento de carga y sin aumento de carga en los conductores), se puede notar la diferencia en los resultados de capacidad de corriente de los conductores. Por ejemplo, para el cable 5-2B que en condiciones normales tiene una corriente de 20 A con una temperatura de 61,26°C y en condiciones de aumento de carga tiene una capacidad de corriente de 140,7 A para una temperatura de 90,1°C.

Finalmente, en la Figura 12 se presentan los diferentes ductos y tipo de conductor, con el correspondiente porcentaje de ocupación; esta herramienta se puede configurar y verificar desde el modo edición.

Figura 12 Ductos y porcentajes de ocupación



Fuente: ETAP 18.

ANEXO A CÁLCULOS PARA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE

La Tabla 13, muestra las expresiones mediante la cual se realiza el cálculo de la corriente de un conductor, dependiendo del tipo de sistema en que vaya a ser instalado.

Tabla 13 Ecuaciones para el cálculo de corriente

Tipo de sistema	Cálculo de la corriente
Trifásico tetrafilar	$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V_L}$ Ecuación 16
Monofásico trifilar	$I_{nom} = \frac{S_{2\phi}}{2 \times V_{Ln}}$ Ecuación 17
Monofásico bifilar	$I_{nom} = \frac{S_{1\phi}}{V_{Ln}}$ Ecuación 18

Donde:

- $S_{3\phi}$: Potencia del sistema trifásico tetrafilar
- $S_{2\phi}$: Potencia del sistema monofásico trifilar
- $S_{1\phi}$: Potencia del sistema monofásico bifilar
- V_L : Tensión de línea
- V_{Ln} : Tensión de fase

La corriente del conductor para redes de media tensión se calcula con un margen de seguridad del 15%. La corriente del conductor para redes de baja tensión se calcula con un margen de seguridad del 25%.

$$I_{cond\ mt} = I_{nom} * 1.15 \quad \text{Ecuación 19}$$

$$I_{cond\ bt} = I_{nom} * 1.25 \quad \text{Ecuación 20}$$

Nota 1: El factor de seguridad en el caso de MT se considera a partir de la experiencia y el uso de buenas prácticas de ingeniería en el diseño de redes de distribución. Este factor podrá ser ajustado y en todo caso validado por el diseñador, analizando los parámetros y casos críticos del diseño particular, con el fin de dimensionar el factor de sobrecarga.

Nota 2: El factor de seguridad para el caso de BT es tomado de la Norma NTC 2050 - Sección 220, Artículo 220-3 [2].

Por otra parte, el cálculo de la corriente debe considerar la distorsión armónica, por lo que la corriente total por el conductor estará dada por:

$$I_{total} = (I_{cond} * \left(1 + \frac{THD}{100}\right)) \text{ A} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde:

THD : Índice de distorsión armónica total en porcentaje.

El cálculo de este factor está dado por la siguiente fórmula:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{k=2}^{\infty} I_k^2}}{I_1} \quad \text{Ecuación 22}$$

k : Número de armónico.

I₁ : Valor eficaz de la onda fundamental de corriente.

I_k : Valor eficaz del armónico k.

En caso de no disponer de estudios para definir este parámetro, se recomienda usar los valores límites dados por la norma IEEE 519 de 1992. De acuerdo con lo señalado en dicha norma, numeral 5.1 Límites de armónicos de voltaje recomendados, de la que se extrae:

“En el PCC, los propietarios u operadores del sistema deben limitar los armónicos de tensión de línea a neutro de la siguiente manera:

- Los valores diarios del percentil 99 muy corto (3 s) deben ser menos de 1,5 veces los valores dados en la Tabla 14.
- Los valores semanales de percentil 95º corto (10 min) deben ser menores que los valores dados en la Tabla 14.

La Tabla 14, se aplica al armónico cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia de potencia.”

Tabla 14 Límites de distorsión de voltaje

Barra de voltaje V en PCC	Armónico individual (%)	Distorsión armónica total (%)
V ≤ 1,0 kV	5,0	8,0
1,0 kV < V ≤ 69 kV	3,0	5,0
69 kV < V ≤ 161 kV	1,5	2,5
161 kV < V	1,0	1,5 ^a
^a Los sistemas de alto voltaje pueden tener hasta un 2,0% de THD cuando la causa es un terminal HVDC cuyos efectos se habrán atenuado en los puntos de la red donde los futuros usuarios pueden estar conectados.		

Con la corriente total (I_{total}) se selecciona un rango de conductores que están en capacidad de conducir la corriente requerida por el sistema.

NOTA: Para seleccionar el conductor por capacidad de corriente y verificar los valores teniendo en cuenta las correcciones por temperatura y agrupamiento, remitirse al Anexo B donde se encuentran las tablas dependiendo de su configuración y nivel de tensión.

CÁLCULO DE REGULACIÓN DE TENSIÓN

El cálculo de regulación se realiza con el fin de determinar el porcentaje de caída de tensión, entre la fuente y la carga, debido a la distancia de esta última.

Como valores de referencia para las variaciones de tensión en estado estable se toman +5 % y -10% del valor de tensión nominal del sistema. En una red, se puede expresar a través de las siguientes ecuaciones:

$$\%V = M * K \quad \text{Ecuación 23}$$

$$M = P * LM = P * L \quad \text{Ecuación 24}$$

Donde:

M : Momento eléctrico.

P : Potencia en kVA.

L : Longitud del tramo en km.

K : Constante de regulación, donde la constante de regulación K es una propiedad física de todo conductor eléctrico y se calcula con la siguiente fórmula:

$$K = \frac{R \cos(\varphi) + XL \sin(\varphi)}{10x(V)^2} \quad \text{Ecuación 25}$$

Donde:

R : Resistencia del conductor (ohm/Km)

XL : Reactancia inductiva (ohm/Km)

Φ : Ángulo de fase (°)

V : Tensión entre fases (V)

Con el valor obtenido para K, se determina la caída de tensión, de acuerdo con la Ecuación 25, según el sistema que se esté analizando.

CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Para los conductores seleccionados por capacidad de corriente se deben evaluar las pérdidas de energía por efecto Joule esperadas de acuerdo con las expresiones de la Tabla 15.

Tabla 15 Expresiones para el cálculo de pérdidas en tramos de conductores de sistemas trifásicos, bifásicos y monofásicos.

Tipo de sistema	Tipo de pérdidas	Expresión para cálculo	
Trifásico	Pérdidas de potencia activa	$p = 3 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 26
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = 3 * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 27
Monofásico Trifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 3/2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 28
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = 3/2 * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 29
Monofásico bifilar	Pérdidas de potencia activa	$p = 2 * i^2 * R * l * F_{pérdidas} [W]$	Ecuación 30
	Pérdidas de potencia reactiva	$q = 2 * i^2 * X * l * F_{pérdidas} [VAR]$	Ecuación 31

Donde:

- p : Pérdida de potencia activa [W]
- q : Pérdida de potencia reactiva [VAR]
- i : Corriente nominal por el conductor [A]
- R : Resistencia del conductor [Ohm/km]
- X : Reactancia inductiva del conductor [Ohm/km]
- l : Longitud del tramo considerado [km]
- $F_{pérdidas}$: Factor de pérdidas y se calcula por medio de $F_{pérdidas} = 0,7 * F_C^2 + 0,3 * F_C$
- F_C : Factor de carga y se calcula como la relación entre la potencia promedio y la potencia pico del tramo

Las pérdidas estimadas durante el diseño de sistemas eléctricos de baja y media tensión deben ser inferiores a los máximos tolerables definidos para cada operador de red que se presentan en la Tabla 16.

Tabla 16 Porcentaje de pérdidas máximas tolerables por nivel de tensión para las empresas del grupo EPM

% de pérdidas máximas tolerables					
NIVEL DE TENSIÓN	EPM	ESSA	CENS	CHEC	EDEQ
Nivel I (V < 1 kV)	3,88	5,22	5,17	3,42	4,93
Nivel II (1 kV ≤ V < 30 kV)	1,12	1,36	1,10	1,81	1,54
Nivel III (30 kV ≤ V < 57.5 kV)	1,21	3,42	2,52	1,36	1,55

Las expresiones para el cálculo de las pérdidas porcentuales para los diferentes tipos de sistemas de distribución se presentan en la Tabla 17.

Tabla 17 Fórmulas para el cálculo del porcentaje de pérdidas

SISTEMA	CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR TRAMO	ECUACIÓN
Trifásico tetrafilar	$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} * i * R * l * (0.7 * Fc + 0.3) * 100}{V_L * FP * NCF}$	Ecuación 32
Monofásico trifilar	$\%Pérdidas = \frac{3 * i * R * l * (0.7 * Fc + 0.3)}{4 * V_{Ln} * FP * NCF} * 100$	Ecuación 33
Monofásico bifilar	$\%Pérdidas = \frac{2 * i * R * l * (0.7 * Fc + 0.3)}{V_{Ln} * FP * NCF} * 100$	Ecuación 34

Con la evaluación de las pérdidas previstas se deben descartar los conductores que aun estando en capacidad de transportar la potencia solicitada superen los límites del porcentaje de pérdidas definido para el operador de red.

CÁLCULO DE CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

Es la intensidad de corriente que no provoca ninguna disminución de las características mecánicas de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza mediante un proceso adiabático (a calor constante).

La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección A, viene dada por:

$$I_{cc} = k * A * \sqrt{\frac{1}{t}} \quad \text{Ecuación 35}$$

Siendo A, la sección del conductor, determinada por:

$$A = \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{k} \quad (\text{mm}^2) \quad \text{Ecuación 36}$$

Donde:

- I_{cc} : Corriente de falla suministrada por el operador de red (OR) en kA
- t : Tiempo de despeje de la falla en segundos. Corresponde al tiempo que tardan en actuar los interruptores. Se debe calcular con un tiempo no inferior a 30 ms para totalizadores, con el fin de que los interruptores aguas abajo del totalizador puedan tener un tiempo menor (20 o 10 ms) para efectos de coordinación de protecciones.
- K : Coeficiente de los conductores.

Nota: La corriente de falla indicada por el Operador de Red, se considera en el punto de conexión.

En la Tabla 18, se muestran algunos valores estándar del coeficiente k .

Tabla 18 Valor de k para el cálculo de sección por cortocircuito

CONDUCTOR	AISLAMIENTO	k
Cobre	Sin	143
Aluminio	Sin	93
Cobre	PVC	115
	XLPE	143
Aluminio	PVC	76
	XLPE	94

Una vez calculada la sección del conductor, se valida que el conductor seleccionado por capacidad de corriente primero y luego por regulación, cumpla para la corriente de cortocircuito suministrada.

En caso de no cumplirse el requerimiento de cortocircuito, se deberá seleccionar un conductor de calibre superior.

CALCULO DEL CONDUCTOR ECONÓMICO

Parámetros económicos

Para el cálculo de la selección económica del conductor, se deben tener en cuenta los siguientes datos de entrada:

- Información del sistema: tipo de red, nivel de tensión, parámetros del conductor.
- Información económica: costo de energía, tasa de descuento, IPP actual.
- Información de funcionamiento de la instalación final: horas de funcionamiento, vida útil de la instalación.
- Datos normativos: pérdidas admitidas por la CREG para el OR.
- Información técnica de tramos: longitudes, potencia a transmitir, factor de potencia, valores de THD.
- Aumento anual de carga en porcentaje.
- Aumento anual del costo de la energía, en porcentaje.

Costos Totales (CT)

El costo económico total de un conductor es el resultado de sumar su costo de instalación (CI) y su costo operativo proyectado (CJ), llamado también costo de pérdidas, ya que incluye los costos de las pérdidas de energía.

En los siguientes numerales se desarrolla la formulación matemática, para obtener los dos tipos de costo descritos y se presenta el mecanismo para la obtención del conductor óptimo, teniendo en cuenta que:

$$CT = CI + CJ$$

Ecuación 37

Costos de instalación (CI)

El costo de instalación es aquel en el que incurre el propietario de una red cuando debe instalar equipos o elementos para soportar, proteger o canalizar los conductores, en instalaciones.

El costo de instalación se considera como un valor único que no cambia en el tiempo. Está dado por:

$$CI = \text{CostosInstalación} * \text{Longitud} \quad \text{Ecuación 38}$$

Donde:

- Costo de instalación: Costos asociados al suministro, transporte e instalación del conductor incluyendo herramientas y mano de obra.
- Longitud: Longitud del tramo en km

Costos de Operación (CJ)

El costo de operación es aquel que se ve influenciado directamente por la naturaleza y comportamiento de la carga en un tiempo establecido. Para calcular este costo es necesario determinar el tiempo de utilización de la instalación, el precio del kWh de acuerdo con el tipo de usuario, las pérdidas de energía, el crecimiento de la carga y la configuración de los conductores, es decir, su material y el número de fases.

Una vez seleccionado el conductor, de tal manera que no supere los valores de pérdidas permitidos, se procede a calcular los costos asociados a las pérdidas por efecto Joule. La Guía Técnica Colombiana (GTC221) define los costos operativos como:

Valor presente de los costos de energía durante N años de operación.

$$CJ = I^2 * R * L * F \quad \text{Ecuación 39}$$

$$F = \frac{Np * Nc * (T * P + D) * Q}{(1+i)} \quad \text{Ecuación 40}$$

$$Q = \sum_{n=1}^N r^{n-1} \quad \text{Ecuación 41}$$

$$r = \frac{(1+a)^2 * (1+b)}{(1+i)} \quad \text{Ecuación 42}$$

Donde:

- I^2 : Carga máxima del cable durante el primer año.
 R : Resistencia del conductor.
 L : Longitud del conductor.
 Np : Número de conductores de fase por circuito.

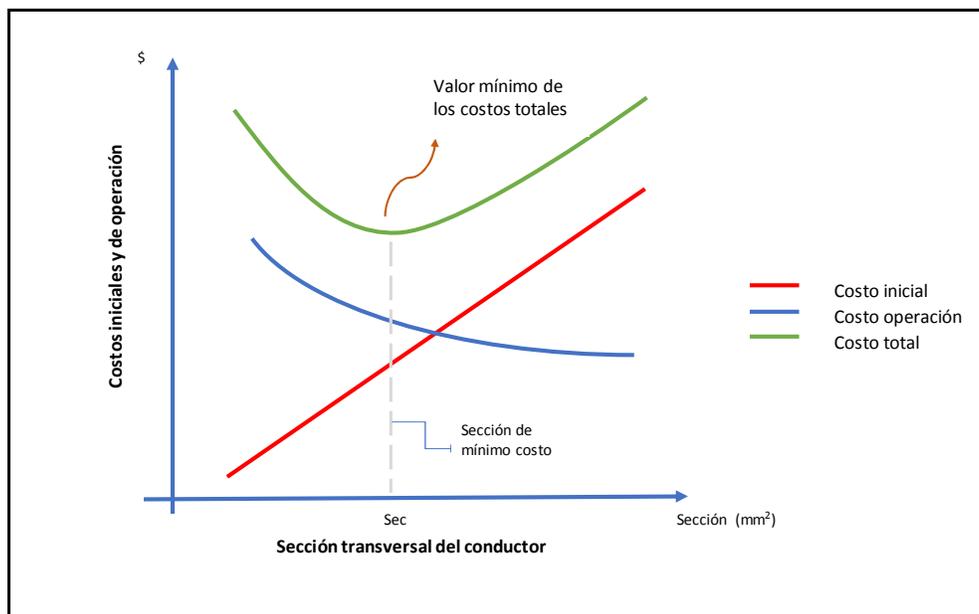
- N_c** : Número de circuitos.
T : Tiempo de funcionamiento máximo 8760 horas.
P : Costo de un vatio hora de energía al nivel de tensión considerado.
D : Costo anual de cubrir las pérdidas por suministro adicional.
i : Tasa de descuento.
N : Duración de la operación en años.
Q : Coeficiente que tiene en cuenta el aumento de la carga (a), el aumento del costo de la energía (b) a lo largo de N años y la tasa de descuento.
a : Aumento anual de carga en porcentaje.
b : Aumento anual del costo de la energía, sin incluir el efecto de la inflación.
r : Factor de aumento de carga y costo de energía.

Análisis gráfico de los costos totales

Una vez definidos los costos totales, se procede a analizar gráficamente, para las diferentes secciones de conductores disponibles en el mercado, los valores obtenidos. Para esto, se construyen las curvas de costos de instalación y de costos operativos, para los diferentes conductores. Posteriormente se elabora la curva de los costos totales, sumándolas punto a punto, con lo que finalmente se obtiene el costo total del conductor a lo largo de su vida útil referido a un valor presente.

En la Figura 13, se presentan las curvas típicas del costo de operación (CJ) y el costo inicial de una instalación (CI) en función de la sección (tamaño) nominal de los conductores.

Figura 13 Costo inicial y costo operativo de los cables en función de la sección nominal



ANEXO B CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES SUBTERRÁNEOS PARA REDES MT Y BT

Para la selección del calibre del conductor a continuación se presenta la capacidad de corriente para determinados cables subterráneos de media tensión (ver Tabla 19 (Tabla 310-77 de la NTC 2050) y la Tabla 20 (Tabla 310-80 de la NTC 2050)).

Tabla 19 Capacidad de corriente para tres conductores sencillos aislados de cobre, en ductos eléctricos subterráneos (tres conductores por cada ducto eléctrico).

Sección transversal del conductor (calibre)		Temperatura nominal del conductor			
		Capacidad de corriente para 2001 - 5000 V (A)		Capacidad de corriente para 5001 - 35000 V(A)	
		90 °C	105 °C	90 °C	105°C
mm ²	AWG-kcmils	Tipo MV-90	Tipo MV-105	Tipo MV-90	Tipo MV-105
Un circuito					
8,36	8	64	69	—	—
13,29	6	85	92	90	97
21,14	4	110	120	115	125
33,62	2	145	155	155	165
42,20	1	170	180	175	185
53,50	1/0	195	210	200	215
67,44	2/0	220	235	230	245
85,02	3/0	250	270	260	275
107,21	4/0	290	310	295	315
126,67	250	320	345	325	345
177,34	350	385	415	390	415
253,35	500	470	505	465	500
380,02	750	585	630	565	610
506,70	1000	670	720	640	690
Tres circuitos					
8,36	8	56	60	—	—
13,29	6	73	79	77	83
21,14	4	95	100	99	105
33,62	2	125	130	130	135
42,20	1	140	150	145	155
53,50	1/0	160	175	165	175
67,44	2/0	185	195	185	200
85,02	3/0	210	225	210	225
107,21	4/0	235	255	240	255
126,67	250	260	280	260	280
177,34	350	315	335	310	330
253,35	500	375	405	370	395
380,02	750	460	495	440	475
506,70	1000	525	565	495	535
Seis circuitos					
8.36	8	48	52	—	—
13.29	6	62	67	64	68

Sección transversal del conductor (calibre)		Temperatura nominal del conductor			
		Capacidad de corriente para 2001 - 5000 V (A)		Capacidad de corriente para 5001 - 35000 V(A)	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG-kcmils	Tipo MV-90	Tipo MV-105	Tipo MV-90	Tipo MV-105
21,14	4	80	86	82	88
33,62	2	105	110	105	115
42,20	1	115	125	120	125
53,50	1/0	135	145	135	145
67,44	2/0	150	160	150	165
85,02	3/0	170	185	170	185
107,21	4/0	195	210	190	205
126,67	250	210	225	210	225
177,34	350	250	270	245	265
25,335	500	300	325	290	310
380,02	750	365	395	350	375
506,70	1000	410	445	390	415

Fuente: NTC 2050 Tabla 310-77

Tabla 20 Capacidad de corriente de tres conductores sencillos de aluminio aislados dentro de una cubierta general (cable de tres conductores) en ductos eléctricos subterráneos (un cable por ducto).

Sección transversal del conductor (calibre)		Temperatura nominal del conductor Véase Tabla 310-61			
		Capacidad de corriente para 2001-5 000 V (A)		Capacidad de corriente para 5001-35 000 V (A)	
		90 °C	105 °C	90 °C	105 °C
mm ²	AWG-kcmils	Tipo MV-90	Tipo MV-105	Tipo MV-90	Tipo MV-105
Un circuito	(Véase la Figura 310-1 Detalle 1)				
8,36	8	46	50	—	—
13,29	6	61	66	69	74
21,14	4	80	86	89	96
33,62	2	105	110	115	125
42,20	1	120	130	135	145
53,50	1/0	140	150	150	165
67,44	2/0	160	170	170	185
85,02	3/0	180	195	195	210
107,21	4/0	205	220	220	240
126,67	250	230	245	245	265
177,34	350	280	310	295	315
253,35	500	340	365	355	385
380,02	750	425	460	440	475
506,70	1000	495	535	510	545
Tres circuitos	(Véase la Figura 310-1 Detalle 2)				
8,36	8	41	44	—	—
13,29	6	54	58	59	64
21,14	4	70	75	75	81
33,62	2	90	97	100	105
42,20	1	105	110	110	120

53,50	1/0	120	125	125	135
67,44	2/0	135	145	140	155
85,02	3/0	155	165	160	175
107,21	4/0	175	185	180	195
126,67	250	190	205	200	215
177,34	350	230	250	240	255
253,35	500	280	300	285	305
380,02	750	345	375	350	375
506,70	1000	400	430	400	430
Seis circuitos	(Véase la Figura 310-1 Detalle 3)				
8,36	8	36	39	—	—
13,29	6	46	50	49	53
21,14	4	60	65	63	68
33,62	2	77	83	80	86
42,20	1	87	94	90	98
53,50	1/0	99	105	105	110
67,44	2/0	110	120	115	125
85,02	3/0	130	140	130	140
107,21	4/0	145	155	150	160
126,67	250	160	170	160	170
177,34	350	190	205	190	205
253,35	500	230	245	230	245
380,02	750	280	305	275	295
506,70	1000	320	345	315	335

Fuente: NTC 2050 Tabla 310-80

Las Tabla 19 y Tabla 20 tienen valores de capacidad de corriente para temperatura de la tierra de 20 °C, en los casos donde la temperatura de la tierra sea diferente se debe aplicar un factor de temperatura.

FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA EN MT

El factor por temperatura para cables de media tensión está dado por la siguiente ecuación:

$$I' = \sqrt{\frac{T_c - T'_a}{T_c - T_a}} * I \quad \text{Ecuación 43}$$

Donde,

- I' : Capacidad de corriente para una temperatura ambiente real (T'a).
- I : Capacidad de corriente que dan las Tablas para una temperatura ambiente (Ta).
- T_c : Temperatura del conductor en °C
- T_a : Temperatura ambiente de las Tablas en °C
- T'_a : Temperatura ambiente real en °C

CAPACIDAD DE CORRIENTE EN CONDUCTORES SUBTERRANEOS REDES BT

La capacidad de corriente para determinados conductores instalados en ductos subterráneos, se determina a partir de la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23.

La capacidad de corriente que se muestra en las tablas está definida para temperatura ambiente de 30 °C, para una temperatura ambiente diferente se debe aplicar el factor de corrección de temperatura.

Adicional, cuando se tengan más de tres conductores portadores de corriente en una canalización se debe ajustar la capacidad de corriente de los conductores con el factor de corrección por agrupamiento.

FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BT

En la Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23, tomadas de la norma NTC-2050 [1], se muestra la capacidad de corriente para conductores subterráneos con los respectivos factores de corrección por temperatura.

Tabla 21 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO 0 ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	--	--	14	--	--	--	18
1,31	--	--	18	--	--	--	16
2,08	20*	20*	25	--	--	--	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0
126,67	215	255	290	170	205	230	250
152,01	240	285	320	190	230	255	300

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor						Calibre
	60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C	
	TIPOS TW*, UF*	TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	TIPOS TW*, UF*	TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm ²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
177,34	260	310	350	210	250	280	350
202,68	280	335	380	225	270	305	400
253,35	320	380	430	260	310	350	500
304,02	355	420	475	285	340	385	600
354,69	385	460	520	310	375	420	700
380,02	400	475	535	320	385	435	750
405,36	410	490	555	330	395	450	800
456,03	435	520	585	355	425	480	900
506,70	455	545	615	375	445	500	1.000
633,38	495	590	665	405	485	545	1.250
760,05	520	625	705	435	520	585	1.500
886,73	545	650	735	455	545	615	1.750
1.013,40	560	665	750	470	560	630	2.000

FACTORES DE CORRECCIÓN							
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes						Temp. ambiente en °C
21-25	1,08	1,05	1,04	1,08	1,05	1,04	21-25
26-30	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	26-30
31-35	0,91	0,94	0,96	0,91	0,94	0,96	31-35
36-40	0,82	0,88	0,91	0,82	0,88	0,91	36-40
41-45	0,71	0,82	0,87	0,71	0,82	0,87	41-45
46-50	0,58	0,75	0,82	0,58	0,75	0,82	46-50
51-55	0,41	0,67	0,76	0,41	0,67	0,76	51-55
56-60		0,58	0,71		0,58	0,71	56-60
61-70		0,33	0,58		0,33	0,58	61-70
71-80			0,41			0,41	71-80

* Si no se permite otra cosa específicamente en otro lugar de este Código, la protección contra sobrecorriente de los conductores marcados con un asterisco (*), no debe superar los 15 A para el conductor de sección transversal 2,08 mm²(14AWG); 20 A para 3,3 mm² (12 AWG) y 30 A para 5,25 mm² (10 AWG), todos de cobre; o 15 A para 3,3 mm² AWG) y 25 A para 5,25 mm² (10 AWG) de aluminio y aluminio recubierto de cobre, una vez aplicados todos los factores de corrección por temperatura ambiente y por número de conductores.

Fuente: NTC 2050, tabla 310-16

Tabla 22 Capacidad de corriente permisible de tres conductores sencillos aislados de 0 a 2000V, de 150°C a 250 °C en canalizaciones o cables y temperatura ambiente de 40 °C

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor				Calibre
	150 °C TIPO Z	200 °C TIPOS FEP, FEPB, PFA	250 °C TIPOS PFAH, TFE	150 °C TIPO Z	
mm ²	COBRE		Níquel O Níquel RECUBIERTO DE COBRE	ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE	AWG kcmils
2,08	34	36	39	30	14
3,30	43	45	54	44	12
5,25	55	60	73	57	10
8,36	76	83	93		8
13,29	96	110	117	75	6
21,14	120	125	148	94	4
26,66	143	152	166	109	3
33,62	160	171	191	124	2
42,20	186	197	215	145	1
53,50	215	229	244	169	1/0
67,44	251	260	273	198	2/0
85,02	288	297	308	227	3/0
107,21	332	346	361	260	4/0
126,67	--	--	--	--	250
152,01	--	--	--	--	300
177,34	--	--	--	--	350
202,68	--	--	--	--	400
253,35	--	--	--	--	500
304,02	--	--	--	--	600
354,69	--	--	--	--	700
380,02	--	--	--	--	750
405,36	--	--	--	--	800
506,70	--	--	--	--	1000
760,05	--	--	--	--	1500
1 013,40	--	--	--	--	2000

FACTORES DE CORRECCIÓN					
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 40°C multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente de los siguientes factores				Temp. ambiente en °C
41-50	0,95	0,97	0,98	0,95	41-50
51-60	0,90	0,94	0,95	0,90	51-60
61-70	0,85	0,90	0,93	0,85	61-70
71-80	0,80	0,87	0,90	0,80	71-80
81-90	0,74	0,83	0,87	0,74	81-90
91-100	0,67	0,79	0,85	0,67	91-100
101-120	0,52	0,71	0,79	0,52	101-120
121-140	0,30	0,61	0,72	0,30	121-140
141-160	--	0,50	0,65	--	141-160
161-180	--	0,35	0,58	--	161-180
181-200	--	--	0,49	--	181-200
201-225	--	--	0,35	--	201-225

Fuente: NTC 2050, tabla 310-18

Tabla 23 Capacidad de corriente permisible de conductores sencillos aislados de 0 a 2000V, de 150 °C a 250 °C en canalizaciones o cables y temperatura ambiente de 40 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor					Calibre
	150 °C	200 °C	Conductores desnudos o cubiertos	250 °C	150 °C	
	TIPO Z	TIPOS FEP, FEPB, PFA		TIPOS PFAH, TFE	TIPO Z	
mm ²	COBRE			NIQUELO NÍQUEL RECUBIERTO DE NÍQUEL	ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE	AWG kcmils
2,08	46	54	30	59		14
3,30	60	68	35	78	47	12
5,25	80	90	50	107	63	10
8,36	106	124	70	142	83	8
13,29	155	165	95	205	112	6
21,14	190	220	125	278	148	4
26,66	214	252	150	327	170	3
33,62	255	293	175	381	198	2
42,20	293	344	200	440	228	1
53,50	339	399	235	532	263	1/0
67,44	390	467	275	591	305	2/0
85,02	451	546	320	708	351	3/0
107,21	529	629	370	830	411	4/0
126,67	--	--	415	--	--	250
152,01	--	--	460	--	--	300
177,34	--	--	520	--	--	350
202,68	--	--	560	--	--	400
253,35	--	--	635	--	--	500
304,02	--	--	710	--	--	600
354,69	--	--	780	--	--	700
380,02	--	--	805	--	--	750
405,36	--	--	835	--	--	800
	--	--	865	--	--	900
506,70	--	--	895	--	--	1.000
760,05	--	--	1.205	--	--	1.500
1.013,40	--	--	1.420	--	--	2.000

FACTORES DE CORRECCIÓN						
Temp. ambiente en °C	Para temperaturas ambientes distintas de 40°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes					Temp. Ambiente en °C
41-50	0,95	0,97	--	0,98	0,95	41-50
51-60	0,90	0,94	--	0,95	0,90	51-60
61-70	0,85	0,90	--	0,93	0,85	61-70
71-80	0,80	0,87	--	0,90	0,80	71-80
81-90	0,74	0,83	--	0,87	0,74	81-90
91-100	0,67	0,79	--	0,85	0,67	91-100
101-120	0,52	0,71	--	0,79	0,52	101-120
121-140	0,30	0,61	--	0,72	0,30	121-140
141-160	--	0,50	--	0,65	--	141-160
161-180	--	0,35	--	0,58	--	161-180

181-200	--	--	--	0,49	--	181-200
201-225	--	--	--	0,35	--	201-225

Fuente: NTC 2050, tabla 310-19

FACTORES DE CORRECCIÓN POR AGRUPAMIENTO EN BT

El factor de agrupamiento aplicado a la capacidad de corriente en los conductores debido a la cantidad de conductores en un mismo ducto se presenta en la Tabla 24.

Tabla 24 Factores de ajuste para capacidad de corriente de 0 a 2000 V

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor de las tablas, ajustado para la temperatura ambiente si fuera necesario
De 4 a 6	80
De 7 a 9	70
De 10 a 20	50
De 21 a 30	45
De 31 a 40	40
41 y más	35

Fuente: NTC 2050, nota 8 de tablas 310-16 a 310-19