



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

**Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas
subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.**

**Trabajo de titulación previo a
la obtención del título de
Ingeniero Eléctrico**

Autores:

Jaime Patricio Campozano Tuba
jpctuba@gmail.com

CI: 0106459092

Stalin Daniel Tubón Capuz
stalintubon@gmail.com

CI: 1804532826

Director:

Ing. Pedro Alejandro León Córdova

CI: 0101195089

Co-Director:

Ing. Patricio Alcides Astudillo Salinas

CI:1400588628

Tutor:

Ing. César Patricio Guzmán Mayorga

CI:1803340528

Cuenca-Ecuador

12-octubre-2020



RESUMEN

En este trabajo de titulación se presenta un manual de construcción para redes eléctricas subterráneas en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., teniendo en cuenta las normativas propias de la empresa y las regulaciones establecidas para la construcción de redes eléctricas subterráneas. Para el montaje y construcción de estas redes no se tiene un manual específico o una guía preestablecida, en el que, los constructores puedan guiarse, razón por la cual se presenta este trabajo de titulación que servirá de gran ayuda.

En primera instancia se comenzará por la obra civil, en esta parte se tomará en cuenta las consideraciones básicas de construcción de canalizaciones, cámaras y pozos de revisión. Se realizará una descripción breve, de las normas y condiciones técnicas vigentes para proceder a la construcción de la obra eléctrica.

En el segundo punto se tratará sobre la construcción de la obra eléctrica en la que se toman en cuenta aspectos como: los conductores que se utilizarán tanto para medio como bajo voltaje, se tendrán en cuenta las pruebas a las que deben ser sometidas las instalaciones construidas, previa su puesta en operación. En cuanto a los elementos para montaje se tendrá los accesorios aislados, como son: puntas terminales, Bushing Insert, barras de derivación, empalmes y conectores, los mismos que son de suma importancia para tener éxito en la obra. Para los transformadores se tomará las normas respectivas para las redes eléctricas subterráneas teniendo en cuenta que estos están normados.

Se tomará en cuenta los equipos de maniobra y protección, siendo estos equipos ideales para proteger la instalación y evitar daños mayores que traerán consigo un costo mayor en cuanto a detección de la falla y su reparación, cómo parte final se tratará sobre el montaje y descripciones técnicas para el alumbrado público.

Palabras clave: Obra civil. Aislamientos. Maniobra. Protección. Distribución. Conductor. Acometidas. Empalmes. Ductos. Puesta a tierra. Conectores. Alumbrado público. Transición aérea-subterránea. Montaje. Pruebas en campo.



ABSTRACT

In this thesis, a construction manual for underground electrical networks in the concession area of the Ambato Regional Centro Norte Electric Company, Inc. is presented. This work will take into account the company's own regulations and the regulations already established for the construction of underground electrical networks. There is no specific manual or a pre-established guide for the assembly and construction of these networks; that is why this guide, which will be of significant help, is offered.

Civil works will begin in the first instance. In this part the basic considerations of construction of pipelines, chambers and monitoring wells will be taken into account. A brief description of the current technical standards and conditions to proceed with the construction of the electrical work will be made.

A second part will deal with the construction of the electrical work in which some aspects such as the conductors that will be used for both medium and low voltage as well as the tests which the electrical installations must be subjected to will be considered prior to its operation. As for the assembly elements, isolated accessories such as electrical terminals, bushing inserts, busbars, splices, and connectors which are of the utmost importance to succeed in the work will be analyzed. Regarding power transformers, the respective and already regulated standards for underground electrical networks will be taken into account.

The maneuvering and protection equipment will be contemplated as well since this equipment is ideal to protect the installation and avoid major damages that could bring with them a higher cost in terms of detection of the failure and its repair. The final section will be devoted to the assembly and technical descriptions for public lighting.

Keywords: Civil works. Insulation. Maneuvering. Protection. Distribution. Conductor. Service drops. Splices. Ducts. Earthing. Connectors. Public lighting. Aerial-underground transition. Assembly. Field tests.



ÍNDICE

RESUMEN	2
ABSTRACT	3
Lista de Figuras.....	11
Lista de tablas.....	18
Lista de Anexos	20
Capítulo 1	28
GENERALIDADES.....	28
1.1 Introducción.....	28
1.2 Antecedentes.	29
1.3 Justificación.....	29
1.4 Alcance	29
1.5 Objetivos	30
1.5.1 Objetivo general.....	30
1.5.2 Objetivos específicos	30
1.6 Desarrollo del documento	30
Capítulo 2.....	32
OBRA CIVIL.....	32
2.1. Localización de canalizaciones, pozos de revisión y cámaras.....	32
2.1.2. Consideraciones previas a la construcción.....	32
2.2. Canalización.....	34
2.2.1. Obras previas a la ejecución de la canalización.	34
2.2.1.1. Desbroce, remoción y limpieza.....	34
2.2.1.2. Corte, rotura y retiro de pavimento y/o asfalto.....	35
2.2.1.3. Alzado y retiro de adoquín.....	35
2.2.1.4. Corte, rotura y retiro de aceras.....	35
2.2.1.5. Consideraciones generales para la rotura y retiro de escombros en acera y calzada	35
2.2.1.6. Desalojo de escombros	36
2.2.2. Construcción de canalización.	36
2.2.2.1. Consideraciones para la excavación de canalizaciones.....	36
2.2.2.2. Formas de la canalización.....	36



2.2.2.3. Tipos de canalización.	37
2.2.2.4. Ancho de la canalización.	37
2.2.2.5. Profundidad de la canalización.	38
2.2.2.6. Entibado y apuntalamiento.	39
2.2.2.7. Nivelación de zanjas.	39
2.2.3. Tubería.	39
2.2.3.1. Tipo.	39
2.2.3.2. Especificaciones.	40
2.2.3.3. Aprobación.	40
2.2.3.4. Colocación de Tubos PVC.	40
2.2.3.6. Alineación.	40
2.2.3.7. Instalación.	42
2.2.3.8. Prueba de rodillo en la tubería.	42
2.2.4. Relleno y compactación de zanjas.	43
2.2.4.1. Prevenciones antes del relleno.	43
2.2.4.2. Materiales.	44
2.2.4.3. Compactación.	44
2.2.4.3.1. Relleno y compactación usando pisón manual.	44
2.2.4.3.2. Relleno y compactación usando compactación mecánica.	45
2.2.4.3.3. Cintas de señalización.	45
2.2.4.4. Reposición de la canalización.	45
2.2.4.4.1. Sub-base.	46
2.2.4.4.2. Acabado final en acera y calzada.	46
2.3 Pozos de revisión.	52
2.3.1. Forma y dimensiones.	53
2.3.2. Pozos en acera.	53
2.3.2.1. Construcción paredes del pozo.	53
2.3.3. Pozos en calzada.	53
2.3.3.1. Construcción paredes de hormigón armado.	54
2.3.4. Consideraciones generales.	54
2.3.4.1. Pisos de los pozos.	54
2.3.4.2. Encofrado.	54



2.3.4.2. Boquilla y orificios laterales.	54
2.3.4.3. Tapas de pozos.	55
2.3.4.4. Identificación de las tapas de los pozos	56
2.3.4.5. Soportes	56
2.4. Cámaras	57
2.4.1. Aspectos generales para la construcción de cámaras.....	57
2.4.1.1. Distancias de seguridad.	57
2.4.1.2. Tipos de cámaras.	58
2.4.2. Dimensiones de las cámaras.....	58
2.4.3. Excavación para cámaras eléctricas.....	59
2.4.3.1. Construcción de la puesta a tierra.	59
2.4.4. Losa superior de la cámara.	60
2.4.4.2. Acceso a la cámara.	60
2.4.4.3. Impermeabilidad.	60
2.4.5. Losa inferior de la cámara.	61
2.4.5.1. Hormigón para losa inferior	61
2.4.5.2. Canalización para recolección de aceite de los transformadores... ..	61
2.4.6. Paredes de la cámara.....	62
2.4.6.1. Hormigón para paredes	62
2.4.6. Ventilación.	62
2.4.7. Escalera de ingreso	63
2.4.8. Canalización dentro de las cámaras eléctricas.....	63
2.5. Bases para transformador tipo pedestal o pad mounted.....	63
2.5.1. Base y pozo.	63
2.5.2. Consideraciones generales para transformadores tipo pedestal o pad mounted.....	64
2.6. Acometidas	65
2.6.1. Acometidas en bajo voltaje	65
2.6.2. Acometida en medio voltaje.....	67
2.7. Transición aérea-subterránea.....	67
2.7.1. Descripción	67
Capítulo 3.....	69
CONDUCTORES PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS	69



3.1 Conductores de Medio Voltaje	69
3.1.1. Conductores de Medio Voltaje para Ramales Principales	69
3.1.2. Conductores de medio voltaje para lazos internos.	70
3.2. Conductores de Bajo Voltaje.....	71
3.3. Conductores para alumbrado público	72
3.4. Montaje de conductores de Medio Voltaje	72
3.4.1. Requisitos	72
3.4.2. Equipos y herramientas	73
3.4.2.1. Instalación no manual.....	73
3.4.2.2. Instalación manual.....	74
3.4.3. Almacenaje	75
3.4.4. Revisión del cable en el campo.	76
3.4.5. Preparativos anteriores al tendido de los conductores	77
3.4.6. Tensiones máximas de tendido.	77
3.4.6.1. Tensiones máximas de tendido para conductores de medio voltaje mediante perno de tracción.	78
3.4.6.2. Tensiones máximas de tendido para conductores de medio voltaje mediante malla de acero.	80
3.4.6.3. Radio de curvatura	82
3.4.6.4. Presión lateral en curvas	82
3.4.7. Instalación del cable	84
3.5 Accesorios Aislados para medio voltaje.....	91
3.5.1. Terminales	91
3.5.1.1. Terminal premoldeado tipo interior.	91
3.5.1.2. Terminal premoldeado tipo exterior.	92
3.5.1.3. Instalación de terminales contráctiles en frío.	92
3.5.2. Empalmes.....	98
3.5.2.1. Empalme en cinta.....	98
3.5.2.2. Empalmes premoldeados.	99
3.5.2.2.1 Empalmes premoldeados permanentes.....	99
3.5.2.2.3 Instalación Empalme contráctil en frío.....	101
3.5.2.2.2 Empalmes premoldeados desconectables.....	111
3.5.3. Barras, Bushing Insert y Conectores tipo codo.....	115



3.5.3.1. Barra premoldeada para 200/ 600 A, 15KV	115
3.5.3.1.1 Instalación	116
3.5.3.2. Barra premoldeada para 200 A, 15KV	117
3.5.3.3. Conectores tipo codo de 200A.	119
3.5.3.3.1. Pasos a seguir para la correcta instalación de los conectores tipo codo de 200A.	120
3.5.3.4. Conector tipo codo de 600 A.	125
3.5.3.4.1. Instalación	125
3.5.3.5. Conectores Bushing Insert	126
3.5.4. Transición eléctrica	129
3.5.4.1. Materiales	129
3.5.4.2. Instalación.....	129
3.6 Accesorios Aislados y no Aislados que intervienen en la conexión de bajo voltaje.....	131
3.6.1. Empalmes.....	131
3.6.1.1. Instalación	131
3.6.2. Barra de Bajo Voltaje.....	133
3.6.2.1 Instalación	134
3.6.3. Tablero de distribución.	137
3.6.3.1 Instalación	138
3.7 Pruebas de Recepción.....	140
3.7.1. Pruebas VLF.....	140
3.7.1. Pruebas de resistencia de aislamiento en corriente directa.....	143
3.7.1.1. Conexiones del equipo.	143
3.7.1.2. Resultados.....	144
3.8. Recomendaciones.	144
Capítulo 4.....	146
Transformadores, Equipos de Maniobra y Protección	146
4.1. Transformadores.....	146
4.1.1. Transformador trifásico Pad Mounted.....	146
4.1.1.1. Especificaciones Técnicas.....	148
4.1.1.2. Características constructivas.....	151
4.1.1.2.1. Tipo Malla.....	153



4.1.1.2.2. Tipo Radial	154
4.1.1.3. Instalación.	156
4.1.2. Transformador monofásico tipo pedestal o Pad Mounted.....	163
4.1.2.1. Especificaciones Técnicas.....	163
4.1.2.2. Características constructivas.....	167
4.1.2.3. Instalación.	170
4.1.3. Transformador trifásico tipo sumergible.....	170
4.1.3.1. Especificaciones.....	171
4.1.3.2. Características constructivas.....	175
4.1.3.3. Instalación.	178
4.1.3.4. Pruebas.....	183
4.2. Equipos de maniobra y protección.....	185
4.2.1. Interruptores y equipos de seccionamiento.	185
4.2.1.1. Especificaciones.....	185
4.2.1.1.1. Características constructivas.....	186
4.2.1.1.2. Instalación.	187
4.2.1.1.3. Pruebas.....	188
4.2.3. Descargadores de sobrevoltaje (Pararrayos).	188
4.2.3.1. Especificaciones.....	188
4.2.3.1.1. Características constructivas.....	189
4.2.3.1.2. Instalación.	190
4.2.3.1.3. Pruebas.....	191
4.2.4. Fusibles limitadores de corriente.....	192
4.2.4.1. Fusibles limitadores de corriente transición aérea-subterránea. ...	192
4.2.4.1.1. Especificaciones.....	192
4.2.4.1.2. Características constructivas.....	192
4.2.4.1.3. Instalación.	193
4.2.4.2. Codo porta-fusibles.....	194
4.2.4.2.1. Especificaciones.....	194
4.2.4.2.2. Características constructivas.....	195
4.2.4.2.3. Instalación.	196
4.3. Puesta a tierra.....	205



4.3.1. Especificaciones.....	205
4.3.1.1. Características constructivas.....	205
4.3.1.2. Instalación.	206
4.3.1.3. Pruebas.	211
Capítulo 5.....	212
Alumbrado Público.....	212
5.1. Especificaciones técnicas	212
5.1.1. Especificaciones técnicas de las luminarias	212
5.1.2. Especificaciones técnicas de los postes	213
5.2. Instalación en el caso de tener un transformador Pad Mounted	213
5.3. Instalación en el caso de tener un transformador Sumergible	216
5.4. Pruebas en Campo	217
Capítulo 6.....	218
Conclusiones y Recomendaciones	218
6.1 Conclusiones.....	218
6.2. Recomendaciones	219
Bibliografía	220
Anexos	225



Lista de Figuras

Figura 2.1 Excavación para canalización en Píllaro.	36
Figura 2.2 Separadores de tubería establecidos por la norma NTE INEN-2227 y separadores plásticos [10]	41
Figura 2.3. Canalización Tipo 1 con separadores cada 2.5 m.....	41
Figura 2.4. Separadores de ductos utilizados en Píllaro EEASA(Tubería color gris utilizados para telecomunicaciones y tubería naranja para distribución eléctrica..)	41
Figura 2.5. Unión de tuberías de 160 mm mediante embone	42
Figura 2.6 Prueba de rodillo en ductos recomendado por Centelsa.[11] Prueba de rodillo en ductos recomendado por Centelsa.[11]	43
Figura 2.7 Relleno de zanja para compactación mediante pisón manual	44
Figura 2.8 Pisón de madera manual.	44
Figura 2.9. Modelo cómo ejemplo de las cintas de señalización para la EEASA. .	45
Figura 2.10 Reposición en calzada con adoquín Píllaro EEASA.....	51
Figura 2.11 Boquilla de PVC para fin de la canalización[11].	55
Figura 2.12 Orificios laterales terminados EEASA.	55
Figura 2.13 Tapa para pozos en acera	56
Figura 2.14 Soportes para pozos.[9]	57
Figura 2.15. Dimensiones de las cámaras	59
Figura 2.16 Losa superior de cámara terminada.....	61
Figura 2.17 Base para la recolección de aceite.....	62
Figura 2.18 Plataforma para transformador tipo pedestal.	64
Figura 2. 19. Vista lateral transformador Pad Mounted.	64
Figura 2.20 Acometida EEASA	66
Figura 2.21 Vista lateral de la transición aérea-subterránea.	68
Figura 3. 1. Almacenamiento de las bobinas protegiéndolas de la intemperie y de la humedad del suelo. [11]	75
Figura 3. 2. Posicionamiento inadecuado de bobinas.[11]	75
Figura 3. 3. Cables halados mediante perno de tracción.[28].	78
Figura 3. 4. Cables jalados mediante malla de acero (caletín).[28].	78
Figura 3. 5. Presión Lateral de un conductor[24].....	82
Figura 3. 6. Carretes en el pozo de envió EEASA.....	84
Figura 3. 7. Personal entre registros. EEASA.	85
Figura 3. 8. Guía de fibra EEASA.....	86



Figura 3. 9. Lubricante con base de agua EEASA. 86

Figura 3. 10. Colocación de la malla de acero a los conductores. EEASA 87

Figura 3. 11. Protección al ingreso del ducto. EEASA 87

Figura 3. 12. Poleas para cambiar la dirección de los cables dentro del pozo.
EEASA 88

Figura 3. 13. Jalado de cables. EEASA 88

Figura 3. 14. Jalado de cables EEASA. 89

Figura 3. 15. Malacate [25]..... 89

Figura 3. 16. Terminal premoldeado tipo interior [31]..... 91

Figura 3. 17. Terminal premoldeado tipo exterior [32]. 92

Figura 3. 18. Medidas para la preparación del cable clase 15KV para realizar el
terminal[33]..... 93

Figura 3. 19 Proceso 2 para el armado de un terminal contráctil en frio [33] 94

Figura 3. 20 Puesta de cinta [33]..... 94

Figura 3. 21 Instalación de banda metálica [33]..... 95

Figura 3. 22 Enrollado de anillo de compresión [33] 95

Figura 3. 23 Puesta de cinta [33]..... 95

Figura 3. 24 Capas de cinta vinílica [33] 96

Figura 3. 25 Verificación que el tubo de la terminación entre en la paleta del
terminal metálico [33] 96

Figura 3. 26 Desenrollado del espiral de plástico en sentido contrario a las
manecillas del reloj [33]..... 97

Figura 3. 27. Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico
con aislamiento extruido [34]..... 99

Figura 3. 28. Empalme premoldeado recto permanente: 200 A; 15 kV. [26]..... 100

Figura 3. 29. Empalme premoldeado recto permanente 600 A; 15 kV. [26]..... 101

Figura 3. 30. Kit empalme contraíble en frio [35]..... 102

Figura 3. 31. Medidas para la preparación del cable [35]..... 103

Figura 3. 32. Conector de aluminio[35] 103

Figura 3. 33. Conector de cobre [35]..... 104

Figura 3. 34. Instalación Normal [35]..... 104

Figura 3. 35. Un Tubo contráctil en frio dentro del otro para espacios reducidos
[35] 104

Figura 3. 36. Colocación de la funda de cobre [35]..... 105

Figura 3. 37. Adaptador contráctil en frio [35]..... 105

Figura 3. 38. Machinar el conector [35] 106



Figura 3. 39. Distancia a la que hay que colocar la cinta de vinilo [35] 106

Figura 3. 40. Adaptador contráctil en frio [35]..... 106

Figura 3. 41. Compuesto sobre el aislamiento[35] 107

Figura 3. 42. Compuesto en el escalón semi conductor y aislamiento [35]..... 107

Figura 3. 43. Empalme instalado [35]..... 108

Figura 3. 44. Funda de cobre estañado [35] 108

Figura 3. 46. Asegurar con resortes de fuerza la funda de cobre estañado [35]. . 109

Figura 3. 47. Cinta scotch 2228 de caucho mastique sobre el cable [35]. 109

Figura 3. 48. Tubo PST contráctil en frio[35]..... 110

Figura 3. 49. Tubo contráctil en frio [35]..... 110

Figura 3. 50. Empalme finalizado [35] 111

Figura 3. 51. Empalme finalizado EEASA. 111

Figura 3. 52a. Componente hembra. Empalme premoldeado recto desconectable 200 A; 15 kV. [26]..... 113

Figura 3.45b. Componente macho. Empalme premoldeado recto desconectable 200 A; 15 kV. [26]..... 113

Figura 3. 53. Empalme premoldeado en Te desconectable 200 A; 15 kV. [26]... 115

Figura 3. 55. Barra premoldeada 6 posiciones de 200 A y 600 A EEASA. 116

Figura 3. 56. Medidas Barra premoldeada 6 posiciones a 200/ 600 A [37]. 117

Figura 3. 57. Conexión a tierra de la barra premoldeada de 200/ 600 A [37]...... 117

Figura 3. 58a. Barra premoldeada de 4 vías para 200 A, 15 kV. [26]..... 118

Figura 3. 58b. Conector tipo codo premoldeado para 200 A, 15 kV.[38] 119

Figura 3. 59. Barras premoldeadas de 200 A conectado los conectores tipo codo de 200 A. EEASA 119

Figura 3. 60. Partes del conector tipo codo de 200 A. [39]..... 120

Figura 3. 61 Medidas para el corte de la cubierta [38] 120

Figura 3. 62 Asegurar pantalla metálica [38]..... 121

Figura 3. 63 Colocación de cinta [38] 121

Figura 3. 64 Desenrollo de la pantalla metálica [38]..... 121

Figura 3. 65 Medidas para retirar el semiconductor [38] 122

Figura 3. 66 Instalación del conector de compresión [38] 122

Figura 3. 67 Medidas para quitar la capa semiconductor [38]..... 123

Figura 3. 68 Preparación para ingresar el conector al codo [38] 123

Figura 3. 69 Inserción del electrodo en el codo [38]..... 123

Figura 3. 70 Puesta a tierra del codo y del cable [38] 124



Figura 3. 71. Conectores tipo codo de 200 A EEASA. 124

Figura 3. 72. Conectores tipo codo de 200 A colocados en un transformador pad mounted EEASA. 125

Figura 3. 73. Tapón aislante enroscada en la parte del conector tipo codo de 600 A [40] 125

Figura 3. 74. Tapa de detección de voltaje [40]..... 126

Figura 3. 75. Conector tipo codo de 600 A conectado a equipo de seccionamiento EEASA. 126

Figura 3. 76. Cubierta protectora [41]..... 126

Figura 3. 77. Lugar donde se debe colocar el lubricante [41]..... 127

Figura 3. 78. Paso 2 Instalación Bushing Insert.[41] 127

Figura 3. 79. Paso 3 para la instalación del Bushing Insert [41]..... 128

Figura 3. 80. Paso 3 para la instalación del Bushing Insert [41]..... 128

Figura 3. 81. Seccionadores fusible EEASA 130

Figura 3. 82. Conector tipo H. EEASA 131

Figura 3. 83. Paso 2 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43]. 132

Figura 3. 84. Paso 3 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43]. 132

Figura 3. 85. Paso 4 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43]. 133

Figura 3. 86. Empalme de bajo voltaje finalizado EEASA. 133

Figura 3. 87. Paso 1 para la instalación del cable en la barra de bajo voltaje [44]. 134

Figura 3. 88. Paso 1 para la instalación del cable en la barra de bajo voltaje. [44] 134

Figura 3. 89. Longitud de aislamiento que se debe retirar al cable para la conexión en la barra de bajo voltaje. [44] 135

Figura 3. 90. Ingreso del cable en la barra de bajo voltaje. [44] 135

Figura 3. 91. Paso 5 para conectar el cable en la barra de bajo voltaje. [44]..... 136

Figura 3. 92. Ajuste del perno de la barra al conductor. [44]..... 136

Figura 3. 93. Conectar el tapón tipo rosca en la barra de bajo voltaje.[44] 137

Figura 3. 94. Barras de derivación de bajo voltaje para cada una de las fases y el neutro. EEASA. 137

Figura 3. 95. Conexión de las fases y el neutro en cada una de las barras de bajo voltaje EEASA. 138

Figura 3. 96. Conector de puesta a tierra EEASA. 138

Figura 3. 97. La barra del neutro de la caja de distribución se conecta a la varilla de puesta a tierra exterior EEASA..... 139



Figura 3. 98. Conexión de los medidores a la caja de distribución EEASA.....	139
Figura 3. 99. Conexión recomendada para prueba VLF.[45].	140
Figura 3. 100. Conexión de los cables y del equipo para prueba de resistencia de aislamiento en corriente directa [29].....	143
Figura 3. 102. Herramienta para remover cubierta y aislamiento [25].....	145
Figura 3. 103 Herramienta para remoción de aislamiento en cable secundario [25]	145
Figura 4. 1. Transformador trifásico pad mounted tipo radial.	147
Figura 4. 2. Transformador trifásico Pad Mounted tipo malla EEASA.	147
Figura 4. 3. Partes del transformador trifásico tipo pad mounted tipo malla a, b.[51]	153
Figura 4. 4. Partes del transformador trifásico tipo pedestal tipo radial. a, b.[51]	155
Figura 4. 5. Montaje del transformador.	157
Figura 4. 6. Identificación de los cables con cinta aislante de colores EEASA. ...	157
Figura 4. 7. Inserción de conectores tipo codo EEASA.	158
Figura 4. 8. Inserción de pararrayos EEASA.....	159
Figura 4. 9. Conexión de tierras a la barra de tierra en el lado de medio voltaje del transformador EEASA.	159
Figura 4. 10. Identificación de cada uno de los cables de bajo voltaje. EEASA..	160
Figura 4. 11. Machinar el terminal tipo ojo. EEASA.....	160
Figura 4. 12. Conexión de los terminales de compresión a las paletas. EEASA.	161
Figura 4. 13. Conexión de los cables del neutro de cada uno de los circuitos. EEASA	161
Figura 4. 14. Conexión del conector a tierra del transformador. EEASA.....	162
Figura 4. 15. Conexión de los circuitos de alumbrado público. EEASA	162
Figura 4. 16. Partes externas Transformador Monofásico Pedestal.[51].....	168
Figura 4. 17. Partes Transformador Monofásico Pedestal tipo Malla.[51]	169
Figura 4. 18. Partes Transformador Monofásico Pedestal tipo Radial.[51]	169
Figura 4. 19. Transformador Trifásico Sumergible [51]	171
Figura 4. 20. Transformador trifásico sumergible EEASA.	171
Figura 4. 21. Partes de los transformadores sumergibles [51]	177
Figura 4. 22 Partes del transformador trifásico sumergible [51]	177
Figura 4. 23. Retiro de las tapas de la cámara de transformación EEASA.	179
Figura 4. 24. Montaje del transformador sumergible EEASA.	179
Figura 4. 25. Conectores tipo codo conectados en los bushing del transformador EEASA.	180



Figura 4. 26. Conexión de los pararrayos EEASA..... 180

Figura 4. 27. Conexión a las barras de puesta a tierra EEASA..... 181

Figura 4. 28. Protección para el la conexión del terminal tipo ojo EEASA. 181

Figura 4. 29. Terminal de comprensión machinado EASA. 182

Figura 4. 30. Conexión de los terminales tipo ojo en el Bushing del transformador EEASA. 182

Figura 4. 31. Conexión de los neutros de los circuitos en el Bushing X0 EEASA 182

Figura 4. 32. Alto voltaje contra bajo voltaje más la tierra. [56] 184

Figura 4. 33. Bajo voltaje contra alto voltaje más la tierra. [56] 184

Figura 4. 34. Alto voltaje contra bajo voltaje. [56]..... 184

Figura 4. 35. Visibilidad de la posición del seccionador.[59] 186

Figura 4. 36. Armado de los conectores tipo codo 187

Figura 4. 37. Seccionador colocado los conectores tipo codo. EEASA..... 188

Figura 4. 38. Partes de un descargador de sobrevoltaje.[60] 189

Figura 4. 39. Ojillo para Tierra en la parte inferior.[61] 190

Figura 4. 40. Limpiar y lubricar boca del codo. [61]..... 190

Figura 4. 41. Conexión de descargadores de sobrevoltaje en transformador Pad mounted. EEASA 191

Figura 4. 42. Conexión del Megger al descargador de voltaje.[62] 192

Figura 4. 43. Montaje de seccionador fusible. EEASA 193

Figura 4. 59. Tendido del conductor 250 MCM. EEASA 207

Figura 4. 60. Configuración del sistema de puesta a tierra EEASA. 207

Figura 4. 61.Taladro de tierra ahoyador [67] 208

Figura 4. 62. Unión de varillas con el conductor mediante conectores tipo C. EEASA 208

Figura 4. 63. Conector tipo C de cobre.[68] 208

Figura 4. 64. Unión de varilla Copperweld con cable 250 MCM mediante conector tipo C utilizando machinadora EEASA. 209

Figura 4. 65. Varilla Copperweld unida mediante conector tipo C al conductor. EEASA. 209

Figura 4. 66. Uniones protegidas con tubería. EEASA..... 210

Figura 4. 67. Relleno con tierra todo el sistema. EEASA. 210

Figura 5. 1. Luminarias led para alumbrado público.[70]..... 212

Figura 5. 2. Conexión de los circuitos de alumbrado público en la protección termomagnética de 32 A. EEASA. 214

Figura 5. 3. Puesta a tierra del circuito de alumbrado público. EEASA 215



Figura 5. 4. Retiro del plástico protector del poste. EEASA 215

Figura 5. 5. Montaje del poste en la base. EEASA..... 216

Figura 5. 6. Instalación y montaje concluido de alumbrado público. EEASA 216



Lista de tablas

Tabla 2.1. Distancias mínimas en paralelismos [3]	33
Tabla 2.2. Distancias mínimas de cruce con otras instalaciones. [4], [5]	33
Tabla 2.3 Profundidad de corte de acuerdo al material construido. EEASA	35
Tabla 2.4 Tipos de canalización de la EEASA.	37
Tabla 2.5. Ancho de las diferentes canalizaciones propuestas para la EEASA. ...	38
Tabla 2.6 Profundidades mínimas de las canalizaciones dispuesto por el MEER. [6]	38
Tabla 2.7 Profundidades mínimas calculadas para la EEASA.	39
Tabla 2.8 Tabla de los límites para la granulometría Clase 3.[7].....	46
Tabla 2.9 Tabla del tipo de pozos de la EEASA.....	53
Tabla 2.10 Dimensiones mínimas para transformadores[9].....	58
Tabla 3. 1 Conductores de Cobre para 15KV con un Nivel de Aislamiento del 100%. [21],[24]	70
Tabla 3. 2. Conductores de Cobre para 15KV con un Nivel de Aislamiento del 133%. [21],[24]	70
Tabla 3. 3. Conductores de aluminio para 15KV con un nivel de aislamiento del 100%. [17],[20]	71
Tabla 3. 4. Conductores de aluminio para 15KV con un nivel de aislamiento del 133%. [17],[20]	71
Tabla 3. 5. Conductores de bajo voltaje TTU 2000V de aluminio. [20], [24].....	72
Tabla 3. 6. Cables para Alumbrado Público. [20], [24].	72
Tabla 3. 7. Esfuerzos de tendido para cables con perno de tracción colocado en el conductor. [26].....	79
Tabla 3. 8. Esfuerzos de tendido permisibles para conductores de medio voltaje mediante perno de tracción tomando como referencia la ecuación 3.1. Autores ..	79
Tabla 3. 9. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje con un nivel de aislamiento del 100% mediante el uso de malla de acero, tomando como referencia la ecuación 3.2. Autores	81
Tabla 3. 10. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje con un nivel de aislamiento del 133% mediante el uso de malla de acero, tomando como referencia la ecuación 3.2. Autores	81
Tabla 3. 11. Radios mínimos de curvaturas. Autor.....	82
Tabla 3. 12. Presión lateral máxima para un cable tendido mediante malla de acero. Autor.....	83



Tabla 3. 13. Presión lateral máxima para un cable tendido mediante perno de tracción. Autor 84

Tabla 3. 14. Rango de medidas del cable.[33] 93

Tabla 3. 15. Características técnicas Empalme Recto para 200A y 15KV.[26] ... 100

Tabla 3. 16. Características técnicas empalme recto para 600A y 15KV.[26]..... 101

Tabla 3. 17. Dimensiones de la barra de 200/ 600 A según el número de posiciones [37]. 117

Tabla 3. 18. Especificaciones técnicas Unión premoldeada 4 vías para 200 A, 15 KV. [26]. 118

Tabla 3. 19. Rango nominal del cable AWG (mm2) [43] 131

Tabla 3. 20 Tensiones aplicadas a los cables según su nivel de tensión (VLF).[48]. 142

Tabla 3. 21. Valores de prueba de resistencia de aislamiento en corriente directa [49]. 144

Tabla 4. 1 Especificaciones técnicas transformadores trifásicos pad mounted [52] 148

Tabla 4. 3. Partes transformadores trifásico tipo pad mounted tipo malla. [51]... 154

Tabla 4. 4. Partes transformadores trifásico tipo pad mounted tipo Radial. [51] . 156

Tabla 4. 5. Especificaciones Técnicas transformador monofásico tipo radial y tipo malla [52]..... 163

Tabla 4. 6 Características constructivas transformador monofásico pedestal tipo radial y malla. [52] 167

Tabla 4. 7. Partes transformador monofásico pedestal tipo radial y tipo malla [51] 170

Tabla 4. 8. Especificaciones técnicas Transformador Trifásico Sumergible.[52]. 172

Tabla 4. 9. Características constructivas Transformador Trifásico Sumergible.[52] 176

Tabla 4. 10. Descripción de las partes del transformador trifásico sumergible [51] 178

Tabla 4. 11. Valores de la resistencia máxima para transformadores y equipos contra rayos.[69]..... 211

Tabla 5. 1. Luminarias led para alumbrado público [70]..... 212

Tabla 5. 2. Especificaciones técnicas de los postes utilizados para alumbrado público para la red eléctrica subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. [71] 213



Lista de Anexos

ANEXO I. Tipos de canalizaciones.....	226
ANEXO II. Pozos en calzada.....	231
ANEXO III. Pozos en acera.....	234
ANEXO IV. Tapas de pozos en acera.....	239
ANEXO V. Tapas de pozos en calzada.....	240
ANEXO VI. Base para transformador Pad mounted.....	241
ANEXO VII. Acometidas.....	243



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio
Institucional

Jaime Patricio Campozano Tuba en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Jaime Patricio Campozano Tuba

CI: 0106459092



Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Stalin Daniel Tubón Capuz en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Stalin Daniel Tubón Capuz

CI: 1804532826



Cláusula de Propiedad Intelectual

Jaime Patricio Campozano Tuba, autor del trabajo de titulación “Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Jaime Patricio Campozano Tuba

CI: 0106459092



Cláusula de Propiedad Intelectual

Stalin Daniel Tubón Capuz, autor del trabajo de titulación "Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 12 de octubre de 2020

Stalin Daniel Tubón Capuz

CI: 1804532826



**ESTE TRABAJO DE TITULACIÓN ES DESARROLLADO DENTRO DEL
CONVENIO ENTRE LA UNIVERSIDAD DE CUENCA Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A**



AGRADECIMIENTOS

En el presente trabajo de titulación queremos darle gracias A Dios por brindarnos la vida y regalarnos momentos gratos en todo este trayecto de nuestra existencia, a todas nuestras familias que siempre me nos han brindado su apoyo incondicional y amigos con quienes compartimos buenos y malos momentos en las aulas de la universidad. A los docentes de la Universidad de Cuenca quienes compartieron sus conocimientos para formarnos como profesionales y personas. A los ingenieros Pedro León, Patricio Astudillo, Patricio Guzmán y Álvaro Salazar por habernos guiado con sus conocimientos en el presente trabajo ya que sin la ayuda de ellos no hubiese sido posible. A los miembros que la conforman la Universidad de Cuenca porque de alguna u otra manera han estado presente en todo el periodo de estudio. A las personas que conforman la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. que nos han compartido sus conocimientos y experiencias, así como también nos han brindado las facilidades para la realización del trabajo de titulación.

Los Autores.



DEDICATORIA

A mis queridos viejitos Luis y Juana quienes han sido mi pilar vital en todo momento. A mis papis Lautaro y Narcisa que cada día me han enseñado algo nuevo y me han enseñado a ser mejor cada día. A mis ñaños Sebas y Salo que son mi mayor motivación y orgullo. A mis tíos José, Leonor, Martha, Carmen, Mariana, Luis, Juan quienes me han apoyado en todo momento y situación. A mis primos Karen, Emely, Angie, Juan Diego, Gabriel, Klever y Dayana esperando que la vida nos permita reencontrarnos nuevamente. Finalmente, a mi tía Aurora que en donde quiera que se encuentre y aunque no esté físicamente su esencia siempre me está acompañando y cuidando.

Jaime Campozano.

A mis queridos padres Segundo y Cecilia por haberme dado la vida, aconsejarme y apoyarme brindando todas las facilidades que estén a sus alcances para poder alcanzar todos los logros que he podido alcanzar hasta el día de hoy. A mi hermano Erik que me apoyado siempre que lo he necesitado. A mis abuelitos Gaspar, Matilde y Rosario quienes son mi motivación para cada día ser mejor persona. A mi tío Miguel quien siempre ha estado en los momentos más cruciales de mi vida quien ha sido como un hermano mayor para mí. A toda la familia Tubón y Capuz quienes de una u otra manera me han ayudado a superarme como persona y profesional. Finalmente, a mi abuelito Miguel que en el cielo sé que se siente orgulloso de su nieto.

Daniel Tubón.



Capítulo 1

GENERALIDADES

Introducción.

La misión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A es “Suministrar Energía Eléctrica, con las mejores condiciones de calidad y continuidad, para satisfacer las necesidades de los clientes en su área de concesión, a precios razonables y contribuir al desarrollo económico y social”. [1]

La energía eléctrica siendo un servicio básico debe llegar a los usuarios en condiciones óptimas, seguras, continuas, con calidad y confiabilidad, razón por la que día a día se trata de hacer más eficientes los sistemas eléctricos de potencia y en particular a los de distribución.

Tradicionalmente los sistemas eléctricos de distribución son aéreos, en la actualidad grandes ciudades y zonas están cambiando este sistema a subterráneo, en el que se puede tener un sistema más seguro, disminuyendo el riesgo para personas, animales y bienes, manteniendo un servicio ininterrumpido, este tipo de sistemas minimizan el riesgo de interrupción comparados con los aéreos, y también mejoran la estética del lugar en el que se los implementa, disminuyendo la contaminación visual.

El manual propuesto tiene como finalidad ser una guía práctica tanto para los constructores, como para los fiscalizadores, ya que cuenta con la información propia de la empresa y también con información investigada, además cabe recalcar que la empresa proporcionó el asesoramiento de profesionales tanto en el área, eléctrica, civil, proveedores de materiales y personal que trabaja directamente en este tipo de redes, contando también con la experiencia de los autores de presenciar la construcción de estos sistemas en diferentes sitios dentro del área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.



1.1 Antecedentes.

Las redes eléctricas en el Ecuador han tenido una serie de cambios e implementaciones, en las que se encuentran el cambio de redes eléctricas aéreas a subterráneas, en varias ciudades se ha visto necesario la implementación de estos sistemas que no solo mejoran la estética del lugar, sino también la seguridad tanto del sistema como de las personas, además el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) conjuntamente con las empresas distribuidoras han elaborado el manual de homologación con el que se pretende que todo el país cuente con sistemas similares, pero teniendo en cuenta la política y experiencias de cada empresa distribuidora, se han implementado sistemas eléctricos subterráneos que difieren de acuerdo a la necesidad de cada empresa

Es por eso que la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., está desarrollando varios proyectos de construcción de redes soterradas en diferentes zonas en las que tiene concesión, además ha previsto que para un futuro este tipo de redes se sigan implementando en diferentes fases, mejorando la calidad de vida de las personas.

1.2 Justificación.

El tema de estudio se realiza mediante el convenio suscrito entre la Universidad de Cuenca y la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., se ha detectado la necesidad de contar con un manual de especificaciones técnicas para la construcción de redes eléctricas subterráneas de medio y bajo voltaje, para las distintas jurisdicciones de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., para mejorar la calidad del proceso constructivo.

1.3 Alcance

El manual que se propone elaborar para la construcción de redes subterráneas en el área de concesión la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., será utilizado como una guía que permita la construcción y montaje de redes



subterráneas de distribución de energía eléctrica de una manera sistemática y ordenada, con lo cual se cumplirán las especificaciones técnicas establecidas por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

El objetivo general es determinar el procedimiento para la construcción de las redes eléctricas subterráneas en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

1.5.2 Objetivos específicos

- Establecer los procedimientos constructivos de la obra civil.
- Especificar el procedimiento de montaje de cables aislados de medio y bajo voltaje.
- Definir la manera de realizar el montaje de equipos eléctricos en redes subterráneas.
- Determinar los pasos a seguir para las pruebas de recepción y puesta en operación de redes subterráneas.

1.6 Desarrollo del documento

El documento está constituido por 5 capítulos, distribuidos de la siguiente manera:

En el capítulo 1, se dará una breve descripción del trabajo, introducción, objetivos, antecedentes, alcance y la justificación del tema propuesto, el mismo que dará un enfoque de lo que se está planteando y que se pretende obtener como producto final.

En el capítulo 2, se detallará los procesos básicos para el trazado de la ruta en una red de energía eléctrica subterránea, los tipos de canalización de acuerdo a la normativa de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte, al mismo tiempo se tomará en cuenta el proceso constructivo de la obra civil, hasta llegar a la



colocación y señalización de la ductería. En este capítulo también se abordará la construcción de los pozos de revisión en acera y calzada, además de la obra civil para las cámaras subterráneas, para proceder con el montaje de los equipos y materiales eléctricos garantizando su funcionalidad y servicio.

En el capítulo 3, se abordará varios tópicos para la construcción de redes subterráneas de energía eléctrica: equipos, herramientas, la revisión del cable en el campo, los preparativos anteriores al tensado, la tensión y longitud máxima de halado, los radios mínimos de curvatura para la instalación, la máxima fricción, los diferentes tipos de empalmes y finalmente las pruebas de recepción en campo.

En el capítulo 4, se abordará en dos partes, la primera parte trata las especificaciones técnicas de transformadores tipo pedestal y sumergibles, tanto monofásicos como trifásicos; su instalación y las pruebas en campo. La segunda parte es el montaje donde se tiene como fin tratar sobre las recomendaciones antes, durante y después de la instalación de los transformadores. Además, se tratarán las especificaciones, instalación y pruebas en campo para los seccionadores, interruptores, pararrayos y fusibles, así como también las características, la instalación y las pruebas en campo para la puesta a tierra, especialmente de los transformadores.

Finalmente, en el capítulo 5 se abarcará una parte muy necesaria en las redes eléctricas subterráneas, como es la instalación y pruebas en campo para el alumbrado público.



Capítulo 2

OBRA CIVIL

2.1. Localización de canalizaciones, pozos de revisión y cámaras.

Los planos con la información sobre la ruta de la canalización, ubicación de los pozos de revisión y cámaras eléctricas serán suministrados por la entidad contratante EEASA.

2.1.2. Consideraciones previas a la construcción.

- Se debe considerar que las instalaciones eléctricas subterráneas no deberán afectar a otros sistemas instalados como puede ser agua potable, alcantarillado, etc., se respetará las distancias mínimas entre paralelismos y profundidad con cualquier tipo de instalación, ver Tabla 2.1 y 2.2.
- Al momento de la inspección inicial se recomienda señalar con estacas los puntos en donde existan los cruces con otras instalaciones para tener cuidado al momento de la excavación.
- Evitar cruces en lugares donde existan almacenamiento de combustibles, tanques de agua potable, o cualquier otro tipo de infraestructura que pueda desencadenar derrames de fluidos que pueden alterar o causar daños.[2]
- En lugares donde exista la presencia de vegetación tales como árboles o infraestructura vial que pueda ser comprometida, se deberá notificar a las entidades pertinentes solicitando los permisos necesarios para la intervención.
- En los cruces con vías de alto tráfico sometidas a grandes pesos de vehículos, se debe tener en cuenta la profundidad mínima a la que irá la tubería.

Los paralelismos y cruces con otras instalaciones se pueden observar en la Tabla 2.1 y 2.2 respectivamente en donde se da una distancia mínima.



Tabla 2.1. Distancias mínimas en paralelismos [3]

Instalación	Distancia mínima (m)	Observación
Alcantarillado	$\geq 0,5$	Para el alcantarillado pluvial aplicar la misma distancia
Canalización agua potable	$\geq 0,25$	
Comunicación	$\geq 0,25$	
Gas	$\geq 0,5$	
Pozos de carburantes	$\geq 1,20$	
Otros servicios	$\geq 0,5$	Postes para líneas aéreas, soportes, monumentos, etc. Respetarán esta distancia, excepto lugares que no cuenten con un soporte adecuado que pueda producir vuelco deberá ser una distancia como mínimo de 1,5 m.
Media tensión	$\geq 0,25$	Distancias entre redes de media y baja tensión.
Baja tensión	$\geq 0,25$	

La Tabla 2.2 muestra las distancias mínimas a la que se puede construir las redes subterráneas eléctricas cuando estas se cruzan con otras instalaciones.

Tabla 2.2. Distancias mínimas de cruce con otras instalaciones. [4], [5]

Tipo de cruzamiento	Distancia mínima (m), con tubería superior	Observación
Vías Públicas	$\geq 0,8$	En los cruces de alto tráfico vehicular debe ir la profundidad de 0.8 m con la tubería superior, de acuerdo al tipo de canalización que se use de acuerdo a la normativa del NEC 15.1.8.2.12.3.
Ferrocarriles	$\geq 1,3$	
Baja Tensión	$\geq 0,25$	Distancia mínima entre los conductores con instalaciones ya construidas
Media Tensión	$\geq 0,25$	
Telecomunicaciones	$\geq 0,25$	
Agua	$\geq 0,25$	
Gas	$\geq 0,25$	
Alcantarillado	$\geq 0,5$	
Carburantes	$\geq 1,2$	

Las distancias entre redes eléctricas y telecomunicaciones deben respetar las distancias mínimas que sugiere el MEER que establece una distancia mínima de 25 cm de redes eléctricas con redes de telecomunicaciones[5].



2.2. Canalización.

En este punto se dará a conocer el proceso de construcción de las canalizaciones subterráneas, tipos y acabado final en acera y calzada.

2.2.1. Obras previas a la ejecución de la canalización.

Previo a la excavación se debe tener en cuenta los siguientes puntos.

2.2.1.1. Desbroce, remoción y limpieza.

Consiste en extraer y retirar todo el material de la zona designada para la construcción, estos materiales y elementos son árboles, plantas, maleza o cualquier material que designe fiscalización. Para la remoción de los materiales de desbroce, se debe estar sujeto a la legislación vigente en materia medioambiental, de seguridad, salud, almacenamiento, transporte de productos y materiales de construcción.

La vegetación debe ser retirada del lugar de las excavaciones o terraplenes, según las dimensiones definidas en el proyecto y fiscalizadas durante la obra.

Es importante evitar:

- Que servicios resulten dañados por la obra.
- Daños en las construcciones existentes que estén cercanas a la obra.

Se debe eliminar todas las raíces hasta una profundidad no menor a 50 cm, por debajo de la rasante de la explanación. Las cavidades que causa la extracción de raíces o cualquier elemento deben ser rellenados con material similar al suelo que se muestra al realizar el desbroce, y se compactará hasta alcanzar que la superficie se ajuste a la del terreno existente

La capa vegetal que se obtiene del desbroce deberá ser quitada del lugar inmediatamente. En caso de no ser posible, debe acomodarse en una altura no superior a 2 metros, se debe evitar obstaculizar el paso de vehículos de acuerdo a las consideraciones que plantea la Norma Ecuatoriana Vial [7]



2.2.1.2. Corte, rotura y retiro de pavimento y/o asfalto

La profundidad de corte de pavimento y/o asfalto se muestran en la Tabla 2.3, todo esto con el propósito de delimitar el área que va a ser intervenida, para evitar cualquier accidente con las personas que transitan por el lugar se deberá colocar una señalética respectiva y necesaria.[8]

Tabla 2.3 Profundidad de corte de acuerdo al material construido. EEASA

Tipo de material	Profundidad mínima corte (cm)
Hormigón Simple en acera	10
Hormigón simple en calzada	5
Asfalto	5

2.2.1.3. Alzado y retiro de adoquín.

Se delimitará la excavación y posteriormente se debe retirar los adoquines necesarios, almacenándolos en un solo lugar.

2.2.1.4. Corte, rotura y retiro de aceras

En aceras, se debe cortar las franjas de acera y luego extraer el material.

2.2.1.5. Consideraciones generales para la rotura y retiro de escombros en acera y calzada

- Se debe colocar la señalización respectiva en el lugar de trabajo a fin de precautelar la seguridad de las personas que transiten por el lugar.
- Para la rotura en acera o calzada se podrá emplear cualquier herramienta mecánica, cómo martillo demoledor, ruptores hidráulicos o cualquier equipo equivalente acompañado de puntas de barretas.
- Los escombros y material obtenido de la rotura deberán ser desalojados inmediatamente, caso contrario el contratista recibirá las sanciones correspondientes.
- Se tendrá que consultar al fiscalizador el frente de trabajo máximo que puede ser intervenido en un día. [8]

2.2.1.6. Desalojo de escombros

El material excedente de excavaciones, roturas y demoliciones deberá ser desalojado de la obra a los respectivos botaderos asignados por las autoridades del organismo competente.

2.2.2. Construcción de canalización.

2.2.2.1. Consideraciones para la excavación de canalizaciones.

En el procedimiento de la construcción de zanjas se debe tener las siguientes consideraciones.

- Durante la excavación procurar no dañar construcciones aledañas, respetando las distancias descritas en la Tabla 2.1.
- La excavación con maquinaria se realizará en lugares donde exista el espacio suficiente para su implementación, en el caso de espacios reducidos y lugares donde exista otro tipo de instalaciones se procederá a excavar a mano.



Figura 2.1 Excavación para canalización en Píllaro.

2.2.2.2. Formas de la canalización.

Todas las excavaciones tendrán una forma rectangular, las paredes deberán estar verticales en su totalidad. Se comprobará que el fondo del canal esté con un terminado uniforme.



2.2.2.3. Tipos de canalización.

La EEASA., ha establecido diversos tipos de canalización, que varían de acuerdo a su configuración y estos a su vez a los requerimientos eléctricos. En la Tabla 2.4 se indica los tipos de canalizaciones

Tabla 2.4 Tipos de canalización de la EEASA.

Tipo de canalización	Cantidad de ductos telecomunicaciones	Cantidad de microductos telecomunicaciones	Cantidad de microductos alumbrado público y comunicaciones	Cantidad de ductos para la red de bajo voltaje	Cantidad de ductos red medio voltaje
NIVEL 1	4	20	4	3	3
NIVEL 2	2	10	2	2	2
NIVEL 2C	1	5	2	1	2
NIVEL 3	1	5	2	2	0
NIVEL 3C	1	5	2	1	0

Los planos de estas canalizaciones se pueden apreciar en el Anexo 1.

2.2.2.4. Ancho de la canalización.

Para el ancho de la canalización se toma en cuenta los siguientes parámetros establecidos por el MEER. [9]

1. Ancho de zanja.

El ancho de zanja viene dado por la ecuación 1.1:

$$Bd = N * D + (N - 1)e + 2x \quad (1.1)$$

Donde:

Bd: Ancho de la zanja

N: Número de tubos en sentido horizontal

D: Diámetro exterior del tubo

e: Espacio entre tubos (mínimo 5 cm)

x: Distancia entre la tubería y la pared de la zanja (mínimo 10 cm)



2. Separación mínima entre redes eléctricas y telecomunicaciones dispuesto por el MEER (25 cm)

Con estas consideraciones se obtiene la siguiente tabla 2.5:

Tabla 2.5. Ancho de las diferentes canalizaciones propuestas para la EEASA.

Tipo de canalización	Ancho de canalización sólo para red eléctrica (cm)	Ancho sugerido sólo para canalización de red eléctrica (cm)	Ancho de canalización para red eléctrica conjunta con red de telecomunicaciones (cm)	Ancho sugerido para canalización de red eléctrica conjunta con red de telecomunicaciones (cm)
NIVEL 1	57	60	124	125
NIVEL 2	57	60	103	105
NIVEL 2C	57	60	57	60
NIVEL 3	57	60	103	105
NIVEL 3C	36	40	82	85

Nota: Las dimensiones especificadas en la tabla 2.5 pueden ser modificadas dependiendo de las condiciones del lugar. Para modificar estas profundidades el constructor deberá justificar técnicamente los cambios y notificará a fiscalización para su aprobación.

2.2.2.5. Profundidad de la canalización.

El MEER, establece que la distancia comprendida entre el ducto superior y el nivel de acera o calzada sea de acuerdo a la Tabla 2.6.

Tabla 2.6 Profundidades mínimas de las canalizaciones dispuesto por el MEER. [6]

Localización	Profundidad mínima (m)
Lugares no transitados por vehículos	0,6
Lugares transitados por vehículos	0,8

Para las canalizaciones de la EEASA, se toma en cuenta lo siguiente:

- Distancias mínimas hasta el ducto superior establecidas por el MEER, ver la tabla 2.6.
- Tipos de canalización de la EEASA.



Con estas consideraciones se obtiene la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Profundidades mínimas calculadas para la EEASA.

Tipo de canalización	Profundidad calculada de canalización eléctrica en acera (cm)	Profundidad de canalización eléctrica sugerida en acera (cm)	Profundidad calculada de canalización eléctrica en calzada(cm)	Profundidad de canalización eléctrica sugerida en calzada(cm)
NIVEL 1	138	140	158	160
NIVEL 2	117	120	137	140
NIVEL 2C	117	120	137	140
NIVEL 3	96	100	116	115
NIVEL 3C	96	100	116	115

Nota: Las profundidades descritas en la Tabla 2.7 pueden estar sujetos a cambios, para esto el constructor deberá justificar técnicamente los cambios y luego ser aprobado por fiscalización para su aprobación, cuando la profundidad de canalización sea menor al especificado las tuberías deben ser revestidas con hormigón de resistencia 210 Kg/cm² en aceras y 240 Kg/cm² en calzada.

2.2.2.6. Entibado y apuntalamiento.

Para excavaciones profundas mayores a 1.50 metros en que exista presencia de tierras sueltas será necesario el entibado y apuntalamiento, para este efecto la norma GPE-INEN 012-1978 es una guía práctica para excavaciones y medidas de seguridad.

2.2.2.7. Nivelación de zanjas

El fondo de la canalización deberá ser uniforme en todo su trayecto y sobre este fondo se colocará arena en todo el trayecto, esta arena colocada tendrá un espesor de 10 cm como mínimo.

2.2.3. Tubería.

2.2.3.1. Tipo.

Para las redes eléctricas y de telecomunicaciones, se usará tubería de cloruro de polivinilo rígido (PVC), tipo B de pared estructurada e interior lisa que cumplan con las normas INEN 1869 y 2227, para alumbrado público se usará tubo PVC del tipo



Il pesado de 50 mm y para acometidas domiciliarias manguera de polietileno de 2 pulgadas de diámetro.

2.2.3.2. Especificaciones.

La tubería para la red eléctrica debe cumplir lo siguiente:

- Diámetro nominal: 160 mm, 110 mm o el requerido por la EEASA.
- Tubería color naranja para distribución eléctrica y color gris para telecomunicaciones.
- Longitud: Esta longitud no debe incluir la longitud de la campana. (3 m, 6 m, etc.)
- El espesor mínimo de pared en tubos tipo B, deben cumplir los valores que sugiere la norma NTE-INEN 2227
- La resistencia al aplastamiento del tubo debe ser hasta un 30% según la norma INEN 1869 para tuberías de pared exterior corrugada y 40% según la norma 2227 para tuberías de pared exterior lisa.

2.2.3.3. Aprobación.

El ingeniero fiscalizador deberá aprobar la tubería que va a ser utilizada independientemente del proveedor, el fabricante cumplirá con las normas NTE INEN-1869 para tubería de pared exterior lisa y NTE INEN-2227 para tubería de pared exterior corrugada.

2.2.3.4. Colocación de Tubos PVC.

Antes de la colocación de la tubería en la zanja, se debe comprobar que tenga una pendiente uniforme en todo su trayecto.

2.2.3.6. Alineación

La separación entre las tuberías se realizará mediante separadores especificados en la norma NTE INEN-2227 ver Fig. 2.2, el MEER establece que la distancia mínima ente separadores a lo largo de la canalización será de 2.5 m.

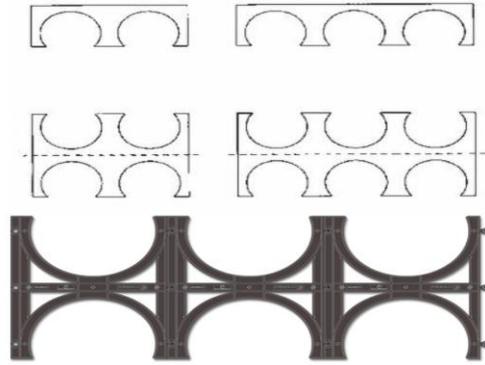


Figura 2.2 Separadores de tubería establecidos por la norma NTE INEN-2227 y separadores plásticos [10]

Sólo en el caso que la entidad contratante (EEASA.) disponga se podrá utilizar separadores con microductos de 50 mm como se puede observar en la Fig. 2.3 y Fig. 2.4, con ello se garantiza la distancia de separación entre tuberías debiendo ser de 5 cm como mínimo distancia homologada por el MEER. [6]

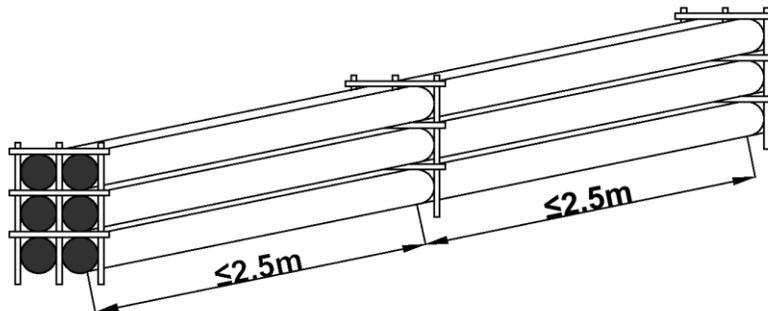


Figura 2.3. Canalización Tipo 1 con separadores cada 2.5 m.



Figura 2.4. Separadores de ductos utilizados en Píllaro EEASA (Tubería color gris utilizados para telecomunicaciones y tubería naranja para distribución eléctrica..)

2.2.3.7. Instalación.

Para la unión de las tuberías se deberá regir a la norma NTE INEN-133, en donde se detalla este proceso, en el caso de tuberías corrugadas el empaque de caucho se colocará en la tercera cresta de la tubería y en tubería lisa el empaque se colocará en la hendidura de la campana, se debe asegurar que las partes a ser unidas deben estar completamente limpias, para facilitar el trabajo será necesario utilizar manteca vegetal para unir aplicando una pequeña fuerza. En cuanto a la tubería que no requiera empaque de caucho se utilizará cemento solvente que cumpla las normas ASTM D-2564 y/o ASTM D-2855.



Figura 2.5. Unión de tuberías de 160 mm mediante embone

Nota: Considerar la instalación de los microductos de 50 mm que están dentro de las tuberías de telecomunicaciones de acuerdo al tipo de canalización que se vaya a usar.

2.2.3.8. Prueba de rodillo en la tubería.

Antes de proceder al relleno y compactación de zanjas se debe realizar las pruebas de tubería entre 2 cajas y será necesario:

- Eliminar todo tipo de resto de materiales que se encuentre dentro de la tubería, por lo que se recomienda lavar con agua todo el recorrido de los ductos.
- Sondear con un cilindro o rodillo del diámetro interno del tubo, este rodillo debe ser de caucho o madera para eliminar el agua y posterior a esto una

bola de trapo integrada al mismo cilindro para secar los ductos [11], ver Fig. 2.6. Sondear con un cilindro o rodillo del diámetro interno del tubo, este rodillo debe ser de caucho o madera para eliminar el agua y posterior a esto una bola de trapo integrada al mismo cilindro para secar los ductos [11], ver Fig. 2.6.

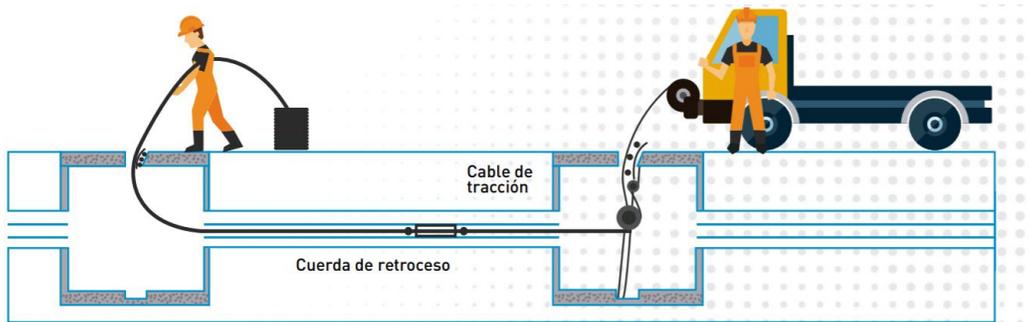


Figura 2.6 Prueba de rodillo en ductos recomendado por Centelsa.[11] Prueba de rodillo en ductos recomendado por Centelsa.[11]

Nota: En lugares donde se considere que no sea necesario lavar los ductos, se puede comprobar directamente con el cilindro o rodillo.

2.2.4. Relleno y compactación de zanjas.

2.2.4.1. Prevenciones antes del relleno

Para la reposición de material de relleno se tomará en cuenta lo siguiente:

- No se deberá proceder a efectuar ningún relleno de excavaciones sin antes obtener la aprobación de fiscalización, caso contrario se podrá ordenar la total extracción del material utilizado en rellenos no aprobados, sin que el constructor tenga derecho a ninguna retribución por ello. Previo al relleno el ingeniero fiscalizador debe comprobar la correcta alineación de la tubería.
- El material y el procedimiento de relleno deben tener la aprobación de fiscalización, el constructor será responsable por cualquier desplazamiento o daño de la tubería.
- Una vez realizada la correcta instalación de las tuberías de la canalización eléctrica y telecomunicaciones se procederá al relleno de acuerdo a lo especificado y autorizado.

2.2.4.2. Materiales.

No se podrá rellenar con escombros, troncos o material orgánico, estos materiales pueden dañar la tubería y provocar hundimientos.[12]

2.2.4.3. Compactación.

2.2.4.3.1. Relleno y compactación usando pisón manual

Posterior a las pruebas de la tubería se procede al relleno de la zanja, se debe asegurar que el relleno cubra toda la superficie hasta llegar un espesor de $e=40$ cm sobre la tubería superior, tal como se puede observar en la Fig. 2.7.

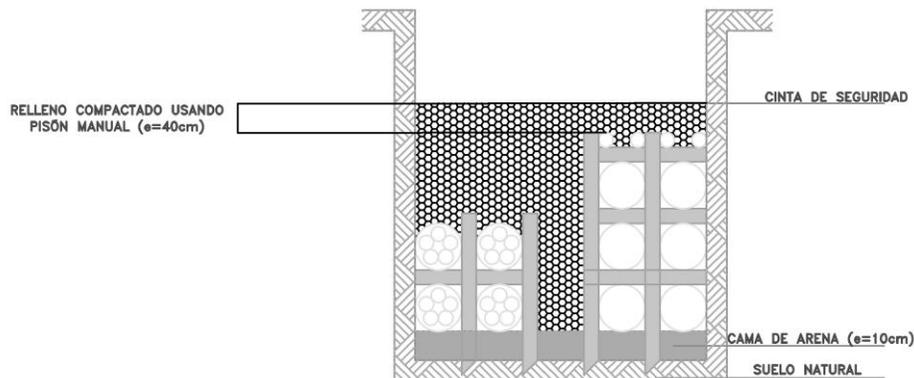


Figura 2.7 Relleno de zanja para compactación mediante pisón manual

Se deberá compactar mediante un pisón manual para no dañar la tubería, este pisón se puede observar en la Fig. 2.8.

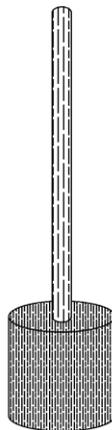


Figura 2.8 Pisón de madera manual.

2.2.4.3.2. Relleno y compactación usando compactación mecánica.

A partir de $e=40$ cm sobre la tubería superior se colocará material de relleno en capas horizontales sucesivas de $e=20$ cm de espesor como máximo, cubriendo todo el ancho de la zanja.

Nota 2: Se podrá usar cualquier equipo mecánico manual de compactación evitando dañar la tubería.

2.2.4.3.3. Cintas de señalización.

Como prevención a futuras excavaciones sobre la existencia de líneas eléctricas subterráneas es necesario colocar cintas de señalización, estas serán continuas a lo largo de toda canalización, según el MEER., estas cintas deben ser colocadas con las siguientes especificaciones. Para el diseño de la cinta de señalización se deberá usar la norma ISO 3864.

- Deberán ser colocadas a 20 cm medidos desde el nivel del piso terminado ya sea en acera o calzada.
- Para zanjas que tengan un ancho mayor a 0.5 m se deberá usar 2 cintas de señalización.



Figura 2.9. Modelo como ejemplo de las cintas de señalización para la EEASA.

2.2.4.4. Reposición de la canalización

Para el acabado final en acera y calzada se tomó como referencia la Norma Ecuatoriana Vial para la Construcción de Caminos y Puentes, estos criterios son aplicados para la construcción de aceras y calzadas. [7]



2.2.4.4.1. Sub-base

Se tiene en cuenta lo siguiente:

- **Consideraciones de la sub-base.** La Sub-base clase 3 deberá estar dentro de los límites indicados para la granulometría Clase 3.

Tabla 2.8 Tabla de los límites para la granulometría Clase 3.[7]

TAMIZ	Porcentaje en peso que pasa a través de los tamices de malla cuadrada	
	SUBBASE CLASE 3	
	Mínimo	Máximo
3" (76.2 mm.)		100
2" (50.4 mm.)		
1 1/2 (38,1 mm.)		
Nº 4 (4.75 mm.)	30	70
Nº 40 (0.425 mm.)		
Nº 200 (0.075 mm.)	0	20

Nota: El suelo natural (relleno) deberá estar completamente compactado antes de la colocación de la sub-base.

- **Descripción.** El material de sub-base se colocará sobre la superficie asegurándose de cubrir todo el ancho y largo, la compactación se lo realizará hasta obtener $e=13$ cm para acera y $e=20$ cm para calzada, para su compactación se podrá utilizar rodillo vibratorio en tándem o plancha compactadora, se deberá compactar hasta obtener un nivel de compactación no menor al 100% de la Máxima Densidad Seca, según la Norma Ecuatoriana Vial.[13]

Nota1: Se sugiere el ensayo de compactación Modificado según las normas AASHTO T-180 ó ASTM D-1557

2.2.4.4.2. Acabado final en acera y calzada

Una vez concluido la construcción de las canalizaciones se deberá asegurar que aceras y calzadas queden en condiciones similares o mejores previo al inicio de la obra.



2.2.4.4.2.1. Reposición de calzada de asfalto

La calzada de asfalto será reconstruida de acuerdo a la Norma Ecuatoriana Vial. (NEVI)

➤ **Condiciones previas a la reposición de calzada de asfalto/ preparación de la superficie existente.**

Para la preparación de la superficie existente se debe tener en cuenta lo siguiente:

- ❖ La superficie deberá estar compactada, estar libre de polvo, suciedad y materiales o partículas sueltas, se tendrá cuidado en los bordes de la superficie.
- ❖ Será necesario humedecer según la aprobación del fiscalizador.

Nota: Para la limpieza de las superficies se utilizará barredoras mecánicas o aire a presión, en lugares donde sea inaccesible estas máquinas se podrá usar escobas manuales.

➤ **Consideración de la emulsión bituminosa.**

La viscosidad de la emulsión deberá estar en un rango de 10-40 segundos Sybolt Furol (10-40 sSF).

➤ **Aplicación de la capa de imprimación.**

Se debe asegurar que el clima este favorable (no precipitaciones), la Norma Ecuatoriana Vial recomienda aplicar la capa de imprimación solo cuando la temperatura ambiente este sobre los 10 °C. Se aplicará de manera uniforme cubriendo toda la superficie. El carro tanque deberá garantizar que el material bituminoso quede uniforme y constante en toda la superficie.

➤ **Extensión de la mezcla asfáltica.**

Según la Norma Ecuatoriana Vial la expansión de la mezcla asfáltica se debe realizar mediante una pavimentadora tratando de mantener la mayor continuidad posible. La mezcla se descargará fuera de la superficie que esté destinada a la pavimentación, se distribuirá mediante palas y rastrillos



calientes manteniendo una capa uniforme de espesor tal que luego de la compactación sea de acuerdo a los planos suministrados por fiscalización.

Nota 1: Se debe tener cuidado de no machar superficies aledañas.

Nota 2: Asegurar que la mezcla asfáltica sea manejada y transportada en contenedores aptos para este material, estos deberán permitir mantener la temperatura y condiciones adecuadas, al momento de descargar será necesario tener la mayor temperatura.

Nota 3: No se permitirá la extensión y la compactación de la mezcla asfáltica cuando el clima este desfavorable menor a 10 °C y/o aparente posibles precipitaciones más tarde.

➤ **Compactación.**

La compactación deberá empezar por los bordes de la superficie y avanzar hacia el centro, los bordes exteriores serán chaflanados

Todos los elementos de compactación deberán estar libres de humedad y completamente limpios.

La compactación inicial será realizada una temperatura de 145 °C y 150 °C, en la que se compactará 2 veces con una alta amplitud de 3000-3200 vibraciones por minuto (VPM), posterior a esta se realizará 2 pasadas con una amplitud baja de 3000-3400 vibraciones por minuto (VPM).

Una vez realizada la compactación inicial se esperará hasta que la temperatura baje hasta los 115 °C sin operar ningún equipo o maquinaria sobre la mezcla.

Luego se compactará mediante un rodillo neumático de 20 a 22 toneladas de peso deberá realizar de 2 a 4 pasadas en un rango de temperatura de 95 °C -115 °C.



Para finalizar se compactará mediante un rodillo tándem vibratorio en modo elástico, el cual debe realizar 3 pasadas, teniendo cuidado que la temperatura al momento de realizar esta compactación estará en un rango de 70 °C - 90 °C

Nota: Cuando el constructor solicite modificaciones en estas especificaciones, deben ser justificadas.

2.2.4.4.2.2. Reposición del hormigón premezclado en calzada.

En la reposición del hormigón premezclado en calzada se destaca lo siguiente:

➤ **Condiciones previas a la reposición del hormigón premezclado.**

Antes de proceder a la colocación de hormigón hidráulico premezclado se tendrá en cuenta las siguientes consideraciones:

- ❖ La superficie en donde se va a realizar el trabajo deberá tener las características físicas, densidad y cotas adecuadas para la colocación del hormigón premezclado.
- ❖ Se humedecerá la superficie en donde se vaya a colocar el hormigón premezclado y se debe evitando crear charcos de agua.
- ❖ Se restringe la circulación para vehículos y peatones a fin de precautelar la seguridad y realizar la reposición correcta del hormigón premezclado.

➤ **Detalles de la carpeta de concreto premezclado.**

El hormigón debe ser de 240 Kg/cm², para esto se usa cemento Portland, o algún cemento similar que cumpla con las características que sugiere la Norma AASHTO M-85 o la Norma ASTM C-150, no se deberá usar los cementos que tengan más de 3 meses almacenados en saco o 6 meses en silos. Para la mezcla se usará agua limpia que no contenga materiales vegetales, ácidos o aceites y para los agregados deberán cumplir con los requerimientos de la norma ASTM C-33 que son “Especificaciones para agregados del concreto”.2.2.4.4.2.2.3. Colocación del hormigón premezclado.



Una vez obtenida la mezcla de cemento, esta debe ser expandida en la superficie, para luego ser compactada por vibración y ser enrasada uniformemente con las herramientas adecuadas.

➤ **Textura superficial.**

Según la Norma Ecuatoriana Vial una vez que haya desaparecido el brillo producido por el agua se tiene que dar una forma de estriado transversal homogénea perpendicular al eje de la calzada, deben tener una profundidad de 2 mm, para esto se utiliza cepillos que tengan púas de plástico, alambre o cualquier otro material.

➤ **Juntas.**

En la construcción de pavimentos con hormigón premezclado se construirá juntas transversales y longitudinales.

- ❖ Juntas transversales: deberán ser rectas perpendiculares al eje del pavimento.
- ❖ Juntas longitudinales: deben ser rectas y ejecutarse en segmentos parciales.

Según la Norma Ecuatoriana vial, el material sellante para las juntas deberá cumplir con características que solicita las normas ASTM D-994-71 ASTM D-1190-74 ó ASTM D-2628-81.

Se tiene que colocar las juntas cada 4.5 m como máximo [14] , además se deberá colocar juntas en cada unión del hormigón antiguo con el nuevo y/ó en lugares donde el diseño solicite.

2.2.4.4.2.3. Adoquinado en calzada

Los adoquines de cemento deben ser de $e=80$ mm para áreas de tráfico vehicular y $e=60$ mm para zonas peatonales con una resistencia de 350 Kg/cm^2 como mínimo.

El Ministerio de Obras Públicas establece que para proceder al empleo de adoquín la superficie de apoyo debe estar humedecida, luego se distribuirá arena de aproximadamente de $e=5$ cm, finalmente se colocará bloques maestros, en base a

estos se debe colocar el resto de adoquines nivelados y alineados que serán distribuidos en sentido longitudinal y transversal.

Todos los espacios mayores al 25% del área del adoquín deberán ser ocupados por fracciones cortadas y para áreas inferiores al 25% se rellenarán con hormigón de una resistencia de 350 Kg/cm².

La separación entre adoquines deberá tener un máximo de $e=5$ mm aproximadamente, los mismos que deben ser rellenados con arena fina o polvo de piedra de trituración.[15]



Figura 2.10 Reposición en calzada con adoquín Píllaro EEASA

2.2.4.4.2.4. Reposición de aceras y bordillos de hormigón.

Las siguientes consideraciones fueron tomadas en base a la Norma Ecuatoriana Vial.

➤ **Bordillos.**

- ❖ **Preparación del cimiento para la construcción de bordillos.** La subrasante debe estar completamente terminada para proceder a la colocación del hormigón, la superficie del cimiento estará completamente limpia y libre de materiales sueltos, además será humedecida y compactada.
- ❖ **Encofrado.** El encofrado será instalado con las pendientes, alineaciones y dimensiones de acuerdo a los planos de construcción,



el encofrado debe ser completamente liso y tener la lubricación adecuada por el lado del contacto del hormigón.

- ❖ **Aplicación del hormigón.** Se empleará hormigón simple con una resistencia de 210 Kg/cm², su aplicación se hará en todo el encofrado asegurándose de que no queden espacios.

Nota: Todo bordillo defectuoso será removido íntegramente y reemplazado por el contratista a su costo.

➤ **Acera.**

- ❖ **Preparación para la construcción de aceras.** Se debe asegurar que la superficie en donde se vaya a realizar la construcción esté completamente limpia, bien compactada y será humedecida antes de colocar el hormigón.
- ❖ **Descripción del hormigón.** Se utilizará hormigón simple con una resistencia mínima de 210 Kg/cm² y debe ser aplicado en toda la superficie de manera uniforme.
- ❖ **Juntas.** Se debe construir juntas de expansión de acuerdo a los planos de construcción, cada junta deberá tener un ancho de $e=6$ mm, estas juntas serán perpendiculares a la línea del bordillo y rellenas con material que garantice su impermeabilidad. Se colocará juntas transversales cada 2,5 m.

2.3 Pozos de revisión

La construcción de los pozos debe estar entre 30 y 60 m de distancia, serán utilizados para cambio de dirección en la canalización, transición aérea subterránea o como considere el diseño eléctrico. La Norma Ecuatoriana de la construcción (NEC.) establece lo siguiente:

- El tercio más cercano al bordillo se utiliza para instalaciones eléctricas de medio y bajo voltaje.
- El tercio medio será utilizado para instalaciones de comunicaciones
- El tercio más cercano a las edificaciones o el tercio interno de la acera se utiliza para instalaciones de agua potable.[5]

2.3.1. Forma y dimensiones.

En la Tabla 2.9 muestra los diversos tipos de pozos de la EEASA., los cuales pueden ser utilizados en acera y calzada dependiendo del tipo de canalización.

Tabla 2.9 Tabla del tipo de pozos de la EEASA.

Pozos calzada								
Tipo	Interior			Interior y construcción			Área total piso (m ²)	Área piso para ripio (m ²)
	Ancho (m)	Largo (m)	Profundidad (m)	Ancho (m)	Largo(m)	Profundidad(m) desde la calzada		
T3	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,85	2,25	0,81
T2	1	1	1,5	1,3	1,3	1,85	1,69	0,49
T1	0,8	0,8	1,2	1,1	1,1	1,55	1,21	0,25
Pozos acera								
Tipo	Interior			Interior y construcción			ÁREA TOTAL PISO (m ²)	
	Ancho (m)	Largo(m)	Profundidad (m)	Ancho(m)	Largo(m)	Profundidad(m) desde la calzada		
A	0,6	0,6	0,9	0,8	0,8	1	0,64	
B	0,7	1	1	0,9	1,2	1,1	1,08	
C1	1	1	1,2	1,3	1,3	1,35	1,69	
C2	1,2	1,2	1,5	1,5	1,5	1,65	2,25	
Pozo de mano para alumbrado público.	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,25	

Los planos de cada uno de los pozos se muestran en el Anexo 2 y 3.

2.3.2. Pozos en acera

La construcción de las paredes de los pozos en acera se lo realizará con las siguientes especificaciones.

2.3.2.1. Construcción paredes del pozo

Las paredes del pozo serán construidas con hormigón simple de resistencia de 210 Kg/cm², el espesor mínimo según el MEER deberá ser de e=12 cm.

Nota: Las paredes de los pozos deberá ser alisada mediante lechada o masilla.

2.3.3. Pozos en calzada

La construcción de las paredes de los pozos en calzada se lo realizará con las siguientes especificaciones.



2.3.3.1. Construcción paredes de hormigón armado

Para las paredes de pozos en calzada se debe usar hormigón armado de $e=15$ cm de espesor como mínimo, el hormigón deberá tener una resistencia de 210 Kg/cm^2 .

Nota: Las paredes de los pozos debe ser alisadas con cemento.

2.3.4. Consideraciones generales

2.3.4.1. Pisos de los pozos

Por el nivel freático que se tiene en el área de concesión de la EEASA., en el oriente es recomendable usar un piso con material filtrante que según el manual del MEER., la capa de material filtrante (ripio de $3/4''$) debe tener un espesor $e=10$ cm como mínimo.

Nota: Si el nivel freático es muy alto se recomienda la construcción de sumideros que evacuen el agua

2.3.4.2. Encofrado

El encofrado de acuerdo a la norma INEN GP-016 debe cumplir con lo siguiente [16]

- Resistencia a las cargas de fundición del hormigón
- Suficiente rigidez a la carga del hormigón
- Exactitud en el dimensionamiento
- Hermeticidad
- Espacio y seguridad

Nota 1: Las superficies interiores deben humedecerse completamente antes de la colocación del concreto.

Nota 2: Se debe usar desmoldantes para evitar que el hormigón quede adherido a la formaleta.

2.3.4.2. Boquilla y orificios laterales.

Para evitar dañar el cable durante el halado, se recomienda que el banco de ductos quede a 5 cm antes de salir a la superficie interior del pozo y aquí dar un chaflan para que ingresen o salgan los cables sin sufrir ningún daño ó a su vez es

recomendable utilizar campanas PVC, en el caso de que no se pueda usar este tipo de campanas tal como se detalla en la figura 2.11



Figura 2.11 Boquilla de PVC para fin de la canalización[11].



Figura 2.12 Orificios laterales terminados EEASA.

Nota 1: Dejar todas las boquillas a un mismo nivel, ya que con esto se evitará daños en el cable al momento de su instalación.

Nota 2: La distancia entre la parte inferior del ducto más profundo y la base del pozo debe ser mínimo de 10 cm según establecido en el MEER.

Nota 3: Una vez concluida la obra de los pozos se deberá tapar todos los orificios para evitar el ingreso de roedores.

2.3.4.3. Tapas de pozos.

Las tapas de los pozos cumplirán las normas NTE INEN-2499 y NTE INEN-2496. Los pozos deben tener tapas cuadradas para acera y circulares para calzada (revisar Anexo 4 y 5).

- Las tapas tanto para acera y calzada deben proveer un soporte antideslizante tanto para peatones y vehículos
- Los pozos en acera dispondrán de una tapa cuadrada de grafito esferoidal (hierro nodular) clase B con una fuerza de ensayo de 125 kN de 70 cm X 70 cm con cerco y marco, estas tapas quedarán perfectamente niveladas con la acera y se abrirán con frente a la calzada.
- Los pozos en calzada deben ir con una tapa circular con un diámetro $D=600$ mm de grafito esferoidal (hierro nodular) clase C con una fuerza de ensayo de 400 kN con cerco y marco, estas tapas quedarán perfectamente niveladas con la calzada y se abrirán con frente a la calzada.

2.3.4.4. Identificación de las tapas de los pozos

La identificación de los pozos se lo realiza en alto relieve en el que se debe especificar lo siguiente:

- Siglas de la empresa distribuidora.
- Nivel de voltaje MV y/o BV.
- Si es operadora o distribuidora eléctrica.
- Año de fabricación.
- Numeración de la tapa. [6]



Figura 2.13 Tapa para pozos en acera

2.3.4.5. Soportes

Es recomendable el uso de soportes en cada pozo para mantener un orden en cuanto a los conductores, estos soportes garantizaran una separación adecuada, además estos deben estar mínimo a 10 cm del piso para tener una mejor protección.

Los soportes serán de acero galvanizado o fibra de vidrio para evitar la corrosión con la humedad que se tiene.



Figura 2.14 Soportes para pozos.[9]

Recomendación general: Se recomienda la construcción de pozos de revisión individuales para la distribución eléctrica y telecomunicaciones, estos permitirán cumplir con las distancias mínimas de separación que exige el MEER., además permite tener una mejor organización de los conductores y facilita el mantenimiento.

2.4. Cámaras

En base a lo establecido en el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) y en la Norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) tenemos los siguientes puntos.

2.4.1. Aspectos generales para la construcción de cámaras.

2.4.1.1. Distancias de seguridad.

El MEER, establece que este tipo de cámaras debe contar con todas las especificaciones técnicas eléctricas y civiles, además serán utilizadas exclusivamente para la energía eléctrica y estarán ubicadas en un sitio idóneo que permita el acceso de técnicos para mantenimiento o reparación

Con estas consideraciones se entiende que las dimensiones se están cumpliendo la norma para transformadores convencionales, pero la EEASA., utiliza transformadores sumergibles que permiten un área mayor de trabajo, el área



eléctrica está aislada con el exterior proporcionando mayor seguridad para los operarios.

2.4.1.2. Tipos de cámaras.

El requerimiento de la EEASA., establece las siguientes cámaras:

- Cámaras de transformación
- Cámaras de barras de derivación
- Cámaras de seccionamiento
- Cámaras dobles (seccionamiento y transformación)

Todas las cámaras deben tener las distancias de seguridad mínimas para que puedan realizar trabajos los operarios, estas cámaras serán diseñadas para el ingreso sin complicaciones de los equipos eléctricos, además contará con desagües para evitar inundaciones en el lugar. Cuando se tenga una conexión con el alcantarillado, se debe asegurar que no haya ingreso de aguas servidas o gases que puedan ingresar a la cámara y afectar a los equipos y operadores que se encuentren dentro de la cámara.

2.4.2. Dimensiones de las cámaras.

De acuerdo al MEER las dimensiones para transformadores de potencia desde 250 KVA hasta 800 KVA se muestra en la Tabla 2.10:

Tabla 2.10 Dimensiones mínimas para transformadores[9]

Número de Transformadores	Voltaje nominal de la línea de distribución en Medio Voltaje	Dimensiones mínimas (cm)		
		A	B	H
1	<24kV	420	540	300
2	<24kV	420	600	300

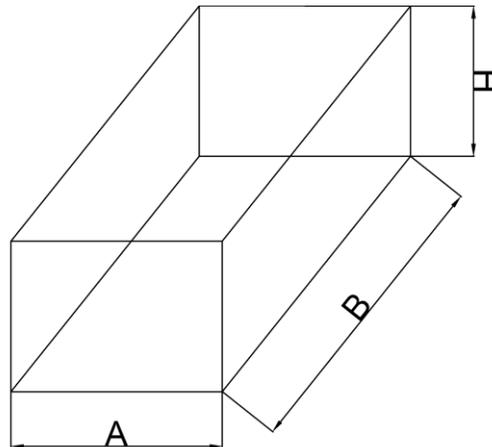


Figura 2.15. Dimensiones de las cámaras

Siendo:

A: Ancho

B: Largo

H: altura

Las cámaras eléctricas podrían variar de tamaño, esto dependerá de la potencia y tamaño de los equipos.

2.4.3. Excavación para cámaras eléctricas

En la excavación se debe tener cuidado cuando se trabaje en tierras flojas, las mismas que pueden ocasionar derrumbes y/o accidentes. Para estos casos es recomendable seguir la norma GPE-INEN 012-1978, que es una guía de práctica de excavaciones y medidas de seguridad. Para la excavación se puede utilizar maquinaria, en lugares donde estén libres de cualquier otra instalación, y en lugares sensibles se procederá a la excavación manual.

2.4.3.1. Construcción de la puesta a tierra.

El constructor debe efectuar el trazado, corte derrocamiento y excavación de la malla puesta a tierra. Se desalojará todo el material proveniente de la excavación. Se tendrá en cuenta lo siguiente:



- Elementos metálicos que no formen parte de las instalaciones eléctricas no deberán ser conectados al sistema (tuberías de agua, estructuras de construcciones, etc.)

2.4.4. Losa superior de la cámara.

La losa superior de la cámara debe estar diseñada para resistir esfuerzos de hasta 25000 Kg sin sufrir alteraciones o daños.[6]

Además, será construida con losas fijas y móviles, que permitirán el acceso de los equipos a las cámaras. Las losas deben quedar separadas en forma equidistante respectivamente selladas.

Las dimensiones mínimas de las losas de las tapas serán de 0.70 m x 2.30 m x 0.15 m de espesor según sugiere el MEER.[6]

2.4.4.1. Hormigón para la losa superior

El hormigón que se usará para la losa fija y móvil deberá ser hormigón armado de una resistencia de 240Kg/cm².

2.4.4.2. Acceso a la cámara.

Las cámaras deben contar con la seguridad necesaria para evitar hurtos o accidentes por lo que se recomienda:

- Las puertas de ingreso deben estar completamente bloqueadas.
- La dimensión de la puerta de ingreso debe ser de 70cm X 70cm según la EEASA.
- La norma del NEC establece que la puerta debe llevar una seguridad con pasador para candado y picaportes de fijación.

2.4.4.3. Impermeabilidad.

La cubierta de la cabina debe ser impermeabilizada, para evitar el ingreso de agua o cualquier tipo de fluidos, si la cámara queda sobre la calzada, esta puede ser impermeabilizada con una capa de asfalto. Para las paredes se puede utilizar algún aditivo que impida filtraciones de líquidos que provengan de algún medio, también

en la losa superior se puede agregar aditivos al hormigón, para que no exista filtraciones de agua.



Figura 2.16 Losa superior de cámara terminada.

2.4.5. Losa inferior de la cámara.

Cuando se tenga tierras muy flojas para la cimentación será necesario la compactación mediante sub-base, de acuerdo a la disposición del ingeniero fiscalizador.

2.4.5.1. Hormigón para losa inferior

Se utiliza hormigón simple de una resistencia de 210 Kg/cm².

2.4.5.2. Canalización para recolección de aceite de los transformadores

Cuando la cámara este destinada a transformadores se deberá construir una canalización al contorno del transformador con 25 cm de ancho y 40 cm de profundidad, esta canalización deberá tener una bandeja apaga fuegos de acero galvanizado perforado que se ubicará a 10 cm de la parte superior de la zanja y será cubierta con grava según norma del MEER.

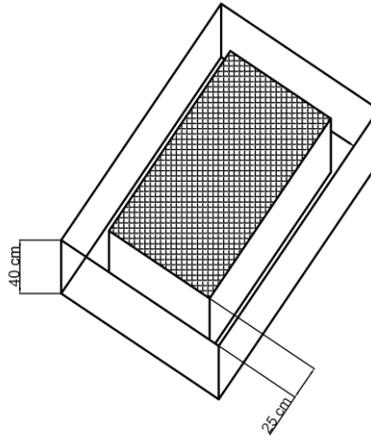


Figura 2.17 Base para la recolección de aceite.

Nota: En el caso de que el transformador contenga aceite vegetal no será necesaria la construcción de la canalización para la recolección de aceites asegurándose de que la base disponga un drenaje que absorba el aceite derramado.

2.4.6. Paredes de la cámara.

2.4.6.1. Hormigón para paredes

Las paredes de la cámara se deben construir con hormigón armado con una resistencia de 210Kg/cm².

2.4.6. Ventilación.

El MEER recomienda que la diferencia de temperaturas entre aire de salida y entrada sea de 15 °C como máximo, es decir debe haber un incremento como máximo de 15 °C sobre la temperatura ambiente promedio.

Para las cámaras de la EEASA, se dispone de entradas desde el exterior por medio de rejillas de 0.90 m X 0.5 m de hierro nodular colocado en el piso a nivel de la acera. Estas rejillas son ubicadas en los extremos opuestos de las cámaras, permitiendo el flujo del aire.

Para la ventilación de las cámaras se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Es recomendable que las rejillas cuenten con una malla que evite el ingreso de roedores o basura.



- Se recomienda una limpieza periódica de estas rejillas para evitar que basura o cualquier otro tipo de material tape esta ventilación
- Es necesario que en la rejilla exista un sistema de canalización de aguas para que no ingrese a la cámara y se vaya directo al drenaje.
- Cuando se disponga más de un equipo es necesario establecer ventilación para cada uno, y si no es posible será recomendado ventilación forzada.[17]

2.4.7. Escalera de ingreso

Se instalará una escalera vertical de hierro galvanizado con peldaños cada 30 cm, esta escalera debe estar asegurada a la pared. La EEASA., ha previsto la necesidad de no instalar escaleras en ciertos lugares, ya que existen indigentes que se aprovechan de estos espacios, además se previene el hurto y accidentes.

2.4.8. Canalización dentro de las cámaras eléctricas

Es necesario construir canales perimetrales para tener un correcto y organizado manejo de los cables, estos canales según el MEER, deben tener 0.4 m a 0.5 m de ancho y 0.6 m de profundidad dentro de los que llevaran conductores de medio y bajo voltaje.

2.5. Bases para transformador tipo pedestal o pad mounted.

2.5.1. Base y pozo.

Las dimensiones de las bases del transformador dependerán directamente del fabricante; el transformador debe ser montado en una base de las dimensiones de acuerdo al tamaño del transformador y ésta base debe tener 20 cm de ancho y 20 cm de alto sobre el piso de la plataforma tal como se puede ver en la figura 2.18.

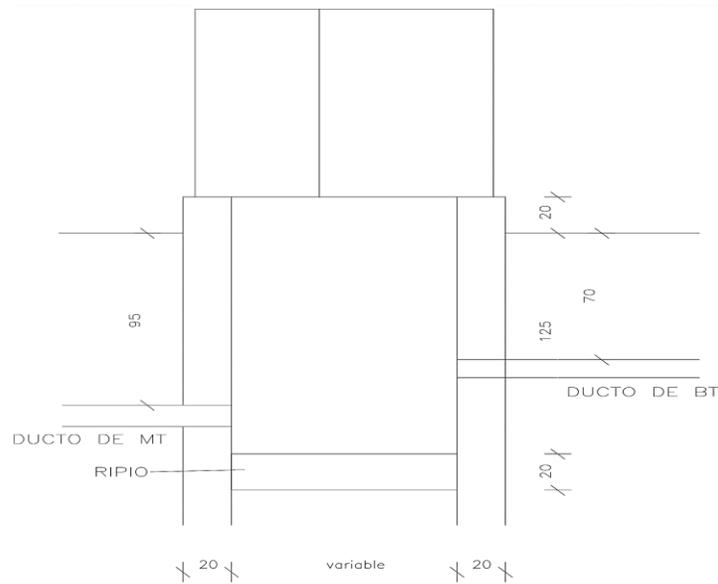


Figura 2.18 Plataforma para transformador tipo pedestal.

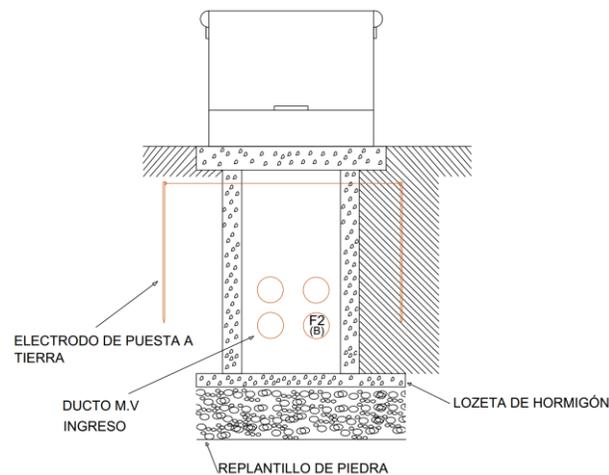


Figura 2.19. Vista lateral transformador Pad Mounted.

2.5.2. Consideraciones generales para transformadores tipo pedestal o pad mounted.

Se debe tener en consideración los siguientes puntos:

- Será instalado en un lugar donde pueda ser transportado e instalado fácilmente, un lugar donde no afecte al tránsito vehicular o peatonal según el NEC 15.1.2.3.3 [18]



- Garantizará espacios para que el personal técnico, pueda realizar mantenimientos, tenga un ambiente adecuado y proporciones para una adecuada movilidad
- Antes de construir la plataforma se debe compactar el terreno para evitar hundimientos posteriores
- Dispondrá de una plataforma con ripio para evacuar aceites producto de derrames del transformador
- La plataforma de concreto deberá estar construida con hormigón armado de una resistencia de 210Kg/cm^2 , además debe contar con un pozo de inspección tipo B, las dimensiones pueden variar dependiendo de la potencia y tamaño del transformador. (Revisar anexo 6.)

2.6. Acometidas

2.6.1. Acometidas en bajo voltaje

En las acometidas domiciliarias desde una red subterránea, el NEC recomienda una tubería con un diámetro de 51.8 mm como mínimo, el área libre de la tubería no debe ser menor al 60% con conductores en la tubería; y, pueden ser las siguientes:

- Hierro galvanizado
- PVC del tipo reforzado o duro
- Polietileno (manguera reforzada)
- Tubos Conduit Figura 2.19



Figura 2.20 Acometida EEASA

El ángulo que forma la tubería desde la red de bajo voltaje hasta el tablero se lo hará con una curva suave, no se permitirá curvas pronunciadas en la manguera o que estas estén dobladas. Las canalizaciones de reserva que no se estén utilizando y las acometidas deben ser selladas con selladores identificados. (Revisar anexo 7.)

Consideraciones durante la construcción:

- La tubería debe tener como máximo 2 curvas, y será enterrada a 30 cm como mínimo del nivel de la rasante.
- De ser tubería independiente para cada medidor, excepto en casos especiales como los centralizados. [19]

Nota 1: Toda acometida y canalización de reserva no utilizada debe ser completamente sellada.

Nota 2: La manguera en la acera debe quedar cerca de un pilar o algún soporte, para que posteriormente se pueda colocar el medidor, no será aceptado la acometida si está en un lugar donde no se pueda empotrar el medidor

Nota 3: Se debe enviar el ducto desde el pozo hasta la acera en donde se instalará el medidor en una sola pieza, excepto en distancias grandes donde se realizará las



uniones de manguera asegurándose que queden completamente unidas, la unión no debe presentar obstáculos para pasar el cable de acometida.

Nota 4: La acometida de telecomunicaciones y de la red eléctrica deben quedar en el mismo sitio, asegurándose de que estén junto a un muro o pilar.

Nota 5: Las acometidas deben ser tomadas del pozo más cercano.

2.6.2. Acometida en medio voltaje

Se construirá la acometida de medio voltaje desde la cámara de derivación con ductos anillados tipo B con un diámetro de 110 mm (Norma NTE-INEN 2227:99). Para realizar curvas se utiliza un codo EMT de un diámetro de 110mm, con un espesor mínimo de 2.0 mm y un máximo de 2.4 mm respetando la norma INEN 1869.

- Cuando la acometida es subterránea esta debe ser enterrada a una profundidad de 95 cm desde el nivel de la acera, hasta llegar a las barras de seccionamiento de la cámara de transformación.
- El relleno y apisonado de la zanja se lo realizará en capas de 20cm, y cada 10 cm se colocará la cinta reflectora de alerta.

2.7. Transición aérea-subterránea.

Esta obra llevará a cabo la construcción de la infraestructura necesaria para el paso de la red eléctrica desde una red aérea a una red subterránea.

2.7.1. Descripción

La obra civil de la transición aérea- subterránea se detalla en la figura 2.20, considerando lo siguiente:

- Construcción de un pozo de revisión lo más cercano al poste en donde se da la transición.
- Se colocará cinta reflectora a 10 cm sobre la tubería en la que alerta el peligro de energía eléctrica.
- La tubería debe estar completamente lisa en su interior.

- El codo no debe ser cortado, el pozo debe contar con boquillas terminadas para evitar daños en los conductores.
- La tubería deberá quedar enterrada a 30 cm como mínimo.
- Los cables conductores bajan desde el poste hasta un nivel subterráneo por medio de tubería galvanizada, a partir de esto se instala la tubería de 110 mm PVC, tipo 1 que cumpla la norma INEN 1869.
- Se usará un codo EMT de 110 mm con un espesor mínimo de 2.0 mm y un máximo de 2.4 mm.
- La tubería será tomada desde el pozo más cercano hacia el poste inmediato.[9]

Nota: Una vez concluida la obra civil se deberá dejar sellando con papel o cualquier otro material la tubería, para evitar el ingreso de objetos extraños que puedan obstruir la tubería.

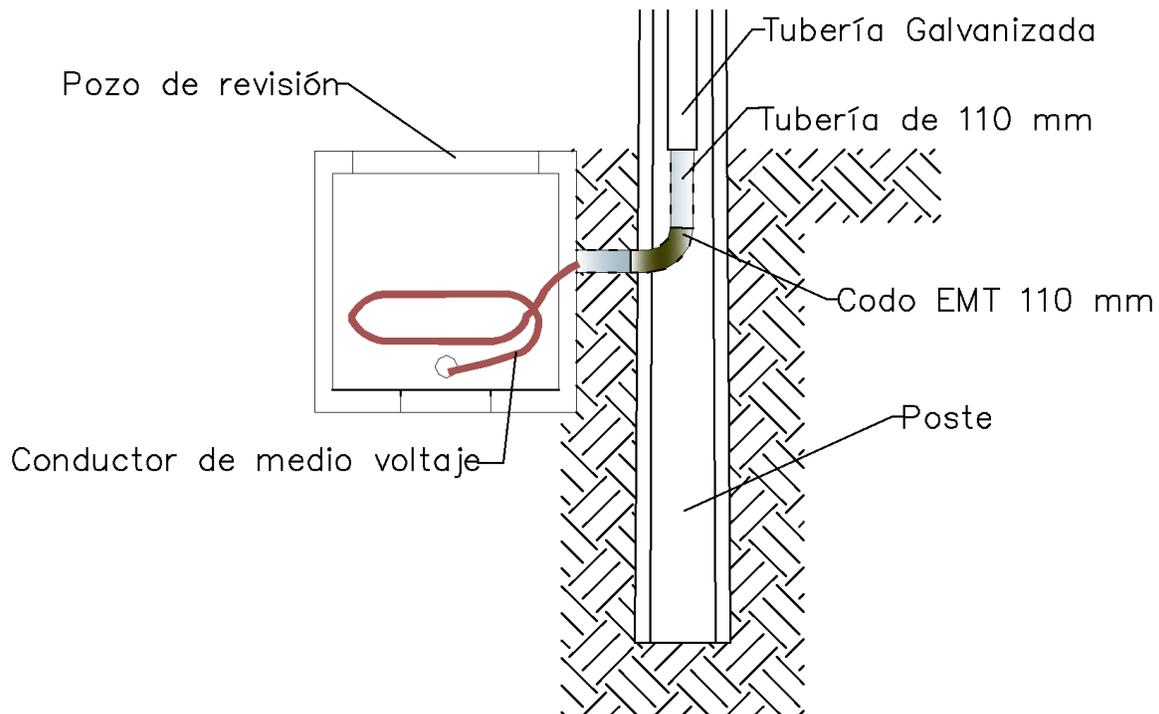


Figura 2.21 Vista lateral de la transición aérea-subterránea.



Capítulo 3

CONDUCTORES PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS

En este capítulo se presenta una descripción de los conductores que son empleados por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A para redes eléctricas subterráneas de medio voltaje, bajo voltaje, acometidas y alumbrado público. Así como también las guías de procedimientos para el correcto montaje e instalación de las redes eléctricas subterráneas.

3.1 Conductores de Medio Voltaje

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. cuenta con un nivel de voltaje de 13.8 KV, es por ello que para las redes eléctricas subterráneas de medio voltaje se utilizan conductores con aislamiento tipo XLPE de 15 KV. Considerando la topografía de las redes de medio voltaje que se forman de un anillo principal y lazos internos, generalmente se utiliza conductor de cobre con aislamiento para 15 KV para el anillo principal el cual se utilizará para realizar transferencias entre alimentadores principales o entre subestaciones mientras que para los lazos internos al anillo principal se utiliza conductor de aluminio con aislamiento de 15 KV.

3.1.1. Conductores de Medio Voltaje para Ramales Principales

- Para las troncales principales se tienen los siguientes tipos de conductores de cobre de diferentes fabricantes ecuatorianos los mismos que presentan diferentes especificaciones técnicas según el calibre y nivel de aislamiento Tabla 3.1. y Tabla 3.2.



Tabla 3. 1 Conductores de Cobre para 15KV con un Nivel de Aislamiento del 100%. [21],[24]

Conductor de Cobre de 15KV, Aislamiento 100%									
Conductor			Aislamiento		Chaqueta		Capacidad de corriente	Res. máx. a 20 °C	Reactancia
Calibre	Área	Diámetro	Espesor Nominal	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro total Aprox.	Peso total Aprox.	En ducto		
AWG/ kcmil	mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	Ω/km	Ω/km
2	33.6	6.81	4.45	16.4	23	759	155	0.531	0.17
1/0	53.5	8.55	4.45	18.1	25.1	988	200	0.335	0.155
2/0	67.4	9.57	4.45	19.1	26.1	1145	230	0.266	0.149
3/0	85	10.8	4.45	20.4	27.3	1341	260	0.211	0.143
4/0	107	12.1	4.45	21.7	28.6	1581	295	0.167	0.138
250	126.7	13.2	4.45	23	30.1	1819	325	0.141	0.133

Tabla 3. 2. Conductores de Cobre para 15KV con un Nivel de Aislamiento del 133%. [21],[24]

Conductor de Cobre de 15KV, Aislamiento 133%									
Conductor			Aislamiento		Chaqueta		Cap. de corriente	Res. máx. a 20 °C	Reactancia
Calibre	Área	Diámetro	Espesor Nominal	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro total Aprox.	Peso total Aprox.	En ducto		
AWG/ kcmil	mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	Ω/km	Ω
2	33.6	6.81	5.59	18.7	25.8	852	155	0.531	
1/0	53.5	8.55	5.59	20.4	27.5	1088	200	0.335	0.159
2/0	67.4	9.57	5.59	21.4	28.5	1248	230	0.266	0.153
3/0	85	10.8	5.59	22.6	29.7	1448	260	0.211	0.147
4/0	107	12.1	5.59	23.9	31	1693	295	0.167	0.142
250	126.7	13.2	5.59	25.3	32.4	1935	325	0.141	0.139

3.1.2. Conductores de medio voltaje para lazos internos.

- Para los lazos internos se utilizan conductores de aluminio de diferentes fabricantes ecuatorianos, presentan diferentes especificaciones técnicas según el calibre y nivel de aislamiento Tabla 3.3. y Tabla 3.4.
- El calibre del conductor para el neutro es el mismo de las fases tanto en medio como en bajo voltaje.



Tabla 3. 3. Conductores de aluminio para 15KV con un nivel de aislamiento del 100%. [17],[20]

Conductor de Aluminio de 15KV, Aislamiento 100%									
Conductor			Aislamiento		Chaqueta		Capacidad de corriente	Resis. máx. a 20 °C	Reactancia
Calibre	Área	Diámetro	Espesor Nominal	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro total Aprox.	Peso total Aprox.	En ducto		
AWG/kcmil	mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	Ω/km	Ω
2	33.6	6.81	4.45	16.4	23	549	120	0.856	0.17
1/0	53.5	8.55	4.45	18.1	25.1	653	155	0.542	0.155
2/0	67.4	9.57	4.45	19.1	26.1	722	175	0.43	0.149
3/0	85	10.8	4.45	20.4	27.3	807	200	0.341	0.143
4/0	107	12.1	4.45	21.7	28.6	907	230	0.271	0.138
250	126.7	13.2	4.45	23	30.1	1022	250	0.229	0.133

Tabla 3. 4. Conductores de aluminio para 15KV con un nivel de aislamiento del 133%. [17],[20]

Conductor de Aluminio de 15KV, Aislamiento 133%									
Conductor			Aislamiento		Chaqueta		Capacidad de corriente	Resis. máx. a 20 °C	Reactancia
Calibre	Área	Diámetro	Espesor Nominal	Diámetro sobre aislamiento	Diámetro total Aprox.	Peso total Aprox.	En ducto		
AWG/kcmil	mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	A	Ω/km	Ω
2	33.6	6.81	5.59	18.7	25.8	642	120	0.856	0.17
1/0	53.5	8.55	5.59	20.4	27.5	752	155	0.542	0.159
2/0	67.4	9.57	5.59	21.4	28.5	825	175	0.43	0.153
3/0	85	10.8	5.59	22.6	29.7	914	200	0.341	0.147
4/0	107	12.1	5.59	23.9	31	1019	230	0.271	0.142
250	126.7	13.2	5.59	25.3	32.4	1137	250	0.229	0.139

3.2. Conductores de Bajo Voltaje

Para redes eléctricas subterráneas de bajo voltaje la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A emplea cuatro conductores TTU- 2000V, tres de color negro para las fases y uno de color verde para el neutro los mismos que deben cumplir con especificaciones técnicas mostradas en la Tabla 3.5.



Tabla 3. 5. Conductores de bajo voltaje TTU 2000V de aluminio. [20], [24].

Conductores de Bajo Voltaje TTU 2000V de Aluminio									
Conductor			Espesor de Aislamiento	Espesor de Chaqueta	Diámetro Externo	Masa Total Aproximada	Capacidad de Conducción	Resistencia C.A.	Reactancia Trif.
Calibre	Área	Diámetro							
AWG-MCM	mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	Ohm/Km	Ohm/Km
4	21,15	5,189	1,4	0,76	9,73	115,37	65	1,6732	0,1575
2	33,62	6,543	1,4	0,76	11,13	159,6	90	1,0499	0,1476
1/0	53,49	8,253	1,65	1,14	14,11	259,67	120	0,6562	0,1444
2/0	67,44	9,266	1,65	1,14	15,13	307,54	135	0,5249	0,1411
3/0	85,02	10,404	1,65	1,14	16,32	366,93	155	0,4265	0,1378
4/0	107,2	11,683	1,65	1,14	17,68	440,47	180	0,3281	0,1345
250	126,7	12,701	1,905	1,14	19,86	538,91	205	0,2789	0,1345

3.3. Conductores para alumbrado público

En redes eléctricas subterráneas de Alumbrado Público la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A emplea 3 conductores TTU- 2000V, dos de color negro para las fases y uno de color verde para la tierra (véase en la Tabla 3.6). Debido a que se utilizan luminarias tipo led y con instalación de tierra para su correcto funcionamiento.

Tabla 3. 6. Cables para Alumbrado Público. [20], [24].

Cables para Alumbrado Público										
Conductor					Esp. de Aisl.	Esp. de Chaqueta	Diámetro Externo	Masa Total Aprox.	Cap. de Cond.	Resistencia C.A.
Tipo	Material	Calibre	Área	Diámetro						
		AWG	mm ²	mm	mm	mm	mm	Kg/Km	A	Ohm/Km
TTU-2000V	Aluminio	6	13,30	4,53	1,4	0,76	8,61	85,76	50	1,61
THHN-600V	Cobre	3x12	3,31	3,36	0,38	1,14	9,29	157,58	30	5,31

- El cable 6 AWG de aluminio se utiliza para los circuitos, mientras que el cable 3x12 AWG de cobre se utiliza para la acometida hacia las luminarias por el interior del poste.

3.4. Montaje de conductores de Medio Voltaje

3.4.1. Requisitos

- Los circuitos deben seguir la trayectoria que indica el proyecto aprobado.
- Realizar la limpieza de ductos y registros.



- Verificar que el conductor que se vaya a montar cumpla con las especificaciones técnicas.
- Los tramos de cable de medio voltaje entre equipos tipo pad mounted, sumergibles, barras de derivación, etc., debe ser un solo conductor sin empalmes y en caso necesario se podrán utilizar empalmes del tipo premoldeado, termo contráctil o contráctil en frío, los mismos que deberán alojarse en los pozos.
- En la instalación de los accesorios, se debe dejar un excedente o reserva de conductor únicamente donde se vayan a colocar equipos y accesorios, dejar un excedente de cable de al menos 1.0 m, después de haberse instalado los soportes y dejar listo para la elaboración del accesorio.
- Tener mucho cuidado en el tendido de los conductores para ello se debe tener en cuenta las especificaciones descritas desde la tabla 3.7 hasta la tabla 3.13.
- Se debe dejar un excedente de cable de aproximadamente 1.0 m en el registro o pozo más cercano a la base de un equipo cuando no se utilice registro en el mismo.[25].

3.4.2. Equipos y herramientas

En este punto se aborda cada uno los equipos y las herramientas necesarias para la instalación de los cables eléctricos subterráneos, así como también las consideraciones a tener en cuenta al momento del tendido de los conductores.

3.4.2.1. Instalación no manual

1. Grúa para carga y descarga de los carretes de cable.
2. Devanadora o Bailarín. Sirve para colocar los carretes al momento del tendido.
3. Perno de tracción, el cual debe ser instalado preferentemente de fábrica o a su vez utilizar un jalador de cuña para cable.
4. Destorcedor para absorber los giros del cable que se producen por el malacate.
5. Guía de fibra de vidrio.



6. Estructura con polea.
7. Malla de acero (calcetín).
8. Malacate
9. Utilizar rodamientos, curvas, poleas y polines para guiar los cambios de dirección horizontal y vertical en el trayecto del tendido, con el fin de evitar cualquier daño al conductor.
10. Emplear tubos flexibles abocinados para proteger el cable a la entrada y a la salida de los ductos.
11. Dinamómetro: se utiliza para medir la fuerza del jalado de los conductores.
12. Lubricante a base de agua para reducir la fricción entre el ducto y el cable.
13. Barreras de seguridad, señalizaciones de tránsito y avisos para evitar accidentes de cualquier persona, así como también el daño al cable.
14. Equipo de comunicación para todo el personal involucrado en la instalación del cable, con el fin de tener bajo control cada una de las etapas del tendido del cable.[25] [26].

3.4.2.2. Instalación manual

1. Malla de acero.
2. Devanadora o bailarín.
3. Grúa para carga y descarga de los carretes de cable.
4. Guía de fibra de vidrio.
5. Estructura con polea.
6. Malla de acero (calcetín).
7. Rodamientos, poleas y polines para seguir los cambios de dirección horizontal y vertical en el trayecto del tendido.
8. Tubos flexibles abocinados para proteger al conductor a la entrada y a la salida de los ductos.
9. Lubricante a base de agua para reducir la fricción entre el ducto y el conductor.
10. Barreras de seguridad, señalizaciones de tránsito y avisos para evitar se accidente cualquier persona y cualquier daño del cable.

11. Equipo de comunicación para todo el personal involucrado en la instalación del cable.[25] [26].
12. Se recomienda sellar adecuadamente las puntas del conductor si se va a dejar a la intemperie para evitar que ingrese humedad en el transcurso de la instalación y almacenamiento.

3.4.3. Almacenaje

Las bobinas deben ser almacenadas en lugares cubiertos, además debe tener el piso de concreto como se muestra en la Figura. 3.1, para evitar que se humedezca la madera de los carretes y no se deteriore.

Se debe verificar que las puntas de los conductores se encuentren bien amarradas para que no llegue a aflojarse el cable del carrete, así como también, las puntas del cable deben estar perfectamente selladas.

Los carretes no se deben colocar horizontalmente como se muestra en la Figura 3.2, ya que el conductor puede caerse y terminar enredándose. La manera correcta como se debe almacenar los carretes se indica en la figura 3.1. [11][25].



Figura 3. 1. Almacenamiento de las bobinas protegiéndolas de la intemperie y de la humedad del suelo. [11]

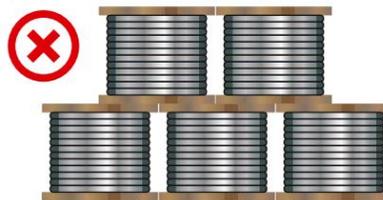


Figura 3. 2. Posicionamiento inadecuado de bobinas.[11]



3.4.4. Revisión del cable en el campo.

Antes de iniciar el tendido de los conductores se recomienda cortar un pedazo de aproximadamente 40cm del cable y la otra parte del cable que se encuentra en el carrete hay que sellarlo correctamente. Al tramo cortado se realiza las siguientes pruebas.[25].

a) Presencia de humedad

Para verificar la presencia de humedad en el conductor se deben quitar la chaqueta y observar los hilos o la cinta de cobre de la pantalla metálica, si están brillantes quiere decir que no existe humedad, pero si están manchados o presentan un color verdoso esto es señal de que existe humedad y empieza a producirse corrosión, inmediatamente este conductor debe ser rechazado. [25]

b) Verificar que el conductor corresponda al proyecto aprobado.

Verificar en la cubierta del cable que las características del cable correspondan al proyecto aprobado.

Revisar que cumplan las siguientes características específicas del cable: calibre del conductor, diámetro sobre el aislamiento, espesor de la cubierta, barreras bloqueadoras contra ingreso de humedad y color.

En caso de no llegar a cumplir con las especificaciones o a su vez tener el cable maltratado o deteriorado físicamente no se permitirá su instalación.

c) Adherencia de la pantalla semiconductor extruida.

Verificar una posible adherencia de la pantalla semiconductor extruida sobre el aislamiento del conductor, para ello se procederá como sigue:

Se toma tres muestras de 40cm cada una, la primera muestra se utiliza para verificar la fuerza de adhesión del semiconductor. Mientras que las dos siguientes muestras se utilizan para verificar que es posible retirar el semiconductor sin dañar el aislamiento, esta prueba es conocida como la prueba de simulación para la instalación[25].



3.4.5. Preparativos anteriores al tendido de los conductores

1. Realizar una inspección y control al personal para verificar el cumplimiento de las normas de seguridad y el manejo adecuado de los cables.
2. Verificar que el interior de los ductos se encuentre sin perturbaciones que puedan llegar a dañar el aislamiento de los conductores.
3. Se recomienda usar una guía con características adecuadas al tipo y longitud del cable, para ayudar en el tendido de los mismos.
4. Si para el paso de los cables se utiliza material mecanizado, se deberá colocar el malacate en el pozo que se desea tirar del conductor, para ello deberá anclarse, de tal forma que resista la tensión que se va hacer al conductor sin llegar a desplazarse.
5. Los carretes deben colocarse en el pozo opuesto al del malacate desde donde se vaya a enviar el cable, para ello se usarán gatos o desenrolladores dependiendo del tamaño de los carretes.
6. Si existe algún cambio de dirección del conductor, los mismos deberán quedar en un pozo de registro. Colocar rodillos de diámetro suficiente para evitar que el conductor sobrepase las especificaciones técnicas de la curvatura máxima o mínima y se termine dañando el conductor al momento de ser halado.
7. Es necesario que los extremos de los cables tengan colocado un perno u ojo de tracción directamente en el conductor, para facilitar el halado del cable.
8. Las salidas de los ductos deben estar perfectamente emboquillados, para evitar que el aislamiento del conductor pueda sufrir algún daño que afecte al conductor. [26].

3.4.6. Esfuerzos máximos de tendido.

Los cables pueden ser halados mediante **perno de tracción** colocado en el conductor figura 3.3, **mallas de acero** o **ganchos de tiro** que se aferran a la cubierta exterior del cable figura 3.4. Los cables llegan a tener una tensión máxima aproximada que puede soportar un conductor conjuntamente con el radio de curvatura mínimo y la presión lateral en curvas para que el conductor ya sea de

cobre o aluminio no sufra daños (alargamientos y desprendimientos del conductor con el aislamiento). Se presentan las tensiones de tendido permisibles en la tabla 3.8 para conductores de medio voltaje.[26][27, pp. 19–20].



Figura 3. 3. Cables halados mediante perno de tracción.[28].

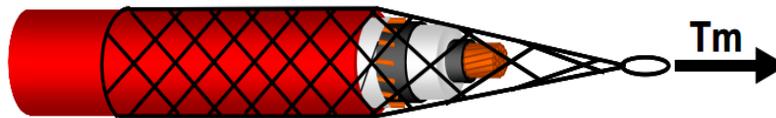


Figura 3. 4. Cables jalados mediante malla de acero (caletín).[28].

3.4.6.1. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje mediante perno de tracción.

Para calcular el esfuerzo máxima permisible de los conductores de medio voltaje para redes eléctricas subterráneas tanto de cobre como de aluminio se emplea la fórmula 3.1:

$$T_m = T * n * A \quad (3.1)$$

Donde:

T_m : Esfuerzo máxima permisible en kg .

T : Esfuerzo en $\frac{kg}{mm^2}$ del material que se trate, tabla 3.7.

n : Número de conductores.

A : Área de cada conductor en mm^2 .



Tabla 3. 7. Esfuerzos de tendido para cables con perno de tracción colocado en el conductor. [26].

Material	Tipo de Cable	Temple	Esfuerzo [Kg/mm ²]
Cobre	Vulcanel y Sintenax	Suave	7
Aluminio	Vulcanel (EP, XLP)	3/4 Duro	5.3

Los esfuerzos máximas de tendido permisibles para conductores de medio voltaje según el tipo de material y su calibre se presenta en la tabla 3.8.

Tabla 3. 8. Esfuerzos de tendido permisibles para conductores de medio voltaje mediante perno de tracción tomando como referencia la ecuación 3.1. Autores

Conductores de Medio Voltaje					
Material	Calibre	Área del conductor	# Conductores	Tensión del material	Tensión máxima permisible
	AWG/kcmil	mm²		Kg/mm²	Kg
Cobre	2	33.6	1	7	235.2
	1/0	53.5	1	7	374.5
	2/0	67.4	1	7	471.8
	3/0	85	1	7	595
	4/0	107	1	7	749
	250	126.7	1	7	886.9
	2	33.6	3	7	705.6
	1/0	53.5	3	7	1123.5
	2/0	67.4	3	7	1415.4
	3/0	85	3	7	1785
	4/0	107	3	7	2247
	250	126.7	3	7	2660.7
Aluminio	2	33.6	1	5.3	178.08
	1/0	53.5	1	5.3	283.55
	2/0	67.4	1	5.3	357.22
	3/0	85	1	5.3	450.5
	4/0	107	1	5.3	567.1
	250	126.7	1	5.3	671.51
	2	33.6	3	5.3	534.24
	1/0	53.5	3	5.3	850.65
	2/0	67.4	3	5.3	1071.66
	3/0	85	3	5.3	1351.5
	4/0	107	3	5.3	1701.3
	250	126.7	3	5.3	2014.53



3.4.6.2. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje mediante malla de acero.

El esfuerzo máxima de tendido no debe exceder de $0.7 \frac{Kg}{mm^2}$ de la sección transversal de la cubierta (área) en mm^2 llegando a ser el máximo esfuerzo de tendido la que se presenta en la tabla 3.9 y tabla 3.10 para conductores de medio voltaje tendidos mediante malla acero, dependiendo del calibre y del nivel de aislamiento. Cabe destacar una particularidad que cuando se realice el halado con la utilización de malla de acero la tensión máxima de tendido no depende del tipo de material del conductor.

El cálculo de la área transversal de la cubierta del conductor se calcula con la ecuación 3.2:

$$A_c = \left(\pi * \left(\frac{d_1}{2} \right)^2 \right) - \left(\pi * \left(\frac{d_2}{2} \right)^2 \right) \quad (3.2)$$

Donde:

A_c : Área transversal de la cubierta del conductor en mm^2 .

d_1 : Diámetro total aproximado de la chaqueta en mm , tabla 3.3.

d_1 : Diámetro total aproximado de la chaqueta en mm , tabla 3.3.



Tabla 3. 9. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje con un nivel de aislamiento del 100% mediante el uso de malla de acero, tomando como referencia la ecuación 3.2. Autores

Conductores de Medio Voltaje, Aislamiento 100%					
Material	Calibre	Área de la cubierta	# Conductores	Factor de esfuerzo del material	Esfuerzo máxima permisible
	AWG/kcmil	mm²		Kg/mm²	Kg
Cobre y Aluminio	2	204.23	1	0.7	142.96
	1/0	237.50	1	0.7	166.25
	2/0	248.50	1	0.7	173.95
	3/0	258.50	1	0.7	180.95
	4/0	272.59	1	0.7	190.81
	250	296.10	1	0.7	207.27
	2	204.23	3	0.7	428.89
	1/0	237.50	3	0.7	498.76
	2/0	248.50	3	0.7	521.85
	3/0	258.50	3	0.7	542.85
	4/0	272.59	3	0.7	572.43
	250	296.10	3	0.7	621.82

Tabla 3. 10. Esfuerzos máximas de tendido para conductores de medio voltaje con un nivel de aislamiento del 133% mediante el uso de malla de acero, tomando como referencia la ecuación 3.2. Autores

Conductores de Medio Voltaje, Aislamiento 133%					
Material	Calibre	Área de la cubierta	# Conductores	Factor de esfuerzo del material	Esfuerzo máxima permisible
	AWG/kcmil	mm²		Kg/mm²	Kg
Cobre y Aluminio	2	248.15	1	0.7	173.70
	1/0	267.11	1	0.7	186.97
	2/0	278.26	1	0.7	194.78
	3/0	291.64	1	0.7	204.15
	4/0	306.14	1	0.7	214.30
	250	321.75	1	0.7	225.23
	2	248.15	3	0.7	521.11
	1/0	267.11	3	0.7	560.92
	2/0	278.26	3	0.7	584.34
	3/0	291.64	3	0.7	612.45
	4/0	306.14	3	0.7	642.89
	250	321.75	3	0.7	675.68

3.4.6.3. Radio de curvatura

Es el máximo doblado que se le puede ejercer a un cable garantizando que no haya alteración en sus propiedades mecánicas y eléctricas [24].

Los cables de medio voltaje apantallados pueden soportar hasta 12 veces el diámetro externo del cable y en instalaciones con halados difíciles se debe utilizar no menos de 15 veces el diámetro externo del cable como mínimo radio de curvatura [11].

Tabla 3. 11. Radios mínimos de curvaturas. Autor

Calibre	Nivel de aislamiento			
	100%		133%	
	Diámetro externo del cable	Radio Mínimo de curvatura	Diámetro externo del cable	Radio Mínimo de curvatura
<i>AWG/kcmil</i>	<i>mm</i>	<i>m</i>	<i>mm</i>	<i>m</i>
2	23	0.276	25.8	0.309
1/0	25.1	0.301	27.5	0.330
2/0	26.1	0.313	28.5	0.342
3/0	27.3	0.328	29.7	0.356
4/0	28.6	0.343	31	0.372
250	30.1	0.361	32.4	0.389

3.4.6.4. Presión lateral en curvas

Es la fuerza radial que se ejerce tanto al aislamiento como a la cubierta de los cables en una curva, esta presión se da cuando el cable está bajo esfuerzo. [26].

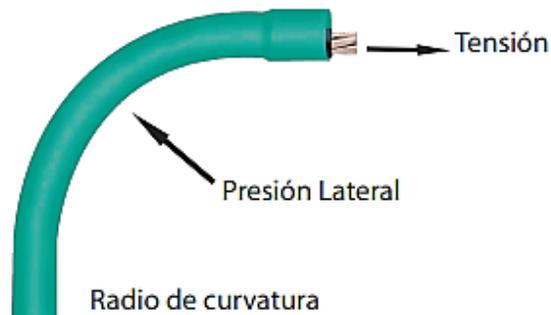


Figura 3. 5. Presión Lateral de un conductor[24].



La presión lateral se calcula basado en la ecuación 3.3 que es directamente proporcional a la tensión que se ejerce al conductor, pero inversamente proporcional al radio de curvatura del ducto. [24].

$$P_L = \frac{T_m}{R} \tag{3.3}$$

Donde:

P_L = Presión lateral en el conductor.

T_m = Esfuerzo máxima de halado del conductor.

R = Radio de curva en m.

En las tablas 3.12 y tabla 3.13 se indica la máxima presión lateral que se puede aplicar a un cable de medio voltaje en redes eléctricas subterráneas. Como se puede notar la presión lateral que se le puede aplicar a un conductor de medio voltaje depende también del nivel de aislamiento, la forma de tendido y el tipo de material, aunque si es tendido con la ayuda de malla de acero no depende del tipo de material del conductor ya que es halado de la cubierta del cable.

Tabla 3. 12. Presión lateral máxima para un cable tendido mediante malla de acero. Autor

Cable de Medio Voltaje			
Material	Calibre	Nivel de aislamiento	
		100%	133%
		Presión Lateral	Presión Lateral
		<i>Kg/m</i>	<i>Kg/m</i>
Cobre y Aluminio	2	517.99	562.14
	1/0	551.97	566.58
	2/0	555.40	569.53
	3/0	552.35	572.81
	4/0	555.98	576.08
	250	573.84	579.30

Tabla 3. 13. Presión lateral máxima para un cable tendido mediante perno de tracción. Autor

Cable de Medio Voltaje			
Material	Calibre	Nivel de aislamiento	
		100%	133%
		Presión Lateral	Presión Lateral
		Kg/m	Kg/m
Cobre	2	852.17	761.17
	1/0	1,243.36	1,134.85
	2/0	1,506.39	1,379.53
	3/0	1,816.24	1,669.47
	4/0	2,182.40	2,013.44
	250	2,455.43	2,281.12
Aluminio	2	645.22	576.31
	1/0	941.40	859.24
	2/0	1,140.55	1,044.50
	3/0	1,375.15	1,264.03
	4/0	1,652.39	1,524.46
	250	1,859.11	1,727.13

3.4.7. Instalación del cable

La instalación del cable se puede hacer de dos maneras:

✓ **Instalación del cable de forma manual.**

1. Colocar el carrete en el registro que por trayectoria se tenga la menor tensión de halado (véase en la Figura 3.6).



Figura 3. 6. Carretes en el pozo de envío EEASA.

2. Colocar a todo el personal necesario para desenrollar el cable o frenar el carrete, así como también el personal entre el registro, el carrete y dentro

de los pozos de registro y de visita por donde va a pasar el cable con el fin de evitar que el cable llegue a sufrir dobleces y torceduras (véase en la Figura 3.7).



Figura 3. 7. Personal entre registros. EEASA.

3. El coordinador organiza al personal para que el halado del cable sea parejo, y además verificar que se cumplan las medidas de seguridad correspondientes.
4. Pasar la guía de fibra desde el pozo final que se vaya realizar el halado de los cables (véase en la Figura 3.8), el mismo que cuando llegue al pozo inicial se deberá atar a una cuerda que tenga las características necesarias para soportar la tensión que vaya a producir al momento del halado de los conductores, esta cuerda debe llegar al pozo final desde donde se realizará el halado, ya que la guía no está diseñada para soportar grandes tensiones como las que sufre la cuerda al halar los cables.



Figura 3. 8. Guía de fibra EEASA.

5. Utilizar lubricante a base de agua para facilitar el halado del cable (véase en la Figura 3.9), el mismo que debe ser aplicado al cable en cada pozo de registro o visita por donde pase.



Figura 3. 9. Lubricante con base de agua EEASA.

6. Si la longitud del cable no es muy grande y el conductor es liviano se puede utilizar una malla de acero (véase en la Figura 3.10), debido a que cuando se utiliza una malla de acero el esfuerzo de tracción se aplica directamente a la cubierta exterior. La tensión aplicada no debe exceder los valores de las tablas 3.9 y 3.10 para evitar que llegue a sufrir daños la capa protectora del conductor.



Figura 3. 10. Colocación de la malla de acero a los conductores. EEASA

7. Se deben colocar cualquier tipo de protección a la entrada a los ductos (véase en la Figura 3.11), así como también instalar poleas o rodillos (véase en la Figura 3.12), que permitan al cable absorber con suavidad el cambio de dirección del cable, y con ello tener el valor de radio de curvatura dentro de un valor permisible.



Figura 3. 11. Protección al ingreso del ducto. EEASA



*Figura 3. 12. Poleas para cambiar la dirección de los cables dentro del pozo.
EEASA*

8. Teniendo en cuenta y cumpliendo con los puntos anteriores se procede a realizar el halado de los cables como se muestra en la Figura 3.13.



Figura 3. 13. Jalado de cables. EEASA

9. Cuando se termine el halado del cable se debe cortar, dejando un excedente de cable necesario para las conexiones.
10. Sellar las puntas correctamente para lo cual se utiliza un tapón polimérico o a su vez poner cinta aislante.
11. Las puntas de los cables deben quedar a una altura considerable donde se evite el contacto con el agua debido a la lluvia o cualquier otro evento imprevisto ya que puede llegar a dañar las propiedades del conductor.
12. Se deben identificar las fases correctamente para evitar problemas en el proceso de conexión. Para ello se utilizan cintas aislantes de colores. [25]

Este grupo de pazos se lo realiza para la instalación tanto de los cables de medio voltaje, bajo voltaje y para los cables de alumbrado público.

✓ **Instalación del cable de media tensión de forma no manual.**

1. Colocar el carrete en el registro o pozo que por trayectoria tenga el menor valor de tensionado al halado.
2. El carrete con el cable se coloca de tal forma que al momento de estar cableando este no sufra más de una deflexión antes de entrar al ducto.
3. Ubicar el malacate un pozo más delante de la terminación del tramo a cablear, el mismo que debe contar con un soporte adecuado para la tensión de halado del cable, también se lo realiza el halado de los cables con la ayuda de la grúa y la utilización de cabos como se puede observar en la Figura 3.14.



Figura 3. 14. Jalado de cables EEASA.

4. En el caso de que se tenga una guía delgada de nylon se debe halar con ella una guía de polipropileno de 12.7 mm como mínimo para con esta halar el cable de acero del malacate (véase en la Figura 3.15).



Figura 3. 15. Malacate [25]



5. Cuando haya cambios de dirección se instala poleas o rodillos que permitan al cable absorber con suavidad el cambio de dirección del cable, y con ello tener el valor de radio de curvatura dentro de un valor permisible.
6. Colocar al personal en pozos estratégicos para vigilar que el conductor no sufra ninguna anomalía o caso contrario avisar a la persona que este encargado del malacate para que lo pueda parar y así evitar que sufra algún daño ya sea el conductor o el cable de acero del malacate.
7. El dinamómetro colocar en un lugar visible y además poner a una persona que se encargue todo el tiempo que se realice el halado de los cables a verificar que el valor del tensionado que se vaya a ejercer sobre los mismos no sobrepase el valor estipulado en la tabla 3.9 o tabla 3.10 según el tipo de conductor y material utilizado para el tendido.
8. Los trabajadores que se encuentran en los pozos deben colocar lubricante al cable con el fin de reducir las tensiones de halado.
9. La comunicación entre todo el personal que participa en el tendido del conductor debe ser efectiva y permanente con el fin de realizar un tendido correcto cumpliendo con las especificaciones del conductor.
10. Evitar arranques o paradas bruscas del malacate, con el fin de prevenir tensiones altas de jalado al conductor.
11. Si por algún motivo externo llega a detenerse el malacate, se debe reiniciar el halado de una manera muy sutil hasta llegar a la velocidad donde no supere a la tensión de halado mostrado en la tabla 3.9 y tabla 3.10.
12. Cortar los cables dejando una distancia considerable ya que pueden haberse dañado por el tensionada del cable de acero del malacate.
13. Dejar una longitud suficiente ya sea para el conexionado del terminal o empalme.
14. Al terminar las puntas colorar en la soportaría instalada con el fin de evitar ingreso de humedad, además de ello las puntas deben quedar

perfectamente selladas con tapones poliméricos para evitar ingreso de humedad y se dé problemas por corrosión.

15. Por último, identificar correctamente cada una de las fases con la ayuda de cinta aislante de colores con el fin de evitar errores al momento del conexionado. [25]

3.5 Accesorios Aislados para medio voltaje

3.5.1. Terminales

Se instalan en las terminaciones de los cables y sirven para unir dos partes de la red, realizar transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas o viceversa, así como también de cable a equipo o sencillamente entre dos cables. Los mismos que deben controlar los esfuerzos eléctricos que puede llegar a presentar el aislamiento del cable para no restringir la capacidad de transporte que tiene el conductor, ya sea en operación normal o en caso de sobrecarga [29], [30].

Existen para medio voltaje dos tipos de terminales los cuales son:

- Terminal premoldeado tipo interior.
- Terminal premoldeado tipo exterior.

3.5.1.1. Terminal premoldeado tipo interior.

Primero se debe seleccionar el terminal adecuado considerando el nivel de aislamiento ya sea 100% o 133% y el calibre del conductor.

Este tipo de terminal es usado en la entrada y salida del seccionador, así como también en la entrada al transformador de tipo encapsulado[26].



Figura 3. 16. Terminal premoldeado tipo interior [31]

3.5.1.2. Terminal premoldeado tipo exterior.

Al igual que para el terminal premoldeado tipo interior primero se debe seleccionar teniendo en cuenta el nivel de aislamiento ya sea 100% o 133% y el calibre del conductor.

Se usa este terminal cuando se necesita realizar transiciones de redes eléctricas aéreas a subterráneas, de subterráneas a aéreas ó también cuando se hace una derivación a una carga interior en medio voltaje desde una red aérea.[26]

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. utiliza conectores Cu/Al; es decir un acople tanto para conductores de aluminio como de cobre.



Figura 3. 17. Terminal premoldeado tipo exterior [32].

3.5.1.3. Instalación de terminales contráctiles en frío.

Los pasos a seguir tanto para la instalación de los terminales premoldeados tipo interior y exterior de 15 KV son los mismos, así se tiene:

1. Primero se debe contar con el Kit completo, cabe destacar que existen muchos proveedores o marcas que incluyen el kit correspondiente el mismo que constan de los siguientes materiales:
 - 3 Terminaciones Contraíbles en Frío de Silicona ya sea de tipo interior o exterior.
 - 3 Bandas metálicas con anillos de compresión.
 - 1 Cinta 33.

- 1 Set de limpieza y lija.
- 1 Instructivo de instalación.

Tabla 3. 14. Rango de medidas del cable.[33]

Rango del Diámetro del Aislante del Cable (mm)	Calibre del Conductor (mm ²)
	Clase Cable 15KV 100%-133%
16,3 - 27,4	2 - 4/0 (35-120)

2. Preparación del cable.
 - 2.1. Revisar que las medidas del cable estén dentro de los parámetros expuestos en la Tabla 3.1, Tabla 3.2, Tabla 3.3 y Tabla 3.4.
 - 2.2. Preparar el cable con las medidas expuestas en la Figura 3.18

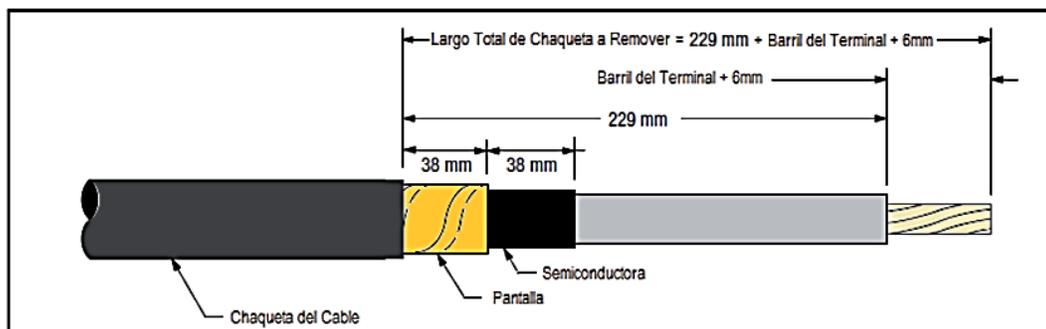


Figura 3. 18. Medidas para la preparación del cable clase 15KV para realizar el terminal[33].

- 2.3. Realizar una marca para ello se usa la cinta vinílica de color y se la debe realizar a una distancia de 114 mm desde donde se hizo el corte de la capa semiconductora, como se observa en la Figura 3.19, esta marca indica el punto desde donde debe comenzar la instalación del terminal.

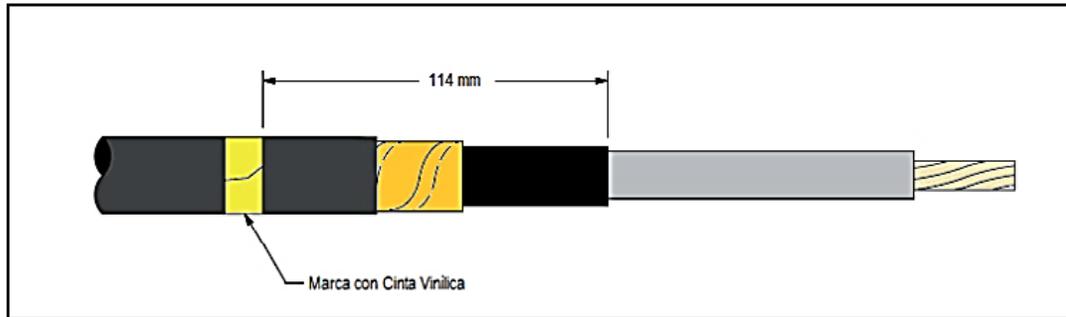


Figura 3. 19 Proceso 2 para el armado de un terminal contráctil en frío [33]

3. Se procede a la instalación de la puesta a tierra de la pantalla semiconductora.
 - 3.1. Poner un primer trozo de cinta de protección contra corrosión (Mastic) preferentemente de color negro con protector blanco que se da una vuelta sobre la chaqueta del cable en forma anular, la misma que se debe aplicar a una distancia de 6mm desde en corte de la chaqueta como se muestra en la Figura 3.20.

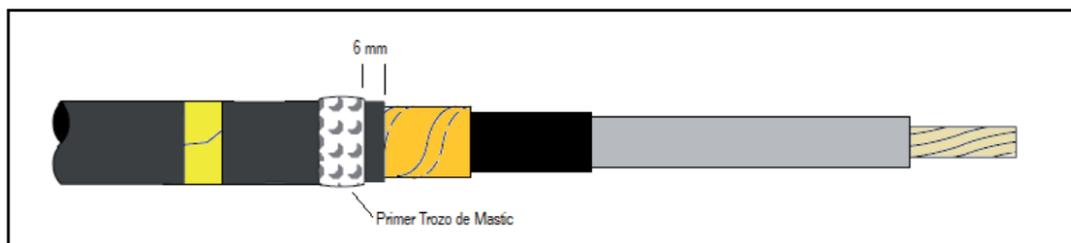


Figura 3. 20 Puesta de cinta [33]

- 3.2. Instalar una banda metálica sobre la cinta de protección contra la corrosión como fue indicado en el paso anterior, esta banda se debe enrollar en forma anular sobre la pantalla protectora del cable como se muestra en la Figura 3.21.

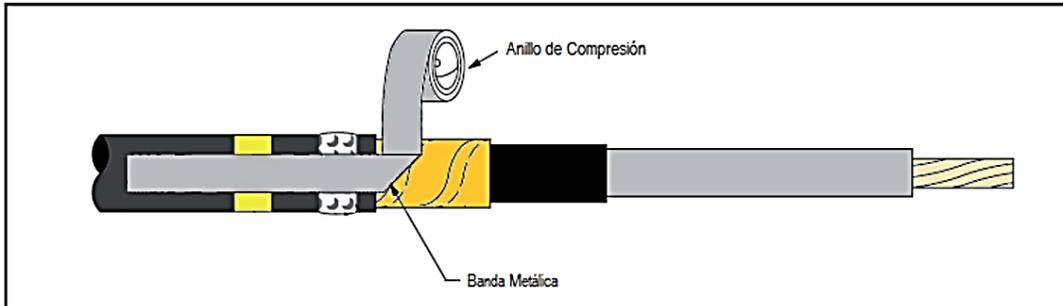


Figura 3. 21 Instalación de banda metálica [33]

- 3.3. Proceder a enrollar el anillo de compresión sobre la banda metálica la misma que se aprieta contra la pantalla del cable. (véase en la Figura 3.22).

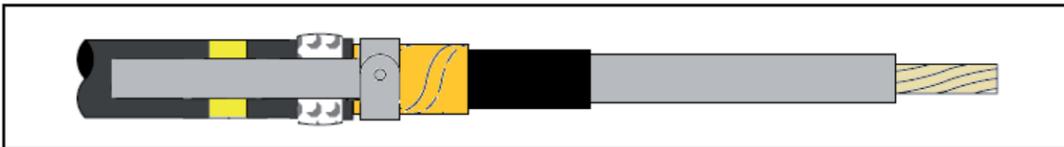


Figura 3. 22 Enrollado de anillo de compresión [33]

- 3.4. Se debe colar un segundo trozo de cinta de protección contra la corrosión sobre el primero, pero este segundo trozo debe cubrir la cinta metálica (véase en la Figura 3.23).

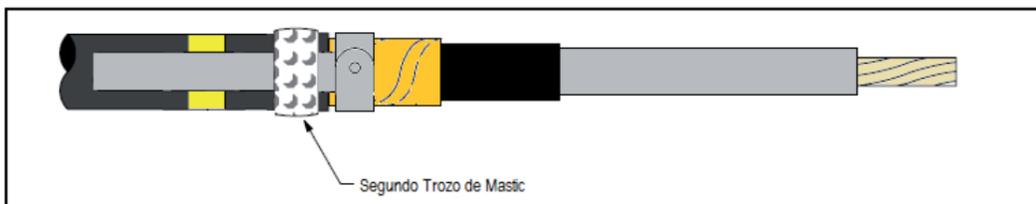


Figura 3. 23 Puesta de cinta [33]

- 3.5. Se termina la instalación de la banda metálica cubriendo con dos capas de cinta 33 incluso se debe cubrir la cinta de protección, una parte de la banda metálica, completamente el anillo de compresión y completamente la pantalla del cable. Ojo no cubrir la capa semiconductora del cable, todo esto se observa en la Figura 3.24.

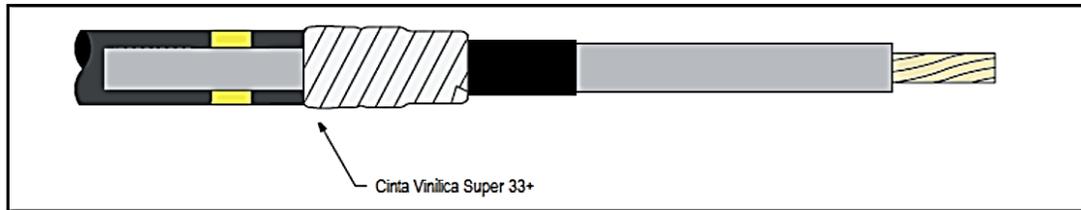


Figura 3. 24 Capas de cinta vinílica [33]

4. Se procede a la instalación del conector de compresión tipo ojo.
- 4.1. Primero verificar que el tubo de la terminación entre en la paleta del terminal metálico para continuar con la instalación. En el caso de que no entre el tubo en la paleta del terminal, proceder a lijar y limpiar el aislamiento del cable como se indica en el punto 5., una vez concluido esta verificación introducir el tubo y proceder a la instalación como se indica en el punto 6. Ojo no se debe retirar aun el espiral de plástico como se indica en la Figura 3.25.



Figura 3. 25 Verificación que el tubo de la terminación entre en la paleta del terminal metálico [33]

5. Lijado y limpieza del aislamiento del cable.
- 5.1. Se debe usar la Lija de Oxido de Aluminio de grado 120 la misma que viene alrededor del Set de Limpieza.
- 5.2. Se usa la lija solo sobre el aislamiento del cable, mas no sobre la capa semiconductor.
- 5.3. Usar la Lija solo hasta que la suciedad o restos de material semiconductor y marcas hayan sido borradas del aislamiento del cable.
- 5.4. Limpiar el aislamiento solo con los paños que vienen con solvente dentro del set de limpieza.
- 5.5. Realizar la limpieza desde el terminal sin llegar a tocarlo hasta el semiconductor de la misma manera sin tocarlo y en un solo sentido.

6. Instalación de la terminación.

- 6.1. Deslizar el cuerpo de la terminación sobre el cable hasta que la parte gris del tubo llegue a coincidir con la marca de la cinta que se realizó en el punto 2.3. luego desenrollar muy lentamente el espiral de plástico en sentido contrario a las manecillas del reloj y por último halar hacia usted el espiral en cada vuelta así hasta completar el espiral.
- 6.2. Cuando el cuerpo de la terminación ya se haya contraído completamente, presionar con las manos la zona sobre el terminal metálico con el fin de que se adhiera el sello interno.
- 6.3. Finalmente cortar la parte del tubo que cubra excesivamente el terminal.

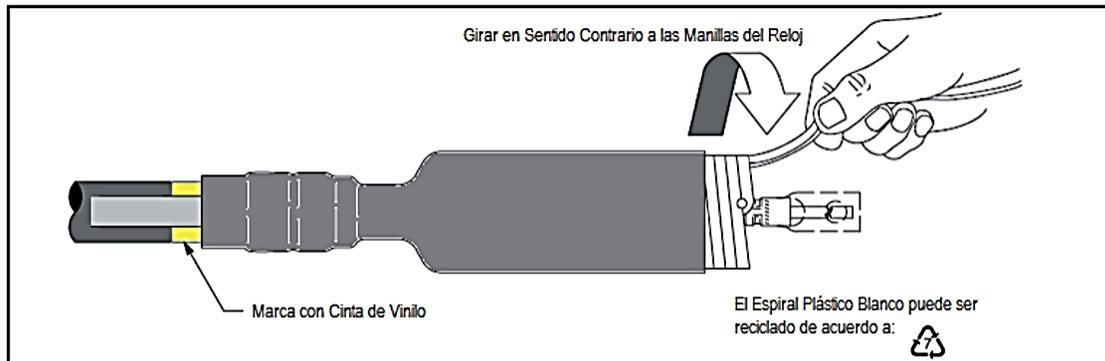


Figura 3. 26 Desenrollado del espiral de plástico en sentido contrario a las manecillas del reloj [33]

7. Recomendaciones

- 7.1. No se debe utilizar cuchilla para abrir la bolsa plástica que lleva el terminal con el fin de evitar daños del mismo.
- 7.2. Usar las herramientas adecuadas para preparar el cable y así evitar daños sobre el aislamiento del cable.
- 7.3. El uso de la cuchilla debe ser limitado.
- 7.4. Para los terminales de compresión usar herramientas hidráulicas con muelas o a su vez dados del tipo hexagonal. [33]



3.5.2. Empalmes

Es la conexión y reconstrucción de todos y cada uno de los elementos que constituyen un cable de potencia aislado que se utiliza en redes eléctricas subterráneas, el conductor se encuentra protegido por una cubierta.

Tener en cuenta que todos los materiales que se vayan a usar en el empalme deben ser compatibles con los elementos que constituyen el cable. Para garantizar un correcto funcionamiento sin sufrir deformaciones y sin alterar las propiedades mecánicas y eléctricas de funcionamiento del cable. [25], [26].

La confiabilidad de los empalmes llega a depender de varios factores los cuales son: la calidad de los materiales que se empleen, el diseño y la mano de obra en el proceso de instalación. [29].

Existen dos tipos de empalmes los cuales son:

- Empalme en cinta.
- Empalmes premoldeados.

3.5.2.1. Empalme en cinta.

En este tipo de empalme la restitución de los diferentes componentes del cable excepto el conductor se realiza aplicando cintas en forma sucesiva hasta alcanzar todos los elementos del cable como se ve en la Figura 3.27, las cintas aislantes que se emplean no contienen adhesivo y pueden ser de dos tipos autovulcanizable o no vulcanizable. Depende de las características físicas y químicas del aislante del cable para la selección de las cintas que se van a utilizar en el empalme. [26]

Recomendaciones

A continuación, se presentan algunas recomendaciones de los empalmes en cinta.

1. Se emplean en empalmes rectos y se usa para dar continuidad al conductor.
2. Este tipo de empalmes no se utilizan para derivaciones.

3. Como los empalmes pueden llegar a estar sumergidos en agua por largas horas se deben aplicar resina basándose en el instructivo del fabricante
4. Estos empalmes deben estar localizadas necesariamente en cámaras de empalmes es por ello que por ningún motivo pueden estar dentro de los ductos.

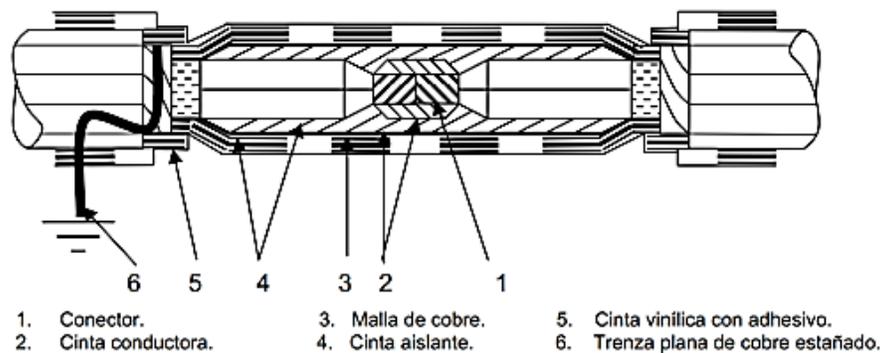


Figura 3. 27. Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico con aislamiento extruido [34].

3.5.2.2. Empalmes premoldeados.

En este tipo de empalmes se tienen los componentes moldeados por el fabricante el cual emplea materiales elastómeros.

La ventaja de este tipo de empalmes es que el ensamblado se da en el lugar de trabajo. Existen dos criterios en este tipo de diseños, el primero es que los fabricantes crean el empalme con la unión de todos los elementos que lo constituyen en una sola pieza, mientras que el segundo criterio es que los fabricantes utilizan la unión de varias piezas para obtener el empalme.

Este tipo de empalmes consta de elementos moldeados por ello es necesario tener muy en cuenta las dimensiones del cable al que se le vaya a realizar el empalme.

Dentro de los empalmes premoldeados se tienen los permanentes y desconectables.[26].

3.5.2.2.1 Empalmes premoldeados permanentes

Todos los elementos que conforman el empalme se encuentran en una sola pieza. Sirven para dar continuidad a un conductor es decir prolongar la distancia del

conductor, cabe mencionar que este tipo de empalme no sirve para dividir la carga o derivar al transformador.

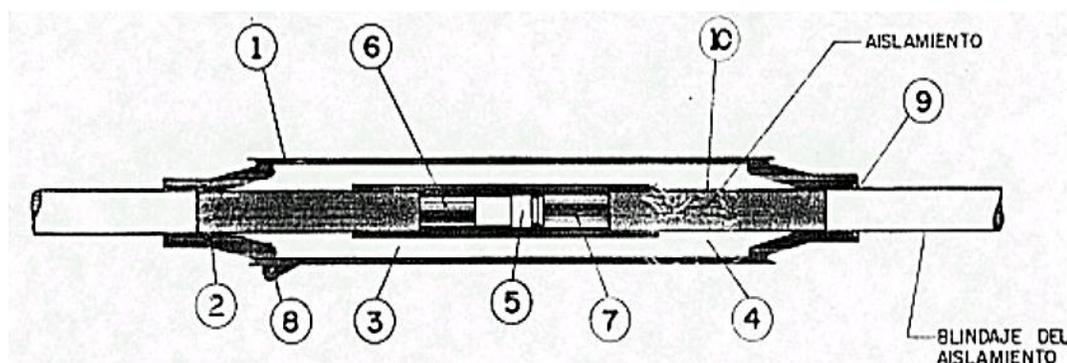
Estos empalmes se subdividen en dos tipos según el nivel de corriente así se tiene:

➤ **Empalme recto para 200 A y 15 KV.**

Se utiliza en una red donde se tiene un nivel de corriente menor o igual a los 200 A. Este tipo de empalme cuenta con las especificaciones mostradas en la tabla 3.15.

Tabla 3. 15. Características técnicas Empalme Recto para 200A y 15KV.[26]

Nivel Básico de aislamiento (BIL)	95KV, onda de 1.2 x 50 μ seg.
Tensión soportable	35KV, 60HZ durante 1 minuto
	55KV, CD durante 15 minuto
Extinción de efecto corona	11KV
Sobrecarga durante 8 horas	300A valor efectivo
Sobrecarga momentánea	15000A RMS, durante 12 ciclos
	10000A RMS, durante 30 ciclos
	3500A RMS, durante 3 segundos
Prueba de tensión aplicada	35KV, 60HZ durante 1 minuto
Prueba de extinción de efecto corona	11KV



1. Blindaje semiconductor.
2. Premoldeado de alivio o presión.
3. Inserto semiconductor.
4. Aislamiento elastomérico.
5. Anillo de fijación.
6. Contacto de encaje.
7. Contacto de clavija.
8. Ojo para puesta a tierra.
9. Entrada del cable.
10. Interfase de ajuste.

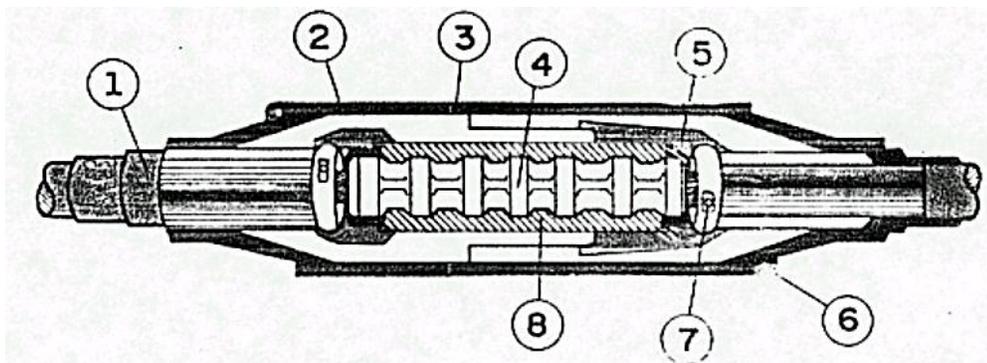
Figura 3. 28. Empalme premoldeado recto permanente: 200 A; 15 kV. [26]

➤ **Empalme recto para 600 A y 15 KV.**

Son utilizados en conductores mayores a 4/0 AWG. Cuando se tienen corrientes mayores a los 200 A y menor o igual a los 600 A. Este tipo de empalme cuenta con las especificaciones que se presenta en la tabla 3.16.

Tabla 3. 16. Características técnicas empalme recto para 600A y 15KV.[26]

Nivel Básico de aislamiento (BIL)	95KV, onda de 1.2 x 50 μ seg
Tensión soportable	35KV, 60HZ durante 1 minuto
	55KV, CD durante 15 minuto
Extensión de efecto Corona	11KV
Rango continuo de corriente	600 A
Sobrecarga durante 8 horas	900 A
Sobrecarga momentánea	27000 A RMS, durante 4 ciclos
	40000 A RMS durante 12 ciclos
Prueba de tensión Aplicada	95 KV



1. Adaptador de cable.
2. Alojamiento del empalme.
3. Interfase de ajuste.
4. Conector de compresión.
5. Inserto semiconductor.
6. Ojo para puesta a tierra.
7. Anillo de retención de aluminio.
8. Tubo de aluminio.

Figura 3. 29. Empalme premoldeado recto permanente 600 A; 15 kV. [26].

3.5.2.2.2 Instalación Empalme contráctil en frío

Paso 1: Contar con el Kit completo el cual es el siguiente.

- 1 empalme contráctil en frio de caucho.
- 1 tubo contráctil en frio para la cubierta del empalme.
- 1 adaptador contráctil en frio

- 1 funda de cobre estañado
- 1 cinturón de cobre preformado el cual se utiliza para el aterrizamiento.
- 5 resortes de fuerza constante.
- 2 tubos con compuesto rojo, esto no es grasa de silicón.
- 6 tiras de mastique scotch 2230 para sellar, cada una de una longitud de 6”.
- 2 rollos de cinta de caucho.
- 1 juego de limpieza para cable 3M
- 2 reglas con dimensiones para la preparación del cable
- 1 Instructivo de instalación
- 2 tramos de cinta de cobre de ½” x10”.

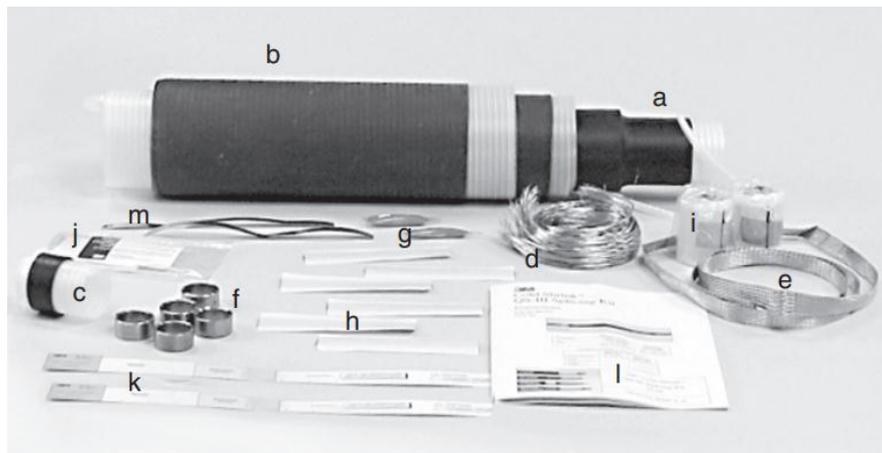


Figura 3. 30. Kit empalme contraíble en frío [35].

Paso 2: Preparación del cable

- a. Los dos cables que van a ser empalmados deben ser preparados, para ello se tiene una regla que viene en el Kit del empalme o de acuerdo a las medidas del manual del proveedor (véase en la Figura 3.31). [35].

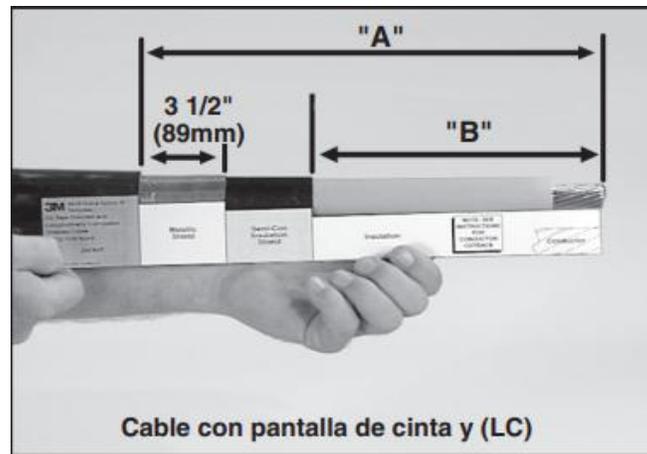


Figura 3. 31. Medidas para la preparación del cable [35]

- b. Retirar el aislamiento del conductor midiendo la mitad del conector más un pequeño exceso que se puede producir al machinar el conector al conductor como se observa en la Figura 3.32. La longitud de aislamiento que se retira del conductor no debe exceder los 105mm. Los conectores de cobre no sufren estiramientos al ser machinados por lo que no necesitan tener distancias de exceso (véase en la Figura 3.33).

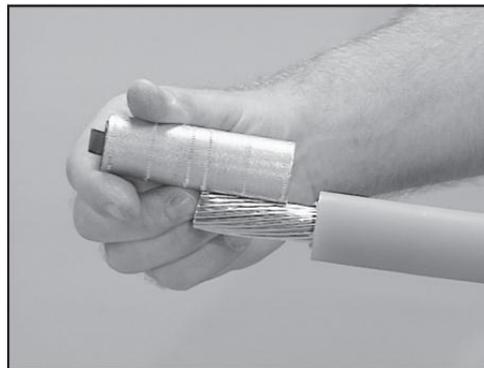


Figura 3. 32. Conector de aluminio[35]

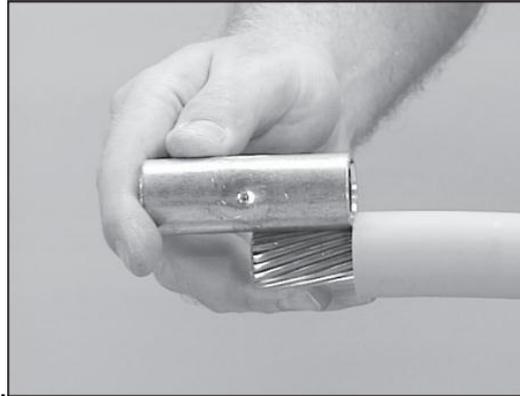


Figura 3. 33. Conector de cobre [35]

Paso 3: Se debe asegurar la pantalla metálica con cinta de vinilo eso se lo realiza temporalmente [35].

Paso 4: Se deben limpiar las cubiertas de los dos cables que van a participar en el empalme antes de ingresar los tubos contráctiles en frío. Se puede colocar un tubo contráctil en frío en cada uno de los cables como se observa en la Figura 3. 34 o a su vez los dos tubos contráctiles en frío en un solo conductor de ser el caso que se disponga de un espacio reducido (véase en la Figura 3.35).

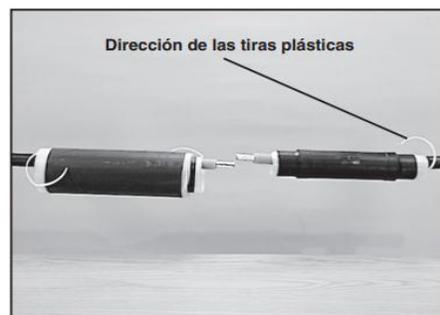


Figura 3. 34. Instalación Normal [35]



Figura 3. 35. Un Tubo contráctil en frío dentro del otro para espacios reducidos [35]

Paso 5: Colocar la funda de cobre estañado en uno de los cables de forma expandida (véase en la Figura 3.36).

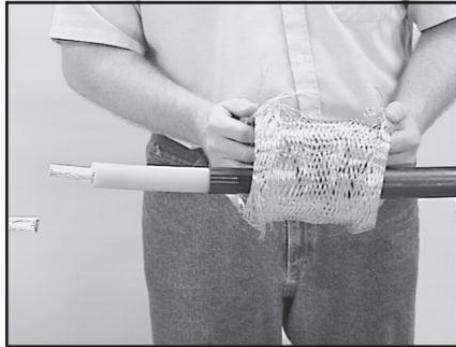


Figura 3. 36. Colocación de la funda de cobre [35]

Paso 6: Ingresar y deslizar el adaptador contráctil en frío sobre el aislamiento de uno de los cables, teniendo en cuenta que la tira plástica se encuentre por delante como se observa en la Figura 3. 37.

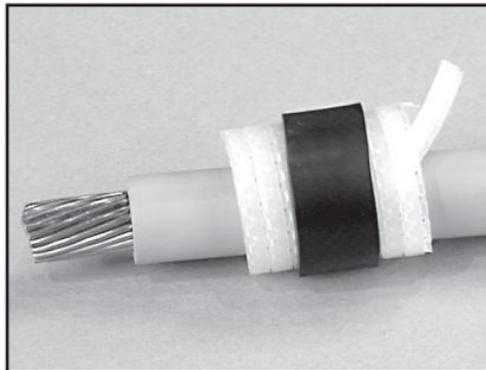


Figura 3. 37. Adaptador contráctil en frío [35]

Paso 7:

Colocar el conector y proceder a machinar (véase en la Figura 3.38).

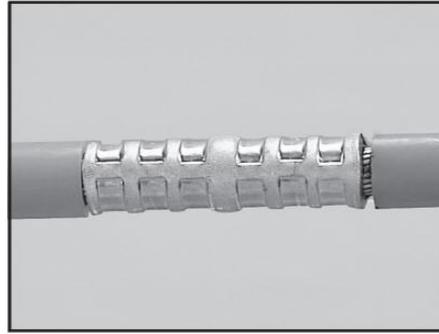


Figura 3. 38. Machinar el conector [35]

Paso 8: En el cable que no contiene el empalme colocar una marca de cinta de vinilo en la pantalla semi conductora a una distancia de 279 mm (Figura 3. 39).

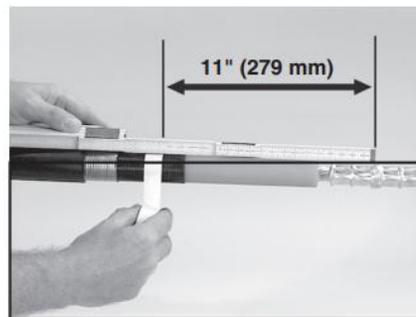


Figura 3. 39. Distancia a la que hay que colocar la cinta de vinilo [35]

Paso 9: En el caso de utilizar el adaptador contráctil en frío (véase en la Figura 3. 40), se debe contraer el adaptador centrándolo sobre el conector machinado, para esto se debe halar y desembobinar la tira plástica en sentido contrario a las manecillas del reloj.

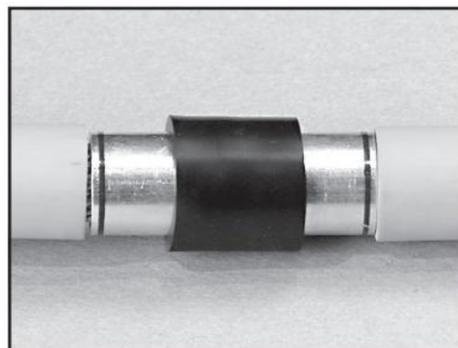


Figura 3. 40. Adaptador contráctil en frío [35]

Paso 9: Limpiar los cables empleando técnicas normales, sin la utilización de solventes o abrasivos sobre la pantalla semi conductora. De ser el caso que se use un abrasivo no se debe reducir el diámetro más de 31,5 mm ya que este es el diámetro mínimo para el empalme[35].

Paso 10: Colocar el compuesto rojo o azul que viene en el empalme en la parte del aislamiento del cable (véase en la Figura 3.41), el cual sirve como lubricante, así como también llenar el escalón que se produce entre en el corte de la pantalla semi conductora y el aislamiento del cable (véase en la Figura 3.42).

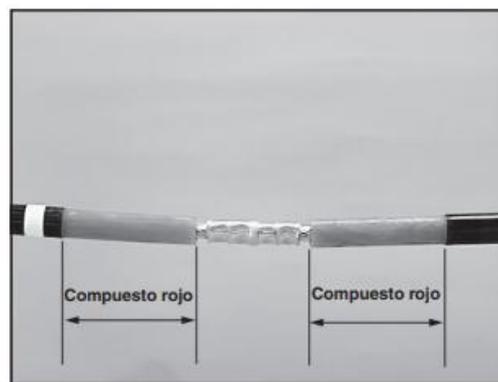


Figura 3. 41. Compuesto sobre el aislamiento[35]



Figura 3. 42. Compuesto en el escalón semi conductor y aislamiento [35]

Paso 11: Se debe colocar el empalme sobre el área del conector, alineando un extremo del empalme con la marca de la cinta de vinilo. Desde ese punto remover el núcleo del empalme tirando y des embobinando en sentido contrario al giro de las manecillas del reloj. Permitir que solo 6mm del empalme se contraiga sobre la marca de cinta de vinilo, continuar rotando el cuerpo del empalme hasta que la marca de

la cinta quede totalmente expuesta, este proceso se realizar hasta terminar la instalación.[35]



Figura 3. 43. Empalme instalado [35]

Paso 12: Centrar la funda de cobre estañado sobre el empalme y empezar a expandirlo hacia los extremos como se puede observar en la Figura 3.44.



Figura 3. 44. Funda de cobre estañado [35]

Paso 13: Remover la cinta de vinilo de la pantalla metálica y asegurar la funda de cobre estañado a la pantalla metálica de ambos cables con 2 vueltas de cinta (véase en la Figura 3.45). Luego doblar el excedente de cobre estañado sobre sí mismo y sobre la cinta de vinilo para proceder asegurar con resortes de fuerza constante a una distancia de 38mm y 64mm midiendo desde el corte de la cubierta (véase en la Figura 3.46). Se deben cortar los excesos de alambre de cobre estañado a una distancia de 13mm desde los resortes. Finalmente dar dos vueltas de cinta de vinilo sobre los resortes.

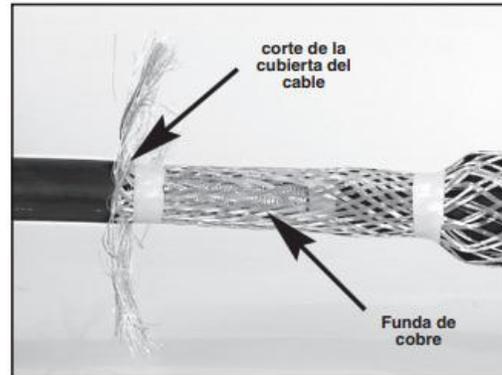


Figura 3. 45. Asegurar la funda de cobre estañado a la pantalla metálica [35]

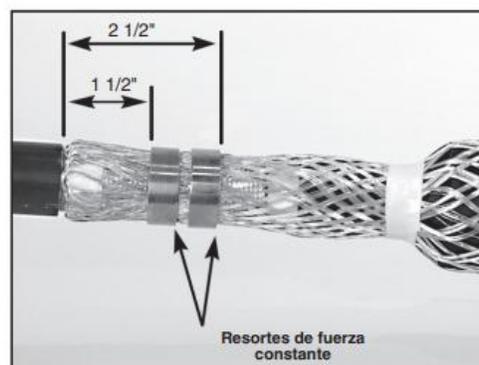


Figura 3. 46. Asegurar con resortes de fuerza la funda de cobre estañado [35].

Paso 14: Sobreponer alrededor de la cubierta de ambos cables un rollo de cinta scotch 2228 de caucho mastique como se puede observar en la Figura 3.47.



Figura 3. 47. Cinta scotch 2228 de caucho mastique sobre el cable [35].

Paso15: Realizar la instalación de la cubierta del empalme con el tubo PST contráctil en frio. El tubo PST tiene dos tamaños. Se debe instalar el tubo PST contráctil en frio cubriendo totalmente la cinta Scotch 2228 de caucho mastique en

ambos extremos del empalme. Remover el núcleo más pequeño y contraer el tubo PST sobre el empalme (véase en la Figura 3.48). El tubo con núcleo grande debe quedar suelto del núcleo pequeño, de ser el caso hay que regresarlo a su lugar.[35]

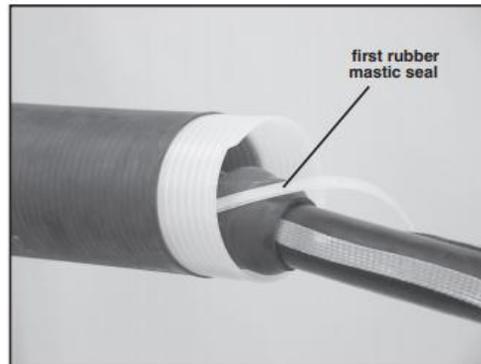


Figura 3. 48. Tubo PST contráctil en frío[35]

Paso 16: Empezar a remover el núcleo más grande tirando y des-embobinando en sentido contrario al giro a las manecillas del reloj. Con mucho cuidado empujar la extremidad del tubo sobre la cinta scotch 2228 de caucho mastique. El mismo proceso se debe seguir para los dos tubos PST. [35]

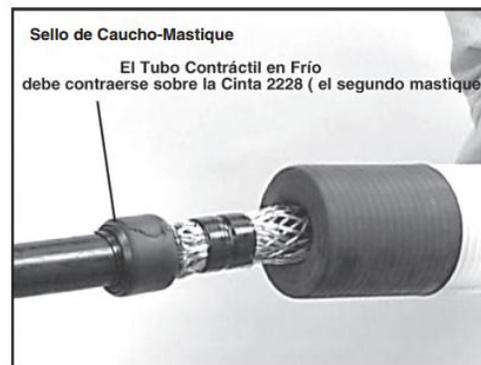


Figura 3. 49. Tubo contráctil en frío [35]

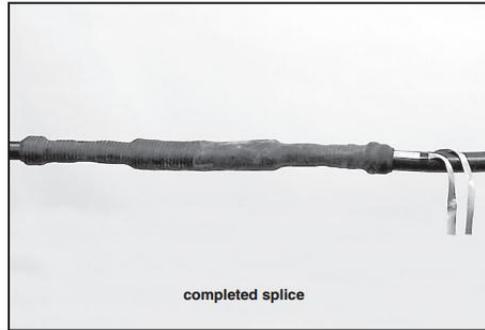


Figura 3. 50. Empalme finalizado [35]



Figura 3. 51. Empalme finalizado EEASA.

3.5.2.2.3 Empalmes premoldeados desconectables

Este tipo de empalmes se emplean con la finalidad tanto de dar continuidad al circuito como de derivar la carga. Además, deben cumplir con las recomendaciones del fabricante.

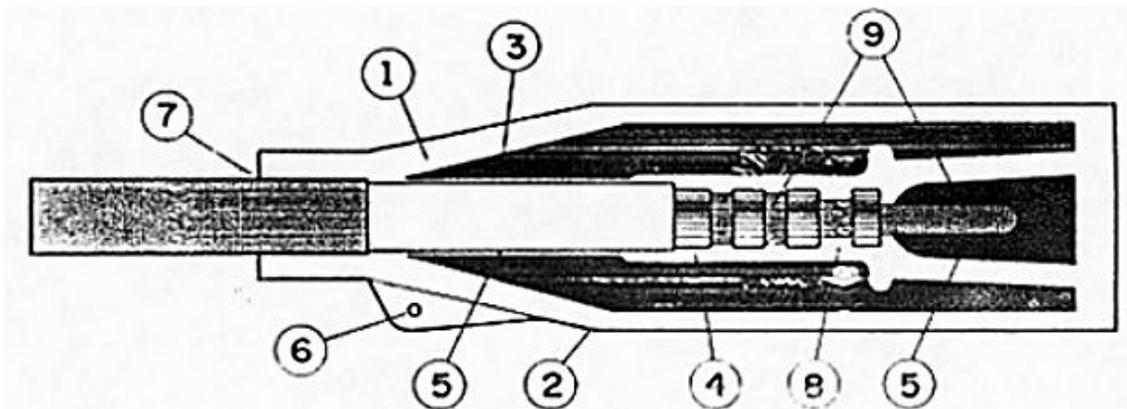
Para realizar la selección de este tipo de empalmes se debe tener en cuenta los siguientes datos:



- Clase de aislamiento del sistema.
 - Calibre del conductor de la red principal y la derivación.
 - Tipo de material de la red principal y de la derivación.
 - Construcción del blindaje del cable sobre el aislamiento, etc. [26].
- **Empalme Recto para 200 A y 15 KV.**

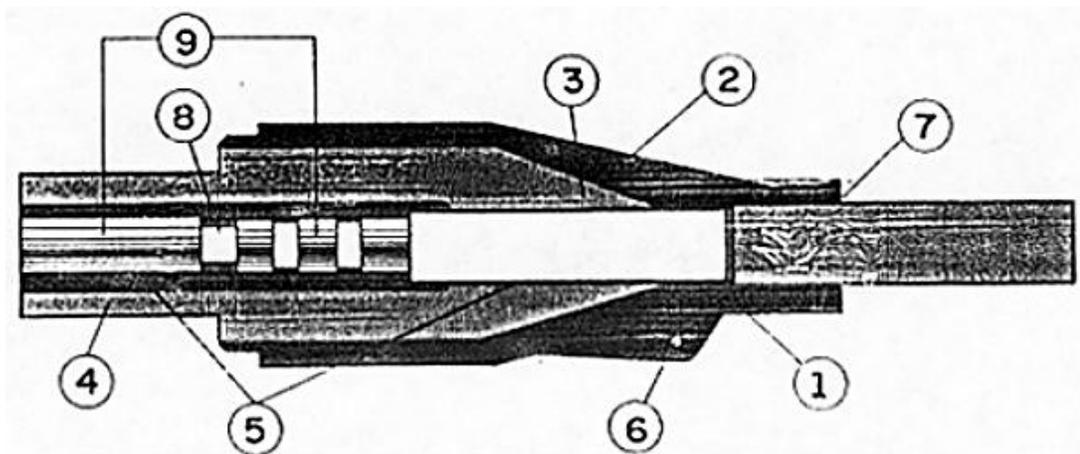
Son utilizados para dar continuidad al circuito, así como también para seccionar teniendo en cuenta que el circuito esté sin carga y sin voltaje. Este empalme consta de dos componentes como se muestra en la Figura 3.52 a y figura 3.52 b. Se emplean en circuitos donde la corriente es menor o igual a los 200 A y un voltaje de 15KV. Las especificaciones técnicas son las mismas para este tipo de empalme que para los empalmes rectos permanentes que se presenta en la tabla 3.15. [26]

En el montaje del premoldeado se deben incluir los adaptadores de puesta a tierra basados en el tipo de conductor y tipo de aislamiento, así como también los ganchos de sujeción para no permitir la desconexión del circuito cuando éste se encuentre bajo carga. [26]



1. Premodelado Recto tipo hembra.
2. Blindaje semiconductor premodelado.
3. Premodelado de alivio a presión.
4. Inserto semiconductor.
5. Interfase de ajuste.
6. Ojo para puesta a tierra.
7. Entrada de cable.
8. Tope de material elastomérico.
9. Contacto macho.

Figura 3. 52a. Componente hembra. Empalme premoldeado recto desconectable 200 A; 15 kV. [26].



1. Premodelado Recto tipo macho.
2. Blindaje semiconductor premodelado.
3. Premodelado de alivio a presión.
4. Inserto semiconductor.
5. Interfase de ajuste.
6. Ojo para puesta a tierra.
7. Entrada de cable.
8. Tope de material elastomérico.
9. Contacto hembra.

Figura 3.45b. Componente macho. Empalme premoldeado recto desconectable 200 A; 15 kV. [26]



➤ **Empalme en T de 200 A, 15 KV**

Sirve para dar continuidad al circuito, así como también para derivar la carga. Si se desea realizar cualquier operación se debe tener en cuenta que no haya carga ni voltaje.

Las características de este tipo de empalme son las mismas que del empalme recto de 200 A, 15 KV dentro de los empalmes desconectables. Este tipo de empalme cuenta con los siguientes elementos: 2 empalmes rectos hembra, 1 empalme recto macho, una T para unir los empalmes anteriores, 3 adaptadores de puesta a tierra y de los ganchos de sujeción para evitar cualquier desconexión accidental que pudiera ocurrir bajo carga, estos elementos son para cada una de las fases los mismos que se muestran en la Figura 3.53.[26]

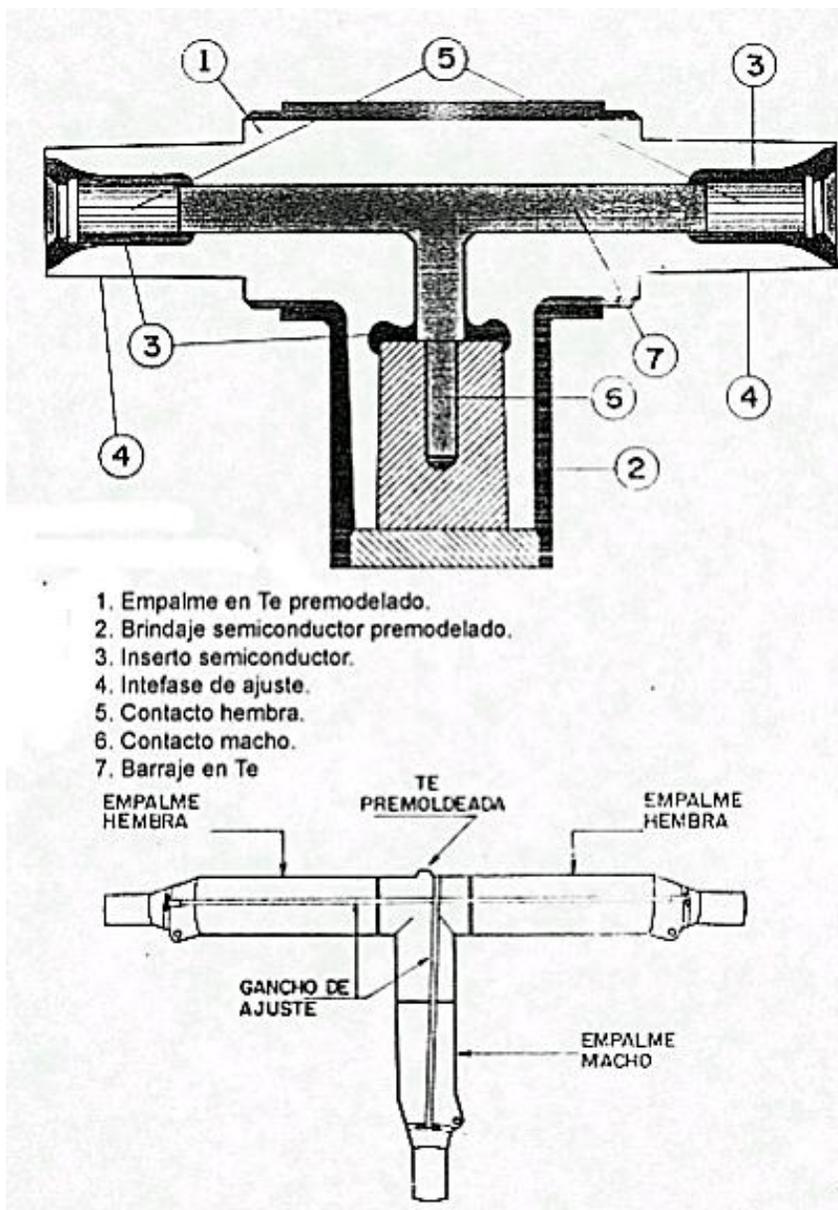


Figura 3. 53. Empalme premoldeado en Te desconectable 200 A; 15 kV. [26]

3.5.3. Barras, Bushing Insert y Conectores tipo codo

Se emplean cuando se desea dar continuidad al circuito general y derivar la carga, las dos partes trabajan en conjunto llegando a ser un tipo de empalme desconectable. [26]

3.5.3.1. Barra premoldeada para 200/ 600 A, 15KV

Las barras premoldeadas de 200/ 600 A existen de 3 a 6 posiciones y se utilizan en cámaras subterráneas y armarios de seccionadores. Ayudan a extender los circuitos

ya que se pueden empalmar o establecer anillos y seccionalizar alimentadores además de crear tomas laterales de 200 A o 600 A (véase en la Figura 3.54 y Figura 3.55).

Las salidas de 600 A se utilizan para conectar cables y equipos del alimentador primario los mismos que van atornillados, ya que deben estar debidamente sujetos para prevenir desconexiones involuntarias ya que estas se operan sin carga.



Figura 3. 54. Barra combinada de 2 a 600 A y 4 a 200 A. [36]



Figura 3. 55. Barra premoldeada 6 posiciones de 200 A y 600 A EEASA.

3.5.3.1.1 Instalación

1. En primer lugar, se debe conocer el número de interfases que va a disponer la barra y con ello se puede conocer las medidas de la misma. En la Figura 3. 55 se muestra las medidas en función del número de interfases (véase en la Tabla 3.17).

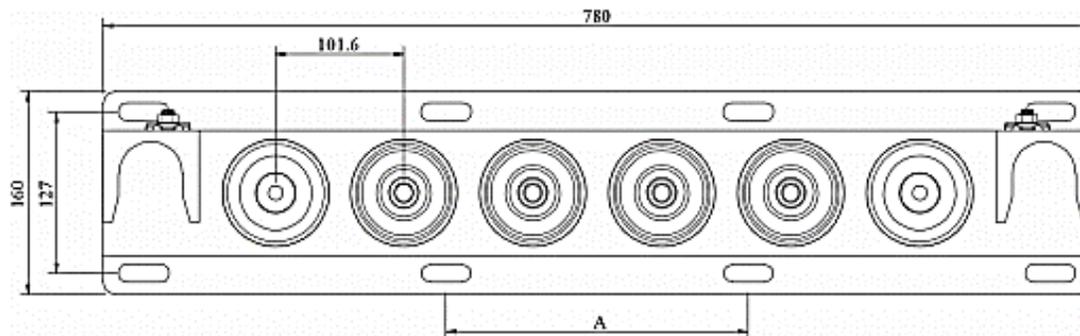


Figura 3. 56. Medidas Barra premoldeada 6 posiciones a 200/ 600 A [37].

Tabla 3. 17. Dimensiones de la barra de 200/ 600 A según el número de posiciones [37].

N. Posiciones	Dim(A) [mm]	Dim(B) [mm]
3	203.2	475.2
4	254	576.8
5	304.8	678.4
6	238.1	780

2. Fijar los pernos de la barra a la pared donde se va a ubicar la barra premoldeada de 600 A.[37]
3. Realizar la conexión a tierra de la barra (véase en la Figura 3.56).

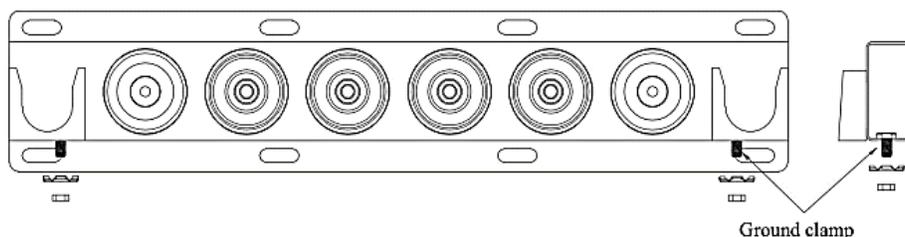


Figura 3. 57. Conexión a tierra de la barra premoldeada de 200/ 600 A [37].

4. Si se desea utilizar en la barra premoldeada de 600 A y conectores tipo codo de 200 A se deben utilizar Bushing Insert el cual sirve como conector entre la barra de 600 A y el conector tipo codo de 200 A. En el punto 3.5.10.4 se muestran los pasos a seguir para la instalación del Bushing Insert.

3.5.3.2. Barra premoldeada para 200 A, 15KV

Cada una de las fases del circuito debe contener una unión premoldeada (Figura 3.57a), un conector tipo codo para la derivación de la carga (Figura 3.57b), 2

conectores tipo codo los mismos que sirven de entrada y salida del circuito general, todos estos equipos deben tener adaptadores de puesta a tierra. Este tipo de derivación o empalme se utiliza cuando en una red de 15 KV se tiene una corriente menor o igual a 200 A. Las especificaciones técnicas tanto para la unión como para los conectores tipo codo se presentan en la tabla 3.18.

Tabla 3. 18. Especificaciones técnicas Unión premoldeada 4 vías para 200 A, 15 KV. [26].

Nivel Básico de aislamiento (BIL)	95KV, onda de 1.2 x 50 μ seg
Tensión soportable	35KV, 60HZ durante 1 minuto
	55KV, CD durante 15 minuto
Extinción de efecto Corona	11KV
Rango de corriente	200A valor efectivo
Sobrecarga momentánea	15000 A asimétricos RMS, durante 12 ciclos
	10000 A asimétricos RMS, durante 30 ciclos
	3500 A asimétricos RMS, durante 3 segundos
Cierre del circuito con carga	10 operaciones a 100 A con factor de potencia de 0.7 a 1en 14.4KV.
Apertura del circuito con carga	10 operaciones a 200 A con factor de potencia de 0.7 a 1en 14.1KV.
Cierre con falla después de 10 operaciones de cierre y apertura 10000 A simétricos, valor efectivo. Tres ciclos en 14.4KV.	

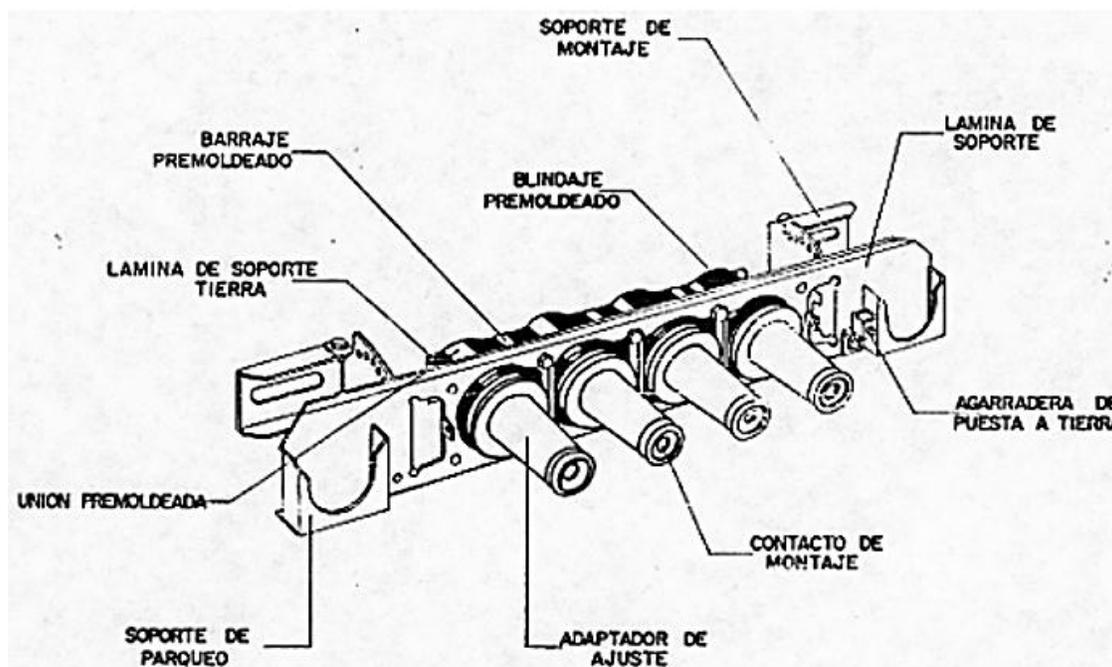


Figura 3. 58a. Barra premoldeada de 4 vías para 200 A, 15 kV. [26]



Figura 3. 58b. Conector tipo codo premoldeado para 200 A, 15 kV.[38]



Figura 3. 59. Barras premoldeadas de 200 A conectado los conectores tipo codo de 200 A. EEASA

3.5.3.3. Conectores tipo codo de 200A.

El conector tipo codo de 200 A puede operar con carga siempre y cuando esté conectado al bushing insert. Es enchufable y se usa en redes eléctricas subterráneas para conectar los cables a los transformadores, barras de derivación y equipos de seccionamiento como se puede observar en la Figura 3.70 y en la Figura 3.71. El conector cuenta con las siguientes partes (véase en la Figura 3.60).

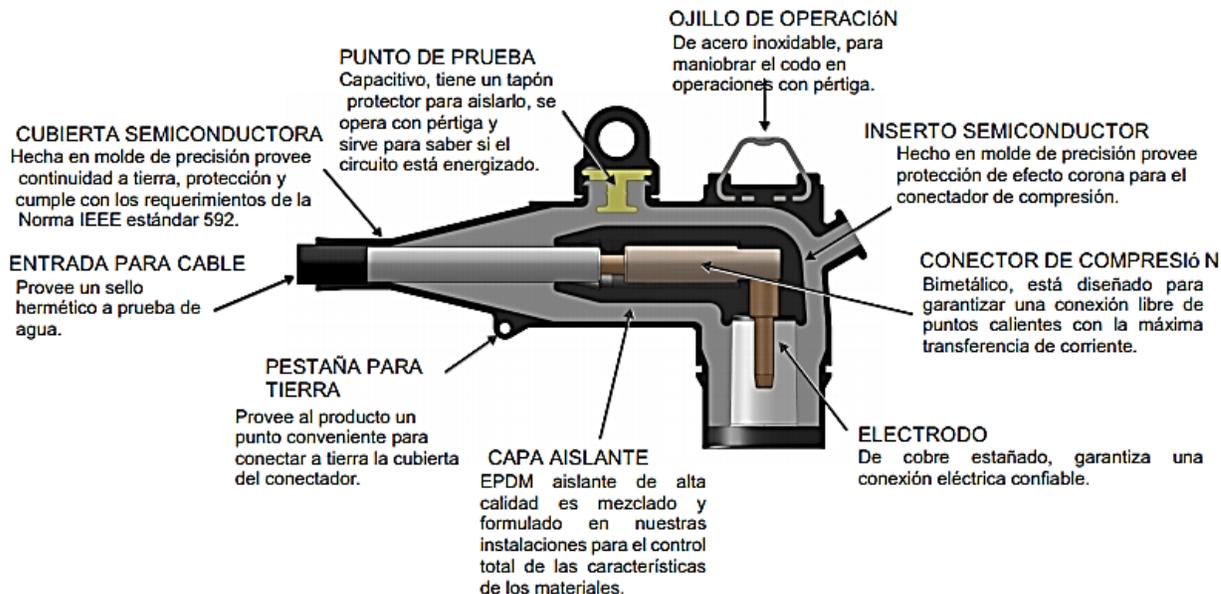


Figura 3. 60. Partes del conector tipo codo de 200 A. [39]

3.5.3.3.1. Pasos a seguir para la correcta instalación de los conectores tipo codo de 200A.

Paso 1: Verificar que los conectores tipo codo sean los correspondientes para el nivel de voltaje y corriente que se tiene en el circuito. Además, verificar que estén todos los elementos del Kit que se va a utilizar en la instalación del conector.

Paso 2: Medir desde el final del cable hacia atrás 229mm en el caso de tener un cable de 9" (véase en la Figura 3.61), señalar y proceder a retirar la cubierta del cable hasta la señal para dejar descubierto la pantalla metálica, la misma que se tienen que conectar a tierra al final de la instalación.

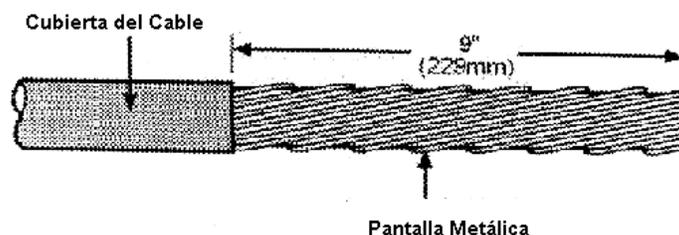


Figura 3. 61 Medidas para el corte de la cubierta [38]

Paso 3: Usar alambre de cobre y dar 3 vueltas para asegurar la pantalla metálica a la cubierta del cable como se muestra en la Figura 3.62.

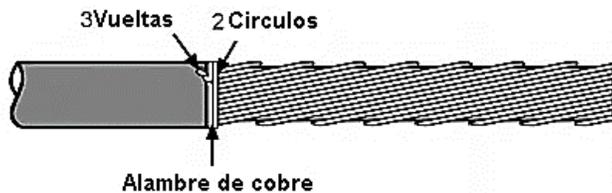


Figura 3. 62 Asegurar pantalla metálica [38]

Paso 4: Colocar cinta al final de la cubierta del cable (véase en la Figura 3.63).



Figura 3. 63 Colocación de cinta [38]

Paso 5

- Desenrollar la pantalla metálica.
- Doblar la pantalla metálica hacia atrás de forma paralela al cable.
- Utilizar nuevamente cable de cobre para asegurar la pantalla metálica del conductor. (Figura 3.64).

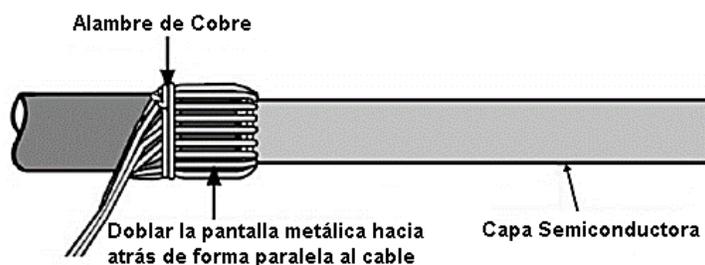


Figura 3. 64 Desenrollo de la pantalla metálica [38]

Paso 6: Medir desde el final del conductor hacia atrás 54 mm los mismos que se debe retirar el semiconductor dejando al conductor desnudo (véase en la Figura 3.65). Se debe procurar no raspar al conductor.

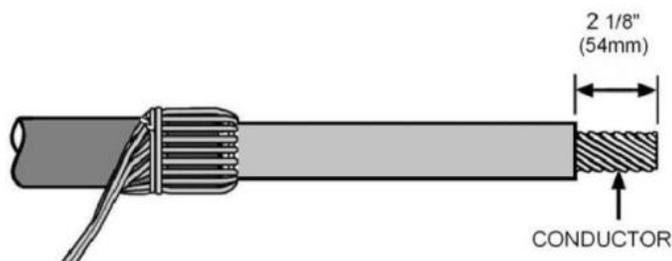


Figura 3. 65 Medidas para retirar el semiconductor [38]

Paso 7

- ❖ Limpiar el conductor, para lo cual se puede realizar con un cepillo de alambre.
- ❖ Colocar el conector de compresión en el conductor asegurándose que el ojo del conector de compresión quede alineado con el vástago de tal manera que pueda ser atornillado.
- ❖ Con la ayuda de los dados comprima el conector iniciando en la marca del mismo, cada vez que se vaya a realizar una nueva compresión se debe girar la pinza de compresión 90 grados para evitar que el conector se curve.
- ❖ Una vez finalizado la compresión, se debe limpiar la grasa del conector frotando hacia el ojo. Todo este proceso se lo puede ver en la Figura 3.66.

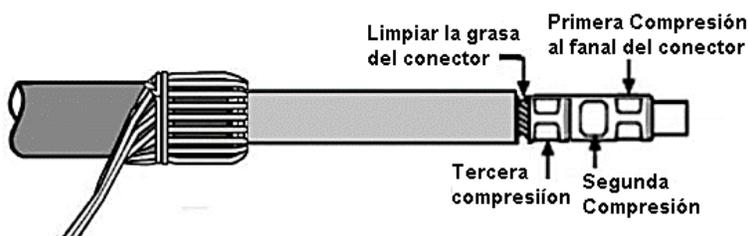


Figura 3. 66 Instalación del conector de compresión [38]

Paso 8: Medir 175mm desde el final del conector y quitar la capa semiconductor para dejar libre el aislamiento. Procurar tener cuidado al quitar la capa semiconductor para evitar que sufra algún rayón el aislamiento ya podría ocurrir alguna falla al momento de la operación del codo. Realizar un bisel de 3mm como máximo en el aislamiento esto básicamente para facilitar la instalación del codo. (véase en la Figura 3.67).

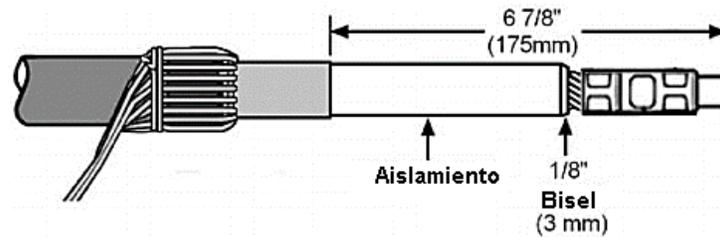


Figura 3. 67 Medidas para quitar la capa semiconductor [38]

Paso 9: Se debe limpiar y lubricar el conector y el aislamiento para ello se utiliza el lubricante que viene dentro del kit de instalación. Una vez concluido se desliza el cable dentro de la parte baja del codo incluso se puede ingresar realizando pequeños movimientos al codo, hasta que el conector llegue al tope y el ojo del conector se encuentre en dirección hacia el inserto.

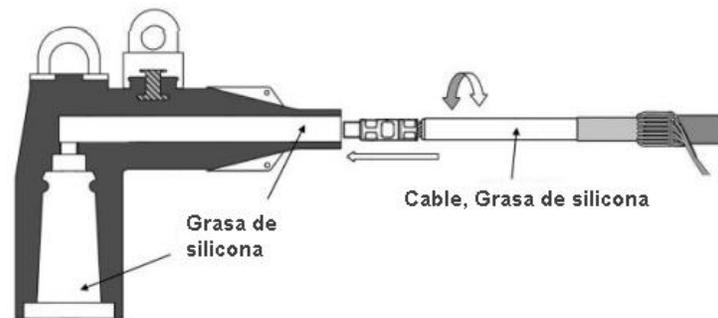


Figura 3. 68 Preparación para ingresar el conector al codo [38]

Paso 10: Insertar el electrodo y atornillar utilizando la llave de torsión la misma que viene dentro del kit de instalación, una vez que se ajuste de una manera adecuada la llaves puede llegar a sufrir algún dobles por lo que se la desechar ya que no es reutilizable. En el caso de no tener la llave y utilizar cualquier otra herramienta para atornillar el vástago, se debe aplicar un torque máximo de 110lb-in.

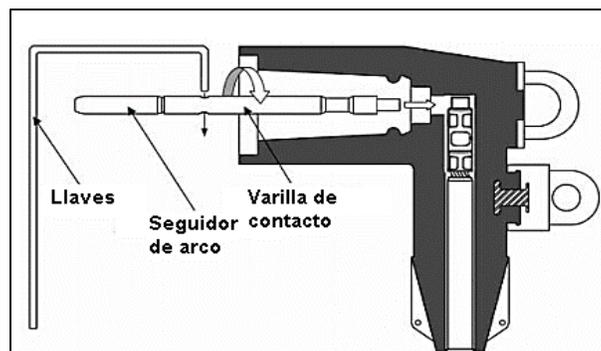


Figura 3. 69 Inserción del electrodo en el codo [38]

Paso 11: Colocar uno o dos cables de cobre con área igual o superior a la de la pantalla metálica del cable y hacer una conexión desde la pantalla metálica y el ojillo de puesta a tierra del conector y derivar a tierra para descargar las corrientes de fuga. [38]

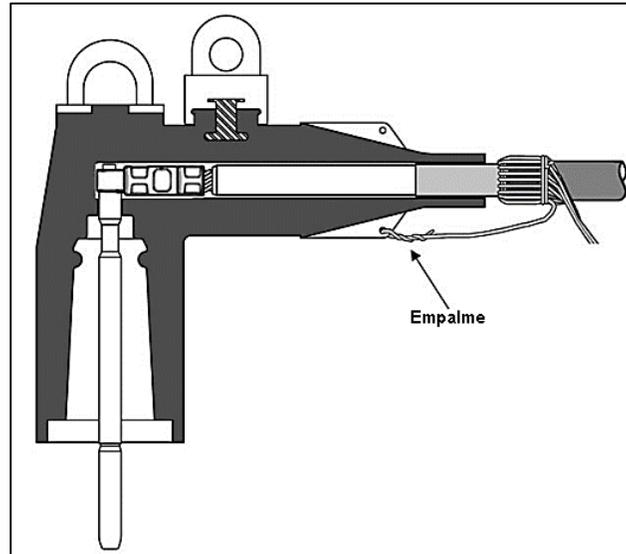


Figura 3. 70 Puesta a tierra del codo y del cable [38]

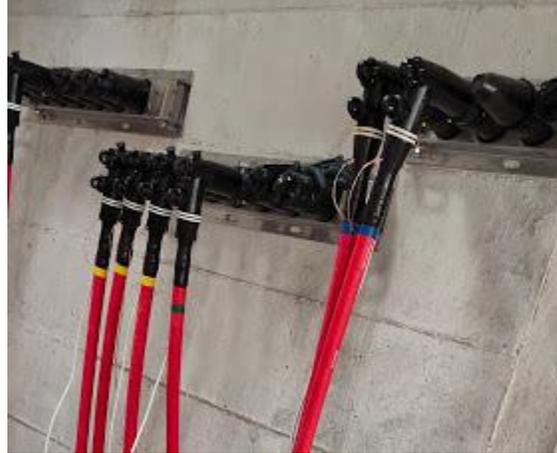


Figura 3. 71. Conectores tipo codo de 200 A EEASA.



Figura 3. 72. Conectores tipo codo de 200 A colocados en un transformador pad mounted EEASA.

3.5.3.4. Conector tipo codo de 600 A.

Este tipo de codos es usado por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. en los equipos de seccionamiento.

3.5.3.4.1. Instalación

La instalación se la realiza de la misma manera que de los codos de 200 A que se indica en el punto 3.5.10.3 con el único cambio que cuenta con un tapón aislante el cual va enroscada en la parte posterior del conector como se puede observar en la Figura 3. 73. Además, limpiar y lubricar el interior de la tapa de detección de voltaje y colóquela en el codo a presión (véase en la Figura 3.74).

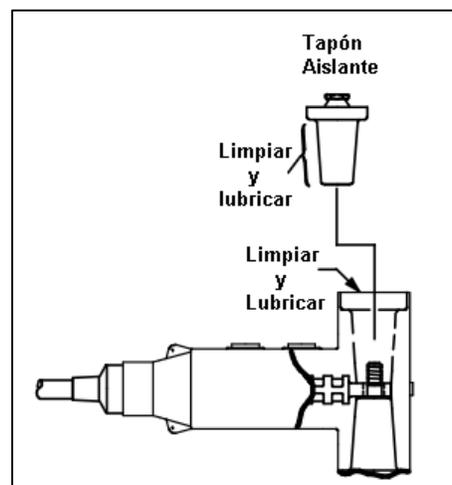


Figura 3. 73. Tapón aislante enroscada en la parte del conector tipo codo de 600 A [40]

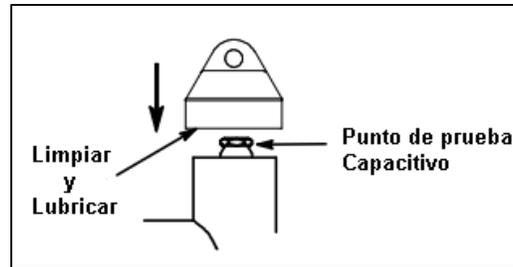


Figura 3. 74. Tapa de detección de voltaje [40]



Figura 3. 75. Conector tipo codo de 600 A conectado a equipo de seccionamiento EEASA.

3.5.3.5. Conectores Bushing Insert

Los conectores Bushing Insert están diseñados para colocarse dentro de cámaras subterráneas y se utilizan como conectores de acoplamiento para los conectores tipo codo. [41]

Paso 1

- ❖ Se debe retirar la cubierta protectora del Bushing de alto voltaje (véase en la Figura 3.76).

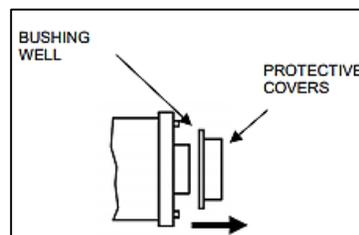


Figura 3. 76. Cubierta protectora [41].

- ❖ Limpiar correctamente el Bushing y aplicar una capa uniforme y muy fina de lubricante a la interfaz del Bushing Insert (véase en la Figura 3.77).

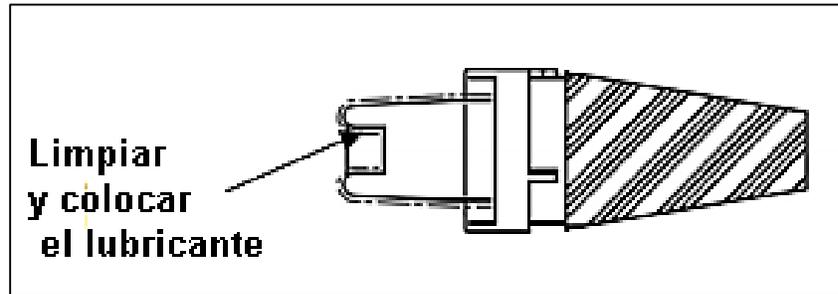


Figura 3. 77. Lugar donde se debe colocar el lubricante [41]

Paso 2

- ❖ Se debe retirar la tapa del bushing Insert (véase en la Figura 3.78).
- ❖ Colocar el Bushing Insert en el lugar donde va a ser ubicado y ajustarlo en sentido de giro a las manecillas del reloj hasta lograr tener un torque mínimo de 150 y máximo de 180 pulgadas libras.
- ❖ Colocar la tapa del Bushing Insert después de haber apretado si este no va hacer instalado inmediatamente. En caso de que se vaya a energizar se deben retirar las tapas del Bushing Insert.

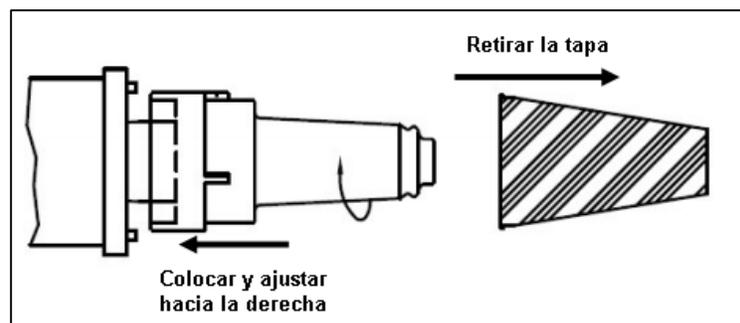


Figura 3. 78. Paso 2 Instalación Bushing Insert.[41]

Paso 3

- ❖ Colocar a la carcasa del Bushing Insert un *trozo de cable de cobre número 14*.
- ❖ Un extremo del cable debe ser ajustado a uno de los ojillos del Bushing Insert con la ayuda de un alicate, y *realizar por lo menos unas dos vueltas al cable como se muestra en la Figura 3.79.*
- ❖ El extremo del cable que no fue colocado en el ojillo debe ser empalmado a una conexión a tierra.

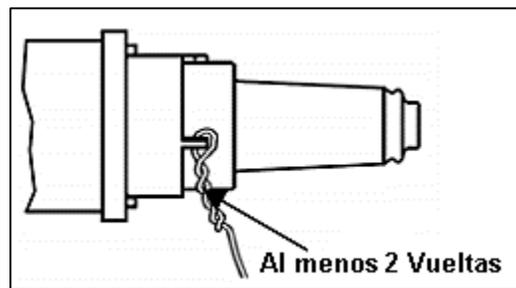


Figura 3. 79. Paso 3 para la instalación del Bushing Insert [41]

Paso 4: Retirar la tapa que protege al Bushing Insert para luego proceder a limpiar correctamente y colocar uniformemente el lubricante de silicona como se puede observar en la Figura 3.80.

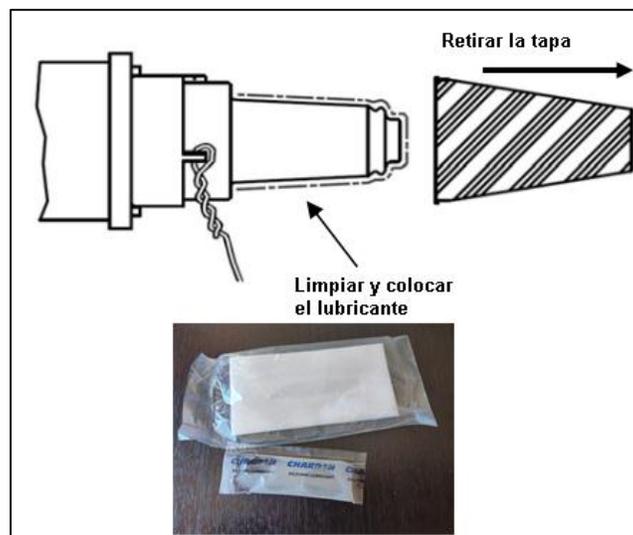


Figura 3. 80. Paso 3 para la instalación del Bushing Insert [41]



3.5.4. Transición eléctrica

Las transiciones eléctricas son un conjunto de estructuras y dispositivos que tienen como objetivo interconectar un sistema eléctrico aéreo con un sistema eléctrico subterráneo o viceversa. [42]

3.5.4.1. Materiales

Basados en el manual de construcción del MEER se tiene la siguiente lista de materiales:

- ❖ Dos crucetas para la instalación de los seccionadores y pararrayos.
- ❖ Una cruceta para la sujeción de los cables.
- ❖ Kit para la sujeción de los cables.
- ❖ Cable de cobre desnudo #2 AWG 7 hilos, el mismo que es utilizado para la puesta a tierra.
- ❖ Seccionadores tipo abierto.
- ❖ Puntas terminales tipo exterior.
- ❖ Codo metálico reversible
- ❖ Tubería de acero galvanizado con un diámetro de 4”.
- ❖ Varilla de acero recubierta de cobre de 1,80 m por 15.87mm de diámetro.[9]
- ❖ Conector tipo C

3.5.4.2. Instalación

Para la instalación se deben seguir los siguientes pasos:

Paso1: Pasar la guía desde el poste donde se vaya a realizar la transición hacia el pozo de revisión.

Paso 2: Tender los cables por el ducto y la tubería galvanizada. Pasar los 3 cables de medio voltaje desde el pozo de revisión hacia el poste de hormigón, así como también del cable para el neutro, una vez que lleguen los cables a la base del poste se debe pasar dichos cables por la tubería galvanizada y dejar una distancia considerable para poder hacer las conexiones correspondientes. Todo este proceso se realiza sin parar la tubería galvanizada.

Paso 3: Armar las puntas terminales, para ello se deben seguir los pasos mencionados en el punto 3.5.1.3.

Paso 4: Parar el tubo galvanizado y sujetar al poste con la ayuda de flejes de acero.

Paso 5: Fijar la cruceta para la instalación de los seccionadores y pararrayos.

Paso 6: Instalar los pararrayos.

Paso 7: Instalar los seccionadores fusible como se muestra en la Figura 3.81.



Figura 3. 81. Seccionadores fusible EEASA

Paso 7: Instalar la cruceta para la sujeción de los cables.

Paso 8: Conectar los pararrayos al cable de puesta a tierra conjuntamente con los cables número 8 AWG que salen de las puntas terminales y llevar a la varilla de puesta a tierra ubicada en la parte inferior del poste de hormigón o en el pozo de revisión pasando por la parte interna del poste de hormigón o a su vez por la parte interna del tubo de acero galvanizado y conectar a la varilla de puesta a tierra con la ayuda del conector tipo C.

Paso 9: Interconectar cada una de las fases de la red aérea a los seccionadores y pararrayos con la ayuda de estribos.

Paso 10: Conectar el cable neutro de la red subterránea al neutro de la red aérea con la ayuda del conector tipo H.

3.6 Accesorios Aislados y no Aislados que intervienen en la conexión de bajo voltaje.

En bajo voltaje la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. emplea los siguientes accesorios que parten desde el transformador de medio a bajo voltaje y termina en el equipo de medición.

3.6.1. Empalmes

Los empalmes o derivaciones se realizan en los pozos de revisión, donde cada una de las fases, así como también al neutro se derivan a un conector sumergible de bajo voltaje. Para el empalme o derivación se utiliza un conector tipo H, (véase en la Figura 3.82) el mismo que va alojada en la caja de empalme aislada en gel.



Figura 3. 82. Conector tipo H. EEASA

3.6.1.1. Instalación

Paso 1: Seleccionar el tipo de conector basándonos en el calibre del conductor como se muestra en la Tabla 3.19.

Tabla 3. 19. Rango nominal del cable AWG (mm²) [43]

Cable Principal	Cable Secundario	Medidas Conector
AWG/MCM	AWG/MCM	[mm]
6-2	14-8	13-25
2-2/0	14-6	25-45
1/0-4/0	6-4/0	28-56
350	4/0	51-76

Paso 2

- Colocar el conector tipo H como referencia en los cables y retirar el aislamiento teniendo en cuenta de no exceder los 6 mm desde cada uno de los extremos del conector.
- Limpiar el conductor una distancia de 100 mm tomando en cuenta desde el final del aislamiento (véase en la Figura 3.83).

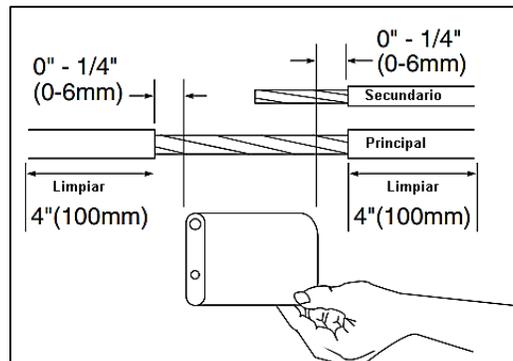


Figura 3. 83. Paso 2 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43].

Paso3

- Abrir las bisagras de la caja de empalme aislada en gel, teniendo en cuenta de no contaminar el gel.
- Colocar el conector tipo H en el centro de la caja de empalme aislada en gel como se puede observar en la Figura 3.84.

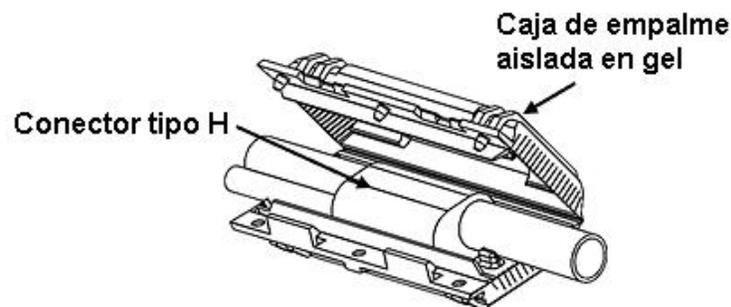


Figura 3. 84. Paso 3 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43].

Paso 4

- Comprimir la caja de empalme aislada en gel con el conector tipo H dentro y asegurarse de que los cierres de presión estén correctamente encajados.
- Revisar que ambos cierres se encuentren bloqueados.
- Examinar que el empalme se encuentre terminado y revisar que el gel sea visible a ambos lados de la caja de empalme aislada en gel. [43].

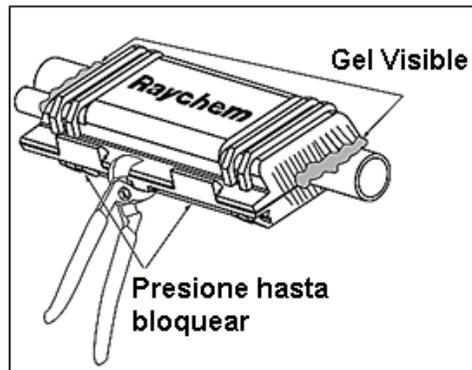


Figura 3. 85. Paso 4 para la instalación de empalmes en bajo voltaje [43].



Figura 3. 86. Empalme de bajo voltaje finalizado EEASA.

3.6.2. Barra de Bajo Voltaje.

Las barras de bajo voltaje son conectores sumergibles que se utilizan para tener varias salidas de acometidas para las viviendas. Son instaladas en pozos de revisión y se colocan 3 barras de derivación, una para cada fase. Para el cable neutro se puede utilizar una barra o a su vez un empalme directo de las acometidas al cable neutro.

3.6.2.1 Instalación

Paso 1: Retirar el escudo uno a uno de los conectores que se vayan a utilizar (véase en la Figura 3.87).

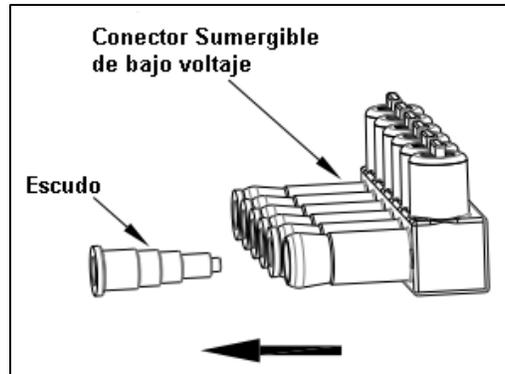


Figura 3. 87. Paso 1 para la instalación del cable en la barra de bajo voltaje [44].

Paso 2

- ❖ Se debe cortar el escudo en el borde del anillo para el conductor número 12 hasta el número 4/0. (véase en la Figura 3.88).
- ❖ Luego se debe reinsertar el escudo en el conector sumergible.

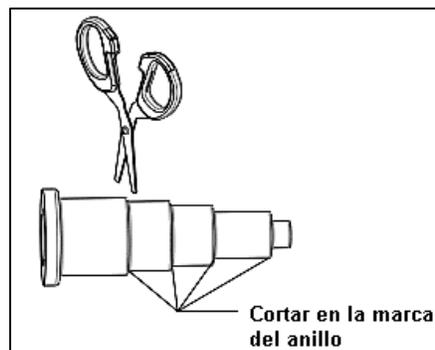


Figura 3. 88. Paso 1 para la instalación del cable en la barra de bajo voltaje. [44]

Paso 3: Quitar el aislamiento del cable la longitud marcada en la barra (véase en la Figura 3.89), si se va a conectar un cable desde el calibre número 2 hasta el número 12 AWG, esa longitud se lo debe multiplicar por dos, ya que para esos calibres de cables se tiene que conectar el conductor doblado para tener un mejor contacto.

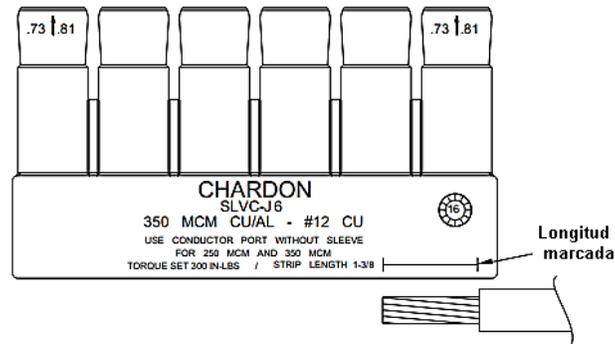


Figura 3. 89. Longitud de aislamiento que se debe retirar al cable para la conexión en la barra de bajo voltaje. [44]

Paso 4: Insertar directamente el cable en el conector para los conductores 250 a 350 Kcmil, en el caso de tener un conductor de calibre número 12 hasta un 4/0 ingresar en el escudo del conector (véase en la Figura 3.90). Cualquier tipo de conductor que se vaya a conectar debe llegar al fondo de la barra.

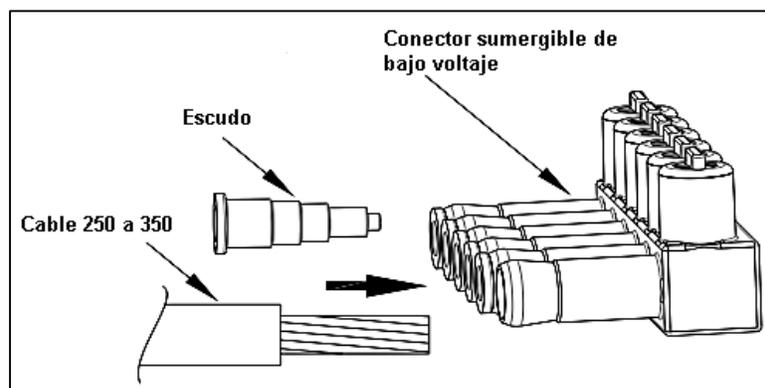


Figura 3. 90. Ingreso del cable en la barra de bajo voltaje. [44]

Paso 5: Retirar el tapón de rosca para poder asegurar el conductor a la barra (véase en la Figura 3.91).

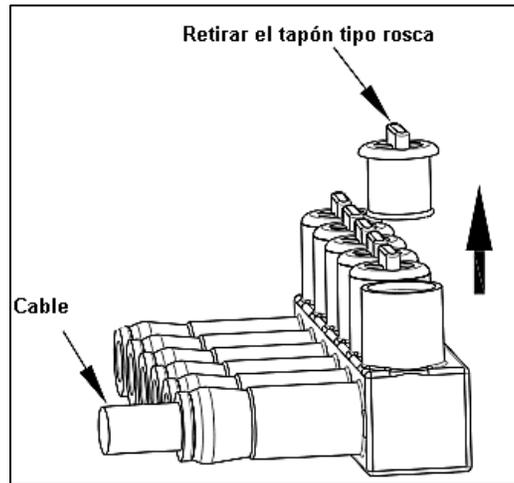


Figura 3. 91. Paso 5 para conectar el cable en la barra de bajo voltaje. [44]

Paso 6: Insertar la varilla de torsión y girar el perno de la barra hasta asegurar que se tenga una conexión segura (véase en la Figura 3.92).

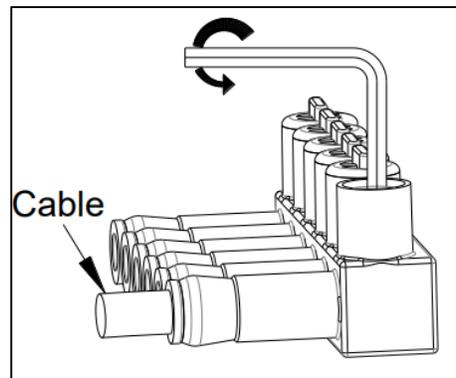


Figura 3. 92. Ajuste del perno de la barra al conductor. [44]

Paso 7: Volver a colocar el tapón tipo rosca en la barra (véase en la Figura 3.93).

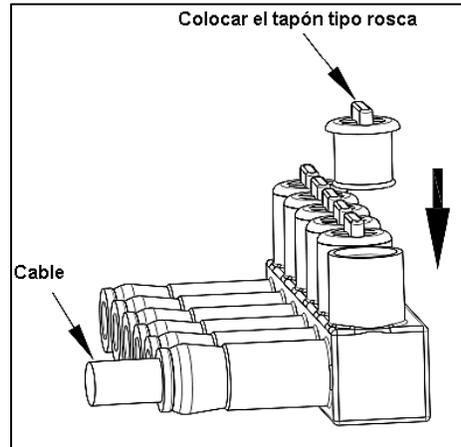


Figura 3. 93. Conectar el tapón tipo rosca en la barra de bajo voltaje.[44]



Figura 3. 94. Barras de derivación de bajo voltaje para cada una de las fases y el neutro. EEASA.

3.6.3. Tablero de distribución.

Los tableros de distribución se utilizan para repartir de manera organizada los circuitos que llegan a los medidores de energía.

3.6.3.1 Instalación

Paso 1

- ❖ Fijar la caja de distribución debajo del medidor o medidores de energía con la ayuda de taco Fisher y tornillos.
- ❖ Tender los cables desde el pozo de revisión.
- ❖ Introducir los cables que llegan del pozo en el tubo galvanizado y fijar el tubo a la pared con la ayuda de abrazaderas metálicas, tacos fisher y tornillos.
- ❖ Realizar la conexión de las fases y el neutro en cada una de las barras de bajo voltaje ubicadas en el pozo de revisión (véase en la Figura 3.95).



Figura 3. 95. Conexión de las fases y el neutro en cada una de las barras de bajo voltaje EEASA.

- ❖ Conectar desde la barra de bajo voltaje destinada para el neutro a la varilla de tierra ubicada en el centro del pozo con la ayuda de cable de cobre y un conector tipo C de cobre (véase en la Figura 3.96).



Figura 3. 96. Conector de puesta a tierra EEASA.

- ❖ Realizar la conexión de cada una de las fases en las respectivas barras que se encuentran en el tablero de distribución.
- ❖ Conectar el neutro en la barra correspondiente en el tablero de distribución.
- ❖ Cuando se cuente con una varilla de puesta a tierra exterior es decir debajo del o de los medidores se debe conectar la barra del neutro de la caja de distribución a esta varilla.



Figura 3. 97. La barra del neutro de la caja de distribución se conecta a la varilla de puesta a tierra exterior EEASA.

- ❖ Proceder a conectar de las barras de la caja de distribución a los medidores de energía (véase en la Figura 3.98).



Figura 3. 98. Conexión de los medidores a la caja de distribución EEASA.

3.7 Pruebas de Recepción.

3.7.1. Pruebas VLF.

La manera de examinar los conductores eléctricos subterráneos de medio voltaje es mediante la prueba VLF (Very Low Frequency) la misma que es una prueba de “pasa o no pasa”, tiene como objetivo detectar todo tipo de anomalía que pudieran llegar a presentar ya sean los conductores, empalmes, seccionadores y puntas terminales. Cabe recalcar que esta prueba no se la realiza a los devanados del transformador por lo que se debe hacer la desconexión de los seccionadores radiales o a su vez retirar los fusibles del transformador con ello se evita que llegue voltaje a los devanados del transformador.

Los pasos a seguir para realizar la prueba son los siguientes:

- 1) Chequear que la instalación que se vaya a realizar la prueba se encuentre totalmente desenergizada.
- 2) Desconectar y limpiar todos los terminales en ambos extremos del circuito que va a estar bajo prueba.
- 3) Las fases del circuito que no vayan a entrar en la prueba se deben conectar a tierra al igual que los accesorios premoldeados, la pantalla metálica del conductor bajo prueba y todas las partes metálicas que se encuentren en las cercanías del equipo que va a realizar la prueba VLF, (véase en la Figura 3.99).

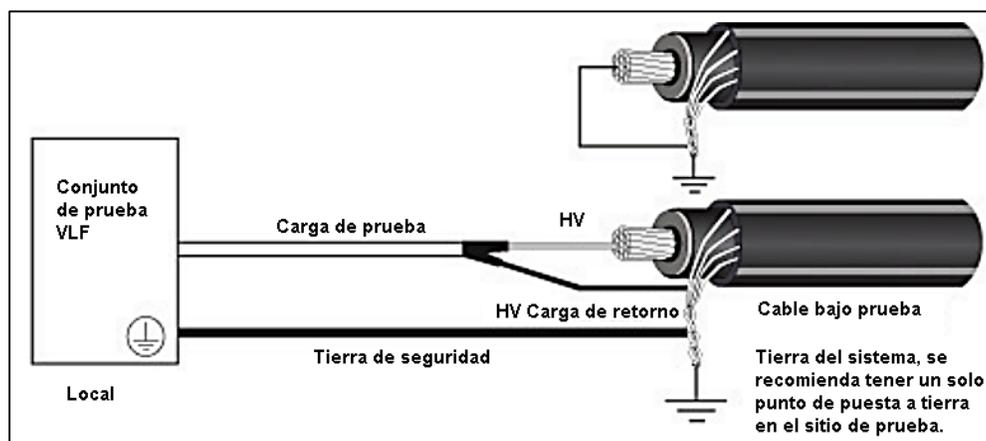


Figura 3. 99. Conexión recomendada para prueba VLF.[45].



- 4) Contar con personal que vigile y barreras que eviten cualquier contacto accidental en ambos extremos del circuito que se encuentre bajo prueba.
- 5) Revisar que los transformadores se encuentren totalmente aislados del circuito que va entrar en la prueba, para ello su seccionador radial debe estar abierto o a su vez deben ser retirados sus fusibles.
- 6) En el caso de que el transformador no disponga de seccionador y no se puedan retirar sus fusibles, se debe proceder a retirar los terminales tipo inserto a otro terminal tipo inserto, pero de descanso que se encuentre fuera del transformador, una vez concluido este paso se puede continuar con el siguiente paso para realizar la prueba.
- 7) Se debe configurar el equipo a un valor de voltaje que no exceda al que se indica en la tabla 3.20 la cual es calculado según las ecuaciones 3.4 y 3.5.[46].

a. Antes de la puesta en marcha

- Para cables que tienen 100% de nivel de aislamiento

$$V(pk)_{100\%} = 3V_o \quad (3.4)$$

Donde:

V: Tensión (valor pico) a aplicar por el equipo VLF

Vo: Tensión fase a tierra del cable a ensayar (RMS).[46].

- Para cables que tienen 133% de nivel de aislamiento

$$V(pk)_{133\%} = 1.33 * V(pk)_{100\%} \quad (3.5)$$

**b. En caso de falla en operación KV**

El nivel de voltaje para una prueba en el caso que ocurra cuando está en funcionamiento y se realice cualquier tipo de mantenimiento es del 75% del nivel de voltaje de antes de la puesta en servicio del sistema. [47].

Tabla 3. 20 Tensiones aplicadas a los cables según su nivel de tensión (VLF).[48].

Tensión de designación del cable [KV]	Tensiones máximas de prueba a muy baja frecuencia			
	Al terminar la instalación y antes de la puesta en servicio KV		En caso de falla en operación KV	
	Nivel de aislamiento		Nivel de aislamiento	
	100%	133%	100%	133%
5	9	12	7	9
8	13	17	10	13
15	26	34	20	26
25	43	57	34	45

8) La duración de la prueba es empírica ya que se realizaron a 1500 cables XLPE donde se concluyó que:

- El 68% de los reportes de falla se produjeron antes de los 12 minutos de haber realizado la prueba.
- El 89% de los reportes de falla se produjeron antes de los 30 minutos de haber realizado la prueba.
- El 95% de los reportes de falla se produjeron antes de los 45 minutos de haber realizado la prueba.
- El 100% de los reportes de falla se produjeron antes de los 60 minutos de haber realizado la prueba.

En base a esto tanto las normas como los fabricantes han llegado a la conclusión que las pruebas VLF deben estar en un rango de tiempo de 15 a 60 minutos. [47].

El tiempo mínimo de prueba VLF a 0.1Hz recomendado para una instalación nueva es decir para un nuevo circuito es de 60 minutos.

Mientras que el tiempo recomendado para una prueba de VLF de mantenimiento es de 30 minutos.[45].

3.7.1. Pruebas de resistencia de aislamiento en corriente directa.

La prueba para los cables de bajo voltaje aplicado por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. es la de resistencia de aislamiento en corriente directa.

La prueba consiste en aplicar un voltaje en corriente directa durante un tiempo dado y medir la resistencia, generalmente el valor viene dado en MegaOhms, GigaOhms o TeraOhms.

Los valores de resistencia eléctrica de aislamiento dependen de algunos factores como son la temperatura y el contenido de humedad. [29]

3.7.1.1. Conexiones del equipo.

La conexión que se debe realizar a los cables y en el equipo para la prueba es la que se muestra en la Figura 3.100, así para cada uno de los conductores.

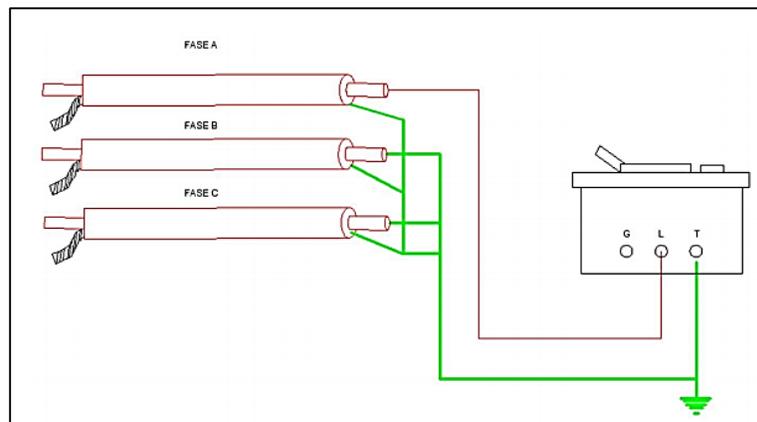


Figura 3. 100. Conexión de los cables y del equipo para prueba de resistencia de aislamiento en corriente directa [29].



Figura 3. 101. Medidor de resistencia de aislamiento en corriente directa EEASA.

Al equipo hay que configurar el valor de voltaje que va a inyectar en la prueba según la Tabla 3.21 la misma que es obtenida de la guía IEEE 43. [49]

Tabla 3. 21. Valores de prueba de resistencia de aislamiento en corriente directa [49].

Rango Voltaje de Cables en corriente alterna (V)	Voltaje de Prueba en corriente directa (V_{DC})
24 a 50	50 a 100
50 a 100	100 a 250
100 a 240	250 a 500
440 a 550	500 a 1000
2400	1000 a 2500
4100	1000 a 5000
5000 a 12000	2500 a 5000
>12000	5000 a 10000

3.7.1.2. Resultados.

La norma REBT 2002 dice que para instalaciones eléctricas que tienen un valor de voltaje de 50 a 500 voltios en corriente alterna, se debe enviar un voltaje de 500 voltios en corriente continua y el resultado de la resistencia deberá ser mayor a los $0,5M\Omega$ para llegar a la conclusión que la instalación se encuentra en perfecto estado. [49] De no cumplir con dichos valores deberá ser notificado a fiscalización.

3.8. Recomendaciones.

Se recomienda la utilización de las siguientes herramientas con el fin de tener una mayor eficiencia al momento de la instalación de los cables y equipos que intervienen en las redes eléctricas subterráneas. El objetivo de utilizar nuevas herramientas es agilizar el trabajo.

➤ **Herramienta para remover cubierta y aislamiento**



Figura 3. 102. Herramienta para remover cubierta y aislamiento [25]

Es utilizada para remover la chaqueta y el aislamiento de los cables con aislamiento XLP ya sea en la parte final o en alguna parte intermedia del cable, se tienen para varios diámetros de cables desde 0,5" hasta 2,5".

➤ **Herramienta para remoción de aislamiento en cable secundario.**



Figura 3. 103 Herramienta para remoción de aislamiento en cable secundario [25]

Se utiliza para cortes rectos en el cable secundario, cuenta con boquillas intercambiables para el corte y se utilizan en conductores con diámetros que van desde los $13,3 \text{ mm}^2$ (6 AWG) hasta 253 mm^2 (500 kcmil).



Capítulo 4

Transformadores, Equipos de Maniobra y Protección

4.1. Transformadores.

Los transformadores son máquinas eléctricas que la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. utiliza en redes eléctricas subterráneas de distribución para pasar de un voltaje mayor a un voltaje menor, es decir se utilizan transformadores reductores y mas no transformadores elevadores que generalmente son empleados en subestaciones eléctricas. La EEASA basándose en el Catálogo digital de redes de distribución de energía eléctrica propuesto por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables exige que se utilicen los siguientes tipos de transformadores para redes eléctricas subterráneas según sea la necesidad. [50]

1. Transformadores trifásicos o monofásicos tipo Pad Mounted.
2. Transformadores trifásicos o monofásicos tipo sumergible.

4.1.1. Transformador trifásico Pad Mounted.

Los transformadores trifásicos tipo Pad Mounted cuentan con tres líneas de medio voltaje y de tres o cuatro líneas de bajo voltaje. Son utilizados para distribuir la carga y brindar un sistema trifásica.

Existen dos tipos de transformadores trifásicos tipo Pad Mounted los cuales son:

Tipo radial. - Este tipo de transformador está conectado a la línea de alimentación primaria y no permite dar continuidad al circuito. Es decir, finaliza el circuito de la red de medio voltaje. [51]



Figura 4. 1. Transformador trifásico pad mounted tipo radial.

Tipo malla. – Al igual que el transformador tipo radial está conectado a la línea de alimentación primaria y permite alimentar a otras cargas, es decir puede extender la red de medio voltaje a otros transformadores. Todas estas conexiones se pueden hacer con la ayuda de un interruptor.[51]

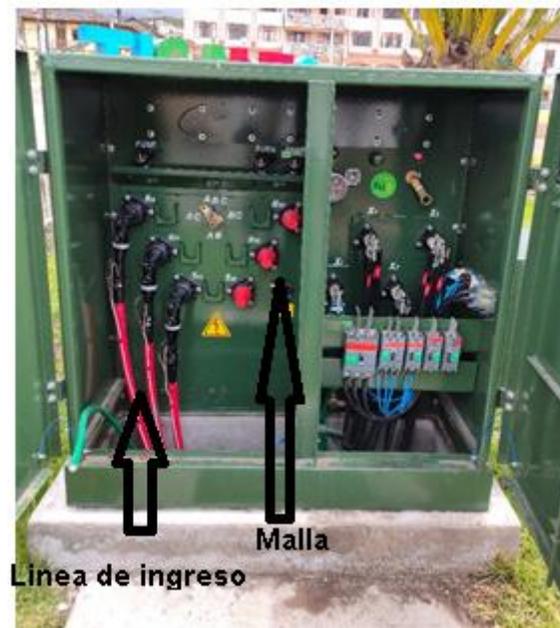


Figura 4. 2. Transformador trifásico Pad Mounted tipo malla EEASA.

Este tipo de transformadores son ubicados generalmente a la intemperie donde no existe peligro de inundaciones ya sea debido a lluvias o a cualquier otra anomalía, y son colocados en aceras y parques.

4.1.1.1. Especificaciones Técnicas.

Los transformadores trifásicos tipo Pad Mounted para ser utilizados por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte deben contar con especificaciones técnicas dependiendo de la potencia requerida, las mismas que se indican en la Tabla 4.1

Tabla 4. 1 Especificaciones técnicas transformadores trifásicos pad mounted [52]

No.	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas
1. Características Generales		
1.1	Origen	Especificar
1.2	Fabricante	Especificar
1.3	Transformador Clase	Distribución
1.4	Transformador tipo	Trifásico
1.5	Configuración	Radial o malla
1.6	Normas de fabricación	ANSI C57.12.26, INEN 2684
1.7	Polaridad	Aditiva
1.8	Grupo de conexión	Dyn5
2. Condiciones de servicio		
2.1	Servicio	Sistema de distribución subterránea
2.2	Montaje	En plataforma
2.3	Altura sobre el nivel del mar [msnm]	3000
2.4	Temperatura ambiente mínima [°C]	4
2.5	Temperatura ambiente máximo [°C]	50
2.6	Temperatura ambiente promedio [°C]	40
2.7	Humedad relativa del medio ambiente	80%
3. Características de las partes		
3.1	Características del núcleo	
3.1.1	Núcleo	Ver nota 1
3.1.2	Material	Acero al silicio de grano orientado y laminado en frío u otro material magnético
3.1.3	Tipo de construcción	enrollado
3.2	Características de los devanados	
3.2.1	Material usado en las bobinas	
3.2.1.1	Primario	Cobre de alta conductividad 20°C
3.2.1.2	Secundario	Cobre de alta conductividad 20°C



3.2.1.3	Papel Aislante (Norma)	Norma ANSI/ASTM D 1305
3.2.1.3.1	Tipo de papel	Ver nota 2
3.2.1.3.2	Clase térmica del aislamiento	A
3.3	Características del aceite	
3.3.1	Líquido aislante y refrigerante, nuevo	Sumergido en aceite vegetal aislante inhibido, con características de acuerdo a la Norma ASTM D 6871-03
3.3.2	Tipo de refrigeración	ONAN
3.3.3	Rigidez dieléctrica (KV)	Norma ASTM D 6871-03
3.3.4	Libre de PCB's	Norma Ambiental D 4059
3.3.5	Viscosidad, cST 100°C	15
3.3.6	Viscosidad, cST 40°C	50
3.3.7	Viscosidad, cST 0°C	500
3.3.8	Punto de fulgor °C	>275
3.3.9	Punto de Quema °C	>300
3.3.10	Coefficiente de expansión / °C	0,0007 a 0,0008
3.3.11	Punto de Congelamiento °C	De -10
3.3.12	Tipo	Inhibido
3.4	Características del Tanque	
3.4.1	Material	Acero al carbono
3.4.2	Diseño constructivo	Ver nota 3
3.4.3	Límites de presión deformarse [Kpa]	50
3.4.4	Fijación de la tapa del tanque	Apernado con empaque
3.4.5	Número secuencial de la Empresa contratante. (La secuencia de número será indicada oportunamente por la contratante)	Cinco Dígitos color rojo reflectivo adhesivo
3.4.6	Siglas de la Empresa contratante	Siglas en alto o bajo relieve grabadas en el gabinete
3.4.7	Identificación de la potencia nominal del transformador	Amarillo, tipo de letra Arial, tamaño 7x3,5x1 cm
3.4.8	Pintura	Norma ANSI C57.12.28
3.4.8.1	Material del anticorrosivo y pintura	Ver nota 4
3.4.8.2	Espesor de la pintura	Norma NTC 3396
3.4.8.3	Color de la pintura de acabado	Verde oscuro similar a RAL serie 60
3.4.8.4	Grado de adherencia	4A (ASTM D3359)
3.4.9	Para aceite dieléctrico libre de PCB's	Sticker Circulo verde de 10cm de diámetro.
4. Características Eléctricas		
4.1	Voltaje nominal primario	13800 V



4.2	Voltaje nominal secundario	220/127 V
4.3	Potencia nominal (kVA)	150,200,250 y 300
4.4	Características de frecuencia, regulación	
4.4.1	Frecuencia nominal (Hz)	60
4.4.2	Posición de los taps bobinado primario	Ver nota 5
4.5	Características del aislamiento	
4.5.1	Nivel Básico de Aislamiento en media tensión - NBA(BIL) (kVn 13.8)	95 KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.2	Nivel Básico de Aislamiento en baja tensión - NBA(BIL)	30KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.3	Prueba de tensión aplicada	NTE INEN 2125/2127
4.5.4	Prueba de Tensión inducida	NTE INEN 2125/2127
4.6	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura normalizadas	
4.6.1	Capacidad de sobrecarga	ANSI/ IEEE Std C57.91
4.6.2	Incremento de temperatura admisible	NTE INEN 2119
4.6.3	Límites de calentamiento	NTE INEN 2126/ 2128
4.6.4	Nivel máximo de ruido audible promedio en decibeles (db)	NEMA TR-1
4.7	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes a las normalizadas	
4.7.1	Requisitos de funcionamiento condiciones de altitud y temperatura	NTE INEN 2128
4.8	Niveles máximos de pérdidas admisibles	
4.8.1	Pérdidas en vacío al 100% del voltaje nominal [W]	NTE INEN 2113-2115
4.8.2	Pérdidas en los devanados a la carga nominal (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.3	Pérdidas totales a plena carga (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.4	Impedancia (85°C)	NTE INEN 2118
4.8.5	Corriente de excitación (Máx) % In	NTE INEN 2113/ 2115
4.9	Protecciones	
4.9.1	Protecciones contra sobrecorriente	
4.9.1.1	En medio voltaje	Fusible tipo bay-o-net
		Fusible limitador
4.9.1.2	En baja voltaje, protección secundaria, contra sobrecargas y fallas	Mediante interruptor
4.9.2	Protecciones contra sobretensión	
4.10	Certificado/ protocolos de pruebas normas	NTE INEN 2138
5. Embalaje		
5.1	Fabricante nacional	Base de madera tipo paleta con zunchos



5.2	Fabricante extranjero	Caja de madera tipo jaula o huacal
Notas		
Nota 1	El núcleo debe ser fabricado libre de fatiga por envejecimiento, de alta permeabilidad y bajas pérdidas por histéresis. Cuando el núcleo terminado sea del tipo enrollado, éste deberá ser sometido a un proceso de reconocido en atmósfera de gas inerte con el fin de reorientar los granos de la lámina magnética. Las láminas deben estar rígidamente aseguradas para que resistan esfuerzos mecánicos y deslizamientos durante el transporte, montaje y condiciones de cortocircuito. Debe tenerse especial cuidado en distribuir equilibrada la presión mecánica sobre las láminas del núcleo. El diseño de la estructura de fijación del núcleo y las bobinas se fijarán al tanque de modo que no se presenten deslizamientos cuando se mueva el transformador. El núcleo será aterrizado al tanque del transformador para evitar potenciales electrostáticos.	
Nota 2	El papel aislante utilizado debe ser papel "presppan" u otro de igual o mejores características. Deberán soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados.	
Nota 3	La estructura de los tanques y gabinetes se construyen con láminas de acero al carbono, bajo el proceso de soldadura tipo MIG. Los tanques son capaces de soportar presiones internas provocadas por el aumento en la temperatura y esfuerzos mecánicos. Para transformadores monofásicos el gabinete puede ser de dos tipos: basculante o armario. La parte activa está localizada en la cuba, mientras que en el gabinete se encuentra los compartimientos de media y baja tensión.	
Nota 4	La superficie metálica del tanque debe ser tratada de manera correcta y adecuada previo a ser pintados con fondo anticorrosivo epóxico y acabado de color verde oscuro con esmalte epóxico al horno con equipo electrostático. La superficie interior del tanque debe ser terminada con una capa de pintura resistente al aceite a una temperatura de por lo menos 105°C. Las unidades previo a ser pintadas se someten a un proceso de granallado con el fin de eliminar impurezas y obtener una superficie óptima para la perfecta adherencia de la pintura, garantizando la protección del tanque en condiciones de extrema salinidad e intemperie.	
Nota 5	El cambiador de derivaciones instalado en el lado de medio voltaje, debe ser de cinco posiciones, una central al 100% del voltaje nominal, dos arriba y dos debajo de la posición central con el 2.5% del mismo.	
Nota 6	La EEASA, se reserva el derecho de verificar, los materiales y accesorios de las diferentes partes de los transformadores, así como la toma de muestras del aceite utilizado, durante el proceso de la fabricación de los transformadores.	

4.1.1.2. Características constructivas.

Los transformadores trifásicos tipo Pad Mounted empleados por la EEASA cuentan con las características constructivas que se mencionan en la tabla 4.2:



Tabla 4. 2. Especificaciones, certificados y normas constructivas para el transformador trifásico tipo pad mounted [52]

No.	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas	
1. Accesorios			
1.1	Fusible Bayoneta tipo dual	3	
1.2	Fusible limitador de corriente "FLC" de arena plata de rango parcial	3	
1.3	Bushing tipo pozo (bushing well)	Malla	Radial
		6	3
1.4	Bushing de bajo voltaje (Tipo paleta)	4	
1.5	Breaker tripolar termomagnético (BT) sumergido en aceite	1	
1.6	Breaker bipolar termomagnético (BT) caja moldeada de 32A	2	
1.7	Válvula para inyección de nitrógeno	1	
1.8	Válvula de alivio de presión	Norma NTE INEN 2139 - NTC 3609	
1.9	Termómetro	1	
1.10	Cáncamos y ganchos para levantar el transformador	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406	
1.11	Cambiador de derivaciones con accionamiento exterior	5 posiciones claramente numeradas, con rango de operación de +1x2,5% a -3x2,5%	
1.12	Indicador de nivel de aceite	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406	
1.13	Tapón de llenado	1	
1.14	Válvula de drenaje y muestras de aceite	1 (Válvula de globo de 1" con lado de muestra y tapón de latón)	
1.15	Placa de características	Norma INEN NTE 2130 - ANSI/IEEE C.57.12.00	
1.16	Localización de los terminales	Norma INEN 2684	
1.17	Número de conectores para derivación a tierra del tanque	2	
1.18	Seccionador en el lado de medio voltaje, sumergido en aceite y con operación a baja carga	Malla	Radial
		4	2
2. Peso y dimensiones			

2.1	Peso total incluido aceite y accesorios	Información suministrada por el proveedor a la empresa contratante
2.2	Dimensiones incluido	

4.1.1.2.1. Tipo Malla

En la Tabla 4.3 se presenta la descripción y observaciones de cada una de las partes que componen el transformador trifásico tipo Pad Mounted tipo malla (véase en la Figura 4.1).

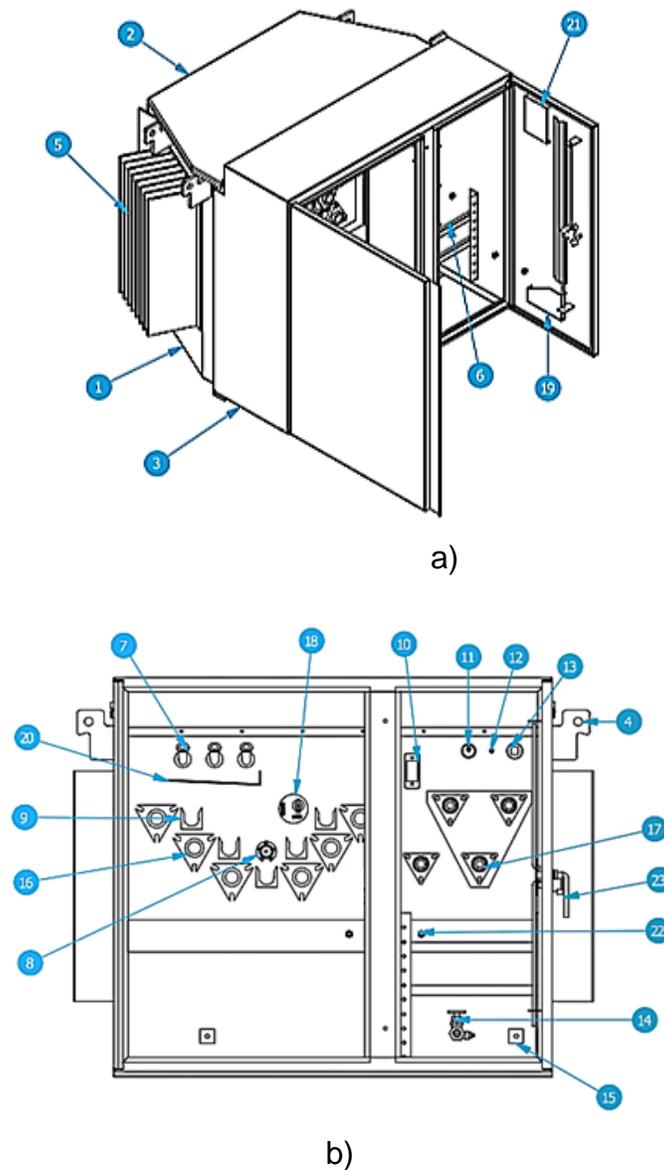


Figura 4. 1. Partes del transformador trifásico tipo pad mounted tipo malla a, b.[51]

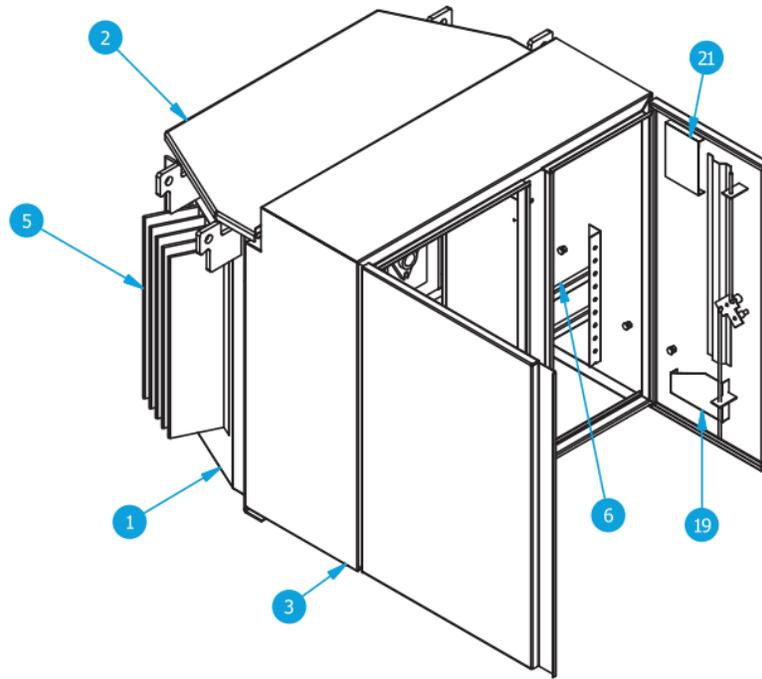


Tabla 4. 3. Partes transformadores trifásico tipo pad mounted tipo malla. [51]

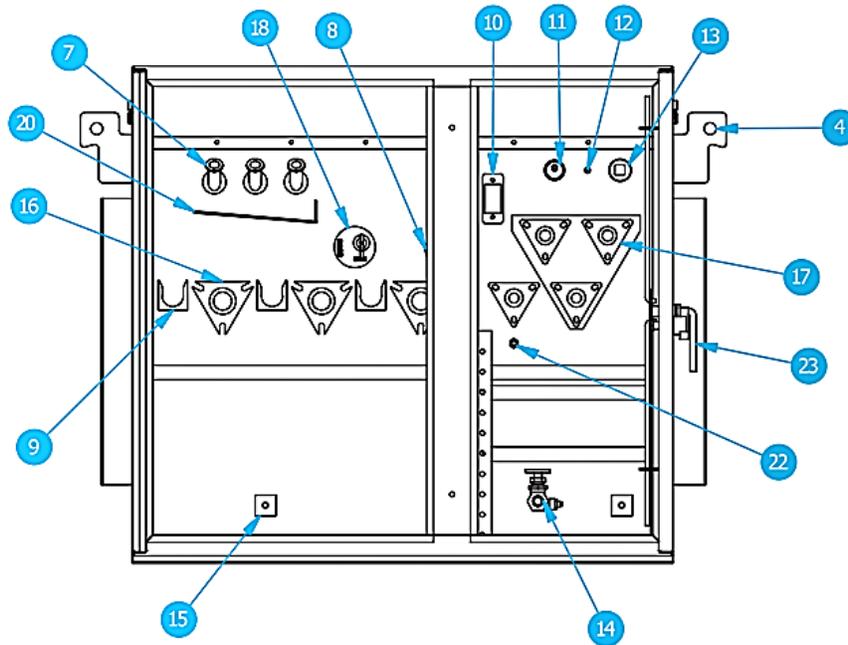
ITEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	Cuba	Acero al carbono
2	Tapa empernada	Acero al carbono
3	Armario desmontable	Con puertas abisagradas
4	Soportes de izado	Acero al carbono
5	Panel de refrigeración	Plegado acero al carbono
6	Soporte de breaker de bajo voltaje	Acero al carbono
7	Porta fusibles	Bay-o-net
8	Cambiador	Sin carga
9	Soporte de parqueo	Acero al carbono
10	Visor de aceite	Mica transparente
11	Válvula de sobrepresión	Sin contactos
12	Válvula de nitrógeno	Tipo neumática
13	Tapón llenado	Acero al carbono
14	Válvula de drenaje	Con toma de muestras
15	Conectores a tierra	Platina acero inoxidable
16	Bushing tipo pozo	Polímero
17	Bushing tipo pad	Polímero
18	Seccionador	Dos posiciones
19	Portapapeles	Acero al carbono
20	Colector de aceite	Acero al carbono
21	Placa de características	Acero inoxidable
22	Tuerca neutra	1/2"
23	Manija de seguridad	tres puntos

4.1.1.2.2. Tipo Radial

En la Tabla 4.4 se presenta la descripción y observaciones de cada una de las partes que componen el transformador trifásico Pad Mounted tipo radial (véase en la Figura 4.2).



a)



b)

Figura 4. 2. Partes del transformador trifásico tipo pedestal tipo radial. a, b.[51]



Tabla 4. 4. Partes transformadores trifásico tipo pad mounted tipo Radial. [51]

Características Constructivas		
ITEM	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	Cuba	Acero al carbono
2	Tapa emperrada doblada	Acero al carbono
3	Armario desmontable	Con puertas abisagradas
4	Soportes de izado	Acero al carbono
5	Panel de refrigeración	Plegado acero al carbono
6	Soporte de breaker de baja tensión	Acero al carbono
7	Portafusibles	Bay-o-net
8	Cambiador	Sin carga
9	Soporte de parqueo	Acero al carbono
10	Visor de aceite	Mica transparente
11	Válvula de sobrepresión	Sin contactos
12	Válvula de nitrógeno	Tipo neumática
13	Tapón llenado	Acero al carbono
14	Válvula de drenaje	Con toma de muestra
15	Conector a tierra	Platina acero inoxidable
16	Bushing tipo pozo	Polímero
17	Bushing tipo pad	Polímero
18	Seccionador	Dos posiciones
19	Portapapeles	Acero al carbono
20	Colector de aceite	Acero al carbono
21	Placa de características	Acero inoxidable
22	Tuerca neutro	1/2"
23	Manija de seguridad	Tres puntos

4.1.1.3. Instalación.

En el presente punto se abordan las acciones a realizar antes de la instalación de un transformador, así como también los pasos a seguir para un correcto conexasión del transformador tanto en el lado de bajo voltaje como en el lado de medio voltaje.

➤ **Acciones a realizar antes de la instalación del transformador.**

- ❖ Realizar una inspección visual del lugar donde se va a instalar el transformador
- ❖ Verificar las dimensiones
- ❖ Revisar que la base se encuentre nivelada y además cuente con una ventilación adecuada.

- ❖ Colocar el transformador en las bases de hormigón con la ayuda de la grúa Figura 4.5.



Figura 4. 3. Montaje del transformador.

- ❖ Verificar que el cambiador de derivaciones se encuentre en la posición que corresponde.
- **Conexionado en Medio Voltaje**

Para realizar la conexión en medio voltaje se procede de la siguiente manera:

- ❖ Se deben identificar claramente las fases, para ello se utiliza cintas aislantes de colores como se observa en la Figura 4.6.

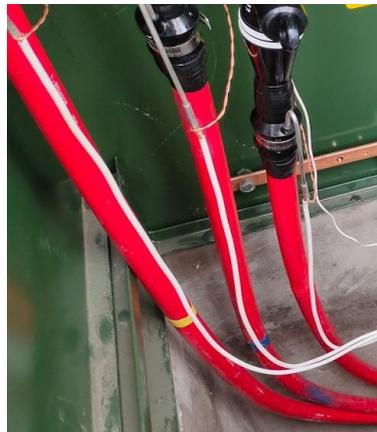


Figura 4. 4. Identificación de los cables con cinta aislante de colores EEASA.

- ❖ Verificar que los accesorios premoldeados estén en perfecto estado y además revisar que sean del calibre del conductor que se está utilizando en el proyecto.

- ❖ Realizar la conexión de los conectores tipo codo como se indica en el capítulo 3 punto 3.5.3.3. para cada una de las fases de medio voltaje.
- ❖ Insertar los conectores tipo codo en los bushing Insert del transformador (véase en la Figura 4.7).



Figura 4. 5. Inserción de conectores tipo codo EEASA.

- ❖ Conectar los pararrayos en el caso de tener un transformador Pad Mounted tipo malla que no se encuentre mallado a otro transformador como se observa en la Figura 4.8.



Figura 4. 6. Inserción de pararrayos EEASA.

- ❖ Conectar los cables de tierra de los conectores tipo codo, pararrayos en el caso de tener y el cable neutro que viene de la red aérea a la barra de tierra del transformador en el lado de medio voltaje como se observa en la Figura 4.9. Esta barra debe ser conectada a la malla de tierra del transformador.

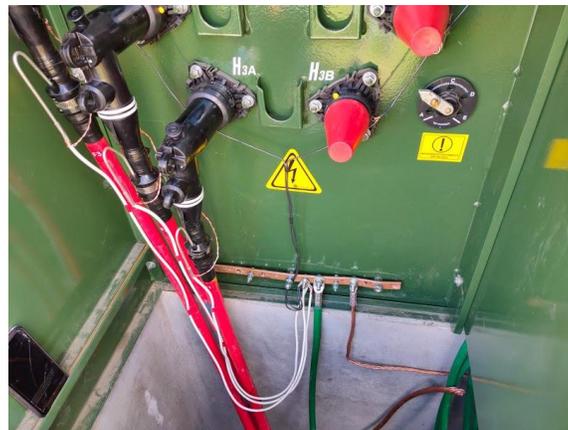


Figura 4. 7. Conexión de tierras a la barra de tierra en el lado de medio voltaje del transformador EEASA.

- ❖ Colocar capuchones que cubran los bujes insertos para proteger de polvo e impurezas que podrían ingresar en el buje inserto. Si en el transformador queda algún terminal energizado sin ser conectado se debe el mismo aislar con un capuchón de aislamiento.

➤ **Conexión en bajo Voltaje**

Para realizar la conexión de los conductores en bajo voltaje se debe:

- ❖ Identificar el conductor y su calibre que va hacer conectado en las paletas de bajo voltaje (véase en la Figura 4.10).



Figura 4. 8. Identificación de cada uno de los cables de bajo voltaje. EEASA

- ❖ El conductor debe tener una medida justa que no vaya a realizar ninguna tensión a los terminales por ello se recomienda dejar una reserva.
- ❖ Machinar el terminal de compresión tipo ojo a cada uno de los cables de bajo voltaje como se puede observar en la Figura 4.11.



Figura 4. 9. Machinar el terminal tipo ojo. EEASA

- ❖ Forrar los terminales de bajo voltaje con cinta aislante auto fundente con el fin de tener una instalación de frente muerto y evitar cualquier tipo de accidentes a las personas que operen el equipo.
- ❖ Conectar cada uno de los terminales de compresión tipo ojo en las paletas con la ayuda de pernos (véase en la Figura 4.12).



Figura 4. 10. Conexión de los terminales de compresión a las paletas. EEASA

- ❖ Machinar los cables del neutro de los circuitos a los terminales tipo ojo y conectar en la paleta X_0 (véase en la Figura 4.13). El cable neutro que llega de la red aérea debe interconectarse con el neutro del transformador Pad Mounted



Figura 4. 11. Conexión de los cables del neutro de cada uno de los circuitos. EEASA

- ❖ Del conector a tierra ubicado en el lado de bajo voltaje como se puede observar en la Figura 4.14 conectar con la barra de tierra ubicada en el lado de medio voltaje.



Figura 4. 12. Conexión del conector a tierra del transformador. EEASA

- ❖ Para los circuitos de alumbrado público machinar los terminales de compresión tipo ojo a los cables número 6 AWG los cuales van a servir para alimentar los circuitos de alumbrado público.
- ❖ Conectar cada uno de los terminales tipo ojo a cada una de las paletas basándose en el diseño eléctrico.
- ❖ Medir los cables, cortar e instalar en las protecciones termomagnéticas de alumbrado público (véase en la Figura 4.15).



Figura 4. 13. Conexión de los circuitos de alumbrado público. EEASA



- ❖ Antes de energizar el transformador verificar que ninguna de las fases esté conectadas a tierra, así como también que no existan cortocircuito entre fases.

4.1.2. Transformador monofásico tipo pedestal o Pad Mounted.

Los transformadores monofásicos tipo Pad Mounted se caracterizan por tener una línea de medio voltaje y dos líneas de bajo voltaje, es decir a la salida de baja se tiene entre fase y fase un voltaje de 240V y entre fase y neutro un voltaje de 120V.

Existen dos tipos de transformadores monofásicos Pad Mounted: tipo radial y tipo malla, tienen igual funcionamiento que los transformadores trifásicos Pad Mounted tipo radial y tipo malla, con algunas variaciones en sus especificaciones técnicas y características constructivas. [51]

Estos tipos de transformadores son ubicados generalmente a la intemperie y se utilizan en centros comerciales, hoteles, residencias, etc.

4.1.2.1. Especificaciones Técnicas

Los transformadores monofásicos tipo Pad Mounted deben cumplir con las especificaciones técnicas señaladas en la tabla 4.5:

Tabla 4. 5. Especificaciones Técnicas transformador monofásico tipo radial y tipo malla [52]

No.	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas
1. Características Generales		
1.1	Origen	Especificar
1.2	Fabricante	Especificar
1.3	Transformador Clase	Distribución
1.4	Transformador tipo	Monofásico
1.5	Configuración	Radial o malla
1.6	Normas de fabricación	ANSI C57.12.26, INEN 2684
1.7	Polaridad	Aditiva
1.8	Grupo de conexión	li6
2. Condiciones de servicio		
2.1	Servicio	Sistema de distribución subterránea
2.2	Montaje	En plataforma



2.3	Altura sobre el nivel del mar [msnm]	3000
2.4	Temperatura ambiente mínima [°C]	4
2.5	Temperatura ambiente máxima [°C]	50
2.6	Temperatura ambiente promedio [°C]	40
2.7	Humedad relativa del medio ambiente	80%
3. Características de las partes		
3.1	Características del núcleo	
3.1.1	Núcleo	Ver nota 1
3.1.2	Material	Acero al silicio de grano orientado y laminado en frío u otro material magnético
3.1.3	Tipo de construcción	Enrollado
3.2	Características de los devanados	
3.2.1	Material usado en las bobinas	
3.2.1.1	Primario	Cobre de alta conductividad 20°C
3.2.1.2	Secundario	Cobre de alta conductividad 20°C
3.2.1.3	Papel Aislante (Norma)	Norma ANSI/ASTM D 1305
3.2.1.3.1	Tipo de papel	Ver nota 2
3.2.1.3.2	Clase térmica del aislamiento	A
3.3	Características del aceite	
3.3.1	Líquido aislante y refrigerante, nuevo	Sumergido en aceite vegetal aislante inhibido, con características de acuerdo a la Norma ASTM D 6871-03
3.3.2	Tipo de refrigeración	ONAN
3.3.3	Rigidez dieléctrica (KV)	Norma ASTM D 6871-03
3.3.4	Libre de PCB's	Norma Ambiental D 4059
3.3.5	Viscosidad, cST 100°C	15
3.3.6	Viscosidad, cST 40°C	50
3.3.7	Viscosidad, cST 0°C	500
3.3.8	Punto de fulgor °C	>275
3.3.9	Punto de Quema °C	>300
3.3.10	Coefficiente de expansión / °C	0,0007 a 0,0008
3.3.11	Punto de Congelamiento °C	De -10
3.3.12	Tipo	Inhibido
3.4	Características del Tanque	
3.4.1	Material	Acero al carbono
3.4.2	Diseño constructivo	Ver nota 3
3.4.3	Límites de presión deformarse [Kpa]	50



3.4.4	Fijación de la tapa del tanque	Apernado con empaque
3.4.5	Número secuencial de la Empresa contratante. (La secuencia de número será indicada oportunamente por la contratante)	Cinco Dígitos color rojo reflectivo adhesivo
3.4.6	Siglas de la Empresa contratante	Siglas en alto o bajo relieve grabadas en el gabinete
3.4.7	Identificación de la potencia nominal del transformador	Amarillo, tipo de letra Arial, tamaño 7x3,5x1 cm
3.4.8	Pintura	Norma ANSI C57.12.28
3.4.8.1	Material del anticorrosivo y pintura	Ver nota 4
3.4.8.2	Espesor de la pintura	Norma NTC 3396
3.4.8.3	Color de la pintura de acabado	Verde oscuro similar a RAL serie 60
3.4.8.4	Grado de adherencia	4A (ASTM D3359)
3.4.9	Para aceite dieléctrico libre de PCB's	Sticker Circulo verde de 10cm de diámetro.
4. Características Eléctricas		
4.1	Voltaje nominal primario	13800 V
4.2	Voltaje nominal secundario	240/120 V
4.3	Potencia nominal (kVA)	150,200,250 y 300
4.4	Características de frecuencia, regulación	
4.4.1	Frecuencia nominal (Hz)	60
4.4.2	Posición de los taps bobinado primario	Ver nota 5
4.5	Características del aislamiento	
4.5.1	Nivel Básico de Aislamiento en medio voltaje- NBA(BIL) (kVn 13.8)	95 KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.2	Nivel Básico de Aislamiento en bajo voltaje - NBA(BIL)	30KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.3	Prueba de voltaje aplicado	NTE INEN 2125/2127
4.5.4	Prueba de voltaje inducido	NTE INEN 2125/2127
4.6	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura normalizadas	
4.6.1	Capacidad de sobrecarga	ANSI/ IEEE Std C57.91
4.6.2	Incremento de temperatura admisible	NTE INEN 2119
4.6.3	Límites de calentamiento	NTE INEN 2126/ 2128
4.6.4	Nivel máximo de ruido audible promedio en decibeles (db)	NEMA TR-1
4.7	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes a las normalizadas	
4.7.1	Requisitos de funcionamiento condiciones de altitud y temperatura	NTE INEN 2128
4.8	Niveles máximos de pérdidas admisibles	



4.8.1	Pérdidas en vacío al 100% del voltaje nominal [W]	NTE INEN 2113-2115
4.8.2	Pérdidas en los devanados a la carga nominal (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.3	Pérdidas totales a plena carga (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.4	Impedancia (85°C)	NTE INEN 2118
4.8.5	Corriente de excitación (Máx) % In	NTE INEN 2113/ 2115
4.9	Protecciones	
4.9.1	Protecciones contra sobrecorriente	
4.9.1.1	En medio voltaje	Fusible tipo bay-o-net
		Fusible limitador
4.9.1.2	En bajo voltaje, protección secundaria, contra sobrecargas y fallas	Mediante interruptor
4.9.2	Protecciones contra sobretensión	
4.10	Certificado/ protocolos de pruebas normas	NTE INEN 2138
5. Embalaje		
5.1	Fabricante nacional	Base de madera tipo paleta con zunchos
5.2	Fabricante extranjero	Caja de madera tipo jaula o huacal
Notas		
Nota 1	El núcleo debe ser fabricado libre de fatiga por envejecimiento, de alta permeabilidad y bajas pérdidas por histéresis. Cuando el núcleo terminado sea del tipo enrollado, éste deberá ser sometido a un proceso de reconocido en atmósfera de gas inerte con el fin de reorientar los granos de la lámina magnética. Las láminas deben estar rígidamente aseguradas para que resistan esfuerzos mecánicos y deslizamientos durante el transporte, montaje y condiciones de cortocircuito. Debe tenerse especial cuidado en distribuir equilibrada la presión mecánica sobre las láminas del núcleo. El diseño de la estructura de fijación del núcleo y las bobinas se fijarán al tanque de modo que no se presenten deslizamientos cuando se mueva el transformador. El núcleo será aterrizado al tanque del transformador para evitar potenciales electrostáticos.	
Nota 2	El papel aislante utilizado debe ser papel "presppan" u otro de igual o mejores características. Deberán soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados.	
Nota 3	La estructura de los tanques y gabinetes se construyen con láminas de acero al carbono, bajo el proceso de soldadura tipo MIG. Los tanques son capaces de soportar presiones internas provocadas por el aumento en la temperatura y esfuerzos mecánicos. Para transformadores monofásicos el gabinete puede ser de dos tipos: basculante o armario. La parte activa está localizada en la cuba, mientras que en el gabinete se encuentra los compartimientos de media y bajo voltaje.	



Nota 4	La superficie metálica del tanque debe ser tratada de manera correcta y adecuada previo a ser pintados con fondo anticorrosivo epóxico y acabado de color verde oscuro con esmalte epóxico al horno con equipo electrostático. La superficie interior del tanque debe ser terminada con una capa de pintura resistente al aceite a una temperatura de por lo menos 105°C. Las unidades previo a ser pintadas se someten a un proceso de granallado con el fin de eliminar impurezas y obtener una superficie 'óptima para la perfecta adherencia de la pintura, garantizando la protección del tanque en condiciones de extrema salinidad e interperie.
Nota 5	El cambiador de derivaciones instalado en el lado de media tensión, debe ser de cinco posiciones, una central al 100% del voltaje nominal, dos arriba y dos debajo de la posición central con el 2.5% del mismo.
Nota 6	La EEASA, se reserva el derecho de verificar, los materiales y accesorios de las diferentes partes de los transformadores, así como la toma de muestras del aceite utilizado, durante el proceso de la fabricación de los transformadores.

4.1.2.2. Características constructivas.

En la Tabla 4.6 se presenta una descripción de las partes constructivas con sus respectivas especificaciones, certificados o normas que rigen algunas de las partes del transformador.

Tabla 4. 6 Características constructivas transformador monofásico pedestal tipo radial y malla. [52]

No.	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas
1. Accesorios		
1.1	Fusible Bayoneta tipo dual	1
1.2	Fusible limitador de corriente "FLC" de arena plata de rango parcial	1
1.3	Bushing tipo pozo (bushing well)	1 radial y 2 malla
1.4	Bushing de baja tensión (Tipo paleta)	3
1.5	Breaker tripolar termomagnético (BT) sumergido en aceite	1
1.6	Breaker bipolar termomagnético (BT) caja moldeada de 32A	2
1.7	Válvula para inyección de nitrógeno	1
1.8	Válvula de alivio de presión	Norma NTE INEN 2139 - NTC 3609
1.9	Termómetro	1
1.10	Cáncamos y ganchos para levantar el transformador	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406

1.11	Cambiador de derivaciones con accionamiento exterior	5 posiciones claramente numeradas, con rango de operación de +1x2,5% a -3x2,5%	
1.12	Indicador de nivel de aceite	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406	
1.13	Tapón de llenado	1	
1.14	Válvula de drenaje y muestras de aceite	1 (Válvula de globo de 1" con lado de muestra y tapón de latón)	
1.15	Placa de características	Norma INEN NTE 2130 - ANSI/IEEE C.57.12.00	
1.16	Localización de los terminales	Norma INEN 2684	
1.17	Número de conectores para derivación a tierra del tanque	2	
1.18	Seccionador bajo carga sumergido	Malla	Radial
		4 posiciones	2 posiciones
2. Peso y dimensiones			
2.1	Peso total incluido aceite y accesorios	Información suministrada por el proveedor a la empresa contratante	
2.2	Dimensiones incluido		

En la tabla 4.7 se tienen las cantidades y la descripción de cada una de las partes que componen el transformador monofásico tipo Pad Mounted mallado (Figura 4.17) y radial (Figura 4.18), así como también sus partes externas (Figura 4.16).

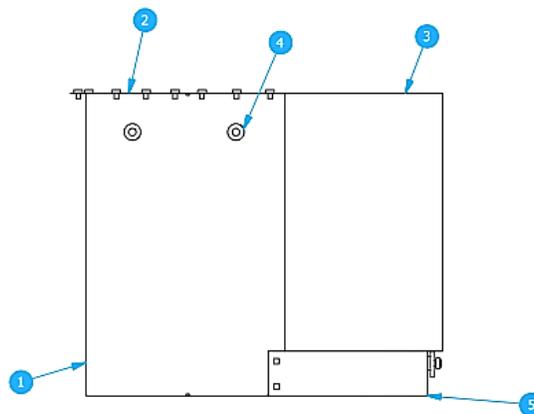


Figura 4. 14. Partes externas Transformador Monofásico Pedestal.[51]

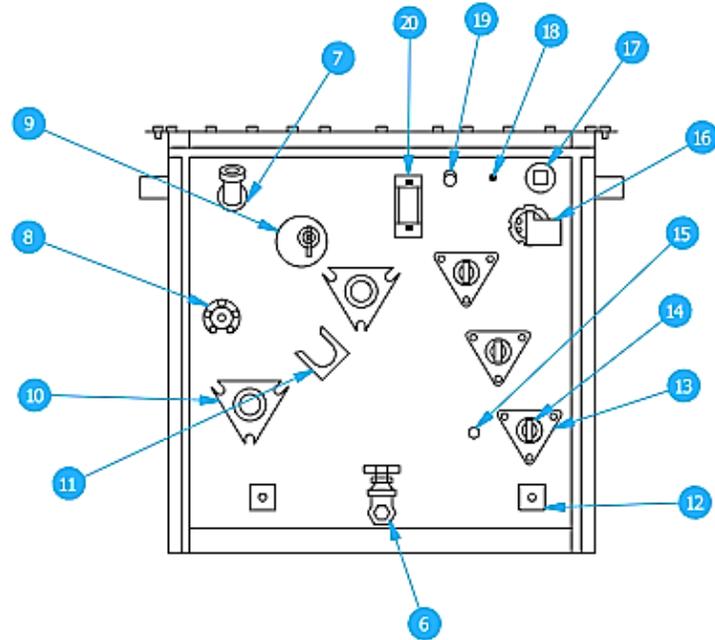


Figura 4. 15. Partes Transformador Monofásico Pedestal tipo Malla.[51]

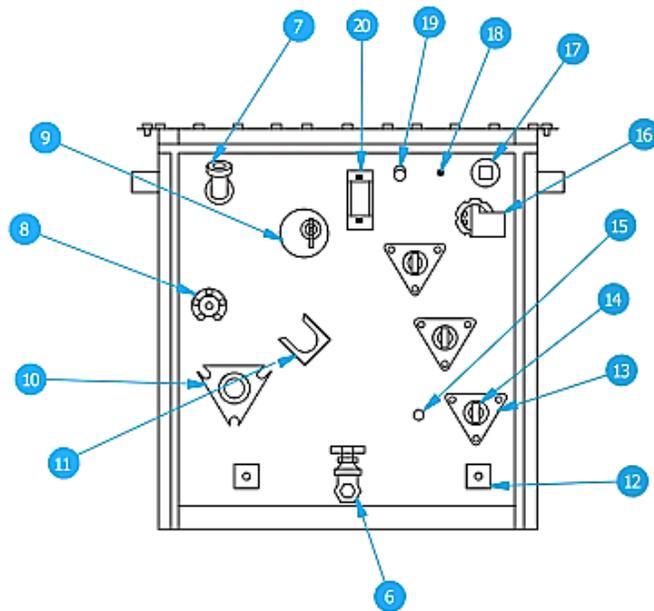


Figura 4. 16. Partes Transformador Monofásico Pedestal tipo Radial.[51]



Tabla 4. 7. Partes transformador monofásico pedestal tipo radial y tipo malla [51]

ITEM	Cantidad (Malla)	Cantidad (Radial)	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	1	1	Cuba	Acero al carbono
2	1	1	Tapa empernada doblada	Acero al carbono
3	1	1	Armario basculante	Con puertas abisagradas
4	4	4	Soportes de izado	Acero al carbono
5	1	1	Base basculante	Acero al carbono
6	1	1	Válvula de drenaje	Sin toma de muestras
7	1	1	Portafusibles	Bay-o-net
8	1	1	Cambiador derivaciones	Sin carga
9	1	1	Seccionador	Malla
				Radial
				4 posiciones
				2 posiciones
10	2	1	Bushing de media tensión	Tipo pozo
11	1	1	Soporte de parqueo	Acero al carbono
12	2	2	Platina conectora a tierra	Acero inoxidable
13	3	3	Bushing de baja tensión	Tipo pad
14	3	3	Paleta de conexión de BT	(opcional)
15	1	1	Tuerca de aterrizamiento de BT	Acero al carbono
16	1	1	Breaker sumergido en aceite	(opcional)
17	1	1	Tapón de llenado	Acero al carbono
18	1	1	Tuerca para válvula de nitrógeno	Sin válvula incluida
19	1	1	Válvula de sobrepresión	Neumática
20	1	1	Visor de nivel de aceite	Mirilla

4.1.2.3. Instalación.

Para la instalación del transformador Pad mounted Monofásico se deben seguir los pasos mencionados anteriormente en el capítulo 4 punto 4.1.1.4.

4.1.3. Transformador trifásico tipo sumergible.

Este tipo de transformadores son utilizados exclusivamente en circuitos de distribución en redes subterráneas, en lugares donde existe alto riesgo de inundaciones ya que pueden funcionar perfectamente bajo el agua y ambientes corrosivos.

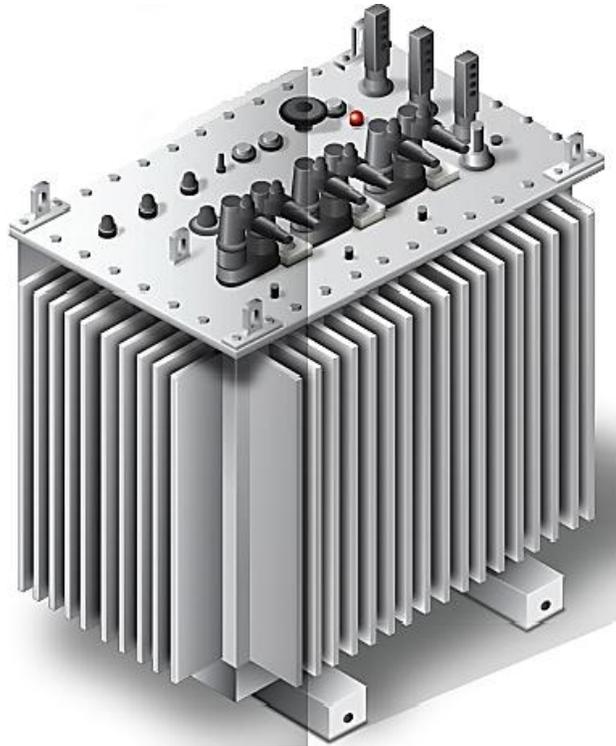


Figura 4. 17. Transformador Trifásico Sumergible [51]



Figura 4. 18. Transformador trifásico sumergible EEASA.

4.1.3.1. Especificaciones.

Los transformadores trifásicos tipo sumergibles utilizados por la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte deben contar con especificaciones técnicas dependiendo de la potencia requerida, como se muestra en la tabla 4.8:



Tabla 4. 8. Especificaciones técnicas Transformador Trifásico Sumergible.[52]

No.	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas
1. Características Generales		
1.1	Origen	Especificar
1.2	Transformador Clase	Distribución
1.3	Transformador tipo	Trifásico
1.4	Configuración	Malla
1.5	Normas de fabricación	ANSI C57.12.24, NTC 4406
1.6	Polaridad	Aditiva
1.7	Grupo de conexión	Dyn5
2. Condiciones de servicio		
2.1	Servicio	Sistema de distribución subterránea
2.2	Montaje	En cámaras subterráneas
2.3	Altura sobre el nivel del mar [msnm]	3000
2.4	Temperatura ambiente mínima [°C]	4
2.5	Temperatura ambiente máximo [°C]	50
2.6	Temperatura ambiente promedio [°C]	40
2.7	Humedad relativa del medio ambiente	100%
3. Características de las partes		
3.1	Características del núcleo	
3.1.1	Núcleo	Ver nota 1
3.1.2	Material	Acero al silicio de grano orientado y laminado en frío u otro material magnético
3.1.3	Tipo de construcción	enrollado
3.2	Características de los devanados	
3.2.1	Material usado en las bobinas	
3.2.1.1	Primario	Cobre de alta conductividad 20°C
3.2.1.2	Secundario	Cobre de alta conductividad 20°C
3.2.1.3	Papel Aislante (Norma)	Norma ANSI/ASTM D 1305
3.2.1.3.1	Tipo de papel	Ver nota 2
3.2.1.3.2	Clase térmica del aislamiento	A
3.3	Características del aceite	
3.3.1	Líquido vegetal aislante y refrigerante, nuevo	ASTM D 6871-03
3.3.2	Tipo de refrigeración	ONAN
3.3.3	Rigidez dieléctrica (KV)	Norma ASTM D 6871-03



3.3.4	Libre de PCB's	Norma Ambiental D 4059
3.3.5	Viscosidad, cST 100°C	15
3.3.6	Viscosidad, cST 40°C	50
3.3.7	Viscosidad, cST 0°C	500
3.3.8	Punto de fulgor °C	>275
3.3.9	Punto de Quema °C	>300
3.3.10	Coefficiente de expansión / °C	0,0007 a 0,0008
3.3.11	Punto de Congelamiento °C	De -10
3.3.12	Tipo	Inhibido
3.4	Características del Tanque	
3.4.1	Material	Acero inoxidable, tipo 304
3.4.2	Diseño constructivo	Ver nota 3 y 6
3.4.3	Límites de presión deformarse [Kpa]	50
3.4.4	Fijación de la tapa del tanque	Apernado con empaque
3.4.5	Número secuencial de la Empresa contratante. (La secuencia de número será indicada oportunamente por la contratante)	Cinco Dígitos color rojo reflectivo adhesivo
3.4.6	Siglas de la Empresa contratante	Adhesivo amarillo reflectivo
3.4.7	Identificación de la potencia nominal del transformador	Amarillo, tipo de letra Arial, tamaño 7x3,5x1 cm
3.4.8	Pintura	Norma ANSI C57.12.28
3.4.8.1	Material del anticorrosivo y pintura	Ver nota 4
3.4.8.2	Espesor de la pintura	Norma NTC 3396
3.4.8.3	Color de la pintura de acabado	Gris claro similar a RAL serie 70
3.4.8.4	Grado de adherencia	4A (ASTM D3359)
3.4.9	Para aceite dieléctrico libre de PCB's	Sticker Circulo verde de 10cm de diámetro.
4. Características Eléctricas		
4.1	Voltaje nominal primario	13800 V
4.2	Voltaje nominal secundario	220/127 V
4.3	Potencia nominal (kVA)	200,250 y 300
4.4	Características de frecuencia, regulación	
4.4.1	Frecuencia nominal (Hz)	60
4.4.2	Posición de los taps bobinado primario	Ver nota 5
4.5	Características del aislamiento	
4.5.1	Nivel Básico de Aislamiento en medio voltaje - NBA(BIL) (kVn 13.8)	95 KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.2	Nivel Básico de Aislamiento en bajo voltaje - NBA(BIL)	30KV (NTE INEN 2125/2127)
4.5.3	Prueba de voltaje aplicado	NTE INEN 2125/2127
4.5.4	Prueba de voltaje inducido	NTE INEN 2125/2127



4.6	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura normalizadas	
4.6.1	Capacidad de sobrecarga	ANSI/ IEEE Std C57.91
4.6.2	Incremento de temperatura admisible	NTE INEN 2119
4.6.3	Límites de calentamiento	NTE INEN 2126/ 2128
4.6.4	Nivel máximo de ruido audible promedio en decibeles (db)	NEMA TR-1
4.7	Funcionamiento en condiciones de altitud y temperatura diferentes a las normalizadas	
4.7.1	Requisitos de funcionamiento condiciones de altitud y temperatura	NTE INEN 2128
4.8	Niveles máximos de pérdidas admisibles	
4.8.1	Pérdidas en vacío al 100% del voltaje nominal [W]	NTE INEN 2113-2115
4.8.2	Pérdidas en los devanados a la carga nominal (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.3	Pérdidas totales a plena carga (85°C) [W]	NTE INEN 2115-2116
4.8.4	Impedancia (85°C)	NTE INEN 2118
4.8.5	Corriente de excitación (Máx) % In	NTE INEN 2113/ 2115
4.9	Protecciones	
4.9.1	Protecciones contra sobrecorriente	
4.9.1.1	En medio voltaje	Fusible tipo bay-o-net
		Fusible limitador
4.9.1.2	En bajo voltaje, protección secundaria, contra sobrecargas y fallas	Mediante interruptor térmico
4.9.2	Protecciones contra sobretensión	
4.9.2.1	Descargador de medio voltaje	Clase distribución, tipo elbow arrester, con varistor de óxido metálico y material envolvente tipo elastomérico, 60Hz, 10 KA de capacidad de interrupción de corriente. (Accesorios elastoméricos separados).
4.10	Certificado/ protocolos de pruebas normas	NTE INEN 2138
5. Embalaje		
5.1	Fabricante nacional	Base de madera tipo paleta con zunchos
5.2	Fabricante extranjero	Caja de madera tipo jaula o huacal
Notas		



Nota 1	El núcleo debe ser fabricado libre de fatiga por envejecimiento, de alta permeabilidad y bajas pérdidas por histéresis. Cuando el núcleo terminado sea del tipo enrollado, éste deberá ser sometido a un proceso de reconocido en atmósfera de gas inerte con el fin de reorientar los granos de la lámina magnética. Las láminas deben estar rígidamente aseguradas para que resistan esfuerzos mecánicos y deslizamientos durante el transporte, montaje y condiciones de cortocircuito. Debe tenerse especial cuidado en distribuir equilibrada la presión mecánica sobre las láminas del núcleo. El diseño de la estructura de fijación del núcleo y las bobinas se fijarán al tanque de modo que no se presenten deslizamientos cuando se mueva el transformador. El núcleo será aterrizado al tanque del transformador para evitar potenciales electrostáticos.
Nota 2	El papel aislante utilizado debe ser papel "presppan" u otro de igual o mejores características. Deberán soportar la máxima temperatura en el punto más caliente de los devanados.
Nota 3	La estructura de los tanques y gabinetes se construyen con láminas de acero al carbono, bajo el proceso de soldadura tipo MIG. Los tanques son capaces de soportar presiones internas provocadas por el aumento en la temperatura y esfuerzos mecánicos. Para transformadores monofásicos el gabinete puede ser de dos tipos: basculante o armario. La parte activa está localizada en la cuba, mientras que en el gabinete se encuentra los compartimientos de media y bajo voltaje.
Nota 4	La superficie metálica del tanque debe ser tratada de manera correcta y adecuada previo a ser pintados con fondo anticorrosivo epóxico y acabado de color verde oscuro con esmalte epóxico al horno con equipo electrostático. La superficie interior del tanque debe ser terminada con una capa de pintura resistente al aceite a una temperatura de por lo menos 105°C. Las unidades previo a ser pintadas se someten a un proceso de granallado con el fin de eliminar impurezas y obtener una superficie óptima para la perfecta adherencia de la pintura, garantizando la protección del tanque en condiciones de extrema salinidad e interperie.
Nota 5	El cambiador de derivaciones instalado en el lado de media tensión, debe ser de cinco posiciones, una central al 100% del voltaje nominal, dos arriba y dos debajo de la posición central con el 2.5% del mismo.
Nota 6	La EEASA, se reserva el derecho de verificar, los materiales y accesorios de las diferentes partes de los transformadores, así como la toma de muestras del aceite utilizado, durante el proceso de la fabricación de los transformadores.

4.1.3.2. Características constructivas.

En la tabla 4.9 se indican cada una de las descripciones y especificaciones de las características constructivas del transformador trifásico sumergible.



Tabla 4. 9. Características constructivas Transformador Trifásico Sumergible.[52]

No	Descripción	Especificaciones /certificados / Normas
1. Accesorios		
	Ubicación	En la tapa del transformador Norma NTC 4406 (excepto válvula de drenaje)
1.1	Fusible Bayoneta tipo dual	3
1.2	Fusible limitador de corriente "FLC" de arena plata de rango parcial	3
1.3	Bushing tipo pozo (bushing well) si dado al tanque	6
1.4	Bushing de baja tensión (Tipo stud hermético 4 vías), soldado al tanque	4
1.5	Breaker tripolar termomagnético (BT) sumergido en aceite	1
1.6	Breaker bipolar termomagnético (BT) caja moldeada de 32A	2
1.7	Válvula para inyección de nitrógeno	1
1.8	Válvula de alivio de presión	Norma NTE INEN 2139 - NTC 3609
1.9	Termómetro	1
1.10	Cáncamos y ganchos para levantar el transformador	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406
1.11	Cambiador de derivaciones con accionamiento exterior	5 posiciones claramente numeradas, con rango de operación de +1x2,5% a -3x2,5%
1.12	Indicador de nivel de aceite	Norma NTE INEN 2139 - NTC 4406
1.13	Tapón de llenado	1
1.14	Válvula de drenaje y muestras de aceite	1 (Válvula de globo de 1" con lado de muestra y tapón de latón)
1.15	Placa de características	Norma INEN NTE 2130 - ANSI/IEEE C.57.12.00
1.16	Localización de los terminales	Norma INEN 2684
1.17	Número de conectores para derivación a tierra del tanque	2
1.18	Seccionador de 4 posiciones en el lado de media tensión, sumergido en aceite y con operación a baja carga	1
2. Peso y dimensiones		
2.1	Peso total incluido aceite y accesorios	Información suministrada por el proveedor a la empresa contratante
2.2	Dimensiones incluido	

En la tabla 4.10 se tienen las cantidades y la descripción de cada una de las partes que componen el transformador trifásico sumergible tipo malla que se muestran en la Figura 4.21 y Figura 4.22.

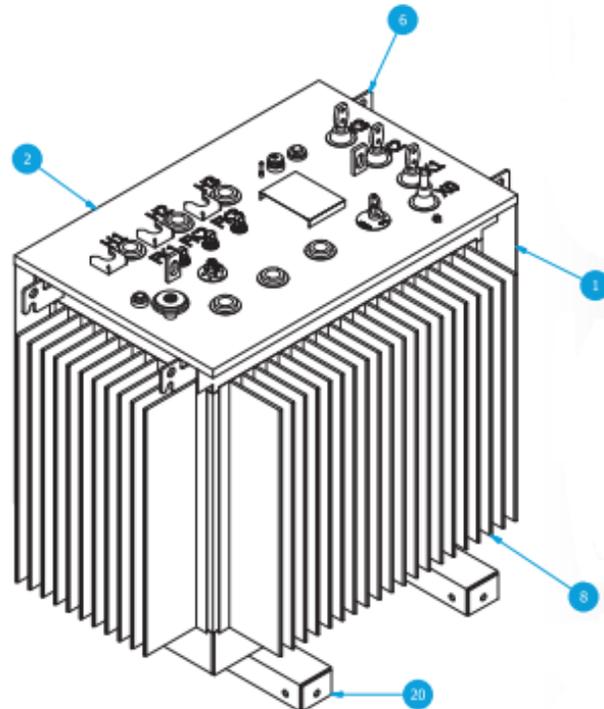


Figura 4. 19. Partes de los transformadores sumergibles [51]

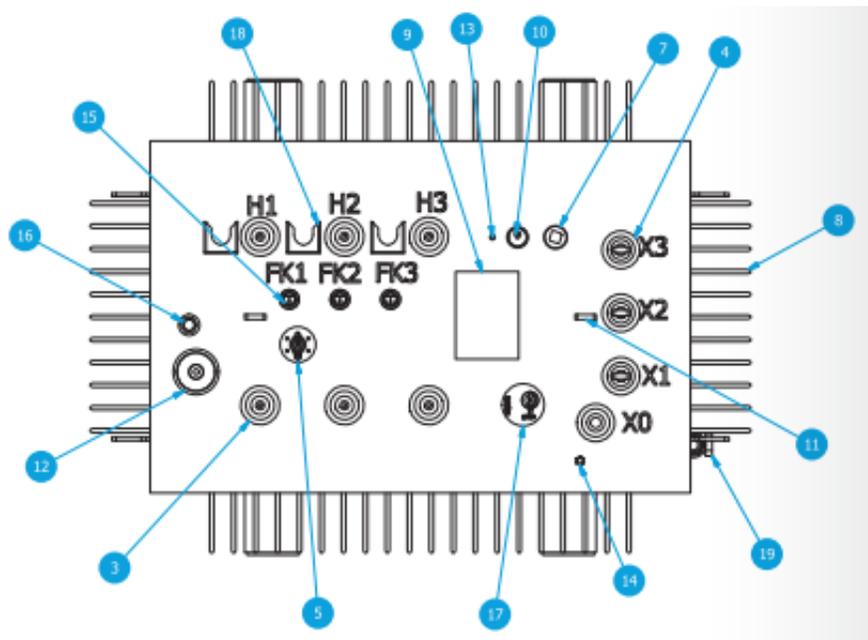


Figura 4. 20 Partes del transformador trifásico sumergible [51]



Tabla 4. 10. Descripción de las partes del transformador trifásico sumergible [51]

ITEM	Cantidad	DESCRIPCIÓN	OBSERVACIONES
1	1	Cuba	Acero inoxidable
2	1	Tapa	Acero inoxidable
3	6**	Bushing primario	Tipo pozo soldable
4	4**	Bushing secundario	Tipo pad soldable
5	1	Cambiador de derivaciones	Sin carga
6	4	Soportes de izado	Acero inoxidable
7	1	Tapón de llenado de cuba	Acero inoxidable
8	4	Panel plegado	Acero inoxidable
9	1	Placas de características	Acero inoxidable
10	1	Válvula de sobrepresión	7PSI
11	2	Soporte de izado tapa	Acero inoxidable
12	1*	Termómetro	Sin contactos
13	1	Tuerca porta válvula de nitrógeno	Inoxidable
14	1	Tuerca para neutro	Inoxidable
15	3	Porta fusible	Bay-o-net
16	1	Indicador de nivel	Sin contactos
17	1	Seccionador	4 posiciones
18	3	Soporte de parqueo	Acero inoxidable
19	1	Válvula de drenaje con toma de muestras	Acero inoxidable
20	2	Chasis	Acero inoxidable

4.1.3.3. Instalación.

En el presente punto se abordan las acciones a realizar antes de la instalación de un transformador, así como también cada uno de los pasos a seguir para un correcto conexionado del transformador tanto para bajo voltaje como para medio voltaje.

- **Acciones a realizar antes de la instalación del transformador.**
 - ❖ Realizar una inspección visual del lugar donde se va a instalar el transformador
 - ❖ Colocar señalización alrededor de la cámara para evitar el tránsito de las personas.

- ❖ Realizar una inspección visual de la cámara de transformación donde se va a instalar el transformador, verificar las dimensiones, revisar que la base se encuentre nivelada y además cuente con una ventilación adecuada.
- ❖ Retirar algunas de las tapas de hormigón de la cámara de transformación para que pueda ingresar el transformador a la cámara como se observa en la Figura 4.26.



Figura 4. 21. Retiro de las tapas de la cámara de transformación EEASA.

- ❖ Fijar el transformador, con la ayuda de la grúa bajar al transformador como se observa en la Figura 4.27 hasta la posición en la cámara donde se vaya a fijar al transformador.



Figura 4. 22. Montaje del transformador sumergible EEASA.

➤ **Conexión en Medio Voltaje**

Proceder de la siguiente manera:

- ❖ Identificar claramente cada una de las fases para ello se utiliza cintas aislantes de colores.
- ❖ Verificar que los accesorios premoldeados estén en perfecto estado y revisar que sean del calibre del conductor que está estipulado para el proyecto.
- ❖ Realizar la conexión de los conectores tipo codo como se indica en el capítulo 3 punto 3.5.3.3. para cada una de las fases de medio voltaje.
- ❖ Insertar los conectores tipo codo en los Bushing tipo Insert del transformador como se observa en la Figura 4.28.



Figura 4. 23. Conectores tipo codo conectados en los bushing del transformador EEASA.

- ❖ Conectar los pararrayos, en el caso de tener un transformador sumergible que no se encuentre mallado a otro transformador (véase en la Figura 4.29).



Figura 4. 24. Conexión de los pararrayos EEASA.

- ❖ Conectar los cables de tierra de los conectores tipo codo, pararrayos en el caso de tener y del cable neutro que viene de la red aérea a una de las barras de tierra ubicadas en las paredes de la cámara de transformación (véase en la figura 4.30).

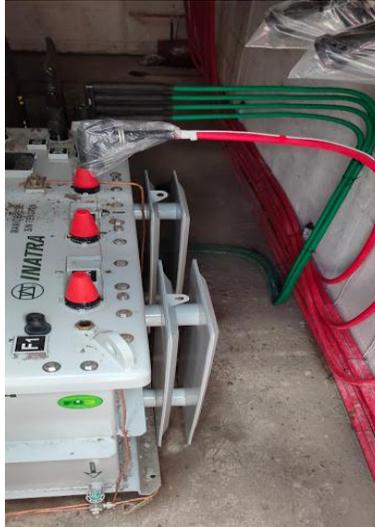


Figura 4. 25. Conexión a las barras de puesta a tierra EEASA.

➤ **Conexión en bajo Voltaje**

Para realizar la conexión de los conductores en bajo voltaje se procede como se indican:

- ❖ Identificar el conductor y su calibre que va hacer conectado en los terminales del Bushing de bajo voltaje.
- ❖ Medir, doblar y referenciar cada uno de los circuitos. Cortar cable por cable de cada circuito y colocar la protección para el terminal de compresión tipo ojo (véase en la Figura 4.31).

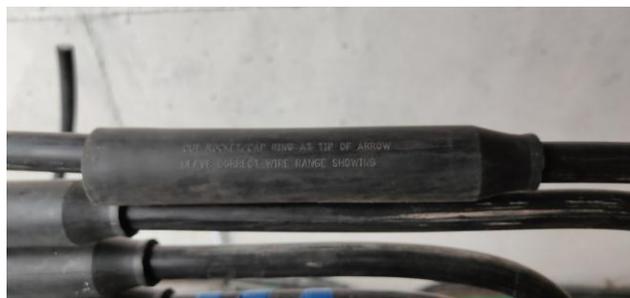


Figura 4. 26. Protección para el la conexión del terminal tipo ojo EEASA.

- ❖ Machinar el terminal de compresión tipo ojo a cada uno de los cables de bajo voltaje, como se observa en la Figura 4.32.



Figura 4. 27. Terminal de compresión machinado EASA.

- ❖ Conectar cada uno de los terminales a los bushings secundarios con la ayuda de los pernos que vienen incluido en el transformador (véase en la Figura 4.33).



Figura 4. 28. Conexión de los terminales tipo ojo en el Bushing del transformador EEASA.

- ❖ Finalmente, machinar los cables del neutro de los circuitos a los terminales tipo ojo y conectar en el bushing X_0 cómo se observa en la Figura 4.34.



Figura 4. 29. Conexión de los neutros de los circuitos en el Bushing X_0 EEASA



4.1.3.4. Pruebas

Los transformadores a ser utilizados por la Empresa Eléctrica Ambato S.A en las redes eléctricas subterráneas deben ser sometidos a las pruebas en laboratorio es decir antes de la instalación y en campo luego de la instalación de todos los accesorios.

4.1.3.4.1. Pruebas en laboratorio:

Las pruebas a realizar son:

➤ **Relación de transformación**

La prueba de relación de transformación ayuda a verificar que el número de vueltas en el devanado primario y secundario sean los establecidos en los datos de placa. Además, con la medición de la relación de transformación y el ángulo de fase de un devanado con referencia al otro se pueden detectar circuitos abiertos y espiras en cortocircuito. [53]. Esta prueba debe cumplir con la norma NTE INEN 2117.[54].

➤ **Resistencia de aislamiento**

La prueba de resistencia de aislamiento se la puede realizar tanto en laboratorio como en campo con la utilización de un Megóhmetro. Esta prueba ayuda a detectar defectos en el aislamiento como es el deterioro o contaminación y en casos extremos se podría llegar a tener fallas entre bobinas o a tierra.

El Technical Brochure N° 445 de Cigré sugiere que la prueba se lo debe realizar inyectando un voltaje entre 1 KV a 5 KV al bobinado bajo prueba. De acuerdo a los valores de resistencia que arroje el equipo se tiene la siguiente conclusión: si la resistencia es mayor a los 500 $M\Omega$ el aislamiento esta en perfecto estado, caso contrario el aislamiento presenta alguna anomalía. [55]

La prueba tiene tres tipos de conexiones:

- ❖ Alto voltaje contra bajo voltaje más la tierra Figura 4.4.
- ❖ Bajo voltaje contra alto voltaje más la tierra Figura 4.5.
- ❖ Alto voltaje contra bajo voltaje Figura 4.6.

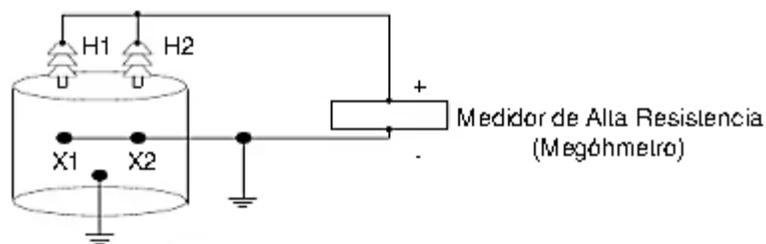


Figura 4. 30. Alto voltaje contra bajo voltaje más la tierra. [56]

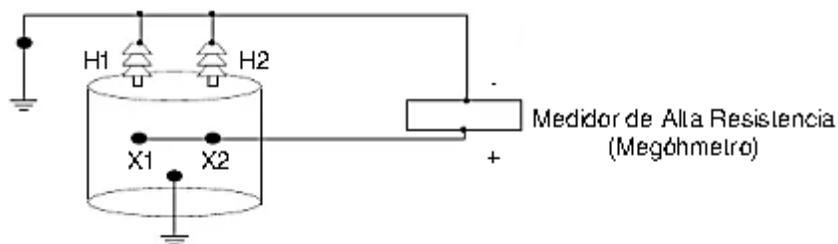


Figura 4. 31. Bajo voltaje contra alto voltaje más la tierra. [56]

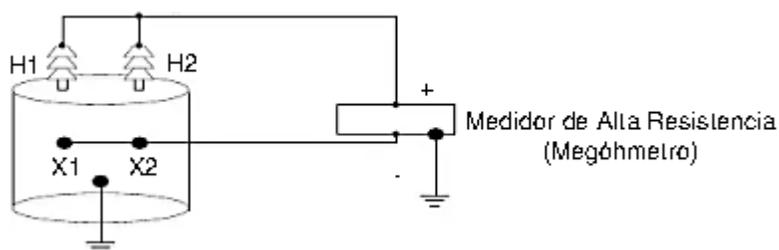


Figura 4. 32. Alto voltaje contra bajo voltaje. [56]

➤ **Prueba de resistencia óhmica a devanados**

La prueba de resistencia óhmica de los devanados del transformador ayuda a conocer el valor de pérdidas que existe en el cobre, además, detecta falsos contactos en las conexiones de las boquillas, cambiadores de tap's soldaduras deficientes, incluso hasta fallas incipientes en los devanados del transformador. [57]

➤ **Prueba de cortocircuito**

La prueba de cortocircuito ayuda a determinar la pérdida de potencia que existe tanto en el bobinado primario como secundario, los mismos que están sometidos a la corriente nominal. Esta prueba se logra al cortocircuitar el secundario y aplicar un pequeño voltaje al primario, con esto se llega a tener



la corriente de cada bobinado. [58] Para esta prueba se debe referir a la norma NTE INEN 2129. [54]

➤ **Prueba en vacío**

La prueba en vacío tiene como objetivo determinar las pérdidas de potencia en el núcleo, con la ayuda del voltaje, corriente y potencia en el bobinado primario. En esta prueba el bobinado secundario queda abierto por lo que no se tiene circulación de corriente alguna. [58] Para esta prueba se debe referir a la norma NTE INEN 2113.[54]

4.1.3.4.2. Pruebas en Campo:

➤ **Resistencia de aislamiento**

Esta prueba se la realiza en campo con la ayuda del megóhmetro como se mencionó en el punto 4.1.3.4.1. dentro de las pruebas de laboratorio.

➤ **Medidor de voltaje en el secundario**

Medir los valores de voltaje en el lado de baja voltaje del transformador. Considerando que el voltaje nominal es 220 V / 127 V, el voltaje medido debe cumplir el rango establecido en las regulaciones, así como también las caídas de voltaje al final de los circuitos. De ser el caso de que el valor de voltaje se encuentre fuera de este rango se procederá a desenergizar el transformador para subir o bajar el tap del mismo.

4.2. Equipos de maniobra y protección.

Los equipos de protección y maniobra permiten controlar el sistema de distribución eléctrica mediante dispositivos conectados a la red, además de brindar protección a la instalación y personal.

4.2.1. Interruptores y equipos de seccionamiento.

4.2.1.1. Especificaciones.

Estos equipos serán utilizados para seccionar y proteger alimentadores troncales, debiendo soportar un voltaje de 13,8 kV línea-línea. La EEASA., utiliza seccionadores interruptores los mismos que se pueden maniobrar con carga.

4.2.1.1.1. Características constructivas.

Se detalla algunas características constructivas de estos equipos, estas pueden variar dependiendo del fabricante, pero se regirá en las más esenciales que permitan un correcto funcionamiento del sistema eléctrico.

- ❖ Los seccionadores interruptores de carga deben disponer de 3 posiciones (Cierre, abertura y a tierra.)
- ❖ Deben operarse de forma manual y automática. (El tipo de operación puede variar dependiendo las necesidades, pero se dará importancia a la operación manual.)
- ❖ Debe proporcionar seccionamiento tripolar de hasta 600 Amperios ó dependiendo de la necesidad del circuito.
- ❖ Debe proporcionar visibilidad al estar abierto, cerrado o a tierra. (se puede apreciar en la figura 4.34.)
- ❖ Deben estar diseñados para evitar operaciones accidentales.
- ❖ Deben soportar y extinguir arcos eléctricos cuando se opera a plena carga.
- ❖ Su diseño debe permitir optimizar la coordinación con la combinación de fusibles limitadores de corriente.
- ❖ Deben ser sumergibles para su instalación dentro de cámaras eléctricas.
- ❖ El fabricante será el responsable de que el equipo cumpla las normas y códigos para los procedimientos y ensamble.



Figura 4. 33. Visibilidad de la posición del seccionador.[59]

4.2.1.1.2. Instalación.

Previo a su instalación se deberá contar con un sistema de puesta a tierra.

Se colocará horizontalmente sobre una superficie nivelada y que soporte el peso del equipo.

Las boquillas de salida de los conductores deberán estar ubicados de manera que faciliten la instalación y puedan ser realizadas sin dificultad, además proporcionar un espacio idóneo para que el operador pueda realizar operaciones en el equipo.

Para la conexión de los conductores en los Bushing tipo Insert se debe realizar lo siguiente:

- Identificar claramente cada una de las fases.
- Verificar que los accesorios premoldeados estén en perfecto estado y revisar el calibre del conductor que se va a utilizar.
- Realizar la conexión de los conectores tipo codo como se indica en el capítulo 3 punto 3.5.3.4. teniendo en cuenta si es para una capacidad de 600 A. En el caso que el seccionador sea para 200 A., referirse al capítulo 3 punto 3.5.3.3.
- Insertar los conectores tipo codo en los Bushing tipo Insert del seccionador.



Figura 4. 34. Armado de los conectores tipo codo

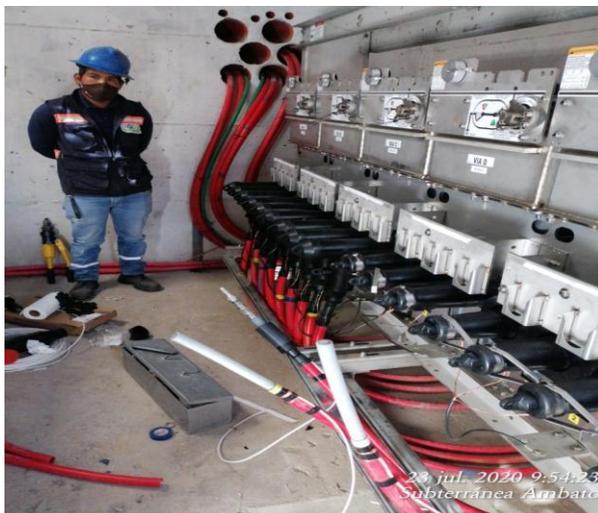


Figura 4. 35. Seccionador colocado los conectores tipo codo. EEASA

- Se deberá conectar el equipo al sistema de puesta a tierra.

4.2.1.1.3. Pruebas.

El fabricante debe garantizar el correcto funcionamiento del equipo, por lo que estará listo para su instalación, las pruebas que se desarrolla en campo son las siguientes.

- Realizar las pruebas VLF a cada uno de los conductores que se vayan a conectar al seccionador.
- Realizar pruebas de aislamiento según valores que recomiende el fabricante.

4.2.3. Descargadores de sobrevoltaje (Pararrayos).

Estos dispositivos protegen al sistema eléctrico de voltajes elevados transitorios, estos voltajes afectan al sistema eléctrico causando daños, por lo que es recomendable la utilización de estos dispositivos.

4.2.3.1. Especificaciones.

Estos dispositivos permiten proteger al sistema contra sobre voltajes, cuando exista una falla o un incremento de voltaje actuando inmediatamente para proteger al sistema.

4.2.3.1.1. Características constructivas.

A continuación, se detalla algunas características que debe cumplir los descargadores de voltaje (apartarrays).

- Cumplir con la norma IEEE 386 que es un estándar para sistemas de conectores aislados separables para sistemas de distribución de energía con clasificación de 2.5 kV a 35 kV.
- Tener una protección aislada de frente muerto.
- Cumplir la norma IEEE C62.11-2012 que es una norma sobre pararrayos de sobretensión de óxido metálico para circuitos de alimentación de CA (> 1 kV).
- Ser diseñados para boquillas y codos de operación con carga de 200 A.
- Ser diseñado para utilizarse en instalaciones sumergibles.
- Tener un punto de conexión para puesta a tierra.
- Impedir el paso de corriente a tierra cuando la tensión sea nominal.
- Estar diseñados para que no sufran daños una vez que hayan actuado, deben ser diseñados para realizar varias actuaciones.

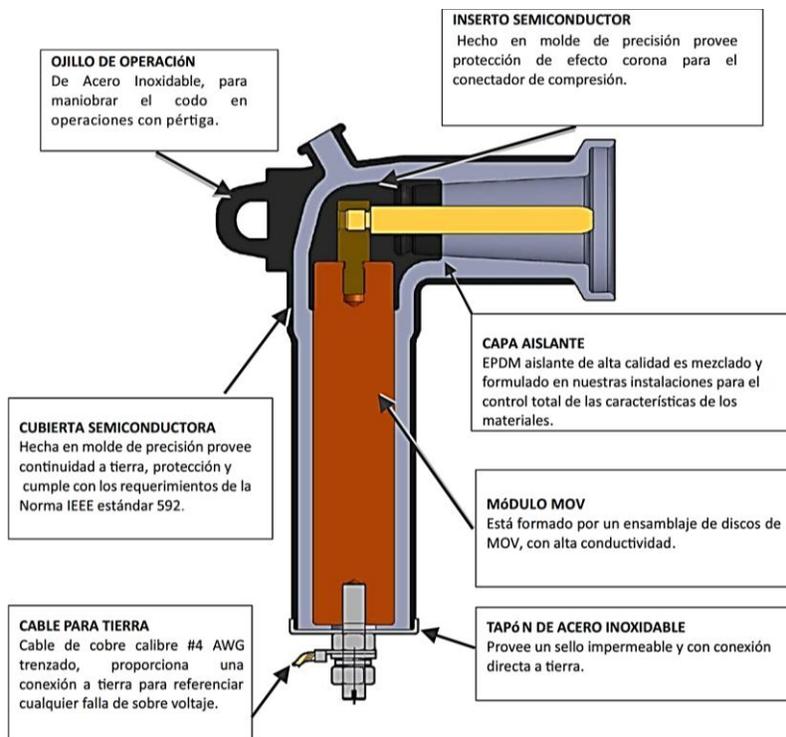


Figura 4. 36. Partes de un descargador de sobrevoltaje.[60]

MOV: Metalic Oxid Varistor. (Varistor de Óxido Metálico.)

4.2.3.1.2. Instalación.

Se debe seguir los siguientes pasos para su instalación.

Paso 1: Conectar el cable al sistema de puesta a tierra. (ver figura 4.39.)

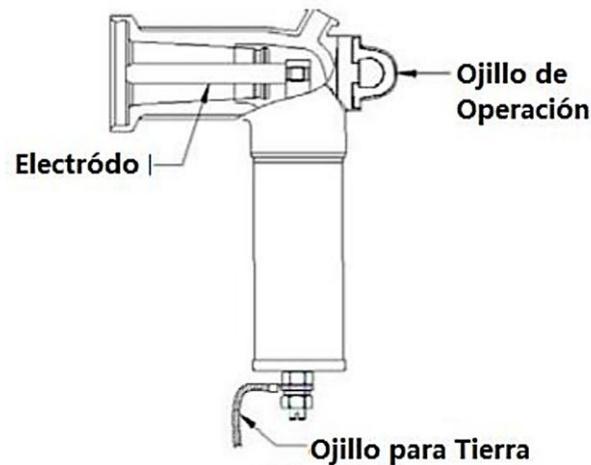


Figura 4. 37. Ojillo para Tierra en la parte inferior.[61]

Paso 2: Asegurarse de que la boca del codo del descargador de voltaje este completamente limpia, posterior a esto se colocará uniformemente el silicón lubricante sin lubricar en exceso. (ver figura 4.40.)

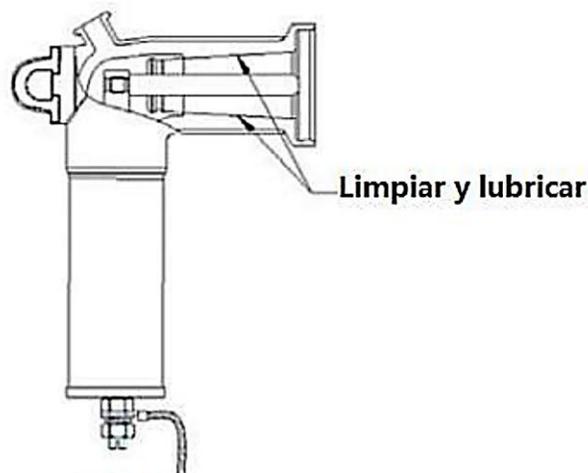


Figura 4. 38. Limpiar y lubricar boca del codo. [61]

Paso 3: Mediante una pértiga introducir el vástago dentro del inserto hasta sentir una resistencia o insertar 6 cm.

Paso 4: Mediante una pértiga introducir el codo completamente dentro del inserto hasta comprobar que el anillo indicador haya desaparecido.[61]

Nota 1: El cable de puesta a tierra debe estar con dirección hacia abajo.

Nota 2: Para la conexión cuando el sistema este energizado se deberá utilizar obligadamente una pértiga.

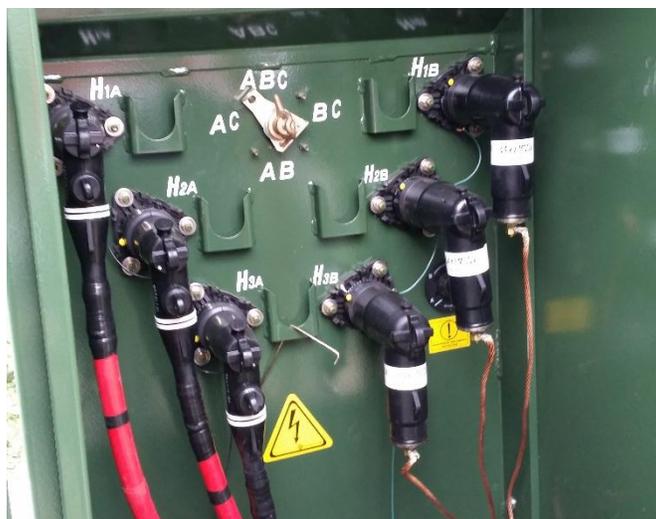


Figura 4. 39. Conexión de descargadores de sobrevoltaje en transformador Pad mounted. EEASA

4.2.3.1.3. Pruebas.

Para la medición de los descargadores de sobrevoltaje se utiliza la medición de resistencia de aislamiento.

Se debe medir por fase, para el caso de la EEASA., cuenta con un medidor de aislamiento MEGGER, se coloca la conexión roja (+) en el inserto semiconductor y la terminal negativa negra (-) en la base del conductor a tierra durante un minuto aplicando 5000 V de CD. Ver figura 4.42

Nota: La base del descargador de sobrevoltaje o tierra debe estar aterrizada.

Según INTEC el valor mínimo de aceptación es de 125 Megaohms por cada kV (RMS) de MCOV. [62]

Siendo MCOV: Máximo Voltaje de Operación Continua.

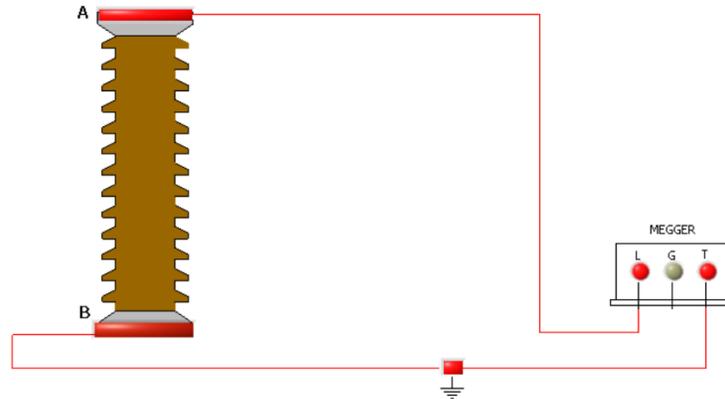


Figura 4. 40. Conexión del Megger al descargador de voltaje.[62]

4.2.4. Fusibles limitadores de corriente.

Son elementos de protección utilizados en distribución de energía eléctrica, su costo es barato en comparación con otro tipo de protecciones. Cuando existe una corriente elevada estos elementos se funden interrumpiendo de manera segura un cortocircuito de medio voltaje.

Los fusibles limitadores de corriente necesitan ser más largos para interrumpir de una manera segura un cortocircuito.

4.2.4.1. Fusibles limitadores de corriente transición aérea-subterránea.

En cada transición aérea- subterránea será necesario la colocación de fusibles limitadores de corriente por cada una de las fases.

4.2.4.1.1. Especificaciones.

Los fusibles utilizados en la transición aérea-subterránea serán fusibles duales (VS)

4.2.4.1.2. Características constructivas.

Los fusibles deben estar diseñados para la intemperie y soportar choques térmicos durante la variación de temperatura.

Los fusibles a utilizarse deben contar con las siguientes características:

- Bajas corrientes de ruptura
- Bajas pérdidas
- Bajas tensiones de arco

- Alta capacidad de ruptura.
- Alta limitación de corriente.
- Capacidad de sobrecarga.
- Capacidad de interrupción.

4.2.4.1.3. Instalación.

Al momento de la selección de los fusibles se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Elección del voltaje nominal
- Elección de la corriente nominal
- Tiempo de reacción ante una falla.
- Características constructivas descritas en el punto 4.2.4.1.2. de acuerdo a la necesidad del circuito.

Cada fusible irá montado en la transición aéreo subterráneo tal como se muestra en la Figura 4.43 y estarán montados conjuntamente con un seccionador fusible.



Figura 4. 41. Montaje de seccionador fusible. EEASA

Para el montaje de estos fusibles se debe tener en cuenta lo siguiente:

1. Las 3 líneas que bajan al sistema subterráneo contarán con su respectivo fusible.

2. Los fusibles deben estar en coordinación con el seccionador fusible o cualquier otro sistema de protección que disponga el diseño suministrado por la EEASA.
3. Los seccionadores fusibles deberán ir con su respectivo rompe arco tal como se puede observar en la Figura 4.44.



Figura 4. 42. Seccionador fusible con rompe arco.[63]

Nota: Cuando exista una falla en uno de los fusibles trifásicos, existirá la posibilidad de que las otras fases también hayan sufrido alguna falla, por lo que será necesario cambiar los 3 fusibles de las 3 fases.

4.2.4.2. Codo porta-fusibles.

Estos codos porta-fusibles son utilizados en redes subterráneas eléctricas en donde se requiera protección de los circuitos, por lo general son ocupados en transformadores, seccionadores y derivaciones.

4.2.4.2.1. Especificaciones.

Los codos portafusibles son utilizados especialmente en redes subterráneas su uso se puede ver en transformadores, seccionadores y derivaciones que contengan boquillas de operación con carga



4.2.4.2.2. Características constructivas.

Los codos portafusibles deben cumplir con lo siguiente:

- IEEE 386-2016 (Sistemas de conectores aislados separables para sistemas de distribución de energía desde 2.5 kV hasta 35 kV.)
- ANSI C 37.47 (Especificaciones para equipo de desconexión con fusibles y fusibles limitadores de corriente.).
- IEEE C 37.41 (Pruebas de diseño de fusibles para tensiones mayores a 1000 V.)
- Brindar protección mediante fusibles al sistema de distribución.
- Tener un amplio número de operaciones.
- Capacidad de corriente 200 A y 600 A.
- Clase de voltaje 15 kV.
- Facilidad para el cambio de fusible.

En la Figura 4.45 se puede observar características constructivas de un codo porta fusible.

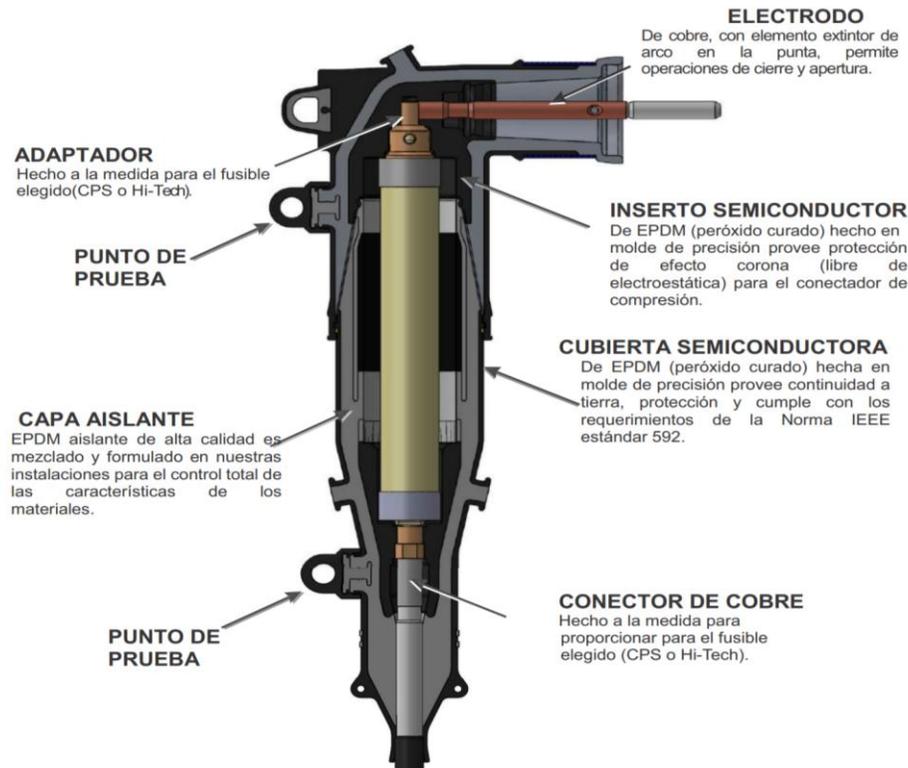


Figura 4. 43. Partes de un codo porta fusible [64]

4.2.4.2.3. Instalación.

Los siguientes pasos a seguir se basa en los catálogos de los fabricantes EATON y Chardon, las dimensiones y procesos pueden variar de acuerdo al fabricante.

Paso 1: Colocar el cable en sentido vertical, asegurar que el conductor este paralelo a la placa frontal del equipo, centrado y perpendicular con la boquilla del inserto, realizar un corte que coincida con el centro del inserto y dejar un exceso de cable para facilitar la manipulación. Véase figura 4.46.

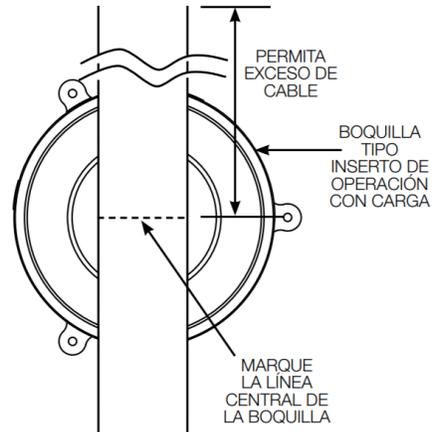


Figura 4. 44. Colocación del cable para la instalación del codo porta fusible. [65]

Paso 2: Medir una distancia de 508 mm desde el extremo superior hacia abajo, quitar el forro, y doblar los cables de pantalla hacia fuera y hacia abajo, estos serán conectados a tierra posteriormente. Véase figura 4.47.

Nota 1: Evitar cortar la pantalla del cable

Nota 2: Las medidas pueden variar de acuerdo a lo que solicite el fabricante.

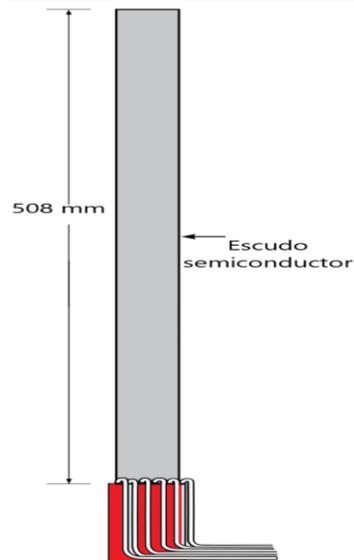


Figura 4. 45. Distancia para quitar el forro. [65]

Paso 3: Medir 330 mm desde la punta del cable hacia abajo y realizar un corte para retirar el exceso de cable. Véase figura 4.48.

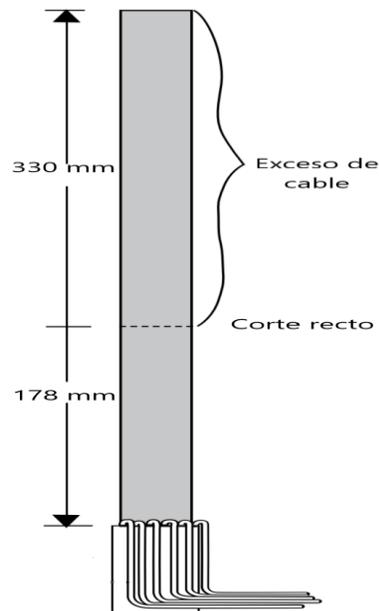


Figura 4. 46. Corte en conductor. [65]

Paso 4: Medir 29 mm desde la punta del cable hacia abajo y retirar la pantalla semiconductora hasta la marca medida, se debe dejar expuesto al conductor. Véase figura 4.49.

Nota: Tener cuidado de no dañar el conductor durante el corte de la pantalla semiconductora.

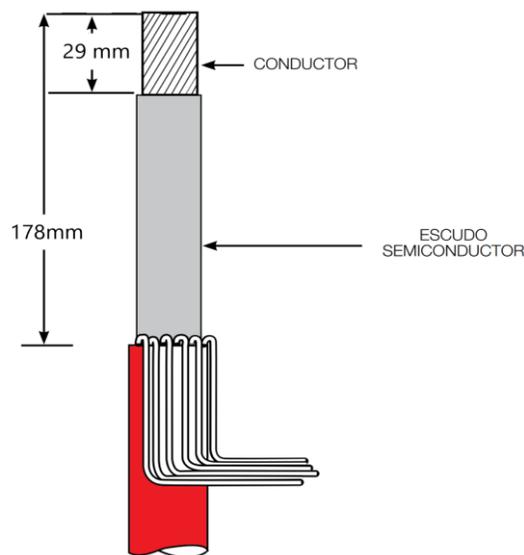


Figura 4. 47. Retiro de pantalla semiconductora en punta del conductor [65]

Paso 5: Mediante un cepillo de alambre limpiar el conductor, introducir el conductor en el conector (bimetálico) de compresión, mediante una machinadora comprimir el conector. Véase figura 4.50.

Nota 1: Una vez machinado la primera vez el conector es necesario girar 90° la machinadora para evitar curvaturas, comenzar a comprimir desde la parte marcada hacia abajo.

Nota 2: Lijar cualquier superficie sobresaliente del conector de compresión.

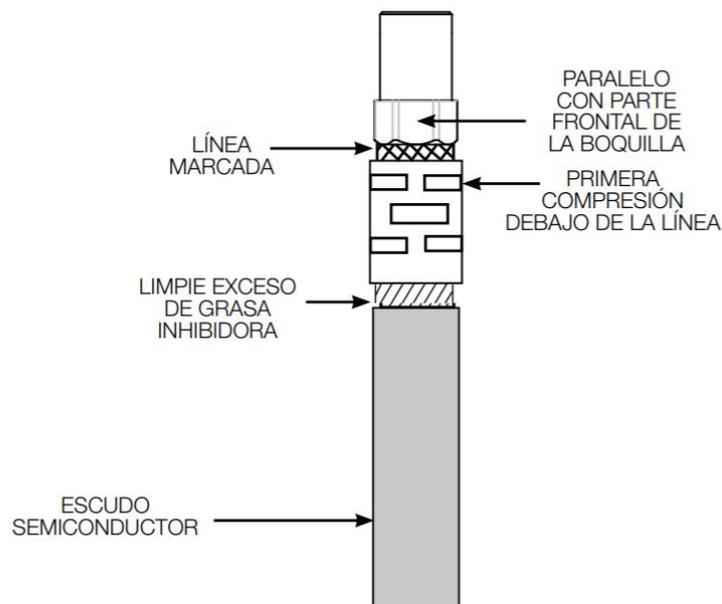


Figura 4. 48. Compresión del conector [65]

Paso 6: Medir 140 mm desde la punta del conductor y retirar el escudo semiconductor, medir 149 mm desde la punta del conector y hacer una marca con cinta aislante, finalmente realizar un bisel de 3 mm como máximo para instalar el codo. Véase figura 4.51.

Nota: Asegurarse de no dañar el aislamiento al momento de retirar el escudo semiconductor.

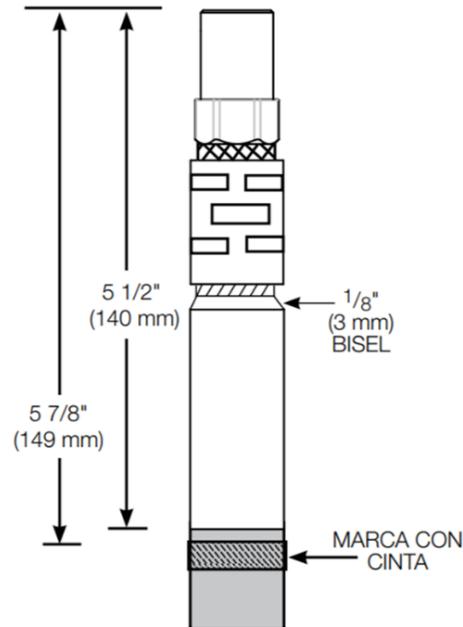


Figura 4. 49. Medidas en conductor para realizar paso 8. [65]

Paso 7: Limpiar y colocar lubricante sobre el aislamiento del cable, limpiar y lubricar la entrada del cable de la sección del fusible, colocar el cable dentro de la parte baja del codo, empujar la sección del fusible utilizando movimientos circulares hasta que la sección del fusible llegue a la misma altura o tope la señal que se marcó con la cinta aislante. Véase figura 4.52.

Nota 1: Se deberá limpiar con alcohol o cualquier solución que garantice la remoción de impurezas en el conductor.

Nota 2: El punto de prueba se orienta hacia fuera de la placa frontal del equipo.

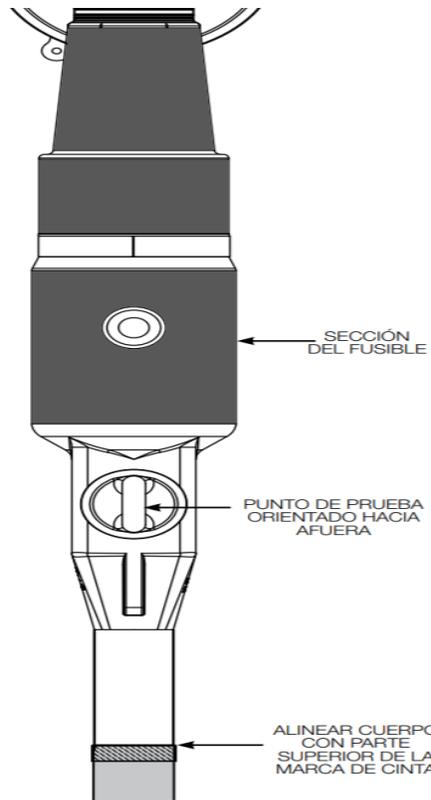


Figura 4. 50. Imagen referencia paso 7.[65]

Paso 8: Colocar la parte roscada del fusible dentro de la sección del fusible y enroscar en el conector de comprensión para acoplarlo al conector del cable. Véase figura 4.53.

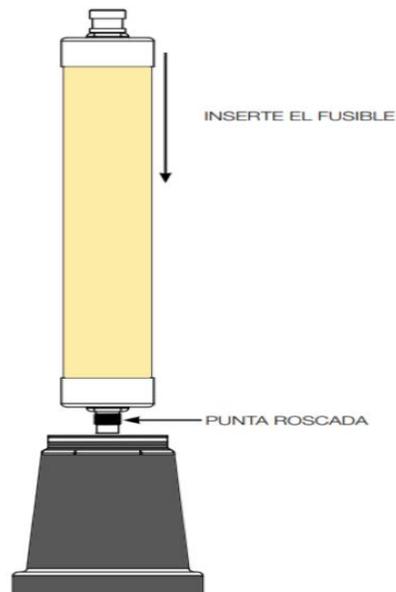


Figura 4. 51. Colocación del fusible en el conector.[65]

Paso 9: Apretar con la llave hexagonal hasta que el fusible llegue al fondo. Véase figura 4.54.

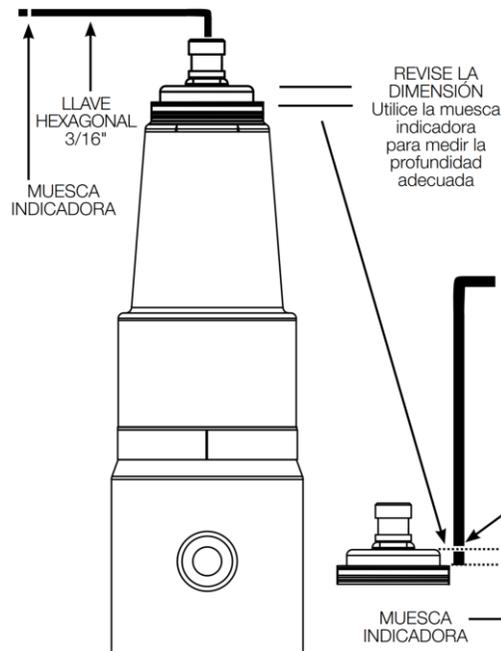


Figura 4. 52. Ajuste del fusible con llave hexagonal. [65]

Paso 10: Instalar el adaptador del electrodo, este quedará sobrepuesto en la tapa superior del fusible. Véase figura 4.55.

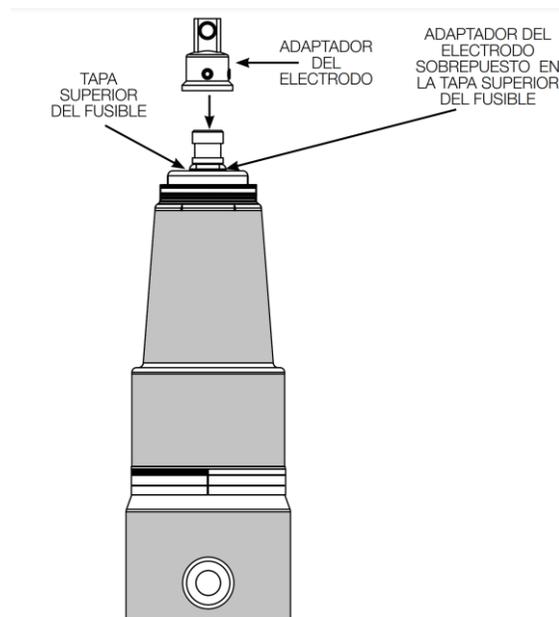


Figura 4. 53. Instalación del adaptador del electrodo. [65]

Paso 11: Apretar los tornillos utilizando la llave que se encuentra en el kit. Véase figura 4.56.

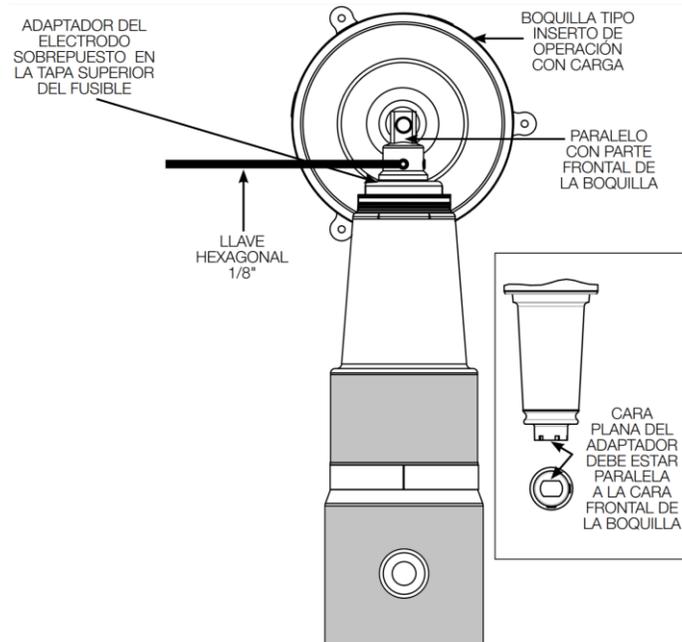


Figura 4. 54. Ajuste de los tornillos en el adaptador del electrodo. [65]

Paso 12: Ensamblar el codo en la sección del fusible asegurándose de que la línea de señal haya desaparecido el punto de prueba deberá estar orientado hacia fuera de la placa frontal del equipo. Véase figura 4.57.

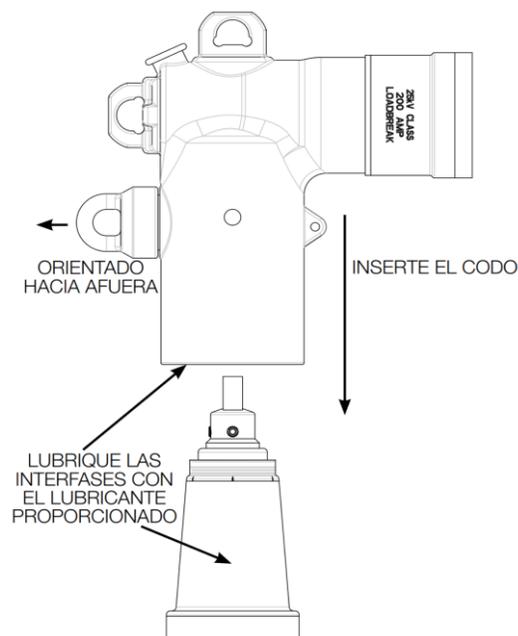


Figura 4. 55. Ensamble del codo [65]

Paso 13: Girar y empujar hacia abajo hasta que quede alineado el adaptador del electrodo. Se debe asegurar que el hoyo con cuerda del adaptador este centrado con el hoyo en el cuerpo del codo y perpendicular al eje del electrodo.

Insertar el electrodo y girar en la boquilla en roscable, posterior a esto utilizar la llave para poder girar con el torque adecuado. Limpiar y lubricar las interfaces de la boquilla. Colocar a tierra todos los alambres a los ojillos del codo tanto la parte superior como la parte inferior. Véase figura 4.58.

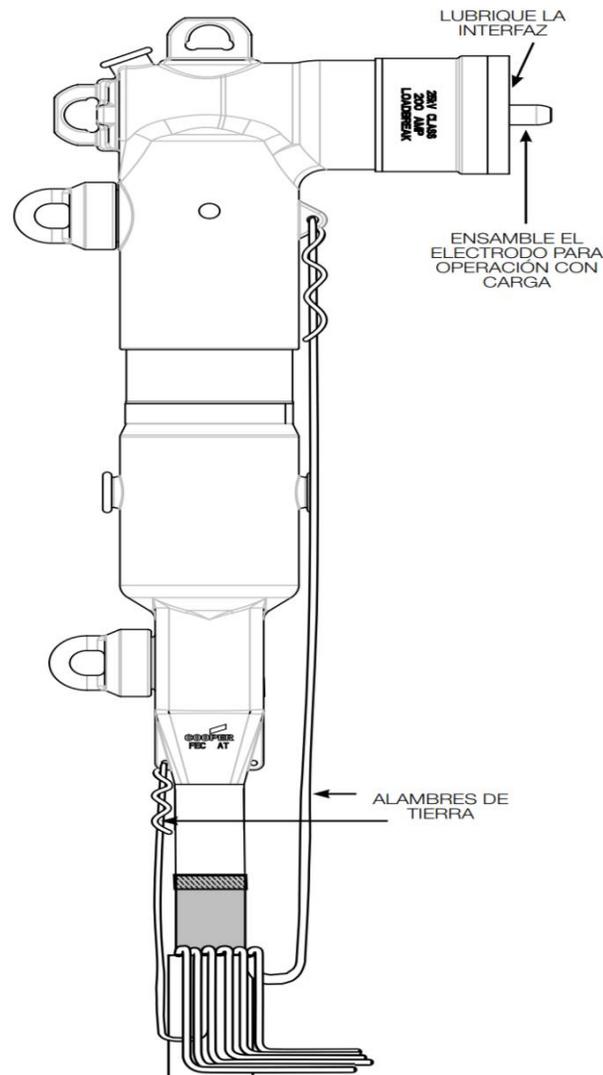


Figura 4. 56. Paso final de la instalación del codo porta fusible. [65]



4.3. Puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra deben brindar seguridad a las personas, servir como referencia al sistema eléctrico, proteger equipos e instrumentos eléctricos y disipar inmediatamente corrientes en caso de falla.

4.3.1. Especificaciones.

Se considera lo siguiente en los sistemas de puesta a tierra:

- Sistema de puesta a tierra de protección: Protege a personas contra voltajes peligrosos, se conexionan las diferentes partes conductoras de los elementos de una instalación que no están sometidas a un voltaje eléctrico.
- Sistema de puesta a tierra de servicio: fijar un potencial de referencia, por lo general el neutro de bajo voltaje. [66]

Las especificaciones técnicas, características constructivas, instalación y pruebas se basaron en la Norma Eléctrica Ecuatoriana (NEC.) y especificaciones brindadas por la EEASA.

4.3.1.1. Características constructivas.

Los sistemas de puesta a tierra deberán ser construidos con las siguientes especificaciones:

- Todos los equipos instalados que dispongan de componentes metálicos deberán ser aterrizados.
- No podrá ser incluido como conductor o electrodo de puesta a tierra cualquier elemento metálico que no forme parte de la instalación eléctrica.
- No se deberá usar aluminio en los electrodos de puesta a tierra.
- Se aceptará electrodos en el que el fabricante garantice 15 años de vida útil.
- Se deberá ubicar los sistemas de puesta a tierra en los centros de transformación y en terminales del circuito secundario del transformador.
- En circuitos secundarios prolongados se deberá instalar a 200 m y en el extremo de la línea.



- En circuitos primarios se deberá instalar en intervalos de 500 metros en toda su longitud y en el extremo de la línea.

Nota 1: De acuerdo a la norma Ecuatoriana de la Construcción (NEC) el electrodo tipo varilla debe tener mínimo 1,8 m de longitud.

Nota 2: Se recomienda seguir las siguientes normas para la instalación:

- IEC 60364-5-54: Selección y montaje de equipos eléctricos - Disposiciones de puesta a tierra y conductores de protección.
- BS 7430: Código de prácticas para la puesta a tierra de protección de instalaciones eléctricas.
- UL 467: Equipo de puesta a tierra y unión.

4.3.1.2. Instalación.

Previo al montaje de transformadores o equipos eléctricos, se realizará el sistema de puesta a tierra, para esto se tiene los siguientes pasos para su instalación:

Paso 1: Excavación de la zanja en donde irá el sistema de puesta a tierra

Paso 2: Mejoramiento del suelo con agregados en caso de que se requiera alguna mejora.

Paso 3: Tendido del conductor de 250 MCM de acuerdo al diseño del sistema. (Ver Figura 4.44.)



Figura 4. 57. Tendido del conductor 250 MCM. EEASA

Nota: El conductor no deberá tener empalmes ni desgastes, debe ser continuo.

Paso 4: Instalación de las varillas Copperweld: Las varillas deben tener un mínimo de 1,8 m, estas varillas deben ser enterradas verticalmente dejando 15 cm para realizar las uniones con el cable, tal como indica la Figura 4.60 (esta configuración se realiza para los transformadores de la EEASA., el diseño de la puesta a tierra puede variar dependiendo de los equipos que se vaya a instalar).

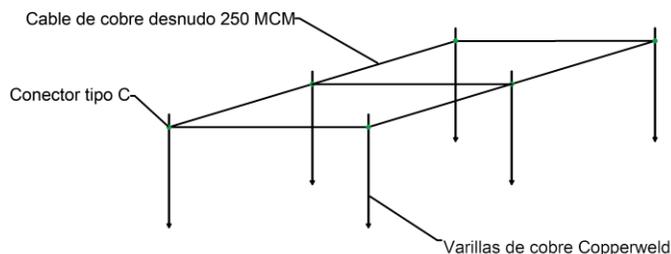


Figura 4. 58. Configuración del sistema de puesta a tierra EEASA.

Nota: Para evitar dañar las varillas Copperweld se debe utilizar un taladro de tierra o ahoyadora que permitirá cavar agujeros para que la varilla se pueda enterrar sin ser golpeada. (Ver Figura 4.61.)



Figura 4. 59. Taladro de tierra ahoyador [67]

Paso 5: Unión del cable 250 MCM, con todas las varillas instaladas, mediante conectores tipo C, como muestra la figura 4.62



Figura 4. 60. Unión de varillas con el conductor mediante conectores tipo C. EEASA



Figura 4. 61. Conector tipo C de cobre.[68]

Para esta unión se usará una machinadora hidráulica para asegurar una correcta unión. Se puede observar en la figura 4.64.



Figura 4. 62. Unión de varilla Copperweld con cable 250 MCM mediante conector tipo C utilizando machinadora EEASA.

Nota: La EEASA., utiliza conectores tipo C, estos conectores funcionan adecuadamente en uniones de conductores con varillas Copperweld (Figura 4.63 y Figura 4.64), como recomendación se puede utilizar la soldadura exotérmica que garantiza una unión adecuada, esta soldadura es sugerida por el NEC.



Figura 4. 63. Varilla Copperweld unida mediante conector tipo C al conductor. EEASA.

Paso 6: Proteger los puntos de unión del conductor con la varilla mediante tubería, esto servirá para poder realizar mantenimientos y mediciones, se puede observar en la Figura 4.66.



Figura 4. 64. Uniones protegidas con tubería. EEASA.

Paso 7: Enterrar todo el sistema de puesta a tierra con suelo natural, en caso de que el suelo no sea apto para el sistema se deberá mejorar con agregados que permitan tener una baja resistividad.



Figura 4. 65. Relleno con tierra todo el sistema. EEASA.

Paso 8: Se deberá conectar los siguientes elementos al sistema de puesta a tierra de protección



- Carcaza metálica de transformadores, seccionadores o cualquier elemento que disponga de una envolvente metálica.
- Armarios metálicos que estén dentro de las cámaras de transformación o seccionamiento.
- Pantallas de los conductores.

Paso 9: Se deberá conectar a tierra el neutro de salida de baja tensión del transformador.

Nota: La tierra se lo realizará con varillas Copperweld de 1.80 m cada una debe ser enterrada en un pozo de revisión, se debe colocar una varilla al final del circuito de baja tensión.

4.3.1.3. Pruebas.

Las pruebas en campo con los valores máximos que debe cumplir el sistema de puesta a tierra deben ser como muestra la tabla 4.11.

Tabla 4. 11. Valores de la resistencia máxima para transformadores y equipos contra rayos.[69]

	Potencia del transformador (KVA)	Resistencia Máxima a tierra (Ohms)
Transformadores	Hasta 50	25
	de 51 a 500	15
	mayor a 500	10
Protección contra rayos		10

Capítulo 5

Alumbrado Público

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. para el sistema de alumbrado público por red eléctrica subterránea, con el fin de tener una mayor eficiencia y un menor impacto visual emplea luminarias tipo led montadas en postes ornamentales.

5.1. Especificaciones técnicas

5.1.1. Especificaciones técnicas de las luminarias

Las luminarias tipo led para alumbrado público (véase en la Figura 5.1) presentan las especificaciones técnicas dependiendo de su potencia como se indican en la tabla 5.1.

Tabla 5. 1. Luminarias led para alumbrado público [70]

Alumbrado Público			
	Potencia 180 [W]	Potencia 240 [W]	Potencia 280 [W]
Temperatura de color [K]	4000	4000	4000
Lúmenes [LM]	21600	28800	>34700
Eficiencia [LM/W]	120	120	>124
Factor de potencia	>0.95	>0.95	>0.95
Distorsión armónica	<10%	<10%	<10%
Voltaje [V]	100-220	100-220	100-220
Horas de vida	> 100.000	> 100.000	> 100.000
Grado de protección	IP66 / IK 09	IP66 / IK 09	IP66 / IK 09
Tipo de driver	DIM 0-10 V / programable	DIM 0-10 V / programable	DIM 0-10 V / programable
Medidas [mm]	765 x 381 x 131	950 x 455 x 137	950 x 455 x 125
Peso neto [KG]	10.1	15.25	15.25



Figura 5. 1. Luminarias led para alumbrado público.[70]



5.1.2. Especificaciones técnicas de los postes

Los postes empleados para ubicar las lámparas de alumbrado público de las redes eléctricas subterráneas cuentan con las especificaciones técnicas que se presentan en la tabla 5.2.

Tabla 5. 2. Especificaciones técnicas de los postes utilizados para alumbrado público para la red eléctrica subterránea de la Empresa Eléctrica Ambato S.A. [71]

Número	Descripción	Especificación
Especificaciones Generales		
1	Material de fabricación	Plástico reforzado con fibra de vidrio (PRFV)
2	Normas de fabricación y ensayos	ANSI C 136.20, NTE INEN 2657
Especificaciones Particulares		
1	Altura	10 m +/-1%
2	Carga nominal de ruptura (Kgf)	200
3	Carga nominal de trabajo (kgf)	100
4	Diámetro aproximado de la punta	7+/-1 cm
5	Diámetro aproximado de la base	25,5 +/- 2cm
6	Peso aproximado del poste en Kg	46
7	Longitud del brazo (m)	Especificado por el cliente
8	Inclinación del brazo	Especificado por el cliente
9	Diámetro externo del brazo (mm)	50,8
10	Espesor del brazo (mm)	6,4
11	Material de acople del brazo	Acero inoxidable de 1,5 mm de espesor
12	Material de fijación del acople del poste	Perno acero inoxidable

5.2. Instalación en el caso de tener un transformador Pad Mounted

En el caso de tener un transformador Pad Mounted, la metodología para la correcta realización de la acometida y conexión del circuito de alumbrado público se lo realiza de la siguiente manera:

Paso 1: Para la conexión desde el transformador Pad Mounted hasta el último pozo de acometida del poste de alumbrado público, se realiza por medio de ductos que se detallaron en el Capítulo 2 punto 2.2.3.1, para ello se hace el tendiendo de tres cables #6 AWG de aluminio de forma manual como se indica en el Capítulo 3 punto 3.4.7.1.

Paso 2: Conectar las dos fases en la protección termomagnética ubicada en el transformador Pad Mounted, como se puede observar Figura 5.2. El tercer cable debe ser conectado a la barra de tierra del transformador. El circuito de alumbrado público cuenta con dos fases ya que las luminarias requieren de 220 voltios, pero también podrían ser conectadas a una sola fase y el neutro ya que este tipo de luminarias pueden trabajar en un rango de voltaje que va de 100 V a 220 V.



Figura 5. 2. Conexión de los circuitos de alumbrado público en la protección termomagnética de 32 A. EEASA.

Paso 3: Conectar la puesta a tierra en el último pozo de revisión o en los pozos que cuenten con varilla de puesta a tierra por donde pase el circuito. La conexión del cable de tierra al electrodo de puesta a tierra se la realiza con la ayuda del conector tipo C (véase en la Figura 5.3).



Figura 5. 3. Puesta a tierra del circuito de alumbrado público. EEASA

Paso 4: Tendido de cable para la acometida de alumbrado público, se lo realiza con cable concéntrico #12 AWG a 3 hilos, el mismo que es enviado desde el pozo de revisión hacia el poste con la ayuda de la guía de fibra.

Paso 5: Retirar el plástico protector del poste (véase en la Figura 5.4) y la tapa del mismo. Pasar el cable concéntrico que llega del pozo por el interior del poste hasta la parte superior.



Figura 5. 4. Retiro del plástico protector del poste. EEASA

Paso 6: Realizar el empalme entre el cable de la luminaria y el cable de la acometida. Pasar el cable de la luminaria por el interior del brazo del poste y con la ayuda de un alambre halar hacia la parte superior donde llega el cable concéntrico del pozo, juntar los dos cables y realizar el correspondiente empalme. El empalme debe ser cubierto con cinta 23 auto fundente y 33 de vinil.

Paso 7: Fijar la lámpara al brazo del poste y con la ayuda de la grúa izarlo, desde la base se debe regresar el cable concéntrico con el fin de que el empalme quede

dentro. Poner la tapa superior y parar el poste en las bases de hormigón con la ayuda de la grúa como se puede observar en la Figura 5.5.



Figura 5. 5. Montaje del poste en la base. EEASA

Paso 8: En el pozo cortar el cable concéntrico y proceder a empalmarlo al circuito de alumbrado público con la ayuda del conector tipo H y la caja de empalme aislada en gel y así dar por finalizada la instalación (véase en la Figura 5.6).

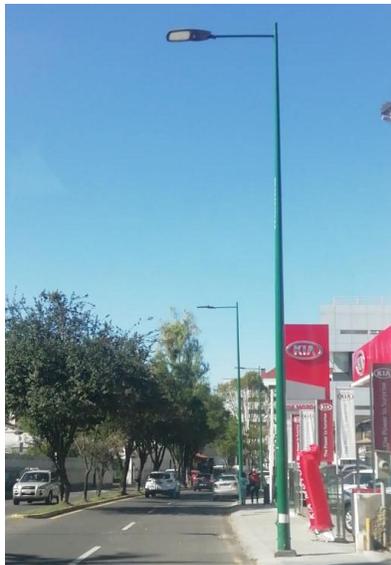


Figura 5. 6. Instalación y montaje concluido de alumbrado público. EEASA

5.3. Instalación en el caso de tener un transformador Sumergible

En el caso de tener un transformador sumergible la conexión para alumbrado público se realiza con una derivación de los cables de bajo voltaje un pozo antes de donde se encuentre el transformador sumergible. La derivación se la realiza con la ayuda del conector tipo H y la caja de empalme aislada en gel, esta derivación es llevada a una caja de distribución que contiene las protecciones eléctricas



correspondientes, la misma que se encuentra ubicada en una pared exterior a la intemperie, desde este lugar se derivan los circuitos de alumbrado público y de allí se deben seguir los mismos pasos mencionados en el punto 5.1.

5.4. Pruebas en Campo

Realizar la prueba de resistencia de aislamiento en corriente directa como se indica en el capítulo 3 punto 3.7.1, con el fin de asegurar que el aislamiento se encuentre en perfecto estado, así como también los empalmes de los cables estén realizados de manera correcta. Con esto se lograría tener mayor confiabilidad en los circuitos de iluminación.

La caída máxima de voltaje que se puede tener en un circuito de alumbrado público es del 6% del voltaje nominal de línea, con el 125 % de la corriente nominal de las luminarias. [72]



Capítulo 6

Conclusiones y Recomendaciones

6.1 Conclusiones

Este manual va ser de mucha utilidad para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., porque servirá como guía para futuras construcciones de redes subterráneas, en donde se detalla procedimientos técnicos basados en normas para la implementación de estos sistemas.

Este manual será una guía práctica en donde el constructor puede seguir paso a paso la construcción de sistemas de distribución eléctrica subterránea, por lo que este manual permitirá solventar dudas y establecer procedimientos en un orden correcto.

El beneficio de la implementación de redes eléctricas subterráneas, es el aumento de la eficiencia en distribución de energía hacia los centros de consumo; razón por lo que el cambio de redes aéreas a subterráneas beneficia a la ciudadanía y empresa la empresa distribuidora.

El manual desarrollado también servirá de gran utilidad en lotizaciones y urbanizaciones en donde la norma vigente exige construcciones eléctricas subterráneas.

Los sistemas de distribución eléctrica subterráneos mejoran la confiabilidad del sistema, ya que estos no están completamente expuestos a la intemperie como los sistemas aéreos, disminuyendo considerablemente el impacto visual.

Algunas de las especificaciones técnicas de la obra civil y eléctrica que contiene este manual están elaborados de acuerdo a los requerimientos de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., y consideraciones de normativa del MEER.



6.2. Recomendaciones

Se recomienda que este manual sea considerado para futuras para futuras construcciones eléctricas de distribución subterránea en diferentes empresas distribuidoras del país.

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., debería continuar dando la apertura para la realización de tesis en el área de Redes Subterráneas, considerando que es un campo muy extenso en donde se puede realizar diversos estudios que mejorarán este tipo de redes.

Algunos parámetros que están descritos en este manual pueden estar sujetos a variación, es por eso que estas consideraciones sean interpretadas por personal calificado para el montaje y mantenimiento de estos sistemas.

Durante la implementación de la obra civil y eléctrica contar con las medidas de seguridad y señalización adecuadas para evitar accidentes.

Quien hagan uso de este manual deben tomar en cuenta las notas y sugerencias descritas en cada capítulo de esta tesis, porque servirán para el correcto montaje e implementación de los equipos y materiales eléctricos.

Este manual contiene normas de construcción eléctrica y civil, estas normas están sujetas a diversos cambios, razón por la cual se recomienda revisar periódicamente los cambios que se den.

Para el uso de este manual fuera del área de concesión de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., se debe consultar las normas vigentes por las distribuidoras de energía eléctrica encargadas de esos lugares ya que puede existir cambios u otras normas diferentes adoptadas por las mismas.

Se recomienda que la instalación de equipos de medición indirecta sea instalada por el personal de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.

Bibliografía

- [1] EEASA, “EEASA - Misión y Visión | Empresa Eléctrica Ambato.” [Online]. Available: <https://www.eeasa.com.ec/index.php?id=2&id1=2>. [Accessed: 09-Mar-2020].
- [2] CFE, “CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS SUBTERRÁNEOS ESPECIFICACIÓN CFE DCCSSUBT ENERO 2015,” México.
- [3] FENOSA, “NORMAS TÉCNICAS PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS.” .
- [4] FENOSA, “NORMAS TÉCNICAS PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS.” [Online]. Available: https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/anexos/Anexo_A_7346_Elec.pdf. [Accessed: 10-Jun-2020].
- [5] NEC, “NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC CAPÍTULO 15 INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS,” 2013.
- [6] M. D. E. Y. E. RENOVABLE, “Sección 1 Sección 1 Manual De Construcción Del,” *Meer*, p. 61.
- [7] Ministerio de Transporte y Obras públicas del Ecuador, “Volumen N3 Especificaciones Generales para la construccion de caminos y puentes ,” 2013. .
- [8] EEASA, “Especificaciones tecnicas,” *Manual de señalizacion vial*, vol. capitulo 8, no. Especificaciones Tecnicas. pp. 325–346, 2004.
- [9] M. D. E. Y. E. RENOVABLE, “Sección 2 Manual de construcción del sistema de distribución eléctrica de redes subterráneas,” *Meer*, p. 61.
- [10] Home, “Home | Mejor Precio en Soportes y Separadores Rigidos para Tuberias PVC y Tubos Corrugados.” [Online]. Available: <http://www.separadorestubo.es/es.html>. [Accessed: 08-Sep-2020].
- [11] Centelsa, “Recomendaciones de Instalacion Cables Subterráneos.,” *Cables Energ. Y Telecomunicaciones S.A.*, vol. 1, pp. 1–22, 2019.
- [12] E. N. Bogotá, “ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES DE MATERIALES Y CONSTRUCCIÓN PARA PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA VIAL Y DE ESPACIO PÚBLICO Capítulo 3 EXCAVACIONES Y RELLENOS.”
- [13] Ministerio de Transporte y Obras públicas del Ecuador, “Volumen N3



- Especificaciones Generales para la construcción de caminos y puentes ,” 2013. [Online]. Available: https://www.obraspublicas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/12/01-12-2013_Manual_NEVI-12_VOLUMEN_3.pdf. [Accessed: 16-Aug-2020].
- [14] Toxement, “Soluciones expertas para la construcción Guía básica de especificaciones GUÍA BÁSICA DE JUNTAS PARA PAVIMENTOS DE CONCRETO-Parte 1,” Bogotá, 2000.
- [15] M. DE Obras Publicas, “ESPECIFICACIONES GENERALES ESPECIFICACIONES GENERALES PARA LA CONSTRUCCION PARA LA CONSTRUCCION DE CAMINOS Y PUENTES DE CAMINOS Y PUENTES,” 2002.
- [16] INEN, “Diseño y construcción de encofrados INEN GP-016.” [Online]. Available: <https://www.normalizacion.gob.ec/buzon/normas/GPE-16.pdf>. [Accessed: 18-Aug-2020].
- [17] P. T. Schneider, “Edición: Noviembre 2 000.”
- [18] “NORMA ECUATORIANA DE CONSTRUCCIÓN NEC CAPÍTULO 15 INSTALACIONES ELECTROMECÁNICAS,” 2013.
- [19] CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P., “MANUAL DE NORMAS DE DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN,” vol. 23, p. 56, 2014, doi: 10.1.
- [20] ElectroCables, “Catálogo de Productos 2018,” 2018, p. 182.
- [21] Conelsa, “CATÁLOGO DE PRODUCTOS DE MEDIA TENSIÓN.” p. 22.
- [22] General Cables, “CABLES DE MEDIA Y ALTA TENSIÓN,” 2015.
- [23] Centelsa, “REGULACIÓN DE TENSIÓN EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS,” no. Ntc 2050, p. 16, 2005.
- [24] Centelsa, “Cables para Media Tensión,” *Cables y Tecnol.*, pp. 1–36, 2008.
- [25] Comisión Federal de Electricidad, “Construcción de sistemas subterráneos,” *ESPECIFICACIÓN CFE DCCSSUBT*, vol. 1, pp. 1–580, 2015.
- [26] S. Ramírez Castaño, *Redes de Distribución de Energía*, Tercera Ed. Colombia, 2004.
- [27] Centelsa, “Cables y Tecnología - Cables para media tensión,” *Media*, pp. 1–36, 2008.
- [28] C. Cables, “Tensiones y Longitudes de Jalado,” pp. 234–258.
- [29] D. Rodríguez Velasco, “Puesta en servicio de Cables Subterráneos de energía eléctrica de media Tensión,” 2015.
- [30] S. Lozano Troncoso and F. Mendoza Muñoz, “Manual para la Construcción de líneas subterráneas a 69KV en la provincia del Guayas,” 2018.



- [31] D. E. 3M C. S.A., “Terminales para media tensión,” pp. 27–31, 2000.
- [32] C. GROUP, “TERMINAL CONTRACTIL EN FRIO CLASE 15/25kV INSTRUCCIONES DE INSTALACION Y OPERACION,” p. 4.
- [33] D. E. 3M C. S.A., “Instructivo de Instalación para cables monopolares apantallados,” no. grado 120, pp. 2–6.
- [34] C. Cables, “Empalmes,” no. 1000 Mcm, pp. 167–172.
- [35] D. E. 3M C. S.A., “Empalme Contráctil en Frío Instructivo de Instalación,” p. 16.
- [36] G. CHARDON, “BARRAS DE DERIVACIÓN MULTIPUNTO MPJ,” no. 07.
- [37] C. GROUP, “15/25 kV 600A Multi-Point Junctions INSTALLATION & OPERATING INSTRUCTIONS,” no. 285004, pp. 1–4.
- [38] C. GROUP, “15 / 25 kV CLASS ELBOW INSTALLATION & OPERATING INSTRUCTIONS,” p. 5.
- [39] G. CHARDON, “Codo Operación Sin Carga 15/25 KV, 200 A.”
- [40] ELASTIMOLD, “Installation Instructions 656/676R and K656/K676 LR Deadbreak Elbow Connectors,” no. 03, p. 5, 2005.
- [41] Chardon, “15/25/30 KV 200 A CLASS BUSHING INSERT INSTALLATION & OPERATING INSTRUCTIONS INSTALL PROCEDURE,” no. 024004, pp. 1–3.
- [42] C. Cables, “Transiciones,” pp. 267–268.
- [43] T. Electronics, “Low-Voltage H-frame Closure (600V),” p. 1, 2009.
- [44] G. CHARDON, “CHARDON SUBMERSIBLE LOW VOLTAGE CONNECTOR INSTALLATION & OPERATING INSTRUCTIONS INSTALL PROCEDURE,” p. 3.
- [45] I. Conductors and E. Society, *IEEE Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF)(less than 1 Hz)*, no. May. 2013.
- [46] INDUCOR INGENIERIA S.A., “Prueba y diagnostico de cables de energia mediante el uso de tecnologia vlf (very low frequency),” no. Parte IV, 2005.
- [47] J. Bautista Reyes and J. Villegas Cruz, “Instructivos para pruebas tan delta bajo la tecnología VLF (Very Low Frecuency) y pruebas Hipot en DC y VLF, para cables eléctricos de MT(Media Tensión), Máquinas rotativas y transformadores, con base en algunas normas IEEE.,” 2011.
- [48] Centelsa, “Manual del Electricista,” vol. 3, p. 180, 2017.
- [49] C. A. Group, “Guía de la medición de aislamiento,” pp. 1–28, 2010.



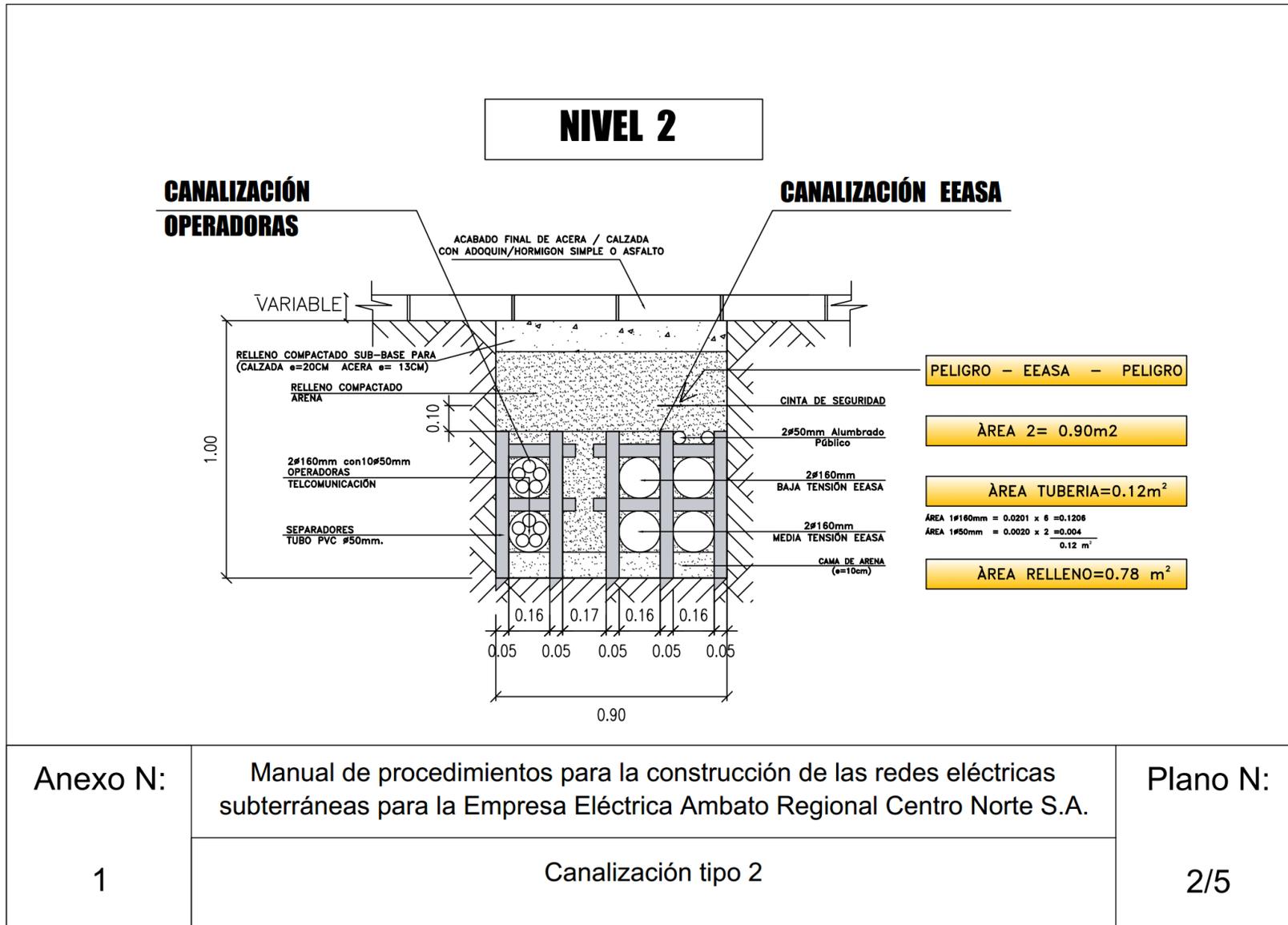
- [50] G. Preciado Mite and J. Rodas Herrera, “Diseño para la Construcción de los Transformadores de Distribución tipo Tanque.” Universidad Politécnica Salesiana sede Guayaquil, 2015.
- [51] Ecuatran, “Transformadores Pedestal y Sumergibles Monofásicos y Trifásicos,” p. 13.
- [52] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, “Especificaciones Técnicas de los Materiales para Sistemas de Distribución Eléctrica de Redes Subterráneas,” p. 154, 2015.
- [53] OMICRON, “Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia,” *Omicron*, p. 40, 2016.
- [54] INEN, “TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN. PRUEBAS ELÉCTRICAS,” p. 9, 2013.
- [55] E. Calo, R. Alvarez, P. Morcelle del Valle, and L. Catalano, “ANÁLISIS DE IEEE C57.152 y TB 445 de CIGRE PARA EL DIAGNÓSTICO DE LA CONDICIÓN DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.”
- [56] A. Hernández Acevedo, R. Ledesma Vilchis, and E. Perera Martínez, “Manual de Pruebas a Transformadores de Distribución,” *Mex. D.F.*, pp. 9–10, 2007.
- [57] L. Saavedra Sánchez, “Trabajo de Investigación.” p. 44, 2016.
- [58] J. P. Cevallos Aleaga, “DISEÑO DE UN LABORATORIO DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN PARA LA EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR S.A.-LOJA,” 2010.
- [59] C. Interruptores, C. Visi-gap, F. Visi-gap, and F. Ilustrado, “Introduciendo el primer Interruptor de Distribución dieléctrico-sólido práctico de la industria con una separación aislante visible y boquillas reemplazables en campo,” 2016.
- [60] E. Codo and A. Chardon, “Codo Apartarrayo Chardon Clase 15 kV y 25 kV Aplicación Pruebas de Producción.”
- [61] G. CHARDON, “Elbow Arrester Installation Instructions.” [Online]. Available: <https://d2ceu421dc4nn4.cloudfront.net/upload/web/InstructionSheet/Newinstructionsheets/20.15-25kV/ElbowArrester.pdf>. [Accessed: 03-Sep-2020].
- [62] A. Dougnac, “Tipos de Prueba de Resistencia de Aislamiento,” *Electroindustria*, no. 777, pp. 1–5, 2004.
- [63] “Cortacircuito Con Load Break 15KV 279C79 | Equipos Industriales.” [Online]. Available: <https://tienda.equiposindustriales.com/shop/product/eat-01-030-cortacircuito-con-load-break-15kv-279c79-24725?page=97#attr=>. [Accessed: 29-Sep-2020].
- [64] Chardon, “Codo Portafusible con Fusible Intercambiable para 25kV y 200A.”

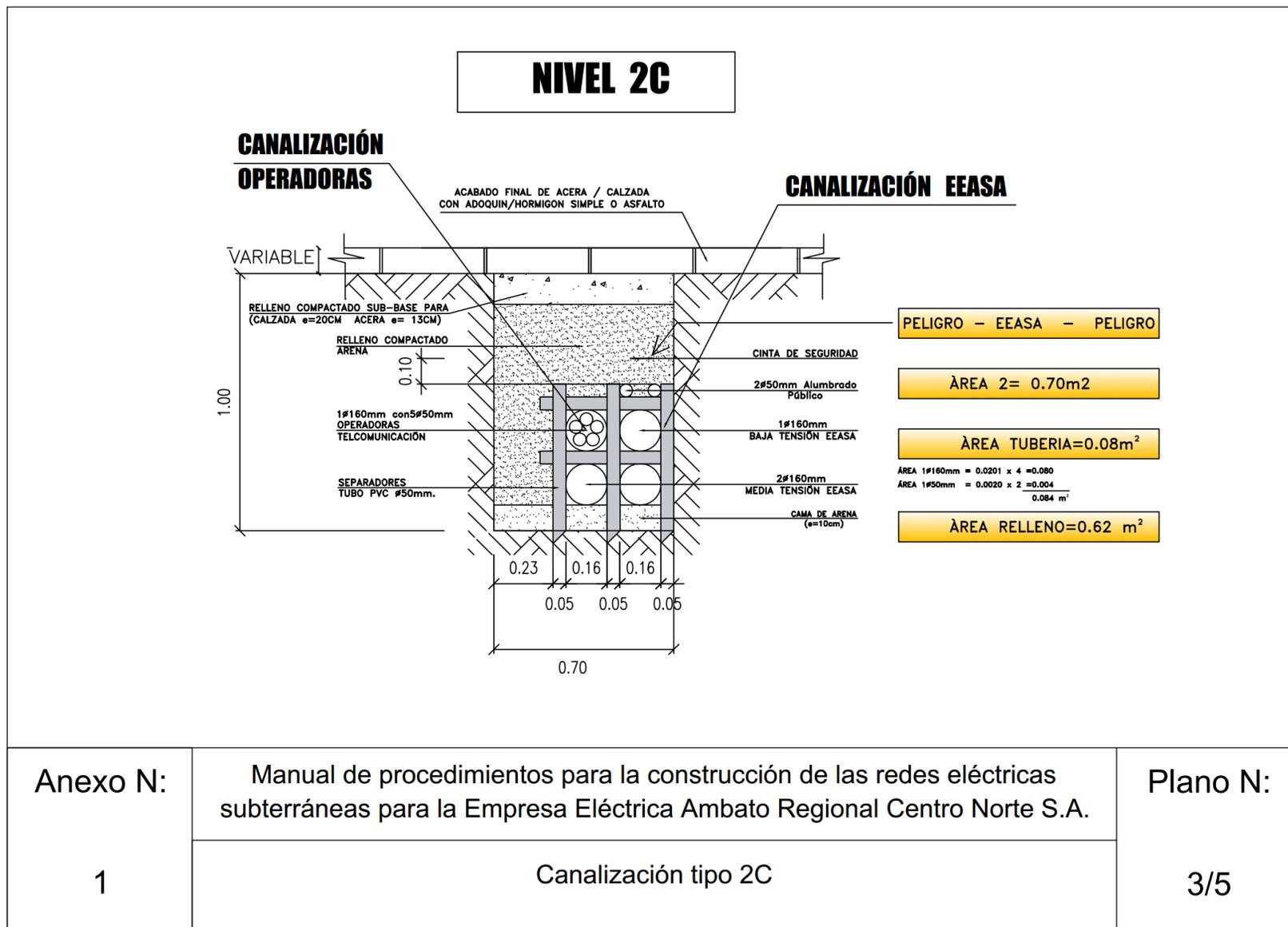


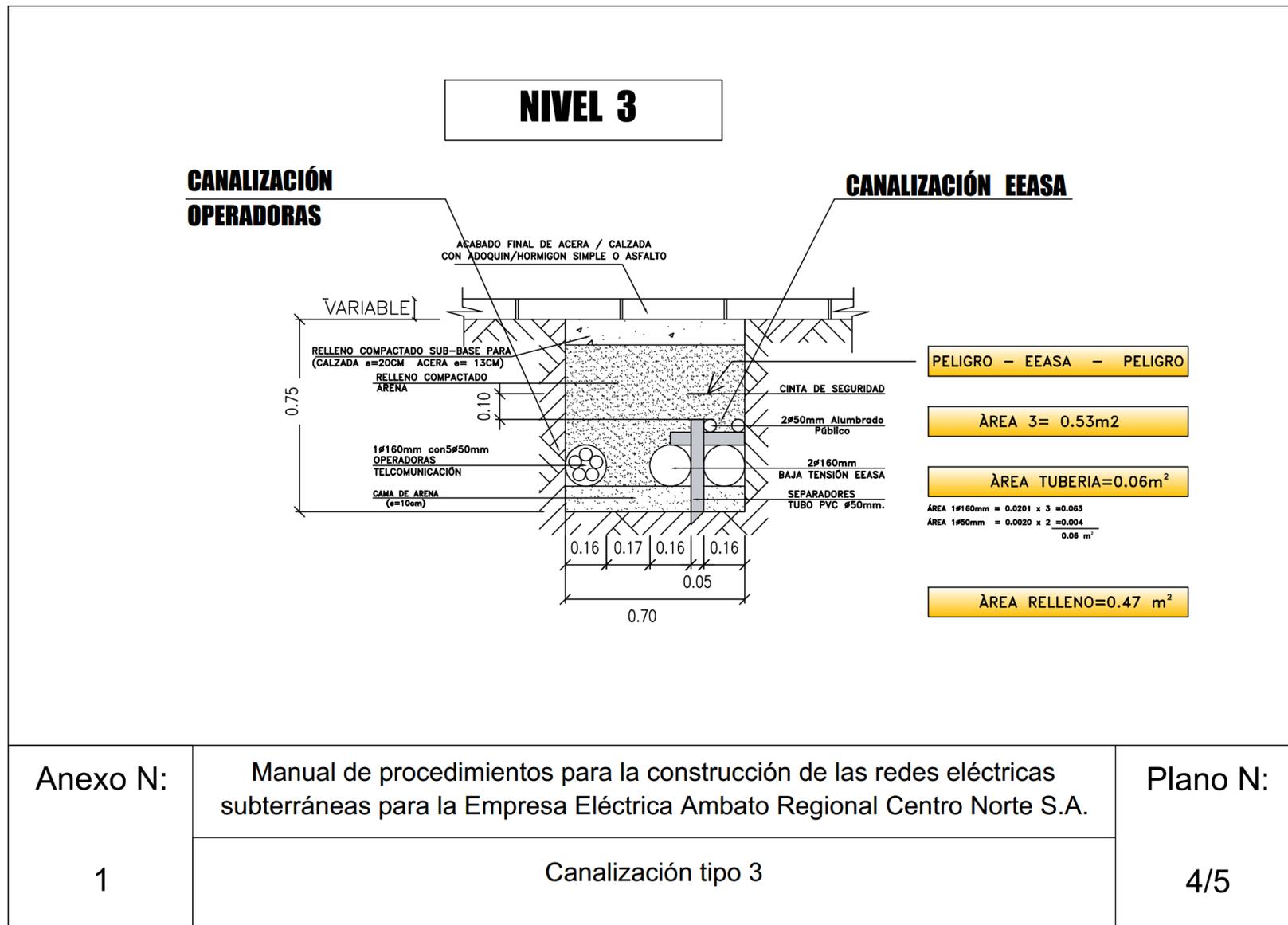
- [Online]. Available:
<https://www.chardongroup.com/upload/web/Catalogs/SpanishCatalog/IEEEELB200A/25LFE200.pdf>. [Accessed: 12-Sep-2020].
- [65] EATON, “Conectores de Operación con Carga.” [Online]. Available:
http://www.cooperindustries.com/content/dam/public/powersystems/resources/library/500_LoadbreakConnectors/S5001101EA.pdf. [Accessed: 12-Sep-2020].
- [66] Iberdrola, “MT 2.11.34 Diseño de Puestas a Tierra en Centros de Transformación en Edificio de otros usos, de tensión nominal inferior a 30 kV,” pp. 0–38, 2013.
- [67] “Taladro de tierra Ahoyador 75cc 5,2cv +3 brocas 90-150-200mm + alargó - GREENCUT - GD750X-3B.” [Online]. Available:
https://www.manomano.es/p/taladro-de-tierra-ahoyador-75cc-52cv-3-brocas-90-150-200mm-3-alargos-greencut-14471449?product_id=16050918. [Accessed: 03-Sep-2020].
- [68] “Cobre-Tipo-C-abrazaderas-Conectores-300x170.jpg (300×170).” [Online]. Available: <http://www.conexcopper.com/es/wp-content/uploads/sites/3/2015/02/Cobre-Tipo-C-abrazaderas-Conectores-300x170.jpg>. [Accessed: 29-Sep-2020].
- [69] R. C. N. S. A and G. D. E. Diseño, “Guías de Diseño EEASA.,” 2011.
- [70] Ledex, “Luminarias led para alumbrado público.” [Online]. Available: <https://ledex.ec/>. [Accessed: 08-Sep-2020].
- [71] EQUISPLAST, “ESPECIFICACIONES TECNICAS POSTES DE ILUMINACION DE 10m x 200KgF,” pp. 1–2.
- [72] Empresa Electrica Quito S.A., “NORMAS PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN PARTE A GUÍA PARA DISEÑO DE REDES PARA DISTRIBUCIÓN,” p. 166, 2009.

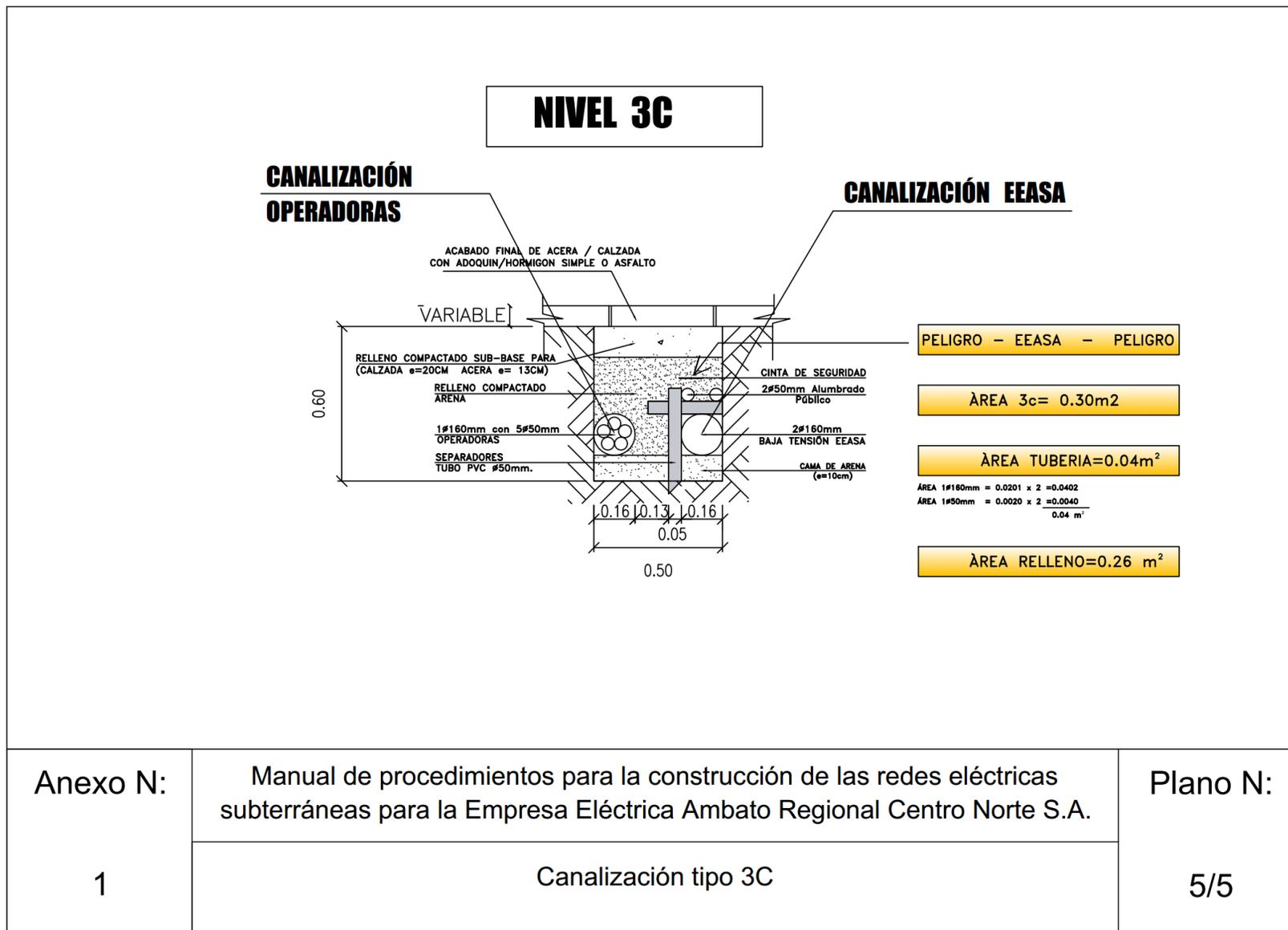


Anexos

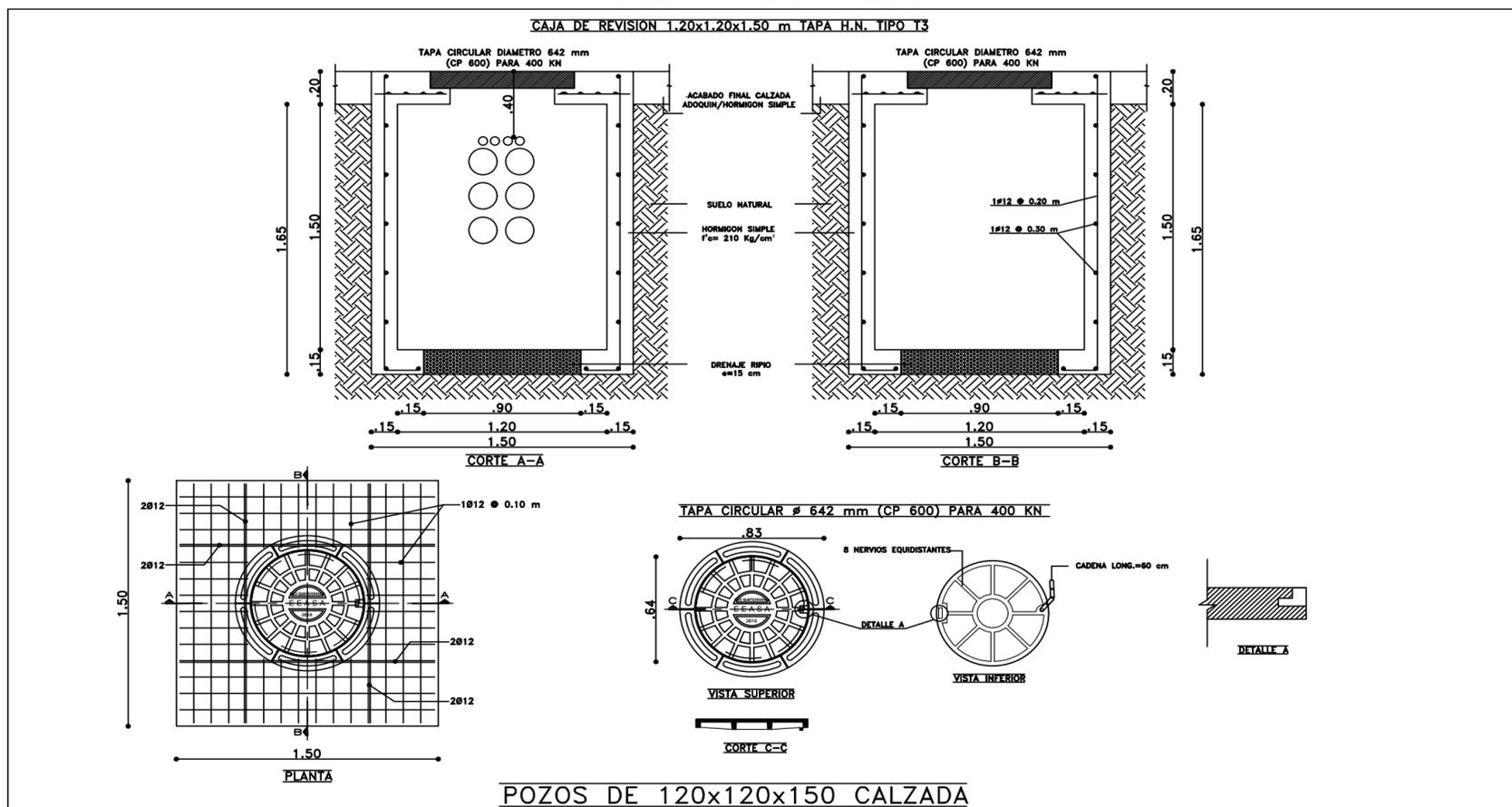




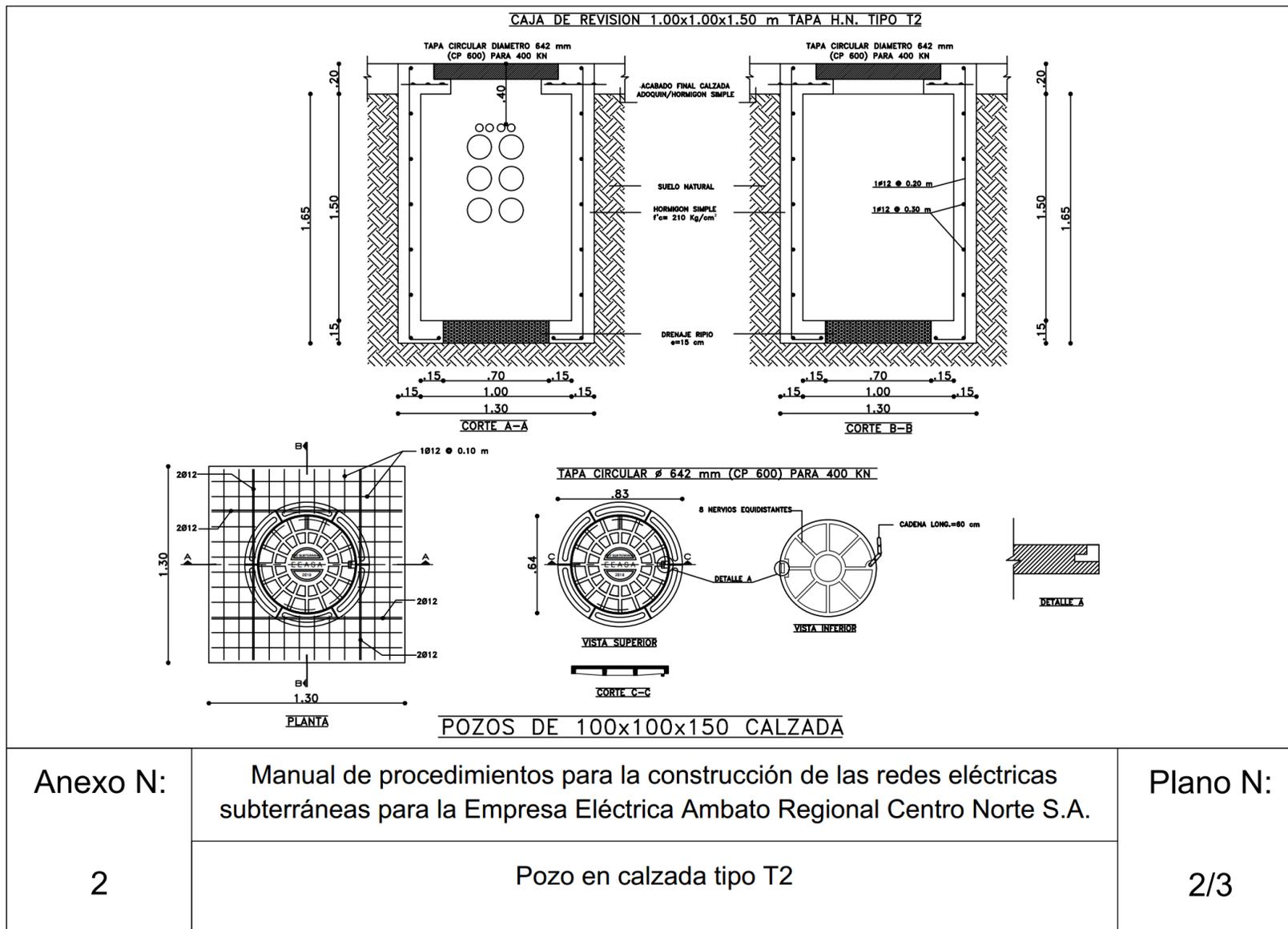




ANEXO II. Pozos en calzada

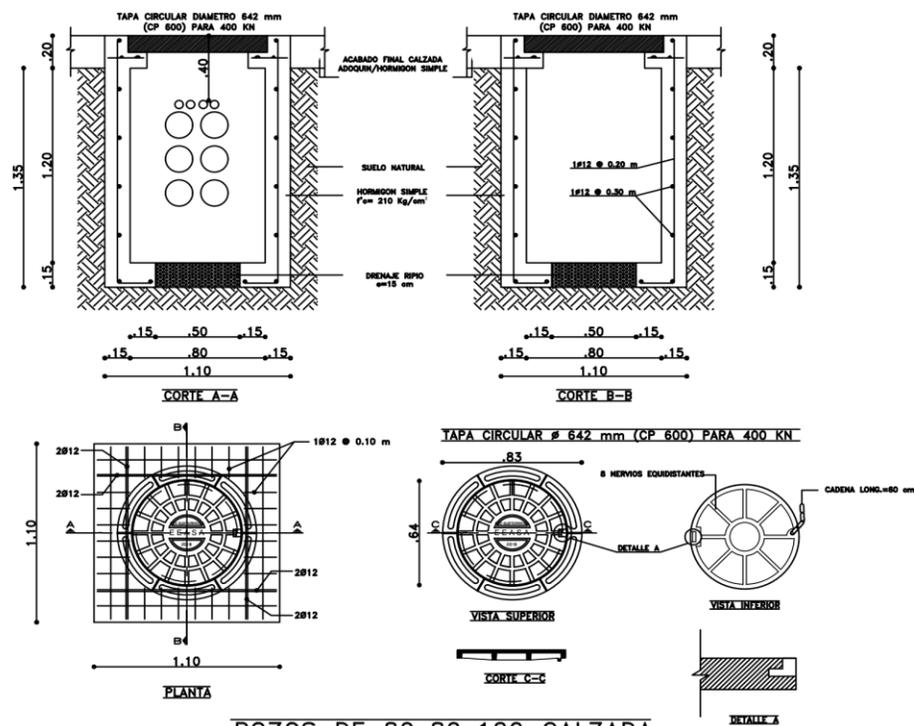


Anexo N: 2	Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.	Plano N: 1/3
	Pozo en calzada tipo T3	



80x80x120

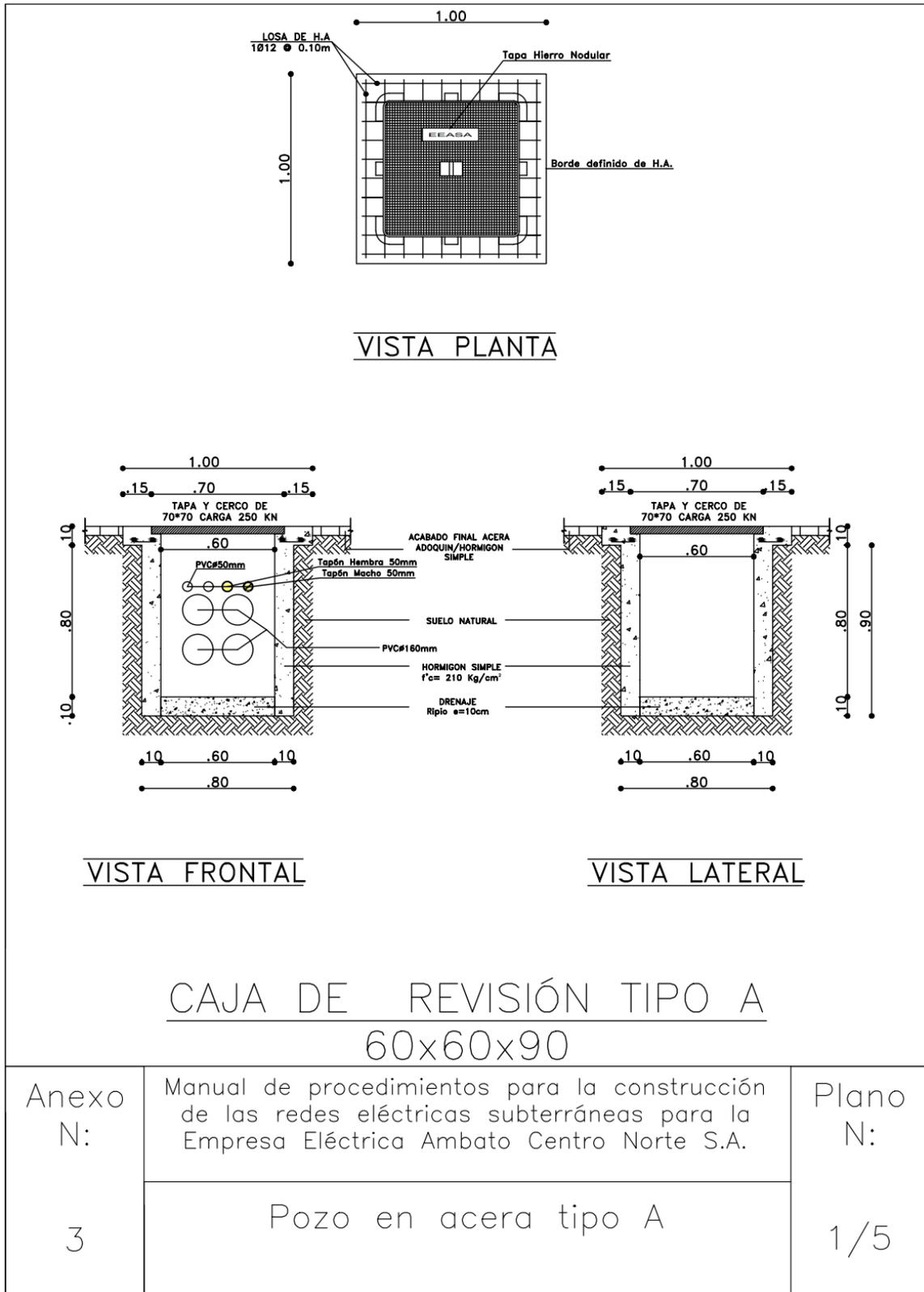
CAJA DE REVISION 0.80x0.80x1.20 m TAPA H.N. TIPO T1

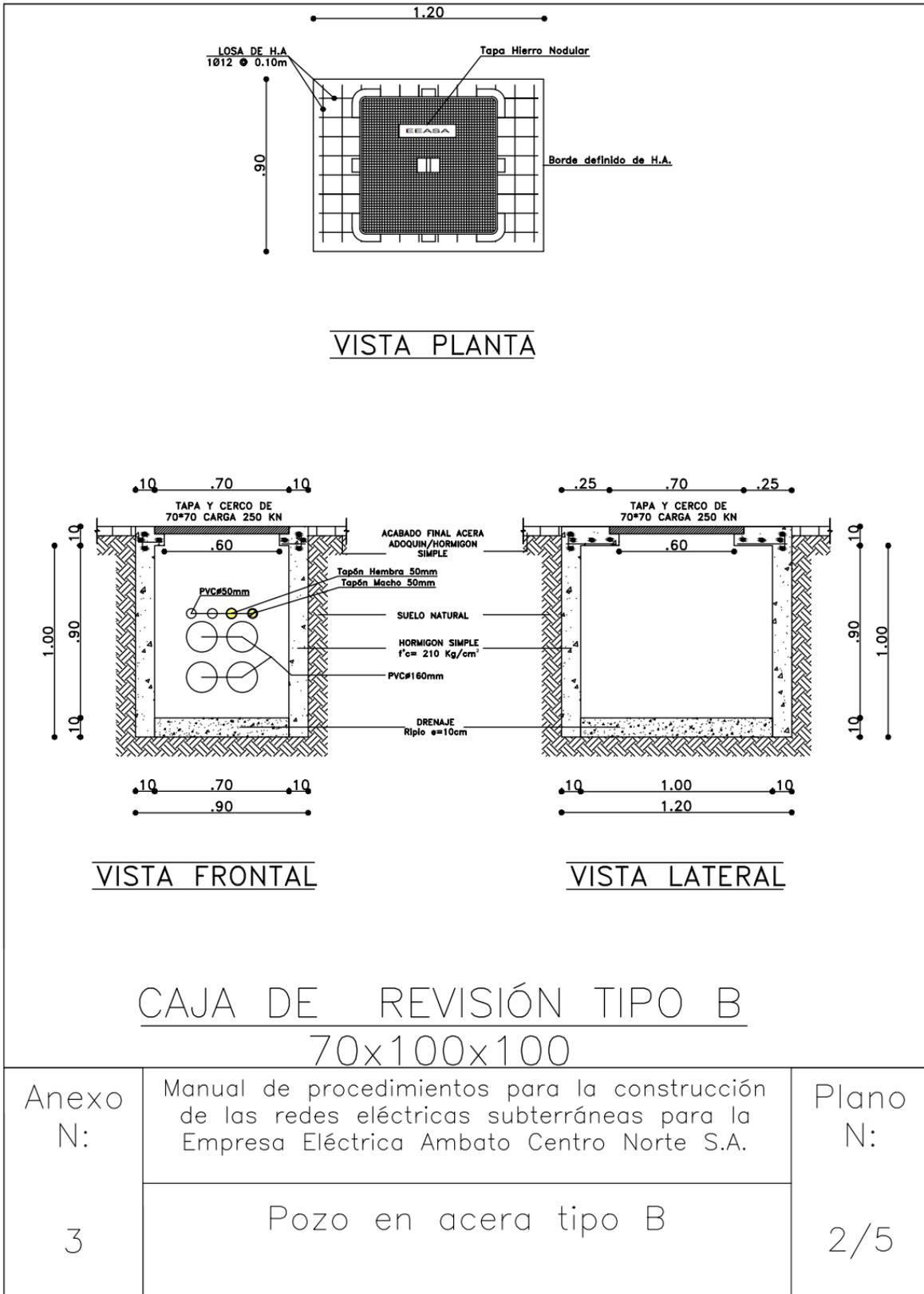


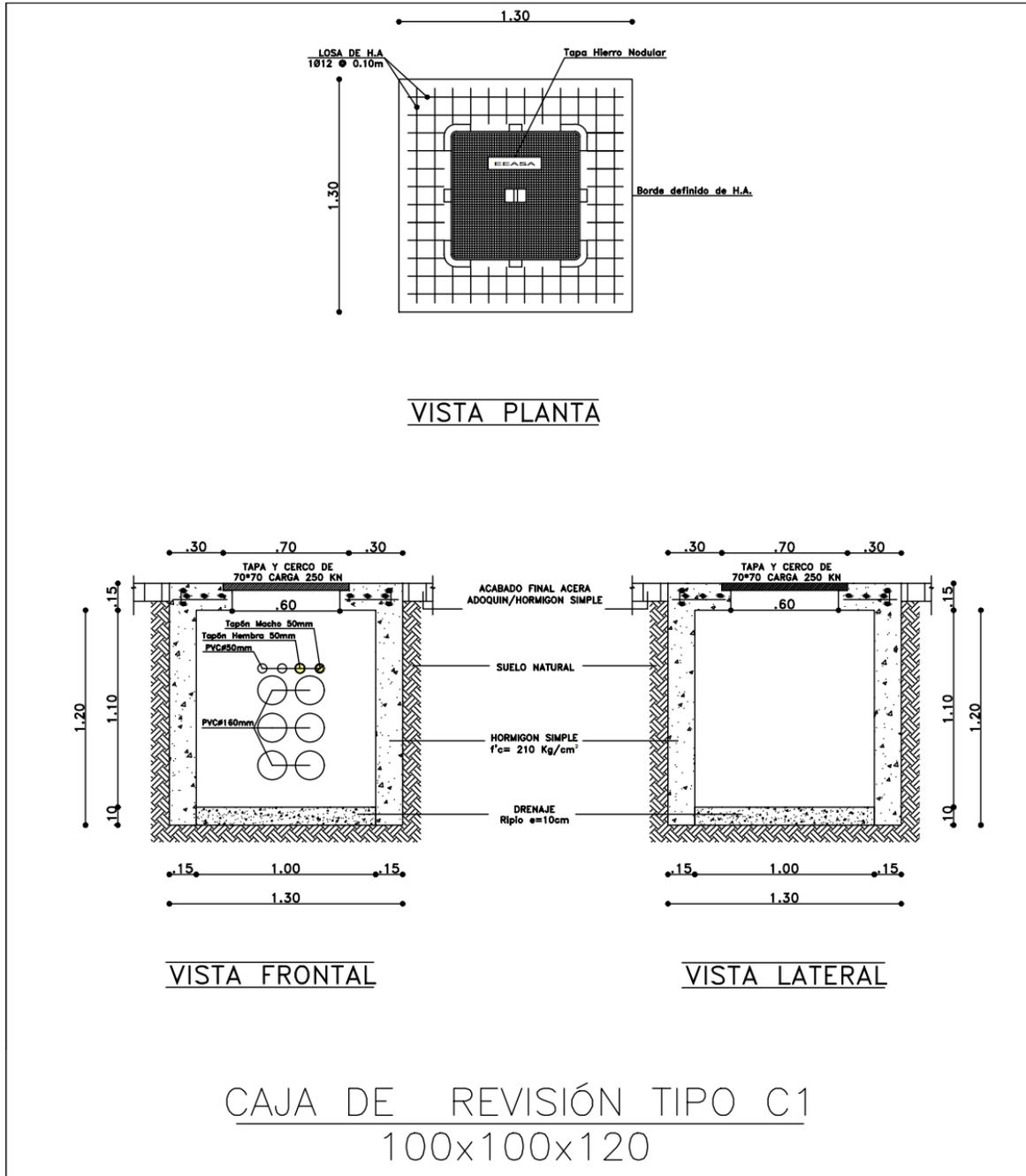
POZOS DE 80x80x120 CALZADA

<p>Anexo N:</p>	<p>Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.</p>	<p>Plano N:</p>
<p>2</p>	<p>Pozo en calzada tipo T1</p>	<p>3/3</p>

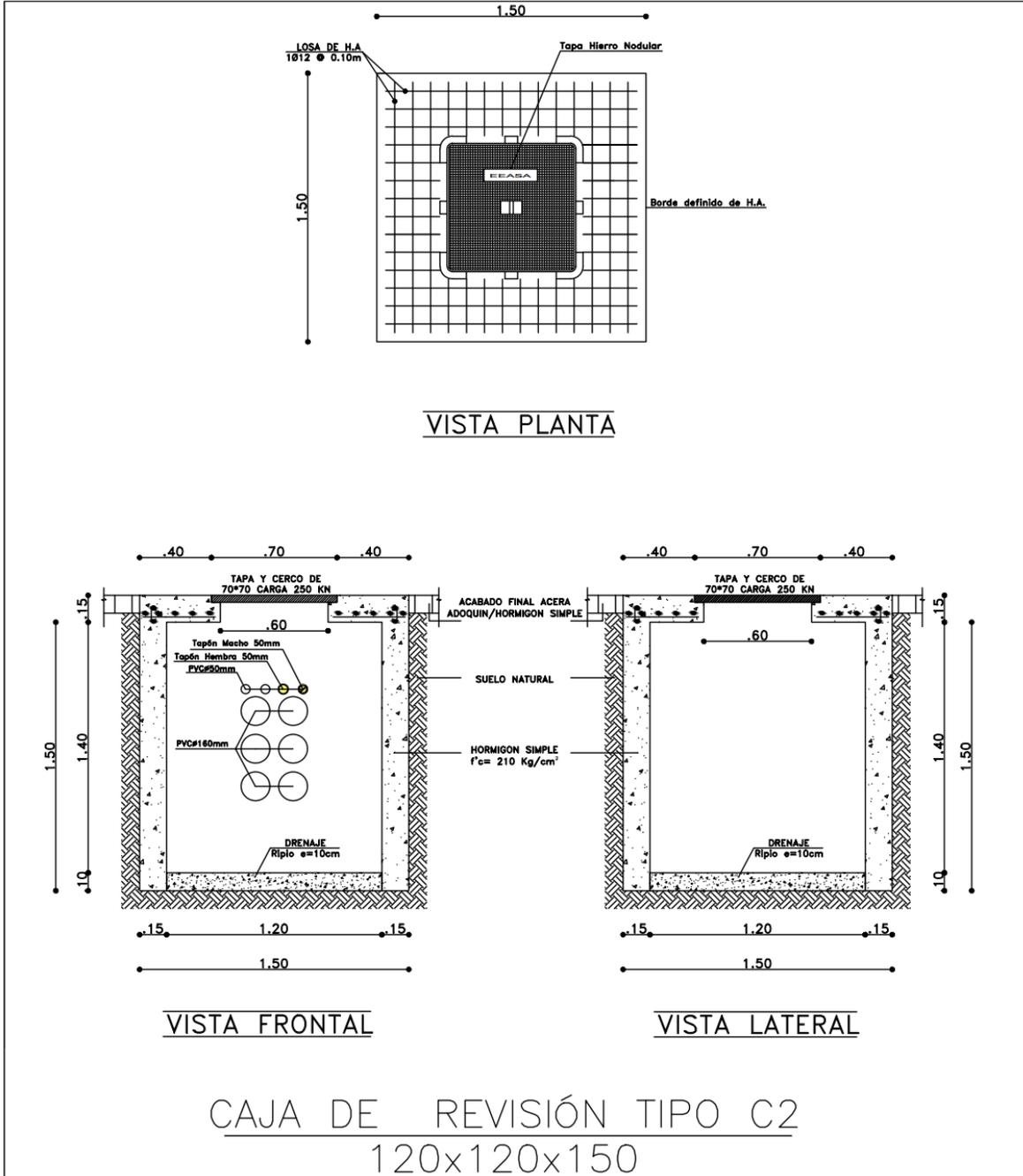
ANEXO III. Pozos en acera.





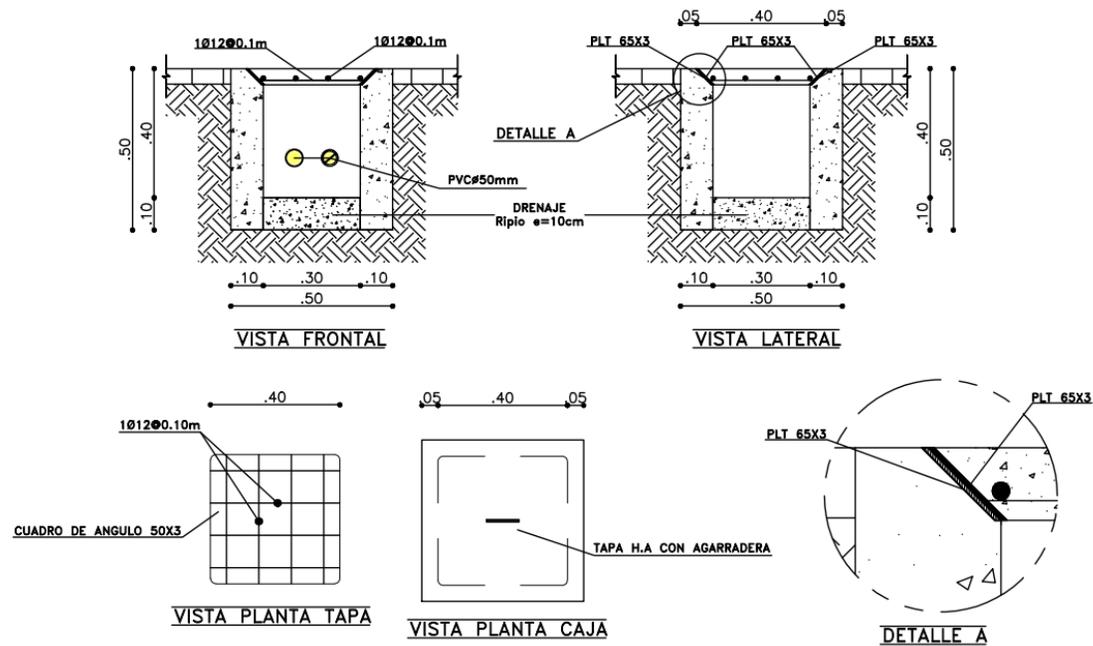


Anexo N:	Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.	Plano N:
3	Pozo en acera tipo C1	3/5



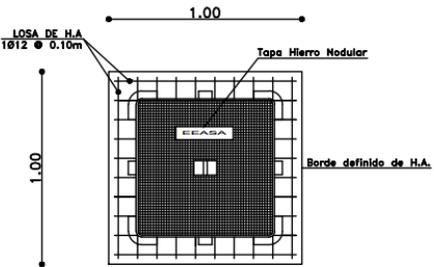
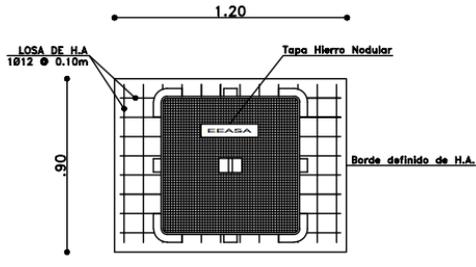
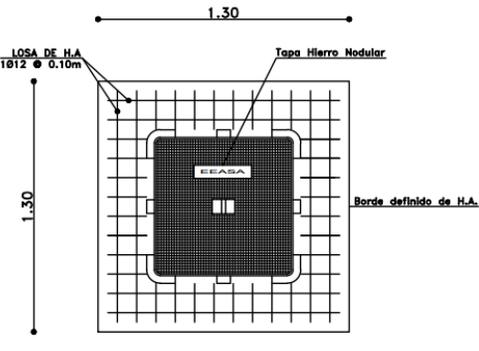
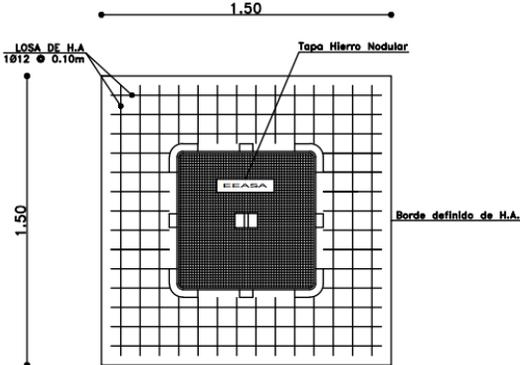
Anexo N:	Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.	Plano N:
3	Pozo en acera Tipo C2	4/5

POZO DE MANO TIPO 30x30x50

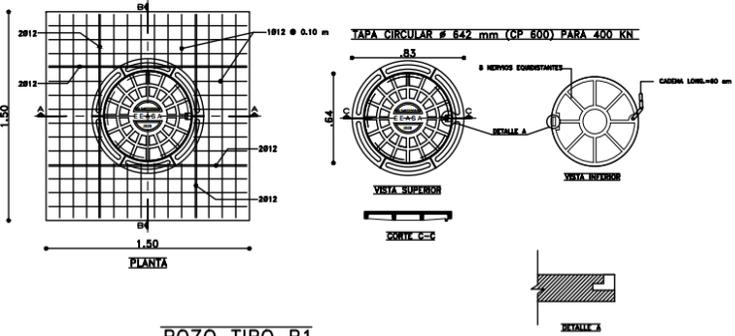
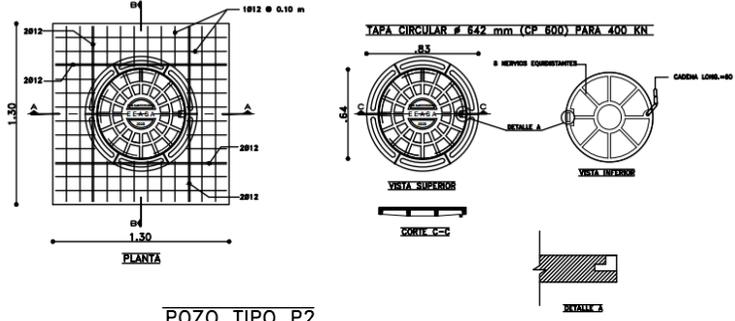
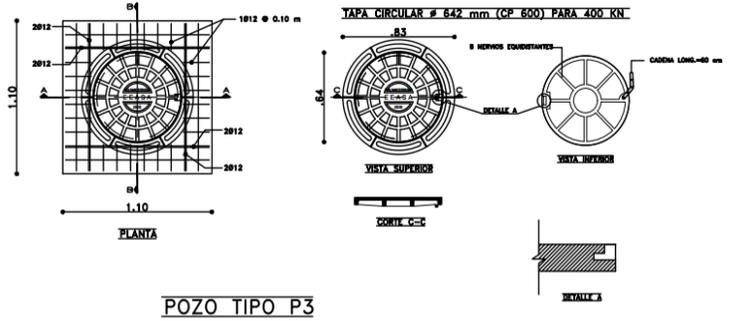


<p>Anexo N:</p>	<p>Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.</p>	<p>Plano N:</p>
<p>3</p>	<p>Pozo de mano</p>	<p>5/5</p>

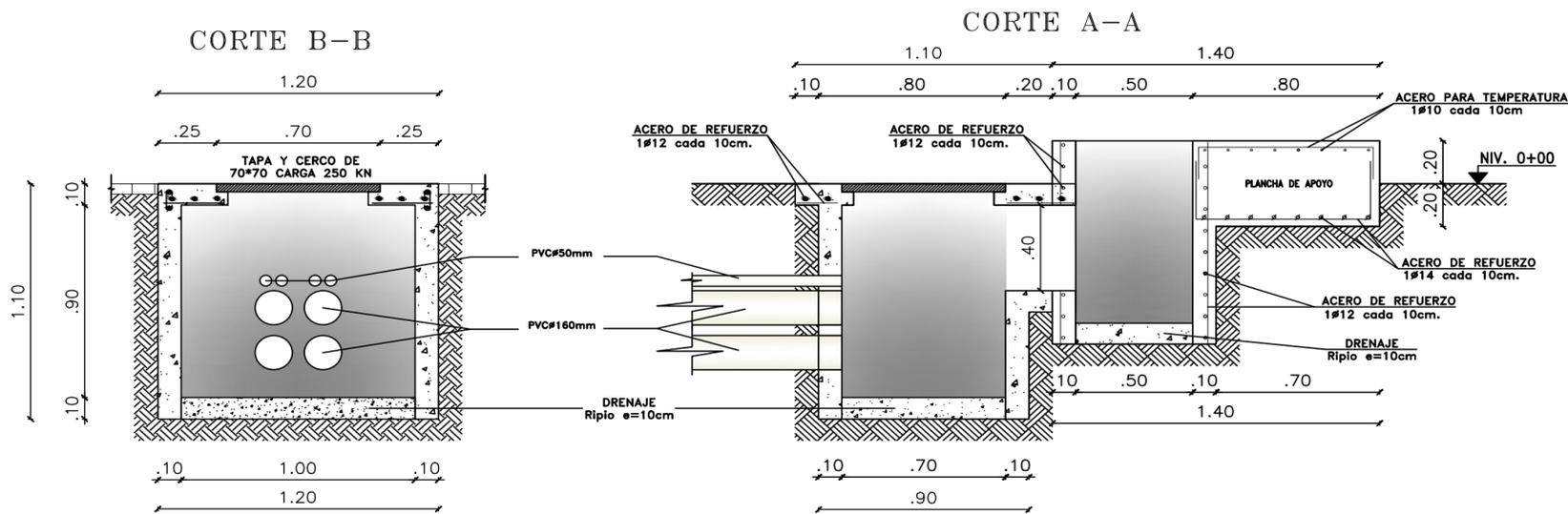
ANEXO IV. Tapas de pozos en acero.

 <p style="text-align: center;">POZO TIPO A</p>	 <p style="text-align: center;">POZO TIPO B</p>	
 <p style="text-align: center;">POZO TIPO C1</p>	 <p style="text-align: center;">POZO TIPO C2</p>	
<p>Anexo N: 4</p>	<p>Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.</p> <hr/> <p style="text-align: center;">Tapa para pozos acero Hierro nodular 70cmX70cm</p>	<p>Plano N: 1/1</p>

ANEXO V. Tapas de pozos en calzada.

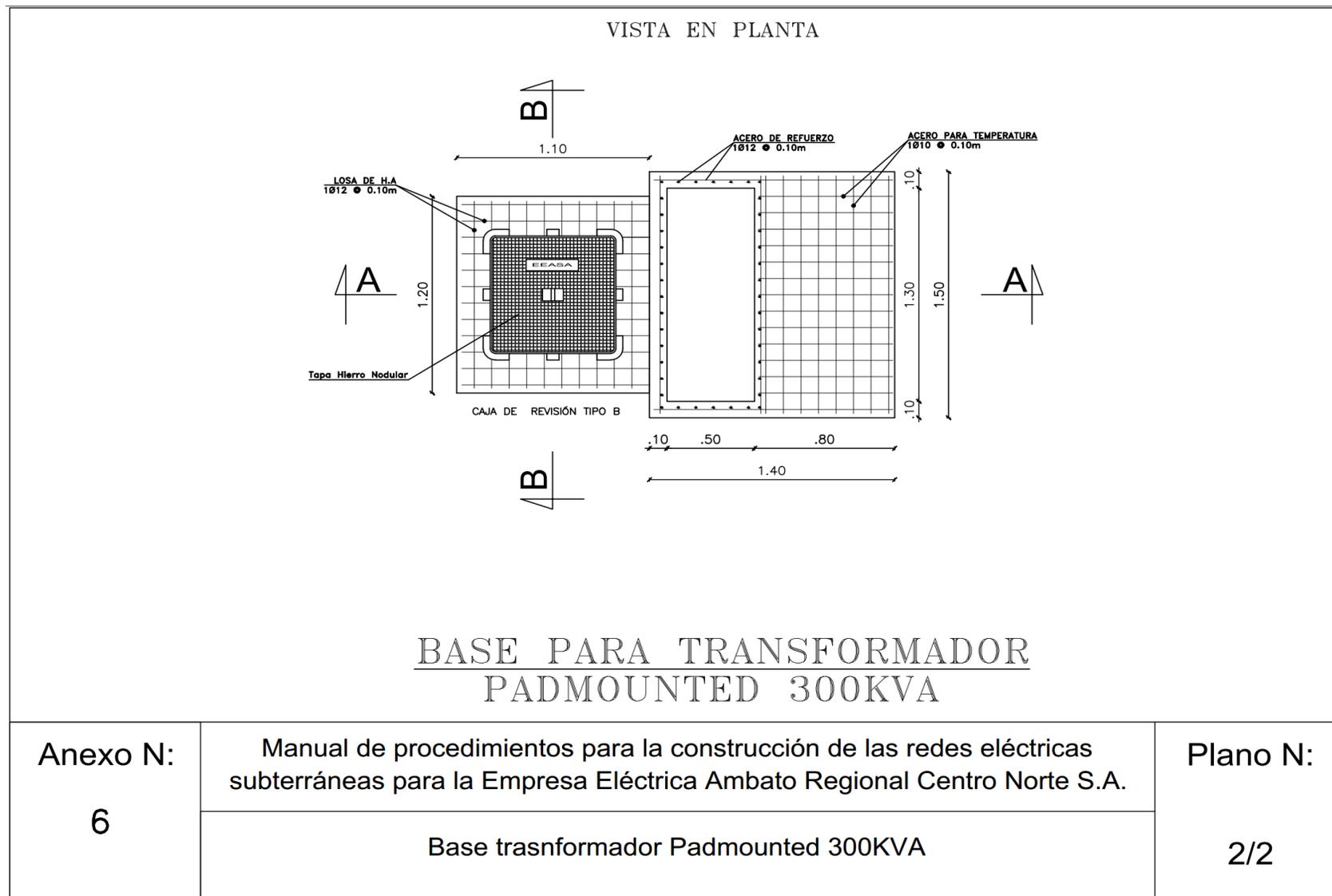
 <p style="text-align: center;">POZO TIPO P1</p>	 <p style="text-align: center;">POZO TIPO P2</p>	 <p style="text-align: center;">POZO TIPO P3</p>
<p>Anexo N:</p>	<p>Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.</p>	<p>Plano N:</p>
<p>5</p>	<p>Tapa para pozos calzada Hierro nodular D=600mm</p>	<p>1/1</p>

ANEXO VI. Base para transformador Pad mounted.

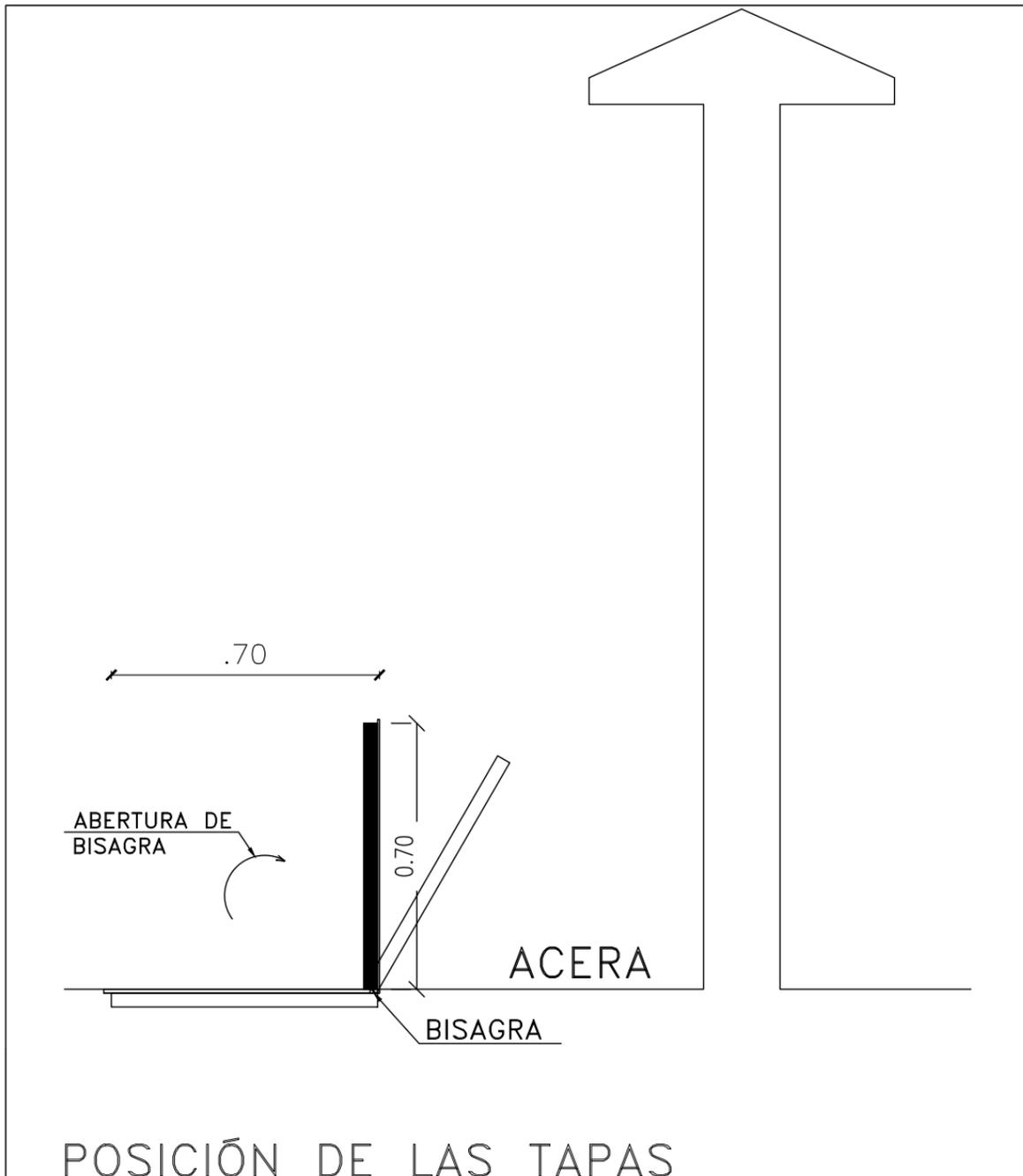


BASE PARA TRANSFORMADOR
PADMOUNTED 300KVA

Anexo N:	Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.	Plano N:
6	Base tranformador Padmounted 300KVA	1/2

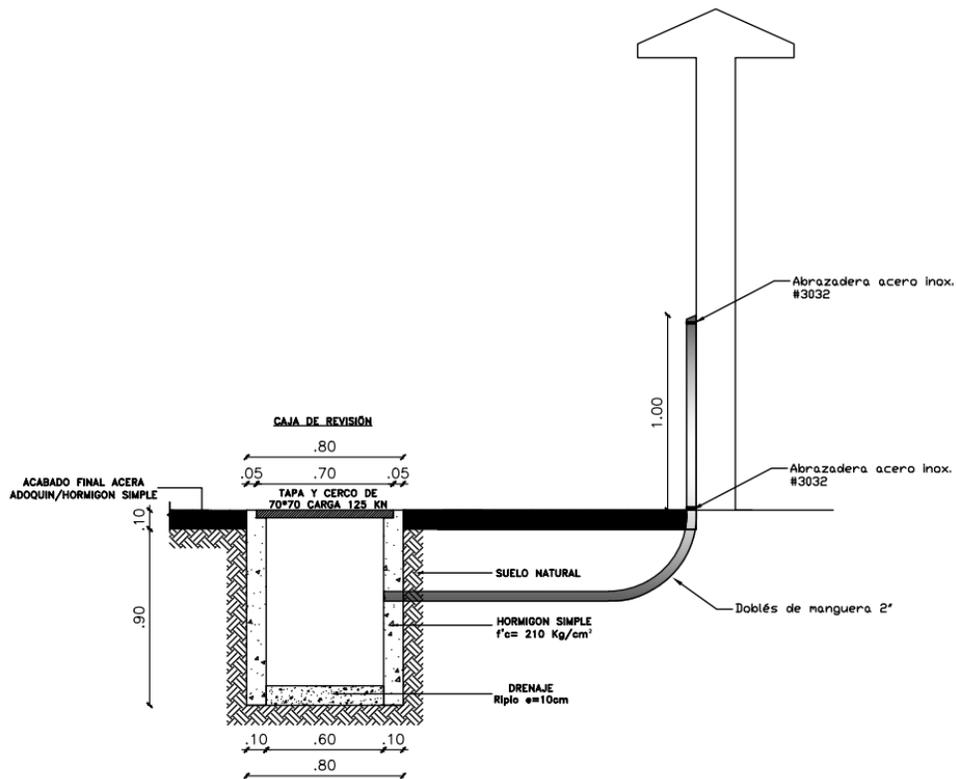


ANEXO VII. Acometidas.

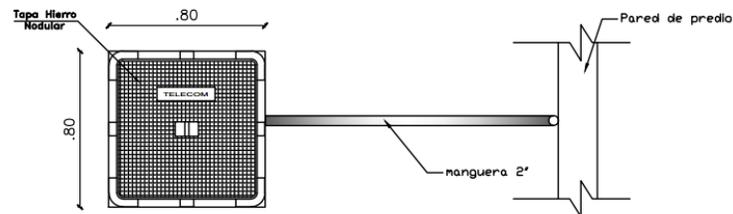


Anexo N:	Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.	Plano N:
7	Posición de la tapa en la acera	1/2

ACOMETIDA OPERADORAS



VISTA LATERAL



VISTA SUPERIOR

<p>Anexo N:</p>	<p>Manual de procedimientos para la construcción de las redes eléctricas subterráneas para la Empresa Eléctrica Ambato Centro Norte S.A.</p>	<p>Plano N:</p>
<p>7</p>	<p>Acometida</p>	<p>2/2</p>