



## **ANEXO A**

**RESOLUCIÓN AN No. \_\_\_\_\_-Elec. de \_\_\_\_\_ de junio de 2014**

**TITULO**

## Contenido

ÍNDICE DE TABLAS .....	10
1 PREÁMBULO .....	13
2 OBJETO.....	13
3 CAMPO DE APLICACIÓN.....	13
4 REGLAMENTACIÓN.....	14
5 CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES.....	15
5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES.....	15
5.1.1. Conductores Media Tensión.....	15
5.1.2. Conductores Baja Tensión .....	19
5.1.3. Zanjas y Canalizaciones para Media Tensión.....	21
5.1.4. Zanjas y Canalizaciones para Baja Tensión .....	26
5.1.5. Paralelismos.....	31
5.1.6. Cruzamientos.....	34
5.1.7. Acometidas .....	36
5.1.8. Paso de Aéreo a Subterráneo MT .....	36
5.1.9. Dispositivos de Maniobra y Sistemas de Protección MT .....	37
5.1.10. Empalmes y Terminales MT .....	37
5.1.11. Puesta a Tierra.....	38
5.2. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE CONDUCTORES .....	40
5.2.1. Memoria .....	40
5.2.2. Planos.....	41
6 DETALLE DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN.....	41
6.1. CÁLCULO ELÉCTRICO .....	42
6.1.1. Resistencia del Conductor .....	42
6.1.2. Reactancia del Conductor .....	45
6.1.3. Capacitancia.....	48
6.1.4. Pérdidas Dieléctricas .....	49
6.1.5. Corriente de Carga Capacitiva .....	50
6.1.6. Intensidad Máxima Admisible.....	50
6.1.7. Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores.....	57
6.1.8. Intensidades de Cortocircuito Admisibles en las Pantallas. ....	58
6.1.9. Caída de Tensión.....	59

6.1.10.	Potencia a Transportar.....	61
6.1.11.	Pérdidas de Potencia.....	64
7	DETALLE DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN.....	66
7.1.	CÁLCULO ELÉCTRICO .....	66
7.1.1.	Resistencia.....	66
7.1.2.	Reactancia Inductiva .....	68
7.1.3.	Intensidad Máxima Admisible .....	69
7.1.4.	Caída de tensión .....	74
7.1.5.	Potencia a Transportar.....	77
7.1.6.	Pérdidas de Potencia.....	79
7.1.7.	Niveles de Potencia .....	82
7.1.8.	Coefficientes de simultaneidad.....	82
7.1.9.	Intensidad Máxima de Cortocircuito.....	82
8	ACOMETIDAS.....	85
8.1.	CONDUCTORES.....	85
8.2.	CÁLCULO ELÉCTRICO .....	85
8.3.	INSTALACIÓN.....	87
8.4.	ACOMETIDAS DE ALUMBRADO PÚBLICO .....	88
9	GRÁFICOS PARA CONDUCTORES MT.....	89
9.1.	GRÁFICOS DE CAIDA DE TENSIÓN .....	89
9.2.	GRÁFICOS DE PERDIDA DE POTENCIA .....	93
10	GRÁFICOS PARA CONDUCTORES BT .....	97
10.1.	GRÁFICOS DE CAÍDA DE TENSIÓN .....	97
10.2.	GRÁFICOS DE POTENCIA DE TRANSPORTE .....	107
10.3.	TABLAS DE SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE ACOMETIDA.....	141
11	CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS.....	143
11.1.	EJECUCIÓN DEL TRABAJO .....	143
11.1.1.	Trazado.....	143
11.2.	APERTURA DE ZANJAS .....	144
11.3.	CANALIZACIONES.....	145
11.3.1.	Cable Directamente Enterrado.....	145
11.3.2.	Cable Entubado.....	146
11.3.3.	Cables al Aire, Alojados En Galerías .....	147
11.4.	ARQUETAS.....	147

11.5. PARALELISMOS .....	148
11.5.1. Media y Baja Tensión .....	148
11.5.2. Baja Tensión.....	149
11.5.3. Media Tensión .....	149
11.5.4. Cables De Comunicación.....	149
11.5.5. Agua, Vapor, Etc.....	149
11.5.6. Gas.....	150
11.5.7. Alcantarillado.....	150
11.5.8. Depósito de Carburante .....	150
11.5.9. Fundaciones de Otros Servicios.....	150
11.6. CRUZAMIENTOS CON VIAS DE COMUNICACIÓN.....	151
11.6.1. Con Vías Públicas.....	151
11.6.2. Con Ferrocarriles .....	151
11.6.3. Cruzamientos Con Otros Servicios .....	151
11.7. TRANSPORTE DE BOBINAS DE CABLES.....	153
11.8. TENDIDO DE CABLES .....	154
11.9. PROTECCIÓN MECÁNICA .....	157
11.10. SEÑALIZACIÓN .....	157
11.11. IDENTIFICACIÓN.....	157
11.12. CIERRE DE ZANJAS.....	157
11.13. REPOSICIÓN DE PAVIMENTO.....	158
11.14. PUESTA A TIERRA.....	158
11.15. TENSIONES TRANSFERIDAS EN MT.....	159
11.16. MATERIALES .....	159
12 CONDICIONES BASICAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DE MANIOBRAS DE PEDESTAL .....	160
12.1. TENSIONES NOMINALES DE MT. NIVEL DE AISLAMIENTO PARA EL MATERIAL.....	160
12.2. TENSIONES NOMINALES DE BT.....	160
12.3. INTENSIDAD NOMINAL EN MT. NIVEL DE CORTOCIRCUITO.....	161
12.4. TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES. ....	161
12.5. CENTROS DE SECCIONAMIENTO. ....	162
13 CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DE SECCIONAMIENTO .....	164
13.1. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN.....	164
13.1.1. Trafo Tipo Pad-Mounted Monofásico.....	164
13.1.2. Trafo Tipo Pad-Mounted Trifásico Fin De Línea. ....	165

13.1.3.	Trafo Tipo Pad-Mounted Trifásico Entrada-Salida.....	166
13.2.	CONEXIONES DE BAJA TENSIÓN .....	167
13.3.	CENTROS DE SECCIONAMIENTO .....	171
13.2.1.	Seccionamiento Simple Tipo Pad-Mounted 3L1.....	171
13.2.2.	Seccionamiento de Tres Posiciones Tipo Pad-Mounted 3L3.....	172
13.2.3.	Seccionamiento de Cuatro Posiciones Tipo Pad-Mounted 4L4.....	172
13.2.4.	Seccionamiento de Tres Posiciones 3L3 Con Envolverte De Hormigón.....	173
13.2.5.	Seccionamiento de Cuatro Posiciones 4L4 Con Envolverte De Hormigón.....	173
14	DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO.....	175
14.1.	UBICACIÓN.....	175
14.2.	ACCESOS .....	175
14.3.	INSTALACIÓN DE EXTERIOR.....	176
14.3.1.	Foso de Recogida de Aceite .....	176
14.3.2.	Distancias de Seguridad.....	177
14.3.3.	Plataforma .....	180
14.3.4.	Características Constructivas de la Envolverte de Hormigón para Centros de Seccionamiento en SF6... ..	180
14.4.	INSTALACIÓN DE INTERIOR .....	181
14.4.1.	Foso de Recogida de Aceite .....	181
14.4.2.	Distancias de Seguridad.....	182
14.4.3.	Características Constructivas.....	182
14.4.4.	Canalizaciones .....	186
14.4.5.	Puertas.....	187
14.4.6.	Condiciones Acústicas.....	187
14.4.7.	Ventilación.....	187
14.4.8.	Equipotencialidad .....	189
14.4.9.	Señalizaciones de Seguridad .....	190
15	INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE CENTROS TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO.....	191
15.1.	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA .....	191
15.2.	ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	191
15.2.1.	Líneas de Tierra.....	191
15.2.2.	Electrodo de Puesta a Tierra .....	193
15.3.	CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS ELECTRODOS.....	193
15.4.	EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA .....	194
15.5.	MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD PARA LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO. ....	195

16 CÁLCULOS ELÉCTRICOS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO .....	197
16.1. INTENSIDADES NOMINALES .....	197
16.2. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO .....	199
17 CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO .....	201
17.1. EJECUCIÓN DEL TRABAJO .....	201
17.2. EMPLAZAMIENTO .....	201
17.3. EXCAVACIÓN .....	202
17.4. CIMENTACIONES .....	202
17.4.1. Arena .....	202
17.4.2. Piedra .....	202
17.4.3. Cementos .....	202
17.4.4. Agua .....	202
17.5. SOLERA .....	203
17.6. MUROS EXTERIORES .....	203
17.7. TABIQUES .....	204
17.8. ENLUCIDO Y PINTURA .....	204
17.9. EVACUACIÓN Y EXTINCIÓN DEL ACEITE AISLANTE .....	204
17.10. VENTILACIÓN .....	204
17.11. PUERTAS .....	205
18 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO .....	206
18.1. ALIMENTACIÓN SUBTERRÁNEA .....	206
18.2. ALUMBRADO .....	206
18.3. CONEXIONES DE M.T. ....	207
18.4. CONEXIONES DE B.T. ....	207
18.5. PUESTA A TIERRA .....	207
19 MATERIALES PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO .....	209
19.1. RECONOCIMIENTO Y ADMISIÓN DE MATERIALES .....	209
19.2. HERRAJES .....	209
19.3. ENSAYO DIELECTRICO .....	209
19.4. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA .....	209
19.5. TRANSFORMADORES .....	209
20 PLANOS .....	210
21 CAJAS DE DERIVACIÓN SUBTERRÁNEA .....	217
21.1. Introducción .....	217

21.2. Objetivos .....	217
21.3. Topología de Redes.....	217
21.4. Acometidas sin ducto futuro .....	218
21.5. Acometidas con ducto futuro .....	218
21.6. Caja de Derivación .....	219
21.7. Consideraciones Generales .....	220
21.8. Montaje de Cajas de Derivación .....	221
21.9.1. Capacidad de la caja .....	221
21.9.2. Montaje.....	221
21.9. Alimentación .....	223
21.10. Conclusiones.....	223

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características generales conductores de MT.....	16
Tabla 2. Características eléctricas de conductores de 15 kV .....	17
Tabla 3. Características eléctricas de conductores de 35 kV .....	18
Tabla 4. Características generales de conductores de BT .....	19
Tabla 5. Características eléctricas de conductores BT para líneas y acometidas.....	20
Tabla 6. Características eléctricas de conductores BT para acometidas.....	21
Tabla 7. Dimensiones mínimas de zanjas para MT .....	22
Tabla 8. Ancho de zanja para MT.....	23
Tabla 9. Profundidad de zanjas para MT.....	23
Tabla 10. Ancho de zanja para BT .....	27
Tabla 11. Profundidad de zanja para BT .....	28
Tabla 12. Dimensiones mínimas de zanjas para cables directamente enterrados en BT.....	29
Tabla 13. Intensidades de defecto para conductor aislado.....	39
Tabla 14. Intensidades de defecto para conductor desnudo .....	40
Tabla 15. Resistencia de los conductores en líneas trifásicas.....	44
Tabla 16. Resistencia de los conductores en líneas monofásicas .....	44
Tabla 17. Valores de K según número de alambres .....	45
Tabla 18. Reactancias de líneas trifásicas equilibradas .....	46
Tabla 19. Reactancia de línea monofásica.....	47
Tabla 20. Reactancia de pantalla de línea monofásica .....	47
Tabla 21. Capacitancia de conductores.....	48
Tabla 22. Pérdidas dieléctricas en aislamiento de conductores.....	49
Tabla 23. Intensidad de carga capacitiva de conductores MT .....	50
Tabla 24. Intensidad trifásica admisible en conductores MT .....	51
Tabla 25. Coeficientes de corrección según temperatura.....	52
Tabla 26. Coeficientes de corrección para cables sobre bandejas .....	53
Tabla 27. Coeficientes de corrección para cables en estructura de pared.....	54

Tabla 28. Coeficiente de corrección según temperatura de terreno en MT .....	55
Tabla 29. Valores de K según tipo de terreno en MT .....	56
Tabla 30. Coeficientes de corrección según resistividad térmica de terreno .....	56
Tabla 31. Coeficiente de corrección según profundidad de instalación.....	56
Tabla 32. Coeficiente de corrección según número de cables.....	56
Tabla 33. Factor de corrección para cables MT bajo tubo agrupados bajo tierra.....	57
Tabla 34. Corriente de cortocircuito (kA).....	58
Tabla 35. Intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre (kA).....	58
Tabla 36. Caída de tensión trifásica .....	60
Tabla 37. Caída de tensión monofásica.....	60
Tabla 38. Potencia trifásica a transportar .....	62
Tabla 39. Potencia monofásica máxima a transportar .....	63
Tabla 40. Pérdidas trifásicas de potencia.....	65
Tabla 41. Pérdidas monofásicas de potencia .....	65
Tabla 42. Resistencia por conductor en BT .....	67
Tabla 43. Valor de K según N° de alambres en BT .....	69
Tabla 44. Reactancia por conductor para líneas de BT.....	69
Tabla 45. Intensidad máxima admisible de conductores en BT .....	69
Tabla 46. Coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 30 °C para BT .....	70
Tabla 47. Valores de K según tipo de terreno en BT .....	71
Tabla 48. Coeficientes de corrección para cables de BT según resistividad térmica de terreno .....	71
Tabla 49. Coeficiente de corrección según profundidad de conductores de BT .....	71
Tabla 50. Coeficiente de corrección según número de cables en BT .....	72
Tabla 51. Coeficientes de corrección de cables BT bajo tubos bajo tierra .....	72
Tabla 52. Coeficientes de corrección según temperatura ambiente .....	73
Tabla 53. Coeficiente de corrección en función del número de cables BT, ternas y bandejas .....	74
Tabla 54. Caídas de tensión para conductores de BT .....	76
Tabla 55. Potencia máxima limitada por intensidad máxima para cables de BT directamente enterrados.....	78
Tabla 56. Potencia máxima limitada por intensidad máxima para cables de BT al aire.....	79
Tabla 57. Pérdidas de potencia en % .....	81
Tabla 58. Coeficientes de simultaneidad .....	82
Tabla 59. Intensidad máxima de cortocircuito para BT .....	83
Tabla 60. Sección mínima admisible en la salida de B.T. del trafo.....	84
Tabla 61. Acometidas conectadas a la red B.T.....	141
Tabla 62. Niveles de aislamiento según tensión nominal.....	160
Tabla 63. Aislamiento de bornas en BT.....	161
Tabla 64. Características de materiales .....	161
Tabla 65. Número de conductores según potencia de trafo.....	170
Tabla 66. Secciones de neutro según trafo.....	171
Tabla 67. Resistencia al fuego de materiales.....	185
Tabla 68. Intensidades de defecto según nivel de tensión y tipo de conductor .....	192
Tabla 69. Densidad de corriente según terreno.....	194
Tabla 70. Consideraciones para tensiones de paso y contacto .....	196
Tabla 71. Intensidades nominales en BT .....	197
Tabla 72. Intensidades nominales para MT .....	198
Tabla 73. Tensiones de cortocircuito para transformadores .....	199
Tabla 74. Intensidades de cortocircuito nominales en BT .....	200

Tabla 75. Intensidades de cortocircuito nominales en MT .....	200
Tabla 76. Índice de planos para líneas de MT.....	210
Tabla 77. Índice de planos para líneas de BT .....	213
Tabla 78. Índice de planos para CT y CS .....	215
Tabla 79. Secciones mínimas de conductores por Transformador .....	221
Tabla 80.Capacidad de conexión de la Caja de Derivación Subterránea .....	221

## 1 PREÁMBULO

El presente documento constituye las NORMAS TÉCNICAS PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS aplicable a líneas eléctricas subterráneas, centros de transformación y seccionamiento para alimentación mediante red subterránea de MT-BT.

## 2 OBJETO

Tienen por objeto las presentes NORMAS TÉCNICAS, establecer y justificar todos los datos constructivos que permiten la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo tales como: cálculos eléctricos, plano de situación y emplazamiento, relación de propietarios, cruzamientos, presupuestos, potencia proyectada, planos, cálculo de la puesta a tierra, alimentación, etcétera.

Por otro lado, el presente documento servirá de base genérica para la tramitación oficial de cada obra, en cuanto a su Autorización Administrativa, sin más requisitos que la presentación de las características particulares de la misma, haciendo constar que su diseño se ha realizado de acuerdo con la NORMAS TÉCNICAS PARA REDES ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS.

NOTA: En lo sucesivo, en este documento, a los Centros de Transformación se le denominará por las siglas CT, y a los centros de seccionamiento por las siglas CS.

## 3 CAMPO DE APLICACIÓN

Las NORMAS TÉCNICAS GAS NATURAL FENOSA se aplicarán al diseño general y cálculo de los siguientes elementos:

- Líneas eléctricas subterráneas de 13,2, y 34,5 kV, con conductores de aluminio 500 MCM y 4/0 AWG para circuitos trifásicos y 1/0 AWG para circuitos monofásicos, frecuencia nominal de 60 Hz y neutro puesto a tierra.
- Líneas eléctricas subterráneas de baja tensión, con conductores de aluminio 500 MCM, 4/0 AWG y 1/0 AWG y frecuencia nominal de 60 Hz. Los niveles de tensión normalizados serán 120/208 trifásico y 120/240 V.
- Centros de Transformación y seccionamiento tanto de instalación en intemperie, como de interior, con envolvente metálica o de hormigón, monofásicos o trifásicos. Incluye los centros a utilizar en la red de MT a

las tensiones nominales de 13,2 kV, y 34,5 kV. Este Documento definirá no solo los tipos de centros a utilizar, sino también las condiciones de instalación, características de los locales, plataformas, protecciones, etc.

Ha de tenerse en cuenta que la potencia a considerar debe ser aquella que se prevea ha de transportar la línea, al menos a medio plazo, determinada por un anteproyecto general o por aumentos de demanda previsibles.

#### 4 REGLAMENTACIÓN

En la redacción de las presentes NORMAS se han tenido en cuenta, en lo aplicable, la siguiente documentación técnica:

- National Electrical Code (NEC) – Estados Unidos.
- National Electrical Safety Code (NESC) – Estados Unidos.
- American National Standard Institute (ANSI).
- American Society for Testing and Materials (ASTM).

## 5 CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES

Dividiremos este apartado en dos puntos que se refieren, el primero a las características generales de la línea tipo, y el segundo a aquellas características particulares de cada obra concreta, que deberán reflejarse en los proyectos individuales.

### 5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE CONDUCTORES

Las características generales comunes en todos los Proyectos Específicos que se realicen según las presentes NORMAS serán las indicadas a continuación:

#### 5.1.1. Conductores Media Tensión

##### 5.1.1.1. Componentes

Los cables a emplear estarán compuestos de alambres de aluminio arrollados helicoidalmente y compactados, y queda perfectamente definido en la especificación técnica correspondiente. Sus principales componentes son las siguientes:

- Los conductores que se emplearán serán de aluminio, comprimidos, de sección circular, constituidos por varios alambres cableados.
- Capa semiconductor sobre el material conductor.
- Aislamiento a base de polietileno reticulado (XLPE).
- Capa semiconductor sobre el material aislante.
- Pantalla metálica constituida por una corona de alambres de cobre arrollados helicoidalmente, que hará las funciones de neutro.
- Capa protectora exterior de poliolefina de color rojo.

Las dimensiones mínimas de cada una de estas capas para los distintos niveles de tensión y conductor, y para un nivel de aislamiento del 100% son presentadas en la Tabla 1.

**Tabla 1. Características generales conductores de MT**

DENOMINACIÓN DEL CONDUCTOR	1/0 AWG		4/0 AWG		500 MCM		750 MCM
Nivel de Tensión	15KV	35KV	15KV	35KV	15KV	35KV	15 KV
Conductor							
Nº de alambres	19		19		37		61
Diámetro del alambre (mm)	1,89		2,68		2,95		2,82
Diámetro nominal conductor (mm)	9,17		13,01		20,04		24,59
Sección del conductor(mm²)	53,5		107,2		253		380
Pantalla semiconductora del conductor							
Espesor (mm)	0,06		0,06		0,06		0,06
Aislamiento							
Espesor (mm)	4,45	8,76	4,45	8,76	4,45	8,76	4,45
Pantalla semiconductora del aislamiento							
Espesor (mm)	0,76	1,02	0,76	1,02	1,02	1,02	1,02
Conductor neutro concéntrico (Full)							
Nº de alambres	16						
Diámetro del alambre (mm)	1,628						
Conductor neutro concéntrico (1/3)							
Nº de alambres			11		16		24
Diámetro del alambre (mm)			1,628		2,052		2,052
Cubierta							
Espesor (mm)	1,27	1,27	1,27	1,27	2,03	2,03	2,03
Diámetro exterior total (mm)	25,4	34,5	29,2	38,3	39,1	47,8	43,70
Radio mínimo de curvatura (mm)	300	400	350	450	500	600	600
Peso aproximado (Kg/Km)	1000	1340	1600	2200	3190	3920	4520

5.1.1.2. Características eléctricas

Las tensiones normales de los conductores a utilizar se eligen de acuerdo con la tensión normal de la red, teniendo en cuenta que en todos los casos se trata de redes con neutro rigidamente puesto a tierra en múltiples puntos de las mismas (neutro multiaterrado).

Las características eléctricas principales de los conductores de MT se indican en la Tabla 2 y la Tabla 3.

**Tabla 2. Características eléctricas de conductores de 15 kV**

CONDUCTORES CLASE 15 KV				
Tensión nominal entre fases (kV)	13,2			
Tensión más elevada de la red (KV)	14,124			
T <sup>a</sup> max. normal (°C)	90			
T <sup>a</sup> en cc. max 5 s. (°C)	250			
Aislamiento	100 %			
Tipo de conductor	1/0 AWG	4/0 AWG	500 MCM	750 MCM
Corriente admis. aire a 40°C (A) (Corriente nula por pantalla).	191	291	485	625
Corriente admis. enterrada a 25°C (A) (Corriente nula por pantalla).	192	280	434	534
Corriente admis. enterrada bajo tubo en arena (A) (Corriente nula por pantalla).	153	224	354	438
I <sub>cc</sub> admisible conductor durante 0,2 s. (kA)	11,1	22,2	52,6	79
I <sub>cc</sub> admisible pantalla durante 0,2 s. (kA)	10,6	7,3	16,9	16,9
Resistencia máx. en continua a 20°C (Ω/Km)	0,5378	0,2682	0,1135	0,0759
Capacidad μF/Km (Caso trifásico)	0,2047	0,2662	0,3775	0,4492
Coefficiente autoinducción (H/Km) (Caso trifásico)	3,97×10 <sup>-4</sup>	3,55×10 <sup>-4</sup>	3,17×10 <sup>-4</sup>	3,05 ×10 <sup>-4</sup>
Coefficiente autoinducción (H/Km) (Caso monofásico)	3,57 ×10 <sup>-4</sup>	-	-	-
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60 Hz. (Caso trifásico)	0,1498	0,1340	0,1197	0,1148
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60 Hz. (Caso monofásico)	0,1344	-	-	-

**Tabla 3. Características eléctricas de conductores de 35 kV**

CONDUCTORES CLASE 35 KV			
Tensión nominal entre fases (kV)	34,5		
Tensión más elevada de la red (KV)	36,915		
Aislamiento	100 %		
T <sup>a</sup> max. normal (°C)	90		
T <sup>a</sup> en cc. max 5 s. (°C)	250		
Tipo de conductor	1/0 AWG	4/0 AWG	500 MCM
Corriente admis. aire a 40°C (A) Corriente nula por pantalla.	196	297	497
Corriente admis. enterrada a 25°C (A). Corriente nula por pantalla.	190	278	435
Corriente admis. enterrada bajo tubo en arena (A) Corriente nula por pantalla.	157	230	361
I <sub>cc</sub> admisible conductor durante 0,2 s. (kA)	11,1	22,2	52,6
I <sub>cc</sub> admisible pantalla durante 0,2 s. (kA)	10,6	7,3	16,9
Resistencia máx. en continua a 20°C (Ω/Km)	0,5378	0,2682	0,1135
Capacidad μF/Km (Caso trifásico)	0,1299	0,1626	0,2209
Coefficiente autoinducción (H/Km) (Caso trifásico)	4,58×10 <sup>-4</sup>	4,1×10 <sup>-4</sup>	3,65×10 <sup>-4</sup>
Coefficiente autoinducción (H/Km) Caso monofásico)	4,27×10 <sup>-4</sup>	-	-
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60Hz. (Caso trifásico)	0,1728	0,1546	0,1378
Reactancia inductiva (Ω/Km) a 60Hz. (Caso monofásico)	0,1613	-	-

Los conductores utilizados serán debidamente protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a que pueden estar sometidos.

Los empalmes y conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

La puesta a tierra se llevará a cabo en cada extremo de la línea (en el CT y en el paso de aéreo- subterráneo) de manera que su resistencia individual no supere los 20 Ω, y la resistencia de puesta a tierra global, sea inferior a los 5 Ω. En caso de tramos de longitud superior a 4 km entre dos puestas a tierra consecutivas, será necesario conectar a tierra las pantallas en un empalme intermedio.

## 5.1.2. Conductores Baja Tensión

### 5.1.2.1. Componentes

Los conductores que se emplearán para la red de B.T. subterránea serán de aluminio de sección circular de varios alambres cableados, y de cobre concéntricos.

Los conductores de aluminio serán unipolares, y los concéntricos de cobre tripolares y tetrapolares, y estarán protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno en el que se instalen. Así mismo, tendrán la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos a los que estén sometidos. En la Tabla 4 se describen los diferentes conductores empleados en el Documento.

**Tabla 4. Características generales de conductores de BT**

Características constructivas	
Conductor	Descripción
Conductores de uso en líneas y acometidas	
500 MCM	Conductor aislado XLPE 500 MCM
4/0 AWG	Conductor aislado XLPE 4/0 AWG
1/0 AWG	Conductor aislado XLPE 1/0 AWG
Conductores de uso exclusivo en acometidas	
4× #4	Concéntrico; Fases y neutro: #4 Cu
3× #4	Concéntrico; Fases y neutro: #4 Cu
2× #6	Concéntrico; Fases y neutro: #6 Cu
4× #6	Concéntrico; Fases y neutro: #6 Cu
3× #6	Concéntrico; Fases y neutro: #6 Cu

### 5.1.2.2. Características eléctricas

Los empalmes y conexiones de los conductores subterráneos se efectuarán siguiendo métodos o sistemas que garanticen una perfecta continuidad del conductor y de su aislamiento.

La sección del conductor neutro será la misma que la de los conductores de fase.

El conductor neutro se conectará a tierra en las acometidas, así como en las derivaciones importantes. De cualquier modo se asegurará un aterrizaje cada 250 metros como máximo, asegurando una resistencia global de la puesta a tierra de 5 ohmios como máximo.

Se indican las principales características de los conductores empleados en la presente NORMA en la Tabla 5 y Tabla 6.

**Tabla 5. Características eléctricas de conductores BT para líneas y acometidas**

Conductor	DE USO EN LÍNEAS Y ACOMETIDAS		
	500 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG
Sección (mm <sup>2</sup> )	253,3	107,2	53,5
Composición (n° alambres x $\phi$ en mm)	37 x 2,95	19 x 2,68	19 x 1,98
Aislamiento	Polietileno reticulado	Polietileno reticulado	Polietileno reticulado
Cubierta	PVC	PVC	PVC
Diámetro del conductor (mm)	20,65	13,41	9,45
Diámetro total (mm)	27,25	18,49	14,53
Peso del aluminio (kg/km)	698,5	295,7	147,1
Carga de rotura por (daN)	4031	1794	969
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C ( $\Omega$ /km)	0,1135	0,2682	0,5378
Resistencia eléctrica en C.C. a 90 °C ( $\Omega$ /km)	0,1455	0,3438	0,6895

**Tabla 6. Características eléctricas de conductores BT para acometidas**

Conductor		DE USO EXCLUSIVO EN ACOMETIDAS				
		3 x#4 AWG	4 x#4 AWG	2 x# 6 AWG	3 x# 6 AWG	4 x# 6 AWG
Fase	Nº hilos	7				
	Diámetro hilo (mm)	1,96		1,55		
	Diámetro fase (mm)	5,88		4,65		
	Sección Fase (mm <sup>2</sup> )	21,15		13,3		
Espesor del aislamiento (mm)		1,14				
Neutro	Nº hilos	65	103	25	65	104
	Diámetro hilo (mm)	0,643	0,511	0,813	0,511	0,404
	AWG	22	24	20	24	26
	Sección (mm <sup>2</sup> )	21,12	21,12	13,21	13,21	13,21
Diámetro exterior aprox. (mm)		12,8 x21,1	22	11,6	11,3 x18,2	19,1
Peso (daN/m)		0,700	0,900	0,325	0,475	0,625
Resistencia eléctrica en C.C. a 20 °C (Ω/km)		≤0,840		≤1,337		

### 5.1.3. Zanjas y Canalizaciones para Media Tensión

Los cables aislados subterráneos de 13,2, y 34,5 kV podrán canalizarse de las siguientes formas:

- Directamente enterrados
- Entubados en zanja
- Al aire, alojados en galerías

#### a) Cables directamente enterrados en zanja

Esta disposición será la que se emplee de forma prioritaria, preferentemente en veredas o zonas ajardinadas, incluso bajo acera, si no hay otros servicios que impidan esta disposición constructiva.

Los cables se tenderán en contacto, agrupados en disposición trébol si la línea es trifásica.

Las dimensiones mínimas de las zanjas vienen condicionadas por el número de líneas a tender, según se indica en la Tabla 7.

**Tabla 7. Dimensiones mínimas de zanjas para MT**

Nº DE LÍNEAS* EN PLANO HORIZONTAL	PROFUNDIDAD MÍNIMA (cm)	ANCHURA MÍNIMA (cm)
1	80	40
2	80	60
3	80	80

\* El número de líneas puede referirse tanto a líneas de Media Tensión como de Baja Tensión combinadas.

Las dimensiones mencionadas se modificarán, en caso necesario, cuando se encuentren otros servicios en el trazado (ver apartados 5.1.5. Paralelismos y 5.1.6. Cruzamientos), a fin de mantener las distancias mínimas de seguridad. La anchura de la zanja vendrá también condicionada por el tipo de máquina empleada para su ejecución.

Los cables irán alojados en general en zanjas lo suficientemente profundas de forma que en todo momento la profundidad mínima de la línea más próxima a la superficie del suelo, sea de 60 cm.

Cuando se tiendan dos y tres líneas en un mismo plano horizontal en la misma zanja, ya sean de MT o de BT, la separación mínima entre puntos más próximos de las líneas no debe ser inferior a 25 cm para cualquier nivel de tensión.

La disposición de los cables en las zanjas será la siguiente:

En el fondo de la zanja se dispondrá una capa de unos 10 cm de arena fina sobre la que se situarán los cables; por encima irá otra capa de arena fina de unos 15 cm de espesor, sobre ella se colocará un tritubo sobre cada línea, el cual realizará las funciones de placa de protección mecánica y tubo para comunicaciones. Las características y dimensiones del tritubo vienen definidas en la especificación técnica correspondiente.

A continuación se realizará el compactado mecánico, empleándose el tipo de tierra y las tongadas adecuadas para conseguir un próctor del 95%, teniendo en cuenta que los tubos de comunicaciones irán situados por encima de los de energía.

Se colocará una cinta de señalización de presencia de cables eléctricos a lo largo de toda la zanja y a una profundidad mínima de 30 cm de la superficie del suelo.

b) Cables entubados en zanja.

Este tipo de canalización será el que se utilice generalmente en aceras o calzadas, especialmente en las que exista multiplicidad de servicios subterráneos que dificulten el tendido directamente enterrado o que no permitan mantener las distancias adecuadas en cruzamientos o paralelismos.

El cable irá en un tubo de plástico de 160 mm de diámetro para líneas trifásicas y 110 mm para líneas monofásicas, cuyas características y dimensiones vienen definidas en la especificación técnica correspondiente.

Las dimensiones mínimas de las zanjas vienen condicionadas por las dimensiones del tubo, el número de tubos a tender, el número de hileras de tubos y por el material de relleno de la zanja, según se indica en la Tabla 8 y la Tabla 9

**Tabla 8. Ancho de zanja para MT**

Nº DE TUBOS EN PLANO HORIZONTAL	ANCHURA MÍNIMA (SEGÚN MATERIAL DE RELLENO)	
	Arena (cm)	Hormigón (cm)
1 tubo 110 mm	25	25
1 tubo 160 mm	25	40
2 tubos 110 mm	40	40
2 tubos 160 mm	40	60
3 tubos 110 mm	60	60
3 tubos 160 mm	60	80
4 tubos 110 mm	60	80
4 tubos 160 mm	80	-
5 tubos 110 mm	80	-

**Tabla 9. Profundidad de zanjas para MT**

Nº DE HILERAS DE TUBOS	PROFUNDIDAD MÍNIMA	
	Arena (cm)	Hormigón (cm)
1	80	80
2	-	100
3	-	120

Análogamente al caso anterior, las dimensiones mencionadas se modificarán cuando se encuentren otros servicios en el trazado de la línea, a fin de mantener las distancias mínimas de seguridad, así como por la maquinaria empleada.

En previsión de futuras líneas de comunicación, tanto propias como ajenas, se instalará opcionalmente un tritubo sobre el o los tubos de la línea. Las características y dimensiones del tritubo vienen definidas en la especificación técnica correspondiente.

Los tubos con los conductores se situarán sobre un lecho de arena de 5 cm de espesor. A continuación se rellenará toda la zanja de la misma forma que en el caso anterior, es decir, con el tipo de tierra y las tongadas adecuadas para conseguir un próctor del 95%.

Se colocará una cinta de señalización de presencia de cables a lo largo de toda la zanja.

Los tubos irán alojados en general en zanjas lo suficientemente profundas de forma que en todo momento la profundidad mínima de la línea más próxima a la superficie del suelo sea de 60 cm. Se guardarán distancias de seguridad con otras líneas y a las paredes de la zanja. Éstas son las siguientes:

- 20 mm a las paredes de la zanja.
- 40 mm entre tubos.

En los cruzamientos de calzadas y de ferrocarriles los tubos irán hormigonados en todo su recorrido. También se hormigonarán los tubos en caso de tendido de varias hileras de tubos en planos horizontales paralelos. Las distancias que se deben respetar son las siguientes:

- 60 mm de hormigón del tubo a la pared vertical de la zanja.
- 60 mm de hormigón del tubo al fondo de la zanja.
- 60 mm de hormigón sobre la capa horizontal de tubos.
- 60 mm de hormigón entre tubos.

Si se decide colocar un tritubo, también se hormigonará.

En este caso, se estudiará la posibilidad de instalar tubos de reserva en previsión de nuevas necesidades.

c) Cables al aire, alojados en galerías

Se debe evitar en lo posible este tipo de canalización, utilizándose únicamente en el caso de que el número de líneas sea tal que justifique la realización de las galerías; o en casos especiales en que no se pueda realizar otro tipo de canalizaciones.

En este tipo de canalizaciones, los cables estarán colocados al aire, agrupados en disposición trébol y convenientemente fijados sobre bandejas perforadas, palomillas o abrazaderas.

Cuando se tiendan más de una línea, estas se situarán preferentemente en un mismo plano.

La distancia mínima entre líneas situadas en el mismo plano horizontal será 1,5 veces el diámetro exterior del cable. La separación mínima entre líneas situadas en el mismo plano vertical, será de 4 veces el diámetro exterior del cable. La separación entre líneas y pared será de 0,5 veces el diámetro exterior del cable.

Los elementos metálicos de sujeción deberán conectarse eléctricamente a tierra.

Los cables quedarán colocados y sujetos de manera que no se desplacen por efectos electrodinámicos.

Los locales o galerías deberán estar bien aireados para obtener una baja temperatura media y evitar accidentes por emanación de gases, debiendo además, disponer de un buen sistema de drenaje.

No se instalarán cables eléctricos en galerías donde existan conducciones de gases o líquidos inflamables.

5.1.3.1. Dimensionado

El trazado de las líneas se realizará de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- La longitud de la canalización será lo más corta posible.
- Se ubicará, preferentemente, salvo casos excepcionales, en terrenos de dominio público, bajo acera, evitando los ángulos pronunciados.

- El radio interior de curvatura, después de colocado el cable, será, como mínimo, el indicado en la Tabla 1 del apartado 5.1.1.
- Los cruces de calzadas deberán ser perpendiculares a sus ejes, salvo casos especiales, debiendo realizarse en posición horizontal y en línea recta.
- Las distancias a fachadas estarán de acuerdo con lo especificado por los reglamentos y ordenanzas municipales correspondientes.

#### 5.1.3.2. Arquetas de registro

Se evitará en la medida de lo posible la construcción de arquetas. Si fuese necesaria la colocación de arquetas de registro en las instalaciones de cables subterráneos, para permitir la instalación, empalme, derivación, reposición y reparación de los cables, deberá justificarse su absoluta necesidad.

Las arquetas de registro se construirán rectangulares con paredes de ladrillo de 24 cm de espesor u hormigón armado, con unas dimensiones interiores suficientes para poder practicar manipulaciones en los cables con comodidad, de forma que, tanto durante el tendido como una vez fijados los cables en la arqueta se respeten los radios mínimos de curvatura de los cables.

Las dimensiones de las arquetas de registro se pueden encontrar de forma detallada en los planos correspondientes de esta NORMA.

#### 5.1.4. Zanjas y Canalizaciones para Baja Tensión

##### 5.1.4.1. Dimensionado

El trazado de las líneas se realizará de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- La longitud de la canalización será lo más corta posible.
- Se ubicará, preferentemente, salvo casos excepcionales, en terrenos de dominio público, bajo acera, evitando los ángulos pronunciados.
- El radio interior de curvatura, después de colocado el cable, será, como mínimo, de 12 veces el diámetro exterior del cable.
- Los cruces de calzadas deberán ser perpendiculares a sus ejes, salvo casos especiales, debiendo realizarse en posición horizontal y en línea recta.

- Las distancias a fachadas estarán, siempre que sea posible, de acuerdo con lo especificado por los reglamentos y normativa local correspondientes.

Los cables aislados subterráneos de baja tensión podrán canalizarse de las siguientes formas:

- Entubados en zanja
- Directamente enterrados
- Al aire, alojados en galerías

a) Cables entubados en zanja

Esta configuración será la que se emplee de forma prioritaria para las líneas de distribución de B.T. y la única en caso de acometidas.

Las dimensiones mínimas de las zanjas vienen condicionadas por las dimensiones y número de tubos a tender, el número de hileras de tubos y por el material de relleno de la zanja, según se indica en la Tabla 10 y Tabla 11.

**Tabla 10. Ancho de zanja para BT**

Nº DE TUBOS EN PLANO HORIZONTAL	ANCHURA MÍNIMA	
	Arena (m)	Hormigón (m)
1 Tubo de 60 mm	0,25	0,25
2 Tubos de 60 mm	0,25	0,25
3 Tubos de 60 mm	0,25	0,4
1 tubo de 110 mm	0,25	0,25
2 tubos de 110 mm	0,4	0,4
3 tubos de 110 mm	0,6	0,6
4 tubos de 110 mm	0,6	0,8
5 tubos de 110 mm	0,8	-

\* El número de líneas puede referirse tanto a líneas de Baja Tensión como de Media Tensión combinadas.

**Tabla 11. Profundidad de zanja para BT**

N° DE HILERAS	DIÁMETRO TUBO (MM)	PROFUNDIDAD MÍNIMA	
		Arena (m)	Hormigón (m)
1	60	0,60	0,60
	110	0,8	0,80
2	60	-	0,8
	1 hilera de 60 mm + 1 hilera de 110 mm	-	0,8
	110	-	1,0
3	110	-	1,2

Las dimensiones mencionadas se modificarán cuando se encuentren otros servicios en el trazado de la línea, a fin de mantener las distancias mínimas de seguridad, así como por la maquinaria empleada.

La línea de distribución de B.T. tanto trifásica como monofásica, se canalizará en un tubo de plástico de 110 mm. Para acometidas se utilizará un tubo de 60 mm. Las características y dimensiones de estos tubos quedan definidas en la especificación técnica correspondiente.

Los tubos con los conductores se situarán sobre un lecho de arena de 5 cm de espesor. A continuación se cubrirán con arena hasta 5 cm sobre la arista superior del tubo y finalmente se rellenará toda la zanja con el tipo de tierra y las tongadas adecuadas para conseguir un próctor del 95%.

Los cables irán alojados en general en zanjas lo suficientemente profundas de forma que en todo momento la profundidad mínima del tubo más próximo a la superficie del suelo sea de 60 cm. Para líneas de acometida, esta distancia se puede reducir a 45 cm, si están suficientemente protegidas. Se guardarán distancias de seguridad con otros conductores y a las paredes de la zanja. Éstas son las siguientes:

- 20 mm a las paredes de la zanja.
- 40 mm entre tubos.

En los cruzamientos de calzadas y de ferrocarriles los tubos irán hormigonados en todo su recorrido. También se hormigonarán los tubos en caso de tendido de varias hileras de tubos en planos horizontales paralelos. Las distancias que se deben respetar son las siguientes para las líneas de distribución de B.T.:

- 60 mm de hormigón del tubo a la pared vertical de la zanja.
- 60 mm de hormigón del tubo al fondo de la zanja.
- 60 mm de hormigón sobre la capa horizontal de tubos.
- 60 mm de hormigón entre tubos.

Si está previsto el tritubo para comunicaciones, también se hormigonará.

En caso de canalizaciones hormigonadas, se estudiará la posibilidad de instalar tubos de reserva en previsión de futuras necesidades.

Se colocará una cinta de señalización de presencia de cables a lo largo de toda la zanja.

b) Cables directamente enterrados en zanja

Esta disposición se podrá utilizar en veredas o zonas ajardinadas, incluso bajo acera, si no hay otros servicios que impidan esta disposición constructiva, y siempre en líneas de distribución en B.T., nunca en acometidas.

Los cables se tenderán en contacto, agrupados en disposición trébol si la línea es trifásica.

Las dimensiones mínimas de las zanjas vienen condicionadas por el número de líneas a tender, según se indica en la Tabla 12:

**Tabla 12. Dimensiones mínimas de zanjas para cables directamente enterrados en BT**

Nº de líneas* en plano horizontal	Profundidad mínima	Anchura mínima
1	80	40
2	80	60
3	80	80

Las dimensiones mencionadas se modificarán, en caso necesario, cuando se encuentren otros servicios en el trazado (ver apartados 5.1.5 y 5.1.6), a fin de mantener las distancias mínimas de paralelismo y/o cruzamiento. La anchura de la zanja vendrá también condicionada por el tipo de máquina empleada para su ejecución.

Los cables irán alojados en general en zanjas lo suficientemente profundas de forma que en todo momento la profundidad mínima del cable más próximo a la superficie del suelo sea de 60 cm.

Cuando se tiendan dos y tres líneas en un mismo plano horizontal en la misma zanja, ya sean de MT o de BT, la separación mínima entre puntos más próximos de las líneas no debe ser inferior a 25 cm para cualquier nivel de tensión.

La disposición de los cables en las zanjas será:

En el fondo de la zanja irá una capa de unos 5 cm de arena fina sobre la que se situarán los cables; por encima irá otra capa de arena fina de unos 15 cm de espesor, sobre ella se colocará un tritubo sobre cada línea, el cual realizará las funciones de placa de protección mecánica y tubo para comunicaciones. Las características y dimensiones del tritubo vienen definidas en la especificación técnica correspondiente.

A continuación se realizará el compactado mecánico, empleándose el tipo de tierra y las tongadas adecuadas para conseguir un próctor del 95%, teniendo en cuenta que los tubos de comunicaciones irán situados por encima de los de energía.

Se colocará una cinta de señalización de presencia de cables eléctricos a lo largo de toda la zanja.

#### c) Cables al aire, alojados en galerías

Se debe evitar en lo posible este tipo de canalización, utilizándose únicamente en el caso de que el número de líneas sea tal que justifique la realización de las galerías; o en casos especiales en que no se pueda realizar otro tipo de canalizaciones.

En este tipo de canalizaciones, los cables estarán colocados al aire, agrupados en disposición trébol y convenientemente fijados sobre bandejas perforadas, palomillas o abrazaderas.

Cuando se tiendan más de una terna, estas se situarán preferentemente en un mismo plano.

La distancia mínima entre ternas situadas en el mismo plano horizontal será 1,5 veces el diámetro exterior del cable. La separación mínima entre ternas situadas en el mismo plano vertical, será de 4 veces el diámetro exterior del cable. La separación entre ternas y pared será de 0,5 veces el diámetro exterior del cable.

Los elementos metálicos de sujeción deberán conectarse eléctricamente a tierra.

Los cables quedarán colocados y sujetos de manera que no se desplacen por efectos electrodinámicos.

Los locales o galerías deberán estar bien aireados para obtener una baja temperatura media y evitar accidentes por emanación de gases, debiendo además, disponer de un buen sistema de drenaje.

No se instalarán cables eléctricos en galerías donde existan conducciones de gases o líquidos inflamables.

#### 5.1.4.2. Arquetas de registro

Se evitará en la medida de lo posible la construcción de arquetas. Si fuese necesaria la colocación de arquetas de registro en las instalaciones de cables subterráneos, para permitir la instalación, empalme, derivación, reposición y reparación de los cables, deberá justificarse su absoluta necesidad.

Las arquetas de registro se construirán rectangulares con paredes de ladrillo de 24 cm de espesor u hormigón armado, con unas dimensiones interiores suficientes para poder practicar manipulaciones en los cables con comodidad, de forma que, tanto durante el tendido como una vez fijados los cables en la arqueta se respeten los radios mínimos de curvatura de los cables.

#### 5.1.4.3. Señalización

La función de aviso para evitar el posible deterioro que se pueda ocasionar al realizar las excavaciones en las proximidades de la canalización la cumplirá la cinta de señalización.

#### 5.1.5. Paralelismos

Las líneas de distribución eléctrica subterráneas deberán guardar las siguientes distancias a las diferentes instalaciones existentes.

En ningún caso se canalizarán paralelamente por encima o por debajo de cualquier otra instalación, con excepción de las líneas eléctricas, siempre y cuando, éstas sean de propiedad de Gas Natural Fenosa. En tal caso, ambas líneas se canalizarán bajo tubo y se situará en el nivel superior la línea de menor tensión.

#### 5.1.5.1. Media y Baja Tensión

Los cables de Baja Tensión se podrán colocar paralelos a cables de Media Tensión, siempre que entre ellos haya una distancia no inferior a 25 cm. Cuando no sea posible conseguir esta distancia, se instalará uno de ellos bajo tubo, manteniendo como mínimo una distancia de 10 cm entre cable directamente enterrado y tubo.

#### 5.1.5.2. Media Tensión

En el caso de paralelismos de cables de media tensión entre sí, se mantendrá una distancia mínima de 25 cm. Si no se pudiera conseguir esta distancia, se colocará una de ellas bajo tubo, manteniendo como mínimo una distancia de 10 cm entre cable directamente enterrado y tubo.

#### 5.1.5.3. Baja Tensión

En el caso de paralelismos de cables de baja tensión entre sí, se mantendrá una distancia mínima de 25 cm. Si no se pudiera conseguir esta distancia, se colocará una de ellas bajo tubo, manteniendo como mínimo una distancia de 10 cm entre cable directamente enterrado y tubo.

#### 5.1.5.4. Cables de telecomunicación

Los cables de media y baja tensión directamente enterrados, deberán estar separados de los de telecomunicación una distancia mínima horizontal de 20 cm, en el caso en que los cables de telecomunicación vayan también enterrados directamente. Cuando esta distancia no pueda alcanzarse, deberá instalarse la línea eléctrica de media o baja tensión dentro tubos con una resistencia mecánica apropiada.

En paralelismos con cables telefónicos con cables de media tensión, deberá tenerse en cuenta lo especificado por el correspondiente acuerdo con las compañías de telecomunicaciones. Solo se podrán

realizar paralelismos de más de 500 m si los cables de telecomunicación llevan pantalla electromagnética.

En paralelismos con cables telefónicos con cables de baja tensión, deberá tenerse en cuenta lo especificado por el correspondiente acuerdo con las compañías de telecomunicaciones.

#### 5.1.5.5. Agua, vapor, etc.

Los cables de media y baja tensión se instalarán separados de las conducciones de otros servicios (agua, vapor, etc.) a una distancia no inferior a 25 cm. Si por motivos especiales no se pudiera conseguir esta distancia, los cables se instalarán dentro tubos.

#### 5.1.5.6. Gas

La distancia entre los cables de energía y las conducciones de gas será como mínimo de 50 cm. Además, para el caso de las canalizaciones de gas, se asegurará la ventilación de los conductos, galerías y registros de los cables para evitar la posibilidad de acumulación de gases en ellos.

No se colocará el cable eléctrico paralelamente sobre el conducto de gas, debiendo pasar dicho cable por debajo. Si no fuera posible conseguir la separación de 50 cm, se instalarán los cables dentro tubos.

#### 5.1.5.7. Alcantarillado

En los paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado de aguas fecales, habrá una distancia mínima de 50 cm, debiéndose instalar los cables bajo tubo cuando no pueda conseguirse esa distancia. En el caso de paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado de aguas fluviales, el tratamiento será análogo al de las conducciones de agua.

#### 5.1.5.8. Depósitos de carburante

Entre los cables eléctricos y los depósitos de carburante, habrá una distancia mínima de 1,20 m, debiendo, además, protegerse apropiadamente el cable de baja tensión. El cable de media tensión será instalando bajo tubo hormigonado al menos desde 3 m de distancia a ambos lados de la zona de paralelismo, tal y como se muestra en los planos correspondientes en la sección 20.

#### 5.1.5.9. Fundaciones de otros servicios

Cuando próxima a la canalización existan soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc. el cable se instalará a una distancia de 50 cm como mínimo de los bordes externos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia será de 150 cm en el caso en el que el soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja. Cuando esta precaución no se pueda tomar, se empleará una protección mecánica resistente a lo largo del soporte y de su fundación prolongando una longitud de 50 cm a ambos lados de los bordes extremos de la misma.

#### 5.1.6. Cruzamientos

##### 5.1.6.1. Media Tensión con Baja Tensión

En los cruzamientos de los cables de Media Tensión con otros de Baja Tensión, existirá una distancia entre ellos de 25 cm como mínimo. En caso de que no pudiese conseguirse esta distancia se separarán los cables de Baja Tensión de los de Media Tensión por medio de tubos, manteniendo como mínimo una distancia de 10 cm entre cable directamente enterrado y tubo.

##### 5.1.6.2. Media Tensión

En los cruzamientos entre líneas de Media Tensión, la distancia mínima a respetar será de 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se colocará una de las líneas bajo tubo, manteniendo como mínimo una distancia de 10 cm entre cable directamente enterrado y tubo.

##### 5.1.6.3. Baja Tensión

En los cruzamientos entre líneas de Baja Tensión, la distancia mínima a respetar será de 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se instalará una de las líneas bajo tubo.

##### 5.1.6.4. Con cables de telecomunicación

En los cruzamientos con cables de telecomunicación, los cables de energía eléctrica, se colocarán en tubos o conductos de resistencia mecánica apropiada, a una distancia mínima de la canalización de telecomunicación de 20 cm. En todo caso, cuando el cruzamiento sea con cables telefónicos deberá tenerse en cuenta lo

especificado por el correspondiente acuerdo con la empresa de telecomunicación.

#### 5.1.6.5. Vías públicas

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados a una profundidad mínima de 80 cm. Los tubos o conductos serán resistentes, duraderos, estarán hormigonados en todo su recorrido y tendrán un diámetro que permita deslizar los cables por su interior fácilmente. En todo caso deberá tenerse en cuenta lo especificado por las normas y ordenanzas vigentes, que correspondan.

#### 5.1.6.6. Agua, vapor, etc.

En los cruzamientos de una canalización con conducciones de otros servicios (agua, vapor, etc.) se guardará una distancia mínima de 25 cm. Si no fuera posible, se colocará la línea bajo tubo.

#### 5.1.6.7. Gas

No se realizará el cruce del cable eléctrico sobre la proyección vertical de las juntas de la canalización de gas.

La distancia a respetar en el caso de cruce con una canalización de gas es de 25 cm.

#### 5.1.6.8. Alcantarillado

En los cruzamientos de cables eléctricos con conducciones de alcantarillado deberá evitarse el ataque de la bóveda de la conducción, debiéndose mantener en todo caso la distancia mínima de 50 cm para el caso de conducciones de alcantarillado de aguas fecales. En el caso de aguas fluviales, el tratamiento será análogo al de conducciones de agua.

#### 5.1.6.9. Depósitos de carburantes

Se evitarán los cruzamientos de cables eléctricos sobre depósitos de carburantes. Los cables de energía eléctrica deberán bordear el depósito, adecuadamente protegidos, y quedar a una distancia mínima de 1,20 m del mismo.

5.1.6.10.  
errocarriles

F

Los cruzamientos con ferrocarriles se realizarán en conductos o tubos perpendiculares a la vía y a una profundidad de 1,30 m como mínimo. Esta profundidad debe considerarse con respecto a la cara inferior de las traviesas. Se recomienda efectuar el cruzamiento por los lugares de menor anchura de la zona del ferrocarril. En todo caso, deberá tenerse en cuenta lo especificado por la correspondiente autorización de la compañía de trenes correspondiente.

5.1.7. Acometidas

Las acometidas monofásicas bitensión (120/240 V) se realizarán mediante conductores concéntricos de cobre tripolares (3 x #6 ó 3 x #4). Las acometidas trifásicas (120/240 V ó 120/208 V) se realizarán mediante conductores concéntricos de cobre tetrapolares (4 x #4). Se permite el uso de otros conductores normalizados de sección superior, cuando la potencia necesaria en la acometida o la caída de tensión en el conductor así lo exijan.

La conexión de la acometida a la línea de BT se realizará mediante conectores de derivación adecuados a las secciones de los conductores o mediante Cajas de Derivación Subterráneas aprobadas por GNF de acuerdo a los criterios de normalización indicados la sección 21 de este documento.

5.1.8. Paso de Aéreo a Subterráneo MT

En el paso de aéreo a subterráneo MT, se utilizarán los siguientes elementos: terminales, pararrayos autoválvulas y cortacircuitos fusibles de expulsión o seccionadores.

Los fusibles de expulsión-seccionadores se utilizarán solamente en el caso de derivaciones, nunca cuando la línea subterránea sea un tramo de una línea aérea que pasa a subterránea para cruzar una carretera, vía de ferrocarril, o entrar en zonas urbanas.

En el paso de aéreo a subterráneo el cable deberá ir protegido por tubos de resistencia mecánica adecuada, hasta una altura de 3 metros sobre el suelo como mínimo.

### 5.1.9. Dispositivos de Maniobra y Sistemas de Protección MT

#### 5.1.9.1. Dispositivos de maniobra

Se utilizarán cortacircuitos fusibles de expulsión/seccionadores accionables por pértiga con una intensidad nominal acorde con las necesidades de la instalación.

#### 5.1.9.2. Sistemas de protección

Además de las protecciones existentes en la cabecera de la línea, cuyas características y disposición se recogerán en el proyecto de la subestación suministradora, se dispondrán las protecciones contra sobreintensidades y sobretensiones necesarias en las derivaciones del final de la línea aérea y paso a subterráneo.

##### a) Protección contra sobretensiones

La protección contra sobretensiones en Media Tensión se realizará mediante la instalación de pararrayos, según la correspondiente especificación técnica.

Se colocará un juego de pararrayos en la línea aérea, en el mismo herraje que los terminales del cable a proteger y según se indica en los planos correspondientes.

Si la línea subterránea enlazara dos líneas aéreas se colocará un juego de pararrayos en cada uno de los extremos de la misma.

##### b) Protección contra sobreintensidades

En caso necesario, se instalarán cortacircuitos fusibles de expulsión de acuerdo con la especificación técnica correspondiente.

### 5.1.10. Empalmes y Terminales MT

En los puntos de unión de los distintos tramos de tendido se utilizarán empalmes adecuados a las características de los conductores a unir. Estos empalmes serán contráctiles en frío. Los empalmes no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado debiendo cumplir las siguientes condiciones:

- La conductividad de los cables empalmados no puede ser inferior a la de un sólo conductor sin empalmes de la misma longitud.
- El aislamiento del empalme ha de ser tan efectivo como el aislamiento propio de los conductores.
- El empalme debe estar protegido para evitar el deterioro mecánico y la entrada de humedad.
- El empalme debe resistir los esfuerzos electrodinámicos en caso de cortocircuito, así como el efecto térmico de la corriente, tanto en régimen normal como en caso de sobrecargas y cortocircuitos.

Los terminales de los conductores en su conexión al transformador serán del tipo enchufables en carga o atornillables sin carga, y en el paso de aéreo a subterráneo serán terminaciones contráctiles o extensibles como están completamente definidos en la especificación técnica correspondiente.

#### 5.1.11. Puesta a Tierra

En las redes subterráneas de Media Tensión se conectarán a tierra los siguientes elementos:

- Bastidores de los elementos de maniobra y protección.
- Apoyos de los pasos aéreo-subterráneos.
- Autoválvulas o pararrayos.
- Envolturas o pantallas metálicas de los cables.

Las envolturas o pantallas metálicas de los cables deben ser convenientemente puestas a tierra en los extremos de dichos cables, con objeto de disminuir su resistencia global a tierra.

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra.
- Electrodo de puesta a tierra.

##### a) Línea de tierra

Está constituida por conductores de cobre. En función de la corriente de defecto y la duración del mismo, se determinan las secciones mínimas del conductor a emplear por la línea de tierra, a

efectos de no alcanzar su temperatura máxima. La sección se obtendrá según la expresión siguiente:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

En donde:

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

I<sub>d</sub>: Corriente de defecto (A).

t: Tiempo de duración de la falta (s).

α: Para tiempos de duración de la falta inferiores o iguales a 5 s y conductores de cobre, α = 13.

Δθ: 160° para conductor aislado y 180° para conductor desnudo.

Se tomará 16 kA como valor máximo de la intensidad de defecto para niveles de tensión de 13,2 kV, y 12,5 kA para 24,9 y 34,5 kV. El sistema de puesta a tierra es multiterrado, por lo tanto se considerará un tiempo máximo de duración de la falta de 0,1 s ó 0,2s.

Con estos datos se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 13 y la Tabla 14:

**Tabla 13. Intensidades de defecto para conductor aislado**

CONDUCTOR AISLADO				
Δθ (°C)	t (s)	I <sub>defecto</sub> (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm <sup>2</sup> )
160	0,1	16	13,2	30,8
160	0,1	12,5	34,5	24
160	0,2	16	13,2	43,5
160	0,2	12,5	34,5	34

**Tabla 14. Intensidades de defecto para conductor desnudo**

CONDUCTOR DESNUDO				
$\Delta\theta$ (°C)	t (s)	$I_{\text{defecto}}$ (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm <sup>2</sup> )
180	0,1	16	13,2	29,0
180	0,1	12,5	34,5	22,6
180	0,2	16	13,2	41,0
180	0,2	12,5	34,5	32

A la vista de los resultados mostrados en la tabla, la sección del conductor de tierra mínimo a utilizar dentro de las secciones normalizadas para conductores aislados como para desnudos, será de sección #2 AWG (33,62 mm<sup>2</sup>) de cobre, en caso de que la duración de la falta sea 0,1 s. Si la duración de falta fuera de 0,2 s, la sección mínima a utilizar para 13,2 kV será 1/0 AWG (53,51 mm<sup>2</sup>).

b) Electrodo de puesta a tierra

Estarán constituidos por picas de acero-cobre, cuyas características se definen en la correspondiente Especificación Técnica.

## 5.2. CARACTERÍSTICAS PARTICULARES DE CONDUCTORES

Cada proyecto específico, diseñado en base a la presente norma deberá aportar los siguientes documentos característicos del mismo:

### 5.2.1. Memoria

El formato de la Memoria del Proyecto Específico se ajustará al establecido por Gas Natural Fenosa. En ella se justificará la finalidad de la instalación, razonando su necesidad o conveniencia.

A continuación se describirá el trazado de la línea, indicando los lugares o localidades afectados.

Se pondrán de manifiesto las características particulares y la descripción de la instalación indicando la siguiente información:

- Longitud de la línea.
- Tensión nominal.
- Frecuencia.

- Tipos de conductores.

Así mismo se adjuntarán una serie de tablas que mostrarán los resultados de los cálculos eléctricos y cálculos mecánicos, indicando la siguiente información técnica:

- Longitud de la línea.
- Resistencia y reactancia por unidad de longitud.
- Caídas de tensión.
- Pérdidas de potencia.

En los casos en los que sea necesario se incluirá una relación de cruzamientos, paralelismos y demás situaciones con los datos necesarios para su localización e identificación del propietario, entidad u organismo afectado.

#### 5.2.2. Planos

##### 5.2.2.1. Plano de situación y emplazamiento

El plano de situación representará el trazado de la línea en un plano a escala 1:50 000 ó 1:10 000, en donde sea perfectamente identificable el emplazamiento de la línea.

El trazado de las líneas se representará en un plano a escala de 1:2 000 ó 1:500 según las necesidades.

En caso necesario se podrán utilizar otras escalas similares a las indicadas, que muestren con el detalle necesario las instalaciones, en función de la cartografía disponible en el país.

##### 5.2.2.2. Otros planos

Cuando sea preceptivo se incluirán planos de los elementos constructivos que sean necesarios (canalizaciones, arquetas, puesta a tierra, etc.) Además, siempre que se empleen aplicaciones especiales que no estén reflejadas en este documento y sea necesaria su definición, se incluirán los correspondientes planos descriptivos.

## 6 DETALLE DE CONDUCTORES DE MEDIA TENSIÓN

Las características de los conductores normalizados se muestran en el apartado 5.1.1 del presente documento.

En este apartado se desarrollarán los cálculos eléctricos de la línea en función de los conductores empleados, de los niveles de tensión y del número de fases de la línea subterránea (trifásica o monofásica).

## 6.1. CÁLCULO ELÉCTRICO

### 6.1.1. Resistencia del Conductor

La resistencia del conductor empleado, en ohmios por km, depende de las características y sección del mismo y de la temperatura de trabajo de la línea.

La temperatura máxima de trabajo prevista es de 90° C para el conductor y 70° C para la pantalla. El valor de la resistencia en corriente continua para un conductor cuya temperatura máxima de trabajo es 90° C, se calcula a partir del valor a 20° C, mediante la siguiente expresión:

$$R_{\theta_0} = R_{20} \cdot [1 + \alpha \cdot (90 - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

donde:

$R_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$  °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

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

En cuanto a la resistencia en corriente alterna, es necesario tener en cuenta el efecto piel y el efecto proximidad que dan lugar a un aumento de la resistencia aparente del conductor. El valor de la resistencia en corriente alterna según la norma CEI-287 será:

$$R_{ca} = R_{cc} \cdot (1 + K_s + K_p) \quad (\Omega/\text{km})$$

siendo:

$R_{ca}$ : Resistencia del conductor en corriente alterna ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R_{cc}$ : Resistencia del conductor en corriente continua ( $\Omega/\text{km}$ ).

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

$$K_s = \frac{3,28 \cdot f^2 \cdot s^2}{\rho_\theta^2 \cdot 10^8}$$

donde:

f: Frecuencia de la corriente (60 Hz).

s: Sección efectiva del conductor (mm<sup>2</sup>).

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

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

$$K_p = K_s \cdot 2,9 \cdot a^2$$

donde:

Ks: Coeficiente por efecto piel.

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

Sustituyendo los valores adecuados en las expresiones mostradas se obtienen los resultados indicados en la Tabla 15.

**Tabla 15. Resistencia de los conductores en líneas trifásicas**

RESISTENCIA DE LOS CONDUCTORES EN LÍNEAS TRIFÁSICAS				
Conductor		4/0 AWG	500 MCM	750 MCM
Rcc a 20° C ( $\Omega$ /km)		0,2682	0,1135	0,0759
Rcc a 90° C ( $\Omega$ /km)		0,3439	0,1455	0,0973
Coeficiente Ks		$10,2 \times 10^{-4}$	$57,7 \times 10^{-4}$	$124,7 \times 10^{-4}$
Kp (*)	15 kV	$5,9 \times 10^{-4}$	$47,5 \times 10^{-4}$	$114,5 \times 10^{-4}$
	25 kV	$4,4 \times 10^{-4}$	$3,5 \times 10^{-4}$	-
	35 kV	$3,4 \times 10^{-4}$	$29,4 \times 10^{-4}$	-
Rca a 90° C ( $\Omega$ /km)	15 kV	0,3444	0,1470	0,0996
	25 kV	0,3444	0,1469	-
	35 kV	0,3443	0,1468	-

(\*) Para el cálculo de Kp y, en consecuencia para el cálculo de Rca a 90°C, se considera que los conductores se han instalado en triángulo en contacto mutuo.

En el caso de líneas monofásicas, el conductor utilizado será exclusivamente el 1/0 AWG para los tres niveles de tensión. La resistencia del cable estará limitada por la temperatura máxima admisible de la pantalla (70 °C). En la Tabla 16 se muestran los resultados.

**Tabla 16. Resistencia de los conductores en líneas monofásicas**

RESISTENCIA DE CONDUCTOR Y PANTALLA EN LÍNEAS MONOFÁSICAS	1/0 AWG	PANTALLA
Rcc a 20° C ( $\Omega$ /km)	0,5378	0,5177
Rcc a 70° C ( $\Omega$ /km)	0,6462	0,6194
Coeficiente Ks	$2,9 \times 10^{-4}$	$23,0 \times 10^{-4}$
Rca a 70° C ( $\Omega$ /km)	0,6464	0,6196

6.1.2. Reactancia del Conductor

6.1.2.1. Línea trifásica equilibrada

La reactancia de una línea trifásica, por unidad de longitud y por fase, para líneas equilibradas, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \mathcal{E} \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

siendo:

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

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

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

$$\mathcal{E} = \left( K + 4,605 \cdot \log \frac{2 \cdot D_m}{d} \right) \cdot 10^{-4} \text{ (H/km)}$$

donde:

K: Constante que, para conductores masivos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los valores mostrados en la Tabla 17.

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

d: Diámetro del conductor (mm).

Sustituyendo para cada caso, obtenemos los valores que se indican en la Tabla 18.

**Tabla 17. Valores de K según número de alambres**

CONSTANTE EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE ALAMBRES					
Nº de alambres	1	7	19	37	61 o más
K	0,50	0,64	0,55	0,53	0,51

**Tabla 18. Reactancias de líneas trifásicas equilibradas**

REACTANCIA LÍNEA TRIFÁSICA EQUILIBRADA		
Conductores	Reactancia inductiva (Ω/km)	
	15 kV	35 kV
4/0 AWG	0,1340	0,1546
500 MCM	0,1197	0,1378
750 MCM	0,1148	-

### 6.1.2.2. Línea monofásica

En el caso de líneas monofásicas, el conductor utilizado será exclusivamente el 1/0 AWG para los tres niveles de tensión. En estas líneas la corriente por la pantalla no es despreciable, por lo tanto se tendrá en cuenta tanto la reactancia del conductor, como la de la pantalla para su cálculo.

La reactancia del conductor de una línea monofásica, por unidad de longitud, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \epsilon \text{ (}\Omega/\text{km)}$$

siendo:

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

$\epsilon$ : Coeficiente de Inducción Mutua por unidad de longitud (H/km).

El coeficiente de inducción por unidad de longitud ( $\epsilon$ ) vendrá dado por la expresión:

$$\epsilon = \left( 2 \cdot 10^{-7} \text{Ln} \frac{2 \cdot D}{d \cdot e^{-1/4}} \right) \text{ (H/km)}$$

donde:

D: Distancia entre el eje del conductor y la pantalla (mm).

d: Diámetro del conductor (mm).

Sustituyendo para cada caso, obtenemos los valores que se indican en la Tabla 19.

**Tabla 19. Reactancia de línea monofásica**

REACTANCIA LÍNEA MONOFÁSICA		
Conductores	Reactancia inductiva (Ω/km)	
	15 kV	35 kV
1/0 AWG	0,1344	0,1613

Análogamente se calcula la reactancia de la pantalla. El coeficiente de inducción en este caso viene dado por la siguiente expresión:

$$L = \left( 2 \cdot 10^{-7} \ln \frac{DMG_{m\acute{u}tua}}{DMG_{propia}} \right) \text{ (H/km)}$$

donde:

DMG<sub>PROPIA</sub>: Distancia media geométrica propia de la pantalla (mm).

DMG<sub>MUTUA</sub>: Distancia media geométrica mutua, que coincide con el diámetro de la pantalla (mm).

Sustituyendo para cada caso, obtenemos los valores que se indican en la Tabla 20.

**Tabla 20. Reactancia de pantalla de línea monofásica**

REACTANCIA LÍNEA MONOFÁSICA		
Pantalla	Reactancia inductiva (Ω/km)	
	15 kV	35 kV
1/0 AWG	0,0383	0,0383

### 6.1.3. Capacitancia

La capacitancia de cada conductor respecto a la pantalla para cables con un solo conductor depende de:

- a) Las dimensiones del mismo (longitud, diámetro de los conductores, incluyendo las eventuales capas semiconductoras y diámetro debajo de la pantalla).
- b) La permitividad "ε" o constante dieléctrica del aislamiento.

Para el caso de los cables de campo radial, la capacidad se obtiene aplicando la siguiente expresión será:

$$C = \frac{0,0241 \cdot \varepsilon}{\log \frac{D}{d}} \quad (\mu\text{F}/\text{km})$$

siendo:

ε: Constante dieléctrica del aislamiento. Para el aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) se utilizará ε = 2,5

D: Diámetro del conductor sobre el aislante (mm).

d: Diámetro del conductor (incluyendo la capa semiconductor) (mm).

En la Tabla 21 se muestran las capacidades para los distintos conductores y sus niveles de tensión.

**Tabla 21. Capacitancia de conductores**

CONDUCTORES	CAPACITANCIA (μF/km)	
	15 kV	35 kV
1/0 AWG	0,2047	0,1299
4/0 AWG	0,2662	0,1626
500 MCM	0,3775	0,2209
750 MCM	0,4492	-

#### 6.1.4. Pérdidas Dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas de los conductores se calculan mediante las expresiones:

$$W_{\delta} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot \text{tg} \delta \quad (\text{W/km})$$

siendo:

$W_{\delta}$ : Pérdidas dieléctricas en el aislante (W/km).

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

C: Capacidad del cable ( $\mu\text{F/km}$ ).

U: Tensión entre fase y neutro en el caso de cálculo de pérdidas monofásicas, y tensión fase-fase para el de pérdidas trifásicas (kV).

$\text{tg} \delta$ : Ángulo de pérdidas o factor dieléctrico, que depende del material del aislamiento. Para el polietileno reticulado (XLPE) este valor es:

$$\text{tg} \delta = 0,001$$

Los resultados de estos cálculos se muestran en la Tabla 22.

**Tabla 22. Pérdidas dieléctricas en aislamiento de conductores.**

PÉRDIDAS DIELECTRICAS EN EL AISLANTE ( $W_{\delta}$ ) (W/km)				
Conductor	Trifásicas		Monofásicas	
	13,2 kV	34,5 kV	7,6 kV	19,9 kV
1/0 AWG	-	-	4,46	19,40
4/0 AWG	17,48	72,98	-	-
500 MCM	24,80	99,10	-	-
750 MCM	29,50	-	-	-

### 6.1.5. Corriente de Carga Capacitiva

La denominada intensidad de carga ( $I_c$ ) es la corriente capacitiva que circula por el cable debido a la capacidad existente entre el conductor y la pantalla. La corriente de carga para una línea trifásica equilibrada, como para una línea monofásica para la tensión más elevada de la red será la que se indica en la siguiente ecuación:

$$I_c = \frac{U_m}{\sqrt{3}} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot 10^{-3} \quad (\text{A/km})$$

en donde:

$I_c$ : Intensidad de carga capacitiva (A).

f: Frecuencia de la red (60 Hz).

C = Capacidad del cable ( $\mu\text{F/km}$ ).

$U_m$ : Tensión más elevada de la red entre fases para el caso de línea trifásica, y tensión más elevada de la red entre fase y neutro para el caso de línea monofásica (kV).

Para los conductores seleccionados los valores obtenidos son los mostrados la Tabla 23.

### 6.1.6. Intensidad Máxima Admisible

El valor de la intensidad máxima admisible para las instalaciones fijadas se ha determinado de acuerdo con la norma CEI-287, y teniendo en cuenta que no se pueden superar temperaturas superiores a 90 °C en el aislante, y 70 °C en la cubierta. Los resultados son los que se recogen en la Tabla 24.

**Tabla 23. Intensidad de carga capacitiva de conductores MT**

INTENSIDAD DE CARGA CAPACITIVA, $I_c$ (A/km)				
Conductor	Trifásicas		Monofásicas	
	13,2 kV	34,5 kV	7,6 kV	19,9 kV
1/0 AWG	-	-	0,3564	0,5911
4/0 AWG	0,8030	1,2826	-	-
500 MCM	1,1388	1,7416	-	-
750 MCM	1,1349	-	-	-

**Tabla 24. Intensidad trifásica admisible en conductores MT**

INTENSIDAD TRIFÁSICA MÁXIMA ADMISIBLE (A)					
Sin corriente circulando por la pantalla					
Conductor	Tensión (kV)	Instalación			
		Al aire (40°C)	Direct. enterrado (25°C)	Enterrado bajo tubo	
				Arena	Hormigón
4/0 AWG	13,2	291	280	224	224
	34,5	297	278	230	230
500 MCM	13,2	485	434	354	354
	34,5	497	435	361	361
750 MCM	13,2	625	534	438	438
Circulando por la pantalla una corriente 20%·In					
Conductor	Tensión (kV)	Instalación			
		Al aire a 40°C	Direct. enterrado a 25°C	Enterrado bajo tubo	
				Arena	Hormigón
4/0 AWG	13,2	278	267	214	214
	34,5	286	266	220	220
500 MCM	13,2	465	414	337	337
	34,5	478	416	345	345
750 MCM	13,2	587	500	409	409
INTENSIDAD MONOFÁSICA MÁXIMA ADMISIBLE (A)					
Circulando por la pantalla una corriente 100%·In					
Conductor	Tensión (kV)	Instalación			
		Al aire a 40° C	Direct. enterrado a 25° C	Enterrado bajo tubo	
				Arena	Hormigón
1/0 AWG	13,2	109	107	99	99
	34,5	118	110	103	103

La intensidad admisible del cable determinado para la instalación tipo, deberá corregirse mediante unos coeficientes de corrección teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real. A continuación se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la

intensidad admisible, indicándose los coeficientes de corrección que se deban aplicar.

6.1.6.1. Instalación al aire

a) Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta a 40° C

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura ambiente es diferente de 40° C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 40}}$$

siendo:

C<sub>c</sub>: Coeficiente de corrección.

ϑ<sub>a</sub>: Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

En la Tabla 25 se muestran los coeficientes en función de la temperatura ambiente de la instalación.

b) Cables instalados al aire en canales o galerías

En estas condiciones de instalación, el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente y provoca un aumento de la temperatura del aire. Para realizar los cálculos supondremos que el aumento de la temperatura ambiente, con los conductores instalados y transportando energía, respecto a la temperatura ambiente sin los conductores instalados es del orden de 15°C. Para la determinación de la intensidad admisible en estas condiciones se emplearán los coeficientes indicados en la tabla anterior.

Otro factor a tener en cuenta a la hora de calcular la intensidad admisible en los cables, es la instalación de otros conductores en las proximidades. En función del tipo de instalación se emplearán los coeficientes mostrados en la Tabla 26 y Tabla 27.

**Tabla 25. Coeficientes de corrección según temperatura**

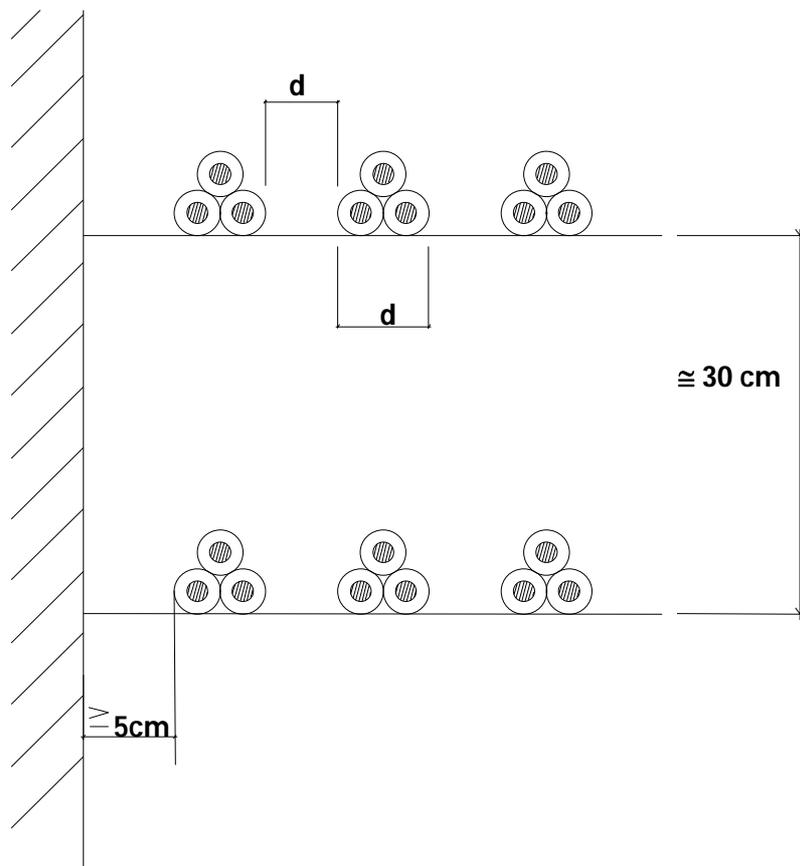
COEF. DE CORRECCIÓN PARA INSTALACIÓN A T <sup>a</sup> DISTINTA DE 40 °C								
T <sup>a</sup> (°C)	15	20	25	30	35	40	45	50
C <sub>c</sub>	1,22	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89

**Tabla 26. Coeficientes de corrección para cables sobre bandejas**

COEFICIENTE DE CORRECCIÓN CABLES INSTALADOS SOBRE BANDEJAS (*)				
Nº de bandejas	Nº de cables o ternas			
	1	2	3	6
1	1	0,98	0,96	0,93
2	1	0,95	0,93	0,90
3	1	0,94	0,92	0,89
6	1	0,93	0,90	0,87

(\*) Características de la instalación:

- Ternas o cables tendidos sobre bandejas perforadas.
- Separación entre cables igual al diámetro "d" de una terna o de un cable (según corresponda).
- Distancia a la pared  $\geq 5$  cm.
- Separación vertical entre bandejas  $\approx 30$  cm.

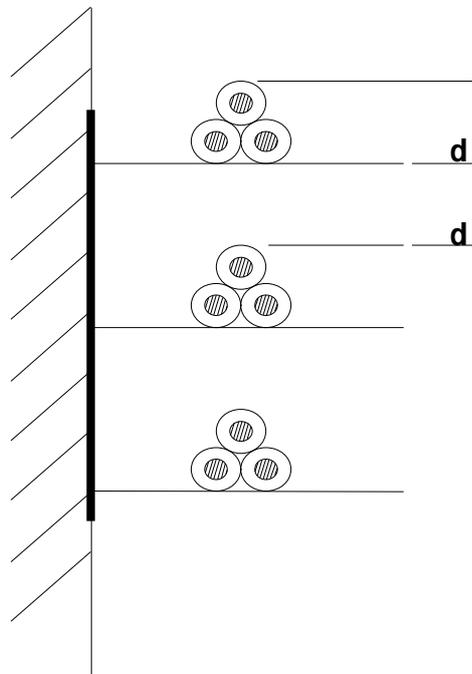


**Tabla 27. Coeficientes de corrección para cables en estructura de pared.**

COEFICIENTE DE CORRECCIÓN TERNAS DE CABLES INSTALADOS SOBRE ESTRUCTURAS SOBRE PARED (*)					
N° de ternas	N° de cables o ternas				
	1	2	3	6	9
1	1	0,93	0,90	0,87	0,86

(\*) Características de la instalación:

- Separación entre cables igual al diámetro "d" de una terna o de un cable (según corresponda).
- Distancia a la pared  $\geq 5$  cm.



#### 6.1.6.2. Instalacion enterrada

- a) Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 25° C.

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura del terreno es diferente de 25° C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 25}}$$

siendo:

$C_c$ : Coeficiente de corrección.

$\vartheta_a$ : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

Los coeficientes de corrección para temperatura del terreno distinta a 25 °C se muestran en la Tabla 28.

b) Cables directamente enterrados o en conducciones enterradas en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 K·m/W.

Las características del terreno constituyen un punto importante en la intensidad admisible en los cables enterrados, si bien su valor es difícil de determinar dada la falta de uniformidad del propio suelo a lo largo de la canalización.

Por otra parte, para un terreno determinado se ve afectado por las condiciones de humedad, nivel freático, vegetación, etc. La Tabla 29 recoge valores aproximados para algunas clases de terrenos y la Tabla 30 muestra los coeficientes de corrección según la resistencia térmica del terreno.

c) Cables enterrados en una zanja a diferentes profundidades, ver Tabla 31.

d) Ternas o cables agrupados bajo tierra, ver Tabla 32.

**Tabla 28. Coeficiente de corrección según temperatura de terreno en MT**

COEFICIENTE DE CORRECCIÓN									
T <sup>a</sup> (°C)	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Coeficiente	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78

**Tabla 29. Valores de K según tipo de terreno en MT**

Tipo de terreno	Valores de k (Km/W)
Terreno vegetal muy húmedo	0,4 a 0,5
Arena húmeda	0,5 a 0,7
Calcáreo y tierra vegetal seca	0,7 a 1
Tierra muy seca	1,5
Arena seca	2 a 2,5
Ceniza escoria	3

**Tabla 30. Coeficientes de corrección según resistividad térmica de terreno**

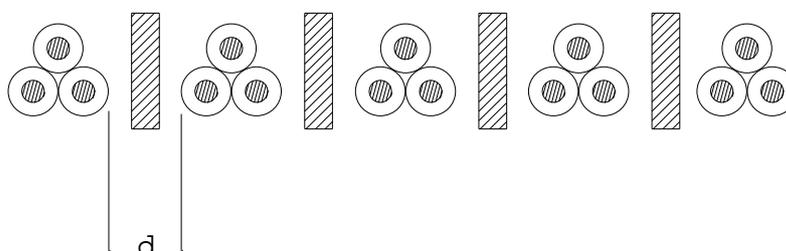
COEFICIENTE DE CORRECCIÓN						
Resistividad térmica del terreno (K·m/W)	0,8	1	1,2	1,5	2,0	2,5
Línea trifásica	1,07	1,00	0,94	0,87	0,78	0,71
Línea monofásica	1,09	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68

**Tabla 31. Coeficiente de corrección según profundidad de instalación**

COEFICIENTE DE CORRECCIÓN						
Profundidad de instalación (cm)	60	80	100	120	150	200
Coeficiente	1,03	1	0,98	0,96	0,94	0,92

**Tabla 32. Coeficiente de corrección según número de cables**

COEFICIENTES DE CORRECCIÓN									
Número de cables o ternas	2	3	4	5	6	8	10	12	
Factor de corrección	20 cm	0,85	0,78	0,72	0,68	0,66	0,6	-	-
	d	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50



e) Cables enterrados en una zanja en el interior de tubos o similares.

Siempre que la longitud de la instalación bajo tubo no exceda de 15 m, no se considerará reducción alguna respecto a la intensidad admisible por el cable directamente enterrado.

Cuando la longitud bajo tubo supere los 15 m, se recomienda aplicar el valor para instalaciones bajo tubo indicados en la Tabla 24.

f) Ternas o cables bajo tubo agrupados bajo tierra, ver Tabla 33.

**Tabla 33. Factor de corrección para cables MT bajo tubo agrupados bajo tierra.**

Número de cables o ternas	2	3	4	5	6
Factor de corrección	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65

#### 6.1.7. Intensidades de Cortocircuito Admisibles en los Conductores.

Es la intensidad que no provoca ninguna disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos. Se calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático (a calor constante) y para una temperatura máxima admitida por el aislamiento de 250°C. La intensidad máxima de cortocircuito para un conductor de sección S, viene dada por:

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (A)$$

donde:

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

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

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

En la Tabla 34, se obtienen las corrientes de cortocircuito para los valores de las secciones. Se considera una intensidad de cortocircuito de 16 KA en 13,2 KV y 12,5 KA en 24,9 y 34,5 KV y un tiempo mínimo de despeje de las faltas de 0,3 s en caso de interruptores, o de  $\angle 0,1$  s en caso de fusibles. En consecuencia el cable 1/0 solo podrá instalarse en derivaciones o racimos protegidos con fusibles.

**Tabla 34. Corriente de cortocircuito (kA)**

Conduct.	Sección (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (s)									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1/0 AWG	53,5	15,7	11,1	9,0	7,8	7,0	6,4	5,9	5,5	5,2	4,9
4/0 AWG	107,2	31,5	22,2	18,2	15,7	14,0	12,8	11,9	11,1	10,5	9,9
500 MCM	253,3	74,4	52,6	42,9	37,2	33,2	30,3	28,1	26,3	24,8	23,5
750 MCM	380	111,8	79,0	64,5	55,9	50,0	45,6	42,2	39,5	37,3	35,3

6.1.8. Intensidades de Cortocircuito Admisibles en las Pantallas.

Las intensidades admisibles en la pantalla de cobre de los conductores seleccionados, en función del tiempo de duración del cortocircuito, es la indicada en la Tabla 35.

Estas intensidades se han tomado para una temperatura máxima en la pantalla de 160° C, según la Norma CEI-949.

**Tabla 35. Intensidad de cortocircuito admisible en la pantalla de cobre (kA)**

Cond.	Sección (mm <sup>2</sup> )	Duración del cortocircuito (seg)									
		0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1/0 AWG	33,3	15,3	10,6	8,7	7,5	6,7	6,14	5,7	5,3	5,0	4,8
4/0 AWG	22,89	10,3	7,3	5,9	5,1	4,6	4,2	3,9	3,6	3,4	3,2
500 MCM	52,9	23,9	16,9	13,8	11,9	10,6	9,76	9,04	8,45	7,97	7,6
750 MCM	52,9	23,9	16,9	13,8	11,9	10,6	9,76	9,04	8,45	7,97	7,6

### 6.1.9. Caída de Tensión

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

La caída de tensión por resistencia y reactancia de una línea trifásica viene dada por la formula:

$$\Delta U = \sqrt{3} I (R \cos \varphi + X \operatorname{sen} \varphi) \cdot L$$

Donde:

$\Delta U$  = Caída de tensión compuesta (V).

I = Intensidad de la línea (A).

R = Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$  para una temperatura de  $90^\circ\text{C}$ .

X = Reactancia inductiva en  $\Omega/\text{km}$ .

L = Longitud de la línea en km.

teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} U \cos \varphi}$$

donde:

P = Potencia trifásica transportada en kilovatios.

U = Tensión entre dos fases en kilovoltios.

La caída de tensión en tanto por ciento de la tensión compuesta será:

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

Sustituyendo los valores conocidos U, R y X tendremos la Tabla 36.

**Tabla 36. Caída de tensión trifásica**

TENSION (kV)	SECCION (mm <sup>2</sup> )	CAIDA DE TENSION TRIFÁSICA (ΔU%)		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	cosφ = 1
13,2	107,2	25,53×10 <sup>-5</sup> PL	23,46×10 <sup>-5</sup> PL	19,77×10 <sup>-5</sup> PL
	253,3	13,59×10 <sup>-5</sup> PL	11,74×10 <sup>-5</sup> PL	8,44×10 <sup>-5</sup> PL
	380	10,66×10 <sup>-5</sup> PL	8,88×10 <sup>-5</sup> PL	5,72×10 <sup>-5</sup> PL
34,5	107,2	3,87×10 <sup>-5</sup> PL	3,52×10 <sup>-5</sup> PL	2,89×10 <sup>-5</sup> PL
	253,3	2,1×10 <sup>-5</sup> PL	1,79×10 <sup>-5</sup> PL	1,23×10 <sup>-5</sup> PL

Para el caso de una línea monofásica, los cálculos serán análogos, obteniéndose la siguiente expresión:

$$U \% = 2 \cdot P \frac{L}{10U^2} (R + X \operatorname{tg}\varphi)$$

Siendo:

P = Potencia monofásica transportada en kilovatios.

U = Tensión fase-neutro en kilovoltios.

R = Resistencia del conductor en Ω/km.

X = Reactancia inductiva en Ω/km.

L = Longitud de la línea en km.

Sustituyendo los valores conocidos U, R y X tendremos la Tabla 37.

**Tabla 37. Caída de tensión monofásica**

TENSION (KV)	SECCION (MM <sup>2</sup> )	CAIDA DE TENSION MONOFÁSICA (ΔU%)		
		cosφ = 0,8	Cosφ = 0,9	cosφ = 1
7,62	53,5	276,3×10 <sup>-5</sup> PL	262,3×10 <sup>-5</sup> PL	237,6×10 <sup>-5</sup> PL
14,38	53,5	78,4×10 <sup>-5</sup> PL	74,2×10 <sup>-5</sup> PL	66,7×10 <sup>-5</sup> PL
19,9	53,5	41,4×10 <sup>-5</sup> PL	39,0×10 <sup>-5</sup> PL	34,8×10 <sup>-5</sup> PL

#### 6.1.10. Potencia a Transportar

La potencia que puede transportar la línea trifásica equilibrada nos viene limitada por la intensidad máxima determinada anteriormente.

Por lo tanto, la potencia máxima será:

$$P_{\max} = \sqrt{3} U I_{\max} \cos \varphi$$

Donde:

$P_{\max}$  = Potencia máxima de transporte (kW).

U = Tensión fase-fase en kV.

I = Intensidad máxima en A.

$\cos \varphi$  = Factor de potencia.

En la Tabla 38 aparecen los valores de potencia máxima para circuitos trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1.

**Tabla 38. Potencia trifásica a transportar**

POTENCIA TRIFÁSICA MÁXIMA A TRANSPORTAR (kW)				
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación al aire		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	Cosφ = 1
4/0 AWG	13,2	5 322	5 988	6 653
	34,5	14 198	15 972	17 747
500 MCM	13,2	8 871	9 979	11 088
	34,5	23 758	26 728	29 698
750 MCM	13,2	11 431	12 860	14 289
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación directamente enterrado		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	Cosφ = 1
4/0 AWG	13,2	5 121	5 761	6 401
	34,5	13 289	14 950	16 612
500 MCM	13,2	7 938	8 930	9 922
	34,5	20 794	23 394	25 993
750 MCM	13,2	9 767	10 988	12 208
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación enterrado bajo tubo		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	Cosφ = 1
4/0 AWG	13,2	4 097	4 609	5 121
	34,5	10 995	12 369	13 743
500 MCM	13,2	6 475	7 284	8 093
	34,5	17 257	19 414	21 571
750 MCM	13,2	8 011	9 013	10 014
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación enterrado bajo tubo hormigonado		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	Cosφ = 1
4/0 AWG	13,2	4 097	4 609	5 121
	34,5	10 995	12 369	13 743
500 MCM	13,2	6 475	7 284	8 093
	34,5	17 257	19 414	21 571
750 MCM	13,2	8 011	9 013	10 014

Análogamente para el caso de líneas monofásicas, la potencia máxima será:

$$P_{\max} = U I_{\max} \cos \varphi$$

donde:

$P_{\max}$  = Potencia máxima de transporte (kW).

U = Tensión fase-neutro en kV.

I = Intensidad máxima en A.

$\cos \varphi$  = Factor de potencia.

En la Tabla 39 aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1.

**Tabla 39. Potencia monofásica máxima a transportar**

POTENCIA MONOFÁSICA MÁXIMA A TRANSPORTAR (kW)				
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación al aire		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
1/0 AWG	7,62	1 164	1 310	1 455
	19,9	3 120	3 510	3 900
POTENCIA MONOFÁSICA MÁXIMA A TRANSPORTAR (kW)				
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación directamente enterrado		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
1/0 AWG	7,62	1 170	1 317	1 463
	19,9	3 025	3 403	3 781
Potencia monofásica máxima a transportar (kw)				
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación enterrado bajo tubo		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
1/0 AWG	7,62	933	1 049	1 166
	19,9	2 499	2 812	3 124
POTENCIA MONOFÁSICA MÁXIMA A TRANSPORTAR (kW)				
Sin corriente circulando por la pantalla				
Conductor	Tensión (kV)	Instalación enterrado bajo tubo hormigonado		
		$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
1/0 AWG	7,62	933	1 049	1 166
	19,9	2 499	2 812	3 124

### 6.1.11. Pérdidas de Potencia

La fórmula a aplicar para calcular la pérdida de potencia para líneas trifásicas equilibradas es la siguiente:

$$\Delta P = 3RLI^2$$

siendo:

$\Delta P$  = Pérdidas de potencia (W).

R = Resistencia del conductor en  $\Omega/\text{km}$ .

L = Longitud de la línea en km.

I = Intensidad de la línea (A).

Teniendo en cuenta que:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi}$$

siendo:

P= Potencia (KW).

U = Tensión compuesta (KV).

Cos  $\varphi$  = Factor de potencia.

Se llega a la conclusión de que la pérdida de potencia en tanto por ciento será:

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

Sustituyendo los valores conocidos de R y U tenemos la Tabla 40.

**Tabla 40. Pérdidas trifásicas de potencia**

PÉRDIDAS TRIFÁSICAS DE POTENCIA EN %				
Conductor	Tensión (kV)	Factor de Potencia		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	cosφ = 1
4/0 AWG	13,2	30,9×10 <sup>-5</sup> PL	24,5×10 <sup>-5</sup> PL	19,8×10 <sup>-5</sup> PL
	24,9	8,7×10 <sup>-5</sup> PL	6,86×10 <sup>-5</sup> PL	5,6×10 <sup>-5</sup> PL
	34,5	4,5×10 <sup>-5</sup> PL	3,6×10 <sup>-5</sup> PL	2,9×10 <sup>-5</sup> PL
500 MCM	13,2	13,2×10 <sup>-5</sup> PL	10,4×10 <sup>-5</sup> PL	8,4×10 <sup>-5</sup> PL
	24,9	3,7×10 <sup>-5</sup> PL	2,9×10 <sup>-5</sup> PL	2,4×10 <sup>-5</sup> PL
	34,5	1,9×10 <sup>-5</sup> PL	1,5×10 <sup>-5</sup> PL	1,2×10 <sup>-5</sup> PL
750 MCM	13,2	8,9×10 <sup>-5</sup> PL	7,1×10 <sup>-5</sup> PL	5,7×10 <sup>-5</sup> PL

Para el caso de líneas monofásicas, se obtiene de forma análoga la expresión:

$$P \% = 2 \cdot P \cdot L \frac{R}{10U^2 \cos^2 \varphi}$$

siendo:

ΔP = Pérdidas de potencia (%).

R = Resistencia del conductor en Ω/km.

L = Longitud de la línea en km.

P= Potencia monofásica (KW).

U = Tensión fase-neutro (KV).

Cos φ = Factor de potencia.

Sustituyendo los valores conocidos de R y U tenemos Tabla 41.

**Tabla 41. Pérdidas monofásicas de potencia**

PÉRDIDAS MONOFÁSICAS DE POTENCIA EN %				
Conductor	Tensión (kV)	Factor de Potencia		
		cosφ = 0,8	cosφ = 0,9	cosφ = 1
1/0 AWG	7,62	371,1×10 <sup>-5</sup> PL	293,2×10 <sup>-5</sup> PL	237,5×10 <sup>-5</sup> PL
	14,38	104,3×10 <sup>-5</sup> PL	82,4×10 <sup>-5</sup> PL	66,7×10 <sup>-5</sup> PL
	19,9	54,3×10 <sup>-5</sup> PL	42,3×10 <sup>-5</sup> PL	34,7×10 <sup>-5</sup> PL

## 7 DETALLE DE CONDUCTORES DE BAJA TENSIÓN

### 7.1. CÁLCULO ELÉCTRICO

En el presente capítulo se indican los cálculos eléctricos a realizar en cualquier Proyecto Específico realizado según las presentes NORMAS TÉCNICAS.

#### 7.1.1. Resistencia

El valor de la resistencia por unidad de longitud, para corriente continua y a la temperatura ( $\theta$ ), vendrá dado por la siguiente expresión:

$$R'_{\theta} = R'_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\theta - 20)] \quad (\Omega/\text{km})$$

donde:

$R'_{\theta}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura  $\theta$  °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R'_{20}$ : Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura. Esta variable adopta un valor de 0,00393 para el cobre suave y 0,00403 para el aluminio ( $^{\circ}\text{C}^{-1}$ ).

$\theta$ : Temperatura de servicio del conductor ( $^{\circ}\text{C}$ ).

Si los conductores van agrupados, es necesario tener en cuenta además, el efecto piel y el efecto proximidad que dan lugar a un aumento de la resistencia aparente del conductor. El valor de la resistencia en corriente alterna según la norma CEI-287 será:

$$R_{ca} = R_{cc} \cdot (1 + K_s + K_p) \quad (\Omega/\text{km})$$

siendo:

$R_{ca}$ : Resistencia del conductor en corriente alterna ( $\Omega/\text{km}$ ).

$R_{cc}$ : Resistencia del conductor en corriente continua ( $\Omega/\text{km}$ ).

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

$$K_s = \frac{3,28 \cdot f^2 \cdot s^2}{\rho_0^2 \cdot 10^8}$$

donde:

f: Frecuencia de la corriente (60 Hz).

s: Sección efectiva del conductor (mm<sup>2</sup>).

$\rho_0$  : Resistividad del conductor a la temperatura considerada. Para conductores de aluminio a 90°C,  $\rho_0 = 36,237$  ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ ), y para conductores de cobre para 70° C de temperatura,  $\rho_0 = 20,6288$  ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{km}$ ).

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

$$K_p = K_s \cdot 2,9 \cdot a^2$$

donde:

Ks: Coeficiente por efecto piel.

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

Sustituyendo valores en las expresiones mostradas se obtienen los resultados indicados en la Tabla 42.

**Tabla 42. Resistencia por conductor en BT**

Resistencia por conductor						
Conductor	500 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG	4× # 4 AWG	3× # 4 AWG	3× # 6 AWG
Rcc a 20 °C ( $\Omega/\text{Km}$ )	0,1135	0,2682	0,5378	0,840	0,840	1,337
Rcc a 90 °C ( $\Omega/\text{Km}$ )	0,1455	0,3438	0,6895	1,071	1,071	1,704
Coeficiente Ks	0,00961	0,00103	0,00026	≈ 0	≈ 0	≈ 0
Coeficiente Kp	0,01600	0,00157	0,00031	≈ 0	≈ 0	≈ 0
Rca a 90 °C ( $\Omega/\text{Km}$ )	0,1492	0,3447	0,6899	1,071	1,071	1,704

\* Para el cálculo de Kp y, en consecuencia para el cálculo de Rca a 90 °C, se considera que los conductores se han instalado en triángulo en contacto mutuo.

Tanto en los conductores concéntricos de cobre como en los conductores de aluminio, se toma la resistencia del neutro igual a la de las fases.

Para los cálculos del presente Documento despreciamos el efecto pelicular en el caso de los conductores concéntricos, y por lo tanto, suponemos equivalentes los valores de resistencia del conductor con corriente continua y con corriente alterna.

### 7.1.2. Reactancia Inductiva

La reactancia kilométrica de una línea trifásica equilibrada se calcula según la expresión:

$$X = 2 \pi f L \Omega / \text{km}$$

y sustituyendo en ella el coeficiente de inducción mutua L por su valor:

$$L = (K + 4,605 \log \frac{2D_m}{d}) 10^{-4} \text{ H / km}$$

Se llega a:

$$X = 2 \pi f (K + 4,605 \log \frac{2D_m}{d}) 10^{-4} \Omega / \text{km}$$

donde:

X = Reactancia, en ohmios por km.

f = Frecuencia de la red en hertzios.

D<sub>m</sub> = Separación media geométrica entre conductores en mm. Los conductores se instalarán en triángulo, estando las tres fases en contacto mutuo, por lo tanto, la distancia media geométrica coincide con el diámetro exterior del conductor

d = Diámetro del conductor en mm.

K = Constante que, para conductores sólidos es igual a 0,5 y para conductores cableados toma los valores de la Tabla 43.

Sustituyendo para cada caso, obtenemos los valores que se indican en la Tabla 44.

**Tabla 43. Valor de K según N° de alambres en BT**

N° de alambres	3	7	19	37	≥61	Sólido
K	0,78	0,64	0,55	0,53	0,51	0,5

**Tabla 44. Reactancia por conductor para líneas de BT**

Conductor	Reactancia conductor para línea trifásica (Ω/km)
500 MCM	0,093
4/0 AWG	0,097
1/0 AWG	0,105
4× # 4 AWG	0,1*
3× # 4 AWG	0,1*
3× # 6 AWG	0,1*

\* En el caso de los conductores concéntricos se adopta el valor de  $X = 0,1 \Omega/Km$ , que se puede introducir en los cálculos sin error apreciable, debido a que en éstos el valor real de la reactancia será incluso menor.

### 7.1.3. Intensidad Máxima Admisible

El valor de la intensidad que puede circular en régimen permanente, sin provocar un calentamiento exagerado del conductor, depende de la sección y de la temperatura del terreno y resistividad térmica del terreno.

En la Tabla 45 se indica las intensidades máximas permanentes admisibles en los diferentes tipos de cables, para una temperatura máxima del conductor de 90 °C y una temperatura ambiente de 30 °C en un terreno de resistividad térmica igual a 1 K·m/W:

**Tabla 45. Intensidad máxima admisible de conductores en BT**

Conductor	INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE (A)	
	DIRECT. ENTERRADO	AL AIRE
500 MCM	350	545
4/0 AWG	205	315
1/0 AWG	135	205
# 4 AWG	75	110
# 6 AWG	60	80

La intensidad admisible del cable determinado para la instalación tipo, deberá corregirse mediante unos coeficientes de corrección teniendo en cuenta cada una de las características de la instalación real. A continuación se exponen algunos casos particulares de instalación, cuyas características afectan al valor máximo de la intensidad admisible, indicándose los coeficientes de corrección que se deban aplicar.

### 7.1.3.1. Instalación enterrada

- a) Cables enterrados en terrenos con temperatura distinta de 30° C.

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura del terreno es diferente de 30° C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 30}}$$

siendo:

$C_c$ : Coeficiente de corrección.

$\vartheta_a$ : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

Los resultados de estos cálculos se muestran en la Tabla 46.

**Tabla 46. Coeficiente de corrección para temperatura del terreno distinta a 30 °C para BT**

Coeficiente de corrección en función de la temperatura del terreno								
Temperatura (°C)	25	30	35	40	45	50	55	60
Coef. de corrección	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

- b) Cables directamente enterrados o en conducciones enterradas en terrenos de resistividad térmica distinta de 1 K·m/W.

Las características del terreno constituyen un punto importante en la intensidad admisible en los cables enterrados, si bien su valor es difícil de determinar dada la falta de uniformidad del propio suelo a lo largo de la canalización.

Por otra parte, para un terreno determinado se ve afectado por las condiciones de humedad, nivel freático, vegetación, etc. La Tabla 47 recoge valores aproximados para algunas clases de terrenos y la Tabla 48 muestra valores de coeficiente de corrección según resistividad térmica de terreno.

**Tabla 47. Valores de K según tipo de terreno en BT**

Tipo de terreno	Valores de k (Km/W)
Terreno vegetal muy húmedo	0,4 a 0,5
Arena húmeda	0,5 a 0,7
Calcáreo y tierra vegetal seca	0,7 a 1
Tierra muy seca	1,5
Arena seca	2 a 2,5
Ceniza escoria	3

**Tabla 48. Coeficientes de corrección para cables de BT según resistividad térmica de terreno**

Coeficiente de corrección en función de la resistividad del terreno						
Resistividad térmica del terreno (Km/W)	0,8	1	1,2	1,5	2	2.5
Línea trifásica	1,07	1,00	0,94	0,87	0,78	0,71
Línea monofásica	1,09	1,00	0,93	0,85	0,75	0,68

c) Cables enterrados en una zanja a diferentes profundidades, ver Tabla 49.

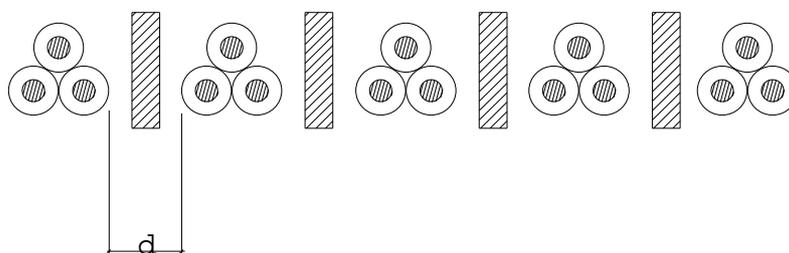
**Tabla 49. Coeficiente de corrección según profundidad de conductores de BT**

Coeficiente de corrección en función de la profundidad						
Profundidad de instalación (cm)	60	80	100	120	150	200
Coef. de corrección	1,03	1	0,98	0,96	0,94	0,92

d) Ternas o cables agrupados bajo tierra, Tabla 50.

**Tabla 50. Coeficiente de corrección según número de cables en BT**

Coeficiente de corrección en función del número de cables o ternas									
Número de ternas		2	3	4	5	6	8	10	12
Coef. de corrección	20 cm	0,85	0,78	0,72	0,68	0,66	0,6	-	-
	d	0,85	0,75	0,68	0,64	0,60	0,56	0,53	0,50



e) Cables enterrados en una zanja en el interior de tubos o similares.

Para cables enterrados en una zanja en el interior de tubos o similares no se aplicará coeficiente de corrección si la longitud de la instalación tubular no excede de 15 m.

Cuando la longitud del tubo supere los 15 m, se recomienda aplicar un coeficiente reductor del 0,8 considerando todos los cables de la línea instalados en el interior de un mismo tubo.

f) Ternas o cables bajo tubo agrupados bajo tierra.

**Tabla 51. Coeficientes de corrección de cables BT bajo tubos bajo tierra**

Número de cables o ternas	2	3	4	5	6
Coef. de corrección	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65

7.1.3.2. Instalación al aire

- a) Cables instalados al aire en ambientes de temperatura distinta a 30° C

El coeficiente que se empleará para la corrección de las intensidades máximas admisibles, cuando la temperatura ambiente es diferente de 30° C, se calcula mediante la siguiente expresión:

$$C_c = \sqrt{\frac{90 - \vartheta_a}{90 - 30}}$$

siendo:

$C_c$ : Coeficiente de corrección.

$\vartheta_a$ : Temperatura ambiente en el lugar de instalación (°C).

En la Tabla 52 se muestran los coeficientes en función de la temperatura ambiente de la instalación.

**Tabla 52. Coeficientes de corrección según temperatura ambiente.**

Coeficiente de corrección en función de la temperatura								
Temperatura (°C)	25	30	35	40	45	50	55	60
Coef. de corrección	1,04	1,00	0,96	0,91	0,87	0,82	0,76	0,71

- b) Cables instalados al aire en canales o galerías

En estas condiciones de instalación, el calor disipado por los cables no puede difundirse libremente y provoca un aumento de la temperatura del aire. Para realizar los cálculos supondremos que el aumento de la temperatura ambiente, con los conductores instalados y transportando energía, respecto a la temperatura ambiente sin los conductores instalados es del orden de 15°C. Para la determinación de la intensidad admisible en estas condiciones se emplearán los coeficientes indicados en la tabla anterior.

Otro factor a tener en cuenta a la hora de calcular la intensidad admisible en los cables, es la instalación de otros conductores en las proximidades. En función del tipo de instalación se emplearán los coeficientes mostrados en las siguientes tablas.

**Tabla 53. Coeficiente de corrección en función del número de cables BT, ternas y bandejas**

Coeficiente de corrección en función del número de cables, ternas y bandejas				
Número de bandejas	Número de cables o ternas			
	1	2	3	6
1	1	0,98	0,96	0,93
2	1	0,95	0,93	0,90
3	1	0,94	0,92	0,89
6	1	0,93	0,90	0,87

(\*) Características de la instalación:

- Ternas o cables tendidos sobre bandejas perforadas.
- Separación entre cables igual al diámetro "d" de una terna o de un cable (según corresponda).
- Distancia a la pared  $\geq 5$  cm.
- Separación vertical entre bandejas  $\approx 30$  cm.

#### 7.1.4. Caída de tensión

Dadas las características particulares de distribución será necesario tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea, debido a la propia resistencia de los conductores.

Los cálculos serán aplicables a un tramo de línea, siendo la caída total de tensión la suma de las caídas en cada uno de los tramos intermedios.

La aplicación de este método permite llegar a resultados aproximados muy útiles cuando se quieren tantear diferentes soluciones con distintas configuraciones de línea. Se supone que la carga está concentrada en el punto final de cada tramo de línea.

Podemos expresar la caída de tensión en un tramo de línea trifásica equilibrada como:

$$\Delta U_i = \frac{(R_i + X_i \cdot \text{tg} \varphi_i)}{U_i} \cdot P_i \cdot L_i \quad (V)$$

La caída de tensión relativa, en tanto por ciento, se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$e_i(\%) = 100 \cdot \frac{(R_i + X_i \cdot \text{tg} \varphi_i)}{U_i^2} \cdot P_i \cdot L_i$$

siendo:

$\Delta U_i$ : Caída de tensión compuesta del tramo i (V).

$e_i$ : Caída de tensión relativa del tramo i (%).

$R_i$ : Resistencia del tramo i de conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$X_i$ : Reactancia del tramo i de conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\varphi_i$ : Desfase entre tensión e intensidad en el tramo i.

$U_i$ : Tensión compuesta del tramo i (V).

$P_i$ : Potencia consumida por la carga i alimentada por el tramo i de línea (kW)

$L_i$ : Longitud del tramo de línea (km).

Al producto  $M_i = P_i \cdot L_i$  se le denomina momento eléctrico de la carga  $P_i$ , situada a la distancia  $L_i$  del origen de la energía.

Para una línea monofásica la caída de tensión se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$\Delta U = \sum_1^n \left( 2 \cdot \frac{(R_i + X_i \cdot \text{tg } \varphi_i)}{U_i} \cdot P_i \cdot L_i \right) \quad (\text{V})$$

Y la caída de tensión relativa en tanto por ciento:

$$e(\%) = \sum_1^n \left( 200 \cdot \frac{(R_i + X_i \cdot \text{tg } \varphi_i)}{U_i^2} \cdot P_i \cdot L_i \right)$$

donde:

$\Delta U$ : Caída de tensión compuesta de la línea (V).

$e$ : Caída de tensión relativa de la línea (%).

$R_i$ : Resistencia del tramo i de conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$X_i$ : Reactancia del tramo i de conductor ( $\Omega/\text{km}$ ).

$\varphi_i$ : Desfase entre tensión e intensidad del tramo i.

$U_i$ : Tensión compuesta del tramo  $i$  (V).

$P_i$ : Potencia consumida por la carga  $i$  alimentada por el tramo  $i$  de línea (kW).

$L_i$ : Longitud del tramo de línea (m).

En el caso de las líneas monofásicas bitensión (120/240 V) a tres hilos se considerará la carga equilibrada y, por lo tanto, equivalente a una línea monofásica a 240 V.

En Tabla 54 se muestran los valores de caída de tensión para los diferentes conductores y tensiones, en función de la potencia consumida por las cargas y de la longitud del tramo de línea.

**Tabla 54. Caídas de tensión para conductores de BT**

Caída de tensión (e%) (*)				
Conductor	Tensión	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	$1,45 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,36 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,20 \cdot P_i \cdot L_i$
1/0 AWG	240 V	$2,67 \cdot P_i \cdot L_i$	$2,57 \cdot P_i \cdot L_i$	$2,39 \cdot P_i \cdot L_i$
3x# 4 AWG	240 V	$3,98 \cdot P_i \cdot L_i$	$3,89 \cdot P_i \cdot L_i$	$3,72 \cdot P_i \cdot L_i$
3x# 6 AWG	240 V	$6,17 \cdot P_i \cdot L_i$	$6,10 \cdot P_i \cdot L_i$	$5,92 \cdot P_i \cdot L_i$
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	$0,51 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,45 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,34 \cdot P_i \cdot L_i$
	240 V	$0,38 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,34 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,26 \cdot P_i \cdot L_i$
4/0 AWG	208 V	$0,97 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,91 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,80 \cdot P_i \cdot L_i$
	240 V	$0,72 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,68 \cdot P_i \cdot L_i$	$0,60 \cdot P_i \cdot L_i$
1/0 AWG	208 V	$1,77 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,71 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,59 \cdot P_i \cdot L_i$
	240 V	$1,33 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,28 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,19 \cdot P_i \cdot L_i$
4x# 4 AWG	208 V	$2,64 \cdot P_i \cdot L_i$	$2,59 \cdot P_i \cdot L_i$	$2,48 \cdot P_i \cdot L_i$
	240 V	$1,99 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,94 \cdot P_i \cdot L_i$	$1,86 \cdot P_i \cdot L_i$

(\*) Los valores de la impedancia de la línea (Z) utilizados en la realización de estas tablas se han calculado utilizando el valor de la resistencia del conductor a 90°C.

En la sección 10.1 del presente documento se muestra gráficamente la caída de tensión máxima para un número dado de cargas iguales y equidistantes en función de la potencia y la distancia entre ellas.

El cálculo de la caída de tensión en las redes de baja tensión se puede realizar mediante el programa de cálculo desarrollado para tal fin. Los valores obtenidos mediante este programa tienen en cuenta la topología de la red, la tensión de la línea, el tipo de

conductor, el número de clientes, longitud de línea, etc., todo para cada uno de los tramos.

Mediante el empleo de este programa se simplifica la selección del conductor más adecuado para cada uno de los tramos que componen la red, conociendo en cada caso una aproximación de la caída de tensión, total y por tramo.

#### 7.1.5. Potencia a Transportar

La potencia máxima que puede transportar la línea vendrá limitada por la intensidad máxima admisible del conductor, mostrada en el apartado 7.1.3, y por la caída de tensión máxima que se ha fijado en los Criterios de Arquitectura de la Red de Gas Natural Fenosa.

La máxima potencia de transporte de un circuito de una línea trifásica equilibrada, limitada por la intensidad máxima admisible, se determinará mediante la siguiente expresión:

$$P_{\max} = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

siendo:

$P_{\max}$ : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: Tensión nominal compuesta de la línea (V).

$I_{\max}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$ : Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

En el caso de una línea monofásica, la expresión que se utiliza para calcular la máxima potencia de transporte es la siguiente:

$$P_{\max} = \frac{U \cdot I_{\max} \cdot \cos \varphi_m}{1000} \quad (\text{kW})$$

siendo:

$P_{\max}$ : Potencia máxima que puede transportar la línea (kW).

U: Tensión nominal de la línea (V).

$I_{\max}$ : Intensidad máxima admisible del conductor (A).

$\cos \varphi_m$ : Factor de potencia medio de las cargas receptoras.

Hay que tener en cuenta que el punto crítico de la línea es el tramo situado antes de la primera carga, ya que después de ésta, la intensidad que circulará por la línea será siempre menor. En el caso de ramificaciones sucederá lo mismo, el punto más crítico estará al inicio de la ramificación.

En la Tabla 55 y Tabla 56 la aparecen los valores de potencia máxima para circuitos monofásicos y trifásicos, limitada únicamente por la intensidad máxima admisible del conductor, para los distintos niveles de tensión y para factores de potencia de 0,8, 0,9 y 1.

**Tabla 55. Potencia máxima limitada por intensidad máxima para cables de BT directamente enterrados.**

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW) Cables directamente enterrados				
Conductor	Tensión	$\cos \varphi = 0,8$	$\cos \varphi = 0,9$	$\cos \varphi = 1$
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	39,36	44,28	49,20
1/0 AWG	240 V	25,92	29,16	32,40
3× # 4 AWG	240 V	14,4	16,2	18
3× # 6 AWG	240 V	11,52	12,96	14,4
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	100,87	113,48	126,09
	240 V	116,39	130,94	145,49
4/0 AWG	208 V	59,08	66,47	73,85
	240 V	68,17	76,70	85,22
1/0 AWG	208 V	38,91	43,77	48,64
	240 V	44,89	50,51	56,12
4× # 4 AWG	208 V	21,62	24,31	27
	240 V	24,94	28,05	31,17

**Tabla 56. Potencia máxima limitada por intensidad máxima para cables de BT al aire.**

Potencia máxima limitada por intensidad máxima (kW) Cables al aire				
Conductor	Tensión	cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	60,48	68,04	75,60
1/0 AWG	240 V	39,36	44,28	49,20
3× # 4 AWG	240 V	21,12	23,76	26,4
3× # 6 AWG	240 V	15,36	17,28	19,2
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	157,08	176,71	196,35
	240 V	181,24	203,90	226,55
4/0 AWG	208 V	90,79	102,14	113,48
	240 V	104,75	117,85	130,94
1/0 AWG	208 V	59,08	66,47	73,85
	240 V	68,17	76,70	85,22
4× # 4 AWG	208 V	31,70	35,66	39,63
	240 V	36,58	41,15	45,73

#### 7.1.6. Pérdidas de Potencia

Las pérdidas de potencia en una línea serán las debidas al efecto Joule causado por la resistencia de los tramos de línea que la componen. Para una línea trifásica o monofásica vendrán dadas, respectivamente, por las siguientes expresiones:

$$p = \sum_1^n 3 \cdot R_i \cdot L_i \cdot I_i^2 \quad (W)$$

$$p = \sum_1^n 2 \cdot R_i \cdot L_i \cdot I_i^2 \quad (W)$$

donde:

p: Pérdidas de potencia de la línea (W).

R<sub>i</sub>: Resistencia por kilómetro del tramo i de la línea (Ω/km).

L<sub>i</sub>: Longitud del tramo i de la línea (km).

I<sub>i</sub>: Intensidad del tramo i de la línea (A).

El porcentaje de potencia perdida depende de la potencia transportada por la línea, que para el caso de una línea trifásica se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$P = \sqrt{3} \cdot \sum_1^n U_i \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \quad (W)$$

Mientras que para una línea monofásica la expresión se muestra a continuación:

$$P = \sum_1^n U_i \cdot I_i \cdot \cos \varphi_i \quad (W)$$

siendo:

P: Potencia transportada por la línea (W).

$U_i$ : Tensión compuesta de la línea (V).

$I_i$ : Intensidad de la línea (A).

$\cos \varphi_i$ : Factor de potencia de la línea.

El porcentaje de potencia perdida en la línea vendrá dado por el cociente entre la potencia perdida y la potencia transportada. De esta manera, para líneas trifásicas se obtiene la siguiente expresión:

$$\Delta P(\%) = \sum_1^n \frac{P_i}{P} \cdot 100 = 100 \cdot \sum_1^n \frac{\sqrt{3} \cdot R_i \cdot L_i \cdot I_i^2}{\sum_1^n U_i \cdot I_i \cdot \cos \varphi} \quad (\%)$$

Si se suponen cargas iguales y equidistantes, se sustituye el valor de la intensidad y se ajustan las unidades se deduce la expresión final:

$$\Delta P(\%) = 100 \cdot \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (\%)$$

siendo:

P: Potencia consumida (W).

R: Resistencia de la línea por kilómetro ( $\Omega$ /km).

L: Longitud de la línea (m).

U: Tensión compuesta de línea (V).

cos φ: Factor de potencia de la línea.

De forma análoga, para el caso de una línea monofásica obtenemos los siguientes resultados:

$$\Delta P(\%) = 200 \cdot \frac{P \cdot R \cdot L}{U^2 \cdot \cos^2 \phi} \quad (\%)$$

En la Tabla 57 se muestran los porcentajes de pérdida de potencia en función de la potencia y de la distancia, para las dos tensiones objeto de este proyecto y para varios valores del factor de potencia.

**Tabla 57. Pérdidas de potencia en %**

Porcentaje de potencia pérdida				
Conductor	Tensión	cos φ = 0,8	cos φ = 0,9	cos φ = 1
Circuito monofásico				
4/0 AWG	240 V	1,87·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,47·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,16·10 <sup>-3</sup> ·P·L
1/0 AWG	240 V	3,74·10 <sup>-3</sup> ·P·L	2,96·10 <sup>-3</sup> ·P·L	2,39·10 <sup>-3</sup> ·P·L
3×# 4 AWG	240 V	5,81·10 <sup>-3</sup> ·P·L	4,59·10 <sup>-3</sup> ·P·L	3,72·10 <sup>-3</sup> ·P·L
3×# 6 AWG	240 V	9,26·10 <sup>-3</sup> ·P·L	7,30·10 <sup>-3</sup> ·P·L	5,92·10 <sup>-3</sup> ·P·L
Circuito trifásico				
500 MCM	208 V	5,38·10 <sup>-4</sup> ·P·L	4,25·10 <sup>-4</sup> ·P·L	3,44·10 <sup>-4</sup> ·P·L
	240 V	4,04·10 <sup>-4</sup> ·P·L	3,19·10 <sup>-4</sup> ·P·L	2,59·10 <sup>-4</sup> ·P·L
4/0 AWG	208 V	1,24·10 <sup>-3</sup> ·P·L	9,83·10 <sup>-4</sup> ·P·L	7,96·10 <sup>-4</sup> ·P·L
	240 V	9,35·10 <sup>-4</sup> ·P·L	7,38·10 <sup>-4</sup> ·P·L	5,98·10 <sup>-4</sup> ·P·L
1/0 AWG	208 V	2,49·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,96·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,59·10 <sup>-3</sup> ·P·L
	240 V	1,87·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,47·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,19·10 <sup>-3</sup> ·P·L
4× # 4 AWG	208	3,86·10 <sup>-3</sup> ·P·L	3,06·10 <sup>-3</sup> ·P·L	2,47·10 <sup>-3</sup> ·P·L
	240	2,91·10 <sup>-3</sup> ·P·L	2,29·10 <sup>-3</sup> ·P·L	1,86·10 <sup>-3</sup> ·P·L

(\*) En la realización de esta tabla se ha utilizado el valor de la resistencia del conductor a 90 °C.

Cuando se tiene una serie de cargas diferentes conectadas a diferentes intervalos, bastará con tomar la mayor potencia y la mayor distancia entre cargas para obtener una cota superior de las pérdidas de potencia.

En el apartado 0 del presente documento se indican de forma gráfica las pérdidas de potencia.

### 7.1.7. Niveles de Potencia

Para la realización de los cálculos para el diseño de las redes de B.T. se emplearán los niveles de potencia definidos en la siguiente forma:

Nivel de electrificación:

- Bajo: 3,6 kW.
- Medio: 4,8 kW.
- Alto: 6 kW.

En el caso de existir alguna vivienda o edificio con un grado de electrificación especial (mayor de 6 kW), para el cálculo se considerarán las potencias reales.

### 7.1.8. Coeficientes de simultaneidad

Para el cálculo de las caídas de tensión en las redes subterráneas se considerarán los coeficientes de simultaneidad en función del número de suministro de la línea. Estos coeficientes son los que muestran la Tabla 58, y se aplican a cada tramo de la línea:

**Tabla 58. Coeficientes de simultaneidad**

Coeficientes de simultaneidad				
Número de suministros	1	2 a 4	5 a 15	> 15
Ns	1	0,8	0,6	0,4

### 7.1.9. Intensidad Máxima de Cortocircuito

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

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

$$I_{cc} = K \cdot S \cdot \sqrt{\frac{1}{t}} \quad (A)$$

donde:

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

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

S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>).

t: Tiempo de duración del cortocircuito (s).

Sustituyendo los valores para las secciones normalizadas, obtenemos los valores representados en la Tabla 59.

**Tabla 59. Intensidad máxima de cortocircuito para BT**

Intensidad de cortocircuito admisible (A)									
Conductor	Duración del cortocircuito (s)								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
500 MCM	74493	52675	43009	33314	23557	19234	16657	14899	13601
4/0 AWG	31527	22293	18202	14099	9970	8140	7050	6305	5756
1/0 AWG	15734	11126	9084	7036	4976	4062	3518	3147	2873
# 4 AWG	9564	6763	5522	4277	3024	2469	2139	1913	1746
# 6 AWG	6014	4253	3472	2690	1902	1553	1345	1203	1098

La Tabla 60 muestra la sección mínima admisible en la salida de B.T. del trafo. A efectos de cálculo, se considerará un tiempo de duración del cortocircuito de 0,2 s en caso de protección por fusibles en el secundario y 0,5 s en el caso de protección por relé térmico o fusible en el primario.

**Tabla 60. Sección mínima admisible en la salida de B.T. del trafo**

TRANSFORMADOR MONOFASICO					
POTENCIA (kV)	TENSIÓN B.T. (V)	Ucc (%)	Icc (A)	SECCIÓN MÍNIMA (mm <sup>2</sup> )	
				Con fusible B.T.	Protecc. trafo
50	240	3	6944	1/0 AWG	1/0 AWG
100	240	3	13889	4/0 AWG	4/0 AWG
167	240	5	13917	4/0 AWG	4/0 AWG
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO					
150	208	5	8337	1/0 AWG	4/0 AWG
300	208	5	16674	4/0 AWG	500 MCM
500	208	5	27790	500 MCM	500 MCM
750	208	5,75	36248	500 MCM	500 MCM(*)

(\*) Para el caso del conductor 500 MCM en B.T. del trafo de 750 KVA, el tiempo máximo de duración del cortocircuito será como máximo de 0,42 segundos.

## 8 ACOMETIDAS

La acometida es la parte de la instalación comprendida entre la red de distribución general y la instalación receptora. Por lo tanto forman parte de ella, siendo sus extremos, los siguientes elementos:

- Elementos de conexión y anclaje a la línea.
- Los terminales de los conductores de entrada a la protección de la acometida.

La Red de Alumbrado Público no puede tener ningún conductor común con la Red de distribución.

### 8.1. CONDUCTORES

Los conductores a emplear en las acometidas serán los normalizados en las presente NORMAS. Se realizarán los cálculos mostrados a continuación y se elegirá el conductor que posea las características más adecuadas.

En las acometidas serán de uso preferente los conductores concéntricos de cobre. Para potencias superiores a las admitidas por estos conductores se empleará el conductor de aluminio normalizado adecuado a las mismas.

### 8.2. CÁLCULO ELÉCTRICO

La sección de los conductores de la acometida se determinará en función de los criterios expuestos a continuación:

- Con el fin de garantizar que todos los clientes conectados a las acometidas estén incluidos dentro de los márgenes de tolerancia, se asigna un porcentaje de caída de tensión del 0,8 % a la acometida.
- La intensidad máxima admisible por el conductor seleccionado para realizar una acometida, debe ser superior a la intensidad máxima que se prevea para el suministro.

A continuación se muestra el proceso de cálculo que se debe seguir.

- a) Se calcula la sección teórica necesaria de los conductores.

Para la acometida monofásica se utiliza la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{\lambda \cdot e \cdot U} \quad (\text{mm}^2)$$

En el caso de acometidas trifásicas la ecuación empleada es la siguiente:

$$S = \frac{P \cdot L}{\lambda \cdot e \cdot U} \quad (\text{mm}^2)$$

siendo en los dos casos:

S: Sección teórica del conductor (mm<sup>2</sup>).

P: Potencia demandada (W).

L: Longitud de la acometida (m).

$\lambda$ : Conductividad del material (aluminio = 35; cobre = 56 m/Ω·mm<sup>2</sup>).

e: Caída de tensión admisible (V).

U: Tensión de servicio. Para acometidas trifásicas se considera como tensión de servicio la tensión de línea (V).

- b) Se determina la intensidad de corriente del suministro mediante las siguientes expresiones según sean acometidas monofásicas o trifásicas respectivamente:

$$I = \frac{P}{U \cdot \cos\phi} \quad (\text{A})$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\phi} \quad (\text{A})$$

donde:

I: Intensidad máxima prevista para el suministro (A).

P: Potencia máxima prevista para el suministro (W).

U: Tensión de servicio. Para acometidas trifásicas se considera como tensión de servicio la tensión de línea (V).

$\cos \varphi$ : Factor de potencia medio del suministro.

- c) Una vez determinada la sección se elige el conductor normalizado adecuado según las características mostradas en el apartado 6.1. del presente Documento. La intensidad máxima admisible del conductor seleccionado debe ser superior a la intensidad máxima prevista para el suministro. En caso contrario se elegirá el siguiente conductor normalizado que posea una intensidad y sección adecuadas.

Para determinar la sección necesaria del conductor en una acometida trifásica, cuando esta también alimente a una carga monofásica, se considerará la intensidad en la fase más cargada como suma de la intensidad debida a la potencia trifásica y la debida a la potencia monofásica. A efectos del cálculo de la caída de tensión, la intensidad en la fase más cargada será la suma de la intensidad debida a la carga trifásica más la debida a otra carga trifásica de valor seis veces la potencia de la carga monofásica.

La intensidad correspondiente al suministro será la suma de las intensidades del suministro trifásico y del monofásico, calculadas separadamente.

En las siguientes tablas se muestran las secciones en función de la potencia y de la longitud y la intensidad en función de la potencia.

En la Tabla 61 mostrada en el apartado 10.3. del presente Documento se muestran los conductores adecuados para cada acometida en función de la tensión, el nivel de potencia y la longitud del suministro.

### 8.3. INSTALACIÓN

La conexión a la línea de los conductores se realizará mediante los conectores de derivación a compresión debidamente aislados para evitar la entrada de humedad.

El módulo de contadores se instalará protegido por una hornacina o similar a fin de evitar posibles deterioros. La subida de los conductores al módulo de contadores se realizará interiormente a dicha hornacina. En caso de que los conductores no puedan instalarse empotrados, se canalizarán bajo tubo de acero.

#### 8.4. ACOMETIDAS DE ALUMBRADO PÚBLICO

La red de Alumbrado Público no es objeto del presente Documento. Sus características se describen en el correspondiente Documento.

Estas instalaciones incluirán siempre las protecciones adecuadas.

Cuando las instalaciones de Alumbrado Público sean responsabilidad de la empresa suministradora, estas se realizarán de acuerdo con el Documento de Instalaciones de Alumbrado Público.

## 9 GRÁFICOS PARA CONDUCTORES MT

### 9.1. GRÁFICOS DE CAIDA DE TENSION

Gráfico caída de Tensión línea trifásica  
U=13,2 kV 4/0 AWG

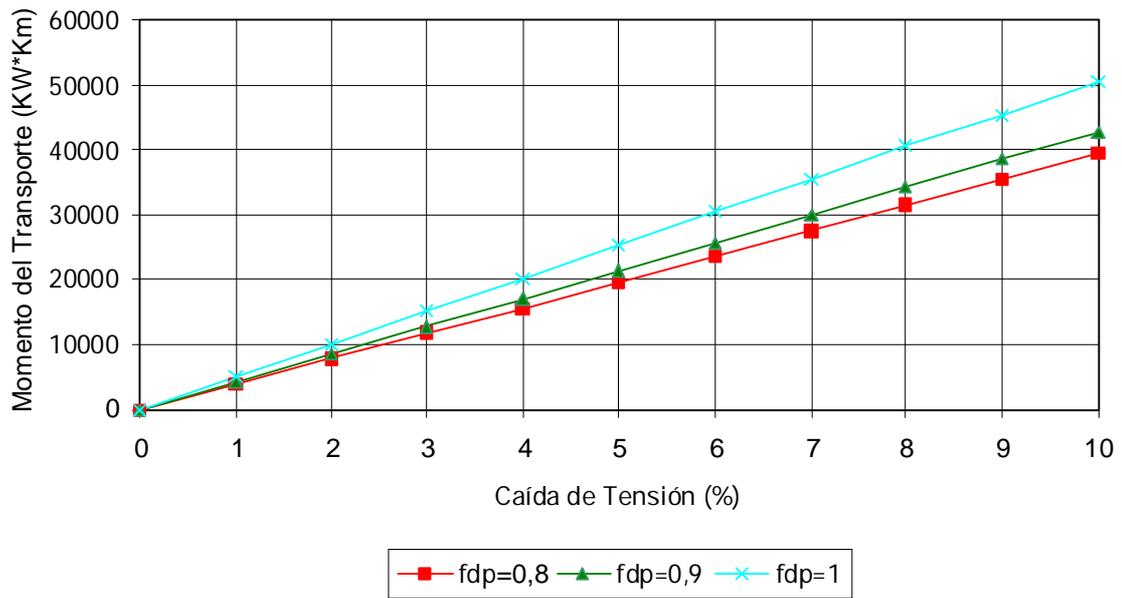


Gráfico caída de Tensión línea trifásica  
U=34,5 KV 4/0 AWG

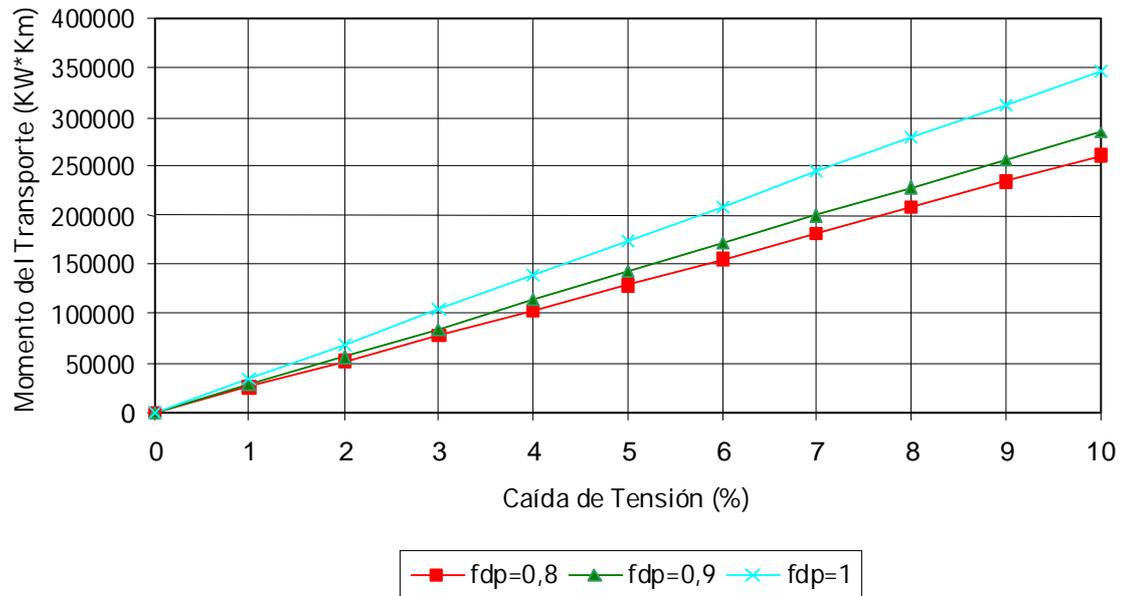


Gráfico caída de Tensión línea trifásica  
U=13,2 KV 500 MCM

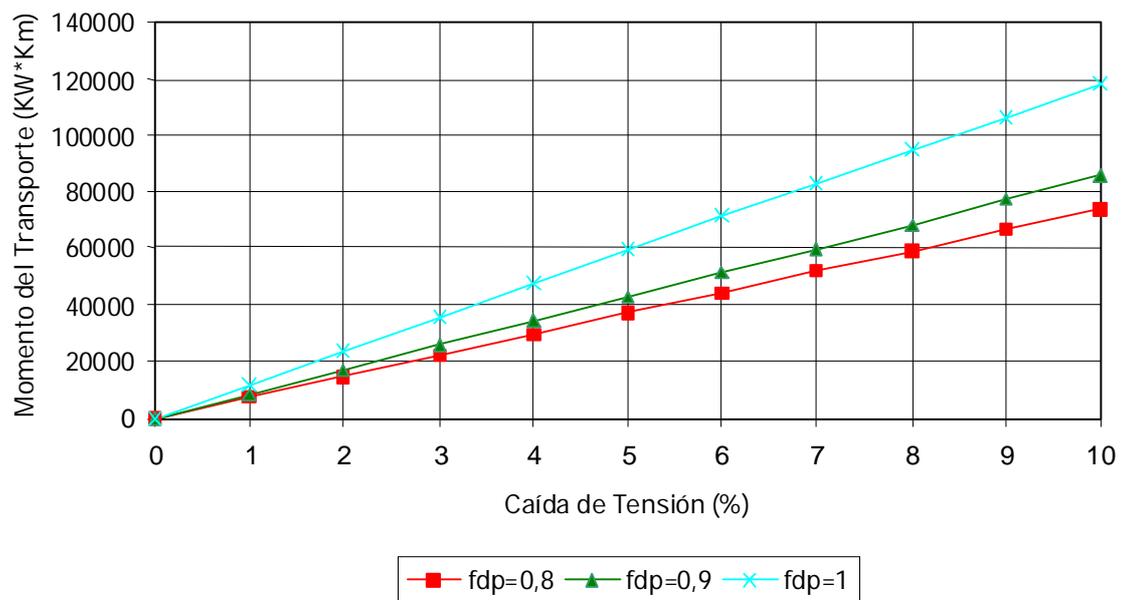


Gráfico caída de Tensión línea trifásica  
U=34,5 KV 500 MCM

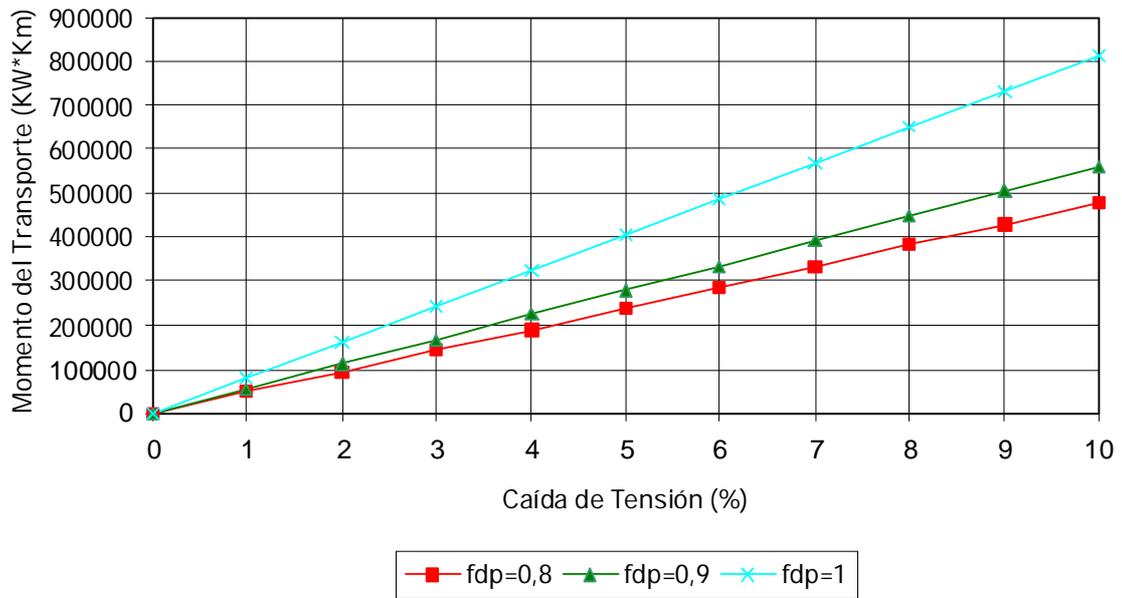


Gráfico caída de Tensión línea trifásica  
U=13,2 KV 750 MCM

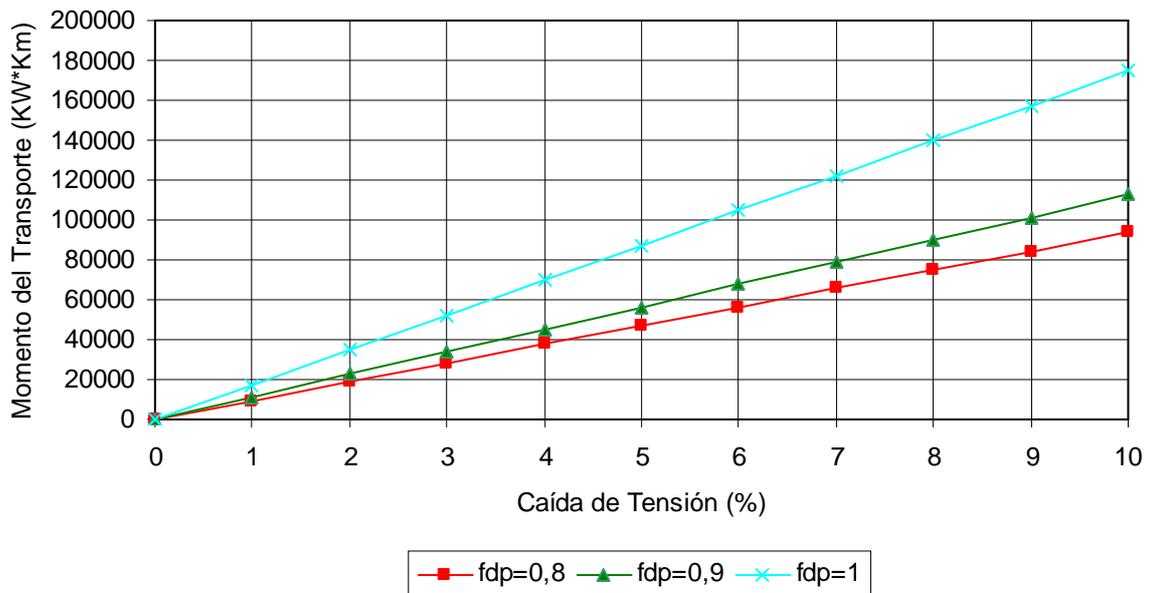


Gráfico caída de Tensión línea monofásica  
U=13,2 KV 1/0 AWG

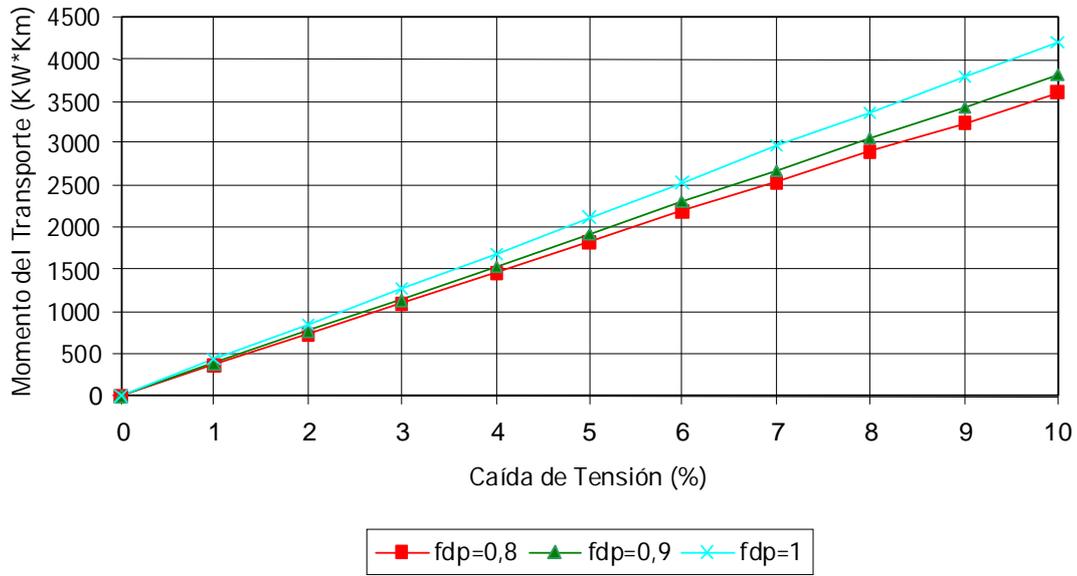
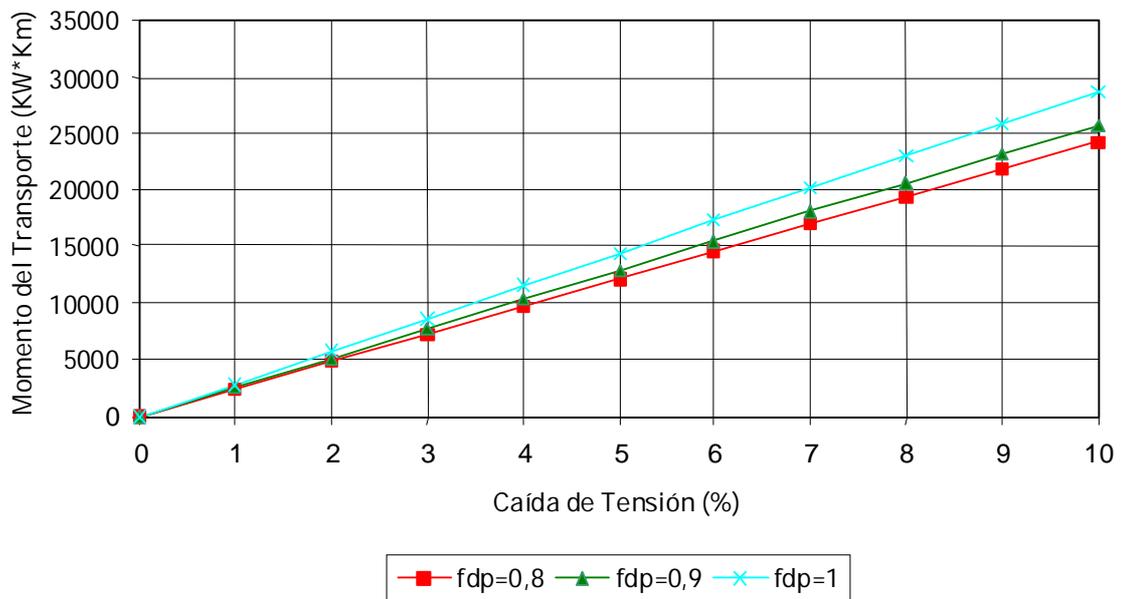
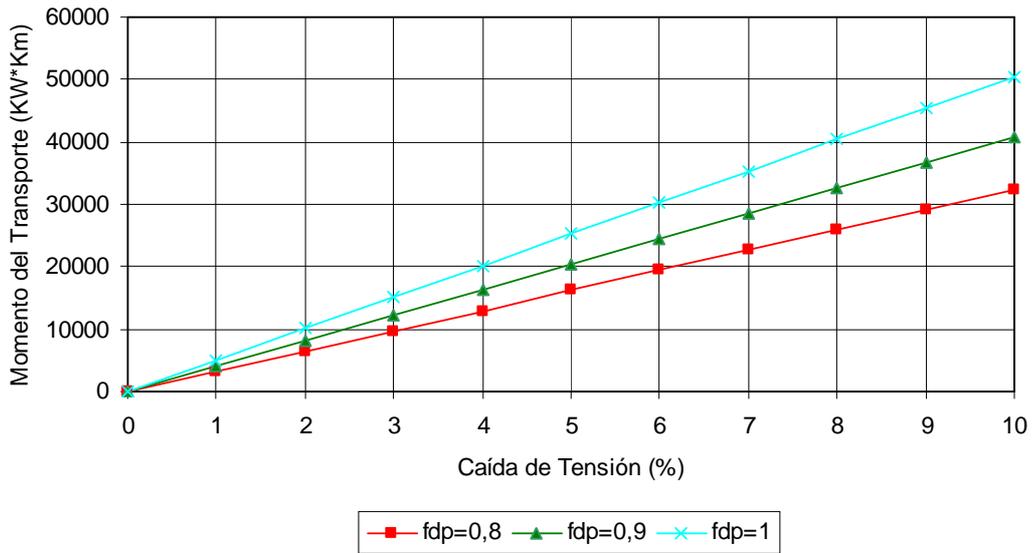


Gráfico caída de Tensión línea monofásica  
U=34,5 KV 1/0 AWG

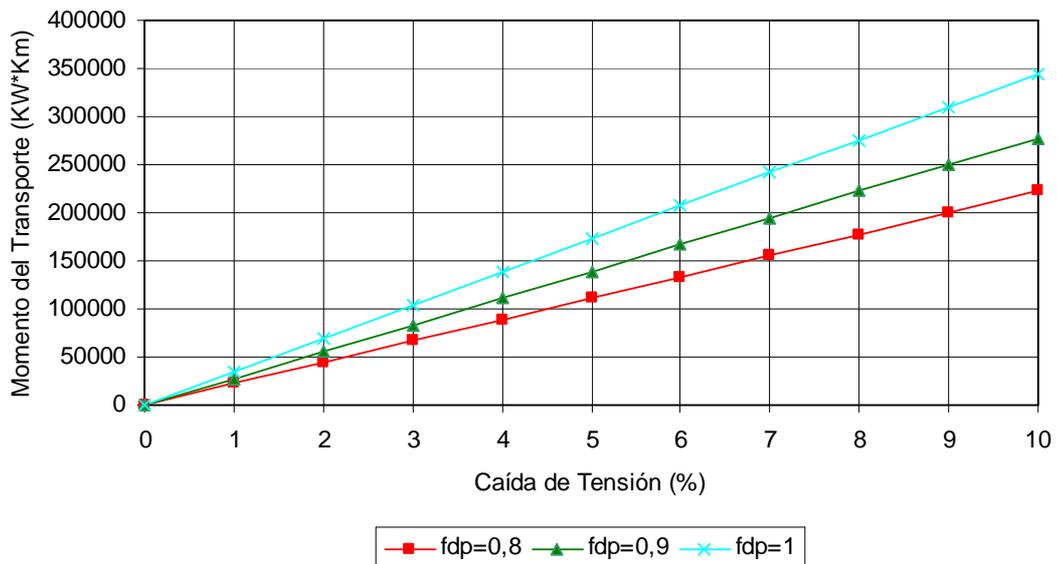


9.2. GRÁFICOS DE PERDIDA DE POTENCIA

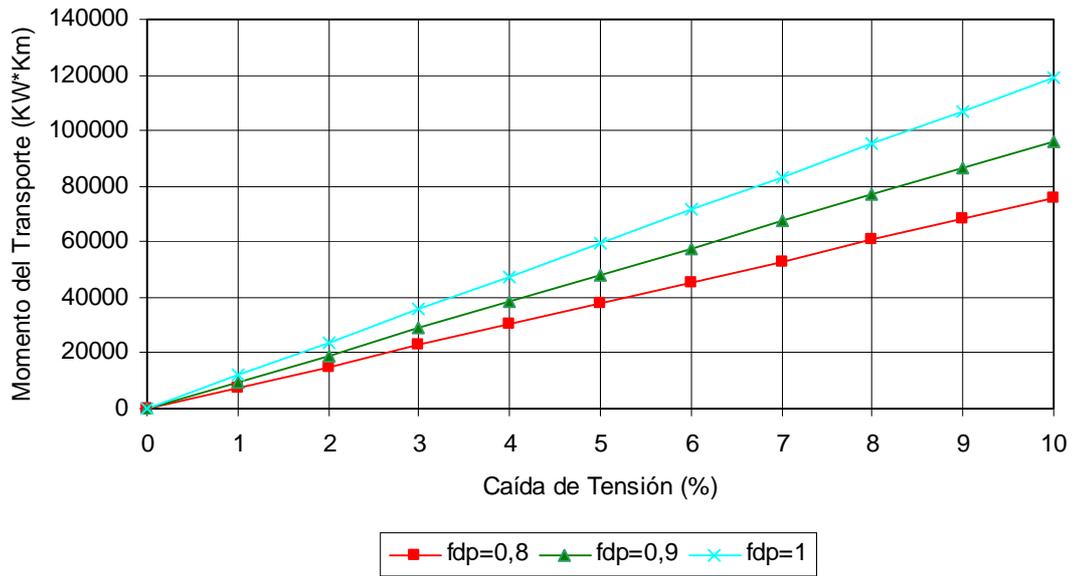
**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica  
U=13,2 KV 4/0 AWG**



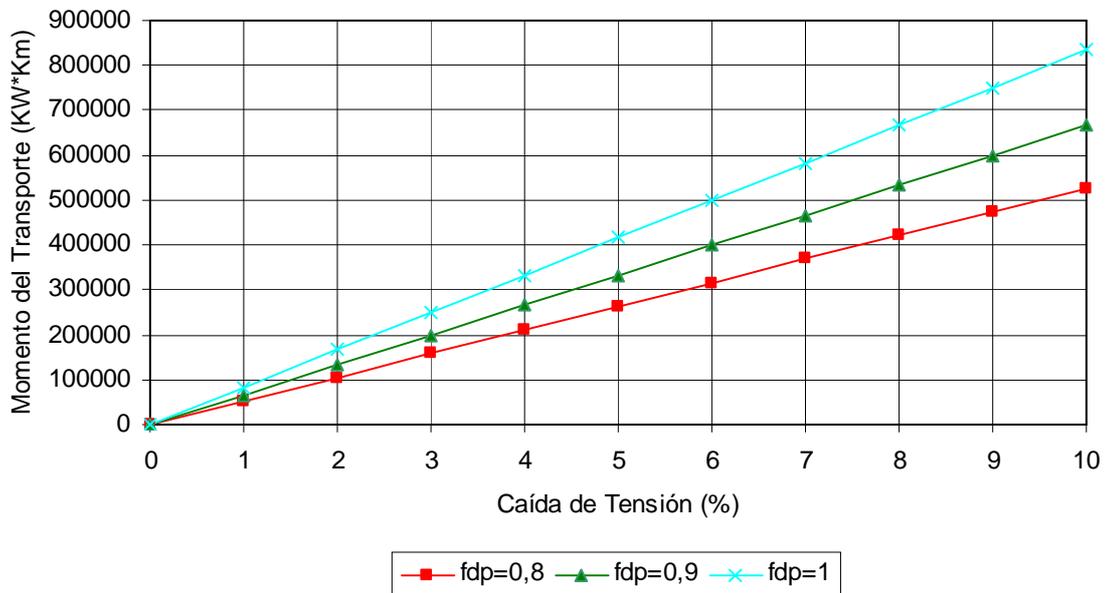
**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica  
U=34,5 KV 4/0 AWG**



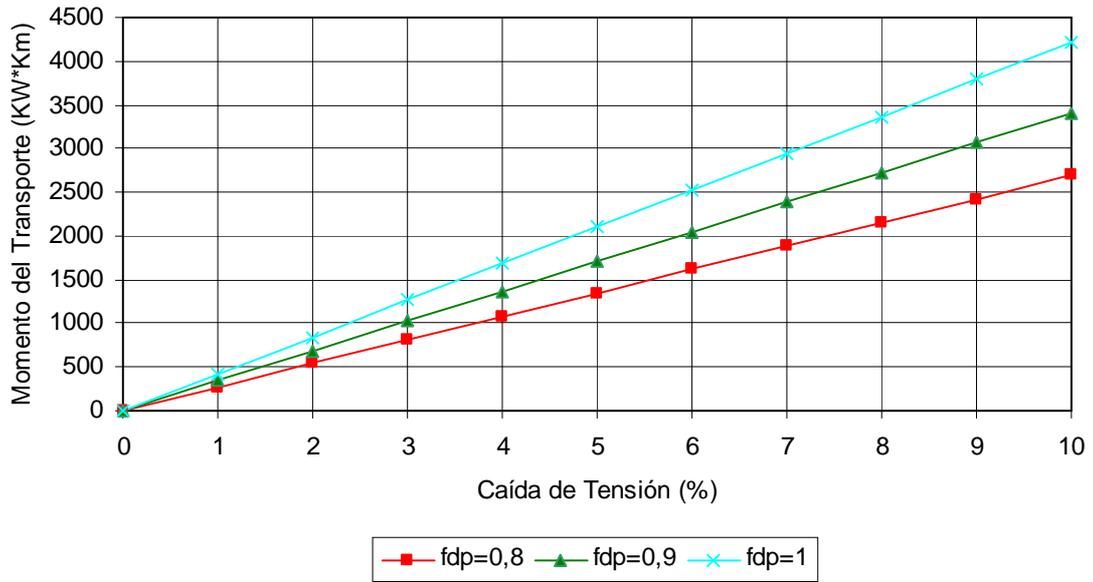
**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica  
U=13,2 KV 500 MCM**



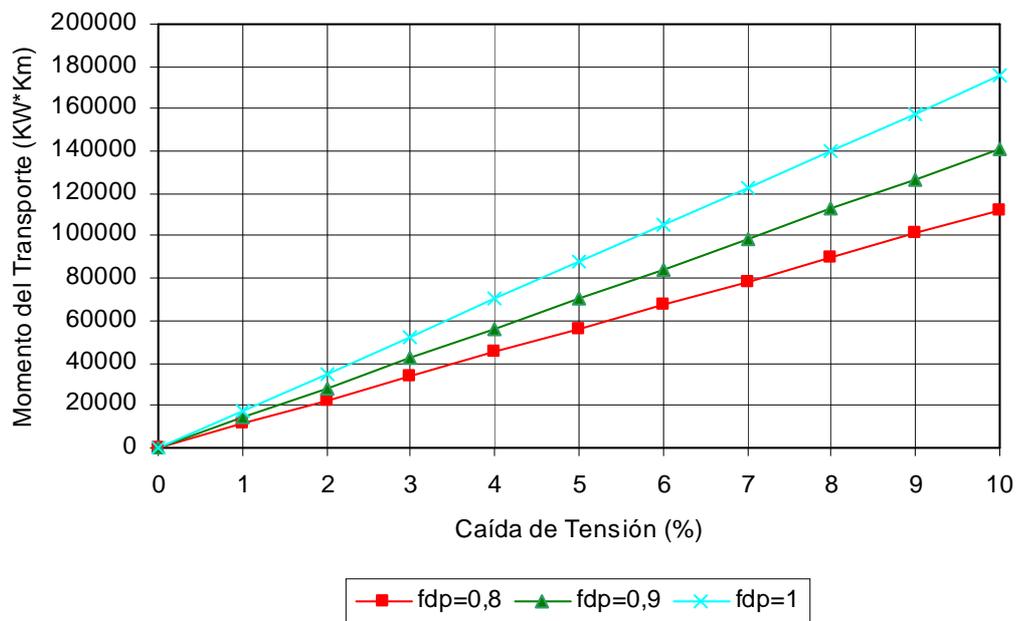
**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica  
U=34,5 KV 500 MCM**



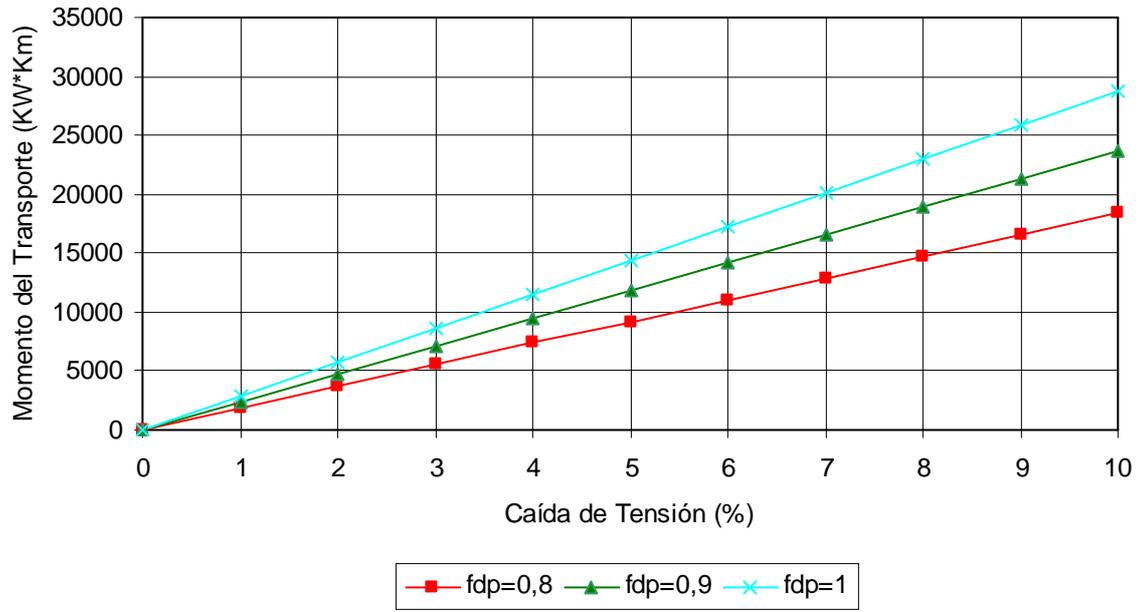
**Gráfico pérdidas de potencia en línea monofásica  
U=13,2 KV 1/0 AWG**



**Gráfico pérdidas de potencia en línea trifásica  
U=13,2 KV 750 MCM**



**Gráfico pérdidas de potencia en línea monofásica  
U=34,5 KV 1/0 AWG**



## 10 GRÁFICOS PARA CONDUCTORES BT

### 10.1. GRÁFICOS DE CAÍDA DE TENSIÓN

#### GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN

Línea monofásica

4/0 AWG - 240 V

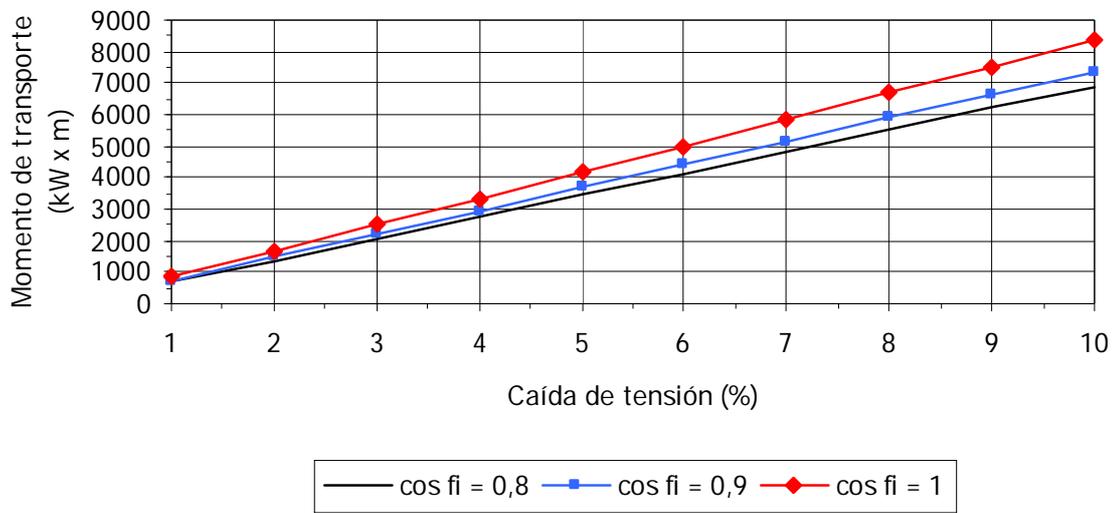


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea monofásica  
1/0 AWG - 240 V

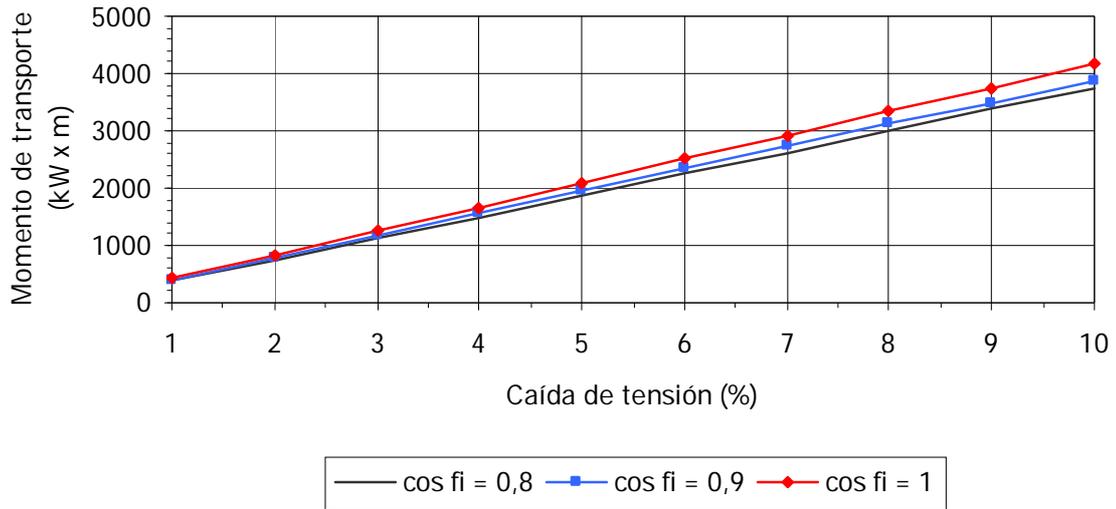


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea monofásica  
3X #4 AWG-240 V

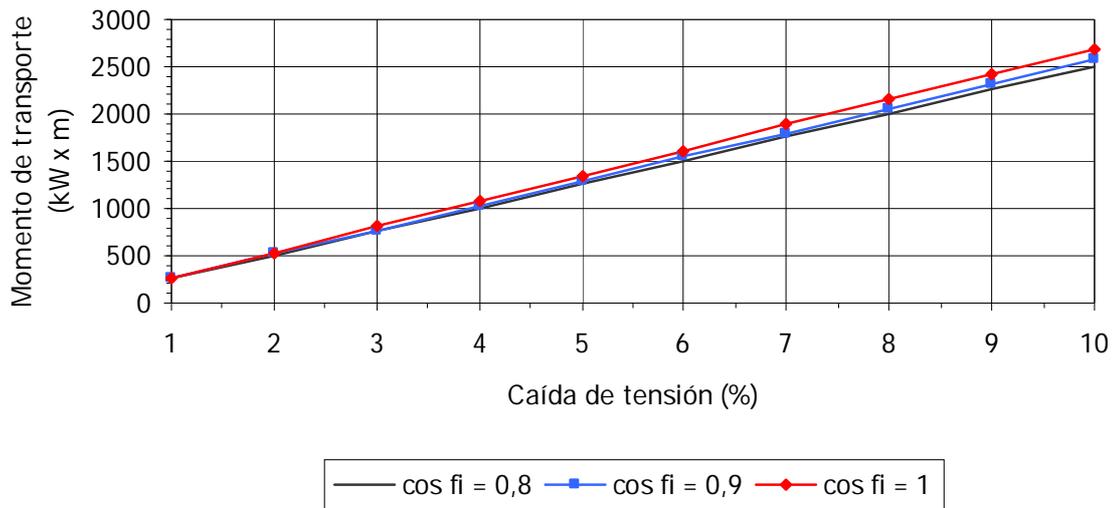


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea monofásica  
3X #6 AWG-240 V

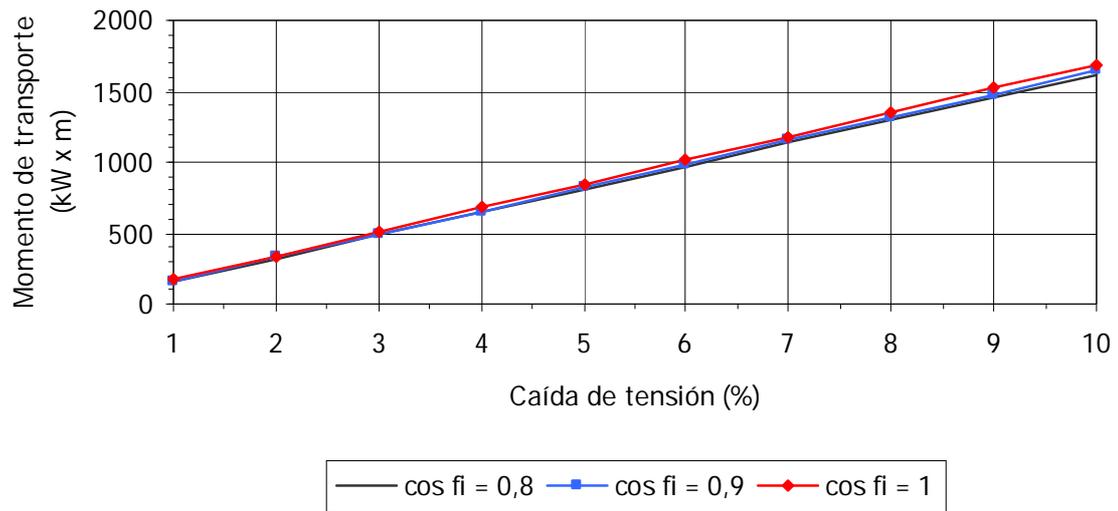


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
500 MCM - 208 V

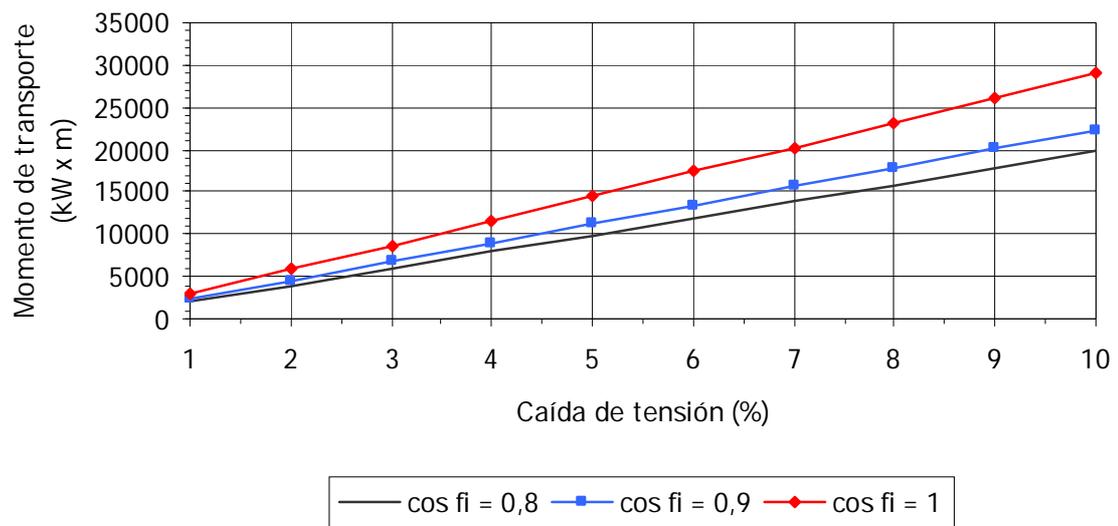


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
500 MCM - 240 V

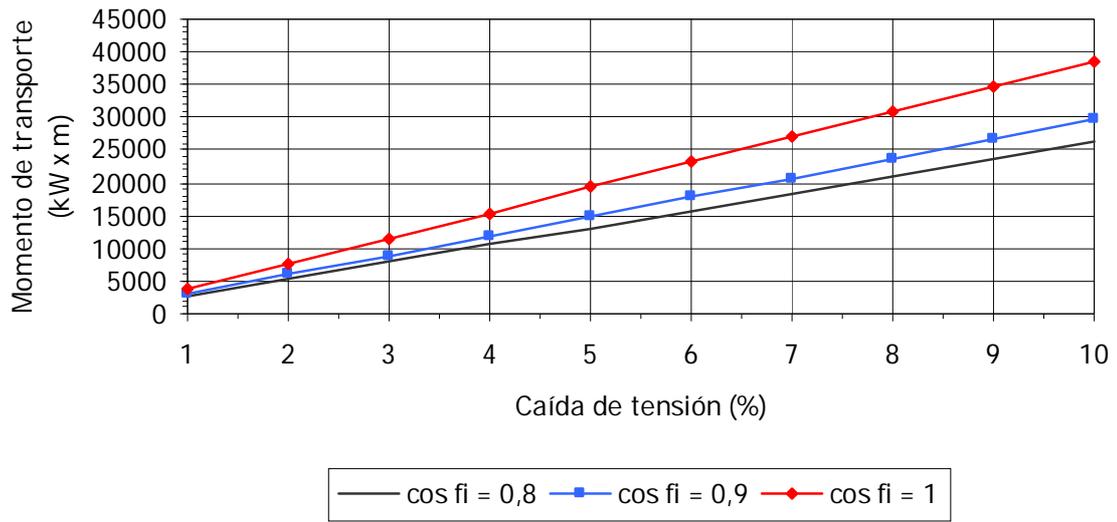


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
4/0 AWG- 240 V

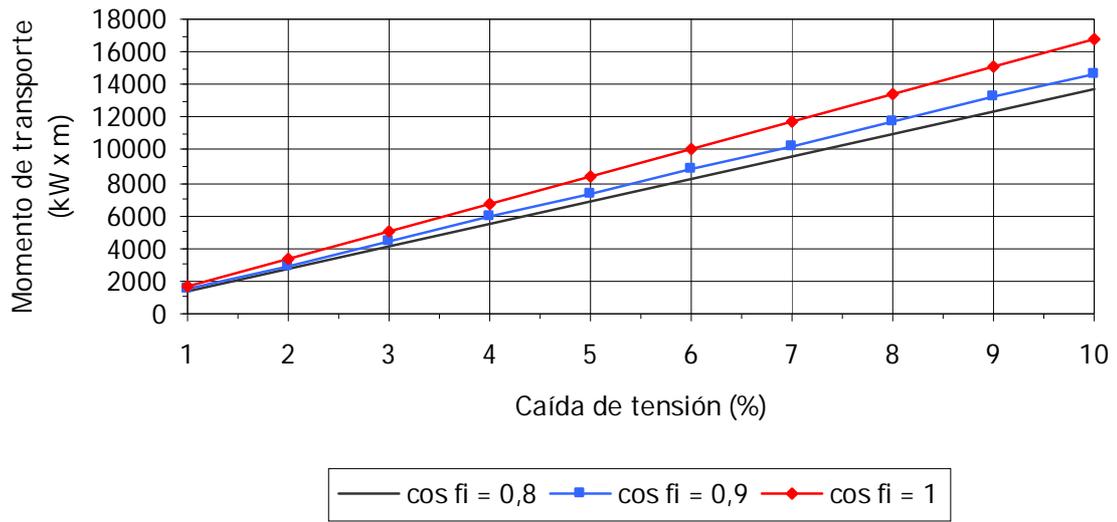


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
4/0 AWG- 208 V

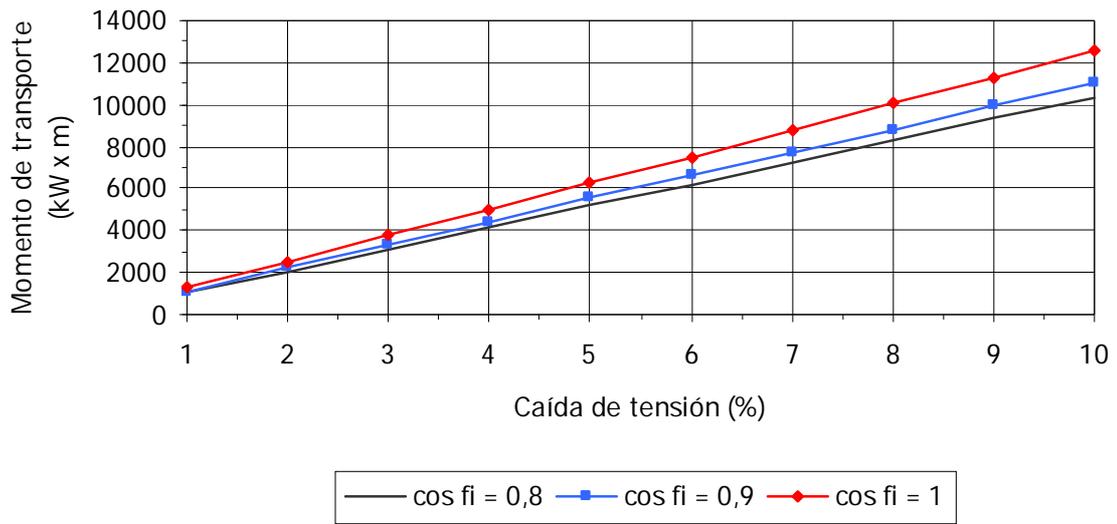


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
1/0 AWG- 208 V

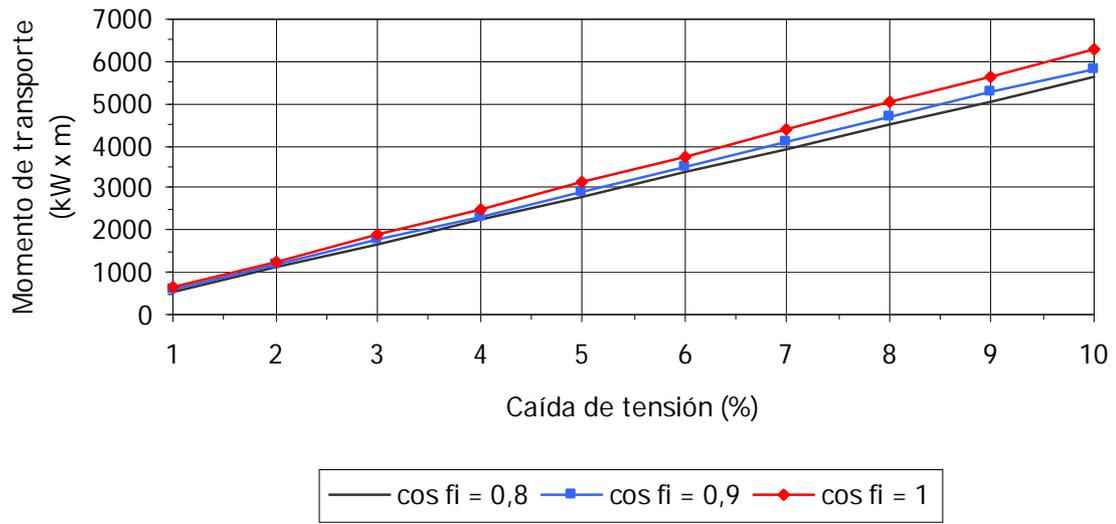


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
1/0 AWG- 240 V

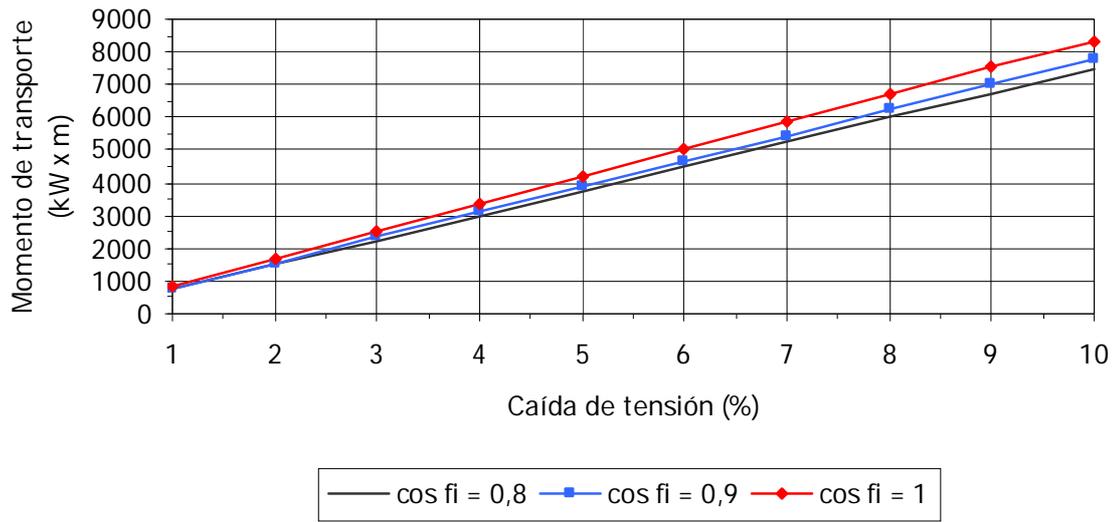


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
4X #4 AWG- 208 V

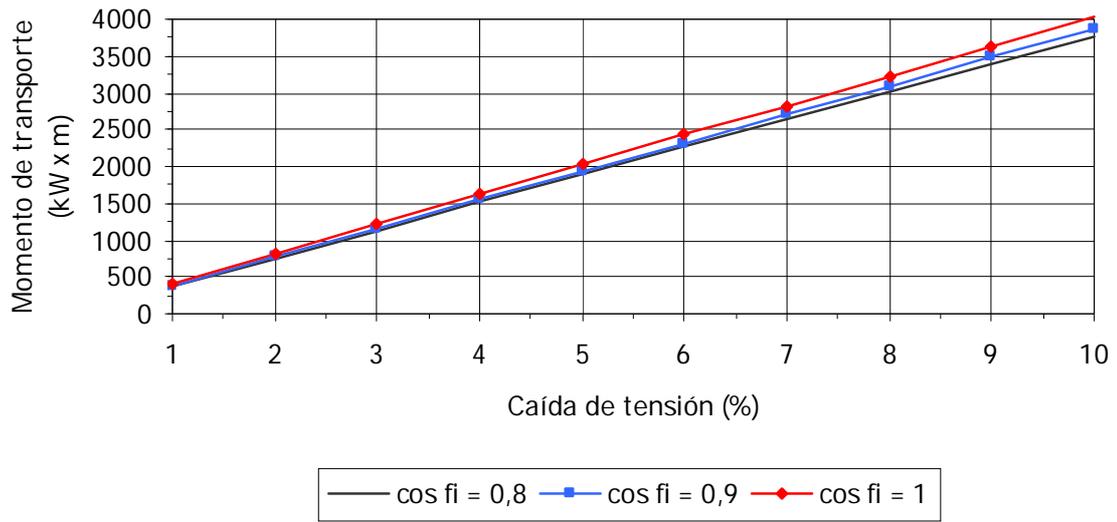
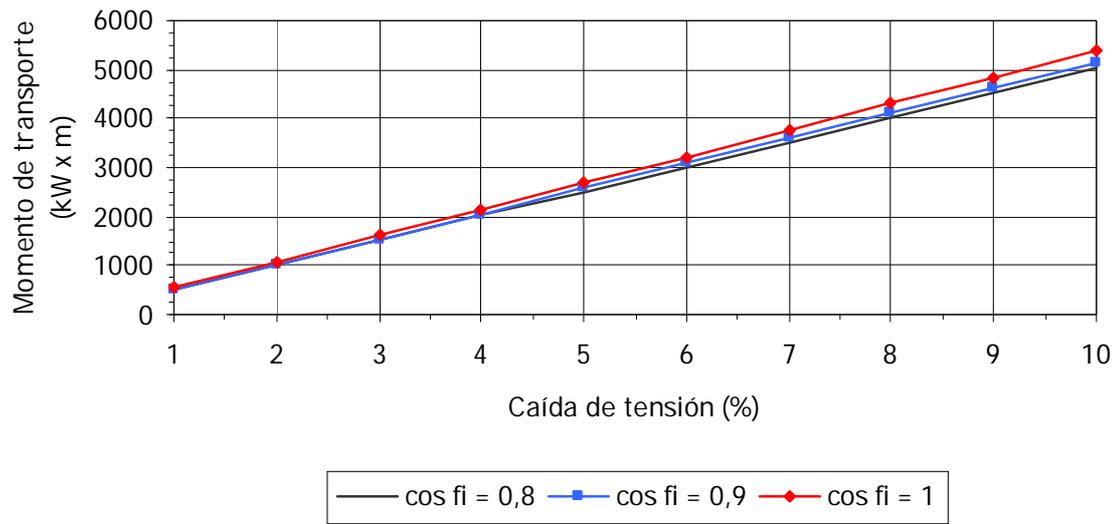


GRÁFICO CAÍDA DE TENSIÓN  
Línea trifásica  
4X #4 AWG- 240 V



10.2. GRÁFICOS DE POTENCIA DE TRANSPORTE

GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
 4/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 39,36 \text{ kW}$

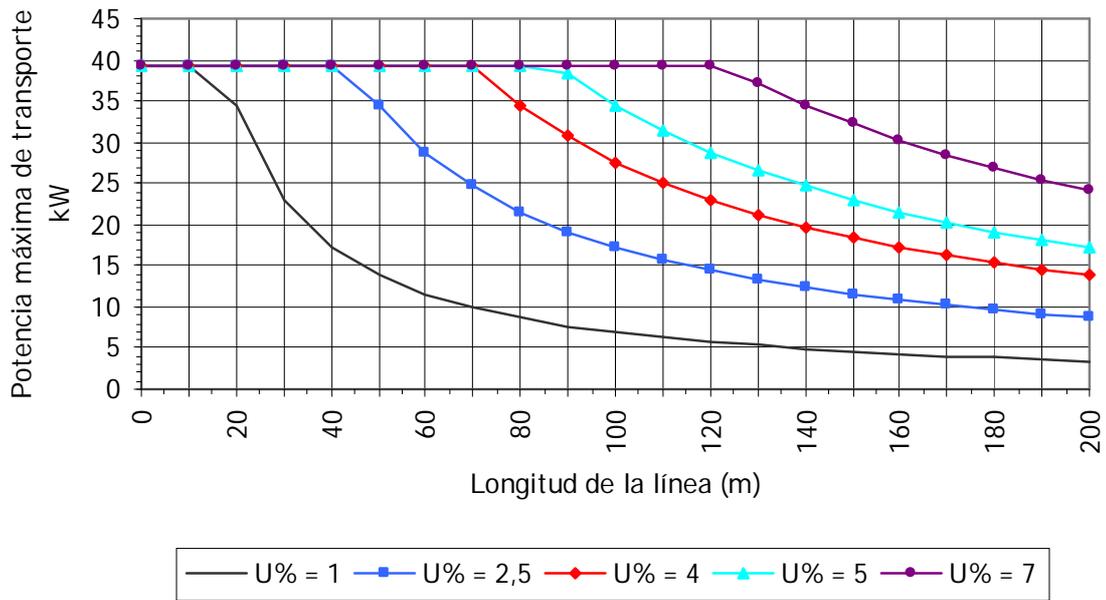


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 44,28 \text{ kW}$

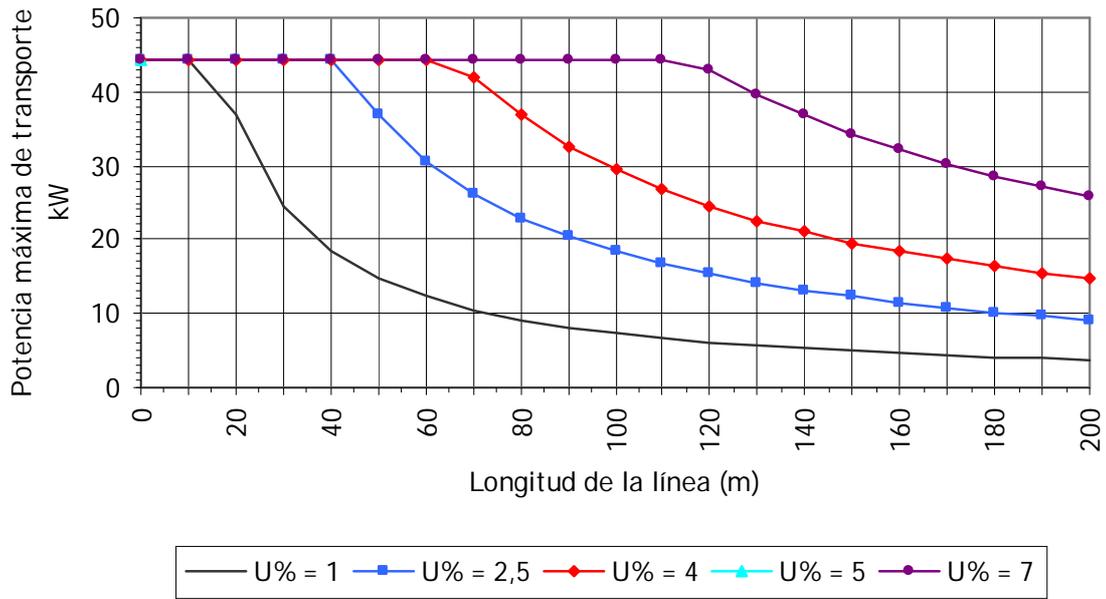


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 49,20 \text{ kW}$

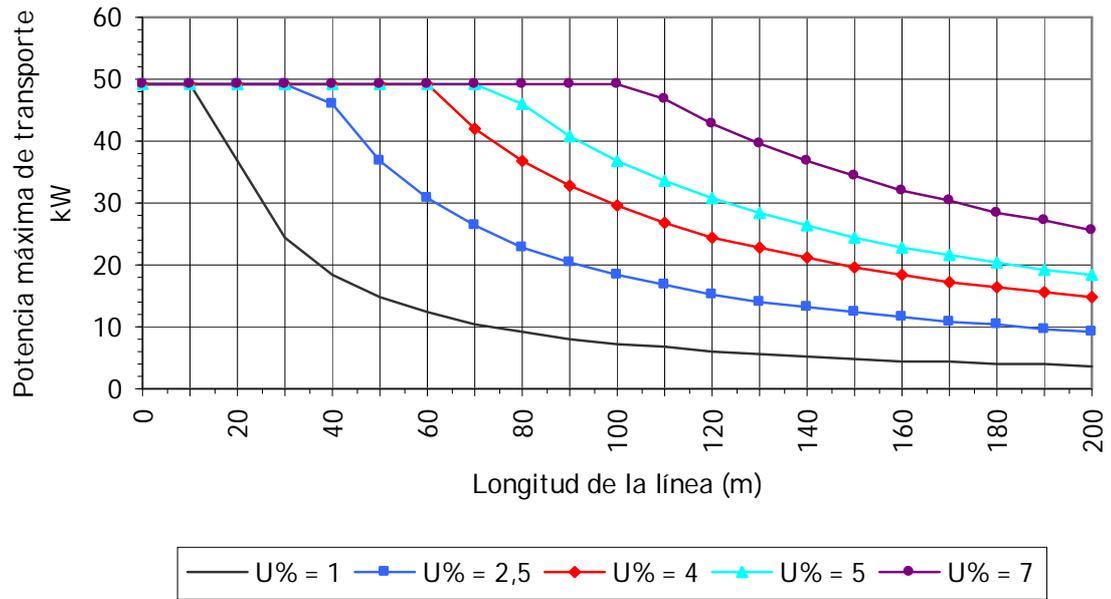


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 25,92 \text{ kW}$

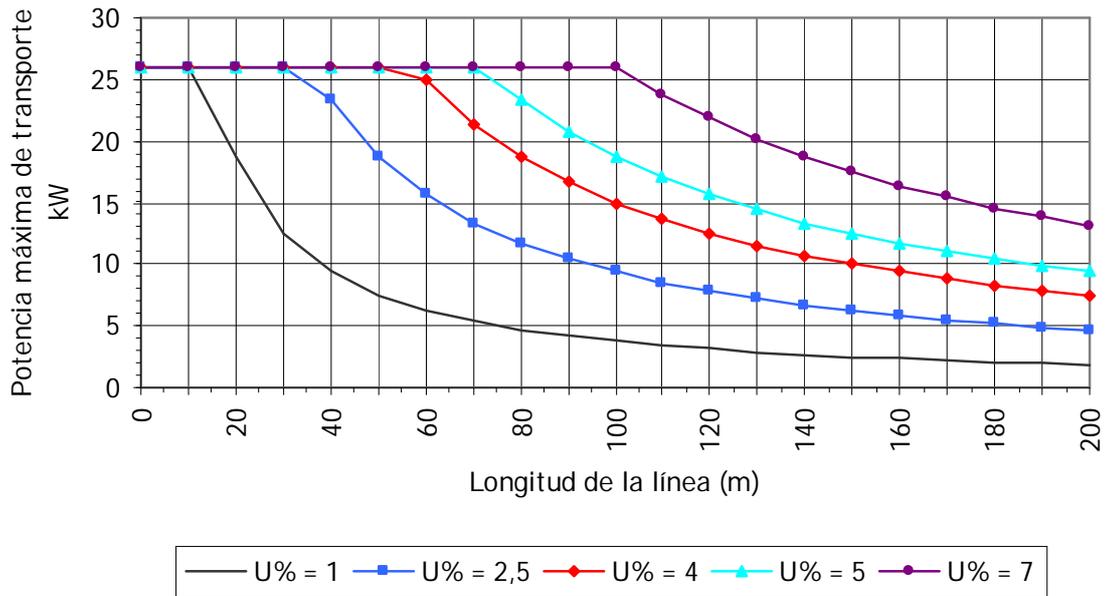


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 29,16 \text{ kW}$

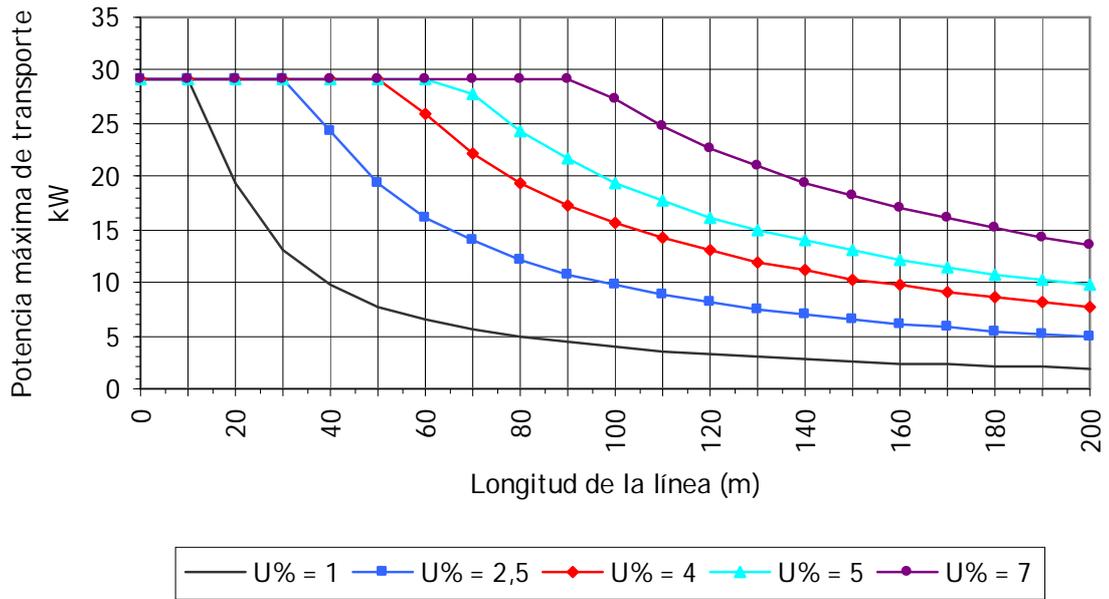


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 32,40 \text{ kW}$

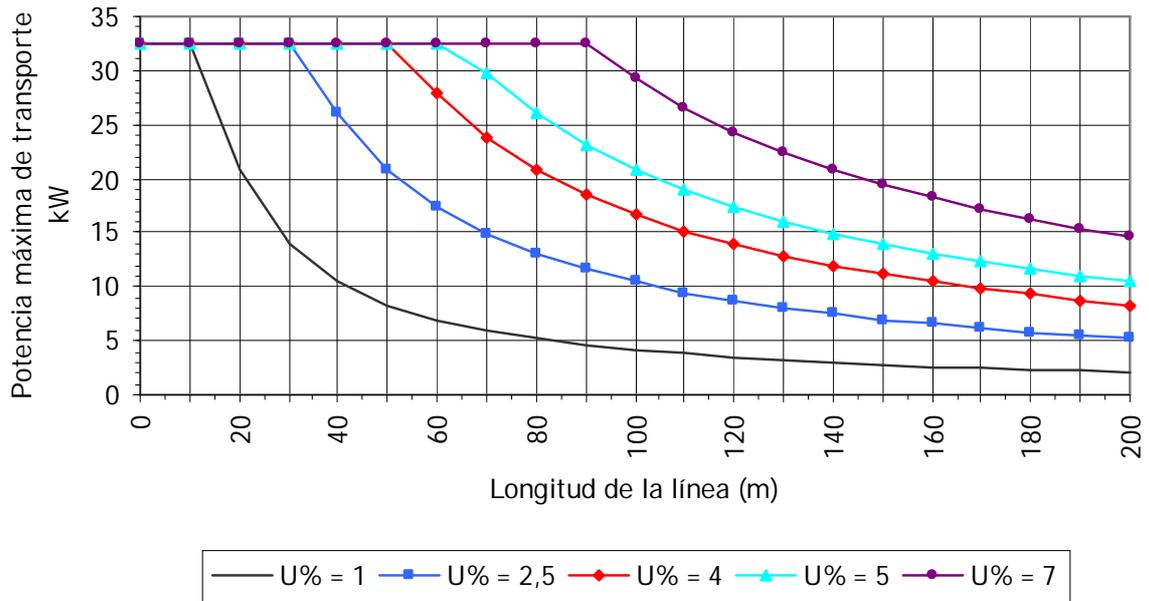


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
500 MCM - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 100,87 \text{ kW}$

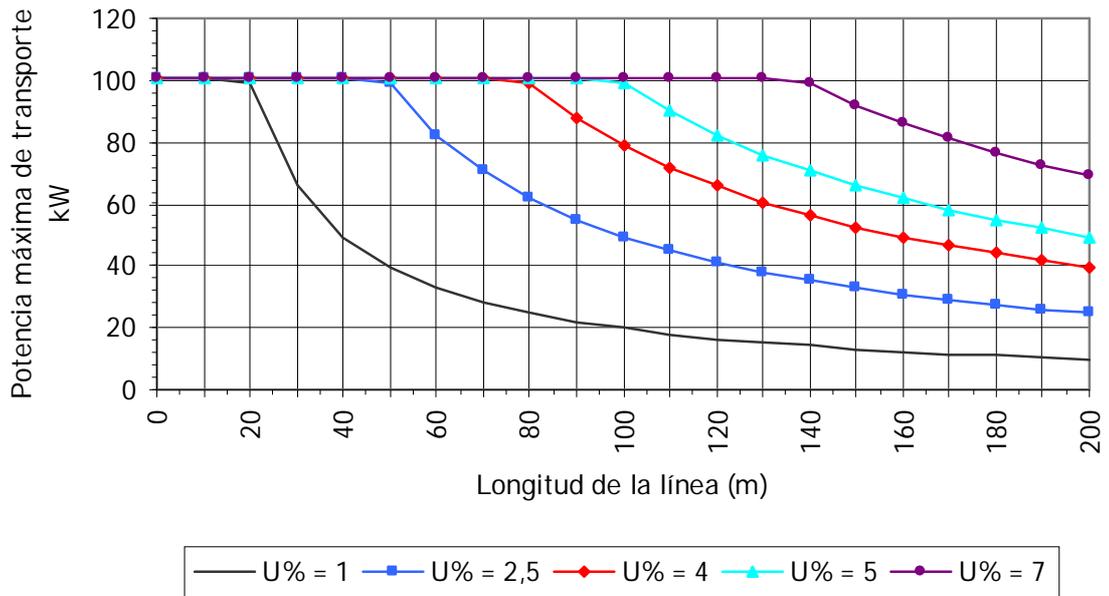


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
500 MCM - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 113,48 \text{ kW}$

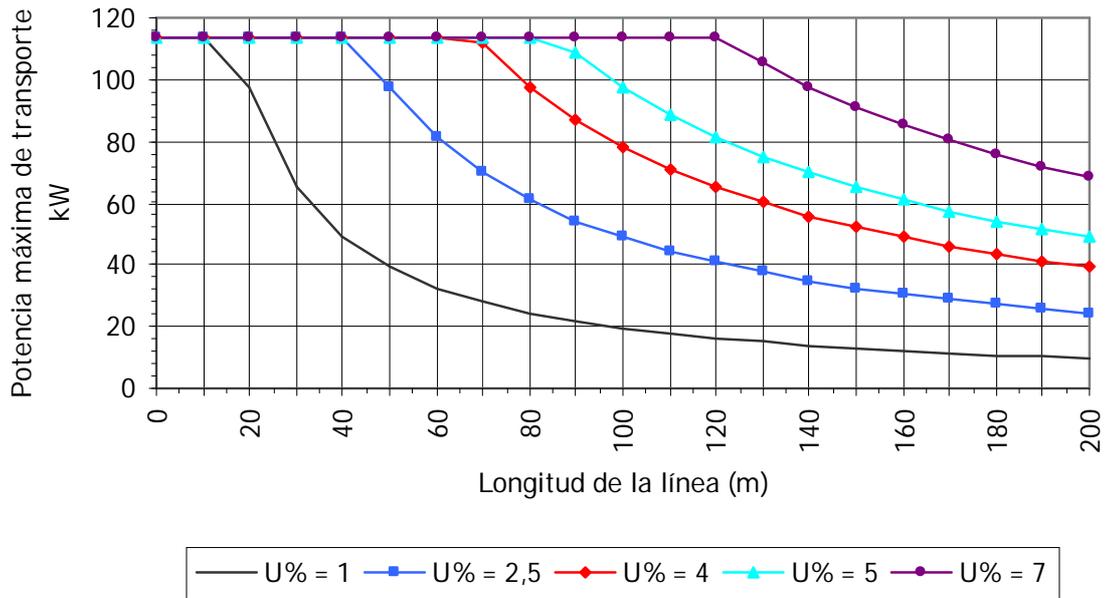


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
500 MCM - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 126,09 \text{ kW}$

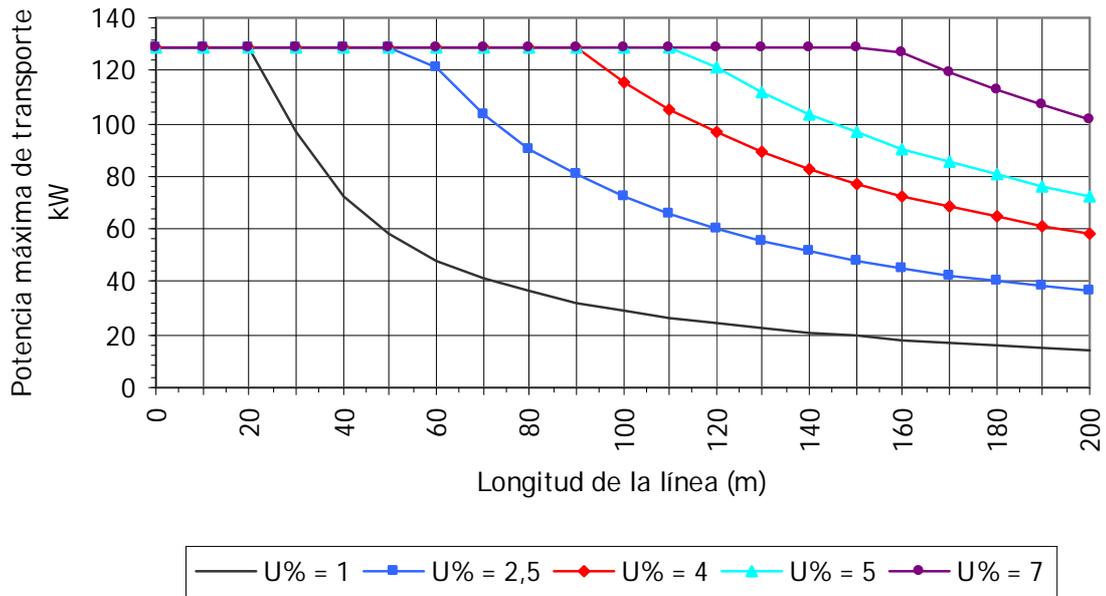


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
500 MCM - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 116,39 \text{ kW}$

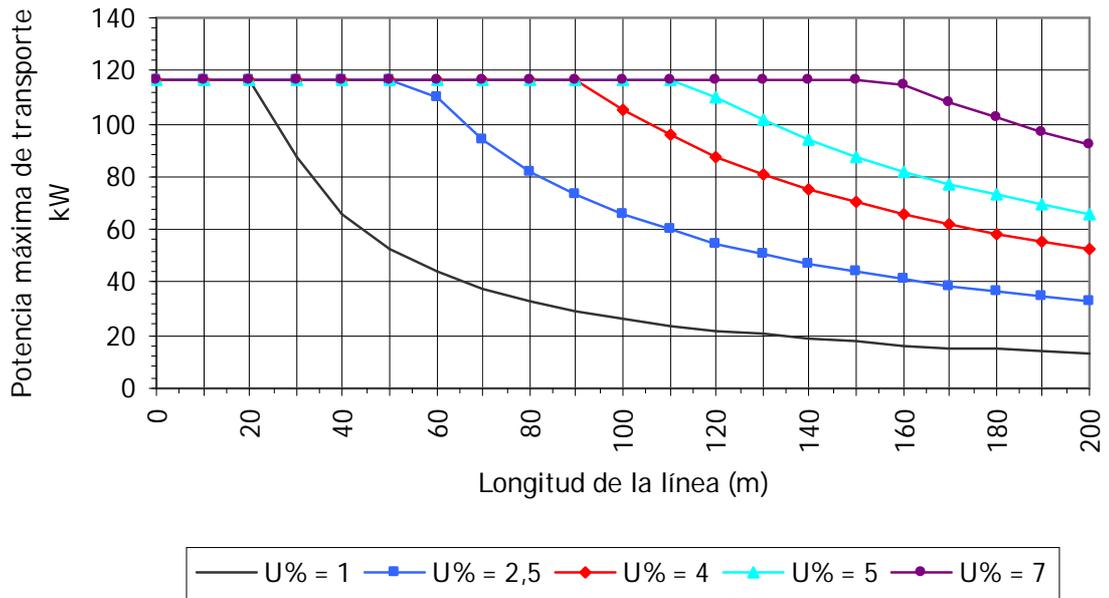


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
 500 MCM - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 130,94 \text{ kW}$

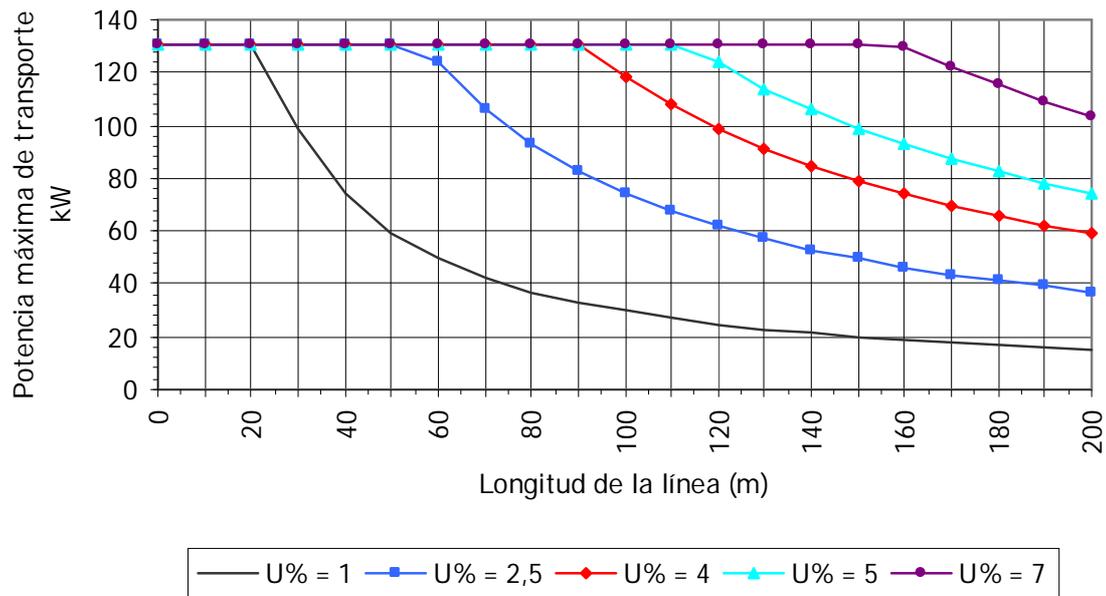


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
500 MCM - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 145,49 \text{ kW}$

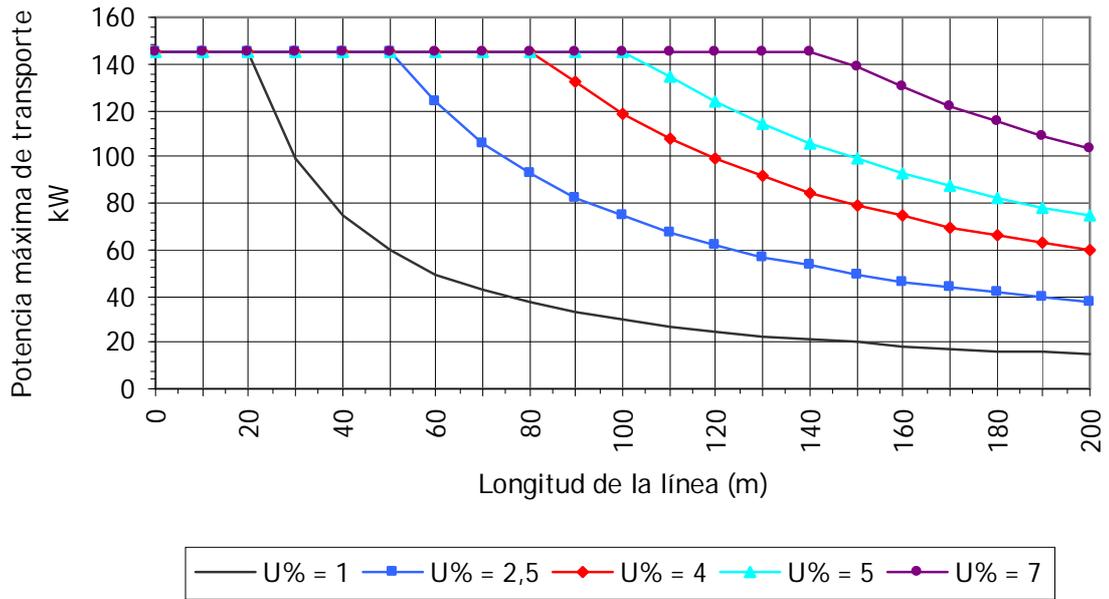


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 59,08 \text{ kW}$

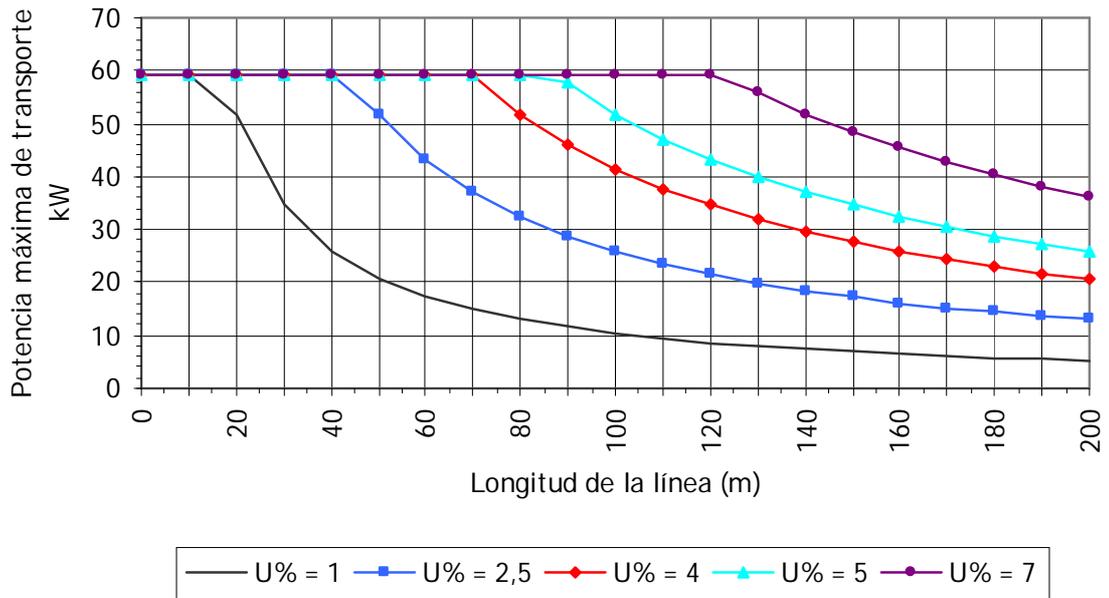


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 66,47 \text{ kW}$

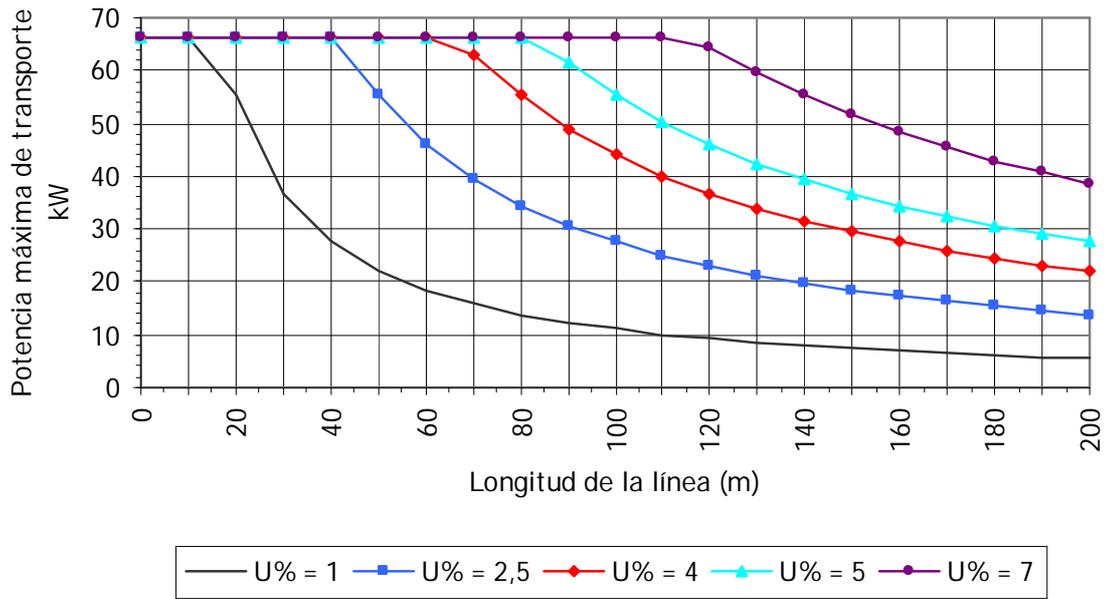


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 68,17 \text{ kW}$

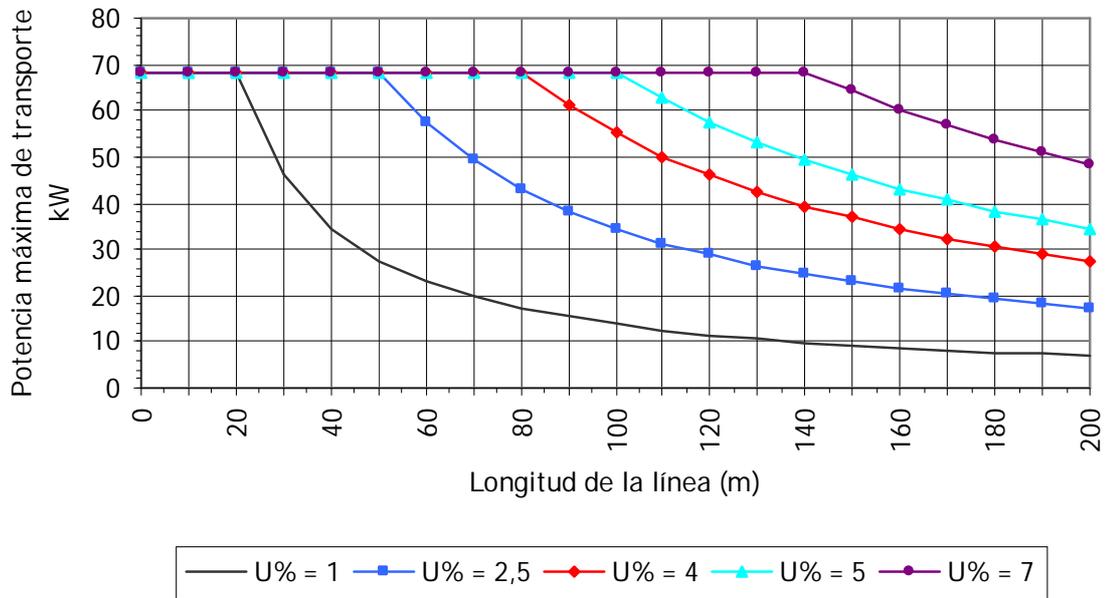


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 76,70 \text{ kW}$

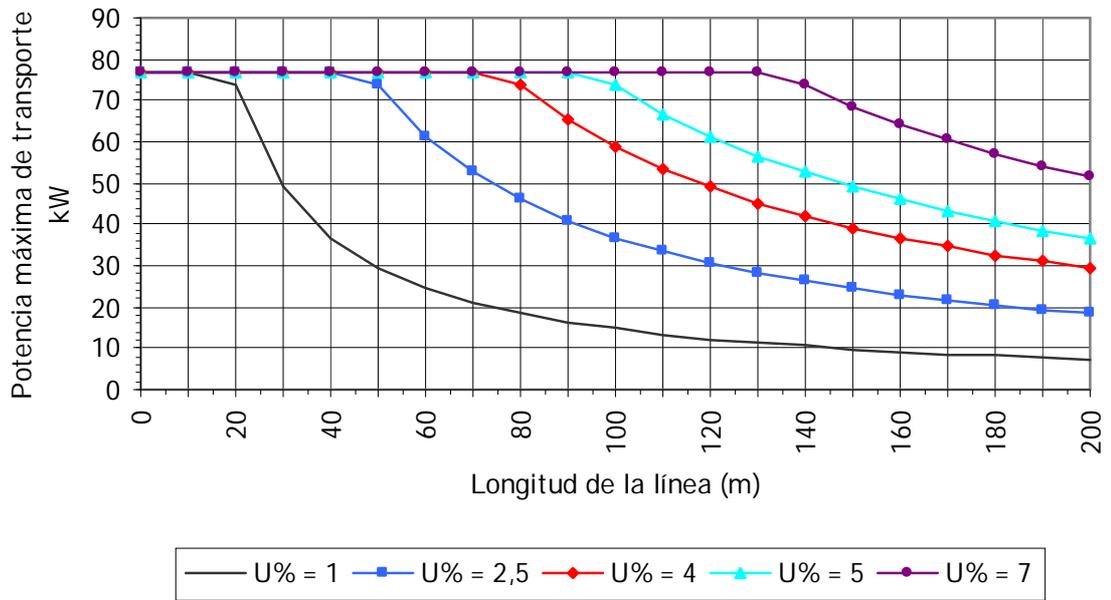


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
4/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 85,22 \text{ kW}$

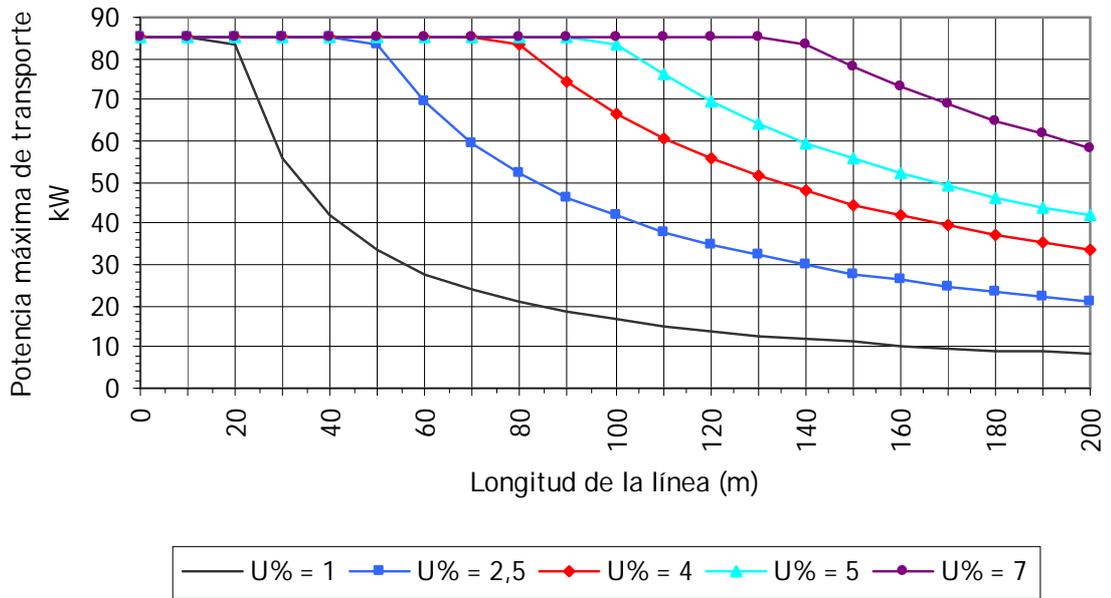


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 38,91 \text{ kW}$

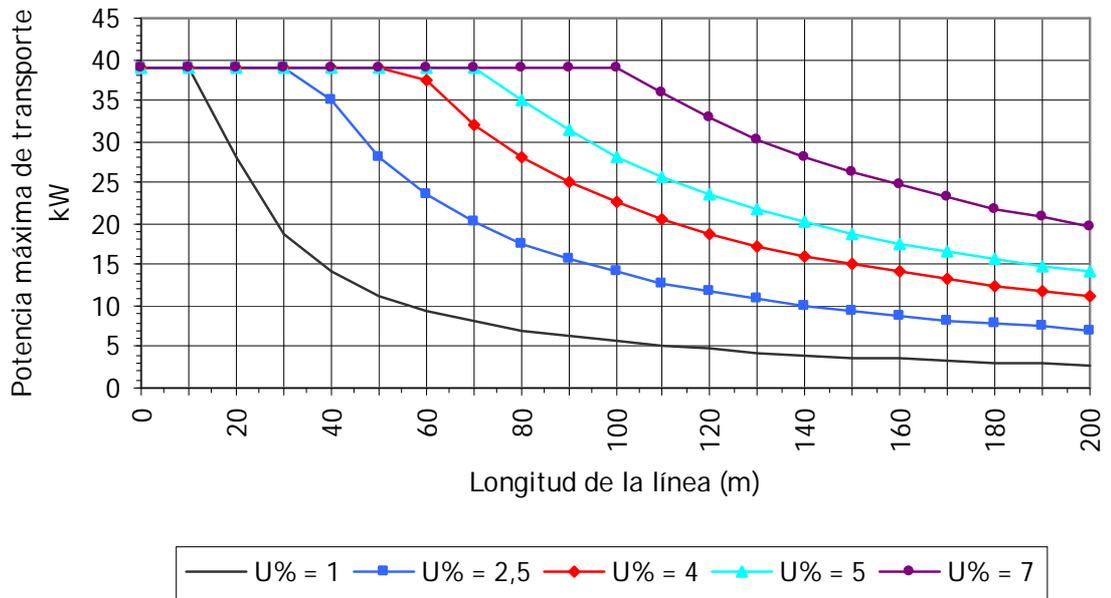


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 43,77 \text{ kW}$

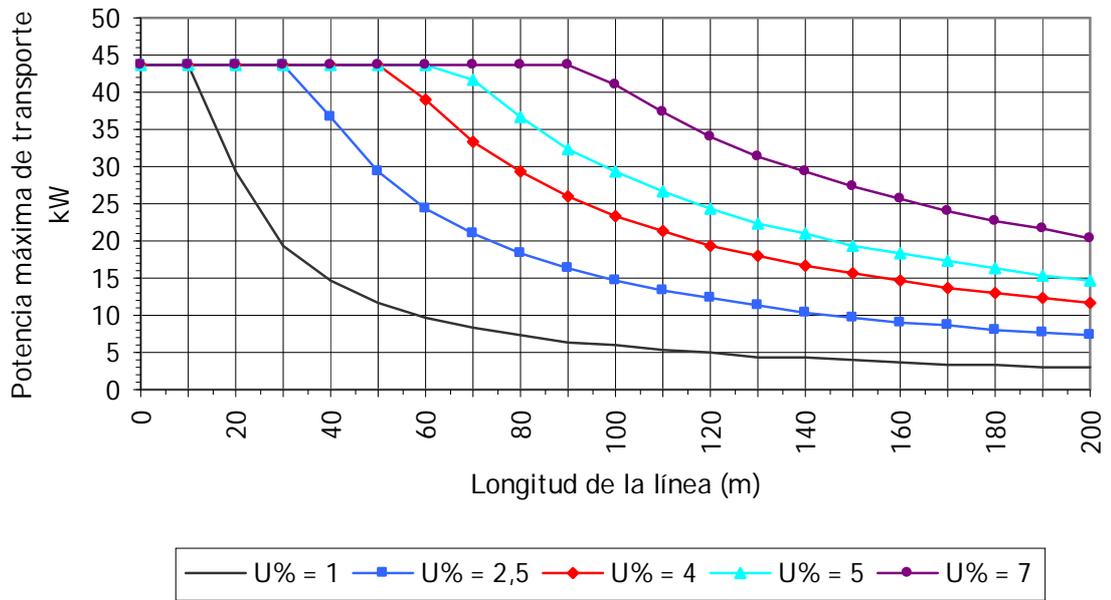


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V -  $\cos \varphi = 1$   
 $P_{\max} = 48,64 \text{ kW}$

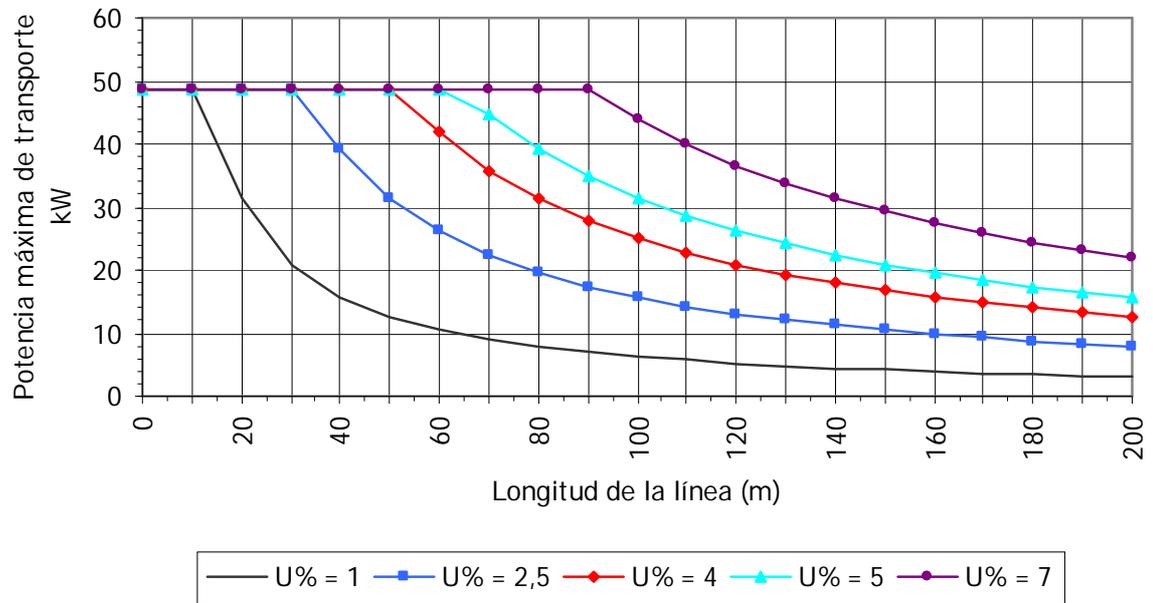


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos \varphi = 0,8$   
 $P_{\text{máx}} = 44,89 \text{ kW}$

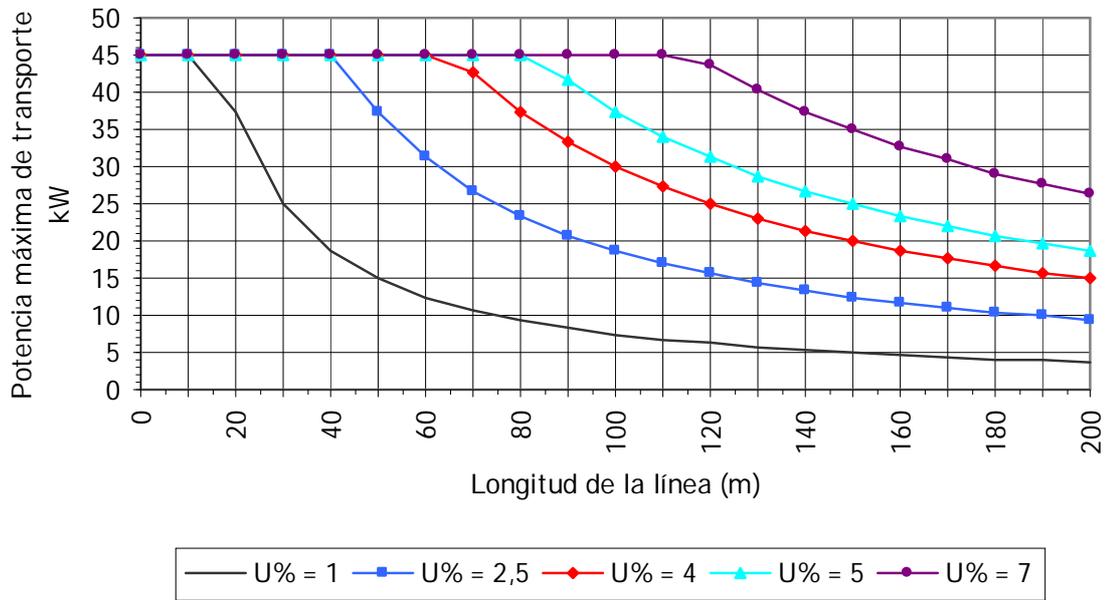


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos j = 0,9$   
 $P_{\text{máx}} = 50,51 \text{ kW}$

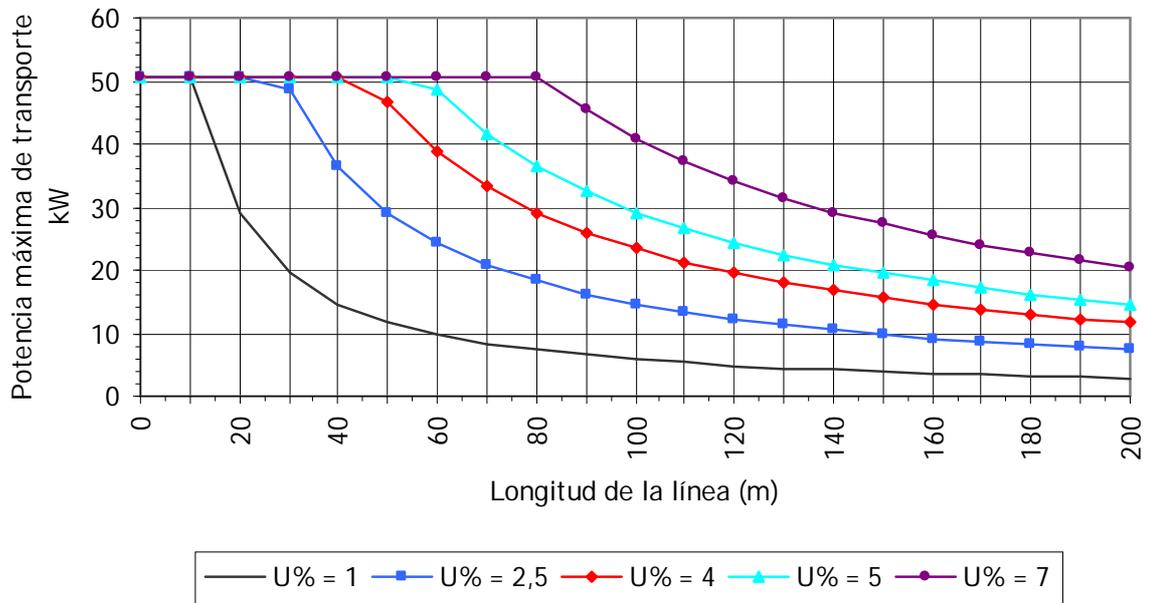
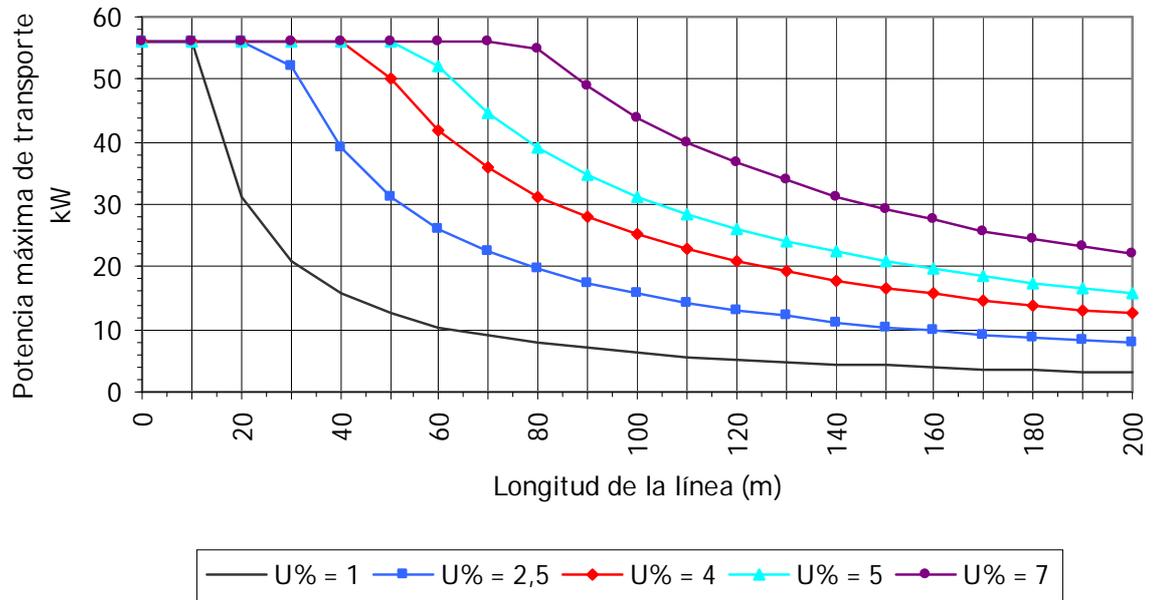


GRÁFICO POTENCIA MÁXIMA DE TRANSPORTE  
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V -  $\cos j = 1$   
 $P_{\text{máx}} = 56,12 \text{ kW}$



GRÁFICOS DE PÉRDIDAS DE POTENCIA

GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
4/0 AWG - Línea monofásica - 240 V

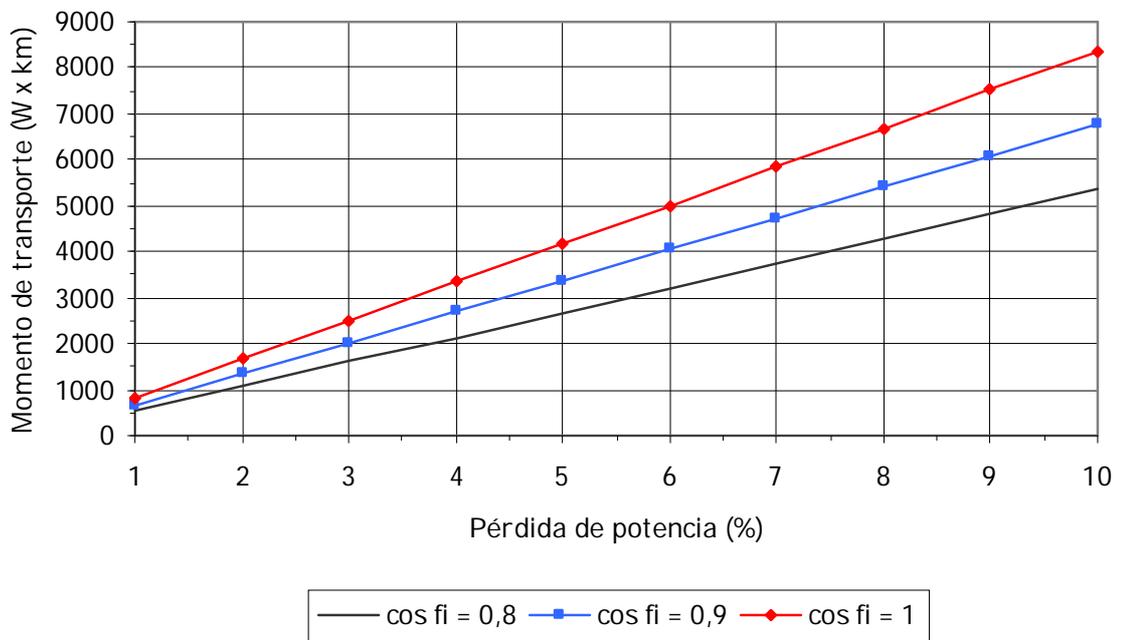


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
1/0 AWG - Línea monofásica - 240 V

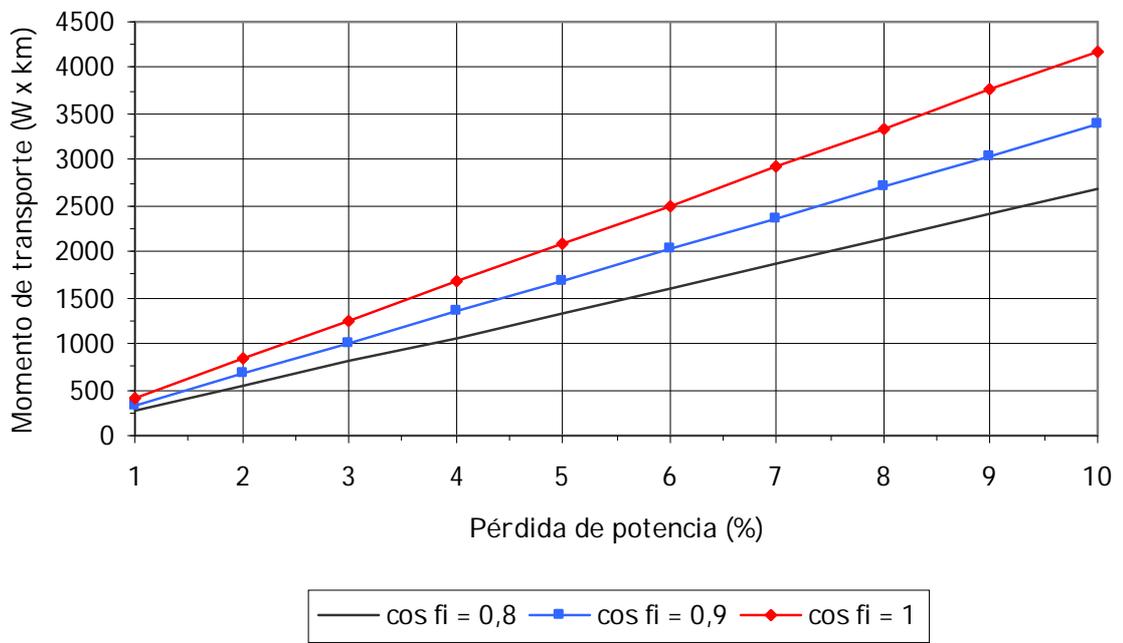


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
3x #4 AWG - Línea monofásica - 240 V

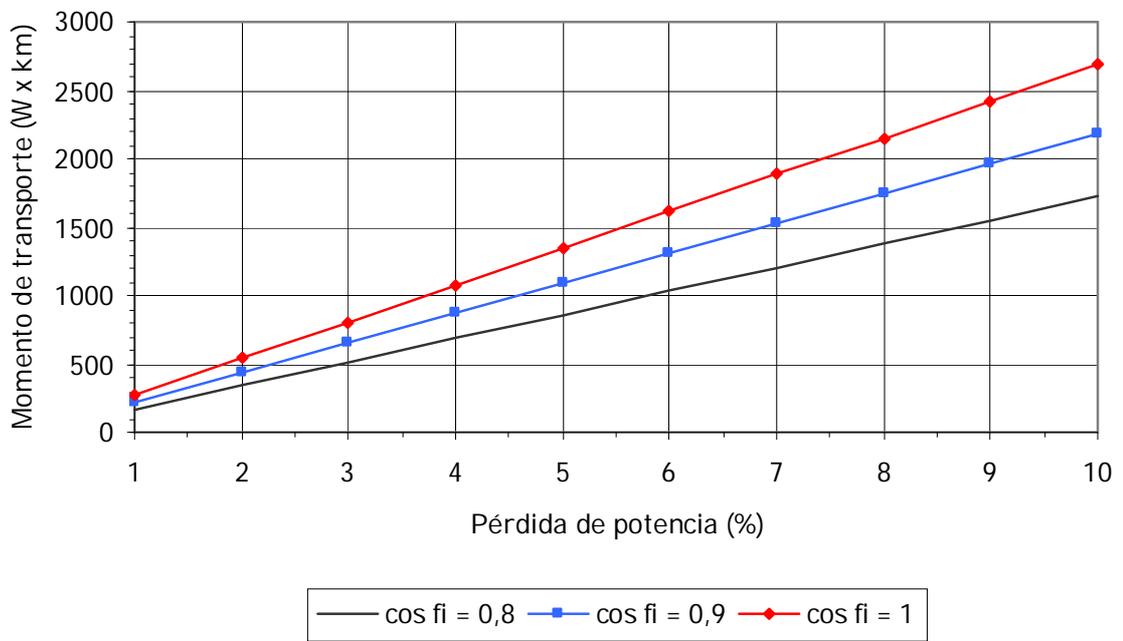


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
3x #6 AWG - Línea monofásica - 240 V

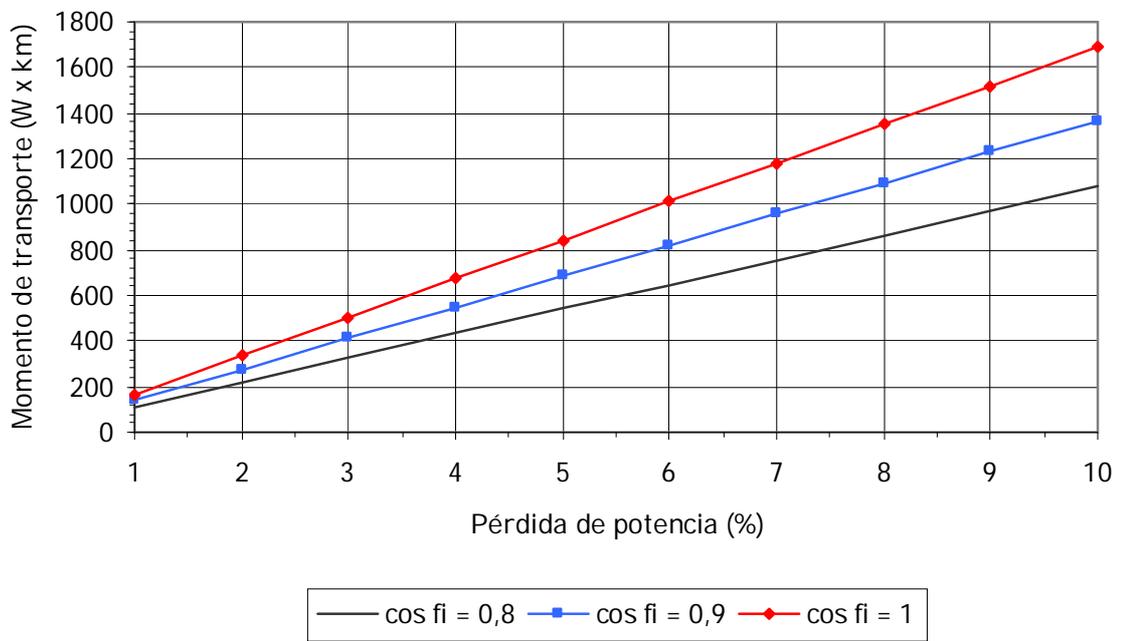


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
500 MCM - Línea trifásica - 208 V

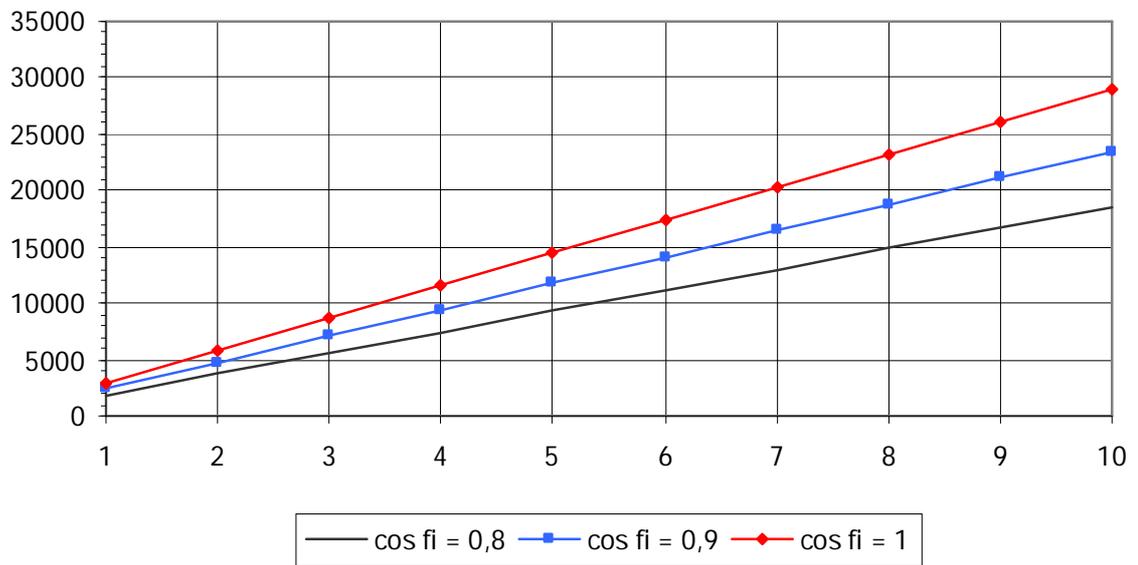


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
4/0 AWG - Línea trifásica - 208 V

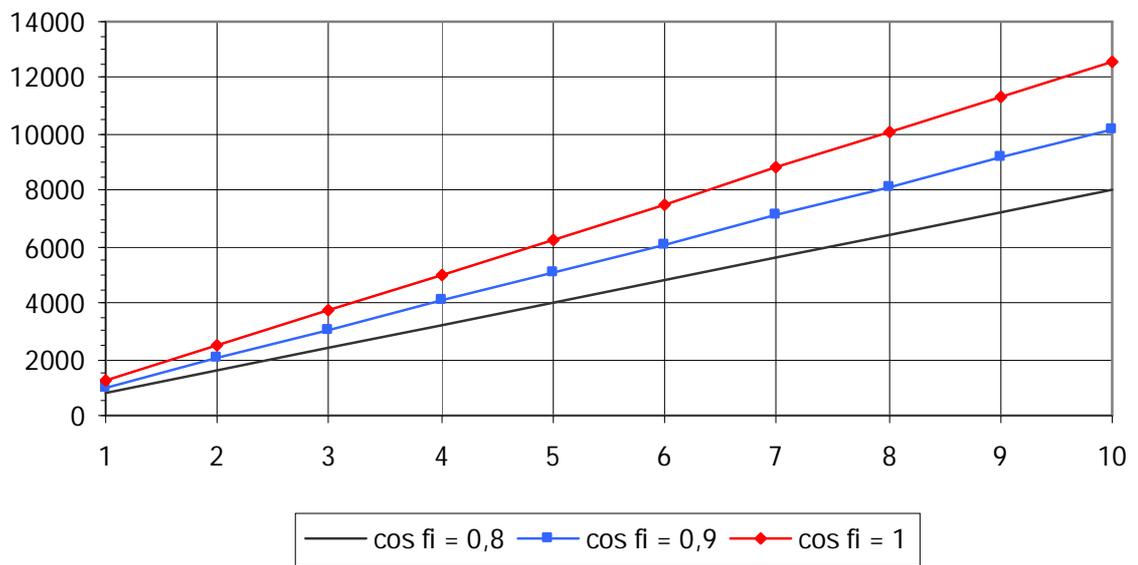


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
4/0 AWG - Línea trifásica - 240 V

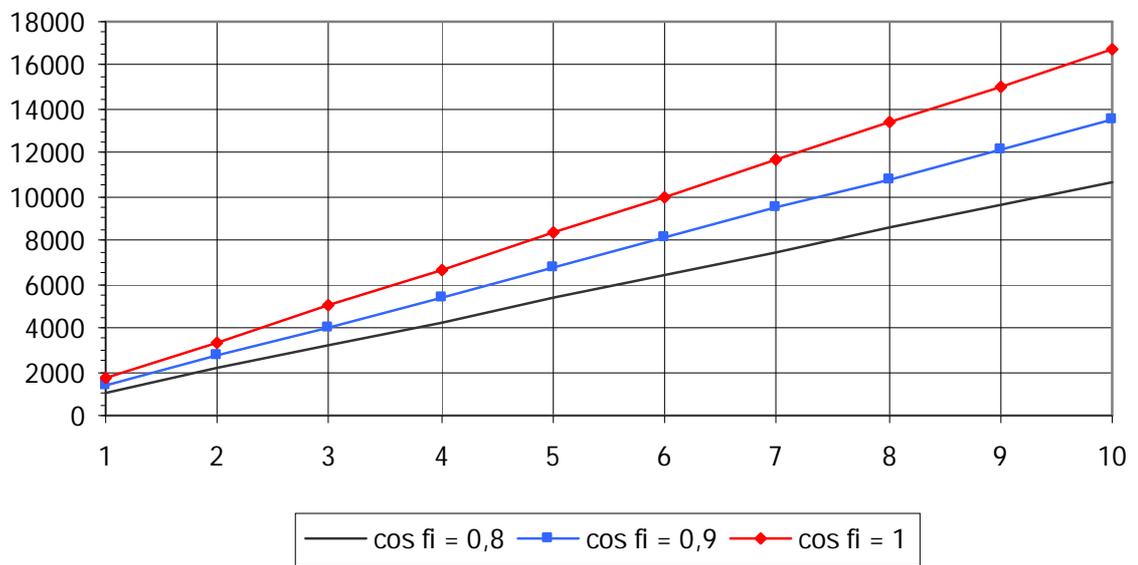


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
1/0 AWG - Línea trifásica - 208 V

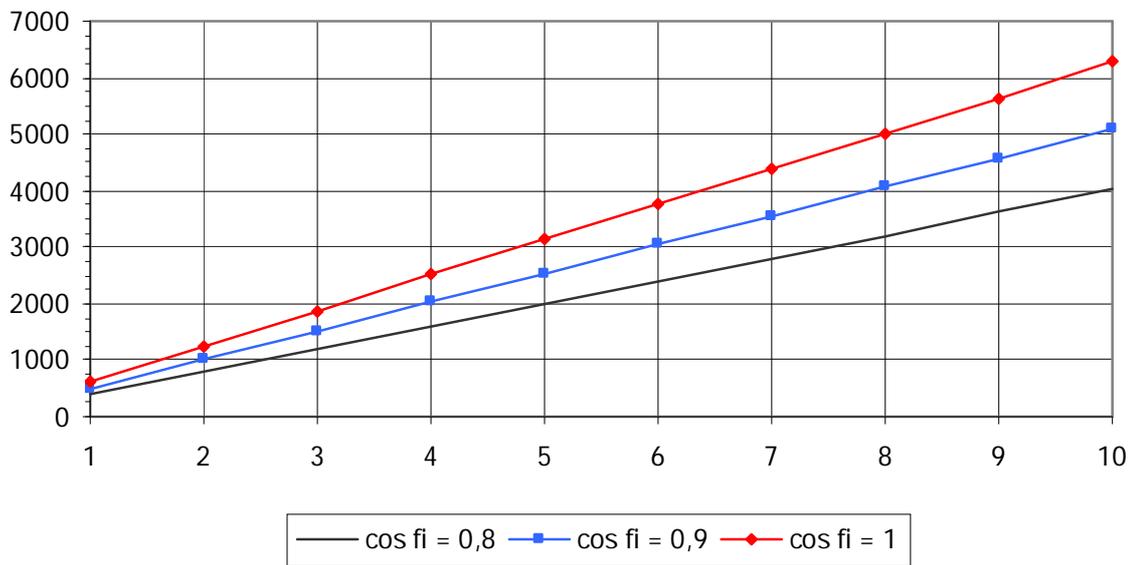


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
1/0 AWG - Línea trifásica - 240 V

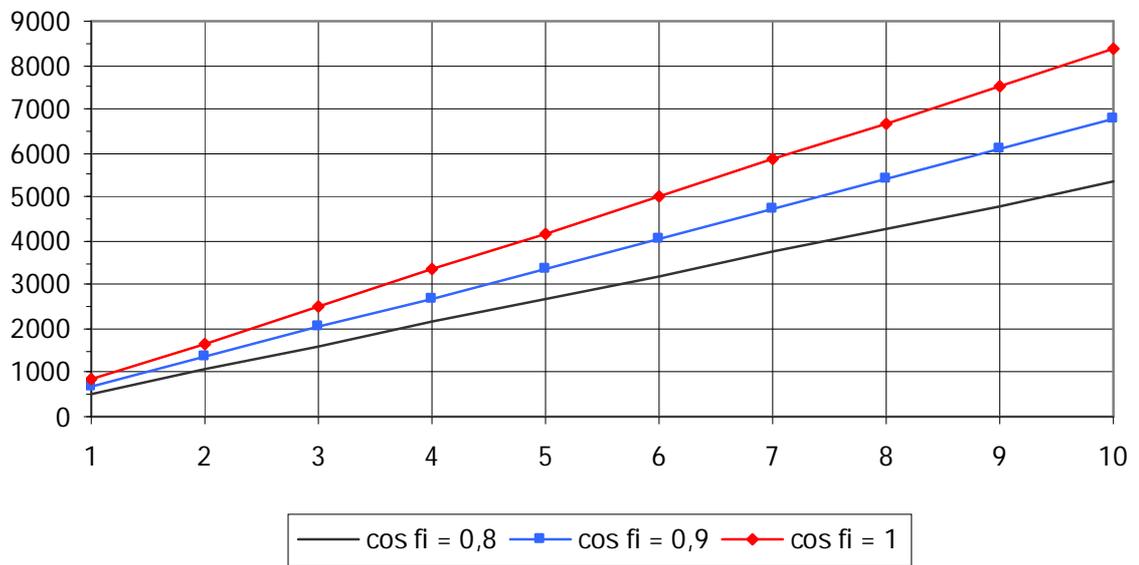


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
4x #4 AWG - Línea trifásica - 208 V

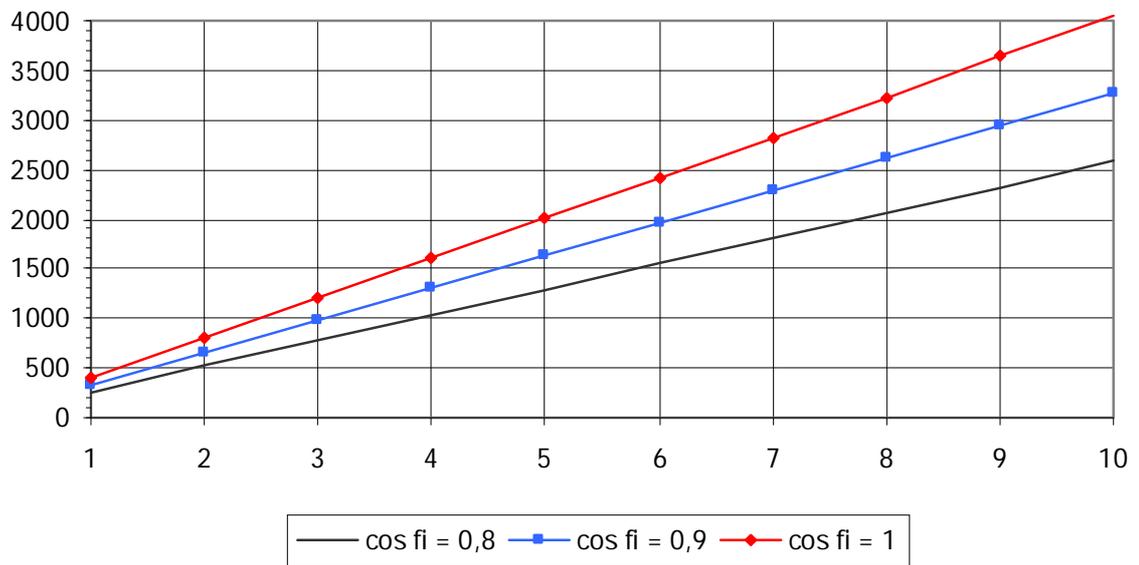
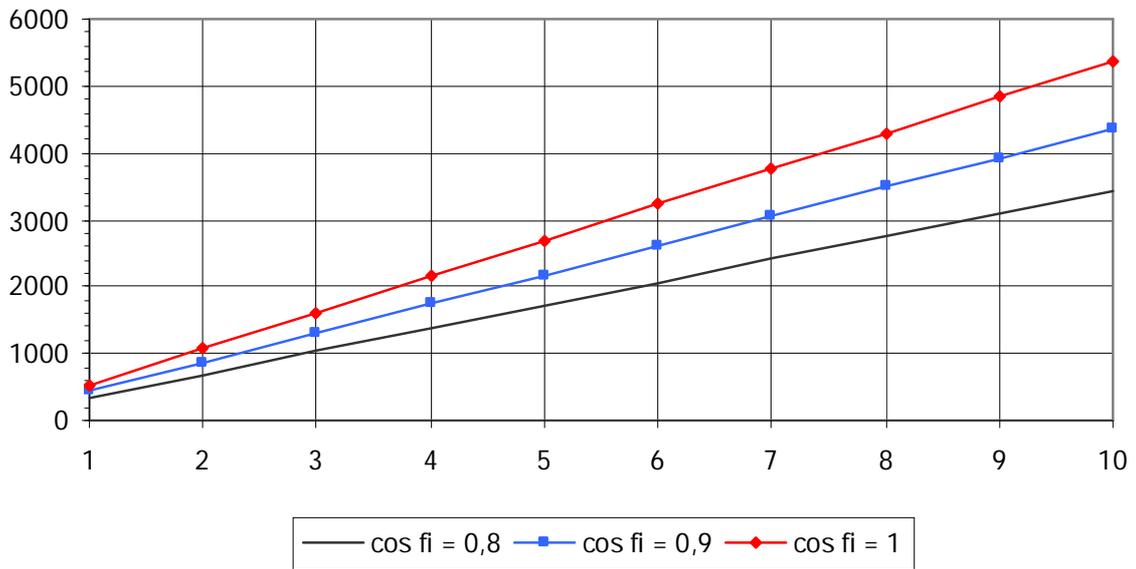


GRÁFICO PÉRDIDA DE POTENCIA  
4x #4 AWG - Línea trifásica - 240 V



10.3. TABLAS DE SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE ACOMETIDA

Tabla 61. Acometidas conectadas a la red B.T.

Tensión: 120 V - Circuito Monofásico			
Distancia (m)	POTENCIA (kW)		
	3,6	4,8	6
5	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG
10		3 X #4 AWG	3 X #4 AWG
15	3 X #4 AWG	1/0 AWG	1/0 AWG
20	1/0 AWG		
25			4/0 AWG
30			
35	4/0 AWG	4/0 AWG	
40			
45	4/0 AWG	500 MCM	500 MCM
50			
60			
70	500 MCM	500 MCM	
80			
90	500 MCM	500 MCM	
100			

Tensión: 120/240 V - Circuito Monofásico			
Distancia (m)	POTENCIA (kW)		
	3,6	4,8	6
5	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG
10			
15			
20		3 X #4 AWG	3 X #4 AWG
25			
30		3 X #4 AWG	1/0 AWG
35			
40	1/0 AWG	1/0 AWG	
45			
50	1/0 AWG	1/0 AWG	
60			
70	1/0 AWG	1/0 AWG	
80			
90	1/0 AWG	1/0 AWG	
100			

Tensión: 208 V - Circuito Trifásico			
Distancia (m)	POTENCIA (kW)		
	3,6	4,8	6
5	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG
10			
15			
20			
25			
30			
35			
40			
45			
50			
60	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG
70			
80	3 X #4 AWG	1/0 AWG	1/0 AWG
90			
100			

Tensión: 240 V - Circuito Trifásico			
Distancia (m)	POTENCIA (kW)		
	3,6	4,8	6
5	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG	3 X #6 AWG
10			
15			
20			
25			
30			
35			
40			
45			
50			
60	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG
70			
80	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG	3 X #4 AWG
90			
100			

## 11 CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS

El presente Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de líneas eléctricas subterráneas realizadas según las presentes NORMAS TÉCNICAS.

Este Pliego de Condiciones se refiere al suministro e instalación de los materiales necesarios en el montaje de dichas líneas.

Los Pliegos de Condiciones Particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

### 11.1. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

#### 11.1.1. Trazado

Las canalizaciones, salvo casos de fuerza mayor, se ejecutarán en terrenos de dominio público, bajo las aceras o calzadas, evitando ángulos pronunciados. El trazado será lo más rectilíneo posible, paralelo en toda su longitud a bordillos o fachadas de los edificios principales.

Antes de comenzar los trabajos, se marcarán en el pavimento las zonas donde se abrirán las zanjas, marcando tanto su anchura como su longitud y las zonas donde se contendrá el terreno. Si ha habido posibilidad de conocer las acometidas de otros servicios a las fincas construidas, se indicarán sus situaciones con el fin de tomar las precauciones debidas.

Antes de proceder a la apertura de las zanjas se abrirán calas de reconocimiento para confirmar o rectificar el trazado previsto.

Se estudiará la señalización de acuerdo con las normas municipales y se determinarán las protecciones precisas tanto de la zanja como de los pasos que sean necesarios para los accesos a los portales, comercios, garajes, etc. así como las chapas de hierro que vayan a colocarse sobre la zanja para el paso de vehículos.

Al marcar el trazado de las zanjas se tendrá en cuenta el radio mínimo que hay que dejar en la curva con arreglo a la sección del cable, siendo este radio mínimo  $10(D+d)$  donde  $D$  es el diámetro exterior del cable y  $d$  el diámetro del conductor.

## 11.2. APERTURA DE ZANJAS

La excavación la realizará una empresa especializada que trabaje con los planos de trazado suministrados por la Compañía.

Las zanjas se harán verticales hasta la profundidad necesaria, colocándose entibaciones en los casos que la naturaleza del terreno lo haga preciso.

Se procurará dejar un paso de 50 cm entre zanja y las tierras extraídas, con el fin de facilitar la circulación del personal de la obra y evitar la caída de tierras en la zanja. La tierra excavada y el pavimento, deben depositarse por separado. La planta de la zanja debe limpiarse de piedras agudas, que podrían dañar las cubiertas exteriores de los cables.

Se deben tomar las precauciones precisas para no tapar con tierras registro de gas, teléfono, bocas de riego, alcantarillas, etc.

Durante la ejecución de los trabajos en la vía pública se dejarán pasos suficientes para vehículos y peatones, así como los accesos a los edificios, comercios y garajes. Si es necesario interrumpir la circulación se precisará una autorización especial.

Las dimensiones de las zanjas para líneas de MT serán, por lo general de 0,8 a 1,20 m de profundidad y de 40 a 80 cm de anchura. Mientras que para líneas de BT las dimensiones de las zanjas serán, por lo general de 0,8 m de profundidad y 25, 40, 60 u 80 cm de anchura

Si es necesario abrir las zanjas en terreno de relleno o de poca consistencia debe recurrirse al entibado en previsión de derrumbes.

Es necesario que el fondo de la zanja esté en terreno firme, para evitar corrimientos en profundidad que sometan a los cables a esfuerzos por estiramientos.

Cuando en una zanja coincidan cables de distintas tensiones se situarán en capas horizontales a distinto nivel de forma que en cada capa se agrupen cables de igual tensión.

En el caso de que ninguna de las líneas vaya entubada, la separación entre capas de cables será como mínimo de 25 cm.

La profundidad de las respectivas capas de cables dependerá de las tensiones, de forma que la mayor profundidad corresponda a la mayor tensión.

### 11.3. CANALIZACIONES

Los cruces de vías públicas o privadas se realizarán con tubos ajustándose a las siguientes condiciones:

- a) Se colocará en posición horizontal y recta y estarán hormigonados en toda su longitud.
- b) Los extremos de los tubos en los cruces llegarán hasta los bordillos de las aceras.
- c) En las salidas el cable se situará en la parte superior del tubo sellando los orificios tanto de los tubos ocupados como de los libres con espuma de poliuretano o similar.
- d) Cuando no pueda mantenerse la profundidad mínima prevista en este Documento, se utilizarán excepcionalmente tubos de acero galvanizado.
- e) Los cruces de vías férreas, cursos de agua, etc. deberán proyectarse con todo detalle.
- f) Deberá preverse para futuras ampliaciones un tubo de reserva.

Se debe evitar la posible acumulación de agua o gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en relación al perfil altimétrico.

#### 11.3.1. Cable Directamente Enterrado

En el lecho de la zanja irá una capa de arena de 10 cm de espesor sobre la que se colocará el cable.

La arena que se utiliza para protección de los cables será limpia, suelta y áspera, exenta de sustancias orgánicas, arcilla o partículas terrosas, para lo cual se tamizará o lavará convenientemente si fuera necesario. Se empleará arena de mina y de río indistintamente, siempre que reúna las condiciones señaladas anteriormente y las dimensiones de los granos serán de 2 a 3 mm como máximo.

Cuando se emplee la arena procedente de la misma zanja, además de necesitar la aprobación del Director de Obra, será necesario su cribado.

Cuando los cables de MT se instalan directamente enterrados deben tener una protección situada a 15 cm por encima de los mismos, consistente en un tritubo, que además de hacer de protección y señalización de presencia de cables permitirá canalizar correctamente cables de comunicación.

Todos los cables de BT deben tener una protección situada a 20 cm por encima de los cables, que consiste en un tritubo, con la función de canalizar las comunicaciones, proteger y advertir de la presencia de cables eléctricos de Baja Tensión.

#### 11.3.2. Cable Entubado

Para líneas de MT este tipo de canalización será el que se utilice generalmente en aceras o calzadas, especialmente en las que exista multiplicidad de servicios subterráneos que dificulten el tendido directamente enterrado o que no permitan mantener las distancias adecuadas en cruzamientos o paralelismos.

Para líneas de BT este tipo de canalización será prioritaria para líneas de distribución de B.T., y la única posible para acometidas. Se utiliza generalmente en aceras o calzadas en las que exista multiplicidad de servicios subterráneos que dificulten el tendido directamente enterrado o que no permitan mantener las distancias adecuadas en cruzamientos o paralelismos.

Para MT los tubos serán de polietileno (PE) de alta densidad de color rojo y 160 mm de diámetro para las líneas trifásicas, y 110 mm para las monofásicas. Esta canalización puede ir acompañada del correspondiente tritubo para alojar los cables de comunicaciones, el cual estará situado por encima de los anteriores. Para BT los tubos serán de polietileno (PE) de alta densidad y 110 mm de diámetro para líneas de distribución tanto monofásica como trifásica de B.T., o 60 mm para acometidas.

En los cruzamientos de calzadas y ferrocarriles los tubos irán hormigonados en todo su recorrido, así como en caso de tendido de tubos en varias capas.

No es recomendable que el hormigón de protección de los tubos llegue hasta el pavimento de rodadura, pues se facilita la transmisión de vibraciones. En este caso debe intercalarse entre

uno y otro una capa de tierra con las tongadas necesarias para conseguir un próctor del 95%.

Al construir la canalización con tubos se dejará una guía en su interior que facilite posteriormente el tendido de los mismos.

Los tubos se sellarán en las bocas, mediante espuma de poliuretano o similar, para evitar que se obturen con tierra o lodo.

#### 11.3.3. Cables al Aire, Alojados En Galerías

Este tipo de canalización se evitará en lo posible, utilizándose únicamente en el caso en que el número de conducciones sea tal que justifique la realización de galerías; o en los casos especiales en que no se puedan utilizar las canalizaciones anteriores.

Los cables se colocarán al aire, fijados sobre bandejas perforadas, palomillas o abrazaderas, de manera que no se desplacen por efectos electrodinámicos.

Se conectarán eléctricamente a tierra todos los elementos metálicos de sujeción, siendo independientes las conexiones cuando existan circuitos de diferentes tensiones.

Los locales o galerías deberán estar bien aireados para obtener una baja temperatura media y evitar accidentes por emanación de gases, debiendo además, disponer de un buen sistema de drenaje.

No se instalarán cables eléctricos en galerías con conducciones de gases o líquidos inflamables.

#### 11.4. ARQUETAS

Deberá limitarse al máximo su uso, siendo necesaria una justificación de su inexcusable necesidad en el proyecto.

Cuando se construyan arquetas, éstas serán de hormigón o ladrillo, siendo sus dimensiones las necesarias para que el radio de curvatura de tendido sea como mínimo 20 veces el diámetro exterior del cable.

No se admitirán ángulos inferiores a 90° y aún éstos se limitarán a los indispensables. En general los cambios de dirección se harán con ángulos grandes.

En la arqueta los tubos quedarán a unos 25 cm por encima del fondo para permitir la colocación de rodillo en las operaciones de

tendido. Una vez tendido el cable los tubos se taponarán con espuma de poliuretano de forma que el cable quede situado en la parte superior del tubo. La arqueta se rellenará con arena hasta cubrir el cable como mínimo. En el suelo o las paredes laterales se situarán puntos de apoyo de los cables y empalmes, mediante tacos o ménsulas.

La situación de los tubos en la arqueta será la que permita el máximo radio de curvatura.

Las arquetas serán registrables y, deberán tener tapas metálicas o de hormigón armado provistas de argollas o ganchos que faciliten su apertura. El fondo de estas arquetas será permeable de forma que permita la filtración del agua de lluvia.

Estas arquetas permitirán la presencia de personal para ayuda y observación del tendido y colocación de rodillos a la entrada y salida de los tubos. Estos rodillos, se colocarán tan elevados respecto al tubo, como lo permite el diámetro del cable, a fin de evitar el máximo rozamiento contra él.

Las arquetas abiertas tienen que respetar las medidas de seguridad, disponiendo barreras y letreros de aviso. No es recomendable entrar en una arqueta recién abierta, aconsejándose dejar transcurrir 15 minutos después de abierta, con el fin de evitar posibles intoxicaciones de gases.

## 11.5. PARALELISMOS

Las líneas subterráneas de media tensión deberán guardar las siguientes distancias a las diferentes instalaciones existentes. En ningún caso se canalizarán paralelamente por encima o por debajo de cualquier otra instalación, con excepción de las líneas eléctricas, siempre y cuando, estas sean de propiedad de Gas Natural Fenosa. En tal caso, ambas líneas se canalizarán bajo tubo y se situará en el nivel superior la línea de menor tensión.

### 11.5.1. Media y Baja Tensión

Los cables de Media Tensión se podrán colocar paralelos a cables de Baja Tensión, siempre que entre ellos haya una distancia no inferior a 25 cm. Cuando no sea posible conseguir esta distancia, se instalará uno de ellos bajo tubo.

#### 11.5.2. Baja Tensión

Los cables de Baja Tensión se podrán colocar paralelos entre sí, siempre que estén instalados bajo tubo. Cuando no sea posible la instalación bajo tubo, deberá existir entre ellos una distancia no inferior a 25 cm.

#### 11.5.3. Media Tensión

La distancia a respetar en el caso de paralelismos de líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se colocará una de ellas bajo tubo.

#### 11.5.4. Cables De Comunicación

En el caso de paralelismos entre líneas eléctricas subterráneas y líneas de telecomunicaciones subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. Siempre que los cables, tanto de telecomunicaciones como eléctricos, vayan directamente enterrados, la mínima distancia será de 20 cm. Cuando esta distancia no pueda alcanzarse, deberá instalarse la línea de alta tensión en el interior de tubos con una resistencia mecánica apropiada.

En todo caso, en paralelismos con cables de comunicación, deberá tenerse en cuenta lo especificado por los correspondientes acuerdos con las compañías de telecomunicaciones.

Solo se podrán hacer paralelismos de longitud superior de 500 metros, cuando los cables de telecomunicaciones estén provistos de pantalla electromagnética.

#### 11.5.5. Agua, Vapor, Etc.

En el paralelismo entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas se debe mantener en todo caso una distancia mínima en proyección horizontal de 0,25 m. Si no se pudiera conseguir esta distancia, se instalarán los cables dentro de tubos de resistencia mecánica apropiada.

Siempre que sea posible, en las instalaciones nuevas la distancia en proyección horizontal entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas colocadas paralelamente entre sí no debe ser inferior a:

- a) 3 metros en el caso de conducciones a presión máxima igual o superior a 25 atm; dicho mínimo se reduce a 1 metro en el caso en que el tramo de paralelismo sea inferior a 100 metros.
- b) 1 m en el caso de conducciones a presión máxima inferior a 25 atm.

#### 11.5.6. Gas

Cuando se trate de canalizaciones de gas, se tomarán además las medidas necesarias para asegurar la ventilación de los conductos y registros de los conductores, con el fin de evitar la posible acumulación de gases en los mismos, siendo las distancias como mínimo de 50 cm.

No se colocará el cable eléctrico paralelamente sobre la proyección del conducto de gas, debiendo pasar dicho cable por debajo de la toma de gas. Si no fuera posible conseguir la separación de 50 cm, se instalarán los cables dentro de tubos

#### 11.5.7. Alcantarillado

En los paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado de aguas fecales, se mantendrá una distancia mínima de 50 cm, protegiéndose adecuadamente los cables cuando no pueda conseguirse esta distancia. En el caso de paralelismos de los cables con conducciones de alcantarillado de aguas fluviales, el tratamiento será análogo al de las conducciones de agua.

#### 11.5.8. Depósito de Carburante

Entre los cables eléctricos y los depósitos de carburante, habrá una distancia mínima de 1,2 m, debiendo, además, protegerse apropiadamente el cable eléctrico.

#### 11.5.9. Fundaciones de Otros Servicios

Cuando en las proximidades de la canalización existen soportes de líneas aéreas de transporte público, telecomunicación, alumbrado público, etc. el cable se instalará a una distancia de 50 cm como mínimo de los bordes externos de los soportes o de las fundaciones. Esta distancia será de 150 cm en el caso en el que el soporte esté sometido a un esfuerzo de vuelco permanente hacia la zanja.

Cuando esta precaución no se pueda tomar, se empleará una protección mecánica resistente a lo largo del soporte y de su

fundación prolongando una longitud de 50 cm a ambos lados de los bordes extremos de ésta.

## 11.6. CRUZAMIENTOS CON VIAS DE COMUNICACIÓN

### 11.6.1. Con Vías Públicas

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados a una profundidad mínima de 80 cm. Los tubos o conductores serán resistentes, duraderos, estarán hormigonados en todo su recorrido y tendrán un diámetro que permita deslizar los cables por su interior fácilmente. En todo caso deberá tenerse en cuenta lo especificado por las normas y ordenanzas vigentes correspondientes.

### 11.6.2. Con Ferrocarriles

En el cruce de líneas subterráneas con ferrocarriles o vías férreas deberá realizarse siempre bajo tubo. Dicho tubo rebasará las instalaciones de servicio en una distancia de 1,30 m. Se recomienda efectuar el cruzamiento por los lugares de menor anchura de la zona del ferrocarril.

### 11.6.3. Cruzamientos Con Otros Servicios

#### 11.6.3.1. Media y Baja Tensión

En el caso de cruzamientos entre dos líneas eléctricas subterráneas directamente enterradas la distancia mínima a respetar será de 0,25 m. En caso de no poder conseguir esta distancia, se separarán los cables de Media Tensión de los de Baja Tensión por medio de tubos.

#### 11.6.3.2. Baja Tensión

En los cruzamientos de dos líneas de Baja Tensión, la distancia mínima a respetar será de 0,25 m. Si no fuese posible conseguir esta distancia, se instalará una de las líneas bajo tubo.

#### 11.6.3.3. Media tensión

La distancia a respetar entre líneas subterráneas de media tensión es 25 cm. Si no fuese posible conseguir esta distancia, la nueva línea irá entubada.

#### 11.6.3.4. Con cables de telecomunicaciones

En los cruzamientos de una canalización con conducciones de otros servicios (agua, vapor, etc.) se guardará una distancia mínima de 25 cm. En el caso de no conseguir la citada distancia, deberá instalarse el cable de baja tensión en tubos de adecuada resistencia mecánica.

El cruzamiento entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas no debe efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la misma conducción metálica.

#### 11.6.3.5. Agua, vapor, etc.

El cruzamiento entre cables de energía y conducciones metálicas enterradas no debe efectuarse sobre la proyección vertical de las uniones no soldadas de la misma conducción metálica.

La distancia mínima entre la generatriz del cable de energía y la de la conducción metálica no debe ser inferior a 0,25 m. En el caso de no conseguir la citada distancia, deberá instalarse en cable de media tensión en tubos de adecuada resistencia mecánica.

#### 11.6.3.6. Gas

No se realizará el cruce del cable eléctrico sobre la proyección vertical de las juntas de la canalización de gas.

La distancia a respetar en el caso de cruce con una canalización de gas es de 25 cm.

#### 11.6.3.7. Alcantarillado

En los cruzamientos de cables eléctricos con conducciones de alcantarillado deberá evitarse daños a la bóveda de la conducción, debiéndose mantener en todo caso la distancia mínima de 50 cm para el caso de conducciones de alcantarillado de aguas fecales. En el caso de aguas fluviales, el tratamiento será análogo al de conducciones de agua.

#### 11.6.3.8. Depósitos de carburantes

Se evitarán los cruzamientos de cables eléctricos sobre depósitos de carburantes. Los cables, debidamente protegidos, bordearán el depósito a una distancia de 1,2 m del mismo.

#### 11.7. TRANSPORTE DE BOBINAS DE CABLES

La carga y descarga, sobre camiones o remolques apropiados, se hará siempre mediante una barra adecuada que pase por el orificio central de la bobina.

Las bobinas de cable se transportarán siempre de pie y nunca tumbadas sobre una de las tapas.

Cuando las bobinas se colocan llenas en cualquier tipo de transportador, éstas deberán quedar en línea, en contacto una y otra y bloqueadas firmemente en los extremos y a lo largo de sus tapas.

El bloqueo de las bobinas se debe hacer con tacos de madera lo suficientemente largos y duros con un total de largo que cubra totalmente el ancho de la bobina y puedan apoyarse los perfiles de las dos tapas. Las caras del taco tienen que ser uniformes para que las duelas no se puedan romper dañando entonces el cable.

En sustitución de estos tacos también se pueden emplear unas cuñas de madera que se colocarán en el perfil de cada tapa y por ambos lados se clavarán al piso de la plataforma para su inmovilidad. Estas cuñas nunca se pondrán sobre la parte central de las duelas, sino en los extremos, para que apoyen sobre los perfiles de las tapas.

Bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cuerdas, cables o cadenas que abracen la bobina y se apoyen sobre la capa exterior del cable enrollado; asimismo no se podrá dejar caer la bobina al suelo desde un camión o remolque. En caso de no disponer de elementos de suspensión, se montará una rampa provisional formada por tablones de madera o vigas, con una inclinación no superior al 25%. Debe guiarse la bobina con cables de retención. Es aconsejable acumular arena a una altura de 20 cm al final del recorrido, para que actúe como freno.

Cuando se desplace la bobina por tierra rodándola, habrá que fijarse en el sentido de rotación, generalmente indicado con una flecha, con el fin de evitar que se afloje el cable enrollado en la misma.

Cuando las bobinas deban trasladarse girándolas sobre el terreno, debe hacerse todo lo posible para evitar que las bobinas queden o rueden sobre un suelo u otra superficie que sea accidentada. Esta operación será aceptable únicamente para pequeños recorridos.

En cualquiera de estas maniobras debe cuidarse la integridad de las duelas de madera con que se tapan las bobinas, ya que las roturas suelen producir astillas que se introducen hacia el interior con el consiguiente peligro para el cable.

Siempre que sea posible debe evitarse la colocación de bobinas de cable a la intemperie sobre todo si el tiempo de almacenamiento ha de ser prolongado, pues pueden presentarse deterioros considerables en la madera (especialmente en las tapas, que causarían importantes problemas al transportarlas, elevarlas y girarlas durante el tendido).

Cuando deba almacenarse una bobina de la que se ha utilizado una parte del cable que contenía, han de taponarse los extremos de los cables, utilizando capuchones retráctiles.

Antes de empezar el tendido del cable se estudiará el lugar más adecuado para colocar la bobina con objeto de facilitar el tendido. En el caso de suelo con pendiente es preferible el tendido en sentido descendente.

#### 11.8. TENDIDO DE CABLES

La bobina de cable se colocará en el lugar elegido de forma que la salida del cable se efectúe por su parte superior y emplazada de tal forma que el cable no quede forzado al tomar la alimentación del tendido.

Para el tendido la bobina estará siempre elevada y sujeta por gatos mecánicos y una barra, de dimensiones y resistencia apropiada al peso de la bobina.

La base de los gatos será suficientemente amplia para que garantice la estabilidad de la bobina durante su rotación.

Al retirar las duelas de protección se cuidará hacerlo de forma que ni ellas, ni el elemento empleado para enclavarla, puedan dañar el cable.

Los cables deben ser siempre desenrollados y puestos en su sitio con el mayor cuidado evitando que sufran torsión, hagan bucles, etc. y teniendo siempre en cuenta que el radio de curvatura del cable debe ser superior a 20 veces su diámetro durante su tendido.

Cuando los cables se tiendan a mano los operarios estarán distribuidos de una manera uniforme a lo largo de la zanja.

También se puede tender mediante cabestrantes tirando del extremo del cable al que se le habrá adaptado una cabeza apropiada y con un esfuerzo de tracción que no supere del indicado por el fabricante del mismo. Será imprescindible la colocación de dinamómetros para medir dicha tracción.

El tendido se hará obligatoriamente por rodillos que puedan girar libremente y contruidos de forma que no dañen el cable.

Estos rodillos permitirán un fácil rodamiento con el fin de limitar el esfuerzo de tiro; dispondrán de una base apropiada que, con o sin anclaje, impida que se vuelquen, y una garganta por la que discurra el cable para evitar su salida o caída.

Se distanciarán entre sí de acuerdo con las características del cable, peso y rigidez mecánica principalmente, de forma que no permitan un vano pronunciado del cable entre rodillos contiguos, que daría lugar a ondulaciones perjudiciales. Esta colocación será especialmente estudiada en los puntos del recorrido en que haya cambios de dirección, donde además de los rodillos que facilitan el deslizamiento deben disponerse otros verticales para evitar el ceñido del cable contra el borde de la zanja en el cambio de sentido.

Para evitar el roce del cable contra el suelo, a la salida de la bobina, es recomendable la colocación de un rodillo de mayor anchura para abarcar las distintas posiciones que adopta el cable.

No se permitirá desplazar lateralmente el cable por medio de palancas u otros útiles; deberá hacerse siempre a mano.

Sólo de manera excepcional se autorizará desenrollar el cable fuera de zanja, siempre bajo vigilancia del Director de Obra.

Para la guía del extremo del cable a lo largo del recorrido y con el fin de salvar más fácilmente los diversos obstáculos que se encuentren (cruces de alcantarillas, conducciones de agua, gas electricidad, etc.) y para el enhebrado en los tubos, en conducciones tubulares, se puede colocar en esa extremidad una manga tiracables a la que se una cuerda. Es totalmente desaconsejable situar más de dos a cinco peones tirando de dicha cuerda, según el peso del cable, ya que un excesivo esfuerzo ejercido sobre los elementos externos del cable produce, en él, deslizamientos y deformaciones. Si por cualquier circunstancia se precisara ejercer un esfuerzo de tiro mayor, este se aplicará sobre los propios conductores usando preferentemente cabezas de tiro estudiadas para ello.

Para evitar que en las distintas paradas que pueden producirse en el tendido, la bobina siga girando por inercia y desenrollándose cable que no circula, es conveniente dotarla de un freno, por improvisado que sea, para evitar en este momento curvaturas peligrosas para el cable.

La zanja en toda su longitud deberá estar cubierta con una capa de arena fina de unos 10 cm en el fondo antes de proceder al tendido del cable. En el caso de instalación entubada, esta distancia podrá reducirse a 5 cm.

No se dejará nunca el cable tendido en una zanja abierta sin haber tomado antes la precaución de cubrirlo con una capa de 20 cm de arena fina y del tritubo.

En ningún caso se dejarán los extremos del cable en la zanja sin haber asegurado antes una buena estanqueidad de los mismos.

Cuando dos cables que se canalicen vayan a ser empalmados, se solaparán al menos en una longitud de 0,50 m.

Las zanjas se recorrerán con detenimiento antes de tender el cable para comprobar que se encuentran sin piedras y otros elementos que puedan dañar los cables en su tendido.

Si con motivo de las obras de canalización aparecieran instalaciones de otros servicios, se tomarán todas las precauciones para no dañarlas, dejándolas al terminar los trabajos en las mismas condiciones en que se encontraban primitivamente.

Si involuntariamente se causara alguna avería en dichos servicios, se avisará con toda urgencia al Director de Obra y a la Empresa correspondiente con el fin de que procedan a su reparación. El encargado de la obra por parte del Contratista deberá conocer la dirección de los servicios públicos así como su número de teléfono para comunicarse en caso de necesidad.

Si las pendientes son muy pronunciadas y el terreno es rocoso e impermeable, se corre el riesgo de que la zanja de canalización sirva de drenaje originando un arrastre de la arena que sirve de lecho a los cables. En este caso se deberá entubar la canalización asegurada con cemento en el tramo afectado.

En el caso de canalizaciones con cables unipolares, cada dos metros envolviendo las tres fases, se colocará una sujeción que agrupe dichos conductores y los mantenga unidos.

Nunca se pasarán dos circuitos, bien cables tripolares o bien cables unipolares, por un mismo tubo.

Una vez tendido el cable los tubos se taparán de forma que el cable quede en la parte superior del tubo.

#### 11.9. PROTECCIÓN MECÁNICA

Las líneas eléctricas subterráneas deben estar protegidas contra posibles averías producidas por hundimiento de tierras, por contacto con cuerpos duros y por choque de herramientas metálicas. Para ello se colocará un tritubo en polietileno de alta densidad tipo III clase B a lo largo de la longitud de la canalización, cuando ésta no esté entubada.

#### 11.10. SEÑALIZACIÓN

Todo cable o conjunto de cables debe estar señalado por una cinta de señalización colocada como máximo a 0,30 m por debajo del nivel del suelo. Cuando los cables o conjuntos de cables de categorías de tensión diferentes estén superpuestos, debe colocarse dicha cinta encima de cada uno de ellos.

Estas cintas estarán de acuerdo con la especificación correspondiente.

#### 11.11. IDENTIFICACIÓN

Los cables deberán llevar marcas que indiquen el nombre del fabricante, el año de fabricación y sus características.

#### 11.12. CIERRE DE ZANJAS

Una vez colocadas al cable las protecciones señaladas anteriormente, se rellenará toda la zanja con el tipo de tierra y en las tongadas necesarias para conseguir un próctor del 95%. Procurando que las primeras capas de tierra por encima de los elementos de protección estén exentas de piedras o cascotes. De cualquier forma debe tenerse en cuenta que una abundancia de pequeñas piedras o cascotes puede elevar la resistividad térmica del terreno y disminuir con ello la posibilidad de transporte de energía del cable.

El cierre de las zanjas deberá hacerse por capas sucesivas de 10 cm de espesor, las cuales serán apisonadas y regadas si fuese necesario con el fin de conseguir un próctor de 95%.

El Contratista será responsable de los hundimientos que se produzcan por la deficiente realización de esta operación y, por lo tanto, serán de su cuenta las posteriores reparaciones que tengan que ejecutarse.

La carga y transporte a vertederos de las tierras sobrantes está incluida en la misma unidad de obra que el cierre de las zanjas con objeto de que el apisonado sea lo mejor posible.

#### 11.13. REPOSICIÓN DE PAVIMENTO

Los pavimentos serán repuestos de acuerdo con las normas y disposiciones dictadas por el propietario de los mismos.

Deberá lograrse una homogeneidad de forma que quede el pavimento nuevo lo más igualado posible al antiguo, haciendo su reconstrucción por piezas nuevas si está compuesto por losetas, baldosas, etc.

En general se utilizarán materiales nuevos salvo las losas de piedra, adoquines, bordillos de granito y otros similares.

#### 11.14. PUESTA A TIERRA

Para la baja tensión el conductor neutro se conectará a tierra en el Centro de Transformación, así como en otros puntos de la red, de un modo eficaz, de acuerdo con las presentes NORMAS TÉCNICAS.

Las pantallas de los cables deben ser puestas a tierra en los extremos de cada cable y en los empalmes, con objeto de disminuir la resistencia global a tierra.

Cuando las tomas de tierra de pararrayos de edificios importantes se encuentren bajo la acera, próximas a cables eléctricos en que las envueltas no están conectadas en el interior de los edificios con la bajada del pararrayos conviene tomar alguna de las precauciones siguientes:

- Interconexión entre la bajada del pararrayos y las envueltas metálicas de los cables.
- Distancia mínima de 0,50 m entre el conductor de toma de tierra del pararrayos y los cables o bien interposición entre ellos de elementos aislantes.

#### 11.15. TENSIONES TRANSFERIDAS EN MT.

Con motivo de un defecto a masa lejano y con objeto de evitar la transmisión de tensiones peligrosas en el tendido de cables por galería, las pantallas metálicas de los cables se pondrán a tierra al realizar cada una de las cajas de empalme y en las cajas terminales.

#### 11.16. MATERIALES

Los materiales empleados en la canalización serán aportados por el Contratista siempre que no se especifique lo contrario en el Pliego de Condiciones Particulares.

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra, aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

Los cables instalados serán los que figuran en el Proyecto y deberán estar de acuerdo con la especificación correspondiente.

## 12 CONDICIONES BASICAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DE MANIOBRAS DE PEDESTAL

### 12.1. TENSIONES NOMINALES DE MT. NIVEL DE AISLAMIENTO PARA EL MATERIAL.

Dependiendo de la tensión de servicio, la serie y nivel de aislamiento previsto para el material, es el indicado en la Tabla 62.

**Tabla 62. Niveles de aislamiento según tensión nominal**

CLASE (kV)	TENSIÓN DE SERVICIO (kV)	TENSIÓN MÁX. RED FASE-FASE (kV)	TENSIÓN TIPO RAYO (kV pico) (BIL)	CA (60 HZ) 1 MIN. (kV rms)
15	12,47/13,2	14,4	95	34
35	34,5	36,6	150	70

### 12.2. TENSIONES NOMINALES DE BT.

A los efectos del nivel de aislamiento el material de baja tensión instalado en el CT, se clasificará de la manera siguiente:

- a) Materiales para la conexión entre transformadores y cuadro de baja tensión, cuadros de baja tensión y salidas de éstos hacia la red de distribución.
- b) Materiales para los servicios propios de CT.

Los materiales contemplados en el apartado a) deberán ser capaces de soportar, por su propia naturaleza tensiones de hasta 10 kV a tierra.

Los materiales contemplados en el apartado b) deberán ser capaces, por su propia naturaleza, por condiciones de instalación o mediante dispositivos adecuados, de soportar tensiones de hasta 10 kV a tierra.

Las características de aislamiento de las bornas de BT se muestran en la Tabla 63.

**Tabla 63. Aislamiento de bornas en BT**

CLASE (kV)	TENSIÓN DE SERVICIO (V)	TENSIÓN TIPO RAYO (kV pico) (BIL)	CA (60 HZ) 1 MIN. (kV rms)
1,2	120/208	30	10
1,2	120-240	30	10

**12.3. INTENSIDAD NOMINAL EN MT. NIVEL DE CORTOCIRCUITO.**

Las intensidades de cortocircuito y los tiempos de duración del defecto serán, en cada caso, determinados por GAS NATURAL FENOSA.

Los materiales de alta tensión instalados en el CT, deberán ser capaces de soportar dichas sollicitaciones. A tal efecto deberán tomarse en consideración las características de dichos materiales, definidas en las correspondientes Especificaciones de Materiales de GAS NATURAL FENOSA, y expuestas en la Tabla 64.

**Tabla 64. Características de materiales**

COMPONENTE	CLASE (kV)	CORRIENTE NOMINAL (A)	I <sub>RMS</sub> SIMÉTRICA (kA)
Terminal acodado enchufable en carga	15 y 35	200	10 (*)
Terminal atornillable en T sin carga	15 y 35	600	25 (*)
Interruptor	15	600	12,5 (**)
	35	400	12,5 (**)

\* El tiempo de despeje de falta tomado es de 0,17 s. según la especificación técnica correspondiente.

\*\* El tiempo de despeje es de 1 s.

**12.4. TIPOS Y POTENCIAS DE LOS TRANSFORMADORES.**

Los transformadores pueden ser de los tipos y potencias que se indican a continuación:

Transformadores monofásicos, tipo Pad-Mounted: Con dos pasatapas de MT tipo pozo para borna insertable enchufable en carga de 200 A. y tres bornas de BT según la especificación técnica correspondiente. Las potencias normalizadas serán: 50, 100 y 167 kVA.

Transformadores trifásicos, fin de línea, tipo Pad-Mounted: Con tres pasatapas de MT tipo pozo previstos para borna insertable enchufable en carga de 200 A simple o doble y cuatro bornas de BT según la especificación técnica correspondiente. Las potencias normalizadas serán: 150, 300, 500 y 750 kVA. Se utilizará la potencia de 750 kVA para aquellos casos singulares en los que la demanda de potencia, de un solo cliente, no pueda ser cubierta con transformadores hasta 500 kVA y para ampliaciones de potencia de transformadores de 500 kVA sobrecargados. En caso de demandas superiores, y a fin de evitar intensidades de cortocircuito excesivas, se instalarán varias máquinas, sin acoplar en paralelo la baja tensión, repartiendo la carga total entre las distintas máquinas.

Transformadores trifásicos con entrada y salida, tipo Pad-Mounted: Con seis pasatapas de MT tipo atornillable sin carga, de 600 A y cuatro bornas de BT según la especificación técnica correspondiente. Las potencias normalizadas serán: 300, 500 y 750 kVA. Con las mismas consideraciones, respecto a potencias que en el caso anterior.

#### 12.5. CENTROS DE SECCIONAMIENTO.

Los centros de seccionamiento, incluidos en el presente Documento, pueden ser con envoltente metálica tipo Pad-Mounted o con envoltente de hormigón, con los esquemas que se indican a continuación:

Seccionamiento simple tipo 3L1, metálico Pad-Mounted, con tres posiciones de línea, dos para entrada y salida de la línea principal con bornas atornillables sin carga de 600 A y la tercera, para derivada, con tres pasatapas tipo pozo, previstas para borna insertable en carga de 200 A, simple o doble. Tiene un solo interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade.

Seccionamiento de tres posiciones tipo 3L3, metálico tipo Pad-Mounted, con tres posiciones de línea y nueve bornas atornillables sin carga de 600 A. Tiene tres interruptores de tres posiciones, Abierto-Cerrado-Tierra, sumergidos en aceite.

Seccionamiento de cuatro posiciones tipo 4L4, metálico Pad-Mounted, con cuatro posiciones de línea y doce bornas atornillables sin carga de 600 A. Tiene cuatro interruptores de tres posiciones, Abierto-Cerrado-Tierra, sumergidos en aceite.

Los seccionamientos tipo 3L3 y 4L4, también son admisibles en versión europea, con celdas en SF6 y envoltente de Hormigón.

Las características de todos ellos están fijadas, en la especificación técnica correspondiente.

## 13 CARACTERÍSTICAS ELECTRICAS DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y DE SECCIONAMIENTO

### 13.1. CENTROS DE TRANSFORMACIÓN

#### 13.1.1. Trafo Tipo Pad-Mounted Monofásico.

El transformador tipo Pad-Mounted monofásico consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión. Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Los compartimentos contarán con una puerta de acceso. Dicha puerta será del tipo oscilobatiente.

Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior.

El compartimento de MT presentará dos pasatapas de MT tipo pozo para borna insertable enchufable en carga de 200 A, y el de BT, tres bornas de BT según la especificación técnica correspondiente.

Las separaciones entre bornas y la disposición de los "parkings" han sido previstas para la utilización de borna insertable doble.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite localizado en el compartimento de baja tensión. Así mismo, contará también con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor con protección termomagnética en el primario, instalado en el interior de la cuba.

La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusible interno de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinado con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas.

La maniobra del transformador se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético del transformador en carga. Existe también la posibilidad de maniobra de la línea mediante la operación en carga con pértiga de los conectores enchufables.

### 13.1.2. Trafo Tipo Pad-Mounted Trifásico Fin De Línea.

El diseño del transformador tipo pad-mounted trifásico fin de línea consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido.

Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión.

Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior.

El compartimento de MT presenta tres pasatapas de MT tipo pozo para borna insertable enchufable en carga de 200 A simple o doble, y el de BT, cuatro bornas de BT según la especificación técnica correspondiente.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite y termómetro localizados en el compartimento de media tensión. Así mismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado, situadas también en el compartimento de media tensión.

Además incluirá una válvula de sobrepresión situada en el citado compartimento de media tensión.

El cambio de voltaje se realizará por medio de un conmutador de cinco posiciones manual localizado en la parte de MT.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor con protección termomagnética en el primario, instalado en el interior de la cuba.

La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusibles internos de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinados con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas.

La maniobra del transformador en carga se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético. Existe también la posibilidad de operar en carga con pértiga los conectores enchufables.

### 13.1.3. Trafo Tipo Pad-Mounted Trifásico Entrada-Salida.

El diseño del transformador tipo pad-mounted trifásico entrada-salida consistirá en un tanque con compartimentos para media y baja tensión separados por una barrera de metal u otro material rígido.

Estos deben estar localizados uno al lado del otro, en un lado del tanque del transformador. Visto desde el frente, el compartimento de baja tensión debe estar a la derecha.

Cada compartimento debe tener una puerta que se construya de modo que se dé acceso al compartimento de alta tensión sólo cuando esté abierta la puerta del lado de baja tensión.

Los compartimentos serán accesibles solamente desde el interior.

El compartimento de MT presenta seis bornas enchufables sin carga de 600 A, y el de BT, cuatro bornas de BT según la especificación técnica correspondiente.

El transformador contará con un indicador de nivel del aceite y termómetro localizados en el compartimento de media tensión. Así mismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado, situadas también en el compartimento de media tensión.

Además incluirá una válvula de sobrepresión situada en el citado compartimento de media tensión.

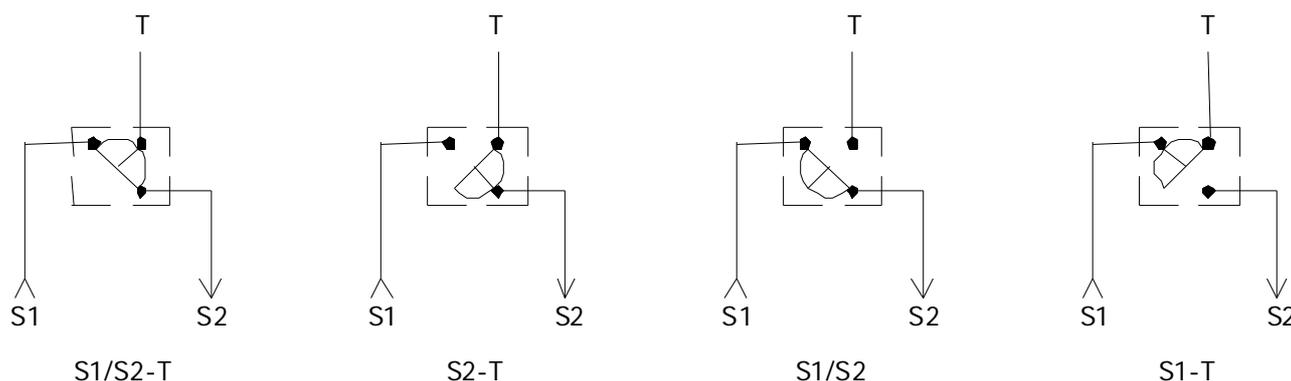
El cambio de voltaje se realizará por medio de un conmutador de cinco posiciones manual localizado en la parte de MT.

La protección del transformador contra sobrecargas, se realizará mediante un interruptor con protección termomagnética o similar, instalado en el interior de la cuba y en el primario.

La protección contra cortocircuitos se realizará mediante fusible interno de alto poder de ruptura tipo limitador de la intensidad adecuada a la potencia del transformador y coordinado con el interruptor termomagnético de protección contra sobrecargas.

La maniobra del transformador en carga se realizará mediante pértiga, sobre el mando del interruptor termomagnético. Existe también la posibilidad de operar en carga con pértiga los conectores enchufables.

La maniobra de la línea se realizará mediante un interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade, sin corte en la línea durante la operación y motorizable para su telecontrol. Este interruptor permitirá alimentar el transformador con la línea cerrada, alimentar el transformador por cada uno de los dos lados cuando la línea esté abierta y tener la línea cerrada y desconectado el transformador.

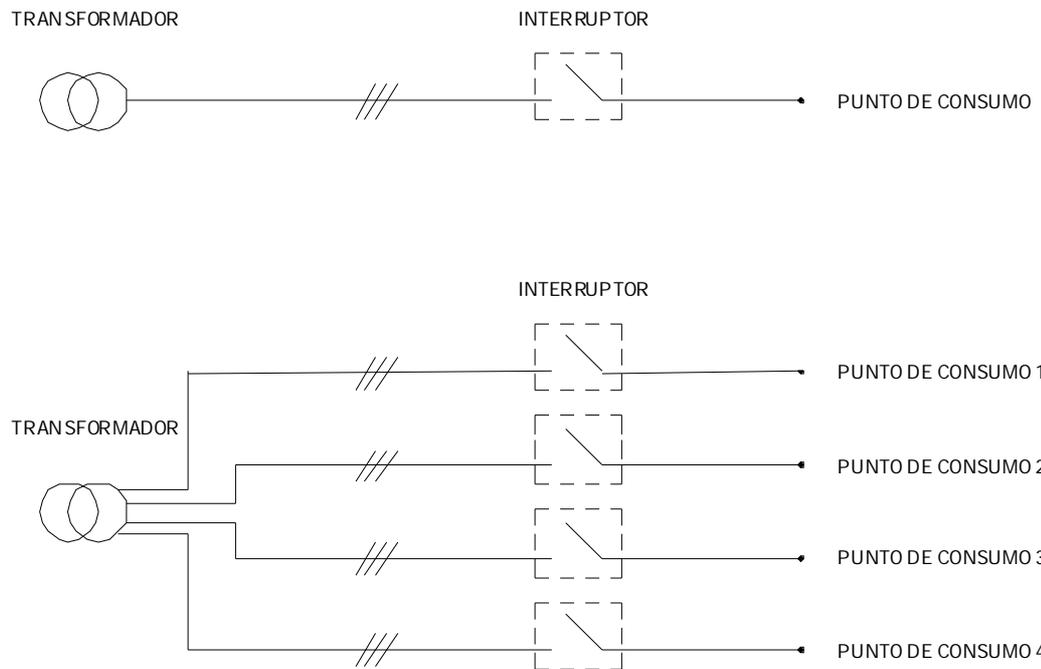


### 13.2. CONEXIONES DE BAJA TENSIÓN

Las conexiones entre los transformadores y los puntos de consumo que se realizarán como se indica en la tabla adjunta, teniendo en cuenta las siguientes variantes:

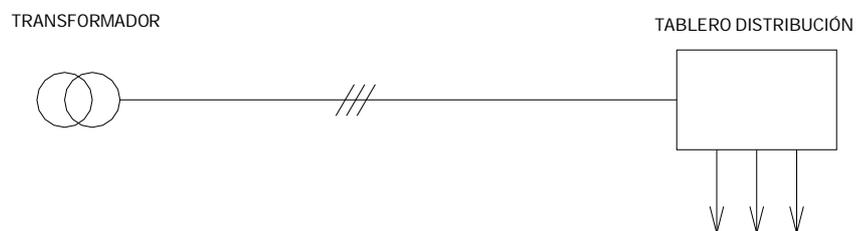
- a) Conexión trifásica entre las bornas de BT del transformador y el o los interruptores de los puntos de consumo.

### CASO 1



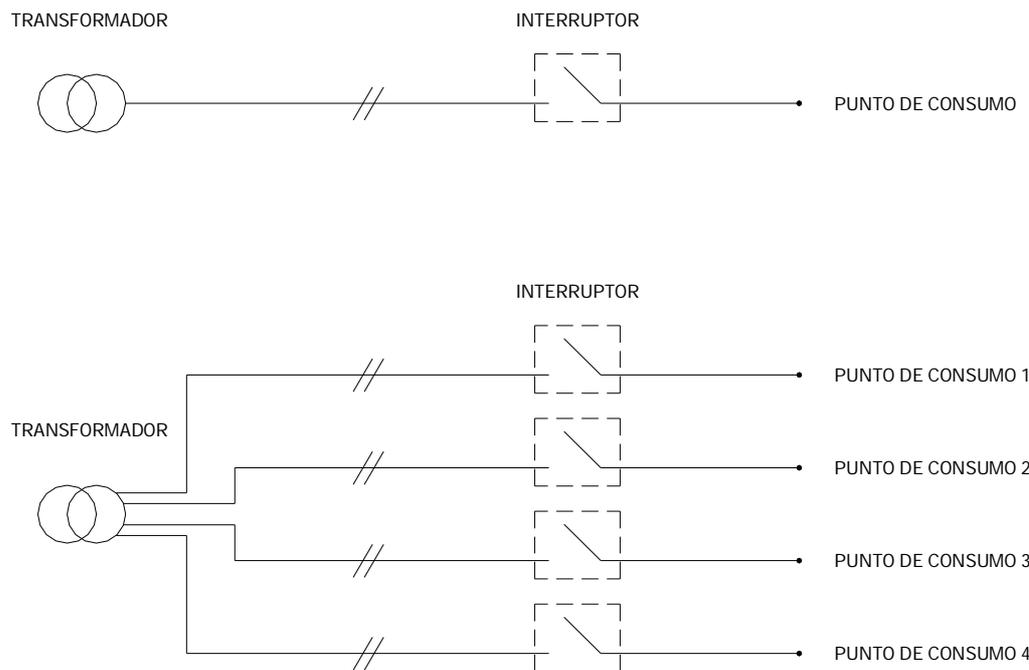
- b) Conexión trifásica entre las bornas de BT del transformador y un tablero de distribución desde donde se hará el reparto a distintos puntos de consumo.

### CASO 2



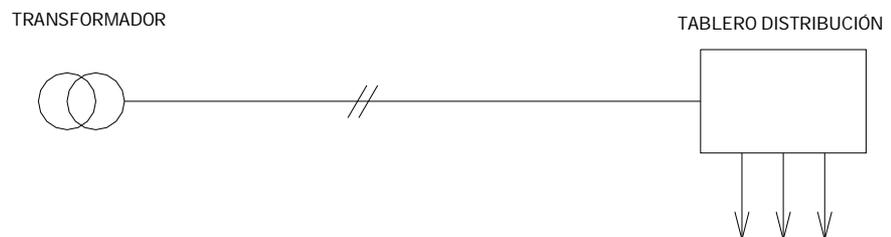
- c) Conexión monofásica entre las bornas de BT del transformador y el o los interruptores generales de los puntos de consumo.

### CASO 3



- d) Conexión monofásica entre las bornas de BT del transformador y un tablero de distribución desde donde se hará el reparto a distintos puntos de consumo.

### CASO 4



Según las posibles situaciones descritas y la potencia del transformador, las secciones mínimas de los conductores de BT se muestran en la Tabla 65.

**Tabla 65. Número de conductores según potencia de trafo**

POTENCIA (kVA)	N° DE CONDUCTORES X TIPO DE CONDUCTOR BT	
	FASES	NEUTRO
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO. (Punto 1)		
150	2 X 500 MCM	2 X 500 MCM
	3 X 4/0 AWG	3 X 4/0 AWG
300	3 X 500 MCM	3 X 500 MCM
500	5 X 500 MCM	5 X 500 MCM
750	8 X 500 MCM	8 X 500 MCM
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO (punto 3)		
50	3 X 1/0 AWG	3 X 1/0 AWG
	2 X 4/0 AWG	2 X 4/0 AWG
100	4 X 4/0 AWG	4 X 4/0 AWG
	3 X 500 MCM	3 X 500 MCM
167	4 X 500 MCM	4 X 500 MCM

En caso de conexiones, tanto trifásicas como monofásicas, entre las bornas de BT del transformador y un tablero de distribución, la sección total del neutro puede reducirse como se muestra en la Tabla 66.

**Tabla 66. Secciones de neutro según trafo**

POTENCIA (kV A)	N° DE CONDUCTORES X TIPO DE CONDUCTOR BT	
	FASES	NEUTRO
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO. (Punto 2)		
150	2 X 500 MCM	1 X 500 MCM
300	3 X 500 MCM	2 X 500 MCM
500	5 X 500 MCM	3 X 500 MCM
750	8 X 500 MCM	4 X 500 MCM
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO (punto 4)		
50	2 X 4/0 AWG	1 X 4/0 AWG
100	3 X 500 MCM	2 X 500 MCM
167	4 X 500 MCM	2 X 500 MCM

En cualquier caso de los expuestos, se intentará que la canalización de las líneas de BT se haga de manera que por cada tubo vaya una terna completa.

### 13.3. CENTROS DE SECCIONAMIENTO

#### 13.2.1. Seccionamiento Simple Tipo Pad-Mounted 3L1.

El seccionamiento simple tiene tres posiciones de línea, dos para entrada y salida de la línea principal con tres bornas atornillables sin carga de 600 A cada una, y la tercera, para derivada, con tres pasatapas tipo pozo, previstas para borna insertable en carga de 200 A, simple o doble.

Las separaciones entre bornas y la disposición de los "parking" han sido previstas para la utilización de borna insertable doble para el caso de dos derivaciones en paralelo.

El centro de seccionamiento contará con un indicador de nivel del aceite. Así mismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado.

Además incluirá una válvula de sobrepresión.

La operación de la línea general y derivación se realizará mediante un interruptor de cuatro posiciones tipo T-Blade, sin corte en la línea durante las maniobras y motorizable para su telecontrol. Este interruptor permitirá dar alimentación a la derivación con la línea cerrada, alimentar la derivación por cada uno de los dos lados cuando la línea esté abierta, y tener desconectada la derivación cuando la línea esté cerrada.

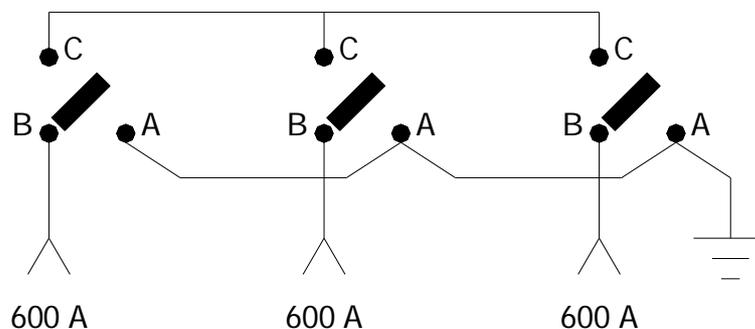
### 13.2.2. Seccionamiento de Tres Posiciones Tipo Pad-Mounted 3L3.

El seccionamiento de tres posiciones 3L3 es metálico con tres posiciones de línea, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por línea.

El centro de seccionamiento contará con un indicador de nivel de aceite. Así mismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado.

Además incluirá una válvula de sobrepresión.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor de tres posiciones Abierto-Cerrado-Tierra, motorizable para su telecontrol y sumergido en aceite aislante, expuesto en la siguiente figura:



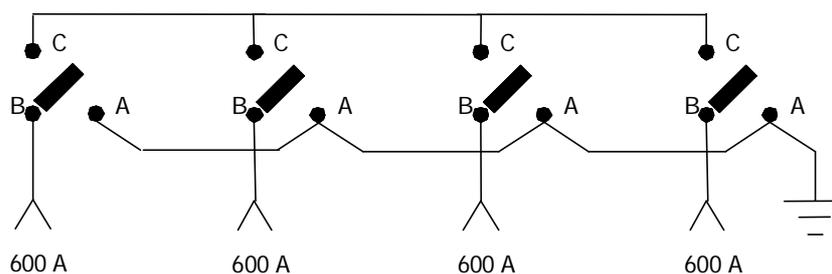
### 13.2.3. Seccionamiento de Cuatro Posiciones Tipo Pad-Mounted 4L4.

El seccionamiento de cuatro posiciones 4L4 es metálico con cuatro posiciones de línea, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por línea.

El centro de seccionamiento contará con un indicador de nivel de aceite. Así mismo, contará con dos válvulas, una de entrada para el relleno del aceite, y otra de salida, para el vaciado.

Además incluirá una válvula de sobrepresión.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor de tres posiciones Abierto-Cerrado-Tierra, motorizable para su telecontrol y sumergido en aceite aislante.



#### 13.2.4. Seccionamiento de Tres Posiciones 3L3 Con Envoltorio De Hormigón.

El seccionamiento de tres posiciones 3L3 con envoltorio metálica consistirá en tres celdas de línea modulares o compactas, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por línea, dentro de una envoltorio prefabricada de hormigón armado.

El aislamiento será en SF6.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor-seccionador de tres posiciones, que permite comunicar el embarrado del conjunto de celdas con los cables, cortar la corriente asignada, seccionar esta unión o poner a tierra simultáneamente las tres bornas de los cables de Media Tensión.

Cada celda tendrá un indicador de presencia/no presencia de tensión.

#### 13.2.5. Seccionamiento de Cuatro Posiciones 4L4 Con Envoltorio De Hormigón.

El seccionamiento de cuatro posiciones 4L4 con envoltorio metálica consistirá en cuatro celdas de línea modulares o compactas, con tres bornas atornillables sin carga de 600 A por

línea, dentro de una envolvente prefabricada de hormigón armado.

El aislamiento será en SF6.

La operación de cada línea se realizará mediante un interruptor-seccionador de tres posiciones, que permite comunicar el embarrado del conjunto de celdas con los cables, cortar la corriente asignada, seccionar esta unión o poner a tierra simultáneamente las tres bornas de los cables de Media Tensión.

Cada celda tendrá un indicador de presencia/no presencia de tensión.

## 14 DISPOSICIÓN DE LA INSTALACIÓN DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

### 14.1. UBICACIÓN

La ubicación del CT y CS se determinará de acuerdo entre el peticionario y Gas Natural Fenosa, teniendo en cuenta las consideraciones de orden eléctrico y otras relacionadas con la explotación y mantenimiento de dicho Centro.

Tanto el CT como el CS pueden ser:

- a) De exterior: situado en espacios abiertos entre edificios, zonas ajardinadas, etc.
- b) De interior: cuando se aloja en el interior de un edificio destinado a otros fines en local reservado exclusivamente para su instalación.

Debiendo en cualquier caso cumplir lo siguiente respecto a su ubicación:

- En caso de que el Centro sea subterráneo, el nivel freático más alto se encontrará a 0,3 m por debajo del nivel inferior de la solera más profunda del Centro. Si no fuera así, se tomarán las medidas oportunas para evitar problemas de humedades (impermeabilización de CT, drenajes perimetrales, etc.).
- En el caso de ubicación en edificio para otros usos no podrá instalarse por debajo del primer sótano, y tendrá unas condiciones de estanqueidad al agua de paredes, techos, cubierta y suelo análogas a las de un edificio destinado a vivienda.
- El paramento de la puerta, estará situado preferentemente en línea de fachada a una vía pública o privada, debiendo cumplirse las condiciones de acceso del apartado 14.2.

### 14.2. ACCESOS

Como norma general se podrá acceder al CT o al CS desde la vía pública, o desde una vía privada siendo ésta accesible con su correspondiente servidumbre de paso.

La ubicación y los accesos deberán permitir:

- El movimiento y colocación de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación con los medios disponibles.
- Ejecutar las maniobras propias de su explotación en condiciones óptimas de seguridad para las personas que lo realicen.
- El mantenimiento y sustitución del material que compone el mismo.

El acceso al interior tanto del CT como del CS será exclusivo para el personal de Gas Natural Fenosa. Cuando este acceso tenga que efectuarse forzosamente a través de trampillas, etc., no podrá situarse en zona que haya de dejarse permanentemente libre, tales como paso de bomberos, salidas de urgencia o socorro, etc.

Para permitir un desplazamiento y manejo fáciles de elementos pesados del Centro, los accesos por vía privada tendrán la correspondiente señalización de prohibido aparcar.

El emplazamiento elegido para el Centro, deberá permitir el tendido, a partir de las vías públicas o galerías de servicio, de las canalizaciones subterráneas. Todos los cables subterráneos podrán tenderse hasta una profundidad de 0,6 m, como mínimo. No se permitirán emplazamientos que obliguen a cruzar espacios privados o comunes situados en el interior de la edificación.

#### 14.3. INSTALACIÓN DE EXTERIOR.

Los centros de transformación y centros de seccionamiento de exterior que se realizarán serán los siguientes:

- Centros de transformación tipo pad-mounted (monofásico, trifásico fin de línea y trifásico de entrada y salida) con envoltorio metálica.
- Centros de seccionamiento tipo pad-mounted (3L1, 3L3 y 4L4) con envoltorio metálica.
- Centros de seccionamiento con celdas en SF6 (3L3 y 4L4) con envoltorio de hormigón.

##### 14.3.1. Foso de Recogida de Aceite

En centros de transformación o seccionamiento de exterior, se dispondrá de pozo de recogida de aceite, con revestimiento

resistente al fuego y estanco, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Para su diseño y dimensionamiento, se tendrá en cuenta el volumen de aceite que pueda recibir. En dicho depósito o cubeta se dispondrán cortafuegos tales como: lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.

El foso podrá suprimirse siempre que:

- La tierra contaminada pueda retirarse fácilmente, y no haya riesgo de que el aceite aislante pueda derramarse en cauces superficiales o subterráneos o canalizaciones de abastecimiento de aguas o de evacuación de aguas residuales.
- El líquido aislante sea totalmente biodegradable.

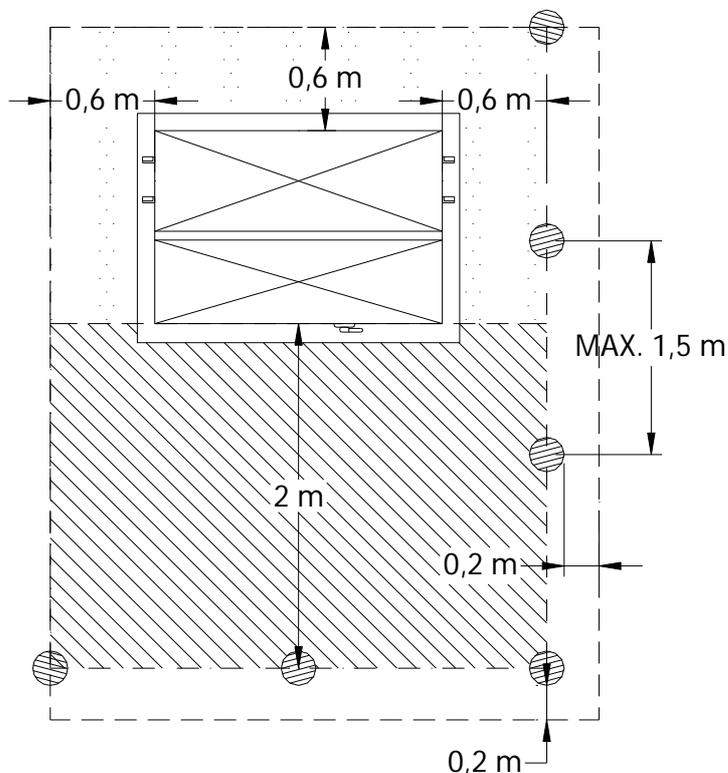
#### 14.3.2. Distancias de Seguridad

##### 14.3.2.1. Espacio mínimo libre para trabajo e inspección

Como mínimo una distancia de 2 metros delante de la zona frontal del Centro, debe estar libre de obstáculos para poder realizar la apertura de las puertas, y cualquier tarea normal de maniobra. Análogamente, debe existir alrededor del Centro un espacio libre mínimo de 0,6 metros de distancia a las paredes de la envolvente metálica del Centro, para poder realizar inspecciones del mismo.

En zonas de aparcamiento de vehículos, cuando el CS o el CT se encuentren próximos al borde de la calzada, y pueda sufrir por ello riesgo de golpes por vehículos durante la maniobra de aparcamiento, se colocarán pilares de protección para delimitar la zona de trabajo e inspección mínima, y proteger asimismo el Centro. Estos pilares tendrán una separación máxima de 1,5 metros que impida la entrada de un vehículo entre ellos, y distarán del borde de la acera, como mínimo 20 cm, para evitar así, la colisión de los pilares y los vehículos al estacionar. La altura de los pilares será al menos de 1 metro.

14.3.2.2. Distancia a edificios



Se debe guardar como mínimo, una distancia de 60 cm entre la parte posterior y lateral del CT o el CS, y la pared del edificio más cercano.

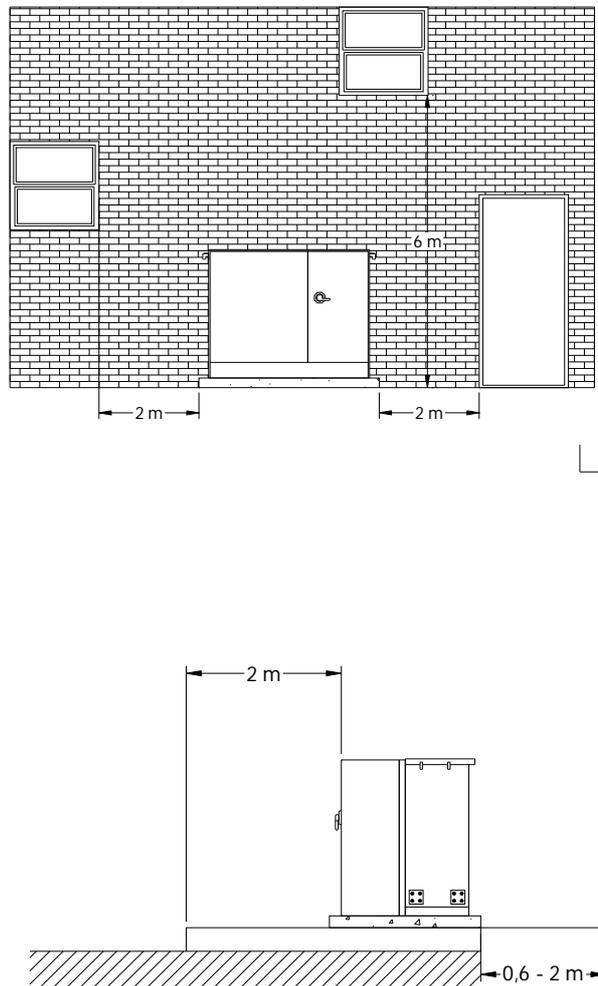
14.3.2.3. Distancia a puertas y ventanas

Cualquier punto del CT o del CS se encontrará a una distancia horizontal mínima de 2 metros de una puerta o acceso de personas.

Cuando el Centro esté situado a una distancia del edificio entre 0,6 y 2 m respecto a las paredes trasera o lateral del CT o CS, no se podrá abrir hueco alguno (puerta o ventana) a una altura inferior a 6 metros sobre el nivel del suelo. Esta distancia no necesita cumplirse, en caso de que el CT y el CS:

- No contenga aceite,
- El aceite tenga una resistencia a la flamabilidad superior a 300 °C.

Se encuentre separado de la pared, más de 2 metros.



#### 14.3.2.4. Distancia a bordillos

La distancia mínima que debe existir entre un bordillo situado paralelo y frente a las puertas de acceso al CT o al CS, será de 2 metros, con la intención de mantener el área mínima de maniobra. Esta distancia será de 0,6 metros respecto de las paredes laterales y posteriores.

#### 14.3.2.5. Distancia a escaleras

Cualquier punto del CT o del CS se encontrará a una distancia mínima de 2 metros del acceso a una escalera.

#### 14.3.2.6. Distancia a depósito de combustible

Un depósito de combustible debe encontrarse como mínimo, a una distancia de 6 metros de cualquier punto del CT o del CS.

#### 14.3.2.7. Distancia a contenedores de basura.

Tanto los CT como los CS, deben guardar una distancia mínima de 5 metros entre las puertas de acceso al Centro y los contenedores de basura, pudiéndose reducir dicha distancia a 0,7 metros en caso de existir una pared o muro entre ambos, respetando los 0,6 m de inspección entre el muro y las paredes lateral y posterior de CS o CT. La altura del muro de separación será al menos 20 cm superior a la altura máxima entre el CS o CT, y el contenedor de basuras.

#### 14.3.3. Plataforma

La plataforma de hormigón para los CT y CS tipo pad-mounted tendrá una altura no menor a 10 cm sobre el nivel del suelo o piso terminado. El borde de la plataforma será como mínimo de 10 cm más de la planta del equipo.

#### 14.3.4. Características Constructivas de la Envolvente de Hormigón para Centros de Seccionamiento en SF6.

El material a emplear en la fabricación será hormigón armado, que tendrá una resistencia a la compresión a los 28 días igual o superior a 250 kg/cm<sup>2</sup>.

Todas las partes de hormigón prefabricadas que constituyen envolvente, tendrán grabadas la marca del fabricante y su año de fabricación.

La presión que la envolvente ejerza sobre el terreno no excederá de 1 kg/cm<sup>2</sup>.

El piso será capaz de soportar sobrecargas verticales de 400 kg/m<sup>2</sup>.

Las paredes serán capaces de soportar los esfuerzos verticales de su propio peso, más el de la cubierta y las sobrecargas de ésta, simultáneamente con una presión horizontal de 100 kg/m<sup>2</sup>.

La cubierta será capaz de soportar sobrecargas de 100 kg/m<sup>2</sup>. Estarán diseñadas de forma que impidan la acumulación de agua sobre ellas y desagüen directamente al exterior desde su perímetro. Se construirá de manera que se consiga una perfecta estanqueidad que evite todo riesgo de filtraciones.

Los materiales externos que constituyan la envolvente serán resistentes a las variaciones de temperatura y a los rayos ultravioletas.

Las puertas serán abatibles a 180°, y con sistema de bloqueo a 90°.

Los grados de protección de la parte exterior de la envolvente será IP 239.

#### 14.4. INSTALACIÓN DE INTERIOR

Los centros de transformación y centros de seccionamiento de interior que se realizarán serán los siguientes:

- Centros de transformación tipo pad-mounted (monofásico, trifásico fin de línea y trifásico de entrada y salida) con envolvente metálica.
- Centros de seccionamiento tipo pad-mounted (3L1, 3L3 y 4L4) con envolvente metálica.
- Centros de seccionamiento con celdas en SF6 (3L3 y 4L4).

##### 14.4.1. Foso de Recogida de Aceite

En los centros de transformación o seccionamiento que contengan aceite mineral u otro líquido refrigerante, se dispondrá de un sistema de recogida del mismo para caso de derrame. Para ello se procederá como sigue:

- Bajo el depósito o cuba que contiene el aceite refrigerante el suelo dispondrá de una pendiente mínima de 2 % para que el líquido derramado vierta hacia el sumidero. Este estará comunicado al depósito de recogida mediante una canalización adecuada.

- Entre el sumidero y el depósito se instalará una pantalla cortafuegos a base de lechos de guijarros, sifones en el caso de instalaciones con colector único, etc.
- Tanto la canalización como el depósito de recogida estarán contruidos con revestimiento resistente al fuego y serán estancos.
- El depósito de recogida puede estar ubicado inmediatamente debajo del transformador, o en otro lugar unido al sumidero mediante la correspondiente canalización.
- Cuando el líquido contenido en el transformador o centro de seccionamiento exceda los 50 litros, se exigirá un grado de flamabilidad igual o superior a 300° C. No podrán utilizarse líquidos que contengan PCB.

#### 14.4.2. Distancias de Seguridad

##### 14.4.2.1. Espacio mínimo libre para trabajo e inspección

Las dimensiones del Centro deberán permitir:

- a) El movimiento y colocación en su interior de los elementos y maquinaria necesarios para la realización adecuada de la instalación eléctrica.
- b) La ejecución de las maniobras propias de su explotación y operaciones de mantenimiento en condiciones óptimas de seguridad para las personas que lo realicen.

Como mínimo una distancia de 2 metros delante a la zona frontal del Centro, debe estar libre de obstáculos para poder realizar la apertura de las puertas, y cualquier tarea de operación. Esta distancia se puede reducir siempre que con las puertas del local abiertas, se asegure la misma superficie libre de maniobra y permita la apertura de las puertas del Centro.

La distancia mínima de las paredes del recinto a la parte posterior y los laterales del Centro, será de 0,6 metros.

##### 14.4.3. Características Constructivas

El CT y el CS deberán cumplir las siguientes condiciones:

- No contendrán canalizaciones ajenas al Centro, tales como agua, aire, gas, teléfonos, etc.

- Serán contruidos enteramente con materiales no combustibles.

#### 14.4.3.1. Comportamiento ante el fuego

Los elementos delimitadores del Centro (muros, tabiques, cubiertas, etc.), así como los estructurales en él contenidos (vigas, pilares, etc.) tendrán una resistencia al fuego adecuada. Esto supone cumplir las siguientes exigencias en ese intervalo de tiempo:

- a) Estabilidad o capacidad portante
- b) Ausencia de emisión de gases inflamables por la cara expuesta
- c) Estanqueidad al paso de llamas o gases calientes
- d) Resistencia térmica

**En la**

Tabla 67 se presentan los grosores del muro o tabique necesarios en función de distintos materiales, para conseguir la resistencia al fuego necesaria.

Para soluciones constructivas con dos o más hojas puede adoptarse como valor de resistencia al fuego del conjunto la suma de los valores correspondientes a cada hoja.

#### 14.4.3.2. Muros o tabiques de cierre del local

Se construirán de forma que sus características mecánicas estén de acuerdo con el resto del edificio. Para el dimensionamiento de los espesores, también se tendrá en cuenta lo expuesto en el apartado 3.4.6 (condiciones acústicas) cuando se trate de separaciones con otros locales.

**Tabla 67. Resistencia al fuego de materiales**

RESISTENCIA AL FUEGO (RF)		
Material	Espesor min. del muro (cm)	
Hormigón sin revestir	16	
Ladrillo macizo revestido por la cara interior	12	
Bloque de hormigón silicio con cámara doble. Revestimiento interior	20	
Bloque de hormigón volcánico con cámara doble. Revestimiento interior	20	
Ladrillo cerámico hueco doble pared. Revestimiento interior con cámara.	Ladrillo interior	8
	Cámara	4
	Ladrillo exterior	12

14.4.3.3. Forjado superior

En el caso de que el Centro esté ubicado de forma que sobre él se prevean cargas excepcionales (zonas de circulación o aparcamiento de vehículos) las características mecánicas se adecuarán a estas circunstancias.

14.4.3.4. Suelo

El acabado de la solera se hará con una capa de mortero de cemento de una composición adecuada para evitar la formación de polvo y ser resistente a la abrasión, estará elevada 0,2 metros sobre el nivel máximo de aguas exterior conocido cuando éste sea inundable.

Al realizar el suelo y, en general la obra civil, se deberá tener en cuenta el empotramiento de herrajes, colocación de tubos, registros, canalizaciones de cables, mallas de tierra, etc.

14.4.3.5. Acabados

El acabado de la albañilería tendrá las características siguientes:

- Parámetros interiores: raseo con mortero de cemento fratasado y pintado, estando prohibido el acabado con yeso.

- Parámetros exteriores: se realizará de acuerdo con el resto del edificio.
- El pavimento será de cemento continuo bruñido y ruleteado.

El acabado de los elementos metálicos que intervengan en la construcción del Centro deberá garantizar un adecuado comportamiento frente a la oxidación.

#### 14.4.3.6. Carpintería y cerrajería

La carpintería podrá ser metálica de la suficiente rigidez, y protegida mediante galvanizado en caliente, u otro recubrimiento antioxidante. Asimismo, podrá ser de material orgánico, tal como poliéster con fibra de vidrio, resistente a la intemperie. Su resistencia mecánica será la adecuada a su situación y a la ubicación y características de Centro.

El local del Centro contará con los dispositivos necesarios para permanecer habitualmente cerrado, evitando el acceso a personas ajenas al servicio.

Los elementos delimitadores del Centro, puertas, ventanas, rejillas, etc., tendrán una resistencia adecuada al fuego.

#### 14.4.3.7. Escaleras

El acceso para el personal a Centros subterráneos, se podrá realizar mediante una escalera, con separación de peldaños no superior a 25 cm, constituida por perfiles metálicos u otro material suficientemente resistente.

#### 14.4.4. Canalizaciones

Las canalizaciones subterráneas enlazarán con el CS o el CT de forma que permitan el tendido directo a cables a partir de la vía de acceso o galería de servicios.

Los cables de alta tensión entrarán bajo tubo en el Centro, llegando por canal o tubo. Estos tendrán superficie interna lisa.

En los tubos no se admitirán curvaturas. En los canales, los radios de curvatura serán como mínimo de 0,60 m.

De acuerdo con este Documento, las bocas de los tubos se sellarán mediante espuma de poliuretano expandido tanto si llevan cables como si son tubos de reserva para cables futuros.

En los CT, se establecerá un sistema de fosos o canales, para facilitar el acceso de los cables de alta tensión a los terminales del Centro.

#### 14.4.5. Puertas

Las puertas serán de 2 metros de ancho. Se abrirán hacia el exterior un ángulo de al menos 90 grados, y cuando lo hagan sobre vías públicas, se deberán poder abatir sobre el muro de la fachada reduciendo al mínimo el saliente.

Así mismo estarán equipadas con un mecanismo de enclavamiento capaz de mantenerlas en posición abierta a 90°.

En los Centros subterráneos, la trampilla de acceso de personal, cuando se encuentre abierta, incorporará una barandilla perimetral para protección de los transeúntes.

#### 14.4.6. Condiciones Acústicas

Los Centros tendrán un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos en las distintas legislaciones de la zona.

Caso de sobrepasar estos límites, se tomarán medidas correctoras, tales como sobredimensionar los espesores de los muros o tabiques de separación del Centro y/o emplear amortiguadores para aislar las vibraciones producidas por el transformador.

#### 14.4.7. Ventilación

Para la renovación del calor generado en el interior del CT, deberá posibilitarse una circulación de aire.

Cuando se prevean transmisiones de calor en ambos sentidos de las paredes y/o techos que puedan perjudicar a los locales colindantes o al propio CT, deberán aislarse térmicamente estos cerramientos.

Las rejillas de ventilación deberán situarse en fachada o vía pública, nunca hacia un patio de luces o zona cerrada que actúe como chimenea en caso de incendio.

Rejillas para ventilación: los huecos de ventilación tendrán un sistema de rejillas que impidan la entrada de agua y en su caso, tendrán una tela metálica que impida la entrada de insectos.

Estarán constituidos por un marco y un sistema de lamas o angulares, con disposición laberíntica y resistencia adecuada para garantizar el grado de protección IP 339.

La ventilación de los locales será preferentemente por convección natural. Solamente en casos excepcionales se admitirá la ventilación forzada.

#### 14.4.7.1. Ventilación natural

Para renovación del aire en el interior de CT, se establecerán huecos de ventilación que permitan la admisión de aire frío del exterior, situándose éstos en la parte inferior próxima a transformadores.

La evacuación del aire caliente, (en virtud de su menor densidad) se efectuará mediante salidas situadas en la parte superior de los CT.

Los huecos de ventilación de entrada y salida de aire estarán a una altura mínima sobre el suelo de 0,30 y 2,30 m respectivamente, con una separación vertical de 1,30 m.

Se mantendrá una distancia mínima de 2 metros entre el Centro y las rejillas de Ventilación.

#### 14.4.7.2. Ventilación forzada

Cuando por características de ubicación del Centro, sea imposible la ventilación natural, ya sea porque no pudiera disponerse de estas superficies para ventilación natural, excepcionalmente, se instalará un sistema de ventilación forzada que garantizará el caudal de aire necesario para la evacuación del calor del Centro.

Se mantendrá una distancia mínima de 2 metros entre el sistema de aire acondicionado y el Centro.

En el sistema de ventilación forzada se respetarán las condiciones acústicas expuestas en el apartado 14.4.6.

Los conductos de ventilación forzada del CT, deberán ser totalmente independientes de otros conductos de ventilación del edificio.

#### 14.4.8. Equipotencialidad

El Centro, cuando las operaciones de explotación y mantenimiento se realicen desde el interior del mismo, estará construido de manera que su interior presente una superficie equipotencial. Para ello se seguirán las instrucciones siguientes:

##### 14.4.8.1. Piso

En el piso, a una profundidad máxima de 0,10 m, se instalará un enrejado de hierros redondos de 4 mm de diámetro como mínimo, formando malla no mayor de 0,30 x 0,30 m, nudos soldados.

Dicha malla se unirá eléctricamente a la línea de tierra de las masas mediante soldadura.

##### 14.4.8.2. Puertas y rejillas

Las puertas y rejillas metálicas que den al exterior del Centro, serán recibidas en la pared de manera que no exista contacto eléctrico con las masas conductoras interiores, incluidas estructuras metálicas de la albañilería. Las rejillas estarán solamente incluidas en el caso de centros de transformación.

Si la estructura del muro exterior está armada y las puertas y rejillas son metálicas, se instalará un piso no conductor en el exterior, delante de las mismas, hasta 1 metro de distancia.

Se podrá omitir la superficie no conductora si el piso exterior del Centro está unido equipotencialmente al piso de éste, en cuyo caso la transferencia de tensiones a otros puntos alejados del Centro tendrá que ser especialmente considerada al proyectar.

##### 14.4.8.3. Muros exteriores

Los muros entre sus paramentos, al mes de su construcción, tendrán una resistencia mínima de 10.000 ohmios. La medición de esta resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 200 cm<sup>2</sup> cada una.

En el caso de existir en el paramento interior armadura metálica, ésta estará unida a la estructura metálica del piso.

Cuando se quiera prever la existencia de transmisiones de tensiones eléctricas, las paredes serán de doble tabique con cámara de separación, o en su defecto, el pavimento exterior estará realizado con revestimiento aislante (asfalto, betunes, etc.).

La superficie mínima de revestimiento será tal que cualquier punto de su perímetro diste, por lo menos 1 m de la pared.

Ningún herraje o elemento metálico unido al sistema equipotencial podrá ser accesible desde el exterior del local.

#### 14.4.9. Señalizaciones de Seguridad

Los Centros cumplirán con las siguientes prescripciones:

- a) La puerta de acceso al Centro llevará la marca registrada de la empresa en el país.  
Las puertas de acceso al Centro llevarán el cartel de con la correspondiente señal triangular distintiva de riesgo eléctrico.
- b) En un lugar bien visible del interior del Centro se situará un cartel de instrucciones de primeros auxilios a prestar en caso de accidente y su contenido se referirá a la respiración boca a boca y masaje cardiaco. Su tamaño será como mínimo DIN A-3.
- c) Salvo que en los propios aparatos figuren las instrucciones de maniobra, en el CT, y en lugar correspondiente habrá un cartel con citadas instrucciones.

No será necesario que los Centros estén equipados con pértiga, si la pértiga a utilizar es única en el equipamiento habitual de los equipos de operaciones.

## 15 INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA DE CENTROS TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

El CT y el CS estarán provistos de una instalación de puesta a tierra, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que se pueden originar en la propia instalación. Esta instalación deberá asegurar la descarga a tierra de la intensidad de defecto, contribuyendo, de esta manera, a la eliminación del riesgo eléctrico debido a la aparición de tensiones peligrosas de paso y de contacto con las masas eventualmente en tensión.

### 15.1. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Se conectarán a una instalación de tierra general (de protección y de servicio), los siguientes elementos:

- Envolturas o pantallas metálicas de los cables.
- Cuba metálica de los transformadores
- Pararrayos de alta tensión si los hubiera.
- Bornas de tierra de detectores de tensión.
- Neutro del transformador.
- Bornas para la puesta a tierra de los dispositivos portátiles de puesta a tierra.
- Envoltura metálica

### 15.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra en Centro son:

- a) Línea de tierra
- b) Electrodo de puesta a tierra

#### 15.2.1. Líneas de Tierra.

Estarán constituidas por conductores de cobre o su sección equivalente en otro tipo de material. En función de la intensidad de defecto y la duración del mismo, las secciones mínimas (S) del conductor a emplear por cada línea de tierra a efectos de no alcanzar una temperatura elevada se deducirán a partir de la expresión:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

donde:

$I_d$  = Intensidad de defecto en Amperios

$t$  = Tiempo de duración de la falta en segundos.

$\alpha$  (para  $t \leq 5$  seg.) = 4,5 para conductor de acero

$\alpha$  (para  $t \leq 5$  seg.) = 13 para conductor de cobre.

$\Delta\theta$  = 160 °C para conductor aislado

$\Delta\theta$  = 180 °C para conductor desnudo

Se tomará 16 kA como valor máximo de la intensidad de defecto para niveles de tensión de 13,2 kV, y 12,5 kA para 34,5 kV. Se considerará un tiempo máximo de duración de la falta de 0,1 s ó 0,2s.

Con estos datos se obtienen los resultados que se muestran en la Tabla 68.

**Tabla 68. Intensidades de defecto según nivel de tensión y tipo de conductor**

CONDUCTOR AISLADO				
$\Delta\theta$ (°C)	$t$ (s)	$I_{\text{defecto}}$ (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm <sup>2</sup> )
160	0,1	16	13,2	30,8
160	0,1	12,5	34,5	24
160	0,2	16	13,2	43,5
160	0,2	12,5	34,5	34
CONDUCTOR DESNUDO				
$\Delta\theta$ (°C)	$t$ (s)	$I_{\text{defecto}}$ (kA)	Tensión (kV)	Sección (mm <sup>2</sup> )
180	0,1	16	13,2	29,0
180	0,1	12,5	34,5	22,6
180	0,2	16	13,2	41,0
180	0,2	12,5	34,5	32

A la vista de los resultados mostrados en la tabla, la sección del conductor de tierra mínimo a utilizar dentro de las secciones normalizadas para conductores aislados como para desnudos, será de sección #2 AWG (33,62 mm<sup>2</sup>) de cobre, en caso de que la duración de la falta sea 0,1 s. Si la duración de falta fuera de 0,2 s, la sección mínima a utilizar para 13,2 kV sería 1/0 AWG (53,51 mm<sup>2</sup>).

### 15.2.2. Electrodo de Puesta a Tierra

Estarán constituidos por cualquiera de los siguientes elementos:

- a) Conductores enterrados horizontalmente
- b) Picas (Picas de acero con recubrimiento de cobre).

### 15.3. CONDICIONES DE INSTALACIÓN DE LOS ELECTRODOS

Las picas se hincarán verticalmente quedando la parte superior a una profundidad no inferior a 0,5 m.

Los electrodos horizontales se enterrarán a una profundidad igual a la parte superior de las picas.

El valor mínimo de la superficie total del electrodo será tal que la densidad de corriente disipada (que es igual al cociente entre la intensidad de defecto y la superficie total del electrodo de puesta a tierra) sea inferior al valor dado por la expresión:

$$\delta = \frac{11600}{\sqrt{\rho \cdot t}} \quad (\text{A/m}^2)$$

en la que:

$\delta$ : Densidad de corriente disipada ( $\text{A/m}^2$ ).

$\rho$ : Resistividad del terreno ( $\Omega \cdot \text{m}$ ).

$t$ : Tiempo de duración del defecto (s).

Los resultados de este cálculo para diferentes tipos de terreno se presentan en la Tabla 69.

**Tabla 69. Densidad de corriente según terreno**

TIPO DE TERRENO	$\rho$ ( $\Omega \cdot m$ )	t (s)	DENSIDAD DE CORRIENTE (A/m <sup>2</sup> )
Terreno pantanoso	5-30	0,1	16404-6697
Arcilla plástica	50		5187
Arena arcillosa	50-500		5187-1640
Arena silíceas	200-3000		2593-669
Suelo pedregoso cubierto de césped	300-500		2117-1640
Suelo pedregoso desnudo	1500-3000		947-669
Calizas blandas	100-300		3668-2117
Calizas compactas	1000-5000		1160-518
Pizarra	50-300		5187-2117
Rocas de mica y cuarzo	800		1296

#### 15.4. EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

En el caso de Centros de exterior, la base del Centro estará rodeada por un electrodo horizontal compuesto por un conductor de sección adecuada, de forma cuadrada o rectangular a una distancia mínima del Centro de 0,5 metros, complementado con un número suficiente de picas para conseguir la resistencia de tierra prevista, procurando que la separación entre las picas sea al menos 1,5 veces la longitud de las mismas.

En la instalación de puesta a tierra de masas y elementos a ella conectados, se cumplirán las siguientes condiciones:

- a) Llevarán un borne accesible para la medida de la resistencia de tierra.
- b) Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra, estarán protegidos, adecuadamente, contra deterioros por acciones mecánicas o de cualquier otra índole.
- c) Los elementos conectados a tierra, no estarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que su conexión al mismo se efectuará mediante derivaciones individuales.
- d) Para asegurar el correcto contacto eléctrico de todas las masas y la línea de tierra, se verificará que la resistencia eléctrica entre cualquier punto de la masa o cualquier elemento metálico unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de penetración en el terreno, será tal que el

producto de la misma por la intensidad de defecto máxima sea igual o inferior a 50 V.

- e) En caso de CS en caseta prefabricada de hormigón, no se unirá a la instalación de puesta a tierra, ningún elemento metálico situado en los paramentos exteriores.

La línea de tierra del neutro de baja tensión, se instalará siempre, antes del dispositivo de seccionamiento de baja tensión (si lo hubiera) y preferentemente partiendo de la borna del neutro del transformador o junto a ella.

#### 15.5. MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD PARA LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO.

Además de las resistencias de puesta a tierra anteriormente exigidas, las instalaciones de tierra se han de realizar de forma que no se superen los valores de las tensiones máximas de paso y contacto indicados en la publicación IEEE "Guía para la seguridad en la puesta a tierra en subestaciones de corriente alterna", es decir:

$$V_p = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left( 1 + \frac{6 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V)$$

$$V_c = \frac{157}{\sqrt{t_s}} \cdot \left( 1 + \frac{15 \cdot \rho_s}{1000} \right) \quad (V)$$

Siendo:

$V_p$ : Tensión de paso máxima admisible (V).

$V_c$ : Tensión de contacto máxima admisible (V).

$t_s$ : Duración de la corriente de cortocircuito (s).

$\rho_s$ : Resistividad superficial del terreno ( $\Omega \cdot m$ ).

Se ha de tener en consideración la Tabla 70:

**Tabla 70. Consideraciones para tensiones de paso y contacto**

PROCEDIMIENTO	EFEECTO SOBRE
1 ° Reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra, aumentando la longitud del electrodo y/o disminuyendo la resistividad del terreno.	Tensiones de paso y contacto
2° Realizar aceras aislantes de 1 m de anchura mínima	Tensión de contacto
3° Situar el punto superior del electrodo a mayor profundidad de 0,50 m indicada en el apartado 4.3	Tensión de paso

## 16 CÁLCULOS ELÉCTRICOS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

### 16.1. INTENSIDADES NOMINALES

Las configuraciones empleadas para el cálculo de las intensidades nominales son las indicadas en los Criterios de Arquitectura de Red de Gas Natural Fenosa.

Las intensidades en el secundario para un transformador trifásico se calculan mediante la siguiente expresión:

$$I_{BT} = \frac{P_n \cdot 10^3}{U_{BT} \cdot \sqrt{3}} \quad (\text{A})$$

Para un transformador monofásico, la intensidad nominal en el secundario será:

$$I_{BT} = \frac{\sqrt{3} \cdot P_n \cdot 10^3}{U_{BT}} \quad (\text{A})$$

siendo:

$I_{BT}$ : Intensidad nominal de línea en B.T. (A).

$P_n$ : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

$U_i$ : Tensión nominal secundaria entre fases del transformador (V).

Aplicando esta expresión obtenemos la Tabla 71 en función de la tensión nominal entre fases de la línea:

**Tabla 71. Intensidades nominales en BT**

Potencia nominal del transformador monofásico (kVA)	Intensidades nominales en el circuito de B.T. – 240 V (A)
50	361
100	722
167	1205
Potencia nominal del transformador trifásico (kVA)	Intensidades nominales en el circuito de B.T. – 208 V (A)
150	417
300	833
500	1388
750	2082

De forma análoga, se obtienen las corrientes en el primario del transformador.

Para un transformador trifásico se calculan mediante la siguiente expresión:

$$I_{MT} = \frac{P_n}{U_{MT} \cdot \sqrt{3}} \quad (A)$$

Para un transformador monofásico, la intensidad nominal en el primario será:

$$I_{MT} = \frac{P_n \cdot \sqrt{3}}{U_{MT}} \quad (A)$$

donde:

$I_{MT}$ : Intensidad nominal que circula por el devanado primario (A).

$P_n$ : Potencia aparente nominal del transformador (kVA).

$U_{MT}$ : Tensión nominal primaria de línea (entre fases) del transformador (kV).

Aplicando esta expresión obtenemos la Tabla 72 en función de la tensión nominal entre fases de la línea:

**Tabla 72. Intensidades nominales para MT**

POTENCIA NOMINAL DEL TRAF0 (kVA)	$I_N$ EN EL CIRCUITO DE M.T (A)	
	13,2 kV	34,5 kV
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO		
50	6,56	2,51
100	13,12	5,02
167	21,91	8,38
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO		
150	6,56	2,51
300	13,12	5,02
500	21,87	8,37
750	32,80	12,55

## 16.2. INTENSIDADES DE CORTOCIRCUITO

Para poder dimensionar y coordinar las protecciones para cada configuración y potencia se realizan los cálculos de las intensidades de cortocircuito en la salida del transformador.

La intensidad para cortocircuito en bornas de B.T. se calcula de la siguiente forma:

$$I_{cc} = \frac{100 \cdot I_n}{U_{cc}} \quad (A)$$

siendo:

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

$I_n$ : Intensidad nominal (A).

$U_{cc}$ : Tensión de cortocircuito (%). Se tomarán los valores mostrados a continuación:

**Tabla 73. Tensiones de cortocircuito para transformadores**

POTENCIA (kV)	TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO (%)
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	
50	3
100	3
167	5
TRANSFORMADOR TRIFÁSICO	
150	4
300	5
500	5
750	5,75

De acuerdo con las potencias de los transformadores y sus intensidades nominales se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 74.

**Tabla 74. Intensidades de cortocircuito nominales en BT**

Potencia nominal del transformador monofásico (kVA)	Intensidades de cortocircuito en el circuito de B.T. – 240 V (A)
50	12 034
100	24 067
167	24 100
Potencia nominal del transformador trifásico (kVA)	Intensidades de cortocircuito en el circuito de B.T. – 208 V (A)
100	10 425
300	16 660
500	27 760
750	36 209

Estas corrientes de cortocircuito en el secundario, transfieren en el primario como las corrientes de cortocircuito presentadas en la Tabla 75.

**Tabla 75. Intensidades de cortocircuito nominales en MT**

POTENCIA NOMINAL DEL TRAF0 (kVA)	I <sub>cc</sub> EN EL CIRCUITO DE M.T. (A)	
	13,2 kV	34,5 kV
TRANSFORMADOR MONOFASICO		
50	219	84
100	437	168
167	438	168
TRANSFORMADOR TRIFASICO		
150	164	63
300	263	101
500	438	168
750	571	219

## 17 CONDICIONES ESPECÍFICAS PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas aceptables para la ejecución de las obras de montaje de un centro de transformación o un centro de seccionamiento tipo pad-mounted.

Estas obras contemplan el suministro y montaje de los materiales necesarios en la construcción del Centro, así como la puesta en servicio de las mismas.

Los pliegos de condiciones particulares podrán modificar las presentes prescripciones.

### 17.1. EJECUCIÓN DEL TRABAJO

Corresponde al Contratista la responsabilidad en la ejecución de los trabajos.

### 17.2. EMPLAZAMIENTO

El lugar elegido para la construcción del Centro debe permitir la colocación y reposición de todos los elementos del mismo, concretamente los que son pesados y grandes, como transformadores. Los accesos al Centro deben tener las dimensiones adecuadas para permitir el paso de dichos elementos.

El emplazamiento del Centro debe ser tal que esté protegido de inundaciones y filtraciones.

En el caso de terrenos inundables el suelo del Centro debe estar, como mínimo 0,20 m por encima del máximo nivel de aguas conocido, o si no al Centro debe proporcionársele una estanqueidad perfecta hasta dicha cota.

El local que contiene el Centro debe estar construido en su totalidad con materiales incombustibles.

### 17.3. EXCAVACIÓN

Se efectuará la excavación con arreglo a las dimensiones y características del Centro y hasta la cota necesaria indicada en el Proyecto.

La carga y transporte a vertedero de las tierras sobrantes será por cuenta del Contratista.

### 17.4. CIMENTACIONES

Se realizarán de acuerdo con las características del Centro; si la obra se fábrica de ladrillo, tendrá normalmente una profundidad de 0,6 m. Esta podrá reducirse cuando el Centro se construya sobre un terreno rocoso. Por el contrario, si la consistencia del terreno lo exige, se tomarán las medidas convenientes para que quede asegurada la estanqueidad de la edificación.

#### 17.4.1. Arena

Puede proceder de río, canteras, etc. Debe ser limpia y no contener impurezas arcillosas u orgánicas. Será preferible la que tenga superficie áspera y de origen cuarzos, desechando la de procedencia de terrenos que contengan mica o feldespato.

#### 17.4.2. Piedra

Podrá proceder de canteras o de graveras de río. Siempre se suministrará limpia. Sus dimensiones podrán estar entre 1 y 5 cm.

Se prohíbe el empleo de revoltón, es decir, piedras y arena unidas sin dosificación, así como cascotes o materiales blandos. En los apoyos metálicos, siempre previa autorización de GAS NATURAL FENOSA o del Director de Obra, podrá utilizar hormigón ciclópeo.

#### 17.4.3. Cementos

El cemento será de tipo Portland P-350.

En el caso de terreno yesoso se empleará cemento puzolánico.

#### 17.4.4. Agua

Se empleará agua de río o manantial sancionadas como aceptables por la práctica, quedando prohibido el empleo de aguas ciénagas.

Deben rechazarse las aguas en las que se aprecie la presencia de hidratos de carbono, aceites o grasas.

#### 17.5. SOLERA

Para el caso de Centros de interior, los suelos serán de hormigón armado y estarán provistos para cargas fijas y rodantes que implique el material.

Salvo los casos que el Centro disponga del pavimento adecuado, se formará una solera de hormigón incluido mallazo de reparto apoyada sobre las fundaciones y descansando sobre una base de grava. Esta solera estará cubierta por una capa de mortero de cemento ruleteado. El hormigón en masa será de 150 kg/m<sup>2</sup> de resistencia característica. Se prohíbe el empleo de la arena de escorias.

Se preverán, en los lugares apropiados del Centro, orificios para el paso de interior al exterior del local de los cables destinados a la toma de tierra de masas y de neutros de los transformadores y cables de B.T. y M.T. Los orificios estarán inclinados y desembocarán hacia el exterior a una profundidad de 0,4 m del suelo como mínimo.

También se preverán los agujeros de empotramiento para herrajes de equipo eléctrico y el emplazamiento de los carriles de rodamiento de los transformadores. Así mismo, se tendrán en cuenta los pozos de aceite, sus conductos de drenaje, las tuberías de gres o similares para conductores de tierra, registros para las tomas de tierra y canales para los cables de M.T. y B.T.

En los lugares de paso los canales estarán cubiertos de losas amovibles.

#### 17.6. MUROS EXTERIORES

Los muros exteriores de los Centros de interior, estarán de acuerdo con las características mecánicas del resto del edificio.

El revestido interior se realizará con mortero de cemento Portland.

El acabado exterior del Centro será de acuerdo con el resto del edificio.

#### 17.7. TABIQUES

Serán de ladrillo o de hormigón armado. Los tabiques de ladrillo de 8 cm de espesor como mínimo y los de hormigón armado, se constituirán de forma que sus cantos queden terminados con perfiles U empotrados en los muros y en el suelo.

Al ejecutar los tabiques se tomarán las disposiciones convenientes para prever los emplazamientos de los herrajes o el paso de canalizaciones.

#### 17.8. ENLUCIDO Y PINTURA

En los tabiques, orificios para empotramiento se efectuarán antes de dar enlucido.

Si es necesario, los muros interiores recibirán un enlucido con mortero de cemento. Se prohíben los enlucidos de yeso. Las puestas y recuadros metálicos estarán protegidos contra la oxidación.

#### 17.9. EVACUACIÓN Y EXTINCIÓN DEL ACEITE AISLANTE

Las paredes y techo de la cuba que han de alojar aparatos con baño de aceite, podrán estar construidas con materiales resistentes al fuego, que tengan la resistencia estructural adecuada para las condiciones de empleo.

Con el fin de permitir la evacuación y extinción del aislante se podrán prever pozos a fondo perdido o con revestimiento estanco. Se tendrá en cuenta para estos últimos el volumen de aceite que puedan recibir. En todos los pozos se preverán apagafuegos superiores, tales como lechos de gujarros de 5 cm de diámetro aproximadamente, sifones en caso de varios pozos con colector único, etc. Se recomienda que los pozos sean exteriores a la cuba del trafo o de los CS y además inspeccionables.

Cuando se empleen aparatos en baño de líquidos incombustibles, podrán disponerse en celdas que no cumplan la anterior prescripción.

#### 17.10. VENTILACIÓN

Los locales para Centros de interior estarán provistos de ventilación para evitar la condensación.

Normalmente se recurrirá a la ventilación natural que consistirá en una o varias tomas de aire exterior, situadas a 0,20 m del suelo como mínimo, y en la parte opuesta a la salida, situadas lo más altas posible. Podrá utilizarse también la ventilación forzada.

Las aberturas no darán sobre locales a temperatura elevada o que contengan polvo perjudicial, vapores corrosivos, líquidos, gases, vapores o polvos inflamables.

Las aberturas superiores de ventilación llevarán una persiana que impida la entrada de agua y junto a la misma, un dispositivo que impida el paso de insectos.

Las aberturas inferiores llevarán, además, una contrapersiana y se situarán preferentemente del lado del compartimento que contiene el trafo de potencia.

#### 17.11. PUERTAS

Las puertas de acceso al Centro desde el exterior serán incombustibles y suficientemente rígidas, abriendo hacia fuera de forma que puedan abatirse sobre el muro de fachada.

## 18 INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

### 18.1. ALIMENTACIÓN SUBTERRÁNEA

Los cables de alimentación subterránea entrarán en el Centro, alcanzando las bornas de M.T., por un canal o tubo. Las secciones de estos canales o tubos permitirán la colocación de los cables con la mayor facilidad posible. Los tubos serán de superficie interna lisa, siendo su diámetro 1,6 veces el diámetro del cable como mínimo, y preferentemente de 160 mm. La disposición de los canales y tubos serán tal que los radios de curvatura a que deban someterse los cables serán como mínimo igual a 10 veces su diámetro.

Después de colocados los cables se obstruirá el orificio de paso por un tapón al que, para evitar la entrada de roedores, se incorporarán materiales duros que no dañen el cable.

En el exterior del Centro los cables estarán directamente enterrados, excepto si atraviesan otros locales para el caso de Centros de interior, en cuyo caso se colocarán en tubos o canales. Se tomarán las medidas necesarias para asegurar en todo momento la protección mecánica de los cables y su fácil identificación. Por otra parte se tendrá en cuenta, la posible presencia de sustancias que pudieran perjudicarles.

### 18.2. ALUMBRADO

El alumbrado artificial, siempre obligatorio para Centros de interior, será de incandescencia.

Los focos luminosos estarán colocados sobre soportes rígidos y dispuestos de manera que los aparatos de seccionamiento no queden en una zona de sombra; permitirán además la lectura correcta de los aparatos de medida. Se situarán de tal manera que la sustitución de lámparas pueda efectuarse sin necesidad de interrumpir la media tensión y sin peligro para el operario.

Los interruptores de alumbrado se situarán en la proximidad de las puertas de acceso.

### 18.3. CONEXIONES DE M.T.

Las conexiones de M.T. se realizarán mediante conectores enchufables en carga para 200 A, y mediante conectores atornillables sin carga para 600 A.

### 18.4. CONEXIONES DE B.T.

Las conexiones de B.T. se realizarán mediante terminaciones bimetálicas tipo pletina con un taladro de ½ ”.

### 18.5. PUESTA A TIERRA

Condiciones de los circuitos de puesta a tierra:

1. No se unirán al circuito de puesta a tierra, ni las puertas de acceso ni las ventanas metálicas de ventilación del Centro de interior.
2. En ninguno de los circuitos de puesta a tierra se colocarán elementos de seccionamiento.
3. Cada circuito de puesta a tierra llevará un borne para la medida de la resistencia de tierra, situado en un punto fácilmente accesible.
4. Los circuitos de tierra se establecerán de manera que se eviten los deterioros debidos a acciones mecánicas, químicas o de otra índole.
5. La conexión del conductor de tierra con la toma de tierra se efectuará de manera que no haya peligro de aflojarse o soltarse.
6. Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea continua en la que no podrán incluirse en serie las masas del Centro. Siempre la conexión de las masas se efectuará por derivación.
7. Los conductores de tierra enterrados serán de cobre y su sección no inferior a  $33,62 \text{ mm}^2$  (para un despeje de la falta de 0,1 s).
8. Como la alimentación a un Centro se efectúa por medio de cables subterráneos provistos de cubierta metálica que hace las veces de neutro, se asegurará la continuidad de ésta. La cubierta metálica se unirá al circuito de puesta a tierra.

9. La continuidad eléctrica entre un punto cualquiera de la masa y el conductor de puesta a tierra, en el punto de penetración en el suelo, satisfará la condición de que la resistencia eléctrica correspondiente sea inferior a 0,4 ohmios.

La puesta a tierra será única y a ella se unirán:

- Neutro del transformador.
- Todas las partes metálicas del CT

## 19 MATERIALES PARA CENTROS DE TRANSFORMACIÓN Y CENTROS DE SECCIONAMIENTO

### 19.1. RECONOCIMIENTO Y ADMISIÓN DE MATERIALES

No se podrán emplear materiales que no hayan sido aceptados previamente por el Director de Obra.

Se realizarán cuantos ensayos y análisis indique el Director de Obra aunque no estén indicados en este Pliego de Condiciones.

### 19.2. HERRAJES

Los herrajes que sirvan de sujeción a los elementos y aparatos de los Centros, estarán constituidos por perfiles de acero laminado. Su forma, dimensiones, modo de sujeción, etc., se determinarán en función de los esfuerzos a los que deban estar sometidos.

### 19.3. ENSAYO DIELECTRICO

Todo el material que forma parte del equipo eléctrico del CT deberá haber soportado por separado las tensiones de prueba a frecuencia industrial y a impulso tipo rayo.

Además de todo el equipo eléctrico M.T., deberá soportar durante un minuto, sin perforación ni contorneamiento, la tensión a frecuencia industrial correspondiente al nivel de aislamiento del Centro.

Los ensayos se realizarán aplicando la tensión entre cada fase y masa, quedando las fases no ensayadas conectadas a masa.

### 19.4. INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

Se comprobará la medida de las resistencias de tierra, y las tensiones de contacto y de paso.

### 19.5. TRANSFORMADORES

Se medirá la acidez y rigidez dieléctrica del aceite del Transformador.

## 20 PLANOS

Los índices de los planos de referencia son presentados a continuación:

**Tabla 76. Índice de planos para líneas de MT**

CÓDIGO	TÍTULO
<b>Grupo 010: Canalizaciones</b>	
PL010100	Canalización de línea monofásica directamente enterrada
PL010200	Canalización de línea trifásica directamente enterrada
PL010300	Canalización de línea monofásica bajo tubo en arena
PL010400	Canalización de línea trifásica bajo tubo en arena
PL010500	Canalización de línea monofásica bajo tubo hormigonada
PL010600	Canalización de línea trifásica bajo tubo hormigonada
PL010700	Canalización de líneas M.T. bajo tubo hormigonada (varias capas)
<b>Grupo 020: Paralelismos</b>	
PL020100	Paralelismo de línea de B.T. y línea de M.T. directamente enterradas.
PL020200	Paralelismo de líneas M.T. directamente enterradas.
PL020300	Paralelismo de línea de B.T. y línea de M.T. bajo tubo en arena.
PL020350	Paralelismo de líneas M.T. bajo tubo en arena.
PL020400	Paralelismo de línea M.T. con línea de comunicaciones directamente enterrada.
PL020450	Paralelismo de línea M.T. con línea de comunicaciones bajo en arena
PL020500	Paralelismo con canalización de alcantarillado directamente enterrada.
PL020550	Paralelismo con canalización de alcantarillado bajo tubo en arena.
PL020600	Paralelismo con canalización de agua o vapor de agua directamente enterrada.
PL020650	Paralelismo con canalización de agua o vapor de agua bajo tubo en arena.
PL020700	Paralelismo con canalización de gas directamente enterrada.
PL020750	Paralelismo con canalización de gas bajo tubo en arena.
PL020800	Paralelismo con fundaciones de otros servicios directamente enterrado
PL020850	Paralelismo con fundaciones de otros servicios bajo tubo en arena.
PL020900	Paralelismo con depósitos de carburante bajo tubo hormigonada

**Grupo 021: Cruzamientos**

PL021100	Cruzamientos de línea M.T. con vías públicas bajo tubo hormigonada.
PL021200	Cruzamiento de línea M.T. con vías de ferrocarril bajo tubo hormigonada
PL021300	Cruzamiento de línea M.T. con línea B.T. directamente enterrada.
PL021400	Cruzamiento de línea M.T. con línea B.T. bajo tubo en arena.
PL021500	Cruzamiento de línea M.T. con línea M.T. directamente enterrada.
PL021600	Cruzamiento de línea M.T. con línea M.T. bajo tubo en arena.
PL021700	Cruzamiento de línea M.T. con línea de comunicaciones bajo tubo en arena.
PL021800	Cruzamiento con canalización de gas o agua directamente enterrada
PL021850	Cruzamiento con canalización de gas o agua bajo tubo en arena
PL021900	Cruzamiento con canalización de alcantarillado directamente enterrada
PL021950	Cruzamiento con canalización de alcantarillado bajo tubo en arena

**Grupo 030: Empalmes y terminales**

PL030100	Empalme contráctil en frío para conductores con aislamiento seco para 15, 25 y 35 KV.
PL030200	Terminación exterior contráctil en frío para 15 KV.
PL030300	Terminación exterior contráctil en frío para 25 KV.
PL030400	Terminación exterior contráctil en frío para 35 KV.
PL030500	Terminación interior contráctil en frío para 15 KV y 25 KV
PL030600	Terminación interior contráctil en frío para 35 KV.

**Grupo 040: Conectores enchufables**

PL040100	Terminal acodado enchufable en carga. 15 KV 200 A
PL040200	Terminal acodado enchufable en carga. 25 y 35 KV 200 A
PL040300	Terminal atornillable en T sin carga. 15, 25 y 35 KV –600 A
PL040400	Terminal atornillable en T sin carga con reductor 600/200 A 15 y 25 KV –600 A
PL040500	Terminal atornillable en T sin carga con reductor 600/200 A 35 KV –600 A
PL040600	Borna insertable para terminal enchufable en carga. 15, 25 y 35 KV 200 A.
PL040700	Borna insertable doble para terminal enchufable en carga. 15, 25 y 35 KV –200 A.
PL040800	Borna de reducción 600-200 A para 15, 25 y 35 KV
PL040900	Borna de unión para terminal atornillable en T sin carga. 15, 25 y 35 KV 600 A
PL041000	Tapón de cierre aislante. 15, 25 y 35 KV – Serie 200 A
PL041100	Tapón de cierre aislante. 15, 25 y 35 KV – Serie 600 A
PL041200	Barra tres bornas enchufables en carga. 15, 25 y 35 KV 200 A
PL041300	Barra tres bornas atornillables en carga. 15, 25 y 35 KV 600 A
PL041400	Borna parking insertable para terminal enchufable 15, 25 y 35 KV – Serie 200 A.
PL041500	Borna parking insertable para terminal atornillable 15, 25 y 35 KV – Serie 600 A.
PL041600	Borna parking doble insertable para terminal enchufable 15, 25 y 35 KV – Serie 200 A.
PL041700	Borna parking insertable con p.a.t. para terminal enchufable 15, 25 y 35 KV – Serie 200 A.
PL041800	Borna parking insertable con p.a.t. para terminal atornillable 15, 25 y 35 KV – Serie 600 A.

**Grupo 050: Paso aéreo subterráneo**

PL050100	Paso aéreo-subterráneo trifásico 13,2 kV
PL050200	Paso aéreo-subterráneo trifásico 24,9 y 34,5 kV
PL050300	Derivación aérea-subterránea trifásica 13,2 kV con protección
PL050400	Derivación aérea-subterránea trifásica 24,9 y 34,5 kV con protección
PL050500	Derivación aérea-subterránea monofásica 13,2 kV con protección
PL050600	Derivación aérea-subterránea monofásica 24,9 y 34,5 kV con protección

**Nota:** Numeración de los planos

PL AAA B 00

PL: Plano

AAA: Grupo

B: Número correlativo del grupo

**Tabla 77. Índice de planos para líneas de BT**

CÓDIGO	TÍTULO
<b>Grupo 010: Canalizaciones</b>	
PL010100	Canalización de línea monofásica directamente enterrada
PL010150	Canalización de línea trifásica directamente enterrada
PL010200	Canalización de acometida bajo tubo en arena
PL010300	Canalización de línea monofásica bajo tubo en arena
PL010350	Canalización de línea trifásica bajo tubo en arena
PL010400	Canalización de acometida bajo tubo hormigonada
PL010500	Canalización de línea monofásica bajo tubo hormigonada
PL010550	Canalización de línea trifásica bajo tubo hormigonada
PL010600	Canalización de líneas bajo tubo hormigonada (varias capas)
<b>Grupo 020: Paralelismos</b>	
PL020100	Paralelismo de línea de B.T. y línea de M.T. directamente enterradas.
PL020200	Paralelismo de líneas B.T. directamente enterradas.
PL020300	Paralelismo de línea de M.T. y línea de B.T. bajo tubo en arena.
PL020350	Paralelismo de líneas B.T. bajo tubo en arena.
PL020400	Paralelismo de línea B.T. con línea de comunicaciones directamente enterrada.
PL020450	Paralelismo de línea B.T. con línea de comunicaciones bajo tubo en arena
PL020500	Paralelismo con canalización de alcantarillado directamente enterrada.
PL020550	Paralelismo con canalización de alcantarillado bajo tubo en arena.
PL020600	Paralelismo con canalización de agua o vapor de agua directamente enterrada.
PL020650	Paralelismo con canalización de agua o vapor de agua bajo tubo en arena.
PL020700	Paralelismo con canalización de gas directamente enterrada.
PL020750	Paralelismo con canalización de gas bajo tubo en arena.
PL020800	Paralelismo con fundaciones de otros servicios directamente enterrado
PL020850	Paralelismo con fundaciones de otros servicios bajo tubo en arena.
PL020900	Paralelismo con depósitos de carburante bajo tubo hormigonada

<b>Grupo 021: Cruzamientos</b>	
PL021100	Cruzamientos de línea B.T. con vías públicas bajo tubo hormigonada.
PL021200	Cruzamiento de línea B.T. con vías de ferrocarril bajo tubo hormigonada
PL021300	Cruzamiento de línea B.T. con línea M.T. directamente enterrada.
PL021400	Cruzamiento de línea B.T. con línea M.T. bajo tubo en arena.
PL021500	Cruzamiento de línea B.T. con línea B.T. directamente enterrada.
PL021600	Cruzamiento de línea B.T. con línea B.T. bajo tubo en arena.
PL021700	Cruzamiento de línea B.T. con línea de comunicaciones bajo tubo en arena.
PL021800	Cruzamiento con canalización de gas o agua directamente enterrada
PL021850	Cruzamiento con canalización de gas o agua bajo tubo en arena
PL021900	Cruzamiento con canalización de alcantarillado directamente enterrada
PL021950	Cruzamiento con canalización de alcantarillado bajo tubo en arena
<b>Grupo 030: Empalmes y terminales</b>	
PL030100	Terminal compresión bimetálico tipo pletina para líneas subterráneas de BT.
PL030200	Manguito de unión para líneas subterráneas de BT.
PL030300	
PL030400	
PL030500	
PL030600	
<b>Grupo 040: Paso aéreo subterráneo</b>	
PL040100	
PL040200	

**Nota:** Numeración de los planos

PL AAA B CC

PL: Plano

AAA: Grupo

B: Número correlativo del grupo

CC: Versión del plano

**Tabla 78. Índice de planos para CT y CS**

CÓDIGO	TÍTULO
<b>Grupo 010: CT y CS tipo Pad-Mounted de exterior</b>	
PL010100	Plataforma con depósito de recogida de aceite
PL010200	Plataforma sin depósito de recogida de aceite
CT monofásico Pad-Mounted 13,2, 24,9 y 34,5 kV - 50/100/167 kVA	
PL010300(A)	Envolvente metálica
PL010300(B)	Centro de transformación
PL010300(C)	Esquema unifilar
CT trifásico fin de línea tipo Pad-Mounted 13,2, 24,9 y 34,5 kV - 150/300kVA	
PL010400(A)	Envolvente metálica
PL010400(B)	Centro de transformación
PL010400(C)	Esquema unifilar
CT trifásico fin de línea tipo Pad-Mounted 13,2, 24,9 y 34,5 kV - 500/750 kVA	
PL010450(A)	Envolvente metálica
PL010450(B)	Centro de transformación
PL010450(C)	Esquema unifilar
CT trifásico entrada-salida tipo Pad-Mounted 13,2, 24,9 y 34,5 kV-150/300kVA	
PL010500(A)	Envolvente metálica
PL010500(B)	Centro de transformación
PL010500(C)	Esquema unifilar
CT trifásico entrada-salida tipo Pad-Mounted 13,2, 24,9 y 34,5 kV -500/750 kVA	
PL010550(A)	Envolvente metálica
PL010550(B)	Centro de transformación
PL010550(C)	Esquema unifilar
CS simple tipo Pad-Mounted para 13,2 kV -600 A, 24,9 y 34,5 kV - 400 A	
PL010600(A)	Envolvente metálica.
PL010600(B)	Centro de seccionamiento
PL010600(C)	Esquema unifilar
CS 3L3 tipo Pad-Mounted para 13,2 kV - 600 A, 24,9 y 34,5 kV - 400 A.	
PL010700(A)	Envolvente metálica.
PL010700(B)	Centro de seccionamiento
PL010700(C)	Esquema unifilar
CS 4L4 tipo Pad-Mounted para 13,2 kV - 600 A, 24,9 y 34,5 kV - 400 A.	
PL010800(A)	Envolvente metálica.
PL010800(B)	Centro de seccionamiento
PL010800(C)	Esquema unifilar

<p><b>Grupo 020:</b> CS con envolvente de hormigón</p> <p>CS 3L3 con envolvente de hormigón para 13,2 - 600 A, 24,9 y 34,5 kV - 400 A.</p> <p>PL020100(A) Centro de seccionamiento</p> <p>PL020100(B) Esquema unifilar</p> <p>CS 4L4 con envolvente de hormigón para 13,2 kV - 600 A, 24,9 y 34,5 kV - 400 A.</p> <p>PL020200(A) Centro de seccionamiento</p> <p>PL020200(B) Esquema unifilar</p>	
<p><b>Grupo 030:</b> Distancias de seguridad</p> <p>PL030100 Delimitación de la zona de trabajo e inspección.</p> <p>PL030200 Protección del CT o CS en zona de Parking</p> <p>PL030300 Distancias a edificios, bordillos, ventanas y puertas.</p> <p>PL030400 Distancias a depósitos de combustible</p> <p>PL030500 Distancia a contenedores de basuras</p>	
<p><b>Grupo 040:</b> Disposición del CT o CS de interior</p> <p>PL040100 CT o CS de interior</p> <p>PL040200 Puerta de acceso a CT ó CS de interior</p> <p>PL040300 Modulo de ventilación</p>	
<p><b>Grupo 050:</b> Bornas M.T.</p> <p>PL050100 Borna atornillable 600 A-13,2, 24,9 y 34,5 kV</p> <p>PL050200 Borna tipo pozo (Bushing-well) 200 A-13,2, 24,9 y 34,5 kV</p>	

**Nota:** Numeración de los planos PL AAA B CC

PL: Plano

AAA: grupo

B: número correlativo del grupo

CC: versión del plano

## 21 CAJAS DE DERIVACIÓN SUBTERRÁNEA

### 21.1. Introducción

La presente sección contiene los criterios empleados para la normalización de la Caja de Derivación Subterránea. Esta caja será utilizada en todas las lotificaciones y/o urbanizaciones subterráneas que se desarrollen en la Zona de Concesión de Gas Natural Fenosa.

En particular las redes subterráneas de BT que utilicen cajas de derivación subterránea estarán compuestas de líneas BT que se conectan a la caja mediante conectores pletina y de las acometidas proyectadas a servir por el diseño. Como máximo se permitirán 9 acometidas conectadas a la caja.

En lotificaciones solo se proyectara la red hasta la caja de derivación, dejando provisto ductos sellados con una longitud de 50 cm desde la paredilla donde se ubicara la caja de derivación para su posterior interconexión con las diferentes acometidas.

### 21.2. Objetivos

El objetivo de este informe es establecer de forma prioritaria el uso de las cajas de derivación en los diseño de Urbanizaciones y/o Lotificaciones que se proyectan con Red Subterránea.

En conclusión las redes que emplean cajas de derivación Subterránea nos ofrecen, entre sus múltiples ventajas, confiabilidad y segura con la mínima cantidad de elementos y obra civil, lo cual facilita el desarrollo y mantenimiento de los diferentes proyectos.

### 21.3. Topología de Redes

A continuación se analizaran las diferentes topologías de redes que pueden en un momento en particular ser empleadas para el diseño de una Urbanización y/o Lotificación.

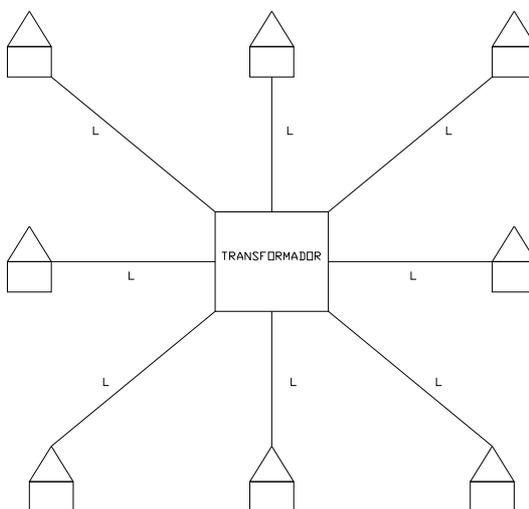
Cada topología ha sido evaluada tomando como referencia la peor condición posible en campo, es decir:

1. Las acometidas se dirigen en diferente dirección.
2. La longitud desde el punto de alimentación y el punto de entrega son iguales para cada acometida.

3. Los conductores a emplear para cada acometida serán de igual calibre para cada condición y unipolares.

#### 21.4. Acometidas sin ducto futuro

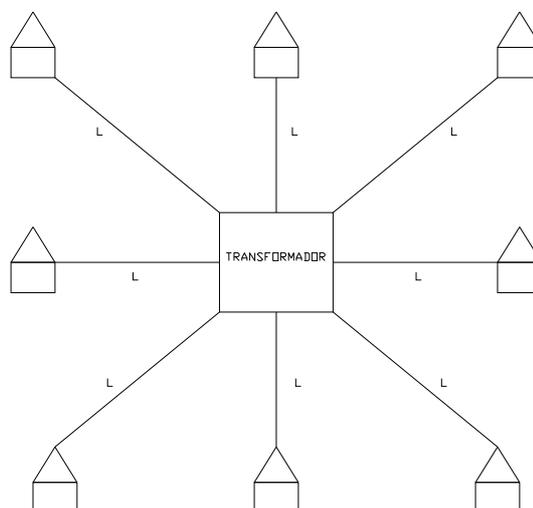
Figura 1, esta configuración consiste en que todas las acometidas se derivaran directamente de las bornas de baja tensión del transformador, sin incluir un ducto libre para futuras ampliaciones. Las longitudes acometidas que han sido analizadas son 10, 30, 50 y 70 metros desde el transformador hasta el punto de entrega (terminales de fuente del medido o el Interruptor principal).



**Figura 1**

#### 21.5. Acometidas con ducto futuro

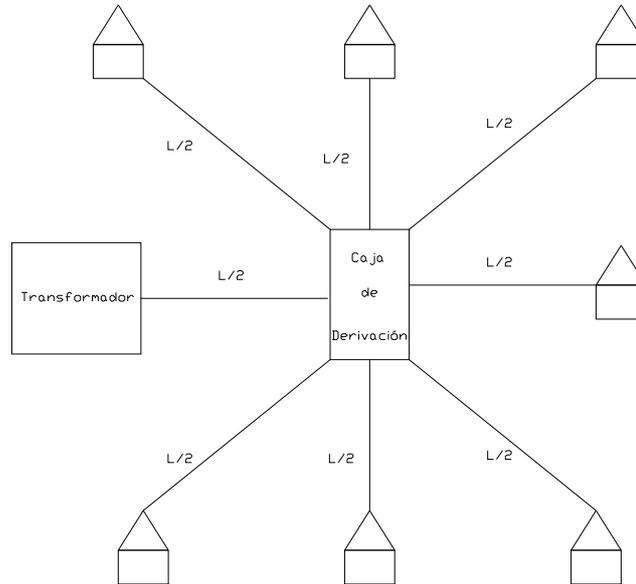
Figura 2, esta configuración consiste en que todas las acometidas se derivaran directamente de las bornas de baja tensión del transformador, y cada canalización incluye un ducto libre para futuras ampliaciones. Las longitudes acometidas que han sido analizadas son 10, 30, 50 y 70 metros desde el transformador hasta el punto de entrega (terminales de fuente del medido o el Interruptor principal).



**Figura 2**

### 21.6. Caja de Derivación

Figura 3, esta configuración consiste en acometida que se derivan de la caja de derivación subterránea. La ubicación de la Caja para la peor condición se estima a la mitad del recorrido del circuito, es decir, desde el transformador hasta el punto de entrega. Las longitudes que han sido analizadas son 5, 15, 25 y 35 metros de acometida desde la caja de hasta el punto de entrega (terminales de fuente del medidor o el Interruptor principal) mas la longitud de la red de BT con canalización libre para futuras ampliaciones.



**Figura 3**

### 21.7. Consideraciones Generales

Los conductores normalizados para redes y acometidas subterráneas de BT son #2, 1/0, 4/0 y 500 MCM. El uso de estos conductores, de acuerdo con las topologías de redes antes expuestas, quedara definido por la intensidad máxima permisible del conductor y el transformador, es decir que la intensidad máxima del transformador no debe superar la del conductor en un periodo definido.

En vista de lo antes mencionado al realizar los cálculos de intensidad para los transformadores normalizados obtenemos lo siguiente:

**Tabla 79. Secciones mínimas de conductores por Transformador**

<b>TRANSFORMADOR MONOFÁSICO</b>					
<b>POTENCIA (kW)</b>	<b>TENSIÓN B.T. (V)</b>	<b>U<sub>cc</sub> (%)</b>	<b>I<sub>cc</sub> (A)</b>	<b>SECCIÓN MÍNIMA (mm<sup>2</sup>)</b>	
				<b>Con fusible B.T.</b>	<b>Protecc. trafo.</b>
<b>50</b>	240	3	6944	1/0 AWG	1/0 AWG
<b>100</b>	240	3	13889	4/0 AWG	4/0 AWG
<b>167</b>	240	5	13917	4/0 AWG	4/0 AWG
<b>TRANSFORMADOR TRIFÁSICO</b>					
<b>150</b>	208	5	8337	1/0 AWG	4/0 AWG
<b>300</b>	208	5	16674	4/0 AWG	500 MCM
<b>500</b>	208	5	27790	500 MCM	500 MCM
<b>750</b>	208	5,75	36248	500 MCM	500 MCM[*]

[\*] Para el caso del conductor 500 MCM en B.T. del trafo de 750 KVA, el tiempo máximo de duración del cortocircuito será como máximo de 0,42 segundos.

Como podemos apreciar en la Tabla 79 dependiendo del transformador, se define la sección mínima del conductor que puede ser conectado directamente a las bornas, lo cual nos indica que para conductores de menor sección se debe emplear la caja de derivación subterránea.

#### 21.8. Montaje de Cajas de Derivación

##### 21.9.1. Capacidad de la caja

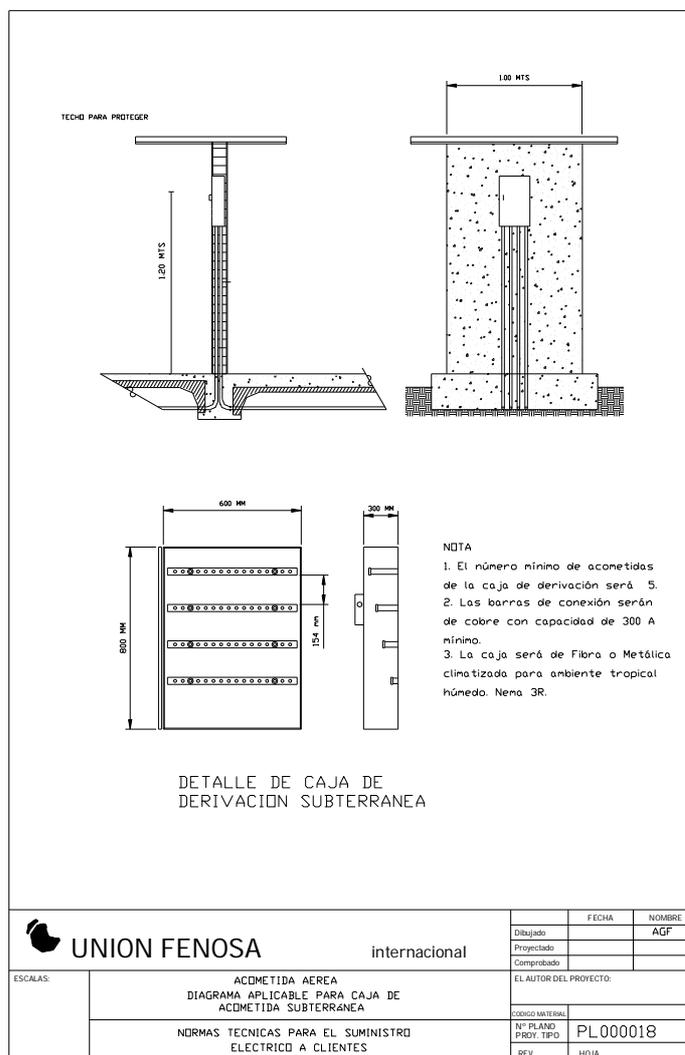
La caja de derivación subterránea es una caja resistente a la intemperie que presenta las siguientes dimensiones 800 x 600 x 300 mm. Mas que sus limitaciones en cuanto a capacidad, por las barras de 400 y 800 amperios utilizadas para derivar las diferentes acometidas. La caja de derivación subterránea presenta limitaciones en cuanto a la cantidad de ductos o acometidas que pueden conectarse a está, debido a ello el número de ductos a conectar será el mostrado en la Tabla 80:

**Tabla 80. Capacidad de conexión de la Caja de Derivación Subterránea**

<b>Ductos de Alimentadores</b>	<b>Número máximo de acometidas</b>
2 x 110 mm (4")	9 x 60 mm (2")
2 x 110 mm (4")	8 x 110 mm (4")
3 x 110 mm (4")	9 X 60 mm (2")
3 x 110 mm (4")	6 x 110 mm (4)

##### 21.9.2. Montaje

La Caja de Derivación se debe instalar en una paredilla de hormigón de acuerdo al a siguiente figura:



**Figura 4.**

La Caja de Derivación Subterránea debe ser instalada en un punto cercano a las diferentes cargas. Esta debe ser ubicada dentro de la servidumbre pública y puede ser monofásica o trifásica de acuerdo con las necesidades.

Durante el montaje de la caja de derivación subterránea se debe contemplar todas las salidas o acometidas a alimentar de está, es decir, se deben instalar todos los ductos a utilizar para su posterior conexión con las diferentes acometidas o ductos llegante.

Las conexiones de la Red de BT se realizarán en las tres (3) primeras perforaciones a mano izquierda de acuerdo con la figura 1 y se fijan mediante arandela, pernos de ½" x 2" de acero inoxidable y terminales tipo pletina. Las acometidas se interconectarán en las siguientes nueve (9) perforaciones de igual forma manteniendo un orden de conexionado de izquierda a derecha.

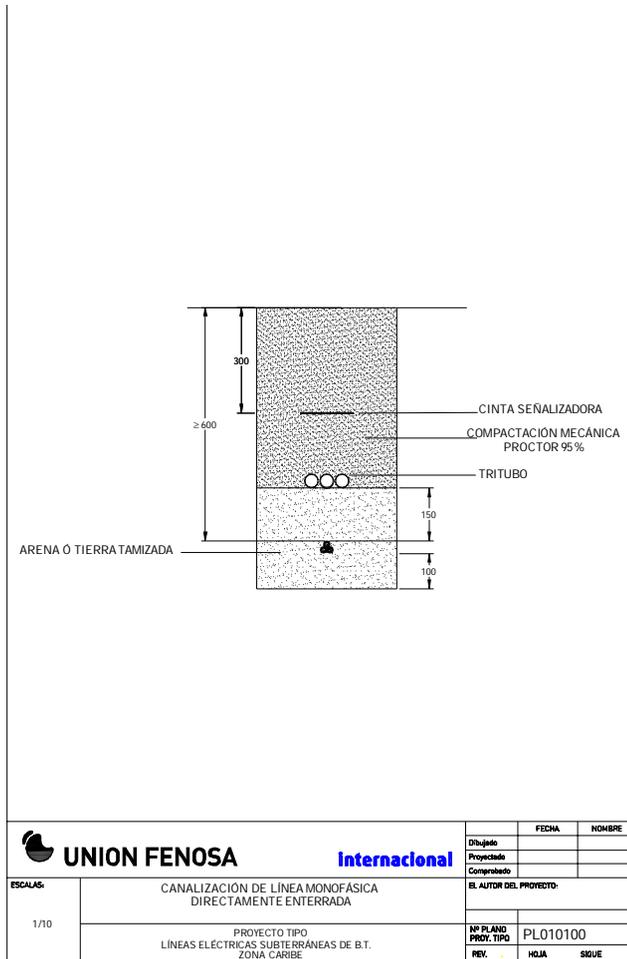
#### 21.9. Alimentación

La alimentación de la Caja de Derivación de Subterránea será por medio de conductores unipolares de aluminio 500 MCM, el cual se conecta directamente al trafo mediante conectores tipo pletina de un hueco. Dependiendo de la capacidad requerida se emplearán 1 o dos conductores por fase para alimentar las barras de la caja de derivación manteniendo un ducto libre como futuro.

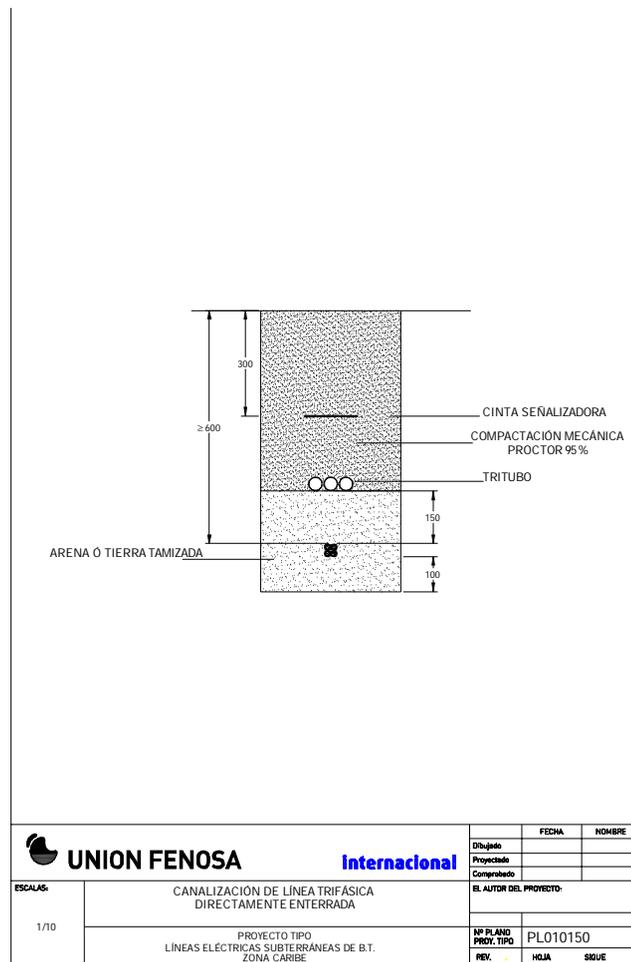
La capacidad de la barra quedará determinada de acuerdo con la carga de diseño suministrada y los coeficientes de simultaneidad esbozados en el PP.TT de líneas subterráneas de baja tensión.

#### 21.10. Conclusiones

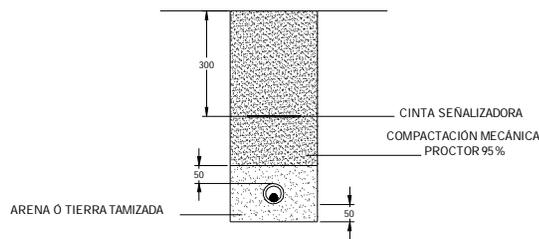
1. Eliminar el ducto libre como futuro en las acometidas.
2. Todo proyecto subterráneo donde se pretenda suministrar servicio a 5 acometidas se derivará de la caja de derivación subterránea, de lo contrario se debe derivar directamente del transformador sin ducto libre.
3. La caja de derivación subterránea debe ubicarse lo más próxima a los puntos de consumo, reduciendo al máximo las longitudes de las acometidas.
4. Los interruptores principales hasta 200 amperios o menos podrán ser conectados a la caja de derivación subterránea



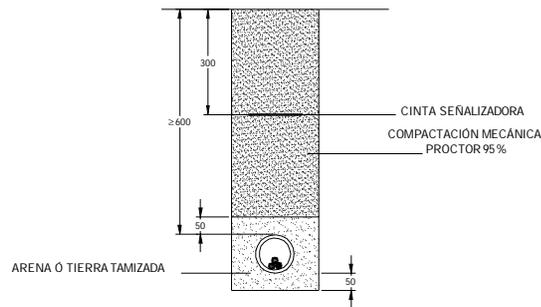
 	<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td>Dibujado</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Proyectado</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Comprobado</td> <td></td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE	Dibujado		Proyectado		Comprobado					
	FECHA	NOMBRE											
	Dibujado												
Proyectado													
Comprobado													
<table border="1"> <tr> <th>ESCALAS:</th> <th>EL AUTOR DEL PROYECTO:</th> </tr> <tr> <td>1/10</td> <td></td> </tr> </table>	ESCALAS:	EL AUTOR DEL PROYECTO:	1/10		<table border="1"> <tr> <th>NO PLANO</th> <th>PL010100</th> </tr> <tr> <th>PROY. TIPO</th> <th>REV.</th> </tr> <tr> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <th>HOJA</th> <th>SIGUE</th> </tr> </table>	NO PLANO	PL010100	PROY. TIPO	REV.			HOJA	SIGUE
ESCALAS:	EL AUTOR DEL PROYECTO:												
1/10													
NO PLANO	PL010100												
PROY. TIPO	REV.												
HOJA	SIGUE												
<p>CANALIZACIÓN DE LÍNEA MONOFÁSICA DIRECTAMENTE ENTERRADA</p> <p>PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE</p>													



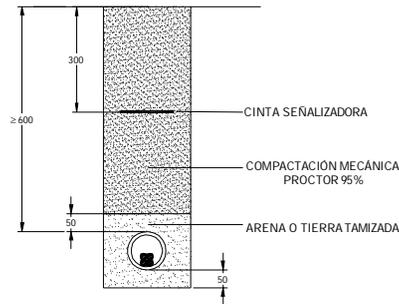
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA DIRECTAMENTE ENTERRADA		Nº PLANO PROY. TIPO	PL010150
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



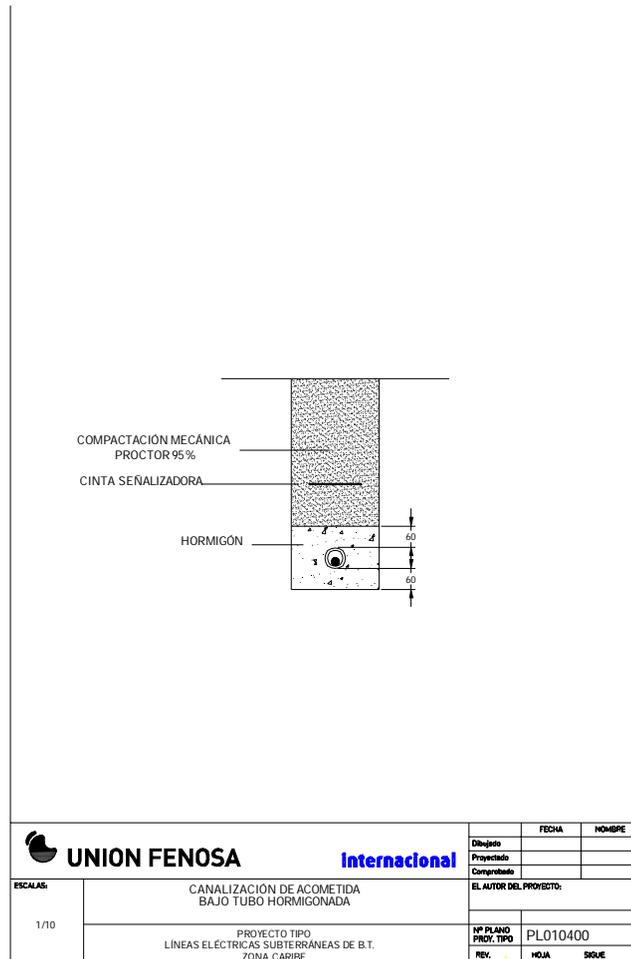
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyecto	
<b>ESCALAS:</b> 1/10	CANALIZACIÓN DE ACOMETIDA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010200
		REV.	HOJA SIGUE



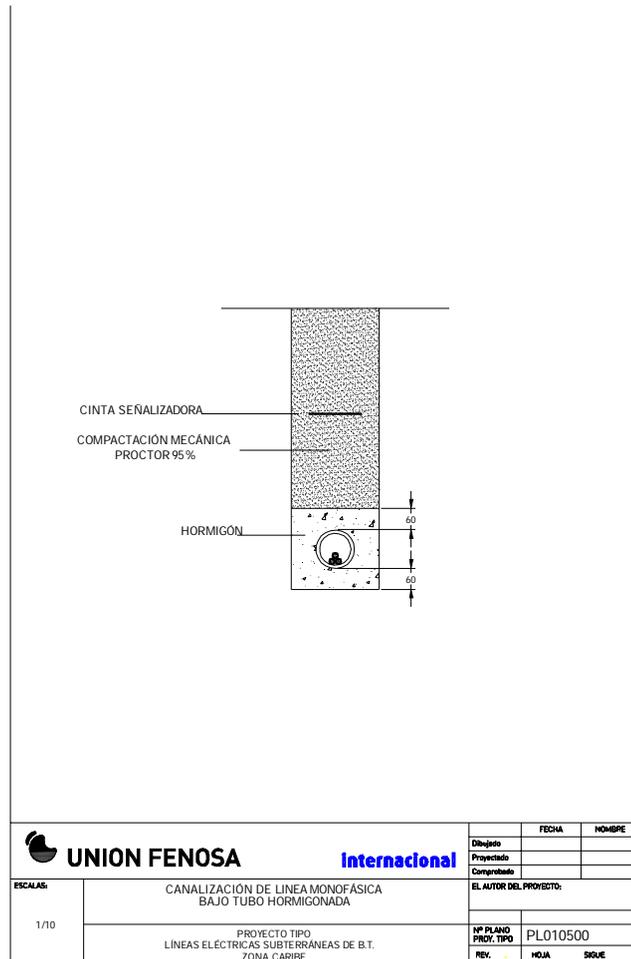
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Construido		
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA MONOFÁSICA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010300	
		REV.	NOJA	SIGUE



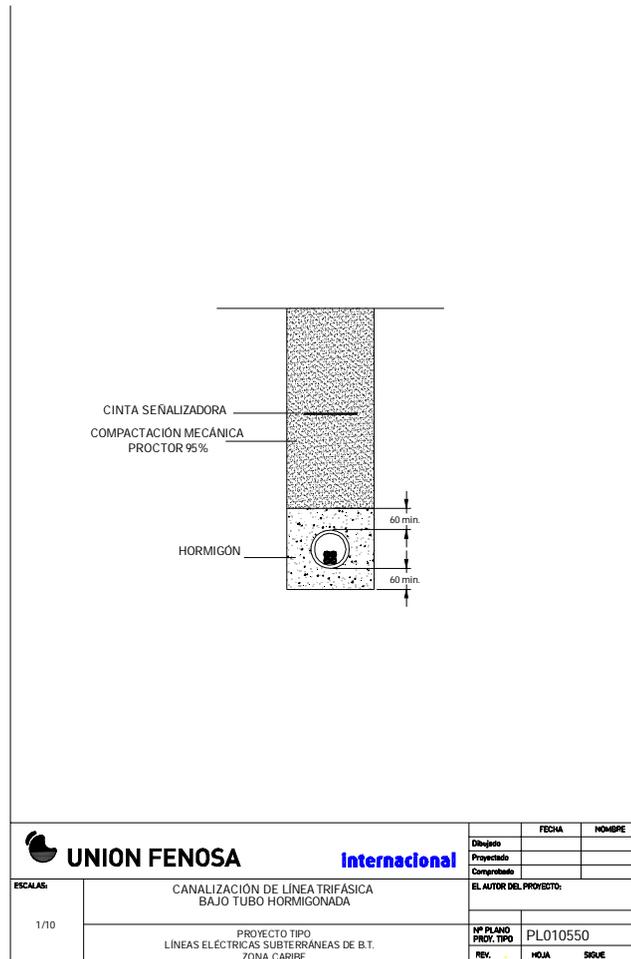
 	<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE						
	FECHA	NOMBRE							
<table border="1"> <tr> <td>                 DISEÑADO                  PROYECTADO                  CONCRETADO             </td> <td> </td> </tr> </table>	DISEÑADO PROYECTADO CONCRETADO								
DISEÑADO PROYECTADO CONCRETADO									
EL AUTOR DEL PROYECTO:									
ESCALAS: 1/10	<table border="1"> <tr> <td>                 CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA                  BAJO TUBO EN ARENA             </td> <td>                 EL AUTOR DEL PROYECTO:             </td> </tr> <tr> <td>                 PROYECTO TIPO                  LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T.                  ZONA CARIBE             </td> <td> <table border="1"> <tr> <td>                             Nº PLANO                              PROY. TIPO                         </td> <td>                             PL010350                         </td> </tr> <tr> <td>                             REV.                         </td> <td>                             HOJA      SIGUE                         </td> </tr> </table> </td> </tr> </table>	CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	<table border="1"> <tr> <td>                             Nº PLANO                              PROY. TIPO                         </td> <td>                             PL010350                         </td> </tr> <tr> <td>                             REV.                         </td> <td>                             HOJA      SIGUE                         </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010350	REV.	HOJA      SIGUE
CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:								
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	<table border="1"> <tr> <td>                             Nº PLANO                              PROY. TIPO                         </td> <td>                             PL010350                         </td> </tr> <tr> <td>                             REV.                         </td> <td>                             HOJA      SIGUE                         </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010350	REV.	HOJA      SIGUE				
Nº PLANO PROY. TIPO	PL010350								
REV.	HOJA      SIGUE								



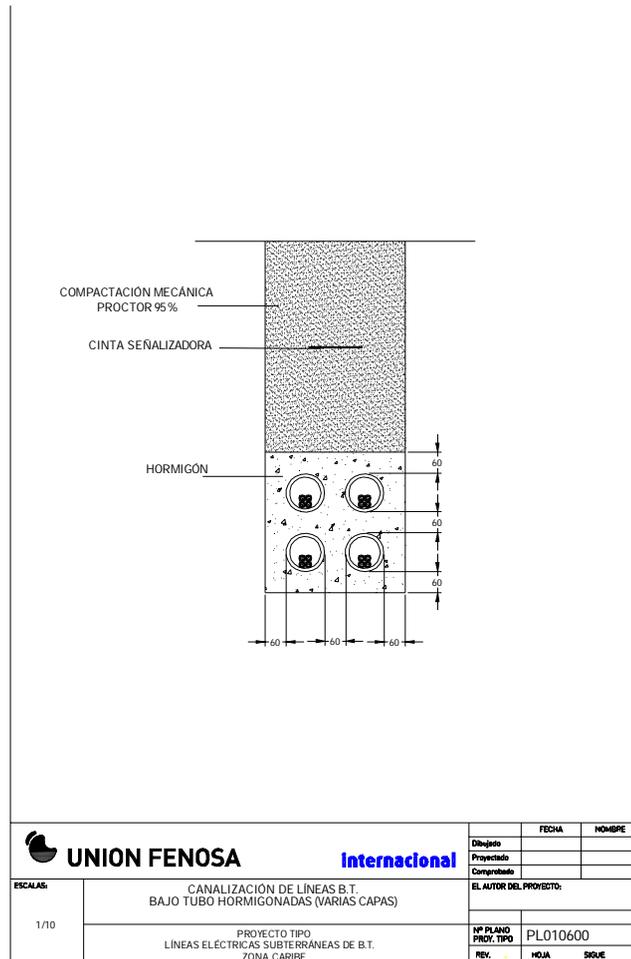
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>	
CANALIZACIÓN DE ACOMETIDA BAJO TUBO HORMIGONADA		<b>Nº PLANO</b> PROJ. TIPO	PL010400
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



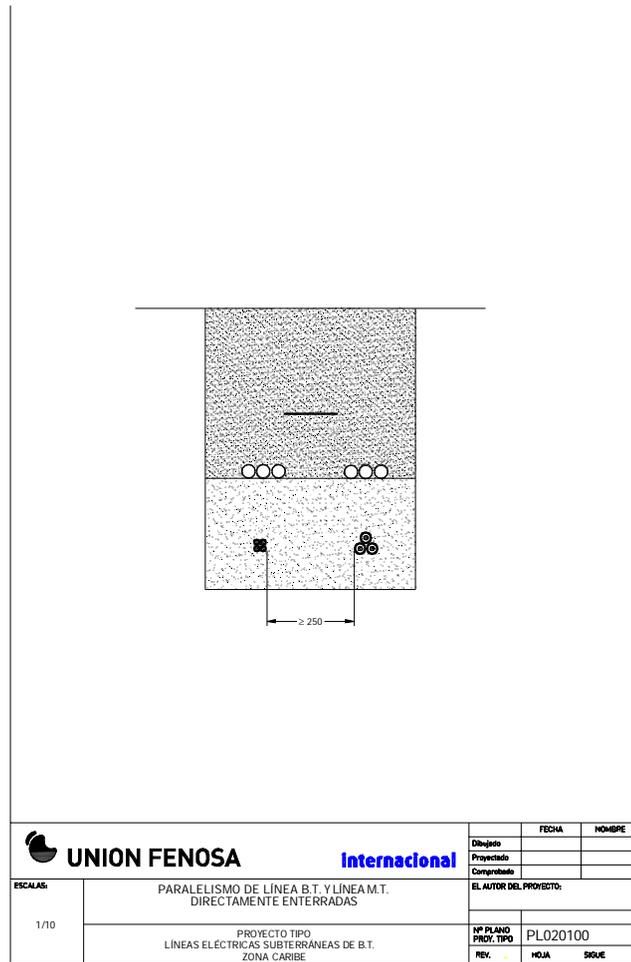
	<b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
			Diseño	
			Proyectado	
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA MONOFÁSICA BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10		PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL010500	REV. NOJA SIGUE



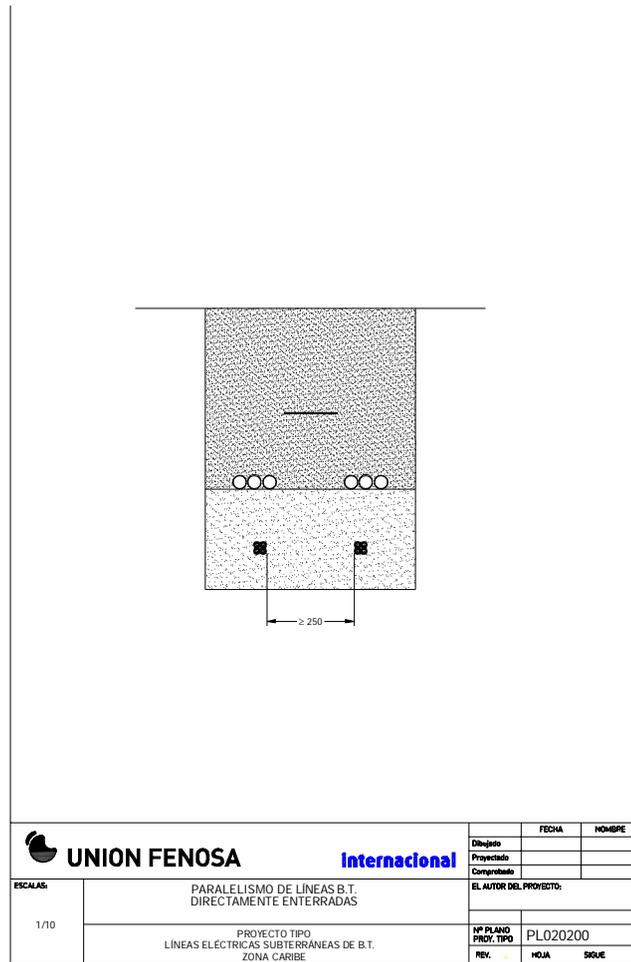
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA BAJO TUBO HORMIGONADA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL010550
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



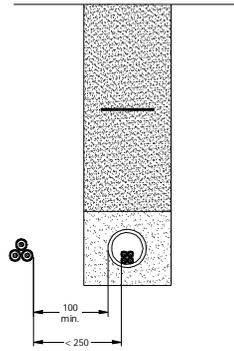
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>	
CANALIZACIÓN DE LINEAS B.T. BAJO TUBO HORMIGONADAS (VARIAS CAPAS)		<b>Nº PLANO</b> PROJ. TIPO	PL010600
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	NOJA    SIGUE



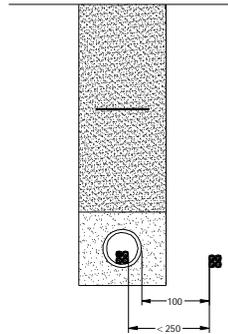
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS:	PARALELISMO DE LÍNEA B.T. Y LÍNEA M.T. DIRECTAMENTE ENTERRADAS	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020100
		REV.	NOVA SIGUE



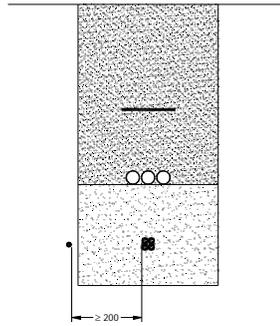
	<b>INTERNACIONAL</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseñado	
		Proyectado	
Construido		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
ESCALAS:	PARALELISMO DE LINEAS B.T. DIRECTAMENTE ENTERRADAS	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020200
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	REV.	HOJA SIGUE



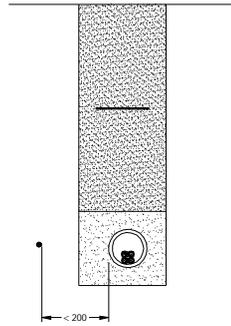
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTO		
		CORRECCIÓN		
ESCALAS:	PARALELISMO DE LÍNEA M.T. Y LÍNEA B.T. BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020300	
		REV.	HOJA	SIGUE



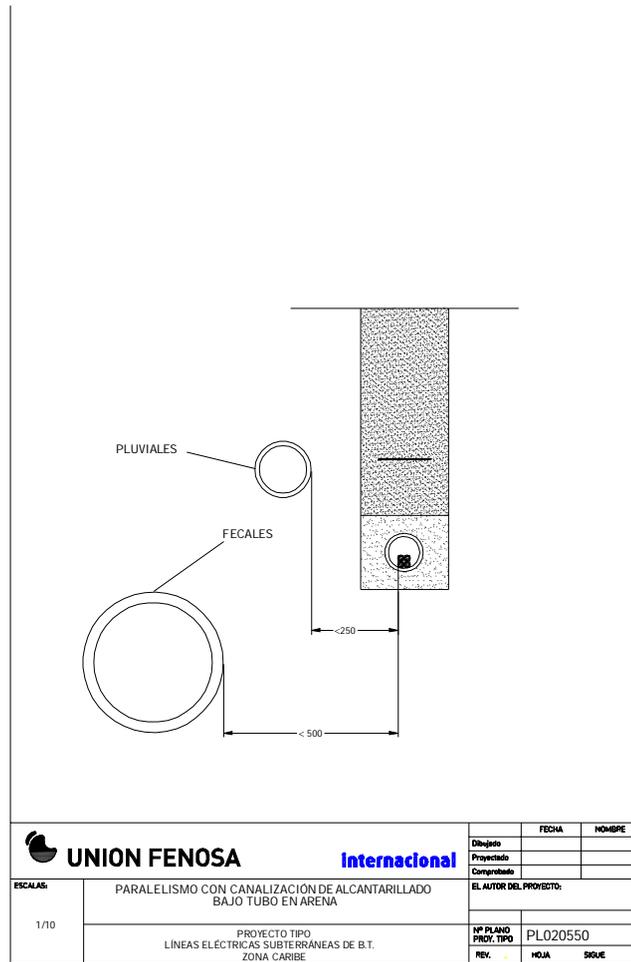
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto		
		Comprobado		
ESCALAS:	PARALELISMO DE LINEAS B.T. BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020350	
		REV.	NOJA	SIGUE



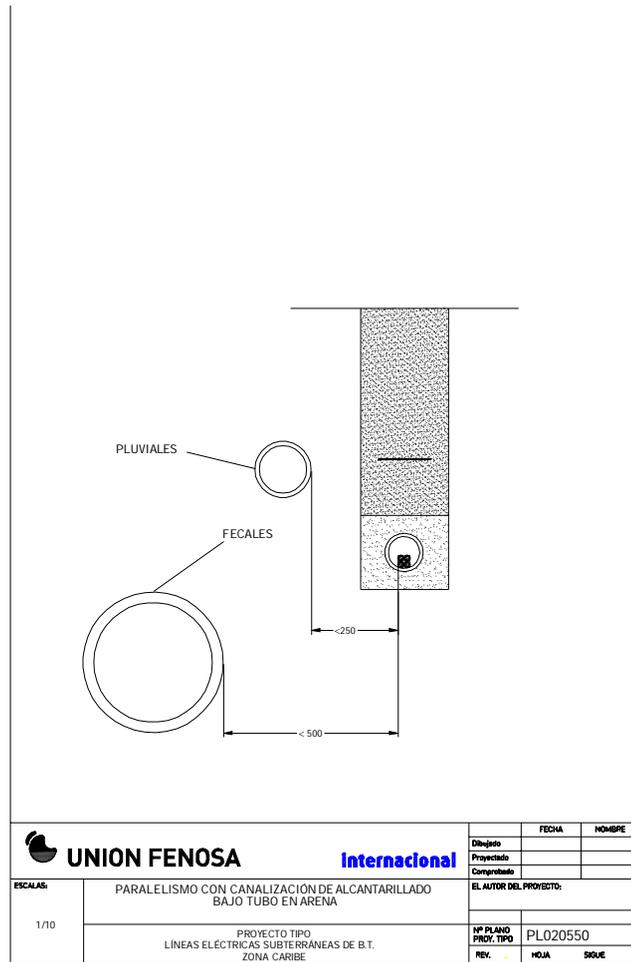
	<b>INTERNACIONAL</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseñado	Proyecto
Escalado	Corregido	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10	PARALELISMO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA DE COMUNICACIONES DIRECTAMENTE ENTERRADA	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020400
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	REV.	HOJA SIGUE



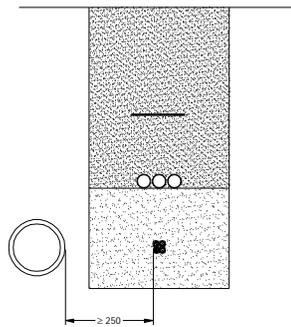
	<b>INTERNACIONAL</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseñado	Proyecto
Escalado	Corregido	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10	PARALELISMO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA DE COMUNICACIONES BAJO TUBO EN ARENA	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020450
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	REV.	NOVA SÍGUE



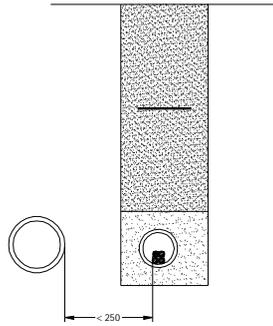
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	Fecha	Nombre
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO BAJO TUBO EN ARENA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020550
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



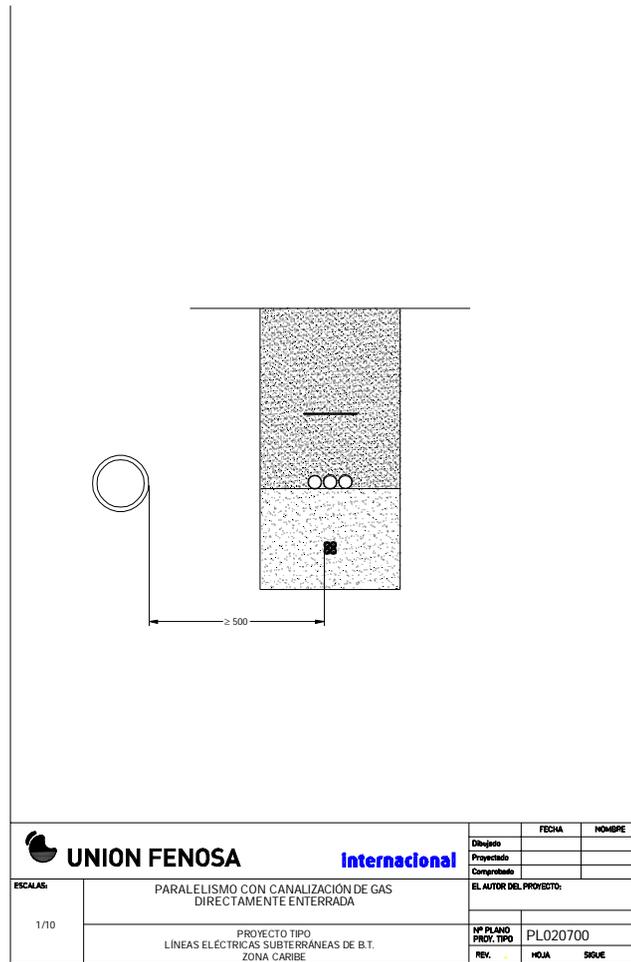
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	Fecha	Nombre
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO BAJO TUBO EN ARENA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020550
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



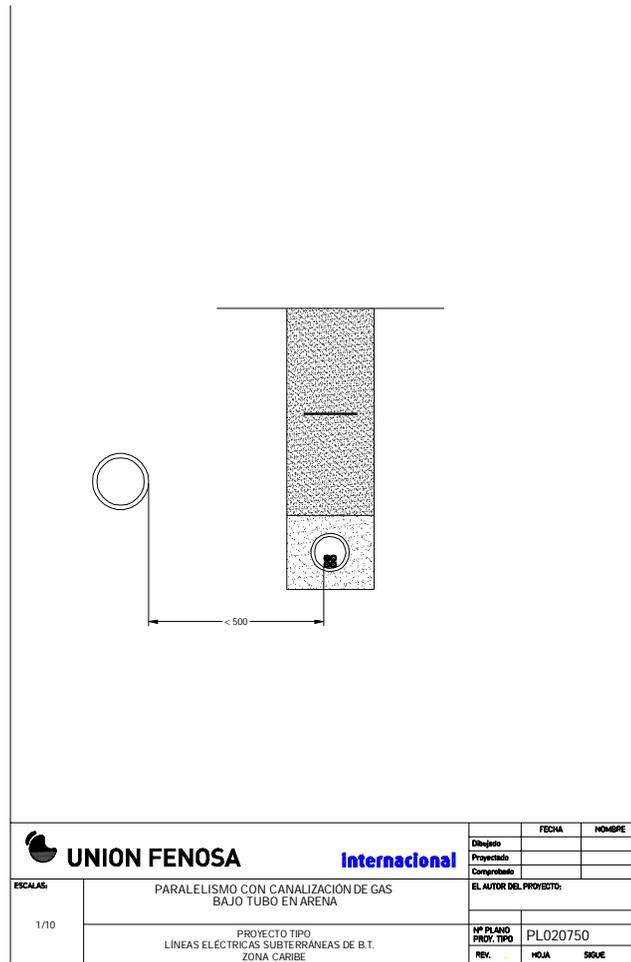
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO	FECHA	NOMBRE
ESCALAS:	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE AGUA O VAPOR DE AGUA DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020600	
		REV.	NOJA	SIGUE



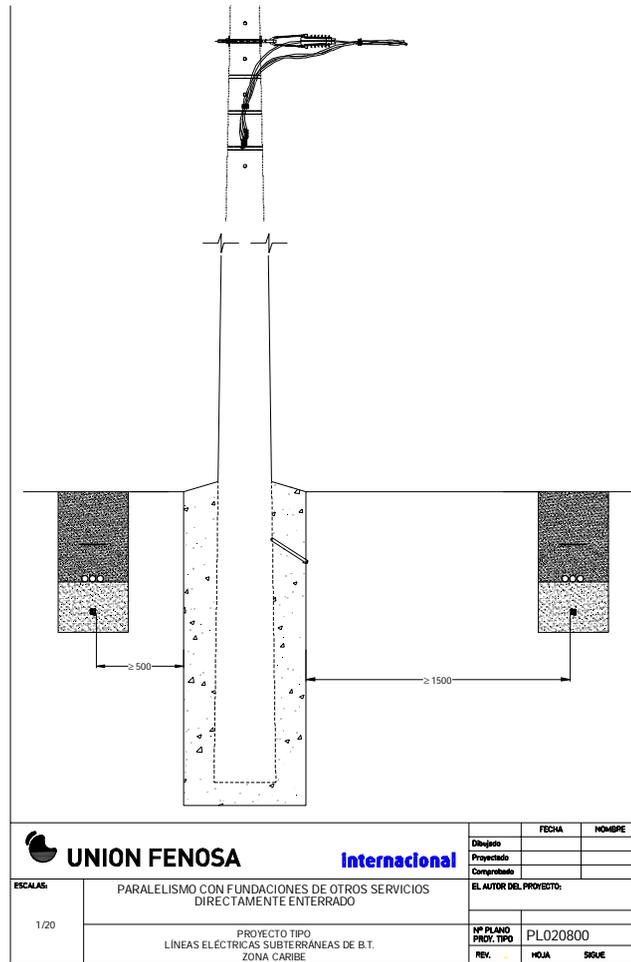
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto		
ESCALAS:		EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE AGUA O VAPOR DE AGUA BAJO TUBO EN ARENA	Nº PLANO PROY. TIPO: PL020650		
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	REV.	HOJA	SIGUE

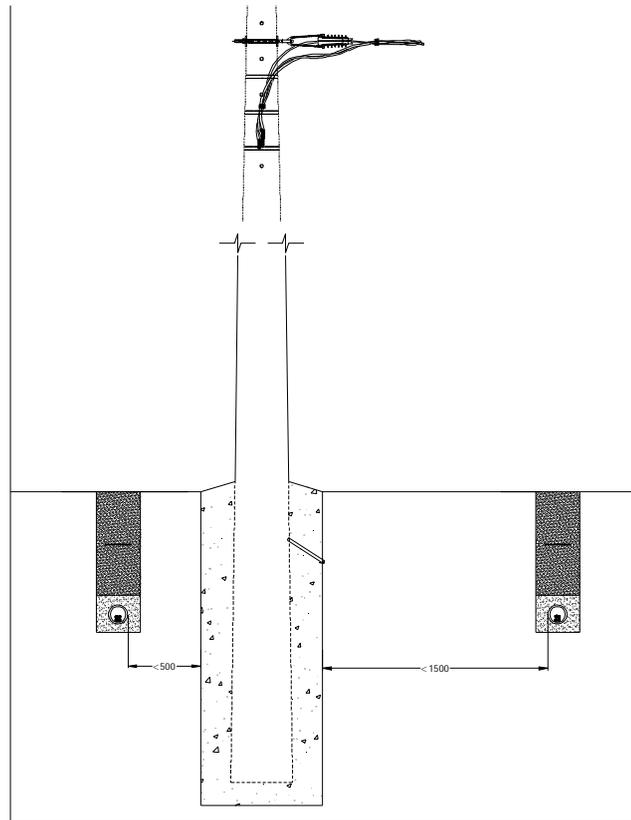


	<b>INTERNACIONAL</b>	FECHA	NOMBRE
		Dibujado	
		Proyectado	
<b>ESCALAS:</b> 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACION DE GAS DIRECTAMENTE ENTERRADA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020700
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE

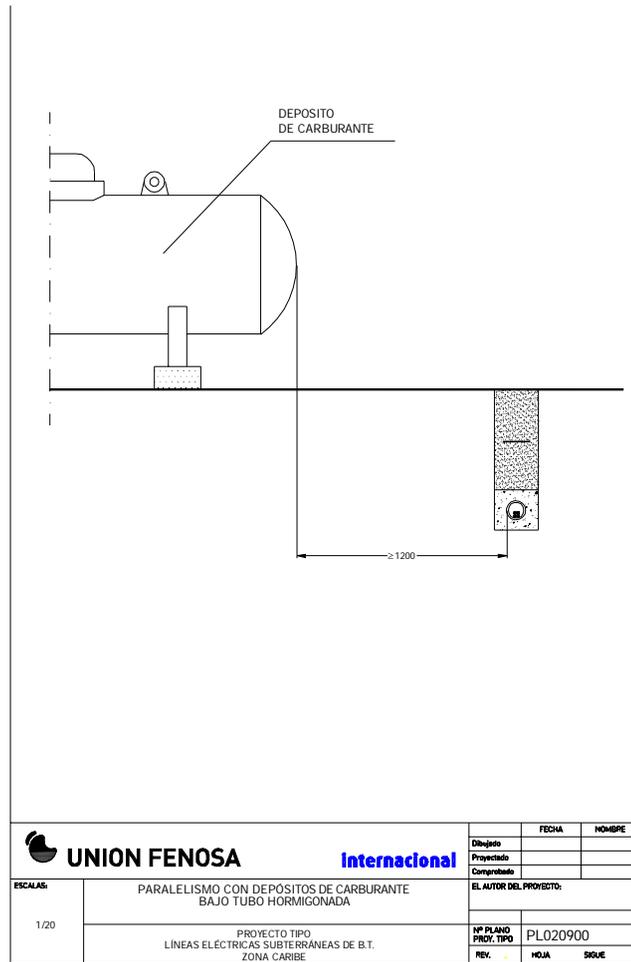


	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO		
		CORREGIDO		
ESCALAS:	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE GAS BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020750	
		REV.	NOJA	SIGUE

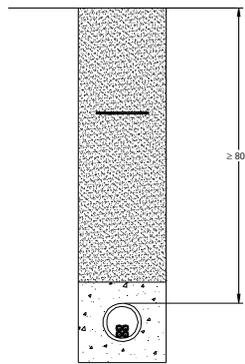




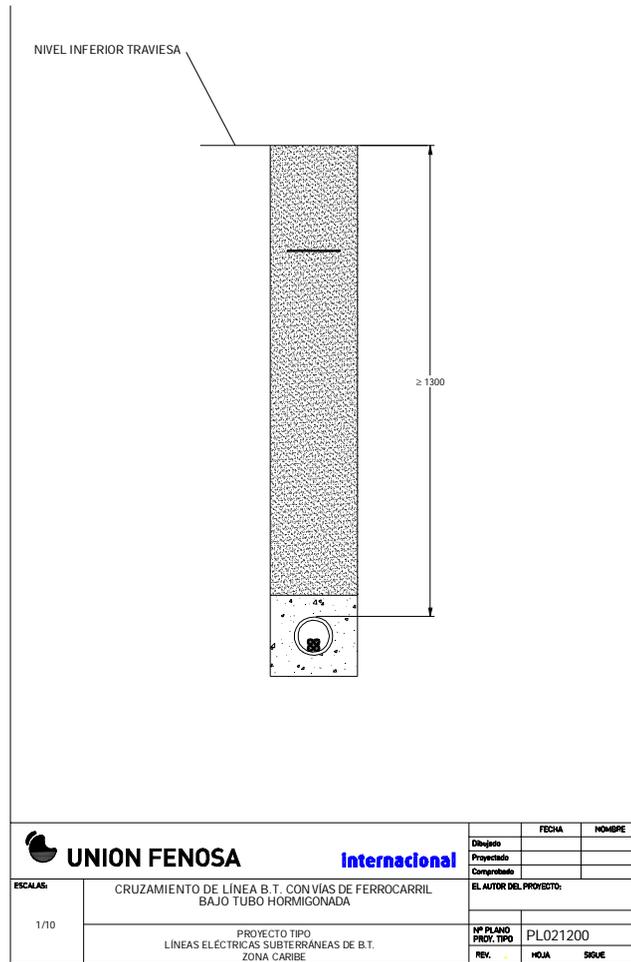
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑADO	FECHA	NOMBRE		
		PROYECTADO	EL AUTOR DEL PROYECTO:	COMPROBADO		
ESCALAS: 1/20	PARALELISMO CON FUNDACIONES DE OTROS SERVICIOS BAJO TUBO EN ARENA	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020850	REV.	HOJA	SIGUE
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE					



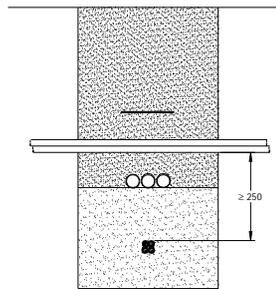
	<b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
			Diseño	
			Proyectado	
ESCALAS:	PARALELISMO CON DEPÓSITOS DE CARBURANTE BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/20	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL020900	REV.	NOVA
			SIGUE	



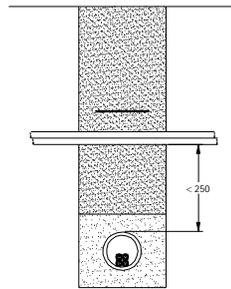
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO		
		CORREGIDO		
ESCALAS:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA B. T. CON VÍAS PÚBLICAS BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B. T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021100	
		REV.	NOJA	SIGUE



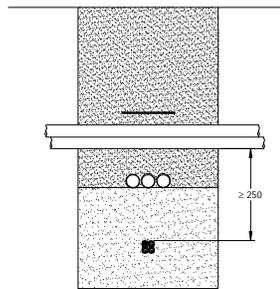
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Comprobado		
ESCALAS:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON VÍAS DE FERROCARRIL BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021200	
		REV.	NOVA	SIGUE



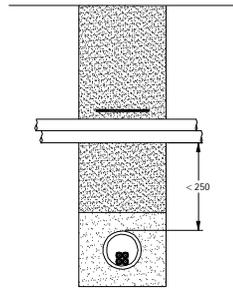
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujó	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>		
CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA B.T. DIRECTAMENTE ENTERRADA		<b>Nº PLANO</b> PROY. TIPO	PL021300	
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEA DE B.T. ZONA CARIBE		<b>REV.</b>	<b>NOJA</b>	<b>SIGUE</b>



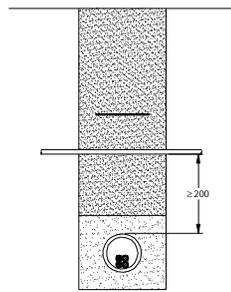
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto	Fecha	Nombre
Escalas:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA B.T. BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEA DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021400	
		REV.	NOVA	SIGUE



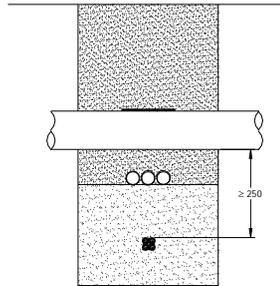
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA B.T. DIRECTAMENTE ENTERRADA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021500
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



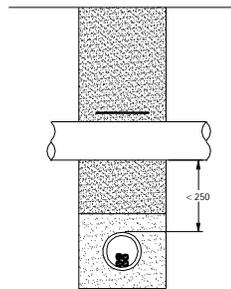
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto		
ESCALAS:		EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA B.T. BAJO TUBO EN ARENA	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021600	
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	REV.	NOJA	SIGUE



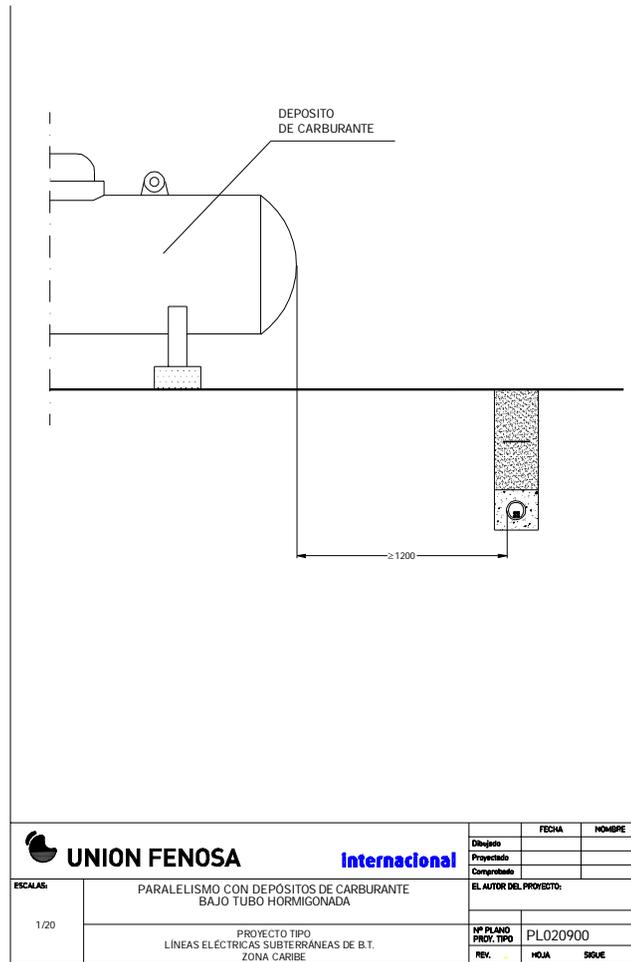
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO	FECHA	NOMBRE
ESCALAS:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA B.T. CON LÍNEA DE COMUNICACIONES BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021700	
		REV.	NOVA	SIGUE



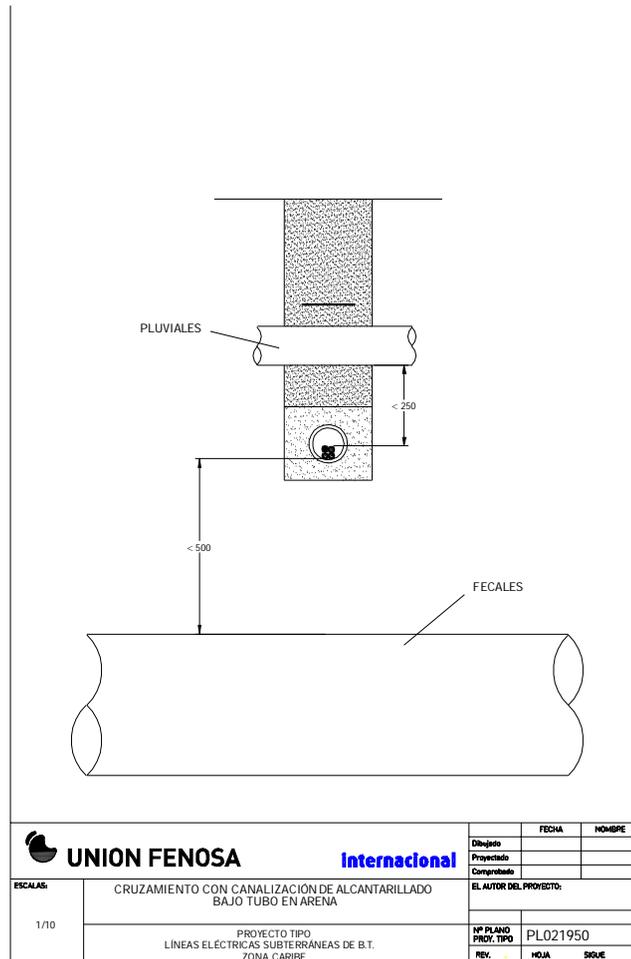
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE		
		FECHA	NOMBRE			
<table border="1"> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>						
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b> _____ _____ _____				
CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA DIRECTAMENTE ENTERRADA		<table border="1"> <tr> <td> <b>Nº PLANO PROY. TIPO</b> </td> <td> <b>PL021800</b> </td> </tr> <tr> <td> <b>REV.</b> </td> <td> <b>NOVA SIGUE</b> </td> </tr> </table>	<b>Nº PLANO PROY. TIPO</b>	<b>PL021800</b>	<b>REV.</b>	<b>NOVA SIGUE</b>
<b>Nº PLANO PROY. TIPO</b>	<b>PL021800</b>					
<b>REV.</b>	<b>NOVA SIGUE</b>					
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE		_____				



 <b>UNION FENOSA</b>		<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td>                 Diseñado                  Projectado                  Comprobado             </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE			Diseñado Projectado Comprobado						
		FECHA	NOMBRE										
Diseñado Projectado Comprobado													
<table border="1"> <tr> <th>ESCALAS:</th> <td>                 CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA                  BAJO TUBO EN ARENA             </td> </tr> <tr> <td>1/10</td> <td>                 PROYECTO TIPO                  LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEA DE B.T.                  ZONA CARIBE             </td> </tr> </table>	ESCALAS:	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA BAJO TUBO EN ARENA	1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEA DE B.T. ZONA CARIBE	<table border="1"> <tr> <th colspan="2">EL AUTOR DEL PROYECTO:</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>PL021850</td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOJA    SIGUE             </td> </tr> </table>	EL AUTOR DEL PROYECTO:				Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021850	REV.	NOJA    SIGUE
ESCALAS:	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA BAJO TUBO EN ARENA												
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEA DE B.T. ZONA CARIBE												
EL AUTOR DEL PROYECTO:													
Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021850												
REV.	NOJA    SIGUE												

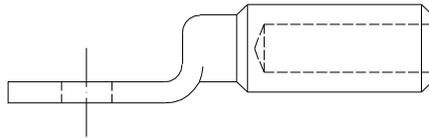


	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Corregido		
ESCALAS:	PARALELISMO CON DEPÓSITOS DE CARBURANTE BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/20	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL020900	REV.	NOVA SÍGUE

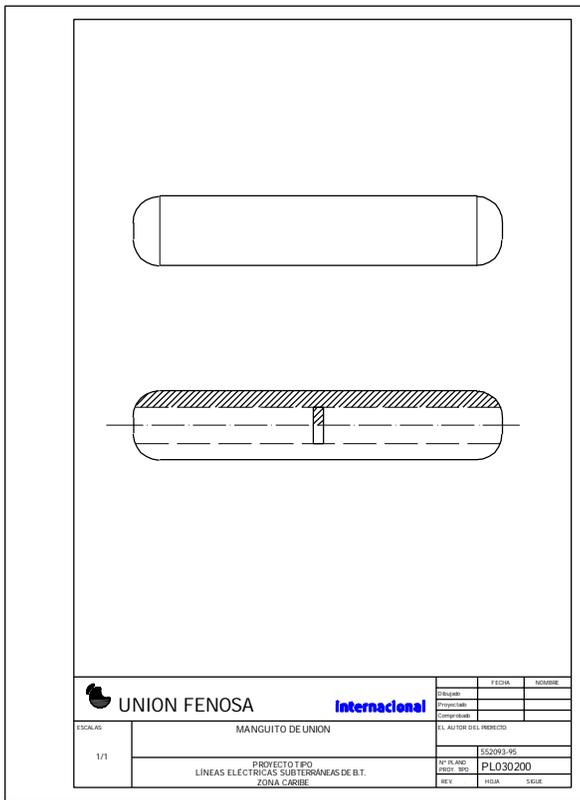


 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE						
		FECHA	NOMBRE							
<table border="1"> <tr> <td>                 Diseñado                  Projectado                  Consultado             </td> <td> </td> </tr> </table>	Diseñado Projectado Consultado									
Diseñado Projectado Consultado										
EL AUTOR DEL PROYECTO:										
<table border="1"> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>                 PL021950             </td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOVA SIBUE             </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021950	REV.	NOVA SIBUE						
Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021950									
REV.	NOVA SIBUE									

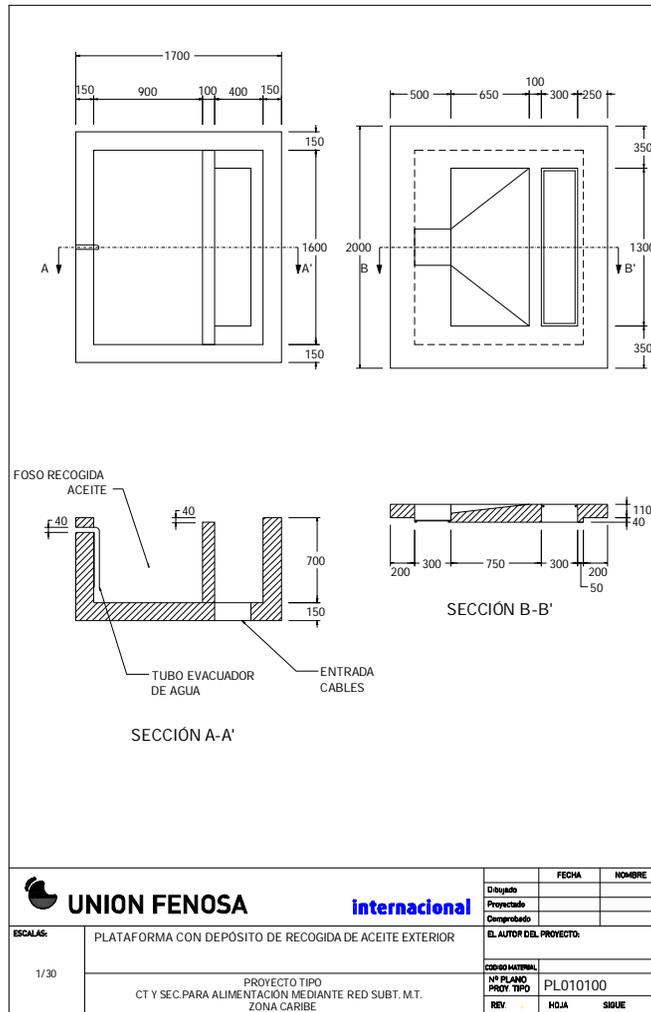
**ESCALAS:**  
 1/10  
 CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO  
 BAJO TUBO EN ARENA  
 PROYECTO TIPO  
 LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T.  
 ZONA CARIBE

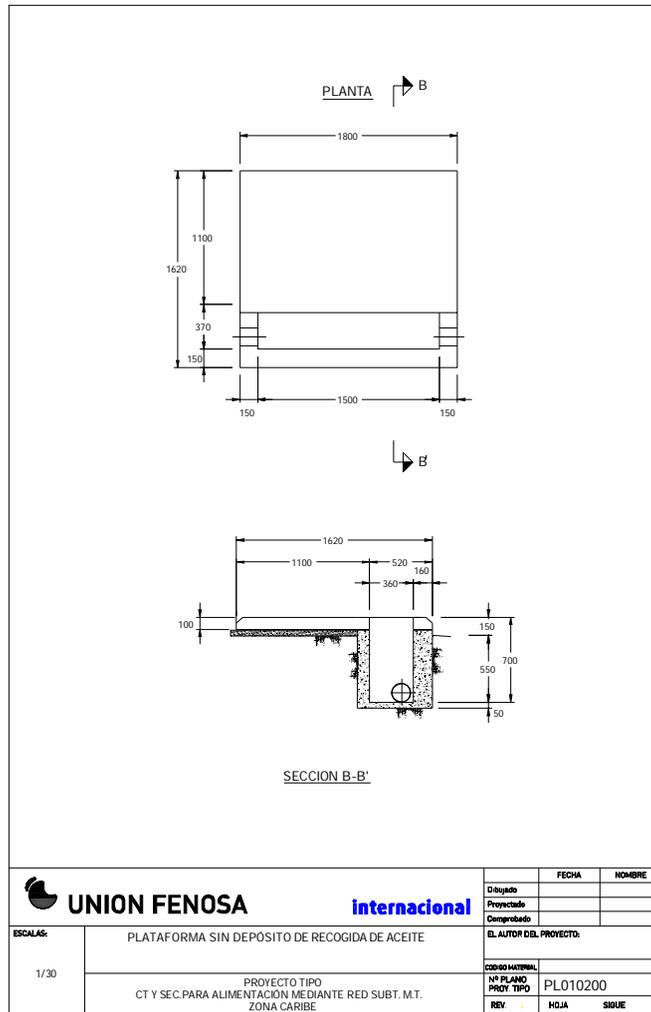


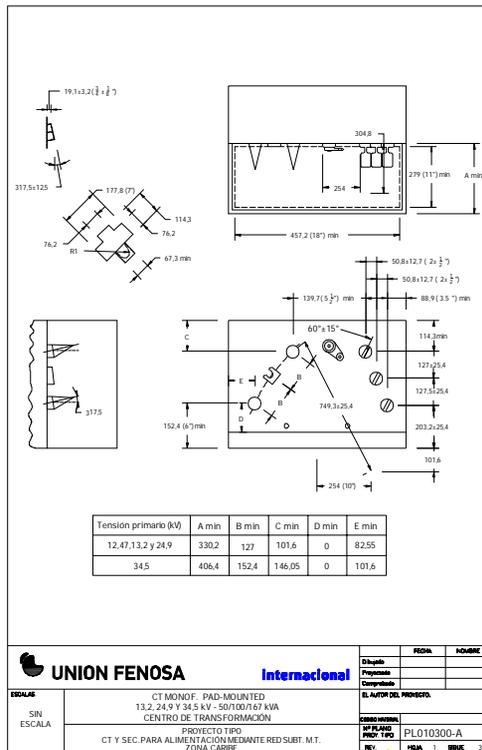
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS	TERMINAL COMPRESION TIPO PLETINA	EL AUTOR DEL PROYECTO	
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T. ZONA CARIBE	552096-98	
		Nº PLANO PROY. TIPO	<b>PL030100</b>
		REV.	HOJA SIGUE



 <b>UNION FENOSA</b>	<b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		DISCIPLO	
		PROYECTADO	
ESCALAS	MANGUITO DE UNION	EL AUTOR DEL PROYECTO	
1/1	PROYECTO TIPO	552093-05	
	LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE B.T.	Nº PLANO	PL030200
	ZONA CABLE	REV	HDA SGE







**UNION FENOSA**

**Internacional**

FECHA	ACABAR
Dibujos	
Programa	
Comentarios	

ESCALAS  
SIN  
ESCALA

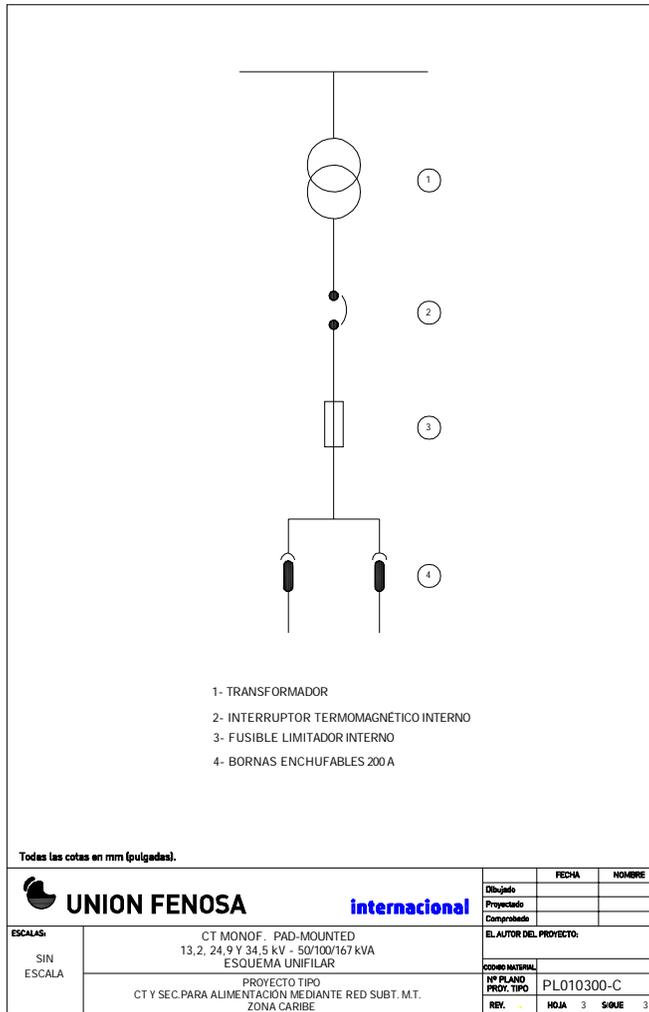
CT MONOF. PAD-MOUNTED  
13.2, 24.9 Y 34.5 kV - 50/100/167 KVA  
CENTRO DE TRANSFORMACION  
PRODUCTO TIPO  
CT Y SEC. PARA ALIMENTACION MEDIANTE RED SUBT. M.T.  
ZONA CARGA

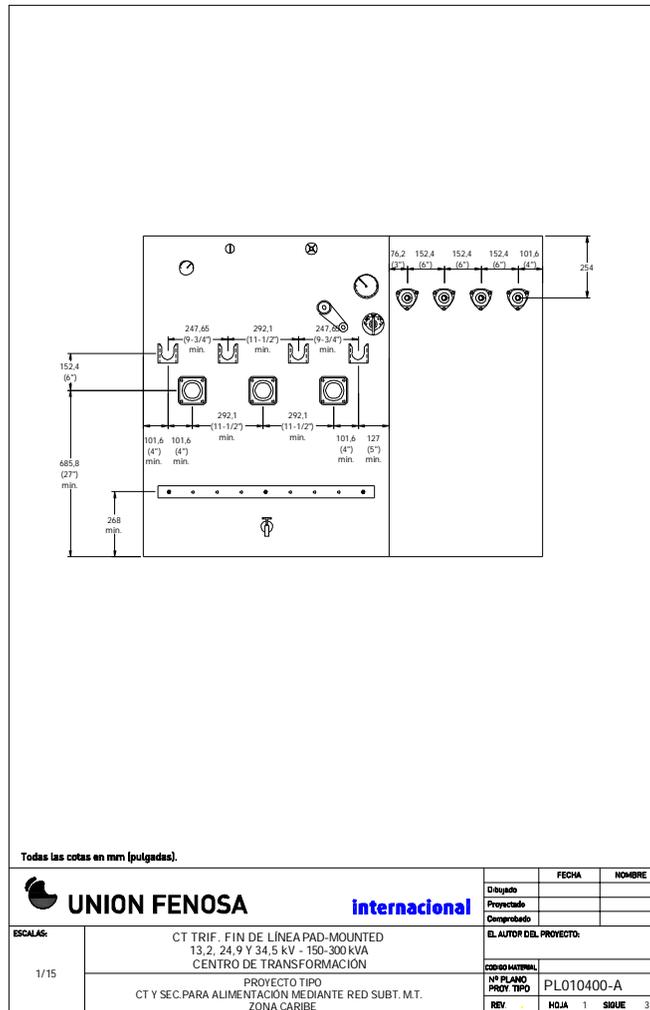
El AUTOR DEL PROYECTO	
PROYECTO	PL010300-A
PROY. TIPO	
REV.	FECHA 1 HORA 3

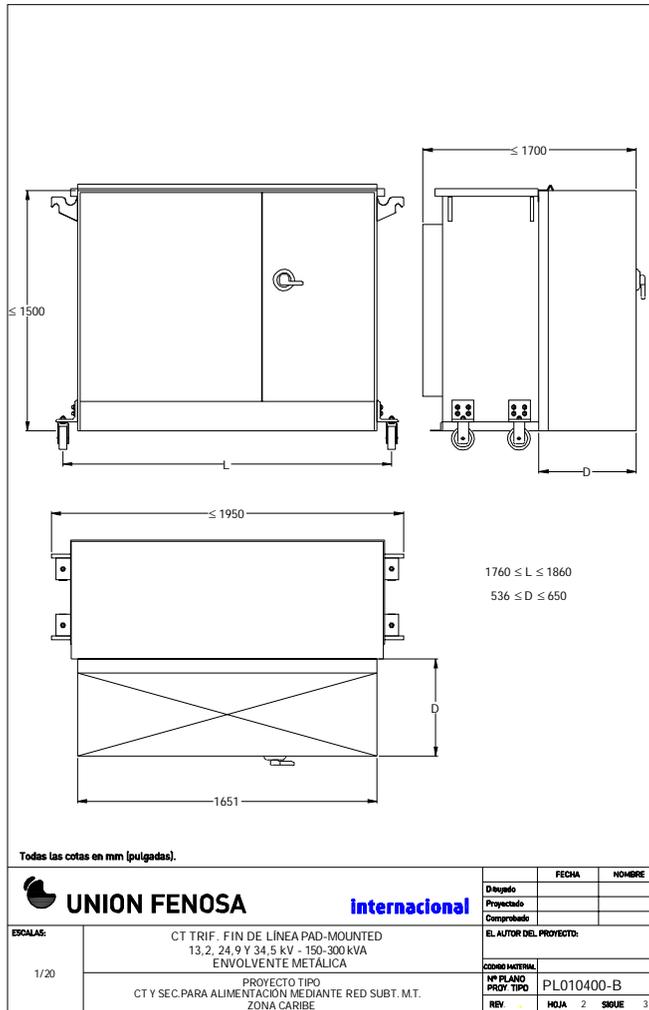
The drawing shows two views of a transformer. The left view is a front elevation showing a rectangular enclosure with a door on the right side. Dimension 'A' indicates the height, and 'B' indicates the width. The right view is a top-down view showing the internal components, including a central core and several windings. Dimension 'C' indicates the depth of the enclosure.

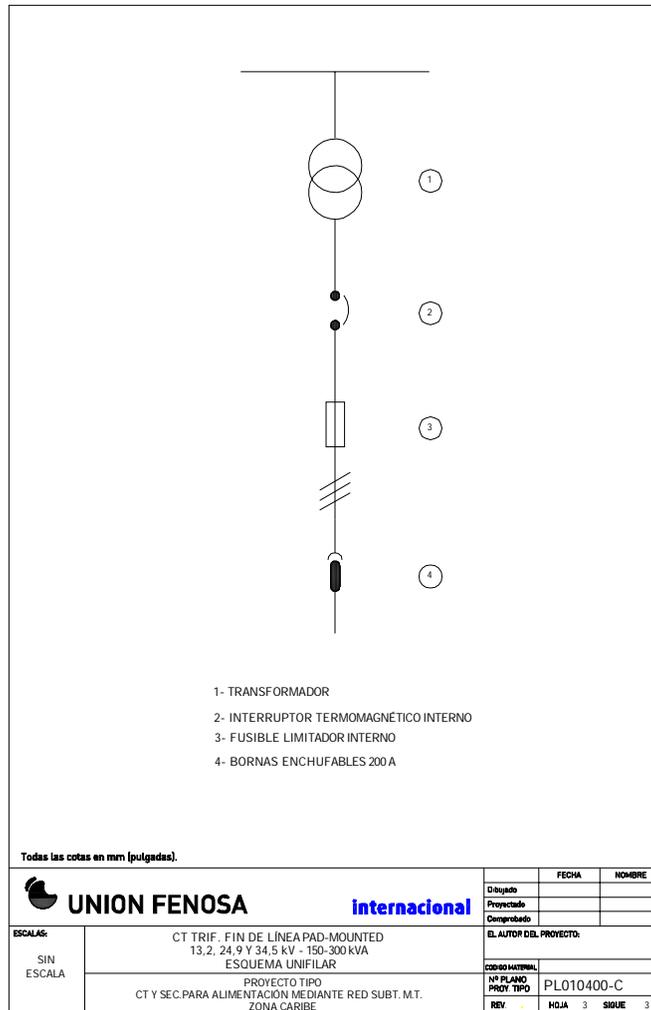
POTENCIA (kVA)	A (mm)	B (mm)	C (mm)
50 - 100	775	1025	925
167	167	1300	925

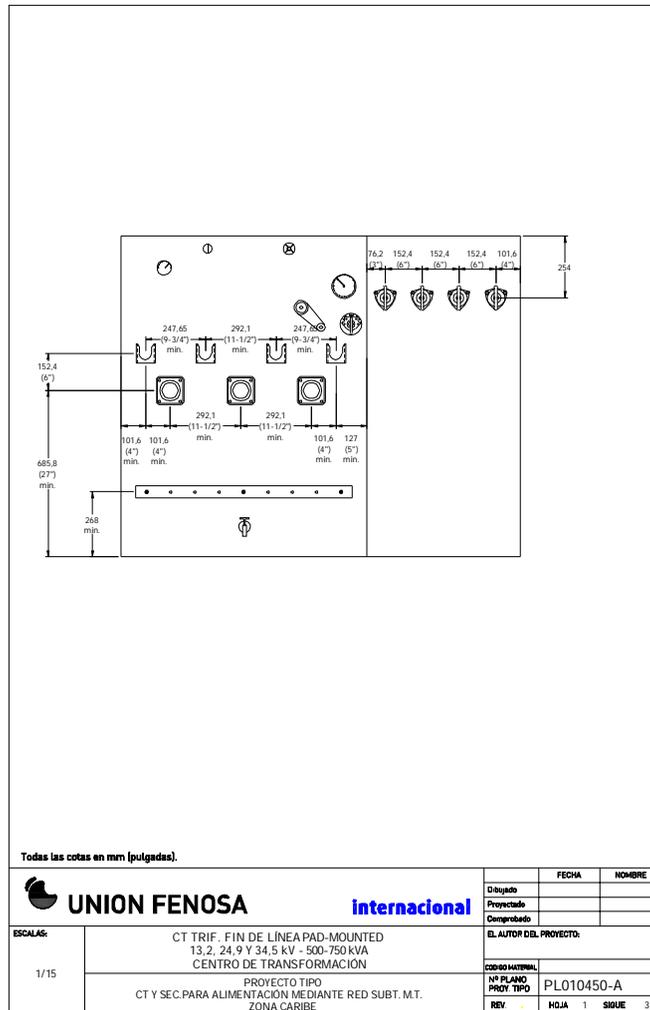
<b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Comprobado		
ESCALAS:	CT MONOF. PAD-MOUNTED 13, 2, 24, 9 Y 34, 5 kV - 50/100/167 kVA ENVOLVENTE METÁLICA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
SIN ESCALA		CÓDIGO MATERIAL Nº PLANO PROF. TIPO REV.	PL010300-B HOJA 2	SIGUE 3
PROYECTO TIPO CT Y SEC. PARA ALIMENTACIÓN MEDIANTE RED SUBT. M.T. ZONA CARIBE				

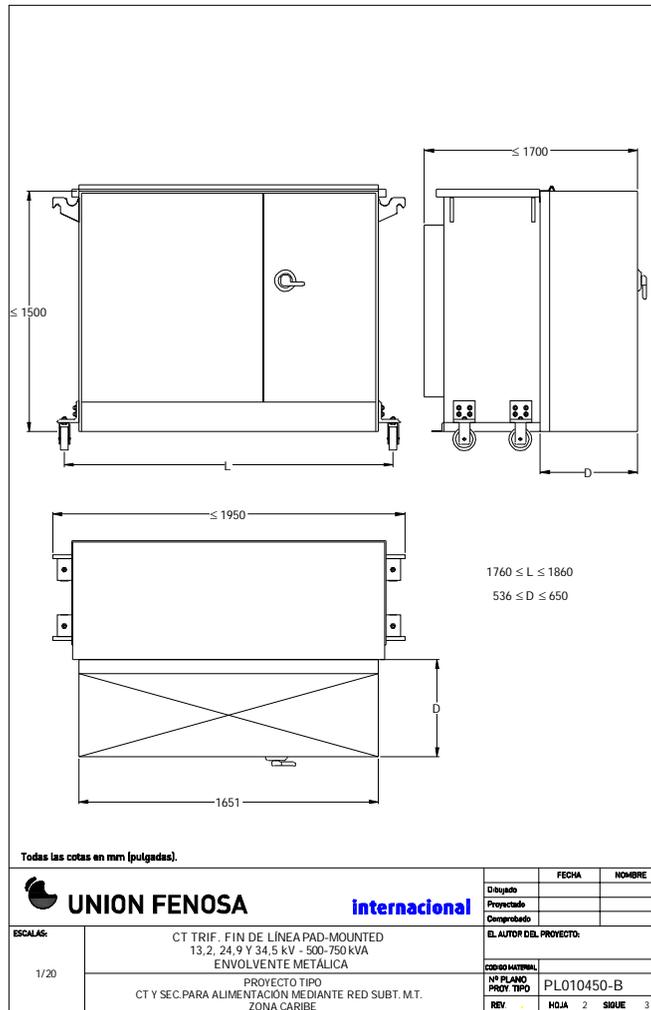


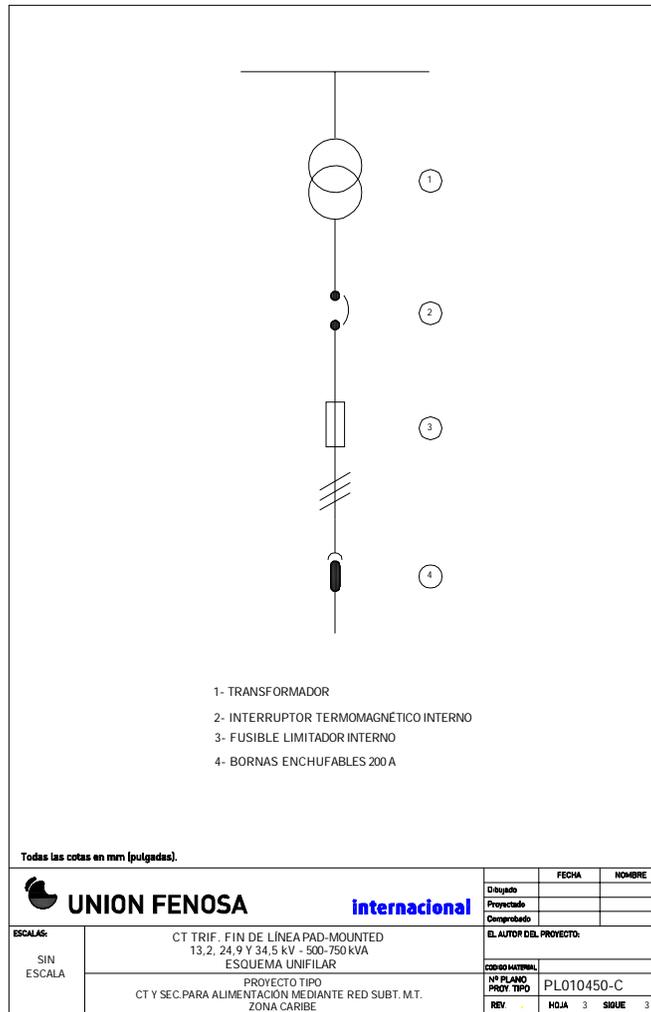


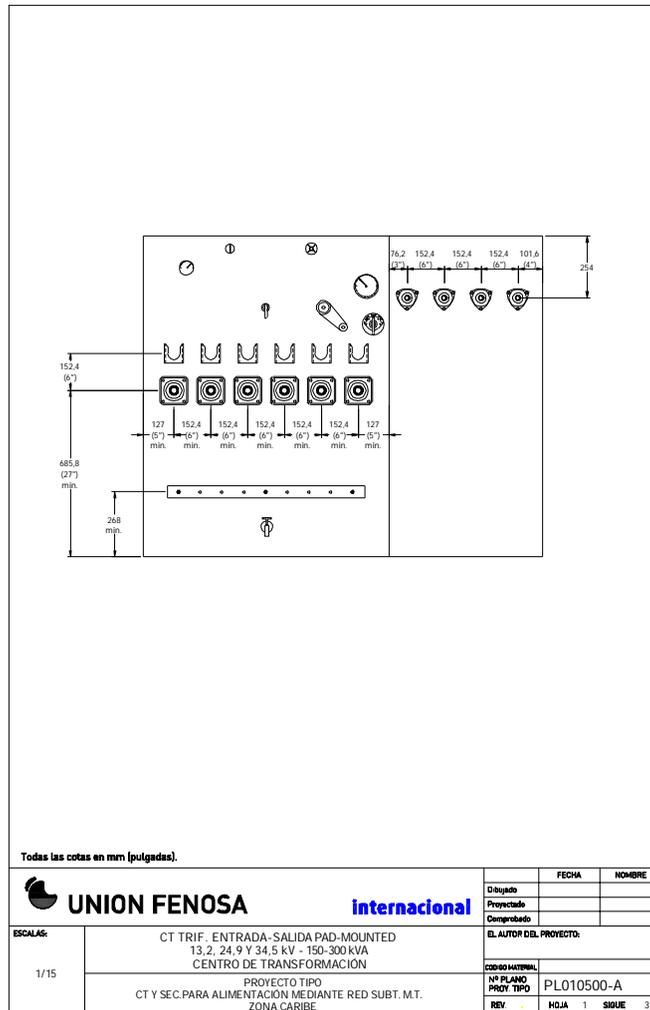


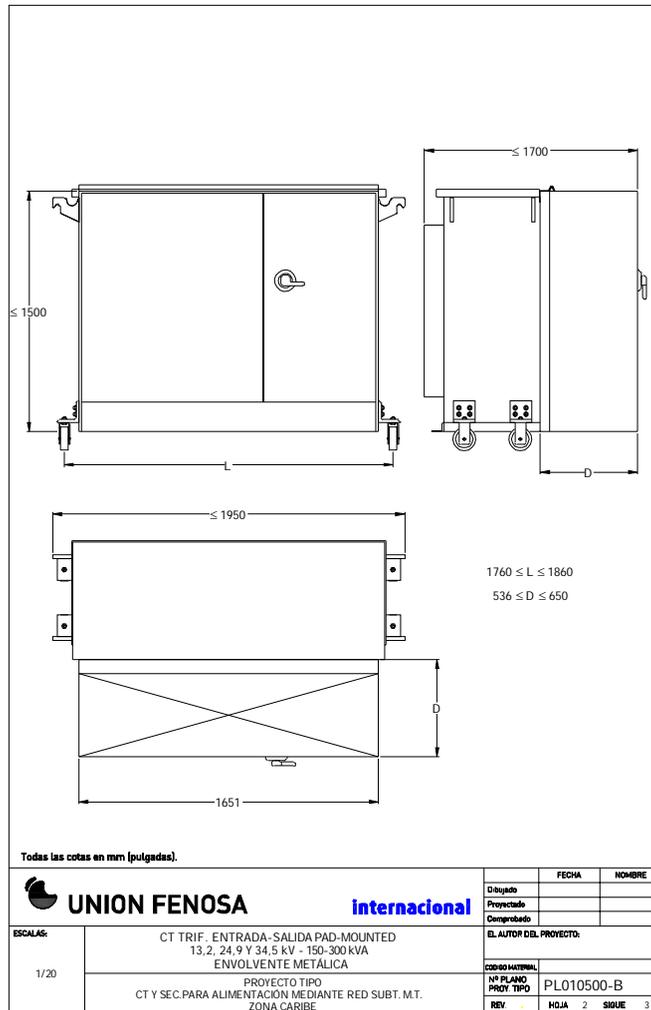


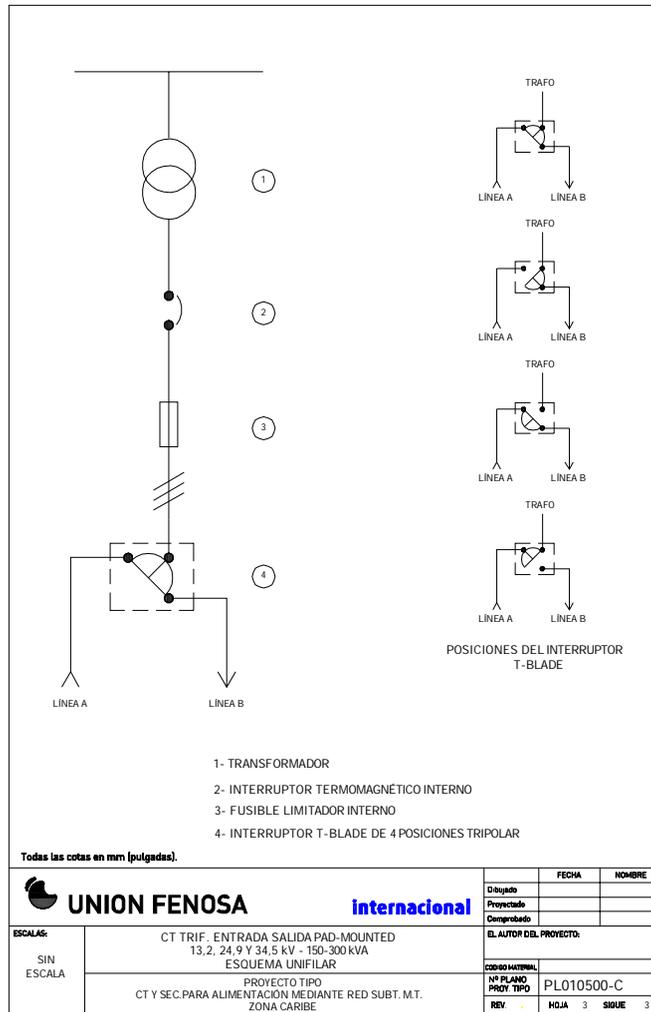


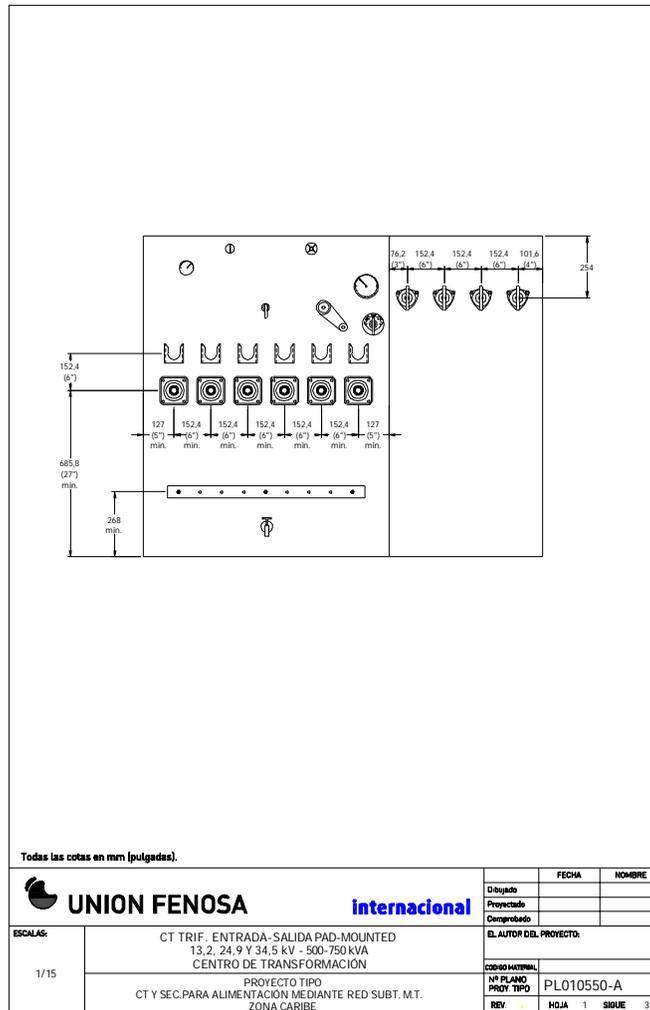


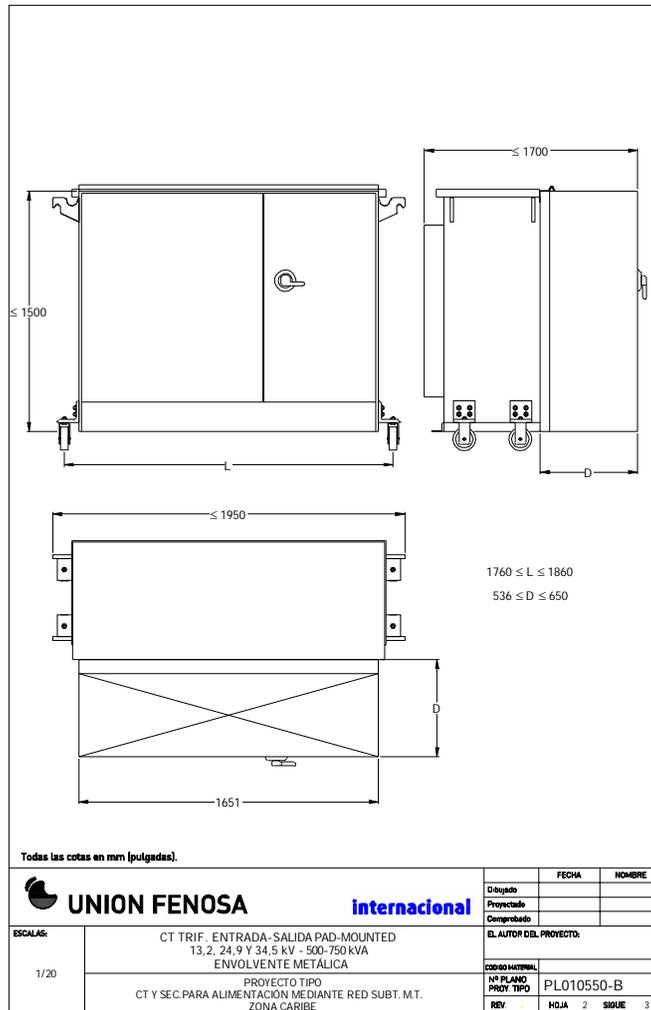


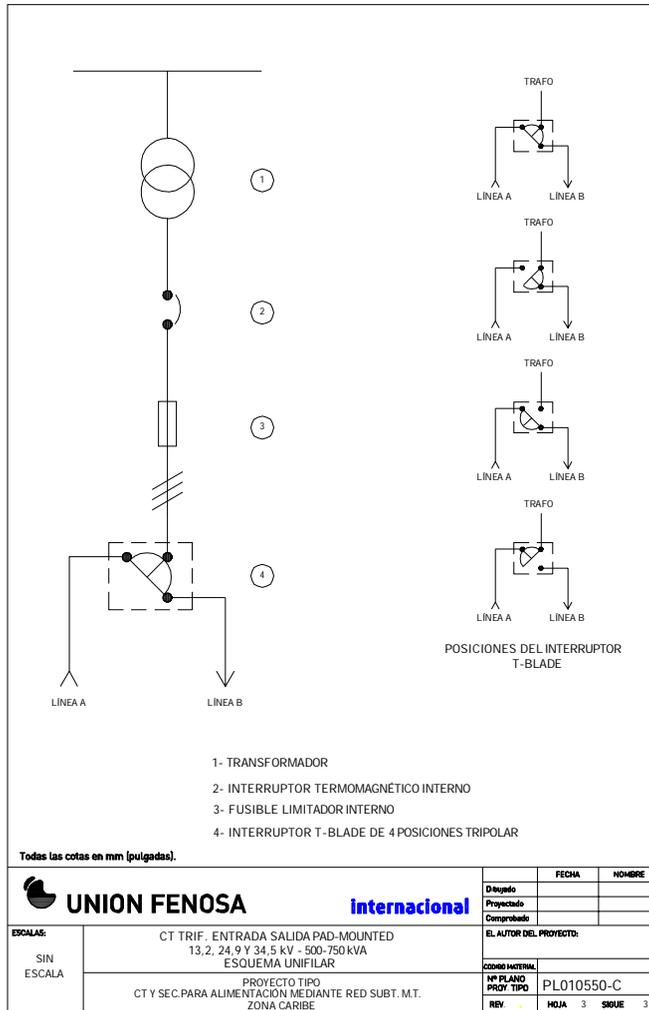


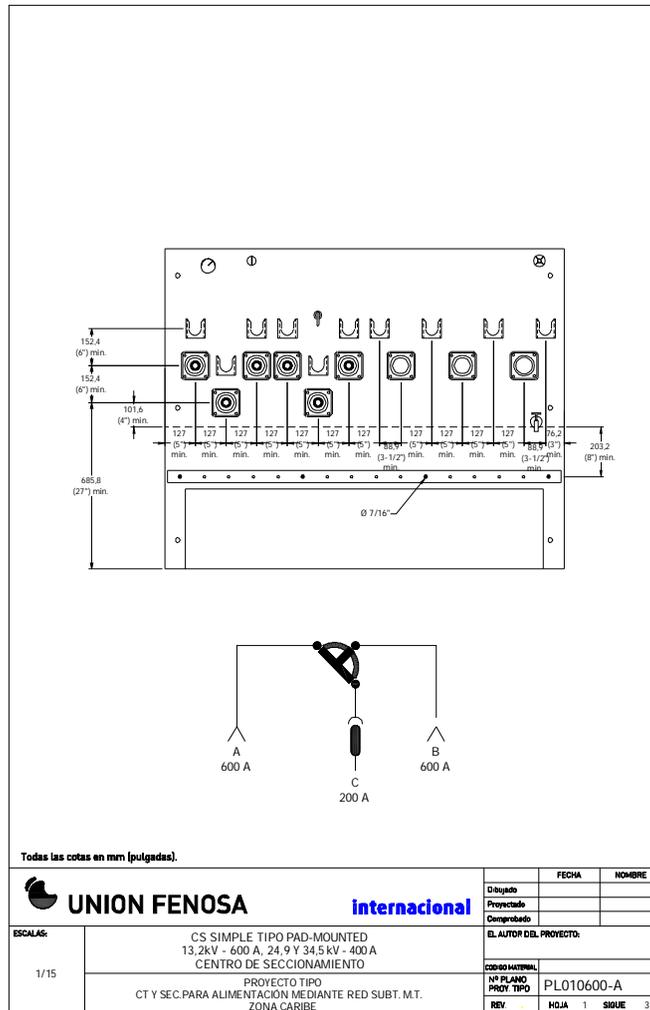


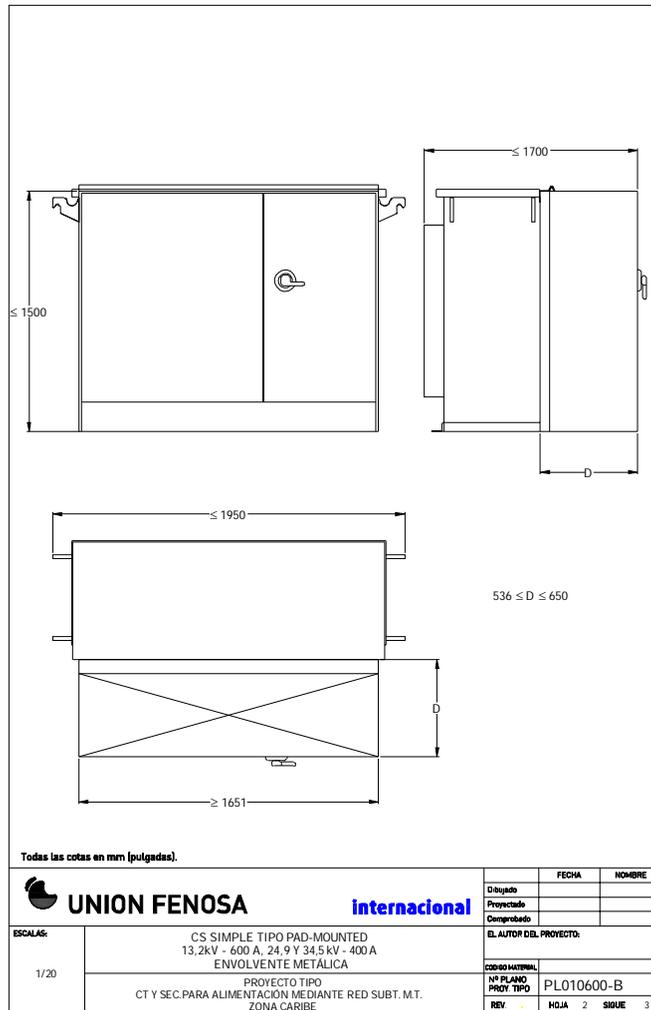


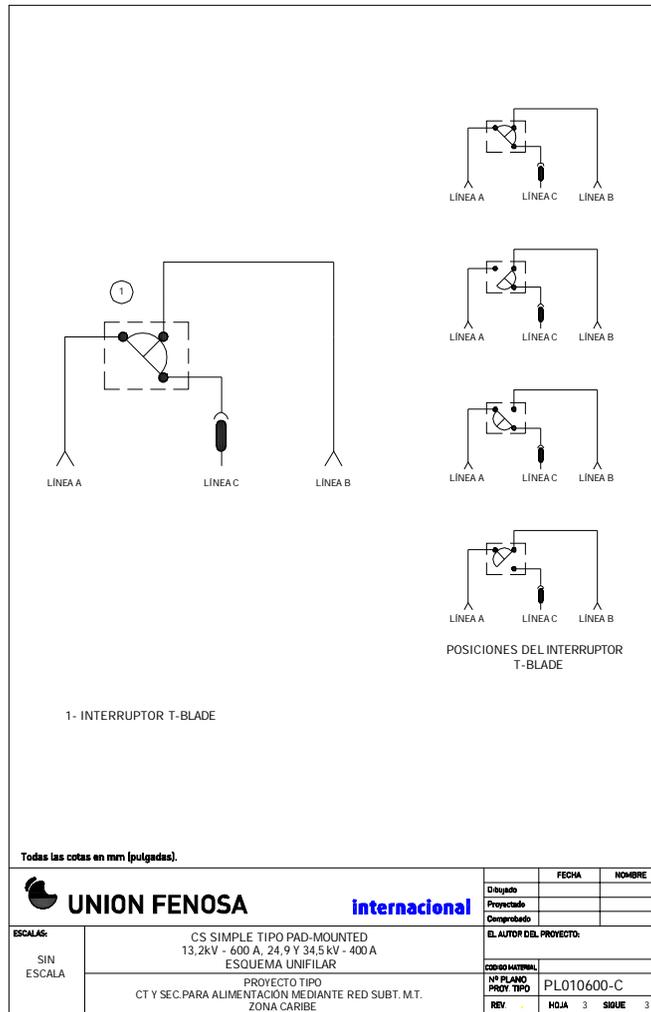


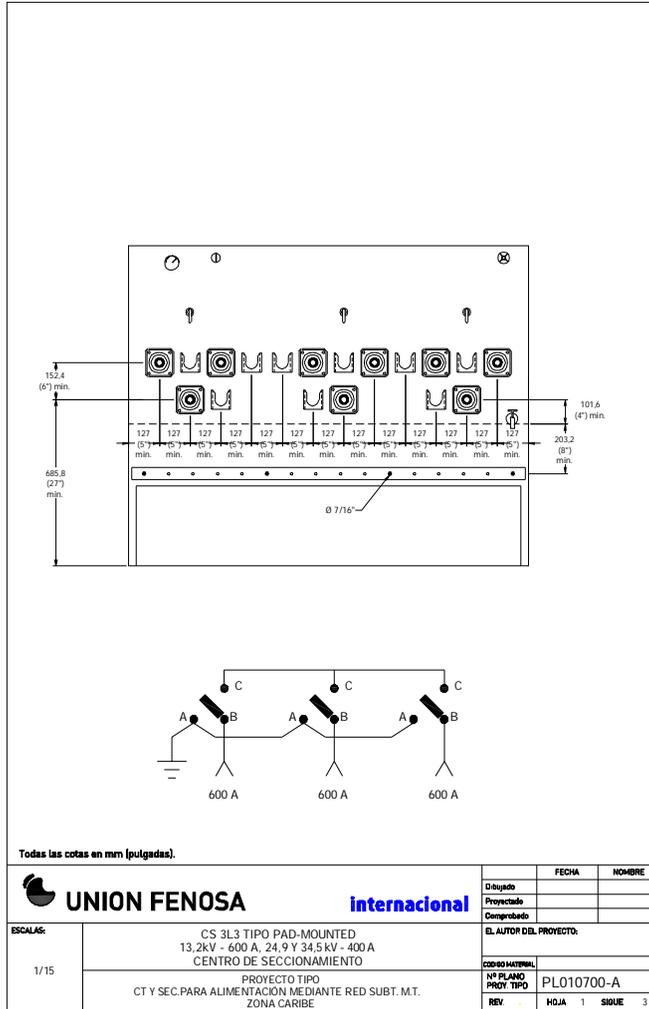


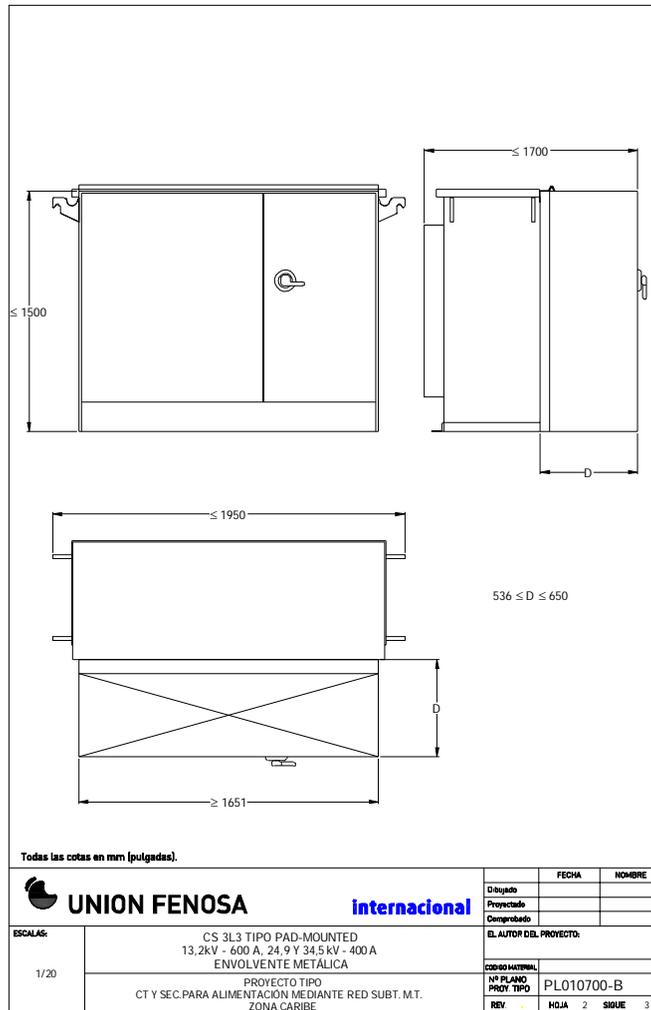


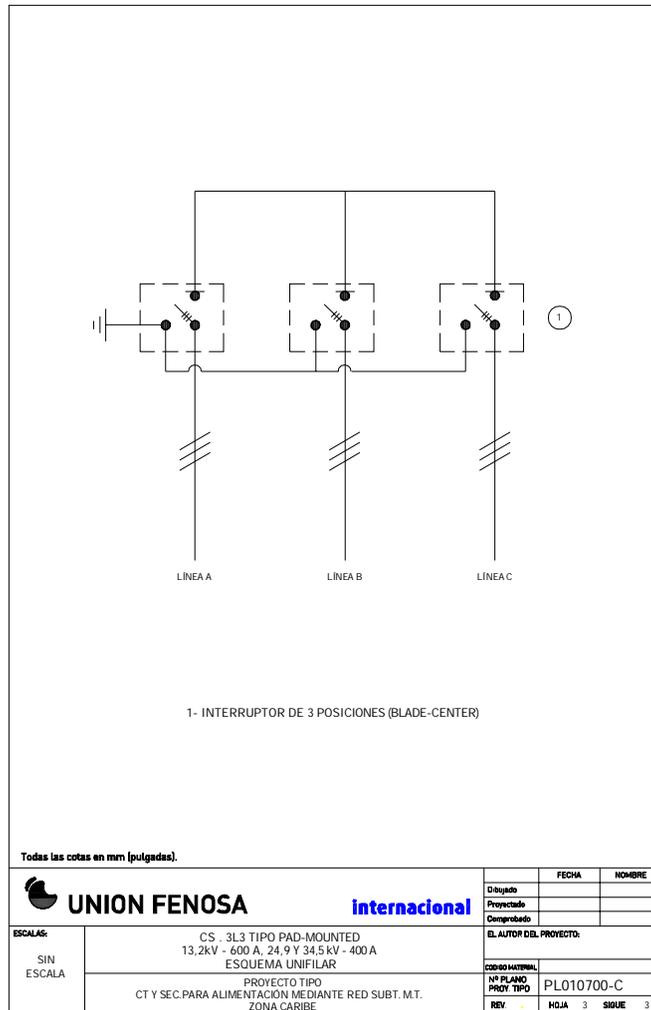




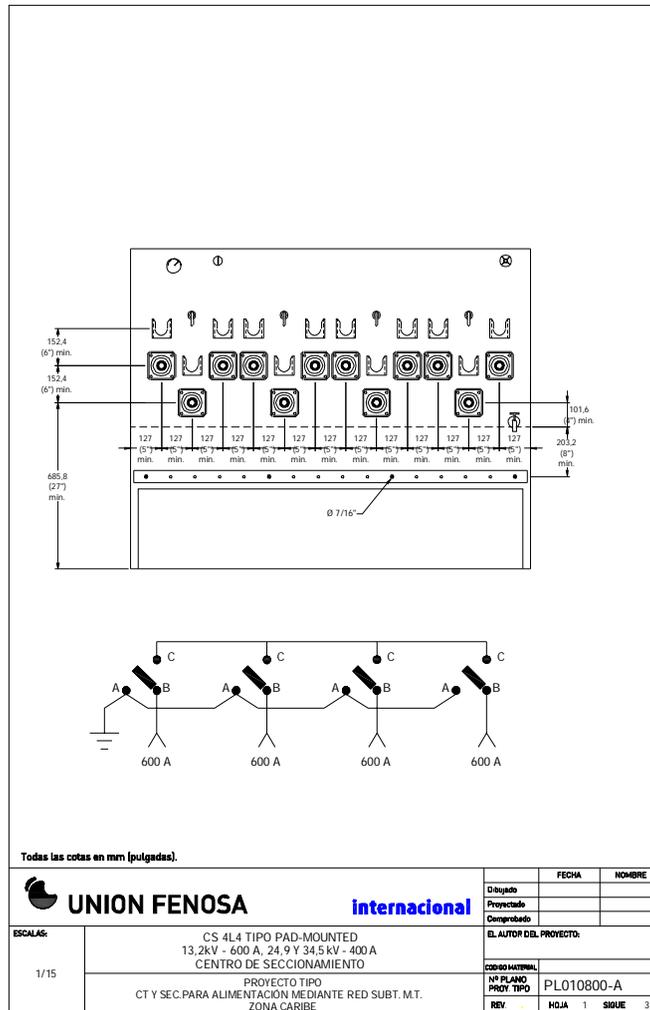


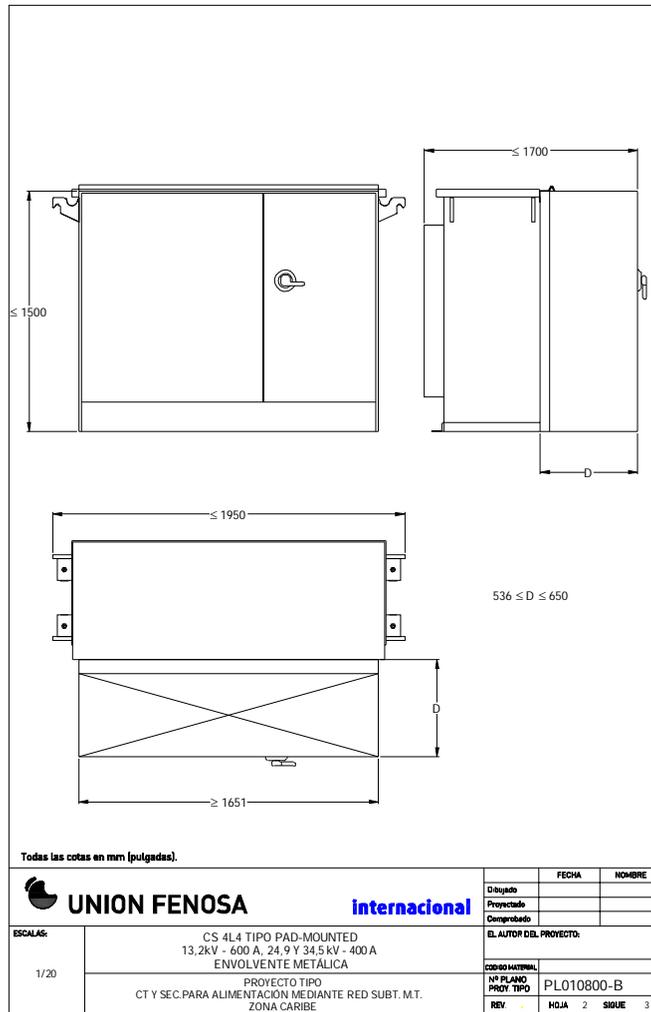


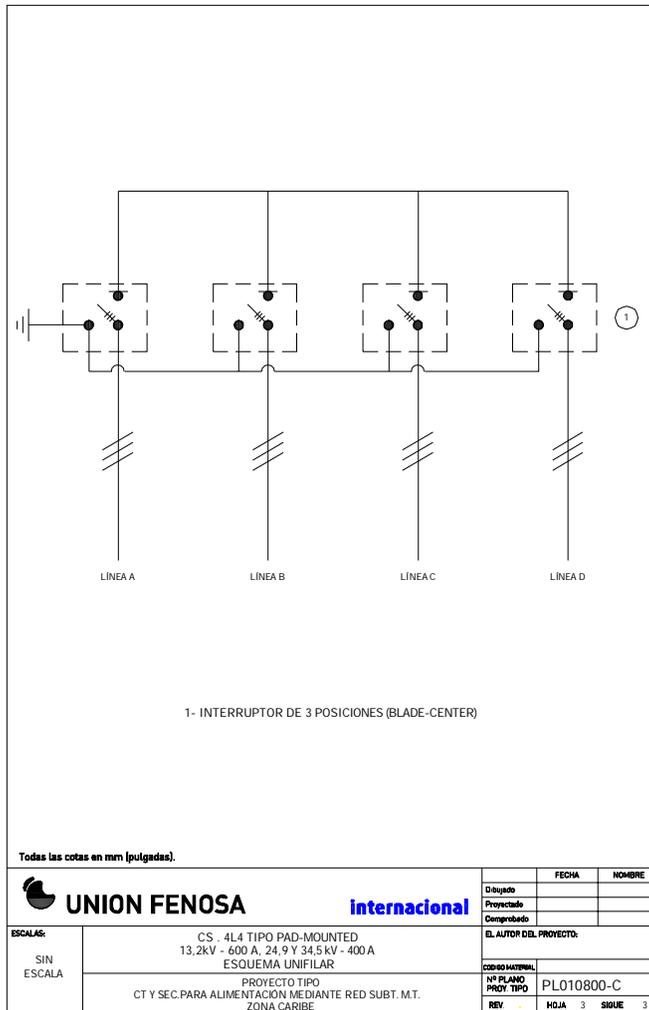


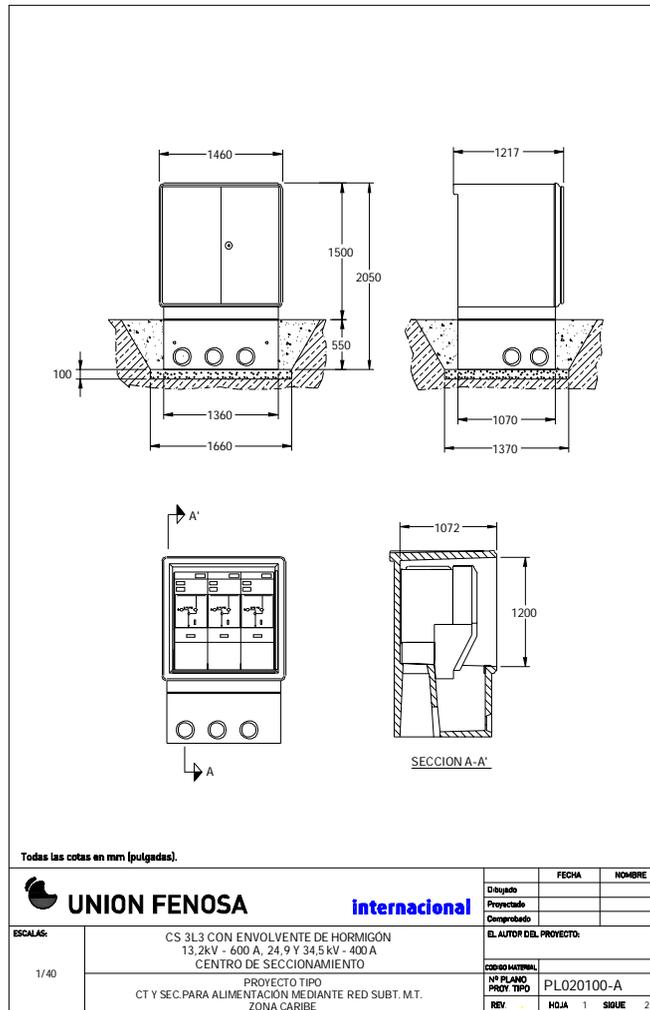


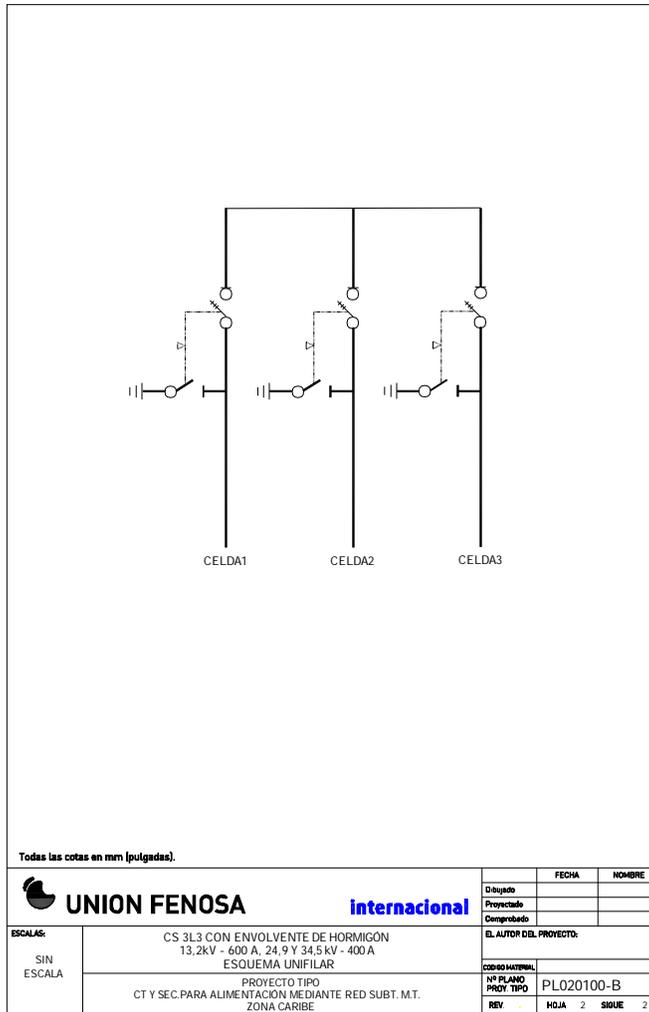
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Dibujado	
		Proyectado	
ESCALAS: SIN ESCALA		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CS - 3L3 TIPO PAD-MOUNTED 13,2kV - 600 A, 24.9 Y 34.5 kV - 400 A ESQUEMA UNIFILAR		CODIGO MATERIAL:	
PROYECTO TIPO CT Y SEC. PARA ALIMENTACION MEDIANTE RED SUBT. M.T. ZONA CARIBE		Nº PLANO PROY. TIPO	PL010700-C
		REV	HOJA 3 SIGUE 3

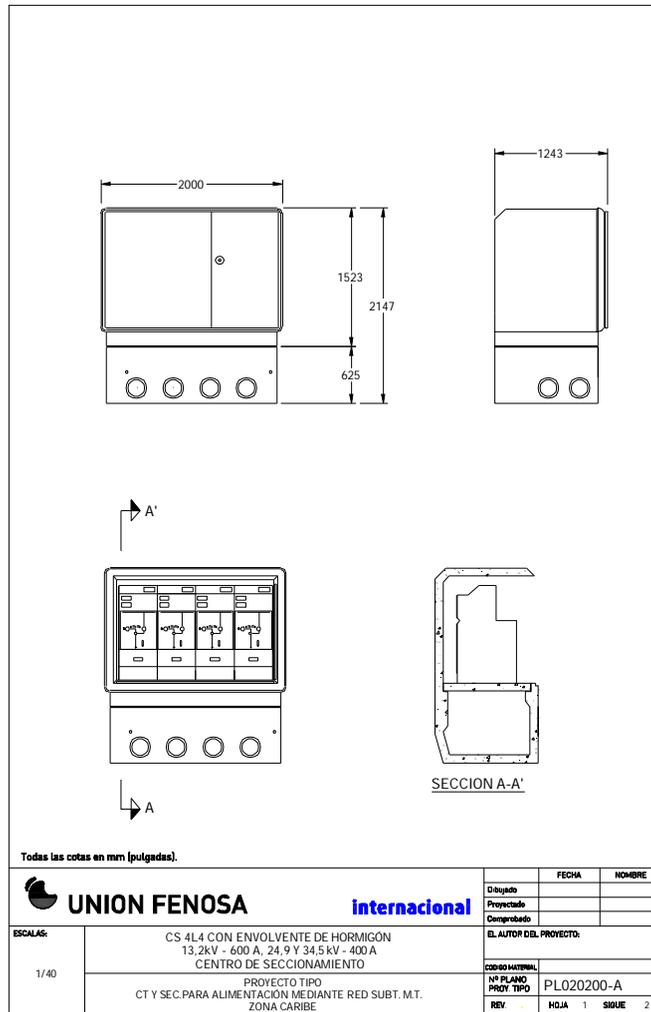


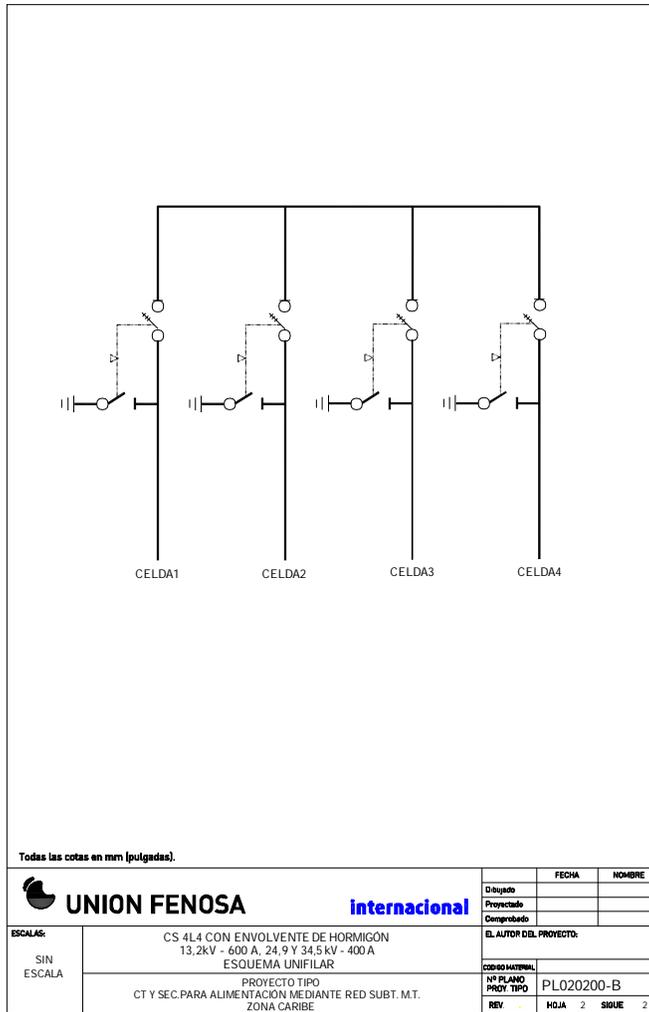


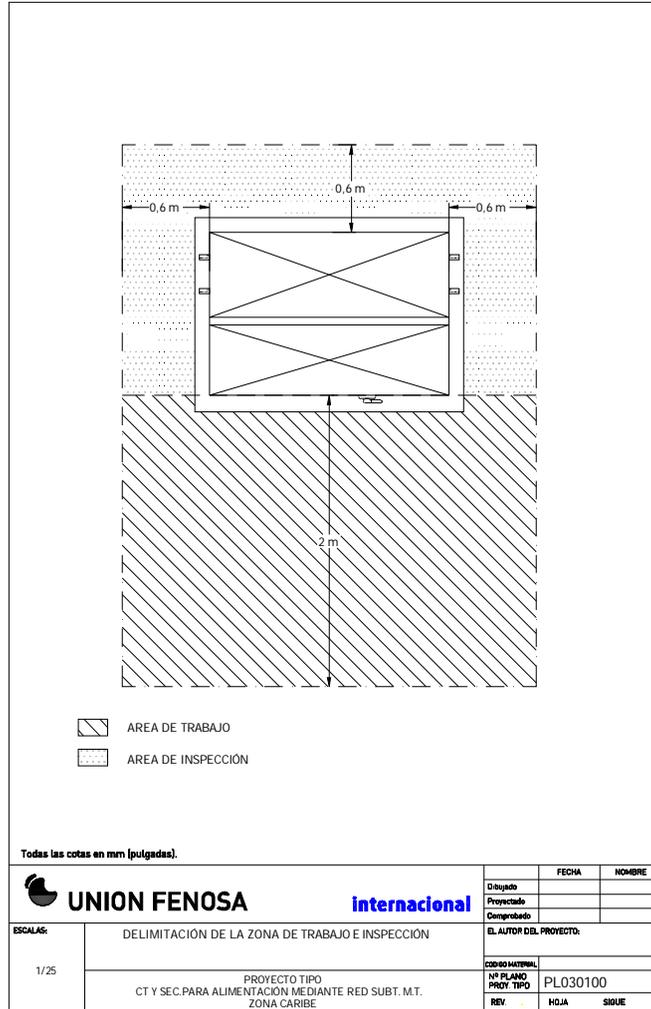


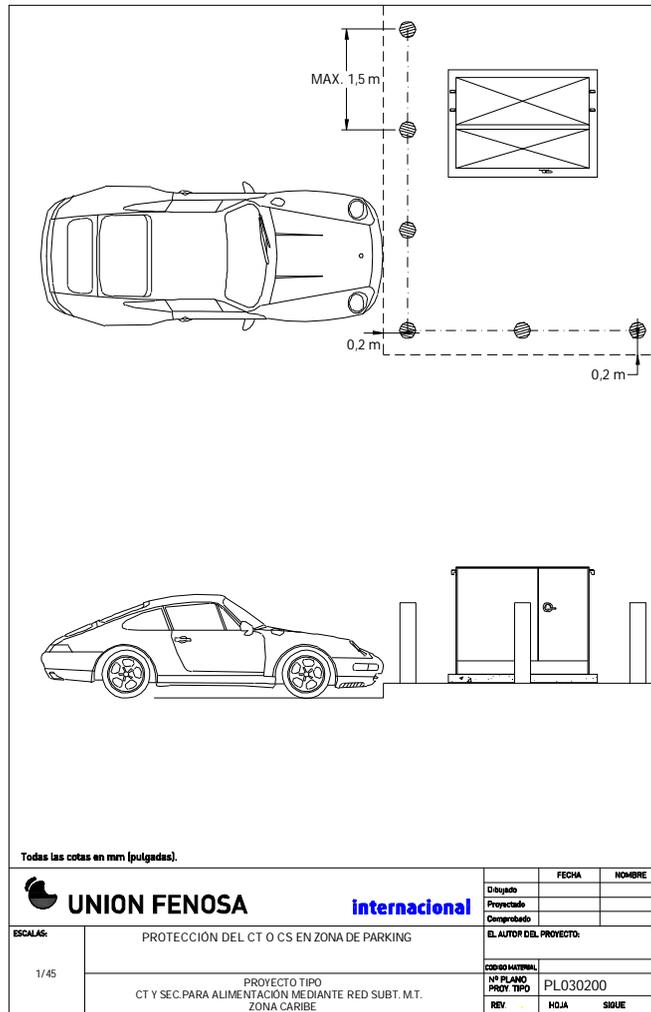


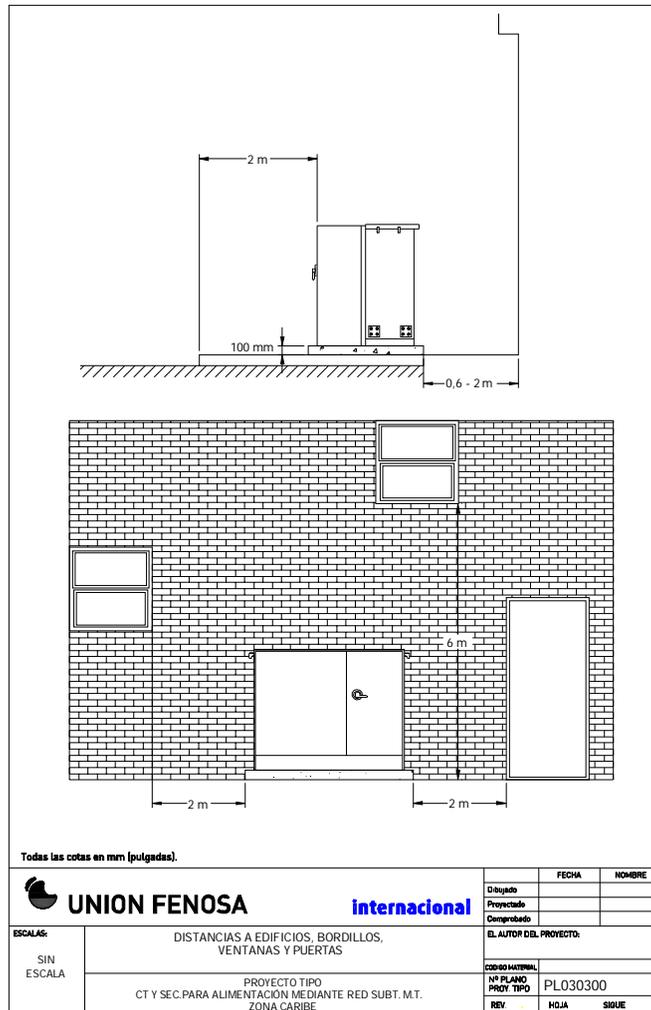


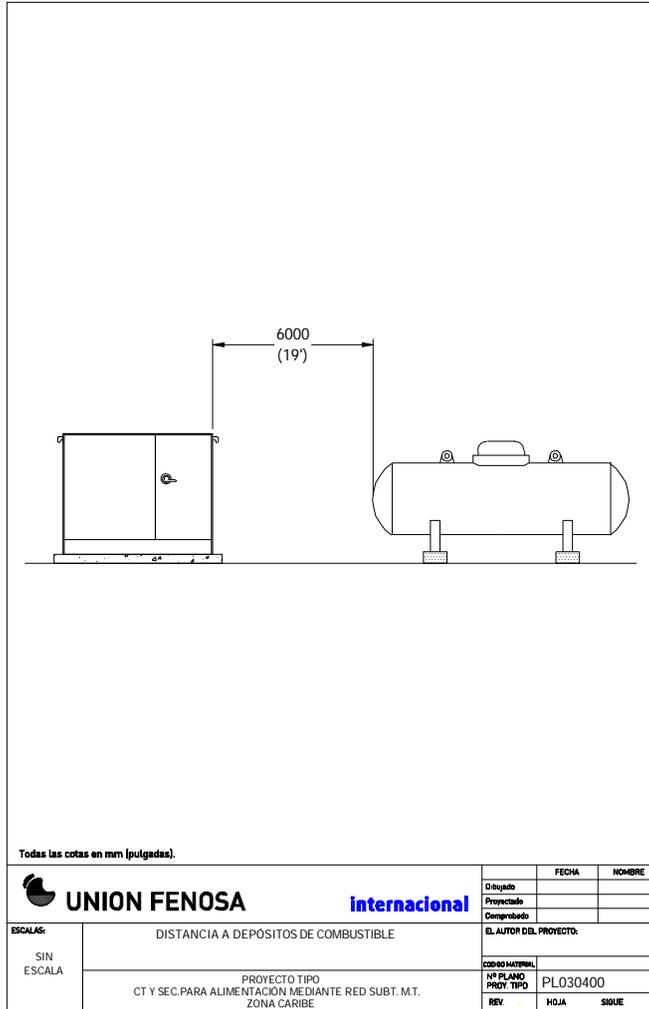


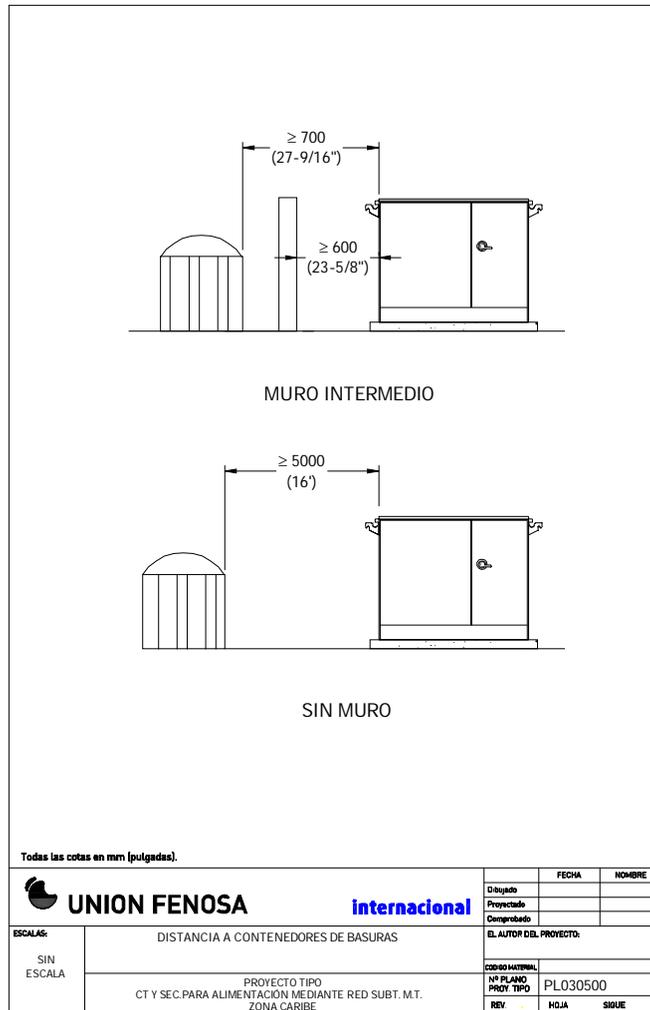


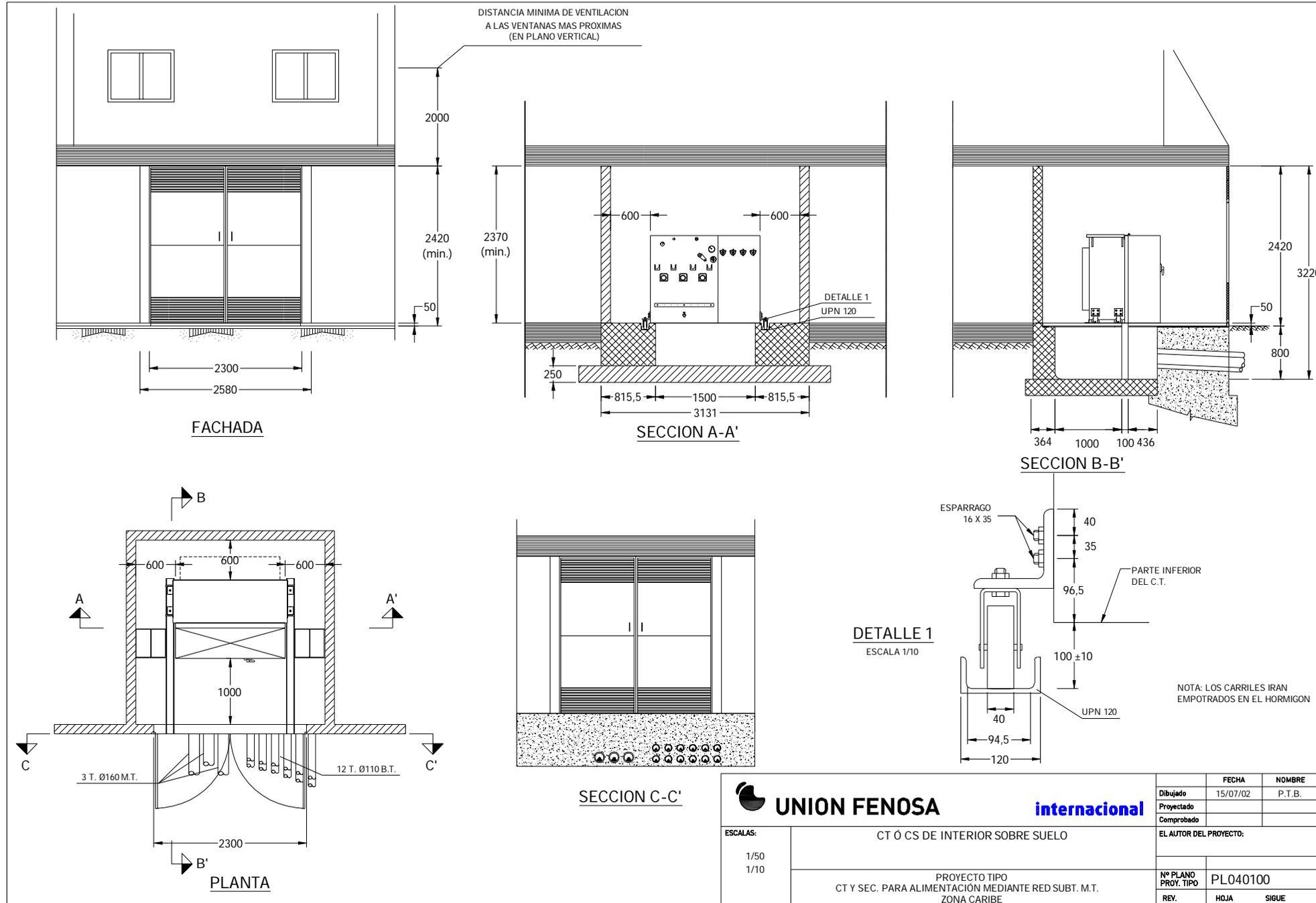




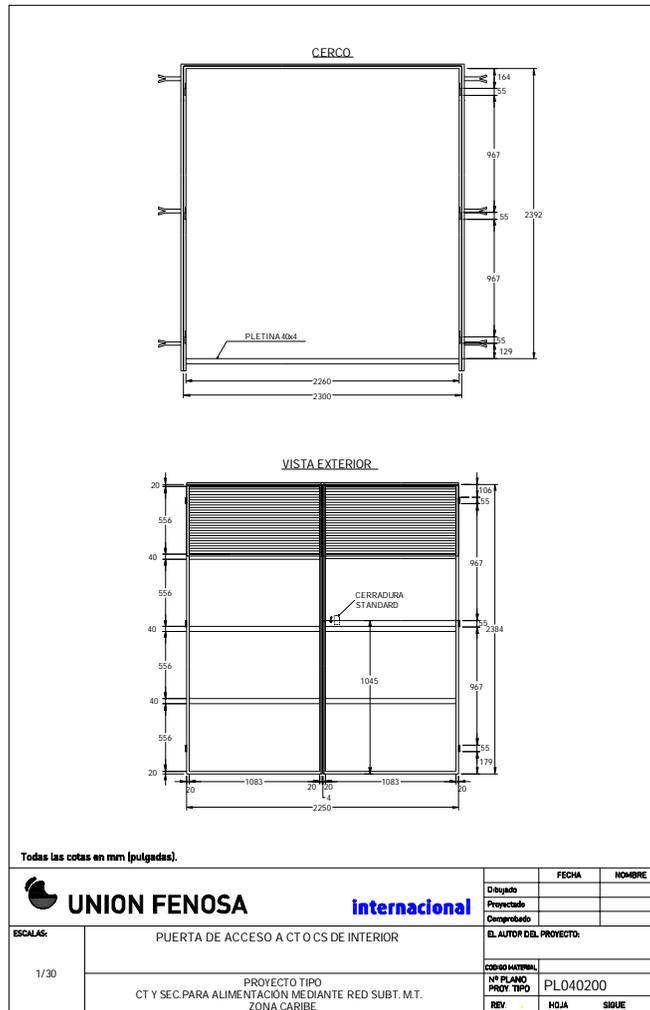


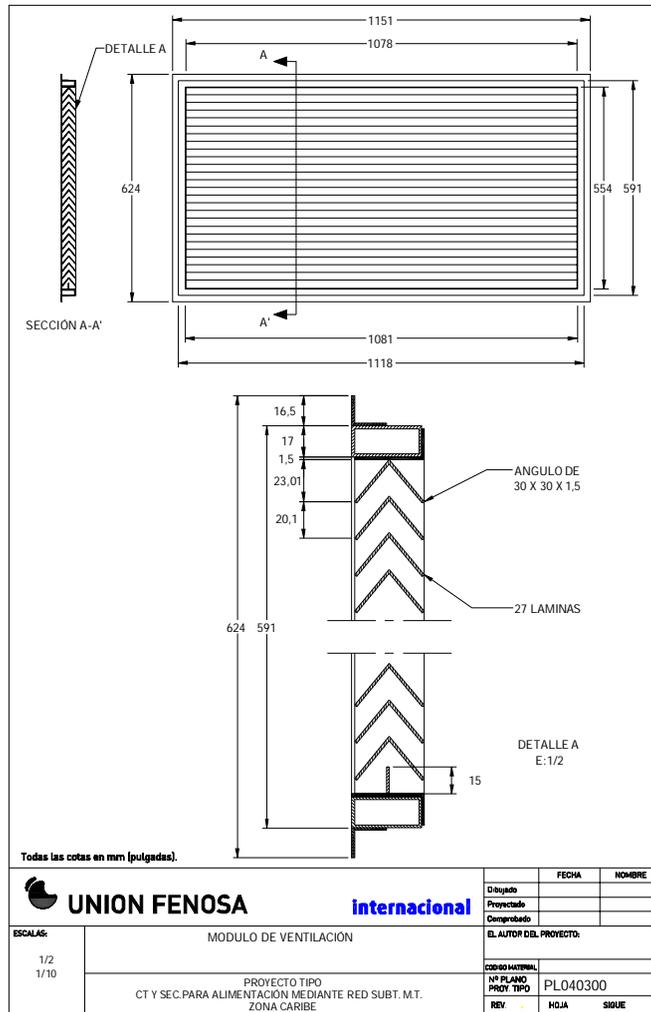


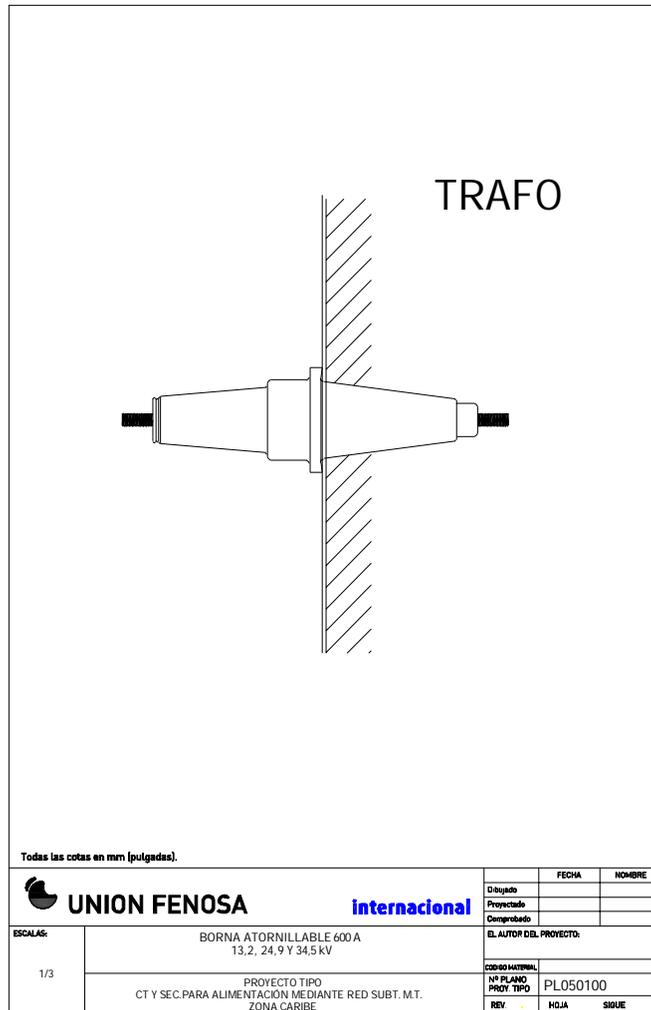




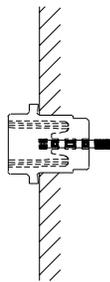
<p><b>UNION FENOSA</b></p> <p>internacional</p>	<p>ESCALAS:</p> <p>1/50</p> <p>1/10</p>		<p>CT Ó CS DE INTERIOR SOBRE SUELO</p>		<p>FECHA</p> <p>15/07/02</p>	<p>NOMBRE</p> <p>P.T.B.</p>
	<p>PROYECTO TIPO</p> <p>CT Y SEC. PARA ALIMENTACIÓN MEDIANTE RED SUBT. M.T.</p> <p>ZONA CARIBE</p>		<p>EL AUTOR DEL PROYECTO:</p>		<p>Nº PLANO</p> <p>PL040100</p>	<p>REV.</p> <p>HOJA</p> <p>SIGUE</p>
	<p>COMPROBADO</p>		<p>EL AUTOR DEL PROYECTO:</p>		<p>REV.</p>	<p>SIGUE</p>
	<p>PROYECTADO</p>		<p>EL AUTOR DEL PROYECTO:</p>		<p>REV.</p>	<p>SIGUE</p>





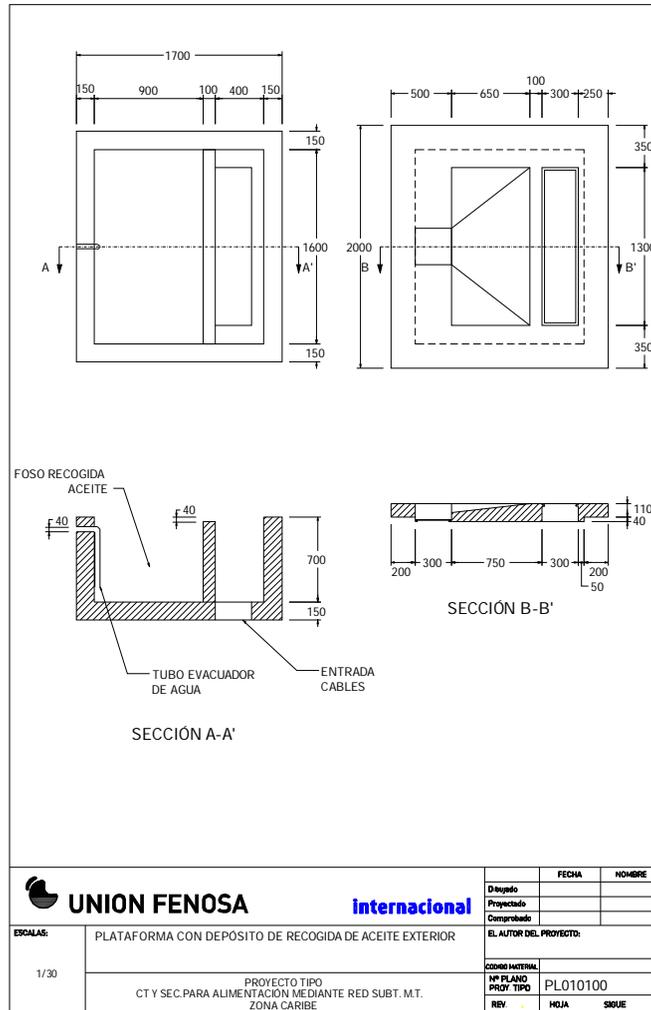


# TRAFO

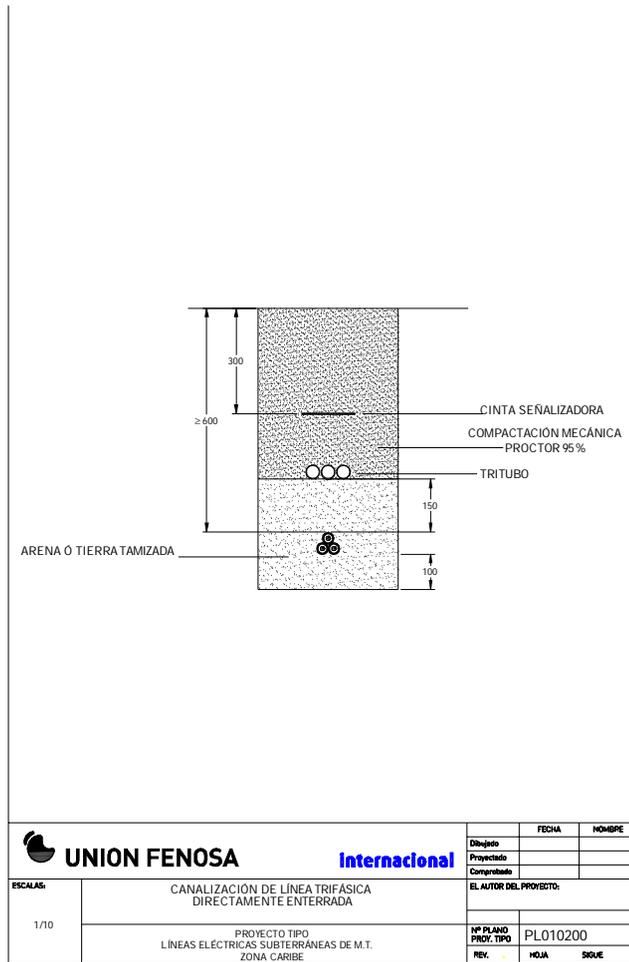


Todas las cotas en mm (pulgadas).

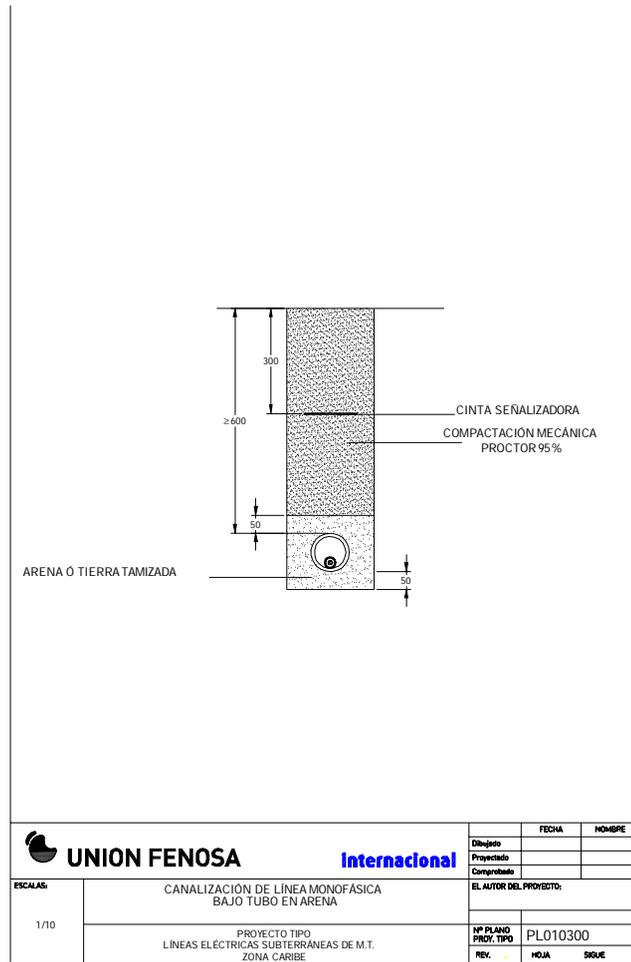
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>Internacional</b>		Dibujo		PISO	NOMBRE	
				Propósito		AREA	DESCRIPCION	
				Desplazamiento		ELABORACION, PROYECTO		
BUCILAS	BORNAS TIPO POZO 200 A (BUSHING-WELL) 13.2, 24.9 Y 34.5 kV	OTRO MATERIAL		Nº PLAZO	PL050200	REV	AREA	PERI
1/3	PROYECTO TIPO CT Y SEC. PARA ALIMENTACION MEDIANTE RED SUBT. M.T. ZONA CARIBE							



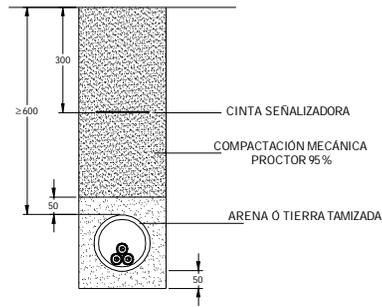
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		FECHA	NOMBRE
				Diseño	
				Proyectado	
ESCALAS: 1/30		PLATAFORMA CON DEPÓSITO DE RECOGIDA DE ACEITE EXTERIOR		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PROYECTO TIPO CT Y SEC. PARA ALIMENTACIÓN MEDIANTE RED SUBT. M.T. ZONA CARIBE		CÓDIGO MATERIAL:		Nº PLANO PROF. TIPO: PL010100	
		REV.		HOJA SIGUIE	



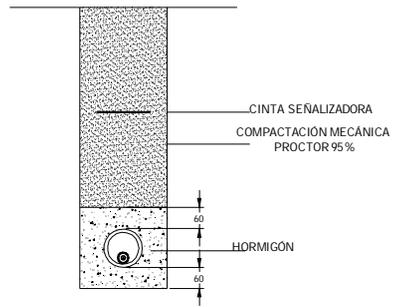
	<b>INTERNACIONAL</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseñado	Proyecto
		Corregido	Autorizado
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL010200
		REV.	NOVA SIGUE



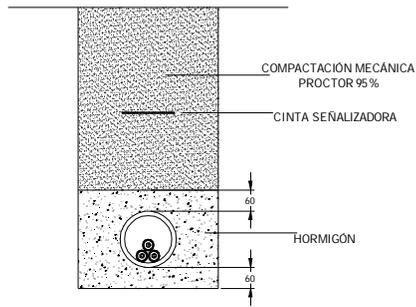
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10	CANALIZACIÓN DE LÍNEA MONOFÁSICA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL010300
		REV.	NOJA SÍGUE



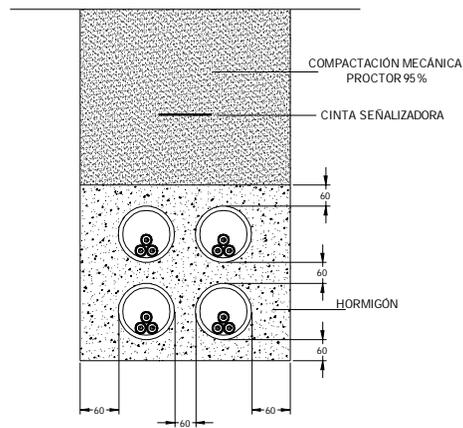
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10		PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL010400
		REV.	NOJA SÍGUE



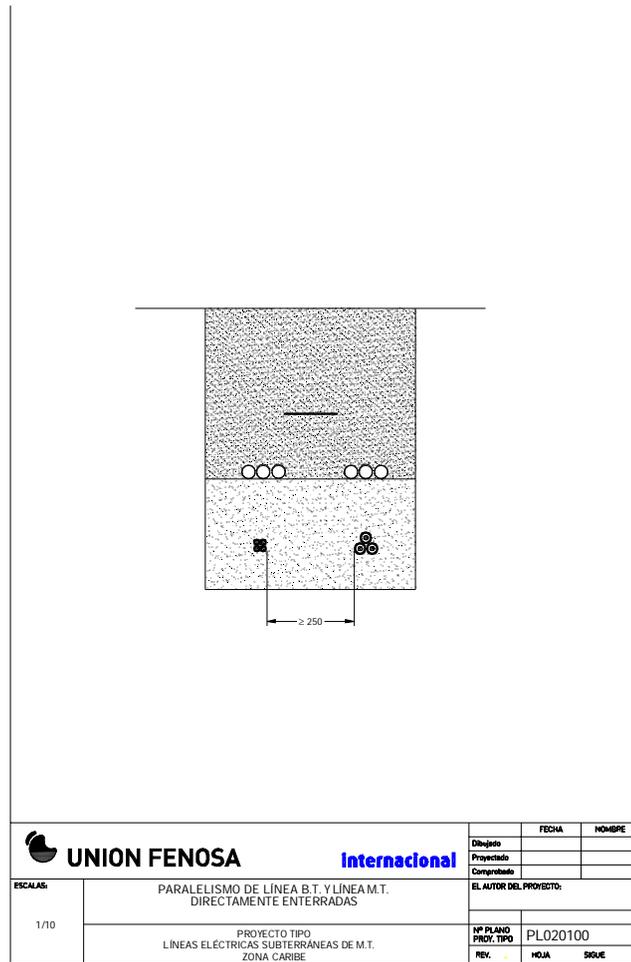
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Construido		
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA MONOFÁSICA BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010500	
		REV.	NOJA	SIGUE



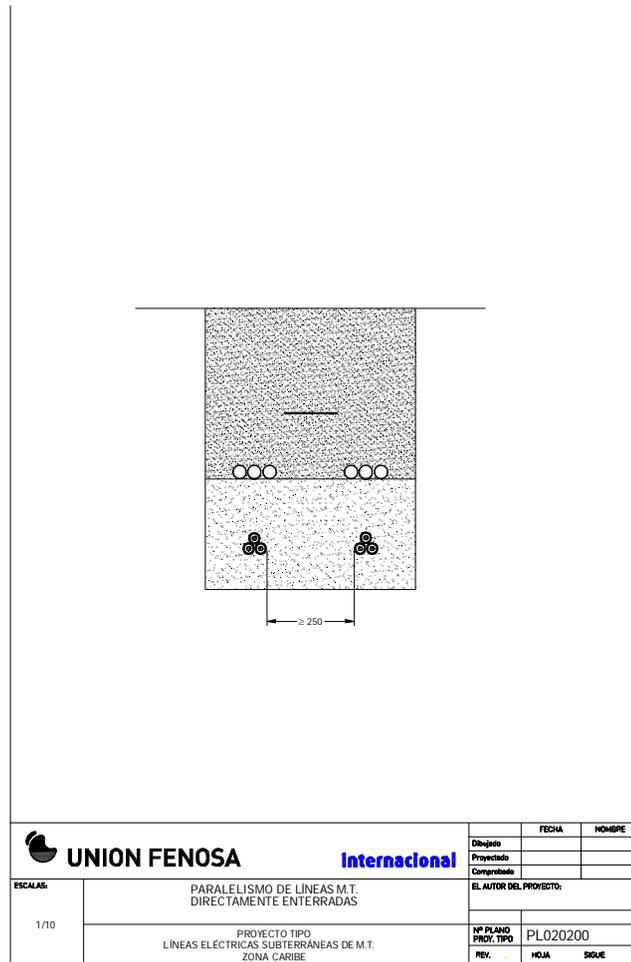
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Corregido		
ESCALAS:	CANALIZACIÓN DE LÍNEA TRIFÁSICA BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL010600	
		REV.	NOJA	SIGUE



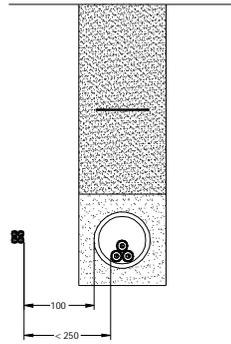
 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	HOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>	
CANALIZACIÓN DE LINEAS M.T. BAJO TUBO HORMIGONADAS (VARIAS CAPAS)		<b>Nº PLANO</b> PROJ. TIPO	PL010700
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA      SIGUE



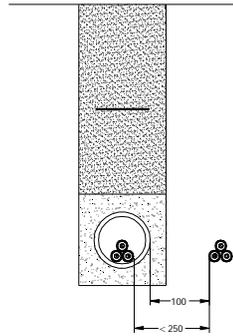
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS:	PARALELISMO DE LÍNEA B.T. Y LÍNEA M.T. DIRECTAMENTE ENTERRADAS	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020100
		REV.	NOJA SIGUE



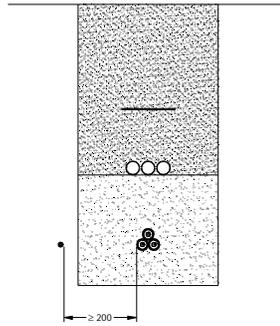
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto		
		Construido		
ESCALAS:	PARALELISMO DE LINEAS M.T. DIRECTAMENTE ENTERRADAS	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020200	
		REV.	NOJA	SIGUE



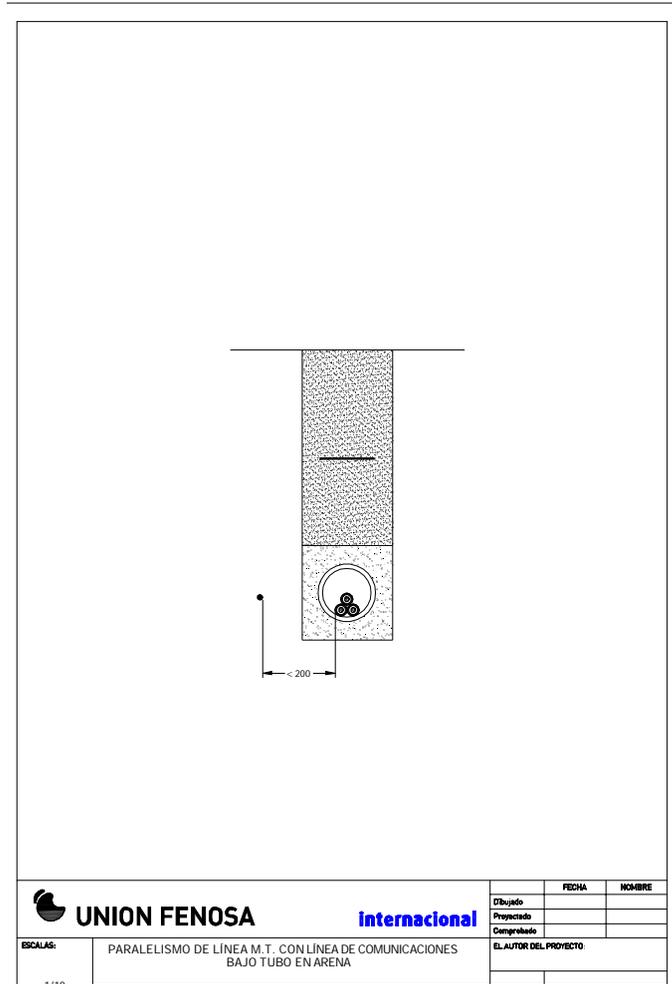
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO		
		CORREGIDO		
ESCALAS:	PARALELISMO DE LÍNEA B.T. Y LÍNEA M.T. BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020300	
		REV.	NOJA	SIGUE



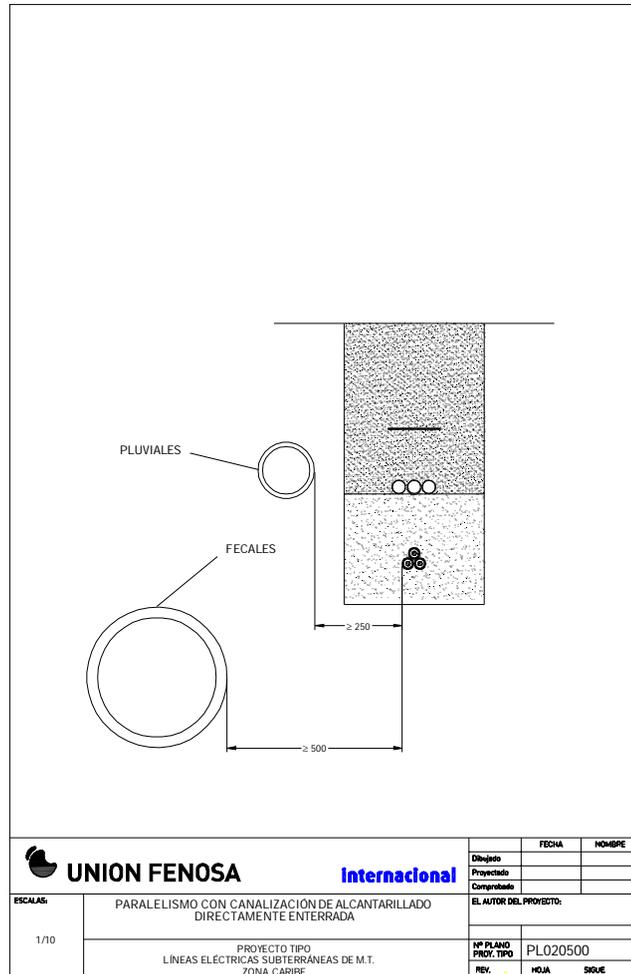
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO	FECHA	NOMBRE
ESCALAS:	PARALELISMO DE LINEAS M.T. BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020350	
		REV.	NOJA	SIGUE



	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO	FECHA	NOMBRE
CORRECCIONES	FECHA	NOMBRE	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
ESCALAS:	PARALELISMO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA DE COMUNICACIONES DIRECTAMENTE ENTERRADA	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020400	
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	REV.	NOVA	SIGUE



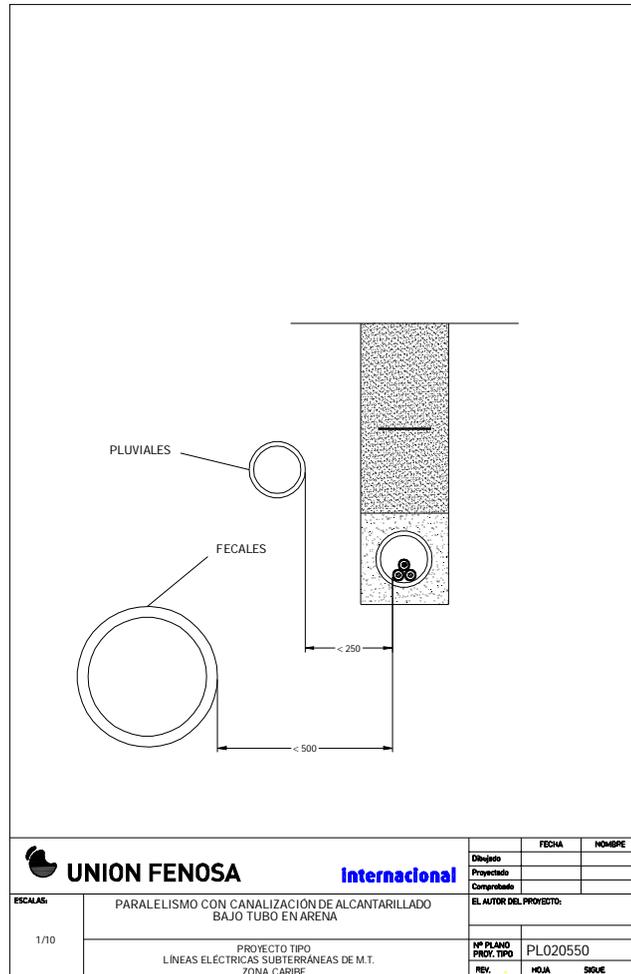
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE</b>
		Dibujado	
		Revisado	
		Comprobado	
<b>ESCALAS:</b>	PARALELISMO DE LINEA M.T. CON LINEA DE COMUNICACIONES BAJO TUBO EN ARENA	<b>EL AUTOR DEL PROYECTO</b>	
1/10			



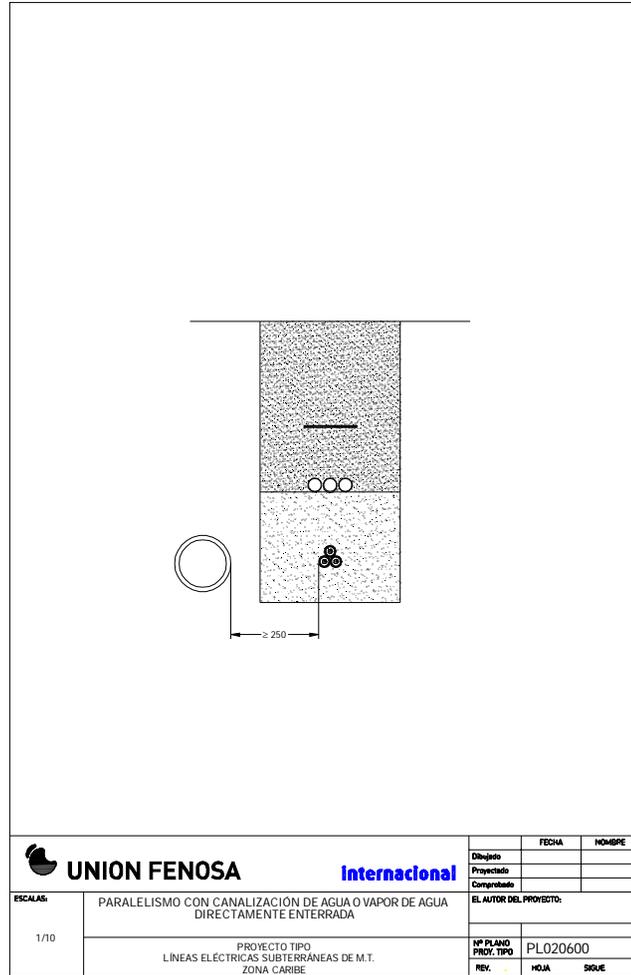
 <b>UNION FENOSA</b>		<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE						
		FECHA	NOMBRE							
<table border="1"> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>										
<table border="1"> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>										

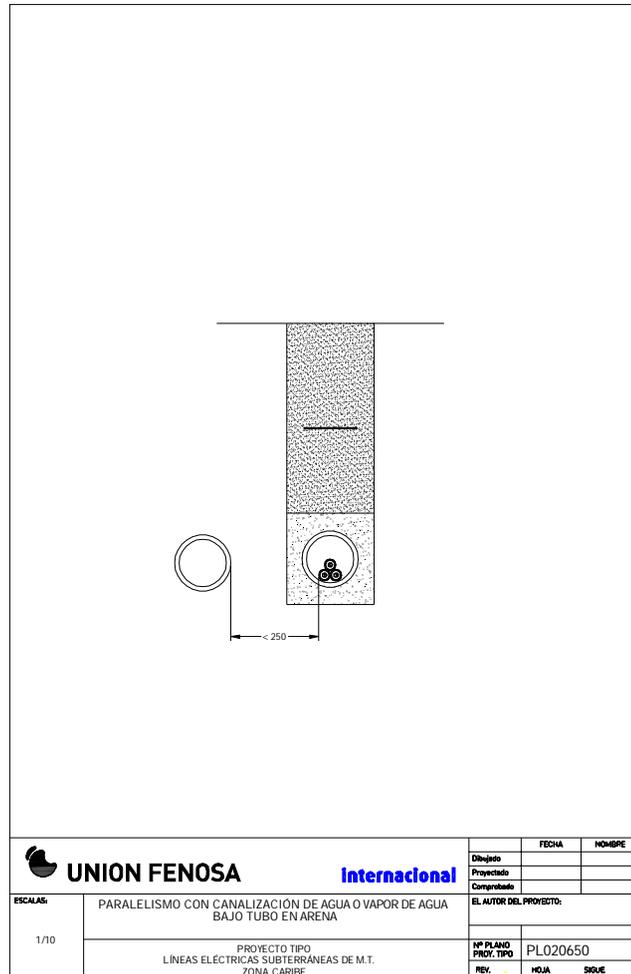
<b>ESCALAS:</b> 1/10	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL020500	REV.      NOJA      SIGUE



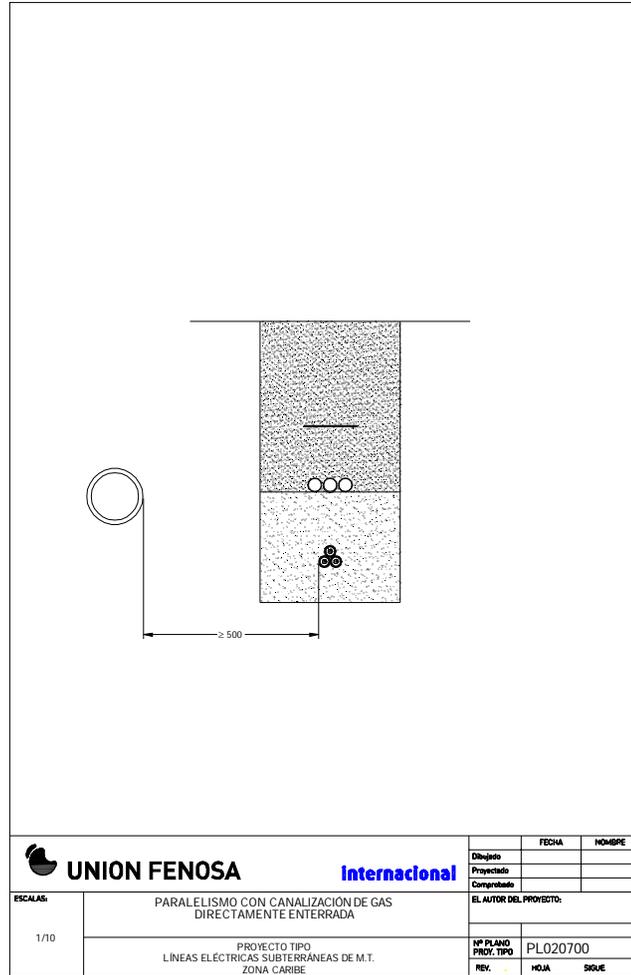
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	Fecha	Nombre
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO BAJO TUBO EN ARENA		Nº PLANO PROY. TIPO	PL020550
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



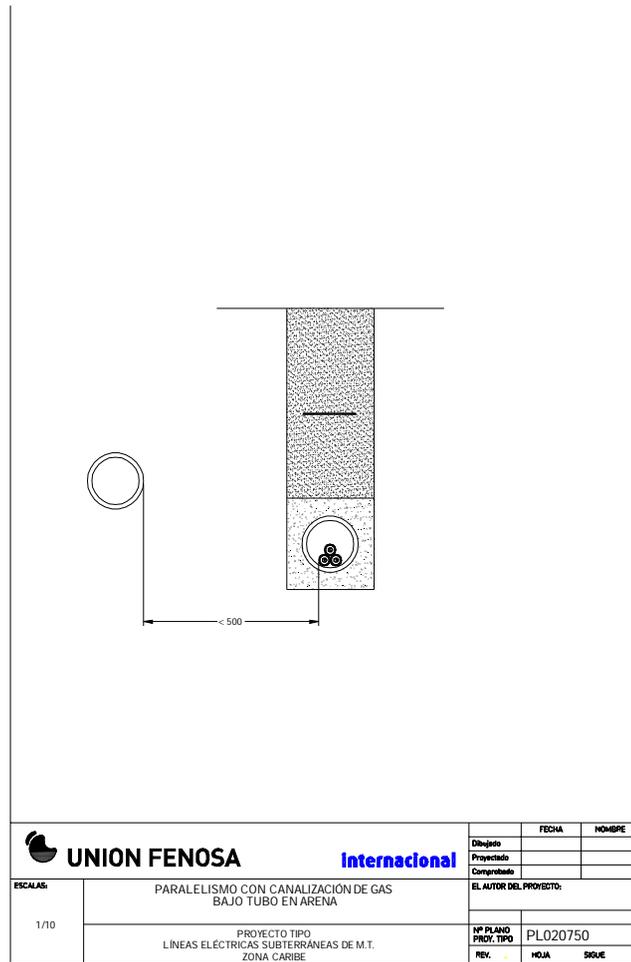
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE AGUA O VAPOR DE AGUA DIRECTAMENTE ENTERRADA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020600
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



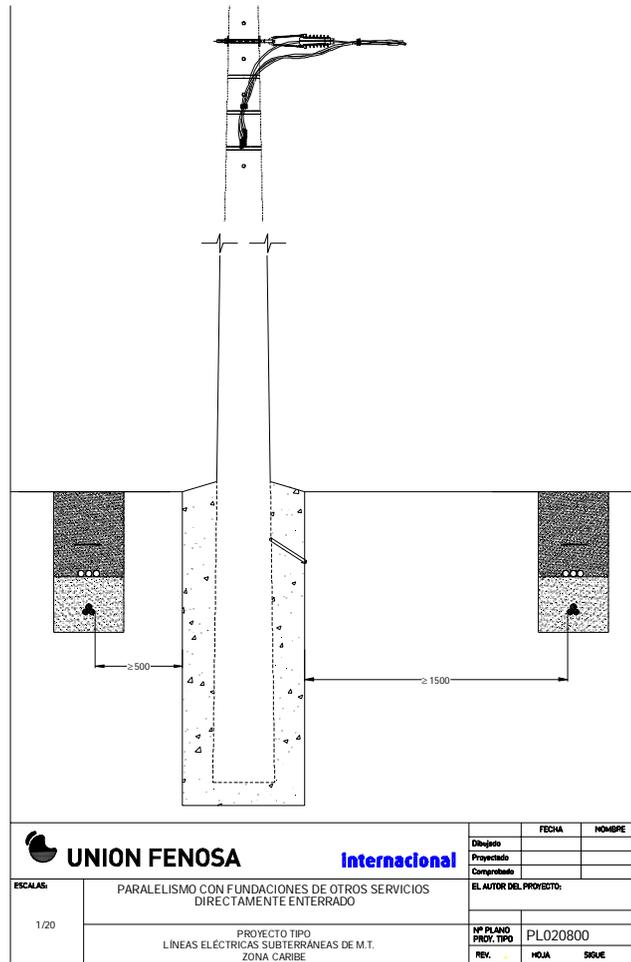
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE AGUA O VAPOR DE AGUA BAJO TUBO EN ARENA		Nº PLANO PROY. TIPO	PL020650
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



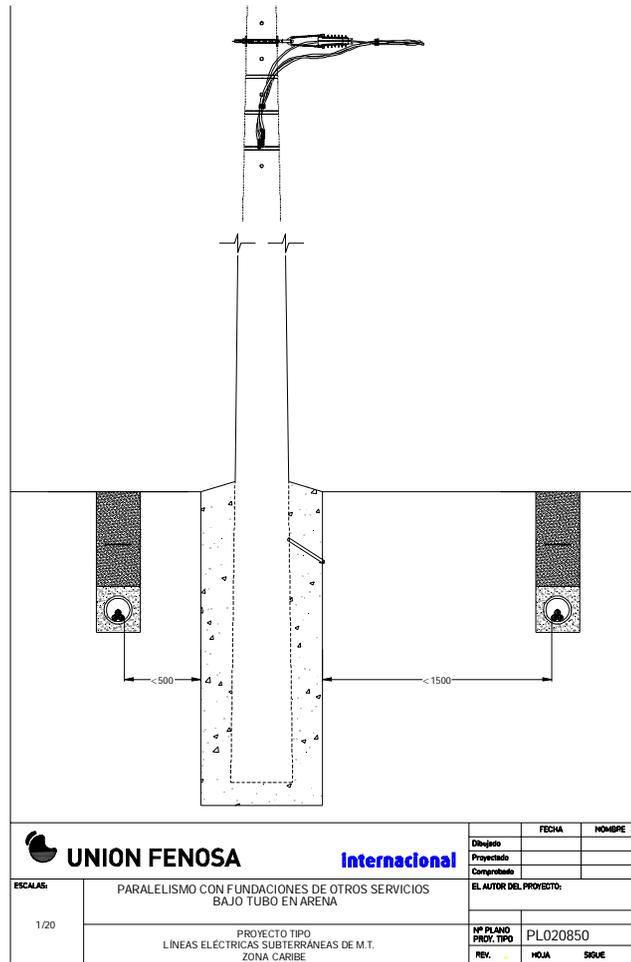
	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTADO		
		CORREGIDO		
ESCALAS:	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE GAS DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020700	
		REV.	NOJA	SIGUE



	<b>INTERNACIONAL</b>	DISEÑO	FECHA	NOMBRE
		PROYECTO		
		CORRECCIÓN		
ESCALAS:	PARALELISMO CON CANALIZACIÓN DE GAS BAJO TUBO EN ARENA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020750	
		REV.	NOJA	SIGUE



 <b>UNION FENOSA</b>	<b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseñado	Proyecto
		Construido	Autorizado
ESCALAS:	PARALELISMO CON FUNDACIONES DE OTROS SERVICIOS DIRECTAMENTE ENTERRADO	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
1/20	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL020800
		REV.	NOJA SÍGUE



**UNION FENOSA**

**Internacional**

Fecha	NOMBRE
Diseño	
Proyectado	
Construido	

ESCALAS:

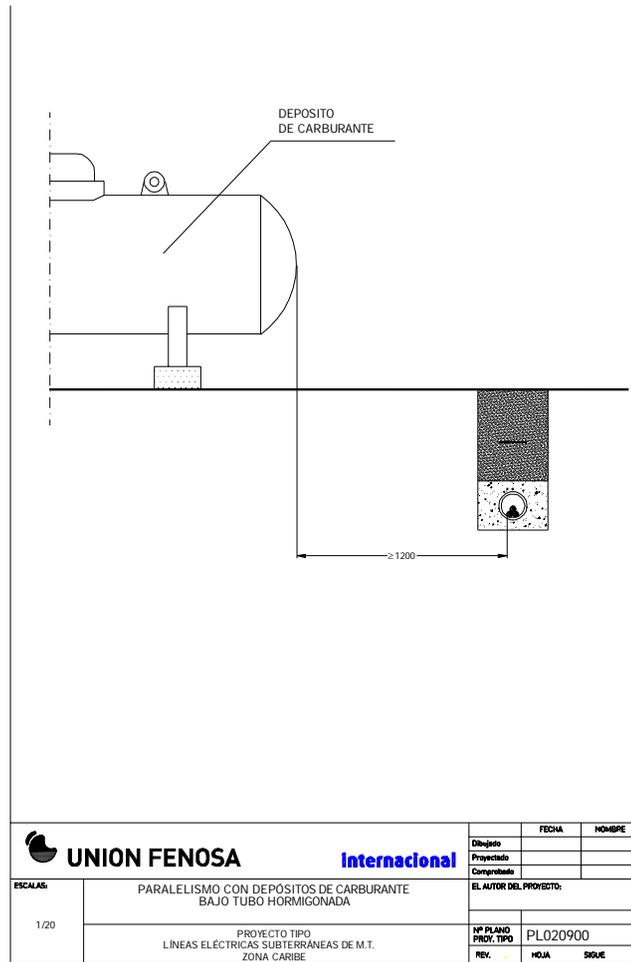
1/20

PARALELISMO CON FUNDACIONES DE OTROS SERVICIOS  
BAJO TUBO EN ARENA

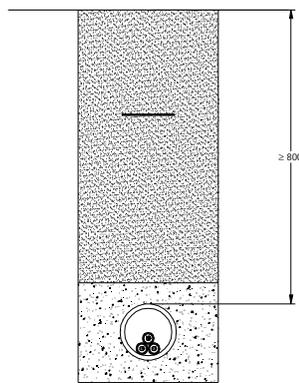
PROYECTO TIPO  
LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T.  
ZONA CARIBE

EL AUTOR DEL PROYECTO:

Nº PLANO  
PROY. TIPO  
REV. NOVA SIGUE

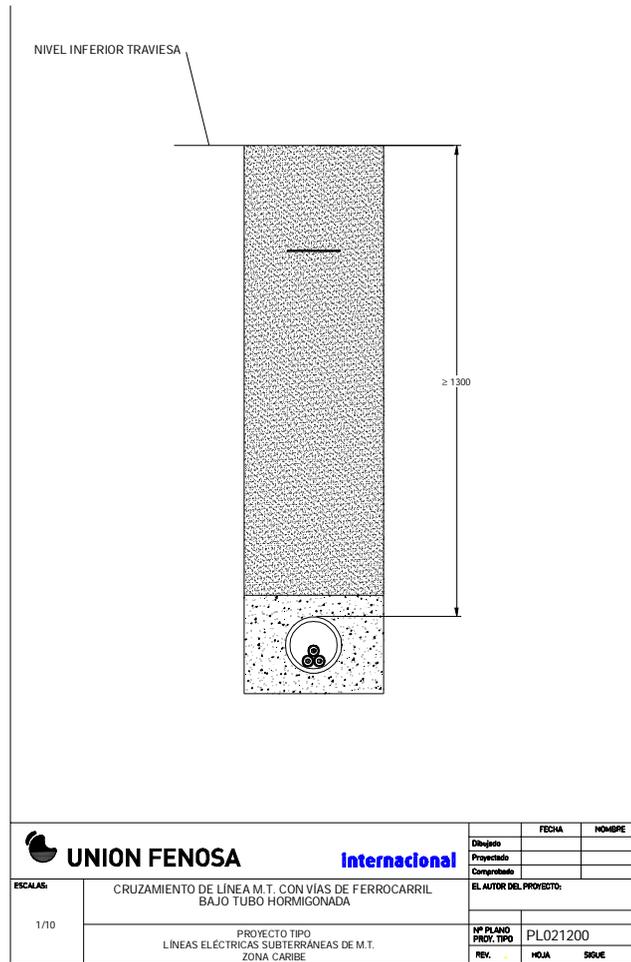


	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Corregido		
ESCALAS:	PARALELISMO CON DEPÓSITOS DE CARBURANTE BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/20	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL020900	
		REV.	NÚM.	SIGUE

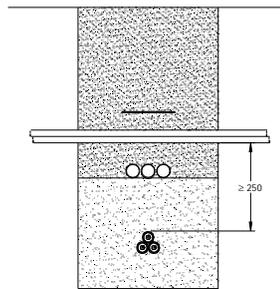


 <b>UNION FENOSA</b>		<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE						
		FECHA	NOMBRE							
<table border="1"> <tr> <td>                 Dibujo                  Proyecto                  Construido             </td> <td> </td> </tr> </table>	Dibujo Proyecto Construido									
Dibujo Proyecto Construido										
EL AUTOR DEL PROYECTO:										
<table border="1"> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>                 PL021100             </td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOVA    SIGUE             </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021100	REV.	NOVA    SIGUE						
Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021100									
REV.	NOVA    SIGUE									

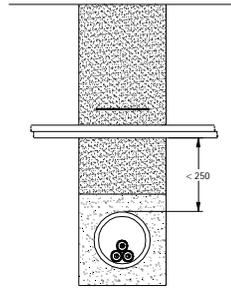
ESCALAS:  1/10	CRUZAMIENTO DE LÍNEA M. T. CON VÍAS PÚBLICAS BAJO TUBO HORMIGONADA  PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE
----------------------	---



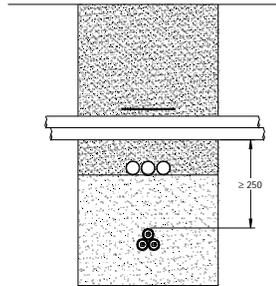
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Construido		
ESCALAS:	CRUZAMIENTO DE LINEA M.T. CON VÍAS DE FERROCARRIL BAJO TUBO HORMIGONADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021200	
		REV.	NOJA	SIGUE



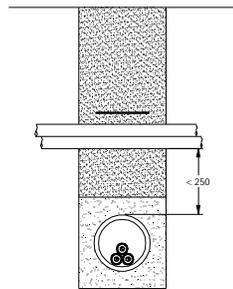
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto	Fecha	Nombre
Escalas:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA B.T. DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021300	
		REV.	NOJA	SIGUE



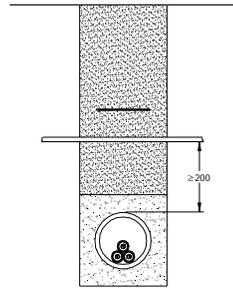
	<b>INTERNACIONAL</b>	Diseño	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
<b>ESCALAS:</b> 1/10		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>		
CRUZAMIENTO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA B.T. BAJO TUBO EN ARENA		<b>Nº PLANO</b> PROY. TIPO	PL021400	
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		<b>REV.</b>	<b>NOVA</b>	<b>SIGUE</b>



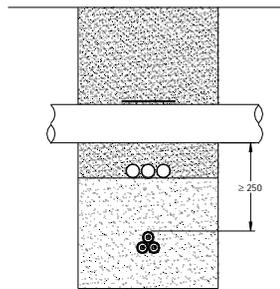
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto	Fecha	Nombre
Escalas:	CRUZAMIENTO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA M.T. DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021500	
		REV.	NOJA	SIGUE



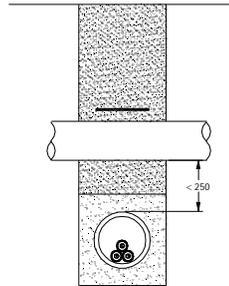
	<b>INTERNACIONAL</b>	Dibujo	FECHA	NOMBRE
		Proyecto		
ESCALAS:		EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	CRUZAMIENTO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA M.T. BAJO TUBO EN ARENA	Nº PLANO PROY. TIPO	PL021600	
	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	REV.	HOJA	SIGUE



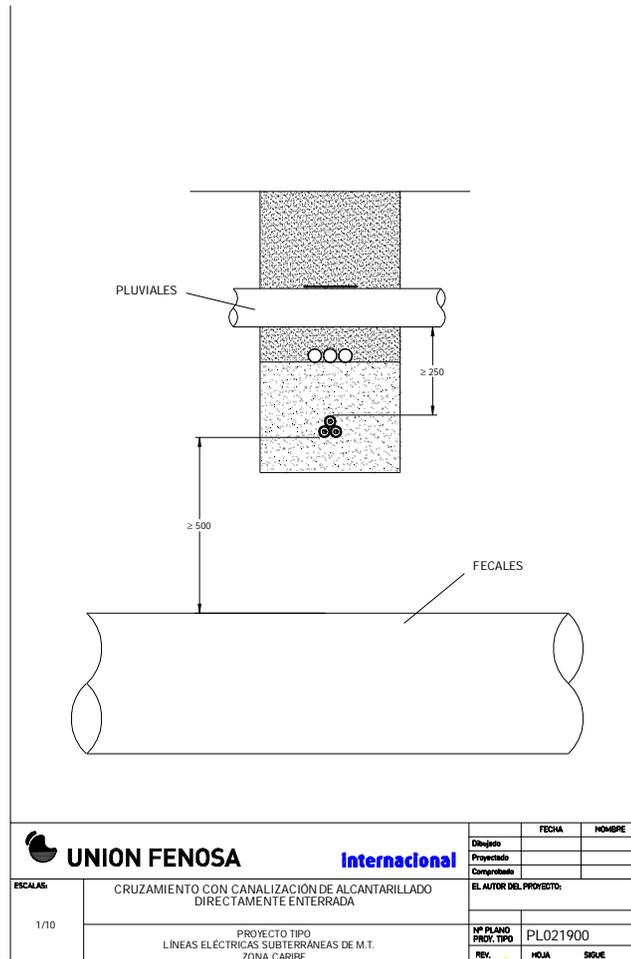
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		Diseñado	FECHA	NOMBRE
				Proyectado		
ESCALAS: CRUZAMIENTO DE LÍNEA M.T. CON LÍNEA DE COMUNICACIONES BAJO TUBO EN ARENA				EL AUTOR DEL PROYECTO:		
1/10	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE			Nº PLANO PROY. TIPO	PL021700	
				REV.	HOJA	SIGUE



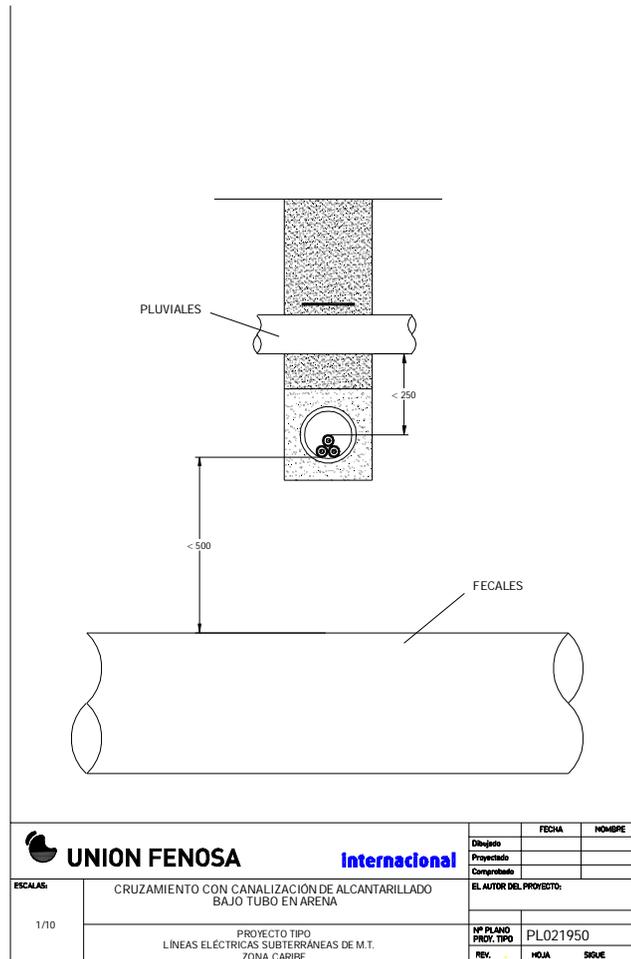
 <b>UNION FENOSA</b>		<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE						
		FECHA	NOMBRE							
<table border="1"> <tr> <td>                 Dibujo                  Proyecto                  Construido             </td> <td> </td> </tr> </table>	Dibujo Proyecto Construido									
Dibujo Proyecto Construido										
EL AUTOR DEL PROYECTO:										
ESCALAS: 1/10	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA DIRECTAMENTE ENTERRADA	EL AUTOR DEL PROYECTO:								
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO PL021800	REV.      NOVA      SIGUE								



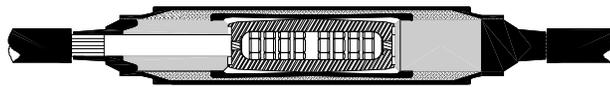
		<table border="1"> <tr> <th>FECHA</th> <th>NOMBRE</th> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> <tr> <td> <table border="1"> <tr> <td>Diseño</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Proyectado</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Corregido</td> <td> </td> </tr> </table> </td> <td> <table border="1"> <tr> <td colspan="2">EL AUTOR DEL PROYECTO:</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table> </td> </tr> <tr> <td> <table border="1"> <tr> <td>ESCALAS:</td> <td>                 CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA                  BAJO TUBO EN ARENA             </td> </tr> <tr> <td>1/10</td> <td>                 PROYECTO TIPO                  LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T.                  ZONA CARIBE             </td> </tr> </table> </td> <td> <table border="1"> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>PL021850</td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOJA      SIGUE             </td> </tr> </table> </td> </tr> </table>	FECHA	NOMBRE			<table border="1"> <tr> <td>Diseño</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Proyectado</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Corregido</td> <td> </td> </tr> </table>	Diseño		Proyectado		Corregido		<table border="1"> <tr> <td colspan="2">EL AUTOR DEL PROYECTO:</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	EL AUTOR DEL PROYECTO:				<table border="1"> <tr> <td>ESCALAS:</td> <td>                 CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA                  BAJO TUBO EN ARENA             </td> </tr> <tr> <td>1/10</td> <td>                 PROYECTO TIPO                  LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T.                  ZONA CARIBE             </td> </tr> </table>	ESCALAS:	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA BAJO TUBO EN ARENA	1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	<table border="1"> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>PL021850</td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOJA      SIGUE             </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021850	REV.	NOJA      SIGUE
		FECHA	NOMBRE																									
<table border="1"> <tr> <td>Diseño</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Proyectado</td> <td> </td> </tr> <tr> <td>Corregido</td> <td> </td> </tr> </table>	Diseño		Proyectado		Corregido		<table border="1"> <tr> <td colspan="2">EL AUTOR DEL PROYECTO:</td> </tr> <tr> <td> </td> <td> </td> </tr> </table>	EL AUTOR DEL PROYECTO:																				
Diseño																												
Proyectado																												
Corregido																												
EL AUTOR DEL PROYECTO:																												
<table border="1"> <tr> <td>ESCALAS:</td> <td>                 CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA                  BAJO TUBO EN ARENA             </td> </tr> <tr> <td>1/10</td> <td>                 PROYECTO TIPO                  LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T.                  ZONA CARIBE             </td> </tr> </table>	ESCALAS:	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA BAJO TUBO EN ARENA	1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	<table border="1"> <tr> <td>                 Nº PLANO                  PROJ. TIPO             </td> <td>PL021850</td> </tr> <tr> <td>                 REV.             </td> <td>                 NOJA      SIGUE             </td> </tr> </table>	Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021850	REV.	NOJA      SIGUE																			
ESCALAS:	CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE GAS O AGUA BAJO TUBO EN ARENA																											
1/10	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE																											
Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021850																											
REV.	NOJA      SIGUE																											



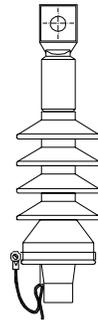
 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Diseño	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO DIRECTAMENTE ENTERRADA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021900
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



 <b>UNION FENOSA</b>	 <b>Internacional</b>	FECHA	NOMBRE
		Dibujado	
		Proyectado	
ESCALAS: 1/10		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
CRUZAMIENTO CON CANALIZACIÓN DE ALCANTARILLADO BAJO TUBO EN ARENA		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL021950
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE



 <b>UNION FENOSA</b>		FECHA	NOMBRE
		Dibujado	
		Proyectado	
ESCALAS:		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
EMPALME CONTRACTIL EN FRIO PARA CONDUCTORES CON AISLAMIENTO SECO 15,25 Y 35 KV		Nº PLANO PROJ. TIPO	PL030100
PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE

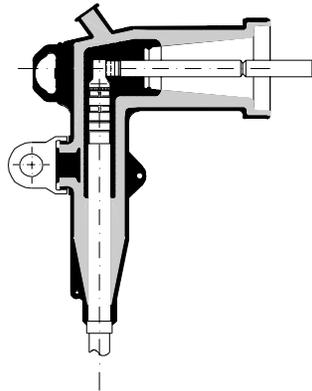


 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	Dibujado	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Comprobado		
ESCALAS:	TERMINACION EXTERIOR CONTRÁCTIL EN FRIO PARA 15 kV	EL AUTOR DEL PROYECTO		
	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL030200	
		RDY.	HOJA	SIGUE

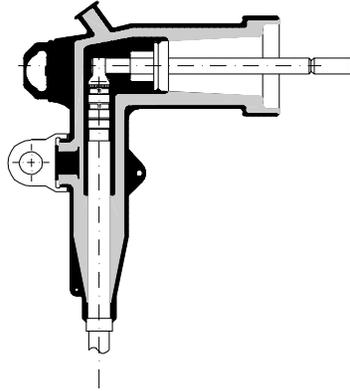




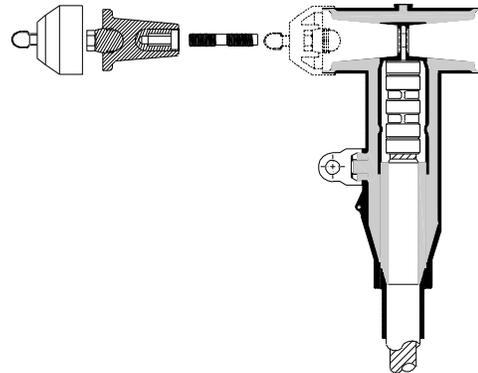
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	FECHA:	NOMBRE:
		Diseñado:	Proyectado:
		Construido:	EL AUTOR DEL PROYECTO:
ESCALAS:	TERMINACION EXTERIOR CONTRÁCTIL EN FRIO PARA 35 kV	Nº PLANO PROY. TIPO	PL030400
	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	RDY.	HOJA 5/04



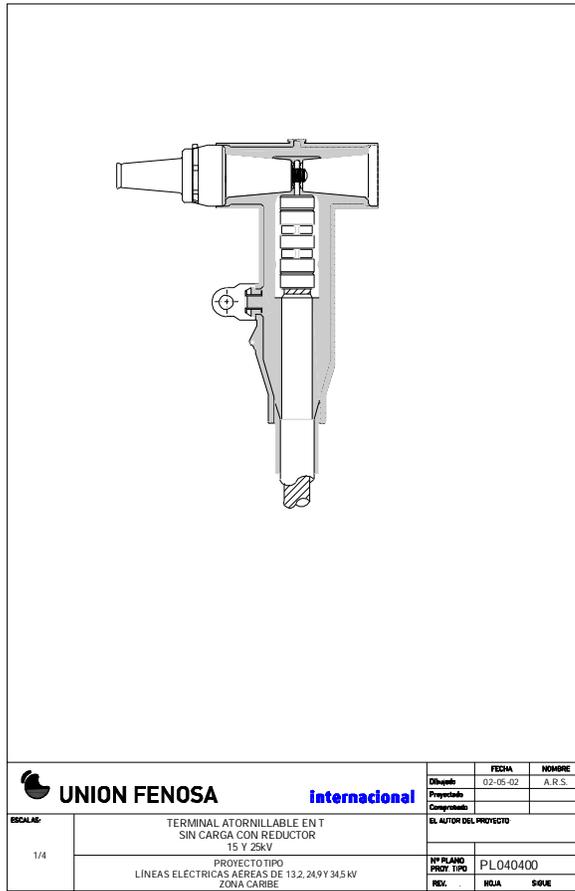
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	FECHA:	NOMBRE:
		Diseñado:	Proyecto:
		Construido:	Autorizado:
ESCALAS:	TERMINAL ACODADO ENCHUFABLE EN CARGA 200A 15kV (IEEE STD. 386-1985)	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO PL040100	RDY.	HOJA 5/04



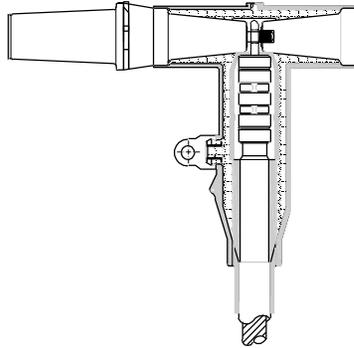
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	Dibuja:	FECHA:	NOMBRE:
		Proyecto:		
		Construido:		
ESCALAS:	TERMINAL ACODADO ENCHUFABLE EN CARGA 200A 25 Y 35kV (IEEE STD 386-1985)	EL AUTOR DEL PROYECTO		
	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL040200	
		RDY.	HOJA	5/04



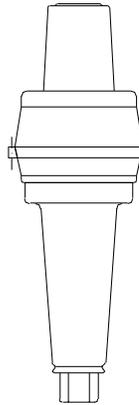
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	FECHA:	NOMBRE:
		Diseñado:	
		Proyectado:	
Construido:		EL AUTOR DEL PROYECTO	
ESCALAS:	TERMINAL ATORNILLABLE EN "T" SIN CARGA 600A 15, 25 Y 35kV (IEEE STD 386-1985)	Nº PLANO PROY. TIPO	PL040300
PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE	RDY:	HOJA:	SIGUE:



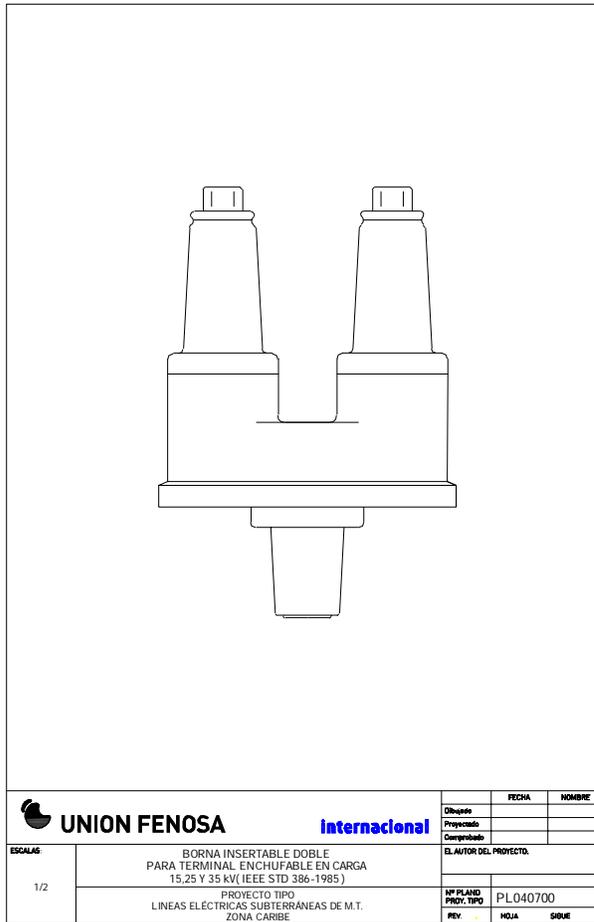
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE</b>
		<b>Diseño</b>	02-09-02 A.R.S.
		<b>Proyecto</b>	
<b>ESCALAS:</b>	TERMINAL ATORNILLABLE ENT SIN CARGA CON REDUCTOR 15 Y 25KV	<b>Comprobado</b>	<b>EL AUTOR DEL PROYECTO</b>
1/4	PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13,2, 24,9 Y 34,5 KV ZONA CARIBE	<b>Nº PLANO PROY. TIPO</b>	PL040400
		<b>RDY.</b>	<b>HQA</b> <b>SIQUE</b>



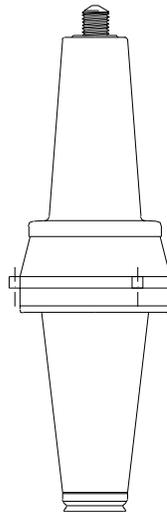
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE</b>	
		Diseño:	02-05-02	A.R.S.
		Proyecto:		
		Comprobado:		
<b>ESCALA:</b>	TERMINAL ATORNILLABLE ENT SIN CARGA CON REDUCTOR 35KV-600A	<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>		
	PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13,2, 24,9 Y 34,5 KV ZONA CARIBE	<b>NO PLANO PROY. TIPO</b>	PL040500	
		Rev.	NOVA SINEE	



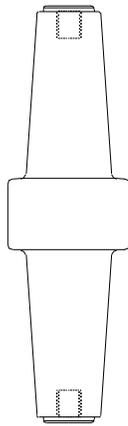
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		FECHA	NOMBRE
				Dibujado	
				Proyectado	
<b>ESCALAS:</b>  1/2		BORNA INSERTABLE PARA TERMINAL ENCHUFABLE EN CARGA 15,25 Y 35 KV ( I.E.E.E STD 386-1985 )  PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE		EL AUTOR DEL PROYECTO	
				Nº PLANO PROY. TIPO	PL040600
		RDY.	HOJA	SIGUE	



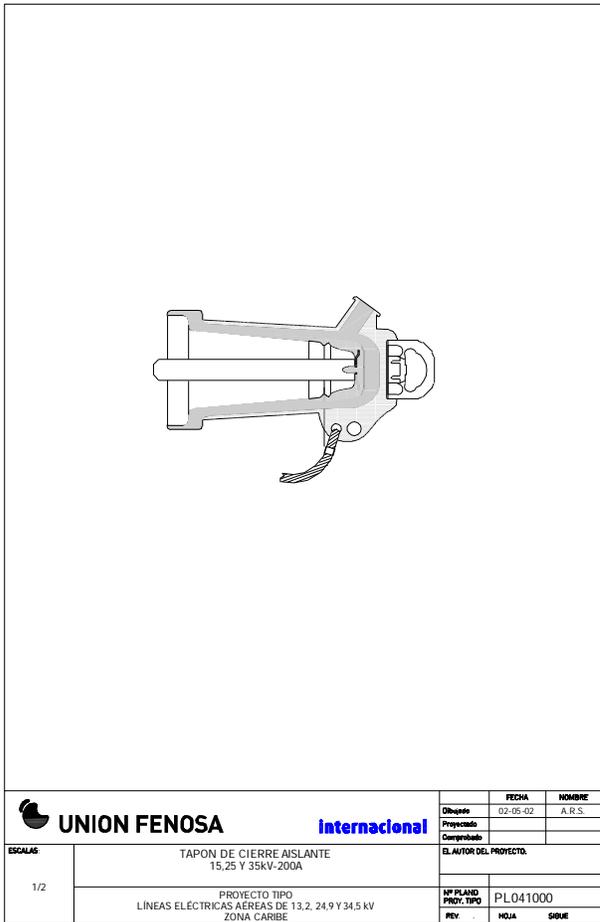
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		Diseño	FECHA	NOMBRE
				Proyectado		
				Comprado		
ESCALAS:	BORNA INSERTABLE DOBLE PARA TERMINAL ENCHUFABLE EN CARGA 15,25 Y 35 kV (IEEE STD 386-1985)	EL AUTOR DEL PROYECTO:				
1/2		PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL040700		
		REV.		HOLIA	SIGUE	



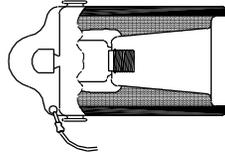
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		FECHA	NOMBRE
				Dibujó	
				Proyectó	
<b>ESCALAS:</b> 1/2		BORNA DE REDUCCIÓN 600 - 200 A ( I.E.E.E. STD. 386-1985 ) PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERRÁNEAS DE M.T. ZONA CARIBE		EL AUTOR DEL PROYECTO	
				N° PLANO PROY. TIPO	PL040800
		RDY.	HOJA	SIGUE	



 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	FECHA:	NOMBRE:
		Diseñado:	Proyecto:
		Consultado:	Comprobado:
<b>ESCALAS:</b>	BORNA DE UNION PARA TERMINAL ATORNILLABLE EN "T" SIN CARGA 600A 15, 25 Y 35KV (IEEE STD 386-1985)	EL AUTOR DEL PROYECTO	
1/2	PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL040900
		RDY.	HOJA
			SIGUE



 <b>UNION FENOSA</b>				<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE</b>	
				Diseño	02-05-02	A.R.S.
				Proyectado		
<b>ESCALAS:</b> 1/2		TAPON DE CIERRE AISLANTE 15.25 Y 35kV-200A		<b>ELABORADOR DEL PROYECTO:</b>		
PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13.2, 24.9 Y 34.5 KV ZONA CARIBE		<b>NO PLANO                  PROY. TIPO</b>		PL.041000		
		<b>REV.</b>		<b>HOJA</b> <b>SIGUE</b>		



**UNION FENOSA**

**Internacional**

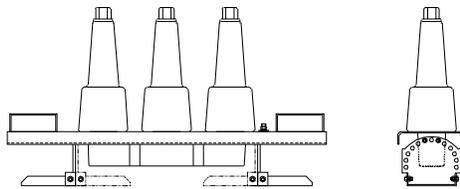
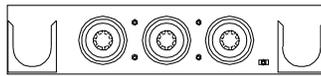
ESCALA

1/2

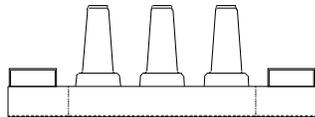
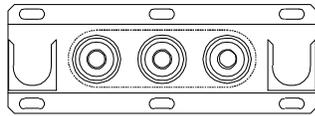
TAPON DE CIERRE AISLANTE  
15.25 Y 35kV-600A

PROYECTO TIPO  
LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13.2, 24.9 Y 34.5kV  
ZONA CARIBE

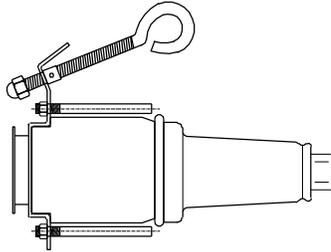
FIGURA		NOMBRE	
Dibujado	12-05-02	A.R.S.	
Proyectado			
Comprobado			
E. AUTOR DEL PROYECTO:			
E.F. PLANO		PL041100	
REV.		ELAB.	SIBILE



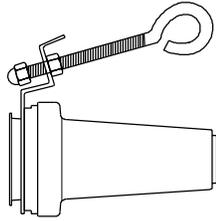
 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>		FECHA	NOMBRE
				Dibujista	
				Proyectado	
<b>ESCALAS:</b> 1/5		BARRA TRES BORNAS ENCHUFABLES EN CARGA 200A 15,25 Y 35kV (IEEE STD 386-1985)			
		PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE			
		EL AUTOR DEL PROYECTO N° PLANO PROY. TIPO RDY.	PL041200 HOJA SIVUE		



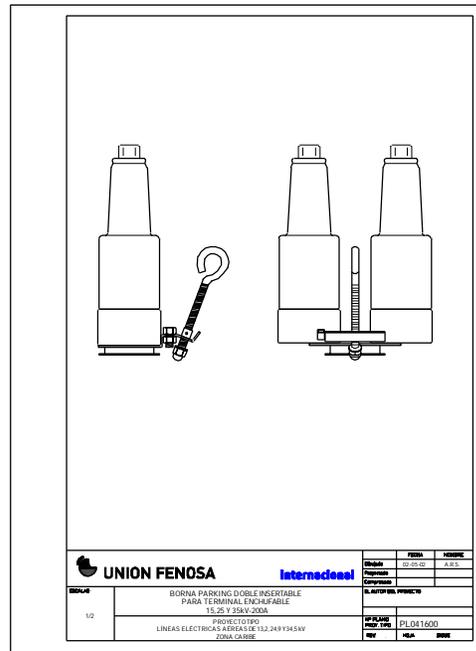
 <b>UNION FENOSA</b>	<b>internacional</b>	Dibujado	FECHA	NOMBRE
		Proyectado		
		Comprobado		
ESCALAS:	BARRA TRES BORNAS ATORNILLABLES SIN CARGA 600A 15, 25 Y 35KV (IEEE STD 386-1985)	EL AUTOR DEL PROYECTO		
1/5		PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE	Nº PLANO PROY. TIPO	PL041300
		RDY.	HQA	SQUK



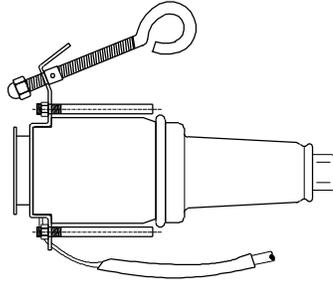
 <b>UNION FENOSA</b>				FECHA	NOMBRE	
				Diseno	02-05-02	A.R.S.
				Proyectado		
ESCALA: 1/2		BORNA PARKING INSERTABLE PARA TERMINAL ENCHUFABLE 15.25 Y 35KV-200A		El AUTOR DEL PROYECTO:		
				PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13.2, 24.9 Y 34.5 KV ZONA CARIBE	Nº PLANO PROJ. TIPO	PLO41400
		Nº	HOLA	SIGUE		



 <b>UNION FENOSA</b>				FECHA	HOMBRE	
				Después	02-05-02	A.R.S.
				Proyectado		
<b>ESCALA:</b> 1/2		BORNA PARKING INSERTABLE PARA TERMINAL ATORNILLABLE 15,25 Y 38KV-400A		<b>EL AUTOR DEL PROYECTO:</b>		
				<b>NO PLANO PROY. TIPO</b>	PLO41500	
		<b>REV.</b>	<b>NOVA</b>	<b>SIQUE</b>		



 <b>UNION FENOSA</b>	<b>Internacional</b>	
	FECHA	REVISIÓN
	ELABORADO	02-05-03
	APROBADO	A. B. C.
 BOMBA BORNIA PARKING DOBLE INEXTINGIBLE PARA TERMINAL ENCHUFABLE TS.25 Y 35kV-200A PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREA DE 110-240 KV 50KV ZONA GUISE.	A. B. C.	
1/0	APLICACION P1 (04 T420)	REV M.L.A.

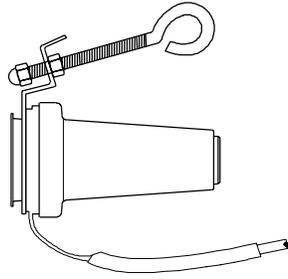


 <b>UNION FENOSA</b>		<b>Internacional</b>		FECHA	NOMBRE
				Diseñado: 02-05-02	A.R.S.
				Proyectado:	
				Comprobado:	
		EL AUTOR DEL PROYECTO:			
		PROYECTO TIPO		PLANO	
		LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13,2, 24,9 Y 34,5 KV		PLANO TIPO	
		ZONA CARIBE		Rev.	
				NÚM.	
				SIGN.	

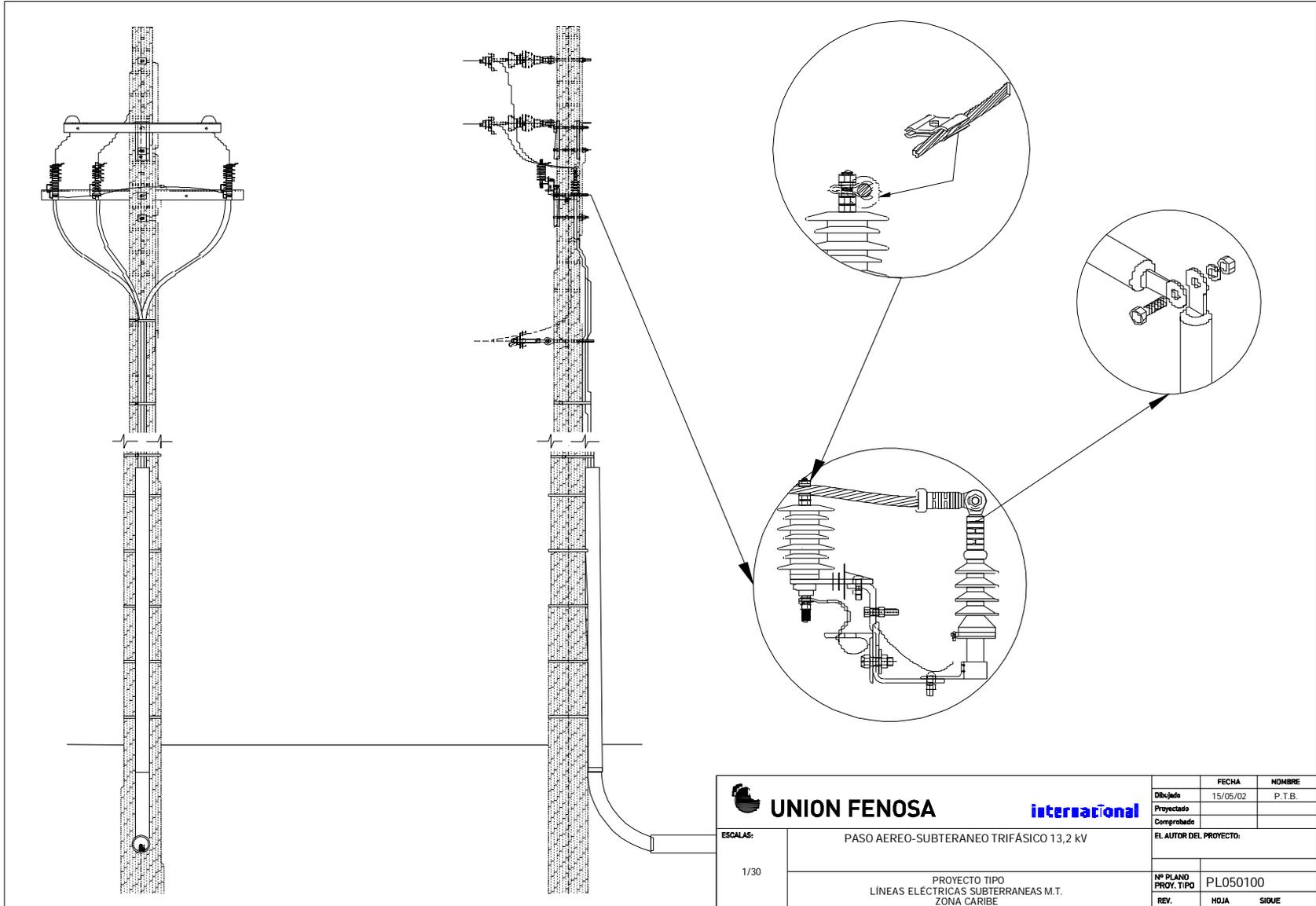
ESCALA  
1/2

BORNA PARKING INSERTABLE CON P.A.T.  
PARA TERMINAL ENCHUFABLE  
15,25 Y 35KV-200A

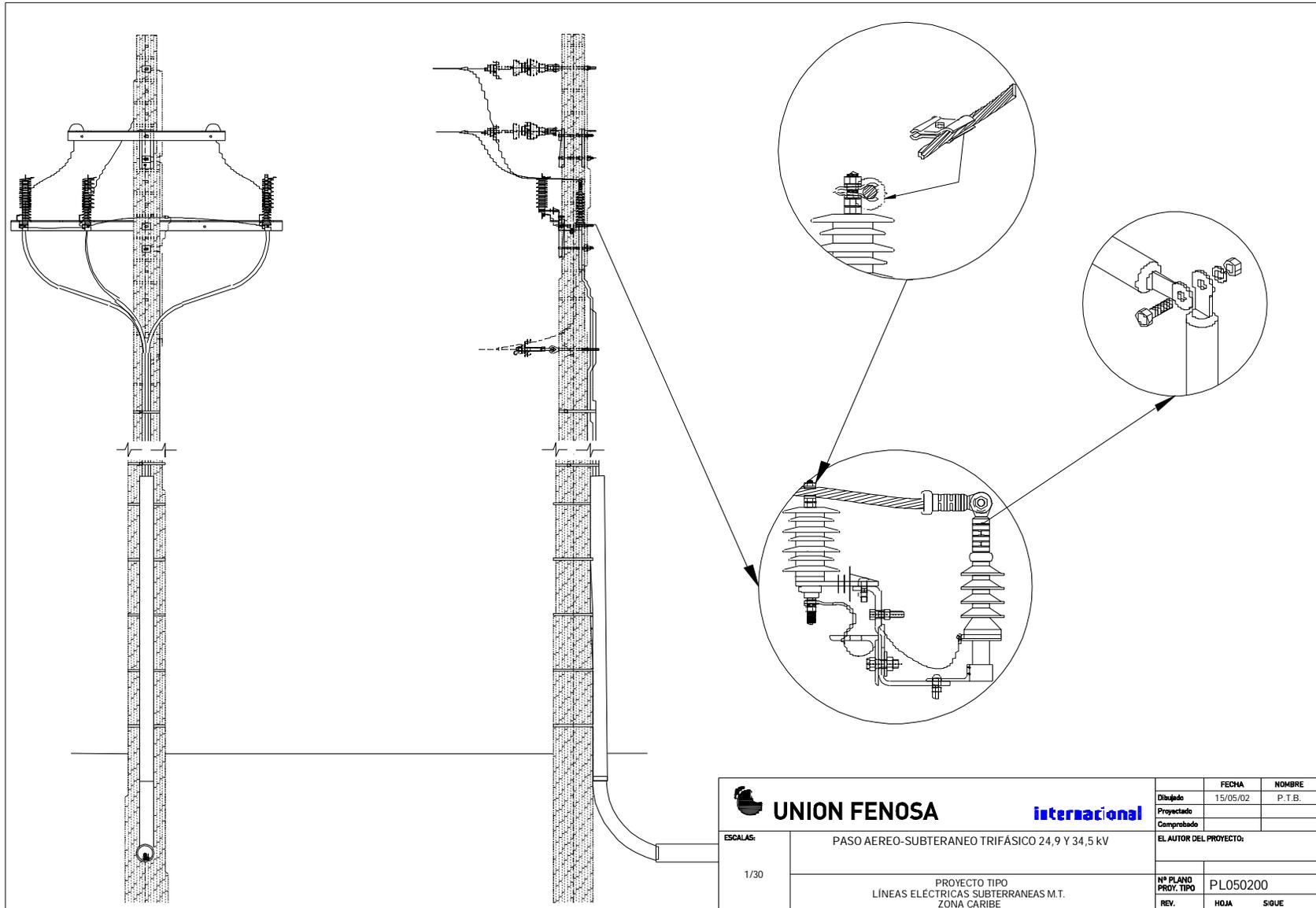
PLANO  
PLANO TIPO  
PL041700



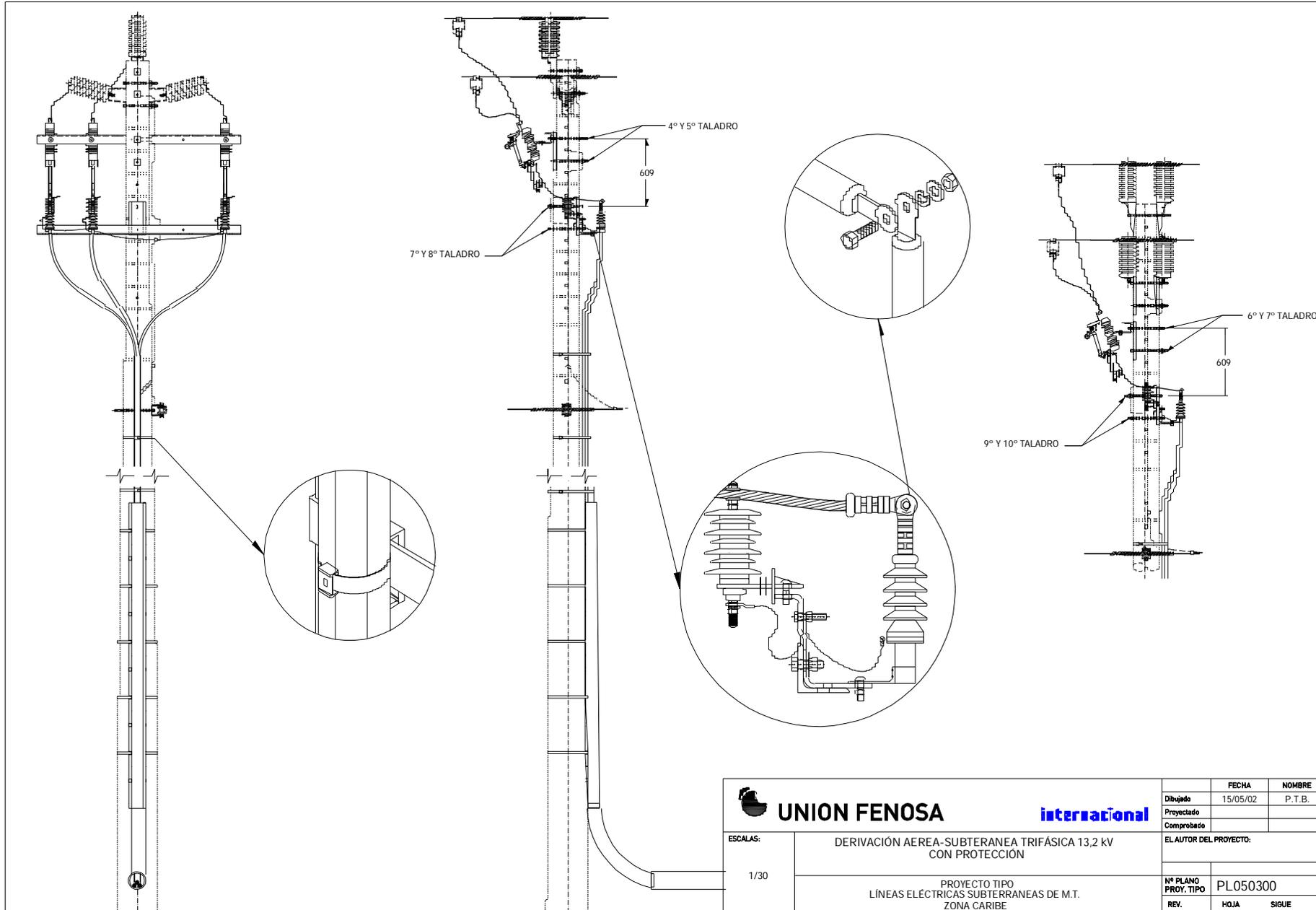
 <b>UNION FENOSA</b>				FECHA	NOMBRE
				Elaborado	02-05-02
ESCALA 1/2		BORNA PARKING INSERTABLE CON P.A.T. PARA TERMINAL ENCHUFABLE 15.25 Y 35KV-600A		Proyectado	
				Comprobado	
PROYECTO TIPO LINEAS ELECTRICAS AEREAS DE 13.2, 24.9 Y 34.5 KV ZONA CARIBE		EL AUTOR DEL PROYECTO:		NO PLANO	PL041800
		REV.	NOVA	SIGUE	



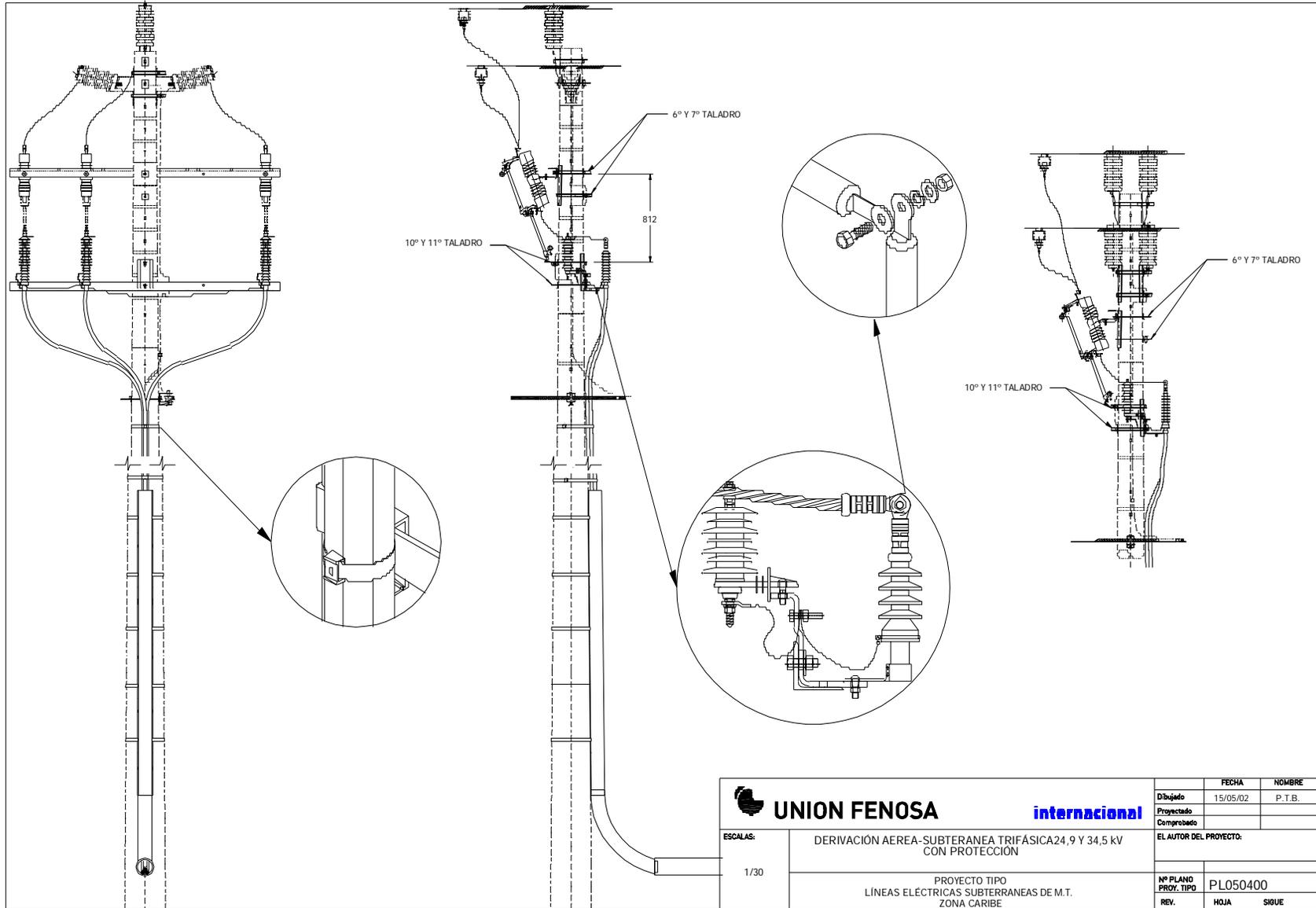
 <b>UNION FENOSA</b>			FECHA	NOMBRE	
			Dibujado	15/05/02	P. T. B.
			Proyectado		
Comprobado			EL AUTOR DEL PROYECTO:		
ESCALAS:	PASO AEREO-SUBTERANEO TRIFÁSICO 13,2 kV		Nº PLANO PROY. TIPO	PL050100	
1/30	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRANEAS M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE	

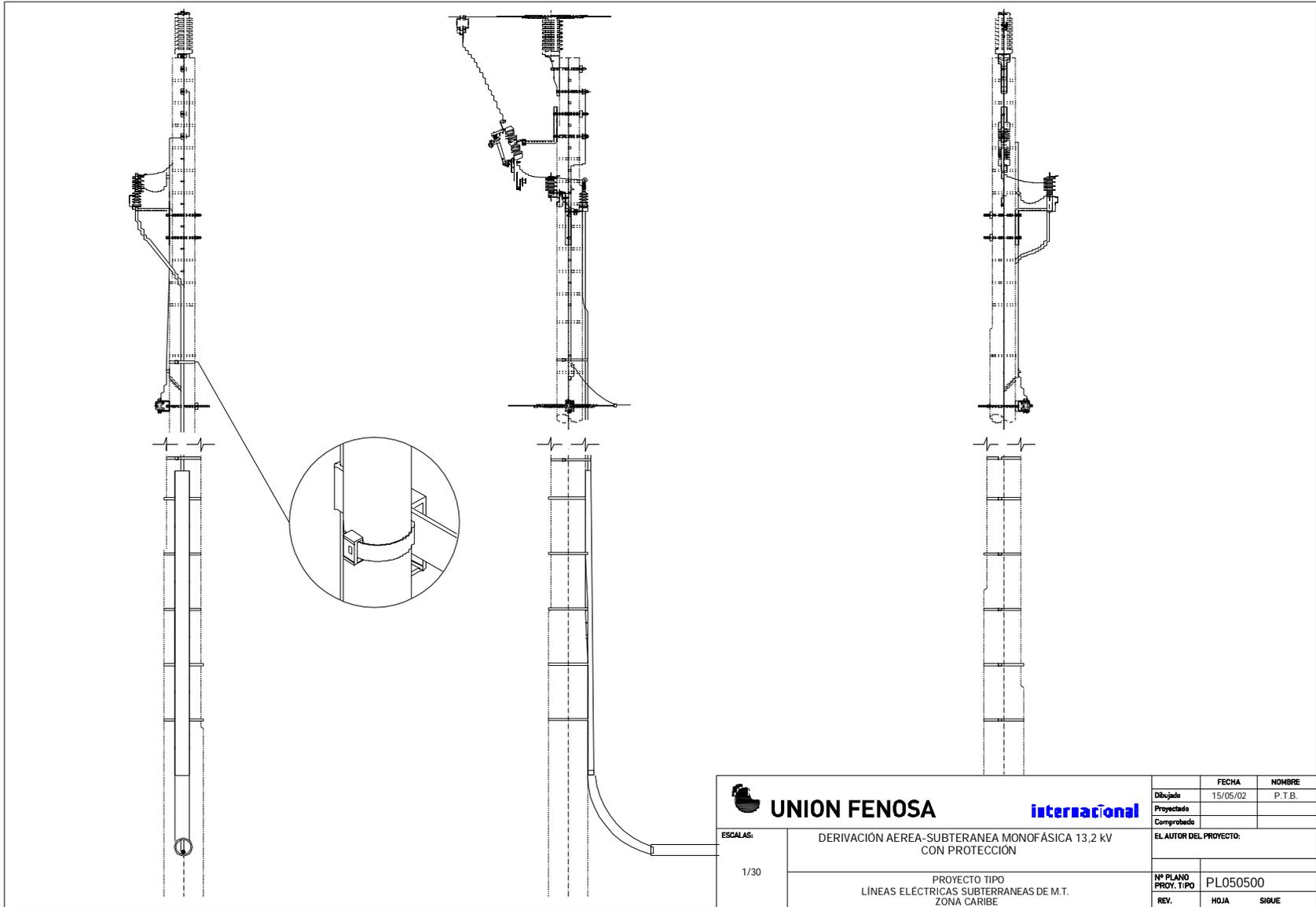


 <b>UNION FENOSA</b>		<b>internacional</b>	
ESCALAS: 1/30		EL AUTOR DEL PROYECTO:	
PASO AEREO-SUBTERANEO TRIFÁSICO 24,9 Y 34,5 kV		N° PLANO PROJ. TIPO: PL050200	
PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRANEAS M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE

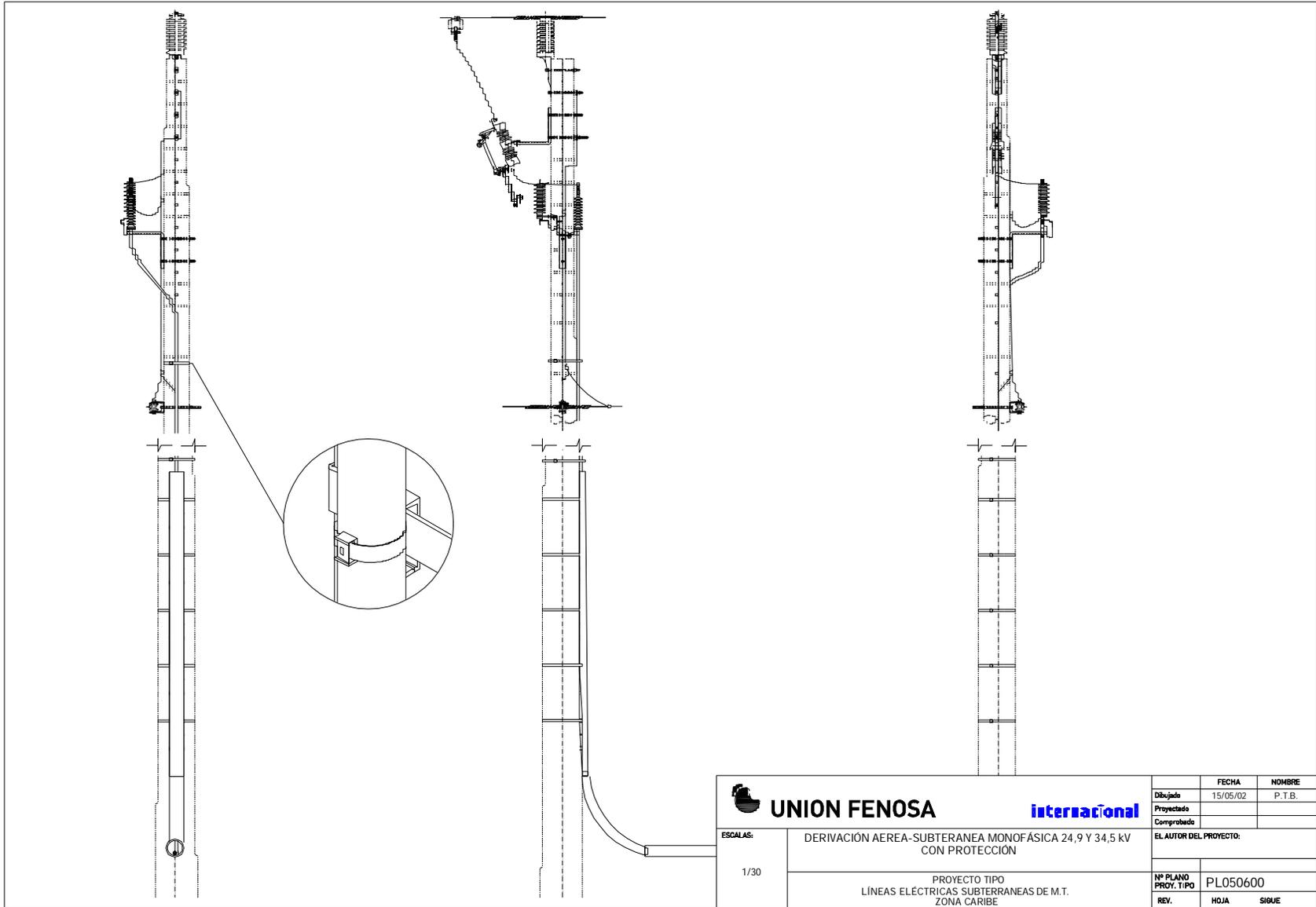


 <b>UNION FENOSA</b>		
	FECHA	NOMBRE
	Dibujado	15/05/02 P.T.B.
ESCALAS:	DERIVACIÓN AEREA-SUBTERANEA TRIFÁSICA 13,2 KV CON PROTECCIÓN	
1/30	EL AUTOR DEL PROYECTO:	
	Nº PLANO PROY. TIPO	PL050300
	REV.	HQJA SIGUE





 <b>UNION FENOSA</b>			FECHA	NOMBRE	
			Dibujado	15/05/02	P. T. B.
			Proyectado		
Comprobado			EL AUTOR DEL PROYECTO:		
ESCALAS:	DERIVACIÓN AÉREA-SUBTERANEA MONOFÁSICA 13,2 kV CON PROTECCIÓN		Nº PLANO PROY. TIPO	PL050500	
1/30	PROYECTO TIPO LÍNEAS ELÉCTRICAS SUBTERRANEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE	



 <b>UNION FENOSA</b>			FECHA	NOMBRE	
			Dibujado	15/05/02	P. T. B.
			Proyectado		
Comprobado			EL AUTOR DEL PROYECTO:		
ESCALAS:	DERIVACION AEREA-SUBTERANEA MONOFASICA 24,9 Y 34,5 kV CON PROTECCION		Nº PLANO PROY. TIPO	PL050600	
1/30	PROYECTO TIPO LINEAS ELÉCTRICAS SUBTERANEAS DE M.T. ZONA CARIBE		REV.	HOJA SIGUE	