



CAPITULO 3
REDES SUBTERRÁNEAS
MEDIA Y BAJA TENSIÓN
PARTE 1 ASPECTOS ELÉCTRICOS
CNS-NT-03-09

CENS

Grupo epm

TABLA DE CONTENIDO

I. OBJETIVO	7
II. ALCANCE	7
III. DEFINICIONES	7
1. GENERALIDADES	8
2. CARACTERÍSTICAS	9
3. CONDUCTORES	9
3.1. Conductores permitidos	9
3.2. Resistencia del conductor	12
3.2.1. Tablas de Resistencias	13
3.3. Reactancia inductiva del conductor de línea trifásica balanceada	15
3.3.1. Tablas de Reactancias	15
3.4. Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores	16
3.4.1. Tabla de corrientes de corto	17
3.5. Caída de tensión	18
3.5.1. Tabla de constantes k	18
3.6. Pérdida de Potencia	21
3.6.1. Tabla de pérdidas de potencia	21
3.7. Factores de corrección de corriente	24
3.7.1. Factor por temperatura	24
3.7.2. Factor de corrección para más de 3 conductores (agrupamiento) - BT	24
3.7.3. Factor por profundidad de enterramiento	25
3.8. Marcación de conductores	25
4. CONEXIONES ELECTRICAS	26
4.1. Empalmes	27
4.2. Codos	28
4.3. Barrajes	29
4.4. Terminales	33
4.4.1. Terminal premoldeado tipo interior	34
4.4.2. Terminal premoldeado tipo exterior	34
4.5. Transformador de potencia	34
5. PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE CORTE ELÉCTRICO	35

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 2 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	-------------------

5.1.	Protección contra sobrecorriente.....	35
5.2.	Protección contra sobretensiones.....	35
5.3.	Seccionador de Maniobra Sumergible	36
5.4.	Reconectador	37
5.5.	Indicador de falla.....	38
6.	AFLORAMIENTOS.....	38
7.	INSTALACIÓN DE CONDUCTORES EN DUCTOS	41
7.1.	Distribución de conductores en ducto	44
7.2.	Máxima tensión de halado o tendido.....	44
7.2.1.	Lubricante.....	46
7.3.	Conductores que deban halarse con cubierta de malla de acero o funda sobre la chaqueta	47
7.4.	Presión lateral en curvas.....	47
7.5.	Radio mínimo de curvatura	48
7.6.	Soportes para cables y premoldeados.....	49
7.7.	Puesta a tierra de pantallas electrostáticas	49
7.8.	Revisión y prueba de la línea	50
8.	CAJAS DE INSPECCIÓN.....	50
9.	PUESTA A TIERRA.....	51
10.	MANTENIMIENTO DE REDES SUBTERRANEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN.....	52
10.1.	Cable.....	52
10.2.	Cajas	53
10.3.	Terminales y empalmes	53
10.4.	Conexión a tierra en conectores premoldeados.....	53
10.5.	Pruebas de diagnostico.....	54
10.5.1.	Prueba de resistencia de aislamiento.....	54
10.5.2.	Prueba de alta tensión en corriente continua	55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Capacidad de conductores en cobre MT	10
Tabla 2. Capacidad de conductores en aluminio MT	11
Tabla 3. Capacidad de conductores en cobre BT	12
Tabla 4. Capacidad de conductores en aluminio BT	12
Tabla 5. Resistencia Eléctrica Aluminio	14
Tabla 6. Resistencia Eléctrica Cobre	14
Tabla 7. Constante K	15
Tabla 8. Reactancia inductiva BT-MT	16
Tabla 9. Intensidad de cortocircuito en cobre	17
Tabla 10. Intensidad de cortocircuito en aluminio	18
Tabla 11. Constante K para cobre MT	19
Tabla 12. Constante K para aluminio MT	19
Tabla 13. Constante K para cobre BT	20
Tabla 14. Constante K para aluminio BT	20
Tabla 15. Pérdidas de potencia cobre MT	22
Tabla 16. Pérdidas de potencia aluminio MT	22
Tabla 17. Pérdidas de potencia cobre BT	23
Tabla 18. Pérdidas de potencia cobre BT	23
Tabla 19. Factor por temperatura	24
Tabla 20. Factor para más de 3 conductores	24
Tabla 21. Profundidad de enterramiento	25
Tabla 22. Código de colores	26
Tabla 23. Diámetros mínimos de ductos recomendados por tensión	41
Tabla 24. Radio mínimo de curvatura	49
Tabla 25. Resistencia de puesta a tierra	51

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Circuitos por canalización	11
Figura 2. Empalme premoldeado modular	27
Figura 3. Empalme premoldeado permanente	28
Figura 4. Codo premoldeado con fusible operable con carga	28
Figura 5. Codo premoldeado operable sin carga	29
Figura 6. Codo premoldeado tipo T	29
Figura 7. Barraje de 4 vías (MT)	30
Figura 8. Barraje de 3 vías (BT)	30
Figura 9. Instalación de conductores en el barraje	31
Figura 10. Marcación de conductores en barrajes de derivación	31
Figura 11. Barraje de derivación de 8 vías	32
Figura 12. Instalación de barraje de derivaciones	32
Figura 13. Instalación barrajes secundarios de derivación (3x4) en caja	33
Figura 14. Instalación de barrajes secundarios de derivación (4x8) en caja	33
Figura 15. Terminal premoldeado tipo exterior	34
Figura 16. Transformador Pad Mounted, alimentación subterránea	35
Figura 17. DPS premoldeado tipo codo	36
Figura 18. Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular G&W Electric	37
Figura 19. Reconector tipo pedestal para red subterránea	37
Figura 20. Indicador de falla	38
Figura 21. Transición de aéreo a subterráneo en B.T.	40
Figura 22. Transición de aéreo a subterráneo en M.T. Disposición bandera	40
Figura 23. Transición de aéreo a subterráneo en M.T. Disposición horizontal	41
Figura 24. Inclinación de los ductos	43
Figura 25. Acomodo de cables en un ducto	44
Figura 26. Malla de tracción	47
Figura 27. Adaptador de puesta a tierra para cable con pantalla en cinta	50

CONTROL DE CAMBIOS

Fecha	Ítem en el Documento	Naturaleza del cambio	Elaboró	Revisó	Aprobó
DD/MM/AA					
17/07/2023	N/A	Creación de la norma de redes subterráneas	Profesional P1 CET ¹	Profesional P2 CET ¹	Líder CET y Laboratorios ¹

Equipo Norma y Especificaciones Técnicas CENS Grupo EPM:
 Profesional P1 CET Normas: Gabriel Andres Colmenares Molina¹.
 Profesional P2 CET: Christian Joseph Escalante Vides¹.
 Líder CET y Laboratorios: Marco Antonio Caicedo Gelves¹.

CENS

Grupo epm

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

CAPÍTULO 3.

I. OBJETIVO

Establecer los requisitos y/o generalidades técnicas eléctricas, configuración del diseño eléctrico y el montaje de redes subterráneas de media y baja tensión, cumpliendo con lo dispuesto en el RETIE y NTC2050.

II. ALCANCE

La presente norma describe los requisitos técnicos eléctricos para el diseño y construcción de redes subterráneas en media y baja tensión del sistema de distribución en nivel 34.5 kV, 13.2 kV, 240/120 V y 220/127 V, para la atención de usuarios de CENS S.A E.S.P. entre ellos están definidas, las características constructivas, la selección del conductor cubierto a utilizar de acuerdo a la cargabilidad, factores de corrección y selección de ductos.

Esta norma aplica a todas las instalaciones eléctricas nuevas, ampliaciones y remodelaciones que se realicen en redes de distribución.

III. DEFINICIONES

Acometida subterránea: Conjunto de ductos subterráneos, cajas de inspección, conductores, accesorios y canalizaciones que conectan un cliente a un transformador o red de distribución.

Aislador: Elemento aislante diseñado de tal forma que soporte un conductor y lo separe eléctricamente de otros conductores.

Afloramiento: punto de división donde la red eléctrica subterránea se deriva a aérea o viceversa.

Alambre: hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, usado como conductor de corriente eléctrica.

Alimentador: Todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida o la fuente de un sistema derivado y el último dispositivo de sobrecorriente del circuito ramal.

Barrajes: punto de conexión de distintos elementos o circuitos. Pueden ser elementos rígidos o conductores. Presenta características definidas de corriente y tensión.

Borna terminal: elemento que facilita la conexión a los terminales de los conductores.

Caja de inspección: Caja para unir tramos de canalización, usada en el tendido y derivación de los conductores de las redes e instalaciones subterráneas.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 7 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	-------------------

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

Campanas tapagoterias (capacetes): elemento que evita el ingreso de agua a los ductos y cajas en una instalación eléctrica.

Capacidad de carga: Corriente que puede soportar un conductor o aparato de maniobra sin sufrir sobrecarga térmica o dinámica.

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

Chaqueta: recubrimiento del conductor que ayuda a proteger el aislamiento y núcleo del mismo. Evita daños por fuerzas físicas y deterioro al proteger de sobreesfuerzos, humedad, fuego, entre otros. Generalmente son de polímero.

Circuito: conjunto de elementos, dispositivos y equipos eléctricos, interconectados entre sí, alimentados por la misma fuente de energía y con las mismas protecciones contra sobretensiones y sobrecorriente. Los cableados internos de equipos no se toman como circuitos.

Conductor cubierto: Conductor que está dentro de un material de composición y espesor aceptado como medio aislante.

Descarga disruptiva: Falla de un aislamiento bajo un refuerzo eléctrico, por superarse un nivel de tensión determinado que hace circular una corriente. Se aplica al rompimiento del dieléctrico en sólidos, líquidos o gases y a la combinación de estos.

1. GENERALIDADES

Los criterios del diseño para la infraestructura de redes subterráneas de nivel de media y baja tensión comprenden los tipos de conductores a utilizar, cálculo de ductos, factores de corrección y cargabilidad del sistema, además reúne el tipo de conexiones que se deben realizar junto con las protecciones necesarias para garantizar el correcto funcionamiento ante cualquier eventualidad; afloramientos e instalación de conductores en ductos y canalizaciones.

La infraestructura eléctrica, la conforman los siguientes elementos y equipos:

- Cables de media tensión aislados a 15 kV y a 35 kV
- Terminales, elementos de conexión y empalmes para cables de media tensión
- Cables de baja tensión aislados a 600 V
- Terminales, elementos de conexión y empalmes para cables de baja tensión
- Transformadores
- Equipos de señalización de fallas
- Equipos de protección

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 8 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	-------------------

2. CARACTERÍSTICAS

En CENS S.A E.S.P. el sistema de distribución comprende características típicas de red, como su nivel de tensión en 34.5 kV, 13.2 kV (MT), 240 V y 220 V, (BJ) y características típicas de transformadores a utilizar ante la instalación para este tipo de redes, como lo son tipo pedestal o aéreos.

3. CONDUCTORES

Los conductores de media y baja tensión para red subterránea principalmente se utilizan en cobre, el cual deben cumplir con ciertas características y requerimientos tanto eléctricos como mecánicos para su correcto funcionamiento. Se podrá usar conductores en aluminio siempre y cuando esté certificado para dicho uso. Se deben cumplir a cabalidad las normas establecidas internacionales, NTC o RETIE para este tipo de redes.

Las características de los conductores monopolares que se deben cumplir para media tensión se mencionan a continuación:

- Debe tener un blindaje en Polietileno Reticulado (semiconductor).
- Garantizar que el aislamiento sea Polietileno Reticulado (XLPE) con temperatura de operación de 90°C.
- El blindaje de aislamiento en Polietileno Reticulado removible, asegurando un nivel de aislamiento de 100% y 133%.
- La pantalla metálica será en cinta de cobre (PC) o hilos con aplicación helicoidal.
- La chaqueta deberá ser en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad.

Las características de los conductores monopolares que se deben cumplir para baja tensión se mencionan a continuación:

- Garantizar que el aislamiento sea Polietileno Reticulado (XLPE) con temperatura de operación de 90°C.
- La chaqueta deberá ser en PVC retardante a la llama, resistente a la abrasión, al calor y la humedad.
- Tensión máxima de operación de 600V.
- La sección del conductor neutro será la misma que la de los conductores de fase.

3.1. Conductores permitidos

Los conductores dentro del ducto deben conservar la misma disposición y adecuación a lo largo de todo su recorrido, asegurando que se mantenga la separación de los circuitos. Los

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 9 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	-------------------

conductores de línea subterránea deben tener cámaras de inspección y de trasposición. Toda línea subterránea debe disponer de planos donde se identifique la ruta y profundidad y tener las señalizaciones apropiadas en su recorrido, para evitar que al realizar excavaciones se pueda comprometer la seguridad de las personas o de la misma línea, la profundidad de enterramiento debe cumplir normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional para este tipo de líneas.

El número y tamaño de los conductores en cualquier canalización no debe ser mayor de lo que permita la disipación de calor y la facilidad de instalación o desmontaje sencillo de los conductores sin perjudicar a otros conductores o a su aislamiento.

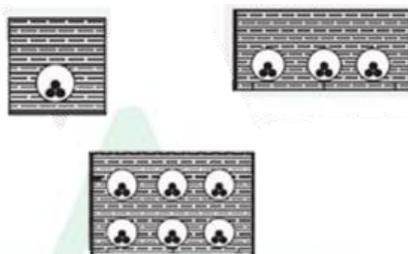
Para redes de distribución secundaria se permiten conductores monopolares de cobre o aluminio AAC serie 8000 aislados XLPE a 600V 90°C, certificados para instalación subterránea. El aislamiento puede ser PVC y deben soportar ambientes húmedos o mojados.

La corriente de los conductores de media y baja tensión subterráneos depende primeramente del número de cables en el ducto y el número de circuitos por él. Los calibres de los cables se deben seleccionar de acuerdo a la corriente nominal que conducirán. La capacidad nominal de los circuitos no debe ser menor al 125% veces la carga de operación.

La capacidad de corriente de los conductores monopolares subterráneos, 3 conductores por ducto, para una temperatura del conductor de 90°C y con aislamiento entre 5.001 V y 35.000 V, varía según el número de circuitos. En las tablas 1 y 2 se presentan algunos valores de esas corrientes teniendo en cuenta los conductores de cobre y aluminio.

CALIBRE (13.2/34.5) kV	CAPACIDAD DE CORRIENTE COBRE		
	1 Circuito	3 Circuitos	6 Circuitos
6	90	77	64
4	115	99	82
2	155	130	105
1/0	200	165	135
2/0	230	185	150
3/0	260	210	170
4/0	295	240	190
250kcmil	325	260	210
350kcmil	390	310	245
500kcmil	465	370	290
750kcmil	565	440	350

Tabla 1. Capacidad de conductores en cobre MT


Figura 1. Circuitos por canalización

CALIBRE (13.2/34.5) kV	CAPACIDAD DE CORRIENTE ALUMINIO		
	1 circuito	3 circuitos	6 circuitos
6	70	60	50
4	91	77	64
2	120	100	80
1/0	155	125	90
2/0	175	145	115
3/0	200	165	130
4/0	230	185	150
250kcmil	250	200	165
350kcmil	305	245	195
500kcmil	370	290	230
750kcmil	455	355	280

Tabla 2. Capacidad de conductores en aluminio MT

La capacidad de corriente de los conductores monopares subterráneos, 3 conductores por ducto, para una temperatura del conductor de 75°C y con aislamiento de 0 hasta 2000 V, varía según el número de circuitos. En las tablas 3 y 4 se presentan algunos valores de esas corrientes teniendo en cuenta los conductores de cobre y aluminio.

CALIBRE (0.2 – 2) kV	CAPACIDAD DE CORRIENTE COBRE		
	1 circuito	3 circuitos	6 circuitos
8	58	51	44
6	77	67	56
4	100	86	73
2	132	112	93
1/0	175	146	121
2/0	200	166	136

3/0	228	189	154
4/0	263	215	175
250kcmil	290	236	192
350kcmil	351	283	228
500kcmil	427	341	273

Tabla 3. Capacidad de conductores en cobre BT

CALIBRE (0.2 – 2) kV	CAPACIDAD DE CORRIENTE ALUMINIO		
	1 circuito	3 circuitos	6 circuitos
8	45	40	34
6	60	52	44
4	78	67	57
2	103	87	73
1/0	136	114	94
2/0	156	130	106
3/0	178	147	121
4/0	205	168	137
250kcmil	227	185	150
350kcmil	276	222	179
500kcmil	338	270	216

Tabla 4. Capacidad de conductores en aluminio BT

3.2. Resistencia del conductor

La resistencia de los conductores, van a depender de las características de ellos mismos, como lo es la sección y la temperatura de trabajo.

La mayor temperatura de trabajo es de 90°C y el valor de la resistencia en corriente continua cuya temperatura se calcula a partir del valor de 20°C, con la siguiente formula.

$$R(90^{\circ}C) = R(20^{\circ}C)[1 + \alpha(90 - 20)]$$

Donde:

R: Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura 90 °C (Ω /km).

α : Coeficiente de variación de la resistividad en función de la temperatura, siendo $\alpha = 0,00403$ para conductores de aluminio y $0,00393$ para conductores de cobre ($^{\circ}\text{C}^{-1}$) para una temperatura de 20°C .

En cuanto a la resistencia en corriente alterna, es necesario tener en cuenta efectos que dan lugar a un aumento de la resistencia aparente del conductor. El valor de la resistencia en corriente alterna según la norma IEC 60287 será:

$$Rca = Rcc(1 + KS + Kp)$$

Donde:

Rca: Resistencia del conductor en corriente alterna (Ω/km).

Rcc: Resistencia del conductor en corriente continua (Ω/km).

Ks: Coeficiente por efecto piel. Su valor se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$KS = \frac{3,28 * f^2 * S^2}{\rho\theta^2 * 10^8}$$

Donde:

f: Frecuencia de la corriente (60 Hz).

s: Sección efectiva del conductor (mm^2).

$\rho\theta$: Resistividad del conductor a la temperatura considerada. Para conductores de aluminio a 90°C , $\rho\theta = 36,237$ ($\Omega \text{ mm}^2 / \text{km}$) y para conductores de cobre para 70°C de temperatura $\rho\theta = 20,6288$ ($\Omega \text{ mm}^2 / \text{km}$).

Kp: Coeficiente por efecto proximidad. Su valor se calcula empleando la siguiente ecuación:

$$Kp = 2,9 * KS * a^2$$

Donde:

Ks: Coeficiente por efecto piel.

a: Relación entre el diámetro del conductor y la distancia entre los ejes de los conductores más próximos.

3.2.1. Tablas de Resistencias

Las siguientes tablas muestran las resistencias para cada uno de los calibres tanto de cobre como de aluminio, mostrando la resistencia en dc a 20°C y el cálculo realizado para 90°C en ac.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 13 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

ALUMINIO		
Calibre (AWG) (34.5/13.8/0.2) kV	Resistencia Eléctrica	
	DC a 20°C Ohm/km	AC a 90°C Ohm/km
8	3.424	4.406
6	2.154	3.494
4	1.354	1.743
2	0.852	1.096
1/0	0.535	0.689
2/0	0.425	0.547
3/0	0.337	0.434
4/0	0.267	0.345
250	0.226	0.292
350	0.161	0.210
500	0.113	0.148
750	0.0759	0.099

Tabla 5. Resistencia Eléctrica Aluminio

COBRE		
Calibre (AWG) (34.5/13.8/0.2) kV	Resistencia Eléctrica	
	DC a 20°C Ohm/km	AC a 90°C Ohm/km
8	2.102	2.680
6	1.323	1.687
4	0.831	1.060
2	0.523	0.667
1/0	0.329	0.420
2/0	0.261	0.333
3/0	0.207	0.265
4/0	0.164	0.211
250	0.139	0.179
350	0.099	0.129
500	0.069	0.093
750	0.050	0.063

Tabla 6. Resistencia Eléctrica Cobre

3.3. Reactancia inductiva del conductor de línea trifásica balanceada

La reactancia de los conductores, van a depender de la sección del conductor, la disposición dentro de ductos, nivel de aislamiento, nivel de tensión.

De acuerdo a la IEC 60909 parte 2 Electrical equipment - Data for short-circuit current calculations in accordance with IC 909 (1988), puede plantearse la inductancia, la reactancia y la impedancia de una línea tripolar, coplanar de acuerdo a la ecuación (a) y (b).

Teniendo en cuenta la formula simplificada de Carson, la reactancia inductiva de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas balanceadas, se tiene reactancia de secuencia positiva y se determinará mediante la siguiente expresión.

$$X = 2 * \pi * f * \mathcal{E} \quad (a)$$

Donde:

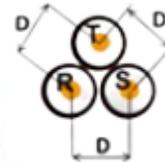
f: Frecuencia de la red (60 Hz).

\mathcal{E} : Coeficiente de Inducción Mutua por unidad de longitud (H/km).

El coeficiente de inducción por unidad de longitud (\mathcal{E}) vendrá dado por la expresión:

$$DMG = \sqrt[3]{D * D * D} = D$$

$$\mathcal{E} = (K + 4,605 * \log_{10} \left(\frac{2 * DM}{d} \right)) * 10^{-4} \quad (b)$$



Donde:

K: Constante que depende del número de alambres que conforman el conductor, de acuerdo con los valores de la siguiente tabla:

N° de alambres	1	7	19	37	61
Constante K	0.5	0.64	0.55	0.53	0.51

Tabla 7. Constante K

Dm: Distancia media geométrica entre conductores. Los conductores están en triángulo, estando las tres fases en contacto mutuo, por lo tanto, la distancia media geométrica coincide con el diámetro exterior del conductor (mm).

d: Diámetro interior del conductor (mm).

3.3.1. Tablas de Reactancias

Las siguientes tablas muestran las reactancias inductivas para cada uno de los calibres tanto de cobre como de aluminio ante conductores en triángulo.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 15 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

DISPOSICIÓN TRIANGULAR						
Calibre AWG (COBRE Y ALUMINIO)	Reactancia Inductiva			Reactancia Inductiva		
	Aislamiento al 100%			Aislamiento al 133%		
	0.6 kV Ohm/km	15 kV Ohm/km	35 kV Ohm/km	0.6 kV Ohm/km	15 kV Ohm/km	35 kV Ohm/km
8	0,107	-	-	0,107	-	-
6	0,115	-	-	0,115	-	-
4	0,108	-	-	0,108	-	-
2	0,102	0,167	-	0,102	0,174	-
1/0	0,103	0,155	0,177	0,103	0,162	0,185
2/0	0,100	0,149	0,171	0,100	0,156	0,179
3/0	0,098	0,144	0,165	0,098	0,150	0,172
4/0	0,095	0,139	0,157	0,095	0,145	0,166
250	0,097	0,135	0,152	0,097	0,140	0,161
350	0,094	0,128	0,144	0,094	0,133	0,156
500	0,091	0,121	0,139	0,091	0,126	0,147
750	-	0,114	0,132	-	0,119	0,137

Tabla 8. Reactancia inductiva BT-MT

3.4. Intensidades de cortocircuito admisibles en los conductores

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos.

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

$$I_{cc} = K * S * \sqrt{\frac{1}{t}} [A] \quad \text{ó} \quad I_{cc} = S * \frac{K}{\sqrt{t}} [A]$$

Donde:

I_{cc}: Intensidad máxima de cortocircuito (A).

K: Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor, del aislamiento y de sus temperaturas al principio y al final del cortocircuito. En este caso se toman como valores 143 para el cobre y 93 para el aluminio.

S: Sección del conductor (mm²).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 16 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

3.4.1. Tabla de corrientes de corto

La siguiente tabla muestra las intensidades de cortocircuito admisibles para cada uno de los calibres de los conductores tanto de cobre como de aluminio.

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE COBRE (kA)															
AWG	S (mm) ²	Duración del cortocircuito (s)													
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.5	2	2.5	3
8	8.3	3.7	2.6	2.1	1.9	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6
6	13.3	6	4.2	3.4	3	2.6	2.4	2.2	2.1	2	1.9	1.5	1.3	1.2	1
4	21.1	9.5	6.7	5.5	4.7	4.2	3.9	3.6	3.3	3.1	3	2.4	2.1	1.9	1.7
2	33.6	15.2	10.7	8.7	7.6	6.8	6.2	5.7	5.3	5	4.8	3.9	3.4	3	2.7
1/0	53.4	24.1	17.1	13.9	12	10.8	9.8	9.1	8.5	8	7.6	6.2	5.4	4.8	4.4
2/0	67.4	30.5	21.5	17.6	15.2	13.6	12.4	11.5	10.7	10.1	9.6	7.8	6.8	6	5.5
3/0	85	38.4	27.1	22.2	19.2	17.2	15.7	14.5	13.5	12.8	12.1	9.9	8.5	7.6	7
4/0	107.2	48.4	34.2	27.9	24.2	21.6	19.8	18.3	17.1	16.1	15.3	12.5	10.8	9.6	8.8
250	127	57.4	40.6	33.1	28.7	25.6	23.4	21.7	20.3	19.1	18.1	14.8	12.8	11.4	10.4
350	177	80	56.5	46.2	40	35.8	32.6	30.2	28.3	26.6	25.3	20.6	17.9	16	14.6
500	253	114.4	80.8	66	57.2	51.1	46.7	43.2	40.4	38.1	36.1	29.5	25.5	22.8	20.8
750	380	171.8	121.5	99.2	85.9	76.8	70.1	64.9	60.7	57.2	54.3	44.3	38.4	34.3	31.3

Tabla 9. Intensidad de cortocircuito en cobre

INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ADMISIBLE ALUMINIO (kA)															
AWG	S (mm) ²	Duración del cortocircuito (s)													
		0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.5	2	2.5	3
8	8.3	2.4	1.7	1.4	1.2	1.1	1	0.9	0.8	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4
6	13.3	3.9	2.7	2.2	1.9	1.7	1.6	1.4	1.3	1.3	1.2	1	0.8	0.7	0.7
4	21.1	6.2	4.3	3.5	3.1	2.7	2.5	2.3	2.2	2	1.9	1.6	1.4	1.2	1.1
2	33.6	9.8	6.9	5.7	4.9	4.4	4	3.7	3.5	3.2	3.1	2.5	2.2	1.9	1.8
1/0	53.4	15.7	11	9.1	7.8	7	6.4	5.9	5.5	5.2	4.9	4	3.5	3.1	2.8
2/0	67.4	19.8	14	11.4	9.9	8.8	8	7.4	7	6.6	6.2	5.1	4.4	3.9	3.6
3/0	85	25	17	14.4	12.5	11.1	10.2	9.4	8.8	8.3	7.9	6.4	5.5	5	4.5
4/0	107.2	31.5	22	18.2	15.7	14.1	12.8	11.9	11.1	10.5	9.9	8.1	7	6.3	5.7
250	127	37.3	26	21.5	18.6	16.7	15.2	14.1	13.2	12.4	11.8	9.6	8.3	7.4	6.8

350	177	52	36	30	26	23.2	21.2	19.6	18.4	17.3	16.4	13.4	11.6	10.4	9.5
500	253	74.4	52	42.9	37.2	33.2	30.3	28.1	26.3	24.8	23.5	19.2	16.6	14.8	13
750	380	111	79	64.5	55.8	49.9	45.6	42.2	39.5	37.2	35.3	28.8	24.9	22.3	20

Tabla 10. Intensidad de cortocircuito en aluminio

3.5. Caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se producen en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores. Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

$$U\% = \frac{P * L}{10 * U^2} (R + X * \tan \varphi)$$

$$k = \frac{(R + X * \tan \varphi)}{(10 * U^2)}$$

Dónde:

P: Potencia trifásica transportada en kilovatios

U: Tensión entre dos fases en kilovoltios

L: Longitud de la línea

k: Constante de regulación generalizada del conductor

Nota: Para circuitos de baja tensión en zona urbana, rural, alumbrado público el límite de regulación es de 3% y para acometidas el 2%, en circuitos de media tensión para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal el límite de regulación es menor o igual al 1% y para acometidas de uso exclusivo debe ser menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión.

3.5.1. Tabla de constantes k

Sustituyendo los valores conocidos U, R y X tendremos para sistema trifásicos de media tensión los valores de la constante obtenidos en la siguiente tabla.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 18 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

CONSTANTE K PARA DISTINTOS FACTORES DE POTENCIA - COBRE						
TENSIÓN	13,2 kV			34,5 kV		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
2	$4,54 \times 10^{-4}$	$4,29 \times 10^{-4}$	$4,14 \times 10^{-4}$	-	-	-
1/0	$3,08 \times 10^{-4}$	$2,84 \times 10^{-4}$	$2,70 \times 10^{-4}$	$4,65 \times 10^{-5}$	$4,25 \times 10^{-5}$	$4,02 \times 10^{-5}$
2/0	$2,55 \times 10^{-4}$	$2,33 \times 10^{-4}$	$2,19 \times 10^{-4}$	$3,87 \times 10^{-5}$	$3,49 \times 10^{-5}$	$3,27 \times 10^{-5}$
3/0	$2,14 \times 10^{-4}$	$1,92 \times 10^{-4}$	$1,79 \times 10^{-4}$	$3,26 \times 10^{-5}$	$2,90 \times 10^{-5}$	$2,68 \times 10^{-5}$
4/0	$1,81 \times 10^{-4}$	$1,60 \times 10^{-4}$	$1,47 \times 10^{-4}$	$2,77 \times 10^{-5}$	$2,42 \times 10^{-5}$	$2,21 \times 10^{-5}$
250	$1,61 \times 10^{-4}$	$1,40 \times 10^{-4}$	$1,28 \times 10^{-4}$	$2,47 \times 10^{-5}$	$2,13 \times 10^{-5}$	$1,93 \times 10^{-5}$
350	$1,29 \times 10^{-4}$	$1,10 \times 10^{-4}$	$9,81 \times 10^{-5}$	$2,00 \times 10^{-5}$	$1,68 \times 10^{-5}$	$1,49 \times 10^{-5}$
500	$1,05 \times 10^{-4}$	$8,70 \times 10^{-5}$	$7,62 \times 10^{-5}$	$1,67 \times 10^{-5}$	$1,35 \times 10^{-5}$	$1,17 \times 10^{-5}$
750	$8,52 \times 10^{-5}$	$6,79 \times 10^{-5}$	$5,77 \times 10^{-5}$	$1,36 \times 10^{-5}$	$1,07 \times 10^{-5}$	$8,94 \times 10^{-6}$

Tabla 11. Constante K para cobre MT

CONSTANTE K PARA DISTINTOS FACTORES DE POTENCIA – ALUMINIO						
TENSIÓN	13,2 kV			34,5 kV		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
2	$7,01 \times 10^{-4}$	$6,75 \times 10^{-4}$	$6,60 \times 10^{-4}$	-	-	-
1/0	$4,62 \times 10^{-4}$	$4,38 \times 10^{-4}$	$4,25 \times 10^{-4}$	$6,91 \times 10^{-5}$	$6,51 \times 10^{-5}$	$6,28 \times 10^{-5}$
2/0	$3,78 \times 10^{-4}$	$3,55 \times 10^{-4}$	$3,42 \times 10^{-4}$	$5,67 \times 10^{-5}$	$5,29 \times 10^{-5}$	$5,07 \times 10^{-5}$
3/0	$3,11 \times 10^{-4}$	$2,89 \times 10^{-4}$	$2,76 \times 10^{-4}$	$4,68 \times 10^{-5}$	$4,32 \times 10^{-5}$	$4,10 \times 10^{-5}$
4/0	$2,58 \times 10^{-4}$	$2,37 \times 10^{-4}$	$2,24 \times 10^{-4}$	$3,90 \times 10^{-5}$	$3,54 \times 10^{-5}$	$3,34 \times 10^{-5}$
250	$2,25 \times 10^{-4}$	$2,05 \times 10^{-4}$	$1,93 \times 10^{-4}$	$3,42 \times 10^{-5}$	$3,08 \times 10^{-5}$	$2,88 \times 10^{-5}$
350	$1,75 \times 10^{-4}$	$1,56 \times 10^{-4}$	$1,45 \times 10^{-4}$	$2,68 \times 10^{-5}$	$2,36 \times 10^{-5}$	$2,17 \times 10^{-5}$
500	$1,37 \times 10^{-4}$	$1,19 \times 10^{-4}$	$1,08 \times 10^{-4}$	$2,13 \times 10^{-5}$	$1,82 \times 10^{-5}$	$1,63 \times 10^{-5}$
750	$1,06 \times 10^{-4}$	$8,85 \times 10^{-5}$	$7,83 \times 10^{-5}$	$1,66 \times 10^{-5}$	$1,37 \times 10^{-5}$	$1,20 \times 10^{-5}$

Tabla 12. Constante K para aluminio MT

Sustituyendo los valores conocidos U, R y X tendremos para sistema trifásicos y monofásicos de baja tensión los valores de la constante obtenidos en la siguiente tabla.

CONSTANTE K PARA DISTINTOS FACTORES DE POTENCIA – COBRE						
TENSIÓN	MONOFÁSICO 240/120 V			TRIFÁSICO 220/127 V		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
8	$9,59 \times 10^{-6}$	$9,49 \times 10^{-6}$	$9,43 \times 10^{-6}$	$5,70 \times 10^{-6}$	$5,64 \times 10^{-6}$	$5,61 \times 10^{-6}$
6	$6,16 \times 10^{-6}$	$6,05 \times 10^{-6}$	$5,99 \times 10^{-6}$	$3,66 \times 10^{-6}$	$3,60 \times 10^{-6}$	$3,56 \times 10^{-6}$
4	$3,96 \times 10^{-6}$	$3,86 \times 10^{-6}$	$3,80 \times 10^{-6}$	$2,36 \times 10^{-6}$	$2,30 \times 10^{-6}$	$2,26 \times 10^{-6}$
2	$2,58 \times 10^{-6}$	$2,49 \times 10^{-6}$	$2,43 \times 10^{-6}$	$1,54 \times 10^{-6}$	$1,48 \times 10^{-6}$	$1,45 \times 10^{-6}$
1/0	$1,73 \times 10^{-6}$	$1,63 \times 10^{-6}$	$1,58 \times 10^{-6}$	$1,03 \times 10^{-6}$	$9,71 \times 10^{-7}$	$9,38 \times 10^{-7}$
2/0	$1,42 \times 10^{-6}$	$1,32 \times 10^{-6}$	$1,27 \times 10^{-6}$	$8,43 \times 10^{-7}$	$7,88 \times 10^{-7}$	$7,56 \times 10^{-7}$
3/0	$1,17 \times 10^{-6}$	$1,08 \times 10^{-6}$	$1,03 \times 10^{-6}$	$6,99 \times 10^{-7}$	$6,45 \times 10^{-7}$	$6,14 \times 10^{-7}$
4/0	$9,81 \times 10^{-7}$	$8,93 \times 10^{-7}$	$8,41 \times 10^{-7}$	$5,84 \times 10^{-7}$	$5,31 \times 10^{-7}$	$5,01 \times 10^{-7}$
250	$8,74 \times 10^{-7}$	$7,85 \times 10^{-7}$	$7,32 \times 10^{-7}$	$5,20 \times 10^{-7}$	$4,67 \times 10^{-7}$	$4,36 \times 10^{-7}$
350	$6,92 \times 10^{-7}$	$6,05 \times 10^{-7}$	$5,55 \times 10^{-7}$	$4,12 \times 10^{-7}$	$3,60 \times 10^{-7}$	$3,30 \times 10^{-7}$
500	$5,59 \times 10^{-7}$	$4,75 \times 10^{-7}$	$4,26 \times 10^{-7}$	$3,33 \times 10^{-7}$	$2,83 \times 10^{-7}$	$2,54 \times 10^{-7}$

Tabla 13. Constante K para cobre BT

CONSTANTE K PARA DISTINTOS FACTORES DE POTENCIA – ALUMINIO						
TENSIÓN	MONOFÁSICO 240/120 V			TRIFÁSICO 220/127 V		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
8	$1,56 \times 10^{-5}$	$1,55 \times 10^{-5}$	$1,54 \times 10^{-5}$	$9,27 \times 10^{-6}$	$9,21 \times 10^{-6}$	$9,18 \times 10^{-6}$
6	$1,24 \times 10^{-5}$	$1,23 \times 10^{-5}$	$1,23 \times 10^{-5}$	$7,40 \times 10^{-6}$	$7,33 \times 10^{-6}$	$7,30 \times 10^{-6}$
4	$6,33 \times 10^{-6}$	$6,23 \times 10^{-6}$	$6,17 \times 10^{-6}$	$3,77 \times 10^{-6}$	$3,71 \times 10^{-6}$	$3,67 \times 10^{-6}$
2	$4,07 \times 10^{-6}$	$3,98 \times 10^{-6}$	$3,92 \times 10^{-6}$	$2,42 \times 10^{-6}$	$2,37 \times 10^{-6}$	$2,33 \times 10^{-6}$
1/0	$2,66 \times 10^{-6}$	$2,57 \times 10^{-6}$	$2,51 \times 10^{-6}$	$1,58 \times 10^{-6}$	$1,53 \times 10^{-6}$	$1,49 \times 10^{-6}$
2/0	$2,16 \times 10^{-6}$	$2,07 \times 10^{-6}$	$2,01 \times 10^{-6}$	$1,29 \times 10^{-6}$	$1,23 \times 10^{-6}$	$1,20 \times 10^{-6}$
3/0	$1,76 \times 10^{-6}$	$1,67 \times 10^{-6}$	$1,62 \times 10^{-6}$	$1,05 \times 10^{-6}$	$9,94 \times 10^{-7}$	$9,63 \times 10^{-7}$
4/0	$1,45 \times 10^{-6}$	$1,36 \times 10^{-6}$	$1,31 \times 10^{-6}$	$8,61 \times 10^{-7}$	$8,08 \times 10^{-7}$	$7,78 \times 10^{-7}$
250	$1,27 \times 10^{-6}$	$1,18 \times 10^{-6}$	$1,12 \times 10^{-6}$	$7,54 \times 10^{-7}$	$7,00 \times 10^{-7}$	$6,69 \times 10^{-7}$
350	$9,73 \times 10^{-7}$	$8,87 \times 10^{-7}$	$8,36 \times 10^{-7}$	$5,79 \times 10^{-7}$	$5,28 \times 10^{-7}$	$4,97 \times 10^{-7}$
500	$7,50 \times 10^{-7}$	$6,66 \times 10^{-7}$	$6,17 \times 10^{-7}$	$4,46 \times 10^{-7}$	$3,97 \times 10^{-7}$	$3,67 \times 10^{-7}$

Tabla 14. Constante K para aluminio BT

Nota: Para sistemas monofásicos se tiene aplicado un factor de corrección por 2.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 20 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

3.6. Pérdida de Potencia

Para calcular las pérdidas de potencia para las líneas trifásicas se usa la siguiente formula:

$$\Delta P\% = P * L * \frac{R}{10 * U^2 * \cos^2 \phi}$$

Donde:

P: Potencia (kW).

L: Longitud de línea en km.

U: Tensión (kV).

Cos ϕ : Factor de potencia

Nota: Las pérdidas técnicas máximas no deben superar el 2.35% para las redes de baja tensión y el 1% para redes de media tensión.

3.6.1. Tabla de pérdidas de potencia

En la siguiente tabla se encuentran los valores obtenidos para cada uno de los conductores y factor de potencia en redes de media tensión.

PÉRDIDAS TRIFÁSICAS DE POTENCIA EN %				
CONDUCTOR COBRE AWG	TENSIÓN (kV)	FACTOR DE POTENCIA		
		0,8	0,9	0,95
2	13,2	5,98x10 ⁻⁴	4,73x10 ⁻⁴	4,25x10 ⁻⁴
	34,5	-	-	-
1/0	13,2	3,77x10 ⁻⁴	2,98x10 ⁻⁴	2,68x10 ⁻⁴
	34,5	5,51x10 ⁻⁵	4,36x10 ⁻⁵	3,92x10 ⁻⁵
2/0	13,2	2,99x10 ⁻⁴	2,36x10 ⁻⁴	2,12x10 ⁻⁴
	34,5	4,37x10 ⁻⁵	3,45x10 ⁻⁵	3,11x10 ⁻⁵
3/0	13,2	2,38x10 ⁻⁴	1,88x10 ⁻⁴	1,69x10 ⁻⁴
	34,5	3,48x10 ⁻⁵	2,75x10 ⁻⁵	2,47x10 ⁻⁵
4/0	13,2	1,89x10 ⁻⁴	1,50x10 ⁻⁴	1,35x10 ⁻⁴
	34,5	2,77x10 ⁻⁵	2,19x10 ⁻⁵	1,97x10 ⁻⁵
250	13,2	1,61x10 ⁻⁴	1,27x10 ⁻⁴	1,14x10 ⁻⁴
	34,5	2,35x10 ⁻⁵	1,86x10 ⁻⁵	1,67x10 ⁻⁵

350	13,2	$1,16 \times 10^{-4}$	$9,14 \times 10^{-5}$	$8,23 \times 10^{-5}$
	34,5	$1,69 \times 10^{-5}$	$1,34 \times 10^{-5}$	$1,20 \times 10^{-5}$
500	13,2	$8,34 \times 10^{-5}$	$6,59 \times 10^{-5}$	$5,93 \times 10^{-5}$
	34,5	$1,22 \times 10^{-5}$	$9,65 \times 10^{-6}$	$8,68 \times 10^{-6}$
750	13,2	$5,65 \times 10^{-5}$	$4,46 \times 10^{-5}$	$4,02 \times 10^{-5}$
	34,5	$8,27 \times 10^{-6}$	$6,53 \times 10^{-6}$	$5,88 \times 10^{-6}$

Tabla 15. Pérdidas de potencia cobre MT

PÉRDIDAS TRIFÁSICAS DE POTENCIA EN %				
CONDUCTOR ALUMINIO AWG	TENSIÓN (kV)	FACTOR DE POTENCIA		
		0,8	0,9	0,95
2	13,2	$9,83 \times 10^{-4}$	$7,77 \times 10^{-4}$	$6,99 \times 10^{-4}$
	34,5	-	-	-
1/0	13,2	$6,18 \times 10^{-4}$	$4,88 \times 10^{-4}$	$4,39 \times 10^{-4}$
	34,5	$9,04 \times 10^{-5}$	$7,15 \times 10^{-5}$	$6,43 \times 10^{-5}$
2/0	13,2	$4,91 \times 10^{-4}$	$3,88 \times 10^{-4}$	$3,49 \times 10^{-4}$
	34,5	$7,18 \times 10^{-5}$	$5,67 \times 10^{-5}$	$5,11 \times 10^{-5}$
3/0	13,2	$3,89 \times 10^{-4}$	$3,08 \times 10^{-4}$	$2,77 \times 10^{-4}$
	34,5	$5,70 \times 10^{-5}$	$4,50 \times 10^{-5}$	$4,05 \times 10^{-5}$
4/0	13,2	$3,09 \times 10^{-4}$	$2,44 \times 10^{-4}$	$2,20 \times 10^{-4}$
	34,5	$4,53 \times 10^{-5}$	$3,58 \times 10^{-5}$	$3,22 \times 10^{-5}$
250	13,2	$2,62 \times 10^{-4}$	$2,07 \times 10^{-4}$	$1,86 \times 10^{-4}$
	34,5	$3,83 \times 10^{-5}$	$3,03 \times 10^{-5}$	$2,73 \times 10^{-5}$
350	13,2	$1,88 \times 10^{-4}$	$1,49 \times 10^{-4}$	$1,34 \times 10^{-4}$
	34,5	$2,76 \times 10^{-5}$	$2,18 \times 10^{-5}$	$1,96 \times 10^{-5}$
500	13,2	$1,33 \times 10^{-4}$	$1,05 \times 10^{-4}$	$9,44 \times 10^{-5}$
	34,5	$1,94 \times 10^{-5}$	$1,54 \times 10^{-5}$	$1,38 \times 10^{-5}$
750	13,2	$8,88 \times 10^{-5}$	$7,01 \times 10^{-5}$	$6,31 \times 10^{-5}$
	34,5	$1,30 \times 10^{-5}$	$1,03 \times 10^{-5}$	$9,24 \times 10^{-6}$

Tabla 16. Pérdidas de potencia aluminio MT

En la siguiente tabla se encuentran los valores obtenidos para cada uno de los conductores y factor de potencia en redes de baja tensión.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 22 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN % - COBRE						
TENSIÓN (kV)	MONOFÁSICO 240/120 V			TRIFÁSICO 220/127 V		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
8	1,45x10 ⁻⁵	1,15x10 ⁻⁵	1,03x10 ⁻⁵	8,65x10 ⁻⁶	6,84x10 ⁻⁶	6,15x10 ⁻⁶
6	9,15x10 ⁻⁶	7,23x10 ⁻⁶	6,51x10 ⁻⁶	5,45x10 ⁻⁶	4,30x10 ⁻⁶	3,87x10 ⁻⁶
4	5,75x10 ⁻⁶	4,54x10 ⁻⁶	4,09x10 ⁻⁶	3,42x10 ⁻⁶	2,70x10 ⁻⁶	2,43x10 ⁻⁶
2	3,62x10 ⁻⁶	2,86x10 ⁻⁶	2,57x10 ⁻⁶	2,15x10 ⁻⁶	1,70x10 ⁻⁶	1,53x10 ⁻⁶
1/0	2,28x10 ⁻⁶	1,80x10 ⁻⁶	1,62x10 ⁻⁶	1,36x10 ⁻⁶	1,07x10 ⁻⁶	9,64x10 ⁻⁷
2/0	1,81x10 ⁻⁶	1,43x10 ⁻⁶	1,28x10 ⁻⁶	1,08x10 ⁻⁶	8,49x10 ⁻⁷	7,64x10 ⁻⁷
3/0	1,44x10 ⁻⁶	1,14x10 ⁻⁶	1,02x10 ⁻⁶	8,56x10 ⁻⁷	6,76x10 ⁻⁷	6,08x10 ⁻⁷
4/0	1,14x10 ⁻⁶	9,04x10 ⁻⁷	8,14x10 ⁻⁷	6,81x10 ⁻⁷	5,38x10 ⁻⁷	4,84x10 ⁻⁷
250	9,71x10 ⁻⁷	7,67x10 ⁻⁷	6,91x10 ⁻⁷	5,78x10 ⁻⁷	4,57x10 ⁻⁷	4,11x10 ⁻⁷
350	7,00x10 ⁻⁷	5,53x10 ⁻⁷	4,98x10 ⁻⁷	4,16x10 ⁻⁷	3,29x10 ⁻⁷	2,96x10 ⁻⁷
500	5,05x10 ⁻⁷	3,99x10 ⁻⁷	3,59x10 ⁻⁷	3,00x10 ⁻⁷	2,37x10 ⁻⁷	2,13x10 ⁻⁷

Tabla 17. Pérdidas de potencia cobre BT

PÉRDIDAS DE POTENCIA EN % - ALUMINIO						
TENSIÓN (kV)	MONOFÁSICO 240/120 V			TRIFÁSICO 220/127 V		
CALIBRE AWG	0,8	0,9	0,95	0,8	0,9	0,95
8	2,39x10 ⁻⁵	1,89x10 ⁻⁵	1,70x10 ⁻⁵	1,42x10 ⁻⁵	1,12x10 ⁻⁵	1,01x10 ⁻⁵
6	1,90x10 ⁻⁵	1,50x10 ⁻⁵	1,35x10 ⁻⁵	1,13x10 ⁻⁵	8,91x10 ⁻⁶	8,02x10 ⁻⁶
4	9,46x10 ⁻⁶	7,47x10 ⁻⁶	6,72x10 ⁻⁶	5,63x10 ⁻⁶	4,45x10 ⁻⁶	4,00x10 ⁻⁶
2	5,95x10 ⁻⁶	4,70x10 ⁻⁶	4,23x10 ⁻⁶	3,54x10 ⁻⁶	2,80x10 ⁻⁶	2,52x10 ⁻⁶
1/0	3,74x10 ⁻⁶	2,95x10 ⁻⁶	2,66x10 ⁻⁶	2,22x10 ⁻⁶	1,76x10 ⁻⁶	1,58x10 ⁻⁶
2/0	2,97x10 ⁻⁶	2,34x10 ⁻⁶	2,11x10 ⁻⁶	1,77x10 ⁻⁶	1,40x10 ⁻⁶	1,26x10 ⁻⁶
3/0	2,35x10 ⁻⁶	1,86x10 ⁻⁶	1,67x10 ⁻⁶	1,40x10 ⁻⁶	1,11x10 ⁻⁶	9,96x10 ⁻⁷
4/0	1,87x10 ⁻⁶	1,48x10 ⁻⁶	1,33x10 ⁻⁶	1,11x10 ⁻⁶	8,80x10 ⁻⁷	7,92x10 ⁻⁷
250	1,58x10 ⁻⁶	1,25x10 ⁻⁶	1,13x10 ⁻⁶	9,43x10 ⁻⁷	7,45x10 ⁻⁷	6,70x10 ⁻⁷
350	1,14x10 ⁻⁶	9,00x10 ⁻⁷	8,10x10 ⁻⁷	6,78x10 ⁻⁷	5,36x10 ⁻⁷	4,82x10 ⁻⁷
500	8,03x10 ⁻⁷	6,34x10 ⁻⁷	5,71x10 ⁻⁷	4,78x10 ⁻⁷	3,78x10 ⁻⁷	3,40x10 ⁻⁷

Tabla 18. Pérdidas de potencia cobre BT

Nota: Para sistemas monofásicos se tiene aplicado un factor de corrección por 2.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 23 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

3.7. Factores de corrección de corriente

Se deben aplicar factores de corrección para temperaturas ambientales diferentes a 30 °C y por número de conductores cuando el número de portadores de corriente en un mismo ducto pase de tres.

3.7.1. Factor por temperatura

De acuerdo con la temperatura de trabajo se deben corregir los valores de corriente con los factores presentados en la siguiente tabla:

Temperatura Ambiente °C	Temperatura del Conductor		
	60°C TW	75°C THW	90°C XLP
21-25	1,08	1,05	1,04
26-30	1	1	1
31-35	0,91	0,94	0,96
36-40	0,82	0,88	0,91
41-45	0,71	0,82	0,87
46-50	0,58	0,75	0,82
51-55	0,41	0,67	0,76
56-60	-	0,58	0,71
61-70	-	0,33	0,58
71-80	-	-	0,41

Tabla 19. Factor por temperatura

3.7.2. Factor de corrección para más de 3 conductores (agrupamiento) - BT

Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización pase de tres, la capacidad de corriente se debe reducir como se indica en la siguiente tabla:

Número de Conductores	Porcentaje de los Valores
4 a 6	80
7 a 9	70
10 a 20	50
21 a 30	45
31 a 40	40
>41	35

Tabla 20. Factor para más de 3 conductores

3.7.3. Factor por profundidad de enterramiento

Cuando se modifica la profundidad de enterramiento, de circuitos en bancos de ductos eléctricos, en relación con los valores presentados en la tabla 21, se permite modificar las capacidades de corriente tal como se indica a continuación:

- a) Si la profundidad de enterramiento es mayor que la indicada en la tabla 21, a la capacidad de corriente se le debe aplicar un factor de corrección del 6 % por cada 0,3 m de aumento en la profundidad, para cualquier valor de p .
- b) Si aumenta la profundidad de enterramiento en partes de un tramo del ducto eléctrico existente, no es necesario reducir la capacidad de corriente de los conductores, siempre que la longitud total de las partes del tendido del ducto en que se aumenta la profundidad sea menor al 25% de la longitud total de tendido.

Tensión Fase- Fase (V)	Profundidad ducto (m)
Alumbrado Público	0.5
0 a 600	0.6
601 a 34500	0.75

Tabla 21. Profundidad de enterramiento

3.8. Marcación de conductores

Con el objeto de unificar criterios para instalaciones eléctricas se debe cumplir el código de colores para conductores establecido en la Tabla 22. Puede ser válido para determinar este requisito el color propio del acabado exterior del conductor o en su defecto se puede hacer la marcación mediante pintura en las partes visibles o con cintas o rótulos adhesivos del color respectivo.

SISTEMA	1Φ	1Φ	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ-	3ΦY	3ΦY	3ΦΔ	3ΦΔ	3ΦY
Tensiones Nominales	120 V	240/ 120 V	208/ 120 V	240 V	240 208 120 V	380/ 220 V	480/ 277 V	480/ 440 V	Más de 1000 V	Más de 1000 V
Conductores Activos	1 Fases 2 Hilos	2 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 4 Hilos	3 Fases 3 Hilos	3 Fases	3 Fases
Fases	Color Fase o Negro	Color Fases o 1 Negro	Amarillo azul rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Negro Amarillo	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo	Violeta Café Rojo	Amarillo Violeta Rojo
Neutro	Blanco	Blanco	Blanco	No Aplica	Blanco	Blanco	Blanco o Gris	No Aplica	No Aplica	No Aplica
Tierra de protección	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	Desnudo o Verde	No Aplica
Tierra Aislada	Verde o Verde/ Amarillo	Verde o Verde/ Amarillo	Verde o Verde/ Amarillo	No Aplica	Verde o Verde/ Amarillo	Verde o Verde/ Amarillo	No Aplica	No Aplica	No Aplica	No Aplica

Tabla 22. Código de colores

4. CONEXIONES ELECTRICAS

Debido a las distintas características de metales disímiles, los dispositivos como terminales a presión o conectores a presión y lengüetas soldadas se deben identificar en cuanto al material del conductor y deben estar bien instalados y utilizados. No se deben mezclar en un terminal o en un conector de empalme, conductores de metales distintos cuando se produzcan contactos físicos entre ellos (por ejemplo, cobre y aluminio, cobre y aluminio revestido de cobre o aluminio y aluminio revestido de cobre), a no ser que el dispositivo esté identificado para ese fin y condiciones de uso. Si se utilizan materiales como compuestos para soldar, fundentes, inhibidores y restringentes, deben ser adecuados para el uso y deben ser de un tipo que no deteriore a los conductores, a la instalación o a los equipos.

Se deberá utilizar elementos premoldeados, para los cuales los componentes son moldeados por el fabricante utilizando materiales elastoméricos que conforman un cuerpo final que garantiza el confinamiento total del campo eléctrico dentro del mismo.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 26 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

Deben emplearse barrajes de conexión para la realización de empalmes de los cables o para derivaciones de la red secundaria, utilizando una vía por acometida. La aceptación de otros sistemas de conexión estará sujeta a la aprobación de CENS S.A E.S.P.

4.1. Empalmes

Todos los empalmes y uniones y los extremos libres de los conductores se deben cubrir con un aislante equivalente al de los conductores o con un dispositivo aislante identificado para ese fin. Los conectores o medios de empalme de los cables en conductores que van en instalaciones subterráneas deben estar certificados para cada uno de estos usos.

Una vez empalmados los conductores conservarán su completa capacidad de carga (corriente máxima para la que están calculados), así como la resistencia a la tracción mecánica requerida. El aislamiento del empalme debe resistir el gradiente de potencial al cual está diseñado el cable, así como los esfuerzos y descargas tangenciales motivadas por la terminación del empalme. Las características del empalme guardarán compatibilidad con los cables a empalmar.

Todo empalme de cables de media y baja tensión se ejecutará en las cámaras o cajas previstas para tal efecto. Antes y después de instalar un tramo de cable y proceder a empalmarlo, se verificará que las puntas de este tengan un sello hermético que impida el acceso del agua.

Nota: En ningún caso se aceptarán empalmes dentro de los ductos.

En las siguientes imágenes se pueden apreciar los empalmes que se utilizan:



Figura 2. Empalme premoldeado modular



Figura 3. Empalme premoldeado permanente

4.2. Codos

Los conectores se clasifican en conectores tipo codo para operación sin carga y operación con carga.

- Conector tipo codo de 600 A (operación sin carga)
- Conector tipo codo de 200 A (operación con carga)

En las siguientes imágenes se pueden apreciar los codos premoldeados para media tensión:



Figura 4. Codo premoldeado con fusible operable con carga



Figura 5. Codo premoldeado operable sin carga



Figura 6. Codo premoldeado tipo T

4.3. Barrajes

Los barrajes de media tensión estarán aislados para un voltaje nominal de 15 kV o 35 kV y capacidades de 200 y 600 Amperios, usados en conexiones en cámaras de inspección de redes subterráneas y otras instalaciones donde se requiere seccionar, y derivar, facilitando el mantenimiento y cambio de elementos en los circuitos.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 29 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

La entrada de la alimentación subterránea se hará por el lado izquierdo y la salida por el lado derecho, con el barraje al frente. Los bornes del medio serán derivaciones o cargas finales.

Los barrajes de baja tensión pueden ser instalados en cajas diseñadas para tal efecto ya sea construidas en el sitio o prefabricadas o fijados mediante soportes adecuados directamente a las paredes de las cámaras. Los barrajes podrán ser de 4, 6 u 8 puestos y se deben instalar con soportes de alta resistencia.

El barraje será especialmente diseñado para distribución y acometidas subterráneas para un voltaje de operación de 600 V. Estos barrajes son de 500 A para conductores desde calibre No 8 hasta 500 MCM. Los barrajes deben ser resistentes al agua, rotura, abrasión y envejecimiento, con una resistencia dieléctrica entre 5 °C y 90 °C, fabricados en aleación de aluminio estañado que permita la conexión de conductores de aluminio y cobre.



Figura 7. Barraje de 4 vías (MT)

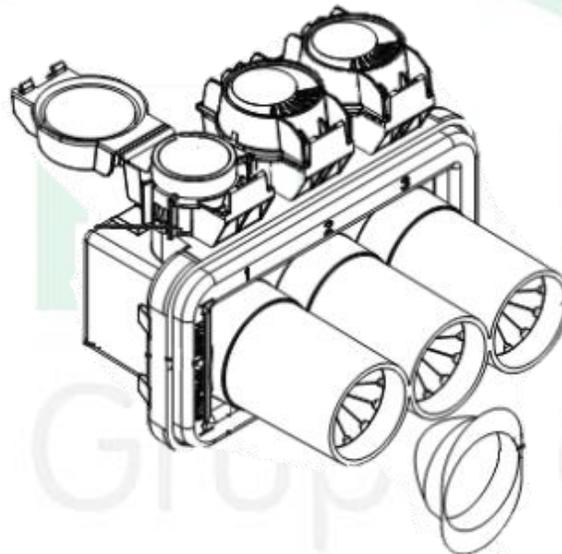


Figura 8. Barraje de 3 vías (BT)

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 30 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

Los conductores dentro de las cajas de distribución se deben instalar y dispuestos (peinados o figurados) de tal forma que cumplan con los radios de curvatura definidos en la NTC 2050 para estos. Los radios de curvatura se deben conservar incluso cuando personal de mantenimiento se encuentre al interior de la caja.

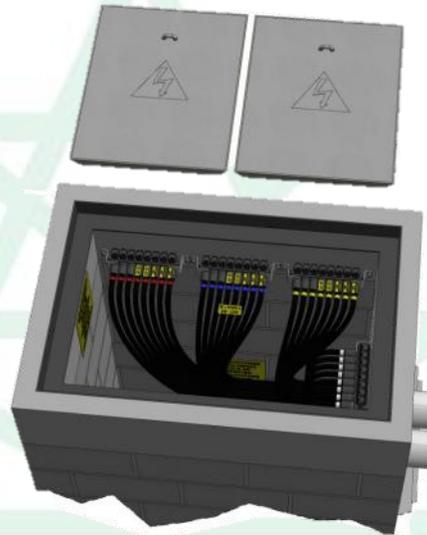


Figura 9. Instalación de conductores en el barraje

Los conductores deben ser marcados de acuerdo con el código de colores definido por el RETIE.

Los conductores alimentadores, tanto los de entrada (fuente) como los de salidas (cargas), se deben identificar claramente por medio del uso de placas fijadas sobre el conductor con correas o abrazaderas plásticas, como se observa en la Figura 10. No se permite el uso de pegantes para fijación de la marcación, ni marcación tipo adhesiva.

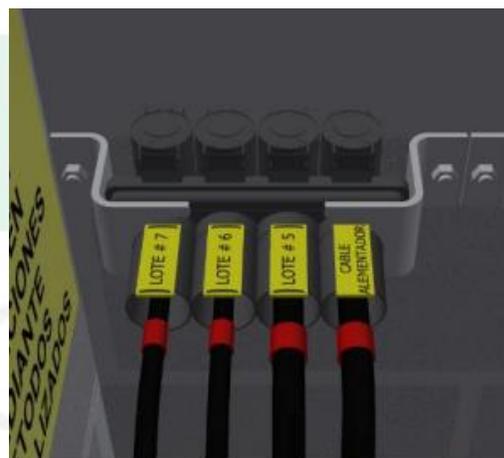


Figura 10. Marcación de conductores en barrajes de derivación

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 31 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

La selección del barraje secundario debe ser de acuerdo con el calibre de los conductores y el número de vías requeridas (entradas/salidas).

Las vías que no sean utilizadas deben permanecer selladas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del barraje.

El torque de apriete utilizado para la instalación debe ser el recomendado por el fabricante.

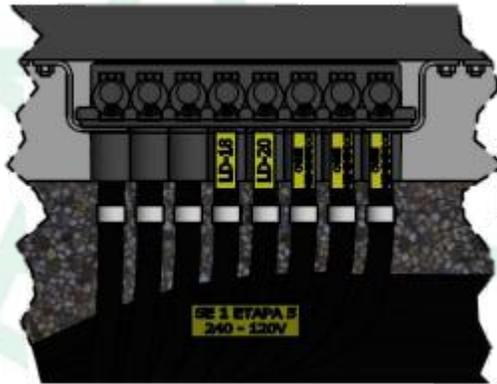


Figura 11. Barraje de derivación de 8 vías

La instalación de los barrajes secundarios se debe hacer a 5 cm del borde superior de la caja y adosado a las paredes de esta, como se muestra en la Figura 12.



Figura 12. Instalación de barraje de derivaciones

La fijación del barraje de derivación a la pared de la caja se debe hacer por medio de pernos expansivos de 5/8 x 2" fabricados en acero inoxidable o acero galvanizado en caliente o por medio de fijación definido y suministrado por el fabricante como parte integral del barraje secundario de derivación.

Los barrajes de derivación se deben instalar de forma horizontal, verificando su nivelación, ubicados sobre la cara larga de la caja de inspección.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 32 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

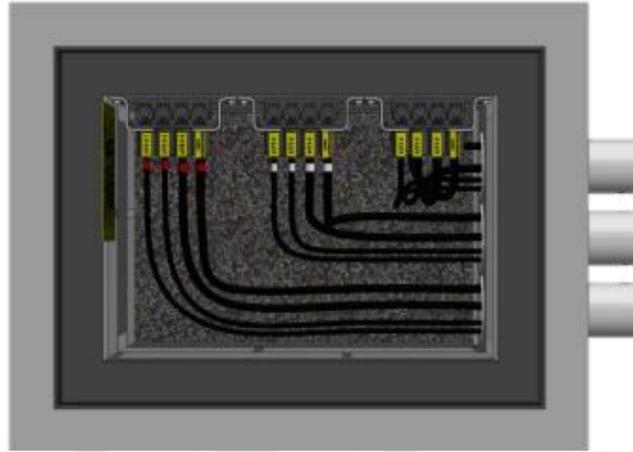


Figura 13. Instalación barrajes secundarios de derivación (3x4) en caja

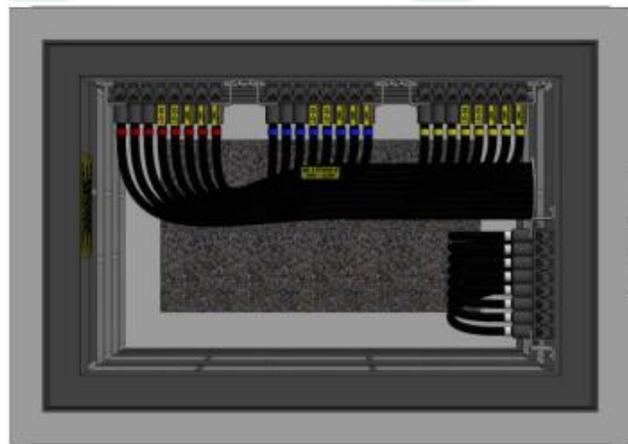


Figura 14. Instalación de barrajes secundarios de derivación (4x8) en caja

El gel retardante a la oxidación debe aplicarse a todos los conductores previo a su instalación y aseguramiento al barraje secundario de derivación, tal como se indica en la norma RA8-035 del Grupo EPM.

4.4. Terminales

Debe asegurarse una buena y completa conexión entre los conductores y los terminales, sin dañar los conductores y debe hacerse por medio de conectores terminales premoldeados; según su tipo de instalación pueden ser de uso exterior o de uso interior.

La selección de los terminales debe hacerse teniendo en cuenta diferentes aspectos como el nivel de tensión, el uso (interior o exterior), el calibre del conductor y el nivel de aislamiento del cable, que puede ser del 100 o 133% para media tensión.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 33 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

Los terminales se instalarán en los barrajes o puntos de transición. Se instalarán empalmes de media y baja tensión en puntos donde el cable no tenga la longitud necesaria, estos empalmes se realizarán en las cajas o cámaras de registro y deben ser de tipo premoldeado, de acuerdo a las especificaciones de materiales.



Figura 15. Terminal premoldeado tipo exterior

4.4.1. Terminal premoldeado tipo interior

Se usarán en instalaciones interiores. Se instalarán a la entrada y/o salida de seccionadores para operar bajo carga y a la llegada al transformador en subestaciones del tipo capsulado.

4.4.2. Terminal premoldeado tipo exterior

Se usarán en instalaciones exteriores, es decir, a la intemperie. Poseen campanas tapagoterias. Se instalarán en los puntos de transición de líneas de distribución aéreas a subterráneas, subterráneas a aéreas, o cuando se efectúa una derivación de una red exterior a una carga interior (tipo capsulada).

Para la conexión a la red aérea se utilizan conectores tipo borna terminal o terminales tipo vástago, los cuales deben ser herméticos para evitar filtraciones de agua a través del cable.

4.5. Transformador de potencia

El transformador de potencia para las redes subterráneas podrá ser de tipo pad mounted o tipo poste, el transformador de potencia pad mounted debe contar con terminales secundarios tipo pala, con el objetivo de realizar la adecuada unión pernada, con transiciones aluminio-cobre. Ver Figura 16.

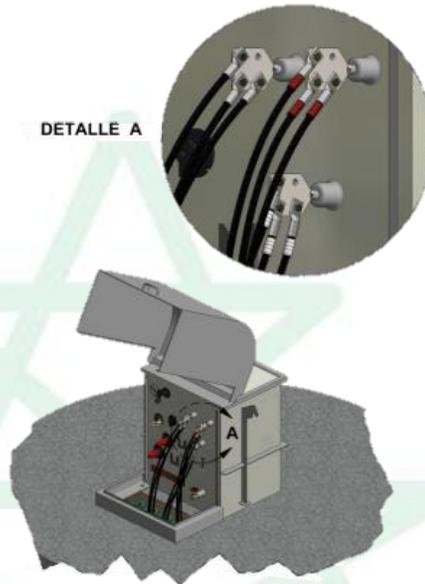


Figura 16. Transformador Pad Mounted, alimentación subterránea

5. PROTECCIÓN Y EQUIPOS DE CORTE ELÉCTRICO

5.1. Protección contra sobrecorriente

Para media tensión se utilizarán cortacircuitos y seccionadores accionables por pértiga con una intensidad nominal acorde con las necesidades de la instalación, autoseccionadores o reconectores en las transiciones de red aérea a subterránea y en la red subterránea, seccionadores sumergibles de dos y tres vías con capacidad de protección de sobrecorriente, reconectores tipo pedestal.

5.2. Protección contra sobretensiones

La protección contra sobretensiones se realizará mediante la instalación de descargadores de sobretensión en los sitios de transición. Se colocará un juego de descargadores de sobretensión en la línea aérea, en el mismo herraje que los terminales del cable a proteger.

En los transformadores ubicados en las cámaras subterráneas se instalarán juegos de DPS tipo codo.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 35 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------



Figura 17. DPS premoldeado tipo codo

5.3. Seccionador de Maniobra Sumergible

En los casos en que CENS requiera implementar el uso de seccionadores de maniobra sumergibles, estos deberán contar con las siguientes características.

Los seccionamientos subterráneos deben ser tipo sumergible aptos para ser instalados en cámaras ubicadas en zonas de utilidad pública expuestos a inundaciones, con un grado de protección IP68. Las conexiones y los mecanismos de operación e indicación de apertura o cierre deben estar localizados en la parte superior del tanque, además debe tener una base adecuada para evitar que el fondo del mismo esté en contacto con el piso de la cámara. Debe existir una separación no menor de 4 cm entre el piso de la cámara y el tanque del seccionador. Para las cajas de maniobra del tipo inundable el medio de aislamiento debe ser en aceite o SF6 y el medio de interrupción del arco en SF6 o vacío.

El seccionador de maniobras debe ser de accionamiento tripolar bajo carga que permita la operación y las modificaciones topológicas del circuito de media tensión, minimizando los tiempos de interrupción del servicio. Los mandos y conexiones eléctricas deben estar en la tapa superior del equipo para una fácil maniobra. Las maniobras de las cajas de seccionamiento se deberán poder realizar desde el nivel de acera, mediante pértigas, aun en condiciones de pozo inundado. Los seccionadores de maniobra podrán ser:

- Tres posiciones: abierto – cerrado – puesto a tierra.
- Dos posiciones: abierto – cerrado.

Deben poseer una construcción robusta y deberán estar habilitados para permitir, mediante accesorios adicionales, el accionamiento por motor para telecontrol y automatización bajo sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition).

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 36 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

La puesta a tierra de los seccionadores de maniobra varía de acuerdo con el diseño de estos, los hay con posición fija de puesta a tierra (Abierto – cerrado – aterrizado) o por medio de terminales preformados externos tipo codo de puesta a tierra, que, al conectarlos, ponen a tierra cada polo de la correspondiente vía que se encuentre abierta. Por seguridad, cuando uno de los circuitos de entrada, salida o derivación es abierto y se van a realizar trabajos sobre el circuito, se debe poner a tierra cada una de las vías que se encuentran desenergizadas.



Figura 18. Seccionador de maniobra sumergible de tanque circular G&W Electric

5.4. Reconectador

Este es un elemento de protección y maniobra con capacidad para abrir y cerrar sobre corrientes de cortocircuito, equipado con relés de apertura ajustables, que protege la línea contra cortocircuitos y sobreintensidades, este elemento debe actuar en coordinación con el interruptor de cabecera o con otro elemento de protección y tiene la función de recierre automático con el mismo funcionamiento que el indicado para el interruptor de cabecera y puede ser telecontrolado.



Figura 19. Reconectador tipo pedestal para red subterránea

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 37 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

5.5. Indicador de falla

Los indicadores de falla deben instalarse en la alimentación de cada barraje o alimentación del seccionador de maniobra, con el fin de que identifique las fallas que puedan ocurrir en dicha línea.

El indicador de falla subterráneo está diseñado para aplicación en equipos de distribución subterránea, tales como transformadores o seccionamiento subterráneo. Usa un diseño de TC de núcleo cerrado para monitorear la corriente que fluye y pasa por el cable de distribución subterráneo. La unidad ajusta automáticamente su nivel de disparo basado en la corriente de carga medida, y dispara cuando el nivel de corriente excede el valor de disparo ajustado.



Figura 20. Indicador de falla

6. AFLORAMIENTOS

En toda transición, CENS S.A. E.S.P. exige terminales premoldeados certificados para los extremos de los cables monopares de media tensión, debidamente instalados con todos los elementos que los proveedores recomiendan. Según las condiciones, a juicio de CENS S.A. E.S.P., los terminales serán de tipo interior o exterior, seleccionados adecuadamente para la tensión y el calibre del conductor. La utilización de los terminales permite reducir los esfuerzos eléctricos a los cuales es sometido el aislamiento del cable monopolar de media tensión una vez se interrumpe y retira la pantalla metálica; proporciona, además, la distancia de fuga apropiada y da hermeticidad al cable en el punto de transición (frontera).

Las acometidas subterráneas de media tensión que se deriven de redes aéreas incluirán en la transición:

- Dispositivos de Protección contra Sobretensiones Transitorias (DPS) de óxido de zinc. La bajante a tierra de los DPS's se alojará dentro del poste.
- Terminal (juego completo) premoldeado tipo exterior, seleccionado según la tensión de la red y el calibre del cable monopolar de media tensión.
- El elemento de seccionamiento en una transición de línea aérea a subterránea dependerá de la potencia transportada y de la longitud de la línea como se define a continuación:

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 38 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

- Potencia ≤ 500 kVA sin considerar longitud de la línea el elemento de corte y protección será un cortacircuito con cámara apagachispas.
 - Potencia < 2000 kVA y longitud de la línea < 1.000 m el elemento de corte y protección será un cortacircuito con cámara apagachispas.
 - Potencia ≤ 2000 kVA y longitud de la línea ≥ 1.000 m el elemento de corte y protección será un reconectador con sus seccionadores asociados a la entrada y salida del mismo.
 - Potencia ≥ 2000 kVA independientemente de la longitud de la línea el elemento de corte y protección será un reconectador con sus seccionadores asociados a la entrada y salida del mismo.
- Elemento para evitar que entre agua a la tubería por la parte superior del ducto. (capacete)
 - Todo afloramiento primario, se hará por ducto conduit metálico galvanizado de sección adecuada para disponer del 60% del área de este libre, con longitud de 6 m, sujeto al poste mediante tres amarres de cinta de acero de 5/8", uno de los cuales irá a 0.5 m de la superficie del terreno y otro a 0.50 m del extremo superior del tubo; esto siempre y cuando todas las fases del circuito se encuentren dentro del mismo ducto. En caso contrario deben utilizarse ductos de PVC para evitar la inducción de corrientes que calienten el ducto y comprometan la seguridad. El ducto mínimo será de 6" para 13.2 kV, 34.5 kV.
 - A 0.50 metros de la base del poste de derivación se construirá una caja de paso. Para acceder a la caja, se ubicará una curva conduit con un tramo de tubo conduit de iguales especificaciones y embocadura tipo campana. Tal embocadura estará a mínimo 0.20 m de la base de la cámara.
 - La puesta a tierra empleará los materiales contemplados en la Tabla 15.3 del RETIE: "Constantes de Materiales" y aceptados por CENS S.A. E.S.P., y varilla de cobre de 16 mm (5/8") \times 2,40 m de longitud.
 - Las cintas metálicas que derivan de la pantalla electrostática hacia el exterior de los terminales premoldeados irán siempre puestas a tierra.

Las acometidas subterráneas de baja tensión que se deriven de redes aéreas incluirán en la transición:

- Elemento para evitar que entre agua a la tubería por la parte superior del ducto. (capacete)
- Todo afloramiento secundario, se hará por ducto conduit metálico galvanizado de sección adecuada para disponer del 60% del área de este libre, con longitud de 6 m, sujeto al poste mediante tres amarres de cinta de acero de 5/8", uno de los cuales irá a 0.5 m de la superficie del terreno y otro a 0.50 m del extremo superior del tubo. El ducto mínimo será de 4" para BT.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 39 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

- A 0.50 metros de la base del poste de derivación se construirá una caja de paso. Para acceder a la caja, se ubicará una curva conduit con un tramo de tubo conduit de iguales especificaciones y embocadura tipo campana. Tal embocadura estará a mínimo 0.20 m de la base de la cámara.

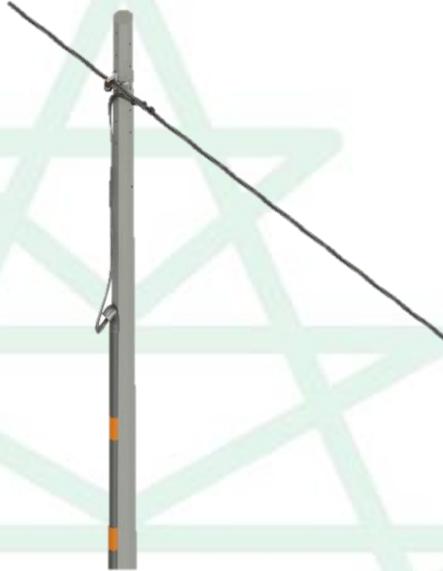
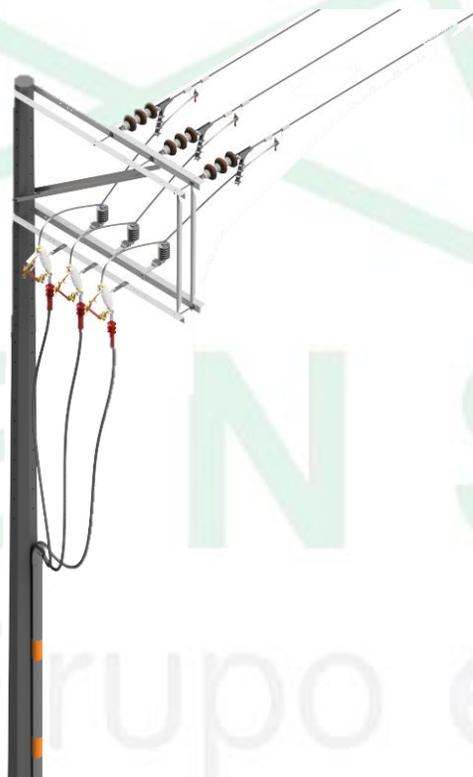
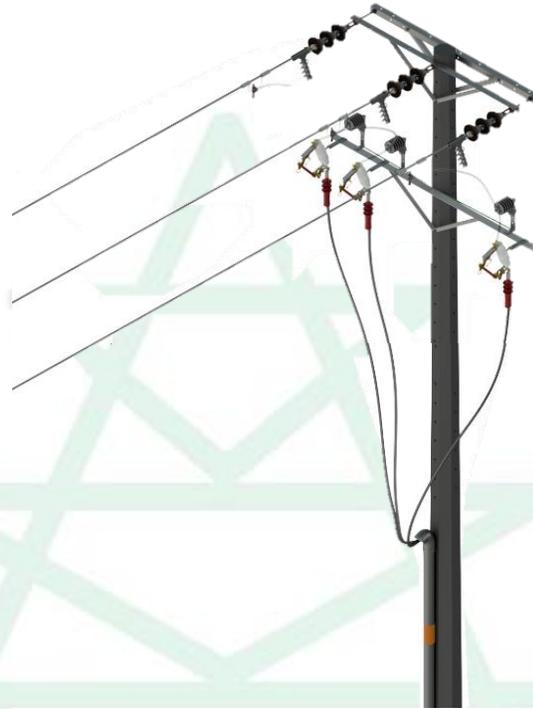


Figura 21. Transición de aéreo a subterráneo en B.T.



**Figura 22. Transición de aéreo a subterráneo en M.T.
Disposición bandera**

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 40 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------



**Figura 23. Transición de aéreo a subterráneo en M.T.
Disposición horizontal**

7. INSTALACIÓN DE CONDUCTORES EN DUCTOS

Para la instalación de conductores en los ductos, se debe tener en cuenta que la suma del área de la sección transversal de los conductores individuales en las canalizaciones no debe superar el 40 % del área de la sección transversal interior de la canalización.

Tensión fase-fase (V)	Diámetro de ducto a utilizar
Alumbrado público	Según diseño
0 – 600	Mínimo \varnothing 100 mm (4") 1 circuito trifásico por cada ducto
601 – 34500	Mínimo \varnothing 150 mm (6") 1 circuito trifásico por cada ducto

Tabla 23. Diámetros mínimos de ductos recomendados por tensión

Se debe dejar dos ductos de reserva por cada uno de los niveles de tensión.

En las transiciones de red aérea a subterránea y viceversa se instalarán ductos metálicos galvanizados tipo IMC con sus respectivos accesorios.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 41 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

Cuando haya cambio del tipo de ducto este debe hacerse a través de una caja de inspección. Antes del tendido, mediante cintas de colores deben identificarse los conductores para cada fase. En el proceso de instalación de los conductores, con cualquier sistema que se utilice para esta labor, se debe evitar que los conductores formen entorches, dobladuras, torceduras o desgastes. En caso de presentarse tal hecho, con deterioro del conductor, se cortará este y se hará un empalme o se reemplazará por otro.

En canalizaciones con líneas primarias existentes energizadas o no, deberá tenerse la debida precaución para la instalación de los conductores en tal forma que no hagan contacto con las otras líneas de distribución y no causen esfuerzos en ellas. El tendido de los ductos se ha de hacer lo más recto posible. Al llegar a las cajas los ductos deberán estar provistos de campanas (Ductos en PVC).

Las canalizaciones o ductos deben ser de materiales que reúnan las siguientes condiciones:

- No higroscópicos.
- Poseer un grado de protección adecuada al uso.
- Garantizar que no rasguen o deterioren el aislamiento de los conductores.

Se acepta el uso de tubos corrugados de PVC de doble pared (tipo TDP) o de polietileno de alta densidad para la protección mecánica térmica de cables de redes de media y baja tensión.

Deberá mantenerse una distancia útil de 0,2 metros entre el borde externo del conductor y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, etc.). Si esta distancia no puede ser mantenida se debe separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillos u otros materiales dieléctricos, resistentes al fuego, a los arcos eléctricos y malos conductores de calor y de por lo menos 5 cm de espesor.

Los conductores dentro del ducto deben conservar la misma disposición y adecuación a lo largo de todo su recorrido, asegurando que se mantenga la separación de los circuitos.

No se permite la instalación de cables sobre el nivel del suelo terminado, se entiende por “suelo terminado” el que habitualmente es pisado por las personas.

Los ductos se instalarán con una pendiente mínima del 1% hacia las cámaras de inspección, en una zanja de profundidad suficiente que permita un recubrimiento mínimo de 0,70 de relleno sobre el ducto. Con una pendiente máxima de 30%.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 42 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

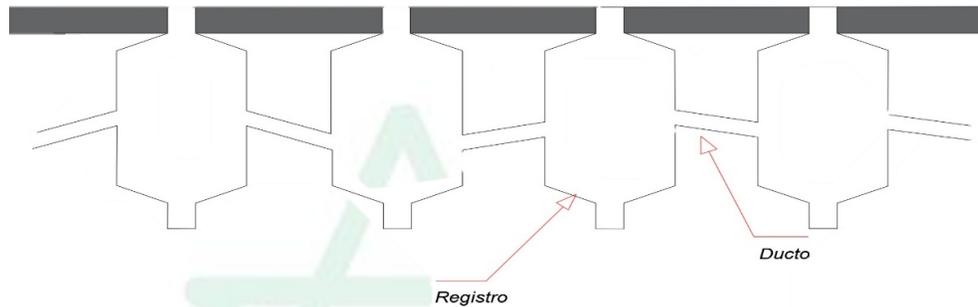


Figura 24. Inclinación de los ductos

Los cables subterráneos instalados debajo de construcciones deben estar alojados en un ducto que salga como mínimo 0,30 m del perímetro de la construcción.

Todos los conductores de un circuito subterráneo que pasen a través de una canalización deben ir por el mismo ducto. Si por las dimensiones del ducto no caben todos los conductores del circuito, se deberán utilizar ductos paralelos, siempre que estén cercanos y no sean de materiales conductores de la electricidad. En ductos metálicos o conductores todo el circuito debe ir en el mismo ducto, ya que circuitos incompletos inducen corrientes que calientan el ducto, comprometiendo la seguridad.

Las canalizaciones subterráneas en ductos, deben tener cajas de inspección o de paso que cumplan los requerimientos anteriormente expuestos, deben ser instaladas en tramos rectos una caja máximo cada 40 metros en baja tensión y cada 80 metros en media tensión de conducto y en donde existan cambios de ángulo o de dirección de la trayectoria, salvo cuando existan causas debidamente justificadas que permita una distancia mayor, (por ejemplo, cruce de grandes avenidas), en cuyo caso deberá quedar asentado en la memoria o especificación técnica del proyecto.

Todas las transiciones entre tipos de cables, las conexiones a las cargas, o las derivaciones, deben realizarse en cámaras o cajas de inspección que permitan mantener las condiciones y grados de protección aplicables. Las dimensiones internas de las cajas o cámaras de paso, derivación, conexión o salidas serán adecuadas a las funciones específicas y permitirán el tendido en función de la sección de los conductores cumpliendo con el radio de curvatura.

Los circuitos y sus fases dentro de las cajas de inspección deben quedar debidamente identificados en las cámaras de inspección.

Las uniones entre conductores deben asegurar la máxima hermeticidad posible y no deben alterar su sección transversal interna. Cuando se utilicen ductos metálicos, estos deben ser galvanizados en caliente y estar conectados eléctricamente a tierra.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 43 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

Todas las instalaciones subterráneas se deben conectar a tierra y unir equipotencialmente, toda caja de inspección que cuente con barrajes, estos deberán disponer de un SPT y estar debidamente aterrizados.

En la red principal o troncal se permite como máximo un cambio de calibre del conductor. No se permitirán redes de alumbrado público y redes de telecomunicaciones en un mismo ducto.

7.1. Distribución de conductores en ducto

Según la AEIC, 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 define como factor de atoramiento J .

$$J = \frac{D}{d}$$

Donde:

J : Factor de atoramiento.

D : Diámetro interior del ducto.

d : Diámetro nominal del cable.

La Figura 25 muestra las distintas configuraciones de los conductores en los ductos.

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.



Figura 25. Acomodo de cables en un ducto

7.2. Máxima tensión de halado o tendido

Es importante que se calcule la tensión de tendido antes de instalar un cable, para evitar que se disminuya su vida útil, a consecuencia de un mal trabajo de tendido. Para el control de la tensión de halado será empleado un dinamómetro debidamente calibrado.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 44 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

La tensión de halado de un cable no debe exceder el menor de las siguientes condiciones:

1. Tensión permisible en el conductor.
2. Tensión permisible en el dispositivo de tracción.
3. Presión lateral permisible.

Las tensiones máximas permisibles a las que se deben someter los cables no deberán rebasar los límites recomendados por los fabricantes. Es importante la forma de sujetar el cable para el halado, ya que la tensión varía según el método utilizado.

La tensión máxima de halado es un parámetro restrictivo. El cable debe ser halado con un equipo que proporcione una velocidad constante y controlada. Si es halado a mano, se debe utilizar malacates neumático, eléctrico o hidráulico, pero con velocidad controlada.

Nota: En ningún caso se permitirá el uso de algún vehículo como herramienta de halado.

Para calcular de forma aproximada la tensión máxima con la que se puede halar el cable desde el conductor metálico, basta con multiplicar el esfuerzo del material por el área de la sección transversal del conductor así:

$$T_{Max} = N * A * e$$

T_{Max} : Tensión máxima de halado en kg

A: Área del conductor metálico en mm²

N: Número de conductores a ser halados

e: Esfuerzo máximo que puede soportar el material del conductor en kg/mm²

Nota: para Cu: 9.8 kg/mm²

Al: 5.6 kg/mm²

Sin embargo, la tensión máxima no debe ser mayor de 2200 kgf para cables monofásicos o 2700 kgf para cables formados por dos o más conductores con calibres No.8 AWG y mayores.

El halado de un cable en una trayectoria con varias curvas es más difícil que halar un cable de la misma longitud, pero en un tramo recto. Cuando se hala un cable a través de un ducto recto, la tensión de halado es directamente proporcional a la longitud y al peso del cable.

El cálculo de tensión de tendido de cables en tramos rectos se realiza mediante la siguiente expresión:

$$T = \omega * \mu * L * W$$

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 45 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

Longitud máxima:

$$Lm = \frac{T_m}{\omega * \mu * W}$$

Donde:

T_m : tensión de tendido (debe ser inferior a la máxima tensión admisible por el cable) (kgf.)

W : peso total del cable (kgf/m)

ω : factor de corrección por peso

μ : Coeficiente de fricción dinámico entre el cable y el ducto (0,45 entre PE y PVC; 0,60 entre PVC y PVC; 0,85 entre PE y PE). Para tres cables en el ducto, 24°C de temperatura.

Lm : Longitud del ducto (m)

El coeficiente de fricción es uno de los factores más importantes que hay que considerar cuando se está tendiendo un cable, ya que de acuerdo a este factor se seleccionan las máximas longitudes de tramos de tendido de cable.

7.2.1.Lubricante

Durante la introducción del cable a los ductos, se debe ir lubricando con abundante producto apropiado para disminuir la fricción y que no atente contra las especificaciones físicas, eléctricas y mecánicas del cable. No es permitido el uso de VASELINA. La compatibilidad del lubricante con el cable y el conducto es sumamente importante. El producto no debería tener ningún efecto dañino sobre el conducto o sobre las propiedades físicas o eléctricas del cable. El lubricante y su residuo no deben propagar la llama y debe ser certificado por UL, CSA u otra entidad acreditada para garantizar la calidad del producto y no debería contener ningún tipo de ceras o grasas.

En los cables con cubiertas libres de halógenos, los lubricantes deben tener propiedades que no debiliten dichas cubiertas o aislamientos.

Modo de aplicación del lubricante: La chaqueta del cable y/o paredes del conducto deben ser completamente lubricadas, este debe ser aplicado inmediatamente antes, y/o, durante el halado. La cantidad de lubricante debe incrementarse de acuerdo con la dificultad del halado. Un estimado para la cantidad requerida de lubricante puede determinarse con:

$$Q = (0.0015) * L * D$$

Q: Es la Cantidad en galones.

L: Longitud del ducto en pies.

D: Diámetro externo del cable o diámetro interno del ducto en pulgadas.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 46 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

7.3. Conductores que deban halarse con cubierta de malla de acero o funda sobre la chaqueta

La siguiente fórmula ayuda a calcular la tensión máxima:

$$T_m = K * T * (d - t)$$

Donde:

T_m : Tensión máxima sobre la cubierta en kgf.

K : Constante de 2.21 para cubiertas en mm.

T : Tensión en kgf/mm², para el material de que se trate.

t : Espesor de la cubierta en mm.

d : Diámetro sobre la cubierta en mm.

La tensión máxima de halado no deberá ser mayor que 0.7 de la sección transversal de la cubierta en kgf/mm², siendo la máxima de 450 kgf.



Figura 26. Malla de tracción

7.4. Presión lateral en curvas

Es la fuerza radial ejercida en el aislamiento y cubierta de un cable en una curva, cuando el cable está bajo tensión. Excediendo la máxima presión lateral permisible, el cable puede dañarse por aplastamiento.

Para determinar la presión lateral, se pueden utilizar las siguientes fórmulas, dependiendo de la geometría:

- Un cable por ducto:

$$PL = \frac{T_s}{R}$$

- Tres cables en disposición triangular:

$$PLa = \frac{(3\omega_{3a} - 2) * T_{3/A}}{3R}$$

- Tres cables en disposición de cuna o V:

$$PLt = \frac{\omega_{3t} * T_{3/T}}{2R}$$

Donde:

$PL = PLa = PLt$: Presión lateral en la curva en kgf/m.

T_s : Tensión a la salida de la curva en kgf.

R : Radio de la curvatura en metro.

ω_{3a} : Factor de corrección por peso para tres cables en triángulo.

ω_{3t} : Factor de corrección por peso para tres cables en cuna o V.

$T_{3/A}$: Tensión de halado de tres cables en triángulo a la salida de la curva en kgf.

$T_{3/T}$: Tensión de halado de tres cables en cuna o V a la salida de la curva en kgf.

Nota: para 3 cables monopolares, cuando se tenga duda de la configuración, se debe utilizar el factor de corrección por peso para 3 cables en triángulo, para tomar en cuenta las condiciones más críticas.

Para determinar el factor de corrección por peso, se pueden usar las siguientes fórmulas:
Formación en triángulo:

$$\omega_{3a} = 1 + \frac{4}{3} * \left(\frac{d}{D-d} \right)^2$$

Formación en cuna o V:

$$\omega_{3t} = \frac{1}{\sqrt{1 - \left(\frac{d}{D-d} \right)^2}}$$

Donde:

D : Diámetro interior del ducto.

d : Diámetro exterior de un cable monofásico.

Las presiones laterales no pueden sobrepasar los 745 kgf/m para los cables EPR y XLPE a 15 kV.

7.5. Radio mínimo de curvatura

Es el máximo doblado que se le puede dar a un cable garantizando que las propiedades eléctricas y mecánicas de sus componentes no se alteren, es decir sin producir daños en el cable.

El radio mínimo de curvatura a que se puede someter un cable aislado, no debe ser menor que los recomendados por las normas internacionales y/o fabricante.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 48 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

Como norma para cables de media tensión apantallados es utilizado 12 veces el diámetro externo del mismo. En instalaciones con halados difíciles, se debe usar no menos de 15 veces el diámetro externo.

Radio mínimo de curvatura recomendado por el NEC	
Apantallados y cubiertos con plomo	12
No apantallados y no armados	8
Cables multiconductores o múltiplex	12/7*
*12 veces el diámetro individual del conductor apantallado o 7 veces el diámetro total	

Tabla 24. Radio mínimo de curvatura

De acuerdo con lo indicado en el artículo 300.34 de la NTC 2050 y en la tabla anterior, durante la instalación o después de ella, los conductores no se deben doblar a un radio inferior a 8 veces el diámetro total exterior para conductores no apantallados, o 12 veces el diámetro total exterior para conductores apantallados.

7.6. Soportes para cables y premoldeados

Una vez tendidos los cables en los ductos, los cables y/o conectores premoldeados deberán instalarse en soportes adecuados (ménsulas) de fijación a las paredes de las cámaras, a una altura aproximada de 1 metro del piso de las cámaras. Se deberá evitar al máximo que los cables queden en el piso de las cámaras.

Cuando se trate de cámaras en las cuales no se instalen conectores en los cables, éstos podrán asegurarse a los soportes con correas de amarre u otro sistema similar.

7.7. Puesta a tierra de pantallas electrostáticas

Las pantallas electrostáticas serán debidamente puestas a tierra en las cámaras de empalme mediante alambre de cobre calibre 12 AWG aislado en color verde y varilla de puesta a tierra de 5/8" x 2.4 m.

Deben atenderse las instrucciones del fabricante de los terminales y empalmes premoldeados.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 49 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------



Figura 27. Adaptador de puesta a tierra para cable con pantalla en cinta

7.8. Revisión y prueba de la línea

Una vez terminada la tendida de los cables en los ductos debe efectuarse una revisión física de los mismos, en cada una de las cámaras, verificando que los cables hayan sido colocados correctamente en los soportes, que las conexiones se encuentren correctas y que no haya contactos a tierra, de los conductores o entre los conductores entre sí.

Una vez efectuada esta inspección ocular se debe verificar el aislamiento y continuidad de la línea en cada una de sus fases utilizando un Megger de capacidad adecuada o equipo similar, aislando previamente cada uno de los extremos de la línea.

Acorde con lo establecido en el RETIE, la instalación será certificada por un inspector debidamente acreditado para tal fin. Si las anteriores pruebas resultan satisfactorias se puede energizar la línea. En el caso de que durante la prueba se detecten fallas, debe encontrarse la falla y corregir la misma hasta obtener el funcionamiento normal de las líneas.

8. CAJAS DE INSPECCIÓN

Las canalizaciones subterráneas en ductos deben tener cámaras de registro o de paso. En un tramo de línea subterránea éstas deben quedar a una distancia no mayor de 80 m para media tensión y no mayor a 40 m para baja tensión, salvo que existan causas justificadas que exijan una distancia mayor, también en los cambios de dirección o de pendiente contraria, en las transiciones de tipos de cables, en cruce de vías, en las conexiones de cargas o equipos, en las transiciones aéreas-subterráneas y derivaciones. Para estos casos se deberá justificar los cálculos de tensión de halado y deberá quedar asentado en la memoria de cálculo del proyecto específico. Cuando una caja de inspección se encuentre instalada en una zona de tráfico vehicular, la caja de inspección debe ser construida acorde a lo especificado en la norma CNS-03-836 de CENS. Para mas información ir al documento de aspectos civiles.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 50 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

9. PUESTA A TIERRA

Todas las instalaciones subterráneas se deben conectar a tierra y unir equipotencialmente según lo establecido en la Sección 250 de la NTC 2050.

Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 28, adoptados de las normas técnicas **IEC 60364-4-442**, **ANSI/IEEE 80**, **NTC 2050** y **NTC 4552**. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

Descripción	Z máxima (Ω)
Subestaciones de media tensión	10
Punto neutro de acometidas en baja tensión	25

Tabla 25. Resistencia de puesta a tierra

Nota: La medida de puesta a tierra de las acometidas no debe ser menor que la de las redes de baja tensión.

Las medidas para verificar la resistencia de puesta a tierra deberán ser realizadas de acuerdo con lo prescrito en el RETIE. Se debe verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red cumplan con el reglamento en mención y se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionarles al momento de la medición.

Para los casos en que la fuente de alimentación sea un transformador aéreo, el neutro en baja tensión se aterrizará en el apoyo de ubicación del transformador, cuando el apoyo no cuente con el ducto embebido para esta aplicación o no sea práctico acceder a él, el bajante será asegurado con cinta de acero inoxidable mínimo en tres puntos y se protegerá con tubo galvanizado metálico IMC de ½" y de mínimo 3 m de longitud.

Para el conductor de puesta a tierra del neutro de la red de baja tensión, y del transformador de distribución, se recomienda alambre de acero galvanizado en caliente, o acero recubierto de cobre; y para zonas rurales, se podrá optar también por el uso del fleje en acero.

Las conexiones que van bajo el nivel del suelo (puesta a tierra), deben ser realizadas con soldadura exotérmica o conector certificado para enterramiento directo conforme a la norma IEEE 837 o la norma NTC 2206. Para efectos de la presente norma, los electrodos de puesta a tierra deben cumplir los requisitos establecidos en el RETIE.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 51 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

10. MANTENIMIENTO DE REDES SUBTERRANEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN

Un adecuado trabajo de mantenimiento asegura la máxima confiabilidad al sistema subterráneo. Dependiendo de la importancia del sistema subterráneo se deberá determinar la frecuencia de las revisiones.

La adecuada Gestión del Mantenimiento de cables subterráneos debe considerar el ciclo de vida del activo y cumplir con el objetivo de reducir costos innecesarios, asegurar el correcto funcionamiento del sistema eléctrico y disminuir en todo lo posible el riesgo para las personas y para el medio ambiente.

10.1. Cable

Los aislamientos eléctricos están sujetos a un trabajo severo, inclusive en condiciones ideales de operación generando esfuerzos que causan el debilitamiento progresivo del valor de "Resistencia de Aislamiento".

La resistencia de aislamiento es aquella que presenta oposición al paso de la corriente eléctrica. Algunos patrones que causan la variación de la resistencia de aislamiento son:

- El calor.
- La humedad.
- Esfuerzos eléctricos.
- Golpes.
- Sobretensiones.
- Elementos corrosivos.
- Ataque de animales.

Debido a estos enemigos naturales de los aislamientos, es una práctica recomendable elaborar pruebas y revisiones periódicas para determinar o evaluar el estado del material.

Para una adecuada revisión, se debe contar con la historia del material, en este caso el material es "El Cable". En la historia del cable se deben tener los siguientes datos:

- Año de fabricación del cable y de puesta en servicio.
- Tipo de cable (aislamiento).
- Número y tipos de empalmes y terminales.
- Reportes de prueba del cable.
- Diagrama de la ruta del cable.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 52 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

10.2. Cajas

Debido a los cambios de temperatura en los cables causados por los ciclos de carga, se provocan rozamientos en los puntos de asentamiento del mismo (boquilla de ductos, bordes de contacto, etc.) lo cual va deteriorando el aislamiento.

Se debe revisar:

- Soportes del cable
- Ductos. Que no tengan filos en la terminal
- Radio de curvatura.

Además, se recomienda evacuar el agua de las cámaras y cajas periódicamente.

10.3. Terminales y empalmes

Como los empalmes en todo cable son un punto potencial de falla, se debe tener especial cuidado en las revisiones que se hagan. Las cintas protectoras contra la humedad, si es un empalme en cinta, se deben reponer en caso de que se vean deterioradas. Es importante revisar la pantalla del cable para que no vaya a estar rota. Si es un empalme premoldeado, tener especial cuidado y que sea completamente estanco, si se tienen dudas, lo más recomendable es verificar si el empalme es apto para ese tipo de cable. Se deben verificar que las conexiones a tierra estén en buen estado en los empalmes.

En cuanto a los terminales se tendrá especial cuidado con aquellos que se encuentren en zonas de alta contaminación. Si esos terminales están fabricados con cintas, periódicamente se debe cambiar la cinta de silicona.

A continuación, se mencionan algunos puntos que es conveniente verificar periódicamente para corregir condiciones que puedan ocasionar una falla:

- Verificación, ajuste y coordinación de las protecciones contra sobrecorrientes del sistema.
- Instalación de pararrayos adecuados al sistema y revisión periódica de los mismos.
- Verificación de los valores de resistencia y conexión del sistema de tierra.
- Limpieza y ajuste de conectores mecánicos en puntos de transición a cables desnudos, cuchillas, etc.
- Limpieza exterior de terminales instalados en ambientes excesivamente contaminados.
- Instalación de terminales de cobre adecuados en el punto de transición, con el objeto de que no le entre agua al cable a través del conductor.

10.4. Conexión a tierra en conectores premoldeados

Los conectores premoldeados están provistos de una pantalla exterior que consiste en una capa de material moldeado semiconductor.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 53 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.	
CAPÍTULO 3	REDES SUBTERRÁNEAS MEDIA Y BAJA TENSIÓN ASPECTOS ELÉCTRICOS	CNS-NT-03-09

El material de estas pantallas no tiene capacidad para llevar las corrientes de falla del sistema o las corrientes inducidas que circulan por la pantalla metálica del cable.

Por lo tanto, la pantalla de los accesorios premoldeados debe ser sólidamente conectada a la pantalla de los cables, al tanque del equipo a ser conectado y a tierra, para evitar que esta pantalla pueda desarrollar una carga capacitiva que provoque descargas a tierra causando erosión en ambos.

10.5. Pruebas de diagnostico

Para las pruebas de mantenimiento se deberá hacer un análisis para evaluar la pérdida de servicio por cables o accesorios fallados durante la prueba, contra la pérdida de servicio durante una falla en condiciones normales de operación.

La ventaja de una falla provocada contra una falla de operación normal del sistema, es que una falla por prueba de mantenimiento puede ser rápidamente reparada y los daños ocasionados son mínimos en vista de que se tiene el sistema disponible para interrumpirlo (si esto es posible) y se cuenta con los elementos necesarios para hacerlo, como son: equipo de localización de fallas, personal para reparar la falla y los materiales necesarios.

Las pruebas de campo más significativas para determinar las condiciones de un sistema aislante son:

- Prueba de resistencia de aislamiento.
- Prueba de alta tensión en corriente continua.

10.5.1. Prueba de resistencia de aislamiento

Esta prueba consiste en la medición directa de la resistencia por medio de aparatos y comparar este valor medido con el valor inicial de puesta en servicio del cable y con el valor teórico esperado el cual se puede calcular de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$R = K * \log(D/d) * fL * fT$$

Donde:

R: Resistencia aislamiento en $M\Omega$ //km.

K: Constante de resistencia de aislamiento.

D: Diámetro sobre aislamiento en mm.

d: Diámetro bajo aislamiento en mm.

fL: Factor de corrección por longitud.

fT: Factor de corrección por temperatura.

ELABORÓ: P1 CET	REVISÓ: P2 CET	APROBÓ: LIDER CET Y LABORATORIOS	FECHA DE APROBACIÓN: JULIO DE 2023	VERSIÓN: 1	PÁGINA 54 DE 55
--------------------	-------------------	--	---------------------------------------	---------------	--------------------

10.5.2. Prueba de alta tensión en corriente continua

Se entiende por prueba de alta tensión, la aplicación de una tensión de corriente directa de un valor predeterminado, manteniéndola por un cierto tiempo a un sistema cable - accesorios durante la vida en operación del mismo, y su propósito es el de detectar algún deterioro del sistema para corregir o reemplazar la parte potencialmente dañada, antes de que falle y provoque una interrupción costosa.

Por lo tanto, el objetivo de esta prueba es la de aplicar una tensión lo suficientemente alta para detectar los puntos débiles del sistema.

En vista de que los accesorios (empalmes y terminales) conectados a los cables, normalmente no se pueden desconectar para efectuar pruebas, será necesario aplicar la tensión de prueba al conjunto cable - accesorio. Por lo tanto, es necesario que los valores de prueba de los cables no rebasen los valores dados por los fabricantes para los accesorios.

Es sabido que uno de los grandes enemigos de los equipos y aislamiento eléctrico es el excesivo calor. El calor puede indicar: una pieza sobrecargada, una pobre conexión eléctrica, etc. La presencia del calor o condiciones de sobre temperatura no pueden ser detectadas por inspección visual, por esta razón se debe hacer uso de equipos de termografía.