

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código -</b>

## 1. OBJETIVO

Establecer la metodología, exigencias, especificaciones y características mínimas, necesarias para el cálculo y diseño de los sistemas de distribución e instalaciones eléctricas internas que satisfagan los requisitos impuestos para la fiabilidad técnica, la eficiencia económica de las instalaciones, la seguridad y calidad del servicio.

Igualmente, es un instrumento técnico legal para la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., que permite garantizar que el diseño de instalaciones eléctricas, cumpla con los objetivos legítimos del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas que son:

- La protección de la vida y salud humana.
- La protección de la vida animal o vegetal.
- La preservación del medio ambiente.
- La prevención de prácticas que puedan inducir a error al usuario.

## 2. ALCANCE

El cubrimiento que hace esta norma va desde instalaciones eléctricas internas, redes y subestaciones de distribución, estableciendo, además, la forma como se deben presentar los proyectos. Igualmente, se aplica a toda nueva instalación o ampliación a partir de su entrada en vigencia.

Cuando por razones de adelantos tecnológicos o características especiales de la demanda o de los componentes de un sistema, se requiera la utilización de parámetros, procedimientos o especificaciones de diseño diferentes de las indicadas en esta norma o de las que se sirven de fundamento, se presentará su justificación para revisión y aprobación de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Cuando la experiencia adquirida en la aplicación de este documento o el desarrollo tecnológico así lo aconsejen, la presente norma podrá ser revisada o ampliada por el comité técnico correspondiente designado por la Empresa.

## 3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

En la interpretación de esta norma se hace referencia al siguiente reglamento y normas:

- RETIE. "Reglamento Técnico de Instalaciones." 2004-4-7.
- CREG. Resolución N° 043 de 2003.
- CREG. Reglamento de distribución de energía eléctrica "Resolución CREG 070 de 1998".
- CREG. Resolución N° 108 de 1997.
- ICONTEC. NTC 2050 "Código eléctrico colombiano". 1998-11-25.
- ICONTEC. NTC 900 "Reglas generales y especificaciones para el alumbrado público". 1998-7-22.
- ICONTEC. NTC 2958 "Cajas para instalación de medidores de energía eléctrica".
- ICONTEC. NTC 3444 "Armarios para instalación de medidores de energía eléctrica".

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

- ICONTEC. NTC 1340 “Tensiones nominales en sistemas de energía eléctrica a 60 Hz en redes de servicio público”.2004-8-25.
- ICONTEC. NTC 5019 “Selección de transformadores de medida”.2001-12-19.
- ICONTEC. NTC 818 “Transformadores monofásicos Autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito”.1995-11-29.
- ICONTEC. NTC 819 “Transformadores trifásicos Autorrefrigerados y sumergidos en líquido. Corriente sin carga, pérdidas y tensión de cortocircuito”.1995-11-29.
- ICONTEC. NTC 3275 “Especificaciones para aisladores fabricados de materiales poliméricos (Aisladores tipo suspensión)”.1991-11-20.
- ICONTEC. NTC 1329 “Prefabricados en concreto. Postes de concreto armado para líneas de energía y telecomunicaciones”.
- ICONTEC. NTC 2754 “Símbolos gráficos para diagramas. Planos y diagramas instalación para arquitectura y topografía”.2002-9-18.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

#### 4. CONDICIONES GENERALES

La organización de este documento se plantea de tal forma que facilite la consulta y actualización de la información consignada. Para tal efecto la norma se divide en ocho capítulos a saber:

El primero contiene la definición de los términos usados.

En el capítulo segundo se incluyen los parámetros de diseño a tener en cuenta por parte del ingeniero que diseña. La agrupación de los parámetros de diseño en un solo capítulo facilita su permanente actualización para diferentes épocas o áreas de influencia.

El cuerpo de la norma, como tal, se da en los capítulos tercero a séptimo, considerando los siguientes aspectos:

- Instalaciones internas.
- Acometidas y contadores.
- Líneas y redes.
- Subestaciones.
- Alumbrado público.

La forma de presentación de las memorias del proyecto se da en el capítulo octavo, y las figuras y esquemas se incluyen como un anexo al final de la norma.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

**COMITÉ DE NORMAS  
1988**

<b>Grupo Directivo</b>	:	Ing. Hernán Uribe Niño Ing. Carlos Alfonso Peralta Orduz
<b>Coordinación General</b>	:	Ing. Álvaro Durán Acosta Ing. Carlos Alberto Gómez Gómez
<b>Coordinación Técnica</b>	:	Est. Beatriz Alcira Rovira Contreras Est. Claudia Meneses Jiménez Ing. Gilberto Díaz Mejía Ing. Rodrigo Céspedes Azuero
<b>Grupo de Trabajo</b>	:	Ing. Alfredo Santos Morales Ing. Carlos Arturo Gómez Angarita Ing. Carlos Gabriel Acevedo Álvarez Ing. Carlos Maria Gómez Rico (q.e.p.d.) Ing. Ciro Jurado Jerez Ing. Edgard Rojas Arias Ing. Edmundo Gómez García Ing. Gilberto Carrillo Caicedo Ing. Gilberto Ortiz Gómez (q.e.p.d.) Ing. Hernando González Macías Ing. Henry Antonio Camelo Ardila Ing. Jaime Galindo Cárdenas Ing. Juan de Dios Angarita Carvajal Ing. Néstor Mesa Duarte Ing. Rafael Ortiz Sepúlveda Ing. William Rojas Camacho

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

**COMITÉ DE NORMAS  
1992 - 1993**

- Grupo Directivo** : Ing. Hernán Uribe Niño  
Ing. Carlos Alfonso Peralta Orduz  
Ing. Álvaro Durán Acosta
- Coordinación General** : Ing. Álvaro Ayala Rodríguez  
Ing. Alfredo Santos Morales
- Grupo de Trabajo** : Ing. Alejandro Rueda Ramírez  
Ing. Carlos Arturo Gómez Angarita  
Ing. Carlos María Gómez Rico (q.e.p.d.)  
Ing. Ciro Jurado Jerez  
Ing. Edgard Rojas Arias  
Ing. Edmundo Gómez García  
Ing. Hernando González Macías  
Ing. Jorge Millán Santos  
Ing. Rafael Ortiz Sepúlveda  
Ing. Rodrigo Céspedes Azuero  
Ing. William Rojas Camacho

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

**COMITÉ DE NORMAS  
2004-2005**

- Grupo Directivo** : Dr. José Vicente Villamizar Durán  
Dr. Carlos Alfonso Peralta Orduz  
Dr. Hernando González Macias
- Coordinación General** : Ing. Álvaro Ayala Rodríguez (ESSA)  
Dr. Gilberto Carrillo Caicedo (UIS)  
Ing. Jaime Galindo Cárdenas (UIS)
- Grupo de Trabajo** : Ing. Ciro Jurado Jerez (UIS)  
Ing. Jaime Orlando Serrano Rangel (ESSA)  
Ing. Julio César Chacón (UIS)  
Ing. Miguel Felipe Mejía Uribe (ESSA)  
Ing. Olga Johana Uribe Parra (ESSA)  
Tec. Wilson Toloza Vega (ESSA)  
Est. Angel Antonio Anaya Almeida (UIS)  
Est. Pedro Alexander Cruz Bueno (UIS)

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

## TABLA DE CONTENIDO

		pág.
1.	DEFINICIONES	1
2.	PARÁMETROS DE DISEÑO	10
2.1	CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO	10
2.1.1	Demandas máximas por niveles de tensión	10
2.1.2	Niveles de tensión	10
2.1.3	Niveles de tensión de diseño	11
2.1.4	Porcentajes de regulación de tensión	12
2.1.4.1	Circuitos en media tensión	12
2.1.4.2	Circuitos en baja tensión	12
2.1.5	Pérdidas máximas de energía y potencia	12
2.1.6	Impedancias de puesta a tierra	13
2.1.7	Clase de apantallamiento	13
2.1.8	Factores de seguridad	14
2.1.9	Hipótesis de diseño para líneas	14
2.1.10	Distancias mínimas de seguridad	15
2.1.10.1	Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones	16
2.1.10.2	Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones	16
2.1.10.3	Distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas	19
2.1.10.4	Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura	19
2.1.10.5	Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura	20
2.1.10.6	Distancia de seguridad en subestaciones	20
2.2	CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA	22
2.3	MÉTODO OPCIONAL RECOMENDADO PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DE ACOMETIDA Y TRANSFORMADOR	22
2.3.1	Factores de demanda	22
2.3.2	Factores de diversidad	23
2.3.3	Metodología	23
2.3.4	Curvas típicas de demanda diaria	24
3.	INSTALACIONES INTERNAS	25
3.1	DISEÑO DE INSTALACIONES INTERNAS	25
3.1.1	Niveles de iluminancia	25
3.1.2	Salidas necesarias	30
3.1.3	Circuitos ramales	30
3.1.4	Tableros o paneles de distribución	32
3.1.5	Carga instalada	33
3.1.6	Demanda máxima unitaria	33
3.1.7	Demanda máxima	33
3.1.8	Protección de edificaciones	33
3.1.9	Cajas de salida	36
3.1.10	Ductería	38
3.1.10.1	Número máximo de conductores en tubo conduit rígido de PVC	39

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

3.1.10.2	Radio de curvatura de los tubos	40
3.1.11	Canaletas y bandejas	40
3.1.12	Conductores	40
3.1.12.1	Utilización de los conductores	41
3.1.12.2	Capacidades de corriente	42
3.1.12.3	Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C	43
3.1.12.4	Factores de corrección por temperatura	44
3.1.12.5	Factores de corrección para más de 3 conductores	44
3.1.12.6	Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores desnudos en media tensión. Cables monopolares al aire libre, temperatura ambiente 30 °C, temperatura del conductor 90 °C	45
3.1.12.7	Capacidades de corriente permisibles para conductores aislados en media tensión. Temperatura ambiente 30 °C	46
3.1.12.8	Conductores de puesta a tierra	46
3.1.12.8.1	Puesta a tierra del neutro de subestaciones y acometidas parciales en baja tensión	46
3.1.12.8.2	Conductor de continuidad de puesta a tierra en ductos y equipos en baja tensión	47
3.1.12.9	Constantes de regulación	47
3.1.12.9.1	Conductores al aire libre	47
3.1.12.9.2	Conductores de cobre aislado en ducto no metálico	49
3.1.12.9.3	Factores de corrección	49
3.1.13	Interruptores y portalámparas	50
4.	ACOMETIDAS Y CONTADORES	51
4.1	CLASIFICACIÓN DE ACOMETIDAS	51
4.1.1	Clases de acometida	51
4.1.2	Tipos de acometida	51
4.2	ACOMETIDAS	51
4.2.1	Identificación de acometidas	51
4.2.2	Acometidas en baja tensión	52
4.2.2.1	Acometida general aérea	53
4.2.2.2	Acometida general subterránea	53
4.2.2.3	Acometida parcial (alimentador)	54
4.2.3	Acometidas en media tensión	54
4.2.3.1	Acometida aérea	54
4.2.3.2	Acometida subterránea	54
4.3	PUESTA A TIERRA DE ACOMETIDAS	55
4.4	PROTECCIÓN Y MANIOBRA DE ACOMETIDAS	55
4.4.1	Acometidas aéreas en media tensión	55
4.4.2	Acometidas subterráneas en media tensión	56
4.4.3	Acometidas en baja tensión	56
4.5	ESTRUCTURAS PARA ACOMETIDAS	57
4.5.1	Cajas y ductos para acometidas subterráneas	57
4.5.1.1	Cajas de inspección	57
4.5.1.2	Ductería	58

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

4.6	ACOMETIDA AÉREA EN CABLE CON NEUTRO CONCÉNTRICO	59
4.6.1	Características del cable monofásico bifilar y bifásico trifilar	59
4.6.2	Características del cable trifásico trifilar y tetrafilar	60
4.7	UTILIZACIÓN Y SELECCIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA	61
4.7.1	Medidores de energía (contadores)	61
4.7.2	Características técnicas de los equipos de medición	61
4.7.2.1	Requisitos generales de los equipos de medición	61
4.7.2.2	Precisión de los equipos de medición	63
4.7.2.3	Aplicación de las características técnicas de los equipos de medición	64
4.7.2.4	Acceso a los equipos de medición	64
4.7.3	Registro, pruebas y sellado de los equipos de medición	64
4.7.3.1	Procedimiento de registro	64
4.7.3.2	Pruebas de los equipos de medición	64
4.7.3.3	Revisiones de los equipos de medición	65
4.7.4	Selección de medidores y transformadores de medida	65
4.7.4.1	Contadores de medición directa	65
4.7.4.2	Contadores de medición semidirecta	65
4.7.4.3	Contadores de medición indirecta	65
4.7.5	Cajas para instalación de medidores de energía	66
4.7.6	Tableros o armarios para instalación de medidores de energía	67
4.7.7	Regletas para contadores	68
4.7.8	Contador general para áreas comunes	68
5.	LÍNEAS Y REDES	69
5.1	DISEÑO ELÉCTRICO	69
5.1.1	Niveles de tensión	69
5.1.2	Tipo de distribución	69
5.1.2.1	Media tensión	69
5.1.2.2	Baja tensión	69
5.1.3	Tipo de instalación	69
5.1.4	Aislamiento	69
5.1.4.1	Aisladores	70
5.1.4.1.1	Para media tensión	70
5.1.4.1.2	Para baja tensión	71
5.1.4.1.3	Aisladores poliméricos de suspensión	71
5.1.4.1.4	Para templetes	72
5.1.5	Selección del conductor	72
5.1.5.1	Capacidad térmica	72
5.1.5.2	Regulación de tensión	72
5.1.5.3	Pérdidas de energía	73
5.1.6	Protección y maniobra de líneas y redes	73
5.1.6.1	Distribución urbana en media tensión	73
5.1.6.2	Distribución rural en media tensión	73
5.1.6.3	Redes de distribución rural en baja tensión	73
5.2	DISEÑO MECÁNICO	74
5.2.1	Preliminares	74
5.2.1.1	Selección de la ruta	74
5.2.1.2	Perfil topográfico	74
5.2.1.3	Servidumbres	75

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

5.2.1.4	Estudio de suelos	76
5.2.2	Conductores	76
5.2.2.1	Plantillado	76
5.2.2.2	Cálculo de flechas y tensiones	76
5.2.3	Apoyos	77
5.2.3.1	Postería y estructuras metálicas	77
5.2.3.1.1	Utilización de apoyos	77
5.2.3.1.2	Postería de concreto	77
5.2.3.1.3	Postería metálica para alumbrado público	78
5.2.3.2	Hipótesis de carga	79
5.2.3.3	Factores de seguridad	79
5.2.3.4	Esfuerzos	79
5.2.3.5	Gráficas de utilización	80
5.2.3.6	Árbol de cargas	80
5.2.4	Templetes	80
5.2.5	Espigos	80
5.2.6	Herrajes	80
5.3	SELECCION DE CAJAS Y DUCTOS	81
5.3.1	Cajas de inspección	81
5.3.2	Ductería	81
5.4	REDES URBANAS	81
6.	SUBESTACIONES	82
6.1	GENERALIDADES	82
6.1.1	Tipo de subestación	82
6.1.1.1	Subestación aérea	82
6.1.1.2	Subestación de pedestal	82
6.1.1.3	Subestación capsulada	82
6.1.1.4	Subestación tipo jardín	82
6.1.2	Capacidad	83
6.1.3	Niveles de tensión	83
6.1.3.1	Primaria	83
6.1.3.2	Secundaria	83
6.1.4	Aislamiento	83
6.1.5	Transformadores de distribución	83
6.1.6	Equipo de protección y maniobra	84
6.2	SUBESTACIONES AÉREAS	85
6.2.1	Diseño	85
6.2.1.1	Subestación aérea en estructura sencilla	85
6.2.1.2	Subestación aérea en estructura doble	86
6.2.2	Equipo de maniobra	86
6.2.3	Equipo de Protección	86
6.2.4	Barrajes y puesta a tierra del neutro	86
6.3	SUBESTACIONES DE PEDESTAL	87
6.3.1	Diseño	87
6.3.1.1	Pórticos	87
6.3.1.2	Pedestal	87

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

6.3.2	Equipo de maniobra	87
6.3.3	Equipo de Protección	87
6.3.4	Barrajes	88
6.3.5	Equipo de medición	89
6.3.6	Circuitos de salida	89
6.3.6.1	Media tensión	89
6.3.6.2	Baja tensión	89
6.3.7	Cerramiento	90
6.3.8	Iluminación	90
6.3.9	Avisos de seguridad e identificación	90
6.4	SUBESTACIONES CAPSULADAS	90
6.4.1	Diseño	90
6.4.1.1	Bóveda	90
6.4.1.2	Módulo para equipo de subestaciones	92
6.4.2	Equipo de Maniobra	93
6.4.3	Equipo de Protección	94
6.4.4	Barrajes	95
6.4.5	Equipo de medición	95
6.4.6	Iluminación	96
6.5	BANCOS DE CONDENSADORES	96
6.6	PLANTAS DE EMERGENCIA	96
7.	ALUMBRADO PÚBLICO	98
7.1	DISEÑO DE ILUMINACIÓN	98
7.1.1	Criterios de diseño	98
7.1.2	Tipo de vía de acuerdo a la clase de iluminación	98
7.1.3	Requisitos de luminancia	99
7.1.4	Fuentes luminosas	100
7.2	DISEÑO ELÉCTRICO	100
7.2.1	Tipo de alimentación	100
7.2.2	Selección del conductor	101
7.2.3	Protecciones y control	101
7.3	SOPORTES	101
7.4	SELECCIÓN DE CAJAS Y DUCTOS	101
7.5	CONSTRUCCIÓN	101
8.	PRESENTACIÓN DE PROYECTOS	104
8.1	PRELIMINARES	104
8.1.1	Tapas o pastas	104
8.1.2	Guardas	104
8.1.3	Portada	104
8.1.4	Tabla de contenido	104
8.1.5	Resumen general del proyecto	105

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

8.1.6	Listas especiales	105
8.2	TEXTO O CUERPO DEL TRABAJO	106
8.2.1	Generalidades	106
8.2.2	Descripción del proyecto	107
8.2.3	Memorias de cálculo	107
8.2.4	Dibujos y planos	108
8.2.4.1	Convenciones y rótulos	108
8.2.4.2	Información	108
8.2.4.3	Escalas	108

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
2.1 Demandas máximas por niveles de tensión	10
2.2 Niveles de tensión de diseño	11
2.3 Porcentajes de regulación de tensión	12
2.4 Pérdidas máximas de energía y potencia	12
2.5 Impedancias de puesta a tierra	13
2.6 Salidas máximas de líneas	13
2.7 Factores de seguridad	14
2.8 Hipótesis de diseño para líneas	14
2.9 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones	16
2.10 Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones	17
2.11 Distancias verticales mínimas en vanos con cruce de líneas	19
2.12 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo	19
2.13 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura	20
2.14 Distancias de seguridad para la figura 6	20
2.15 Factores de demanda	22
2.16 Factores de diversidad	23
3.1 Niveles de iluminancia	26
3.2 Niveles de iluminancia para escenarios deportivos	29
3.3 Resumen de requisitos de los circuitos ramales	31
3.4 Características de los terminales de captación	34
3.5 Requerimientos para los bajantes	34
3.6 Requisitos para electrodos de puesta a tierra	35
3.7 Cajas metálicas	37
3.8 Localización de aparatos	38
3.9 Porcentaje de sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores	38
3.10 Número máximo de conductores en tubo conduit rígido de PVC	39
3.11 Radio de curvatura de los tubos	40
3.12 Código de colores para los conductores	41
3.13 Utilización de conductores	41
3.14 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores sencillos aislados para 0-2000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30 °C	42
3.15 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C	43
3.16 Factores de corrección por temperatura	44
3.17 Factores de corrección para más de 3 conductores	44
3.18 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores desnudos en media tensión	45
3.19 Capacidades de corriente permisibles para conductores aislados en media tensión	46
3.20 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.	46
3.21 Conductor de continuidad de puesta a tierra en ductos y equipos en baja tensión	47
3.22 Constantes de regulación para Conductores al aire libre. Aluminio aislado	48
3.23 Constantes de regulación para Conductores al aire libre. Aluminio con alma de acero (ACSR)	48
3.24 Características de disposiciones para las constantes de regulación	49
3.25 Constantes de regulación para Conductores de cobre aislado en ducto no metálico	49
3.26 Factores de corrección para otras conexiones	50

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

3.27	Posición del interruptor en la instalación	50
4.1	Equipo de maniobra y protección en media tensión	56
4.2	Cajas de inspección	58
4.3	Cable con neutro concéntrico para acometida monofásica	60
4.4	Cable trenzado para acometida trifásica	60
4.5	Valores máximos de error para transformadores de tensión	62
4.6	Valores máximos de error para transformadores de corriente	63
4.7	Características y precisión de los equipos de medición	64
4.8	Número de perforaciones para el paso de acometidas	66
4.9	Dimensiones mínimas para las cajas	66
5.1	Aislamiento para conductores	69
5.2	Aisladores individuales para media tensión	70
5.3	Cadena de aisladores para media tensión	71
5.4	Aisladores tipo carrete para baja tensión	71
5.5	Aisladores poliméricos de suspensión	71
5.6	Aisladores para templetes tipo tensor	72
5.7	Conductor neutro para redes y subestaciones	72
5.8	Servidumbre para la línea	75
5.9	Utilización de apoyos en diferentes tipos de red	77
5.10	Características de postería de concreto	78
5.11	Espesor de la capa de pintura para postería metálica	78
6.1	Capacidad de transformadores según la tensión primaria	83
6.2	Barrajes de tierra - Transformadores	84
6.3	Bajantes de puesta a tierra	86
7.1	Clases de iluminación para diferentes tipos de vías	98
7.2	Criterios admitidos según el tipo de vía	99
7.3	Requisitos fotométricos mínimos por tipo de iluminación	100
7.4	Fuentes luminosas	100
7.5	Recomendaciones para la disposición de luminarias	103
8.1	Numeración de títulos en el contenido del proyecto	106
8.2	Planos generales	108
8.3	Planos de líneas	109
8.4	Planos de redes	109
8.5	Planos de subestaciones	109
8.6	Planos de instalaciones internas	109
A.1	Convenciones generales para planos topográficos	161
A.2	Convenciones generales para diagramas unifilares	162
A.3	Convenciones generales para diagramas unifilares (continuación)	163
A.4	Convenciones generales para circuitos de distribución	164
A.5	Convenciones generales para instalaciones internas	165

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1	16
Figura 2	18
Figura 3	18
Figura 4	18
Figura 5	18
Figura 6	21
Figura 7	21
Figura 8	36
Figura A1	111
Figura A2	112
Figura A3	113
Figura A4	114
Figura A5	115
Figura A6	116
Figura A7	117
Figura A8	118
Figura A9	119
Figura A10	120
Figura A11	121
Figura A12	122
Figura A13	123
Figura A14	124
Figura A15	125
Figura A16	126
Figura A17	127
Figura A18	128
Figura A19	129
Figura A20	130
Figura A21	131
Figura A22	132
Figura A23	133
Figura A24	134
Figura A25	135
Figura A26	136
Figura A27	137
Figura A28	138
Figura A29	139
Figura A30	140
Figura A31	141
Figura A32	142
Figura A33	143
Figura A34	144
Figura A35	145
Figura A36	146
Figura A37	147
Figura A38	148
Figura A39	149

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página -</b>
		<b>Código: -</b>

Figura A40	Módulo para subestación que no requiere bóveda	150
Figura A41	Postes metálicos para alumbrado público	151
Figura A42	Dimensiones para poste metálico de alumbrado público	152
Figura A43	Pintura para poste de alumbrado público (existentes)	153
Figura A44	Distancias luminarias instaladas	154
Figura A45	Brazos para luminarias	155
Figura A46	Poste recto de concreto para alumbrado público	156
Figura A47	Disposiciones de las luminarias en las vías	157
Figura A48	Presentación de la pasta y portada	158
Figura A49	Rótulos para formatos 700 x 1000 y 500 x 700 mm	159
Figura A50	Rótulo para formatos de 280 mm	160

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 1 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 1. DEFINICIONES

En este capítulo se dan las definiciones de los términos comúnmente usados en el diseño y construcción de sistemas de distribución de energía eléctrica.

**Acometida:** Derivación de la red local del servicio público correspondiente, que llega hasta el elemento de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el elemento de corte general.

**Alambre:** Hilo o filamento de metal, trefilado o laminado, que se usa para conducir corriente eléctrica.

**Alimentador:** Conjunto de conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica, y el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito ramal final o subestación.

**Apoyo:** Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructuras.

**Aviso de seguridad:** Advertencia de prevención o actuación fácilmente visible, utilizada con el propósito de informar, exigir, restringir o prohibir una actuación.

**Baja tensión:** Nivel de tensión menor o igual a 1000 V.

**Blindaje o Apantallamiento:** Cubrimiento eléctrico que hacen los cables de guarda a los equipos y/o conductores de fase.

**Blindaje efectivo:** Blindaje que impide el paso directo a los equipos y/o conductores de fase de descargas atmosféricas que impongan una tensión superior al BIL de los mismos.

**Bóveda:** Estructura sólida, resistente al fuego, ubicada sobre o bajo el nivel del suelo, con acceso limitado a personal calificado, para instalar, mantener, operar o inspeccionar equipos o cables. La bóveda puede tener aberturas para ventilación, ingreso de personal y entrada de cables.

**Burden:** Máxima carga que se puede conectar a los transformadores de corriente, los transformadores de tensión, y los divisores de tensión capacitivos, sin que se supere el error dado por la clase de precisión del equipo.

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

**Cable armado:** Cable con una envoltura conductora alrededor del aislamiento que le sirve como protección electromecánica. Es lo mismo que cable blindado.

**Calidad:** Conjunto de características que describen la aptitud de un ente para satisfacer las necesidades explícitas e implícitas. Es un conjunto de cualidades o atributos, como disponibilidad, precio, confiabilidad, durabilidad, seguridad, continuidad, consistencia, respaldo y percepción.

**Calibración:** Conjunto de operaciones que tienen por finalidad determinar los errores y, de ser necesario, otras características metrológicas de un instrumento para medir.

**Capacidad instalada:** Capacidad nominal del componente limitante de un sistema.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 2 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Capacidad nominal:** Conjunto de características eléctricas y mecánicas asignadas a un equipo eléctrico por el diseñador, para definir su funcionamiento continuado bajo unas condiciones específicas.

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

**Carga de diseño:** Carga que para efectos de diseño se considera atendida por una salida.

**Carga instalada:** Suma de las cargas de diseño de los equipos instalados en los predios de los suscriptores, susceptibles a ser conectados al sistema o a la parte del sistema que se considera.

**Carga normalizada (término aplicado a cercas eléctricas):** Carga que comprende una resistencia no inductiva de 500 ohmios  $\pm$  2,5 ohmios y una resistencia variable, la cual es ajustada para maximizar la energía de impulso en la resistencia.

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

**Cerca eléctrica:** Barrera construida para propósitos de manejo de animales, que forma un circuito de uno o varios conductores sostenidos con aisladores, a una altura apropiada, de tal forma que no reciban descargas peligrosas los animales ni las personas.

**Certificación:** Procedimiento mediante el cual un organismo expide por escrito o por un certificado de conformidad, que un producto, un proceso, un servicio o una persona cumple una(s) norma(s) de fabricación o de competencia.

**Certificado de conformidad:** Documento que se emite conforme a las reglas de un sistema de certificación, para asegurar que un producto, proceso, servicio o persona satisface una norma específica.

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

**Circuito alimentador:** Línea eléctrica que lleva potencia eléctrica de una central generadora o subestación a un centro de consumo.

**Circuito ramal en baja tensión:** Conductores de un circuito entre el dispositivo final de protección contra sobrecorriente y la salida o salidas internas.

**Clase de precisión:** Características metrológicas del grupo de instrumentos y transformadores de medición que satisfacen requisitos metrológicos destinados a mantener los errores y variaciones permitidas, dentro de los límites especificados.

**Clavija:** Dispositivo que, por inserción en un tomacorriente, establece una conexión eléctrica entre los conductores de un cordón flexible y los conductores conectados permanentemente al tomacorriente.

**Compatibilidad electromagnética:** Capacidad de un equipo o sistema para funcionar satisfactoriamente en su ambiente electromagnético, sin dejarse afectar ni afectar a otros equipos por energía electromagnética radiada o conducida.

**Condición insegura:** Circunstancia potencialmente riesgosa que está presente en el ambiente de trabajo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 3 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Conductor activo (conductor de fase):** Aquellas partes destinadas, en su condición de operación normal, a la transmisión de electricidad y por tanto sometidas a una tensión en servicio normal.

**Conductor energizado:** Todo conductor que no está conectado a tierra y que tiene una diferencia de potencial con respecto a ésta.

**Conexión equipotencial:** Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de manera que cualquier corriente que pase, no genere una diferencia de potencial sensible entre ambos puntos.

**Confiabilidad:** Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dados (equivale a fiabilidad).

**Contacto directo:** Contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.

**Contacto indirecto:** Contacto de personas o animales con elementos puestos accidentalmente bajo tensión o el contacto con cualquier parte activa a través de un medio conductor.

**Contador de energía:** Aparato que registra el consumo de energía eléctrica.

**Contador de conexión directa:** Contador de energía que se conecta a la red eléctrica sin transformadores de medida.

**Contador de conexión indirecta:** Contador de energía que se conecta a la red a través de transformadores de corriente y de tensión.

**Contador de conexión semidirecta:** Contador de energía que se conecta a la red a través de transformadores de corriente.

**Contaminación:** Liberación artificial de sustancias o energía hacia el entorno y que puede causar efectos adversos en el ser humano, otros organismos vivos, los equipos o el medio ambiente.

**Control de calidad:** Proceso de regulación, a través del cual se mide y controla la calidad real de un producto o servicio.

**Controlador de cerca eléctrica:** Aparato diseñado para suministrar periódicamente impulsos de alta tensión a una cerca conectada a él.

**Corriente de contacto:** Corriente que circula a través del cuerpo humano, cuando está sometido a una tensión.

**Corriente mínima de arranque de un contador:** Valor de la mínima intensidad de corriente con la cual el disco da una vuelta completa a la tensión nominal.

**Corriente límite de precisión o corriente metrotécnica:** Valor de la intensidad de corriente equivalente a la carga hasta la cual el equipo de medida cumple con la clase de precisión establecida por el fabricante.

**Corriente límite térmica:** Valor máximo de la intensidad de corriente que puede soportar térmicamente un componente del sistema sin deteriorarse.

**Demanda:** Carga en los terminales de recepción, promediada normalmente durante 15 minutos.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 4 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Demanda máxima:** La mayor de todas las demandas ocurridas durante un período determinado.

**Demanda promedio:** Valor medio de las demandas tomadas en un periodo determinado.

**Descargador de sobretensiones:** Dispositivo para protección de equipos eléctricos, el cual limita el nivel de la sobretensión, mediante la absorción de la mayor parte de la energía transitoria, minimizando la transmitida a los equipos y reflejando la otra parte hacia la red (se le conoce erróneamente como pararrayos).

**Distancia a masa:** Distancia mínima, bajo condiciones especificadas, entre una parte bajo tensión y toda estructura que tiene el mismo potencial de tierra.

**Distancia al suelo:** Distancia mínima, bajo condiciones especificadas, entre el conductor bajo tensión y el terreno.

**Distancia de seguridad:** Mínima distancia entre una línea energizada y una zona donde se garantiza que no habrá descarga por acercamiento.

**DPS:** Sigla del dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias o descargador de sobretensiones.

**Edificio alto:** Aquel que supere los 23 metros de altura, medidos desde nivel donde puede acceder un vehículo de bomberos, según el Código de Seguridad de Vida o NFPA 101.

**Electricidad estática:** Una forma de energía eléctrica o el estudio de cargas eléctricas en reposo.

**Electrodo de puesta a tierra:** Conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

**Empresa:** Sociedad anónima “Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.” encargada del suministro del servicio de energía eléctrica.

**Energía activa:** Integral en el tiempo de la potencia activa.

**Energía reactiva:** Es la integral en el tiempo de la potencia reactiva.

**Equipotencializar:** Proceso, práctica o acción de conectar partes conductivas de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí o a un sistema de puesta a tierra, mediante una baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

**Estrato socioeconómico:** Clasificación que se hace de los suscriptores de servicio residencial teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Ubicación geográfica
- Servicios públicos
- Vías de acceso y transporte
- Niveles de educación
- Áreas de ocupación y empleo
- Ingreso de la población
- Calidad de la vivienda
- Ocupación de la vivienda
- Posesión de bienes muebles, electrodomésticos, y artículos para su comodidad
- Consumo de servicios públicos

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 5 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Evaluación de conformidad:** Procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar que se cumplen los requisitos o prescripciones pertinentes de los Reglamentos Técnicos o Normas.

**Extintor:** Aparato autónomo que contiene un agente para apagar el fuego, eliminando el oxígeno.

**Factor de carga:** Razón de la demanda promedio en un cierto periodo a la demanda máxima durante ese periodo.

**Factor de demanda:** Razón de la demanda máxima de un sistema a la carga instalada del mismo.

**Factor de diversidad:** Razón de la suma de las demandas máximas individuales de las varias subdivisiones de un sistema, a la demanda máxima de todo el sistema.

**Factor de pérdidas o factor de carga de las pérdidas:** Razón de las pérdidas promedio de potencia a las pérdidas máximas de potencia del sistema, en un periodo determinado.

**Factor de potencia:** Razón entre la potencia activa (kW) y la potencia de dimensionamiento (kVA).

**Factor de utilización:** Razón de la demanda máxima del sistema a la capacidad instalada del mismo.

**Factor de seguridad:** Razón entre el esfuerzo máximo permisible y el esfuerzo de trabajo de un componente.

**Factor de seguridad mínimo de aislamiento:** Razón entre el nivel básico de aislamiento al impulso (BIL) del equipo a proteger y el nivel de protección de los pararrayos.

**Fase:** Designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

**Flecha:** Distancia vertical máxima en un vano, entre el conductor y la línea recta que une los dos puntos de sujeción.

**Fuego clase C:** El originado en equipos eléctricos energizados.

**Fusible:** Aparato cuya función es abrir, por la fusión de uno o varios de sus componentes, el circuito en el cual está insertado.

**Iluminancia:** Flujo luminoso por unidad de superficie que incide sobre una superficie. Su unidad, el lux, equivale al flujo luminoso de un lumen que incide homogéneamente sobre una superficie de un metro cuadrado.

**Impacto ambiental:** Acción o actividad que produce una alteración, favorable o desfavorable, en el medio ambiente o en alguno de los componentes del mismo.

**Inspección:** Conjunto de actividades tales como medir, examinar, ensayar o comparar con requisitos establecidos, una o varias características de un producto o instalación eléctrica, para determinar su conformidad.

**Instalación eléctrica:** Conjunto de aparatos eléctricos y de circuitos asociados, previstos para un fin particular: generación, transmisión, transformación, rectificación, conversión, distribución o utilización de la energía eléctrica.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 6 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Instalación eléctrica interna:** Conjunto de acometidas parciales, tableros de distribución, circuitos ramales y salidas instaladas en el predio de un suscriptor.

**Interruptor automático:** Dispositivo diseñado para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada, sin destrucción de ninguna de sus partes.

**Interruptor automático ajustable:** Calificativo que indica que el interruptor automático se puede ajustar para que se dispare a distintas corrientes, tiempos o ambos, dentro de un margen predeterminado.

**Interruptor de uso general:** Dispositivo diseñado para abrir, cerrar o conmutar la conexión de un circuito, mediante operación manual. Es capaz de interrumpir su corriente nominal a su tensión nominal. Su capacidad se establece en amperios y cumple funciones de control y no de protección.

**Laboratorio de metrología:** Laboratorio que reúne las condiciones necesarias para determinar la aptitud o funcionamiento de equipos de medición.

**Luminaria:** Componente mecánico principal de un sistema de alumbrado, que proyecta, filtra y distribuye los rayos luminosos, además de alojar y proteger los elementos requeridos para la iluminación.

**Masa:** Conjunto de partes metálicas de un equipo, que en condiciones normales, están aisladas de las partes activas y se toma como referencia para las señales y tensiones de un circuito electrónico. Las masas pueden estar o no conectadas a tierra.

**Media tensión:** Nivel de tensión comprendido mayor a 1 kV y menor a 57,5 kV.

**Momento eléctrico:** Producto de la longitud de un tramo de red por la potencia que circula por la misma.

**Neutro:** Conductor activo equipotencializado con respecto a varias fases normalmente puesto a tierra, bien sólidamente o a través de un impedancia limitadora.

**Nivel básico de aislamiento al impulso (BIL):** Tensión que soporta el aislamiento de un equipo con probabilidad de flameo del 10 %, ante la aplicación sucesiva de ondas tipo rayo (1,2/50 microsegundos).

**Nominal:** Término aplicado a una característica de operación, indica los límites de diseño de esa característica para los cuales presenta las mejores condiciones de operación. Los límites siempre están asociados a una norma técnica.

**Norma técnica colombiana (NTC):** Norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

**Parámetro del conductor:** Razón entre la tensión horizontal de un conductor a determinadas condiciones de diseño y su peso aparente por unidad de longitud.

**Pararrayos:** Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger (se denomina terminal de captación).

**PCB:** Sigla para el bifenilo policlorado, esto es, aquellos clorobifenilos que tienen la fórmula molecular C<sub>12</sub>H<sub>10</sub>-nCl<sub>n</sub> donde n es mayor que 1 (se conoce comúnmente como Askarel).

**Plano:** Representación a escala de una superficie.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 7 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Primeros auxilios:** los cuidados provisionales, inmediatos y adecuados, que se prestan a alguien accidentado o con enfermedad repentina, para conservarle la vida.

**Potencia activa:** Valor promedio de la potencia instantánea en un número entero de periodos. Es la componente de la potencia de dimensionamiento para la cual la tensión se encuentra en fase con la corriente.

**Potencia de dimensionamiento:** Producto entre los valores eficaces de tensión y de corriente por fase.

**Potencia reactiva:** Componente en cuadratura, de la potencia de dimensionamiento. Se obtiene como la raíz cuadrada de la diferencia de los cuadrados de la potencia de dimensionamiento y la potencia activa.

**Puerta cortafuego:** Puerta que cumple los criterios de estabilidad, estanqueidad, no emisión de gases inflamables y aislamiento térmico durante un período de tiempo determinado.

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

**Red de distribución:** Conjunto de conductores que llevan energía desde una subestación a toda el área de consumo.

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

**Red principal:** Alimentador que sale de una subestación y que alimenta una carga específica importante, o cubre un área determinada.

**Reglamento técnico:** Documento en el que se presentan las características de un producto, servicio o los procesos y métodos de producción, con inclusión de las disposiciones administrativas aplicables y cuya observancia es obligatoria.

**Regulación:** Razón en porcentaje (%) entre la diferencia de magnitudes de la tensión en el receptor en vacío y a plena carga, con respecto a la magnitud de la tensión en el receptor a plena carga.

**RETIE ó Retie:** Acrónimo del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas adoptado por Colombia.

**Resistencia de puesta a tierra:** Razón entre la diferencia de potencial del sistema de puesta a tierra a medir con respecto a una tierra remota, y la corriente que fluye entre estos puntos.

**Salida:** Punto en el sistema de alambrado de una instalación interna donde se toma energía eléctrica para alimentar un aparato o equipo (también se denomina punto de conexión común).

**Seguridad:** Estado de riesgo aceptable o actitud mental de las personas.

**Señalización:** Conjunto de medios, dispuestos para reflejar las advertencias de seguridad en una instalación.

**Sistema de distribución:** Conjunto de las instalaciones cuyo propósito es el transporte de electricidad a usuarios situados en un área, a niveles de media y/o baja tensión.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 8 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Sistema de puesta a tierra (SPT):** Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interruptores ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y el cableado puesto a tierra.

**Subestación:** Conjunto de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.

**Subestación aérea:** Subestación que se instala a la intemperie y en la cual la base del transformador está a una altura de seis metros o más sobre el nivel del piso.

**Subestación capsulada:** Subestación en la que los equipos, conexiones y barraje se encuentran localizados dentro de celdas o gabinetes.

**Subestación de distribución:** Subestación que toma potencia de circuitos de media tensión y la entrega al nivel requerido por el usuario.

**Subestación de pedestal:** Subestación que se instala a la intemperie y en la cual el transformador se monta sobre una fundación en concreto.

**Subestación tipo jardín:** Subestación en la que los equipos, conexiones y barrajes se encuentran localizados dentro de celdas o gabinetes herméticos, para instalación a la intemperie.

**Suscriptor:** Persona natural o jurídica propietaria de un inmueble que suscribe un contrato de suministro de energía con la empresa.

**Tablero de acometida o tablero parcial:** Conjunto de equipos de medida y protección, barrajes y cableado, que recibe la(s) acometida(s) y del cual se derivan las acometidas parciales.

**Tablero de distribución:** Conjunto de equipos de protección, barrajes y cableado que recibe las acometidas parciales y del cual se derivan los circuitos ramales.

**Tablero general de acometida:** Conjunto de medida y protección, barrajes y cableado que recibe la acometida general en baja tensión y del cual se derivan las subacometidas.

**Templete:** Elemento que se utiliza para contrarrestar los esfuerzos horizontales en estructuras no autosoportantes.

**Tensión:** Diferencia de potencial eléctrico entre dos conductores, que hace que fluyan electrones por una resistencia. Tensión es una magnitud, cuya unidad es el voltio; un error frecuente es hablar de "voltaje".

**Tensión a tierra:** Para circuitos puestos a tierra, la tensión entre un conductor dado y el conductor del circuito puesto a tierra o la puesta a tierra; para circuitos no puestos a tierra, la mayor tensión entre un conductor dado y algún otro conductor del circuito.

**Tensión de contacto (de toque):** Diferencia de potencial que se presenta durante una falla entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

**Tensión de paso:** Diferencia de potencial que se presenta durante una falla entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro), en la dirección del gradiente de tensión máximo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 9 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Tensión máxima para un equipo:** Tensión máxima para la cual está especificado, sin rebasar el margen de seguridad, en lo que respecta a su aislamiento o a otras características propias del equipo. Debe especificarse para equipos que operen con tensión superior a 1000 V.

**Tensión máxima de un sistema:** Valor de tensión máxima en un punto de un sistema eléctrico, durante un tiempo, bajo condiciones de operación normal.

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

**Tierra (Ground o earth):** Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a conexiones con tierra. En temas eléctricos se asocia a suelo, terreno, tierra, masa, chasis, carcasa, armazón, estructura ó tubería de agua. El término “masa” sólo debe utilizarse para aquellos casos en que no es el suelo, como en los aviones, los barcos y los carros.

**Topología:** Diagrama sin escala de una red, que indica la configuración gráfica del sistema.

**Tramo:** Parte de una red comprendida entre dos puntos de derivación de carga.

**Tramo de tendido:** Parte de una línea o red, comprendida entre dos apoyos de retención.

**Usuario:** Persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio. A este último usuario se le denomina también consumidor.

**Vano:** Distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red.

**Vano crítico:** Vano teórico en el cual los esfuerzos por mínima temperatura son iguales a los de máxima velocidad del viento. Es el vano máximo en que domina la hipótesis de mínima temperatura. Para vanos mayores domina la hipótesis de máxima velocidad del viento.

**Vano máximo:** Mayor vano que se puede construir en terreno llano, limitado por la altura del apoyo.

**Vano máximo por penduleo:** Mayor vano permitido para una determinada distancia horizontal entre conductores, dado por la longitud de la cruceta.

**Vano peso:** Distancia horizontal entre los puntos más bajos del conductor en dos vanos adyacentes.

**Vano regulador:** Vano teórico de regulación que simula las variaciones de esfuerzos por cambio de temperatura y velocidad del viento y como lo hace el conjunto de vanos entre dos estructuras de retención consecutivas.

**Vano viento:** Distancia horizontal sobre la cual se supone que actúa la fuerza del viento sobre los conductores en un apoyo. Se toma como la semisuma de los vanos adyacentes de una estructura.

**Zona de servidumbre:** Franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 10 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 2. PARÁMETROS DE DISEÑO

En este capítulo se dan los parámetros fundamentales para que los ingenieros encargados de calcular y diseñar, bajo un buen entendimiento y criterios propios, encaucen el proyecto hacia un resultado final confiable.

Los valores consignados a continuación son válidos para esta edición, pero sujetos a permanente revisión por parte de la Empresa de acuerdo con las exigencias de su sistema y los adelantos tecnológicos.

En el desarrollo de esta norma las referencias que se hacen de la demanda corresponden a la Demanda Máxima si no existe una especificación diferente.

### 2.1 CARACTERÍSTICAS DEL SERVICIO

#### 2.1.1 Demandas máximas por niveles de tensión

El nivel de tensión para la alimentación general de un proyecto se seleccionará con base en la demanda máxima del suscriptor o conjunto de suscriptores atendidos, así:

Tensión (kV)	Demanda máxima (kVA)
Baja	Hasta.....30
Media (13,2)	Hasta.....500
Media (34,5)	Hasta.....5000

Tabla 2.1 Demandas máximas por niveles de tensión

Nota: cualquier valor diferente a lo establecido en la tabla anterior deberá ser aprobado previamente por la Empresa.

En urbanizaciones abiertas urbanas o rurales, o en casos de electrificación rural, la capacidad de las subestaciones aéreas no debe superar los 150 kVA. Para capacidades mayores de 75 kVA se debe utilizar un medio de seccionamiento bajo carga.

#### 2.1.2 Niveles de tensión

- **Baja tensión (BT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- **Media tensión (MT):** Los de tensión nominal mayor a 1000 V y menor a 57,5 kV.

Toda instalación eléctrica debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos o elementos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, para efectos prácticos, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 11 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.3 Niveles de tensión de diseño

Los niveles de tensión son aplicables a sistemas de distribución y a la utilización de energía de corriente alterna, con frecuencia a 60 Hz y tensión nominal superior a 100 V.

Los valores de tensión indicados en la tabla 2.2, no son aplicables en los siguientes casos:

A tensiones que presenten o transmitan señales de medida o control, así como a tensiones normalizadas de componentes y partes usadas dentro de dispositivos eléctricos.

Suministro que sigue a una falla o condiciones provisionales de alimentación, previstas para mantener el suministro a los clientes durante trabajos de mantenimiento o de construcción en la red, o para limitar la extensión y duración de una interrupción de alimentación.

Condiciones excepcionales, no controlables por la Empresa, tales como condiciones climáticas excepcionales y otras catástrofes naturales; fuerza mayor; interrupciones debidas a causas externas.

La clasificación, denominación y valores de la tensión nominal se establecen en la tabla 2.2.

Clasificación (Nivel)	Nivel de tensión	Tensión nominal (V)		Tensión Máxima (% de la nominal)	Tensión Mínima (% de la nominal)
		Sistemas trifásicos de 3 o 4 conductores	Sistemas monofásicos de 2 o 3 conductores		
<b>Baja tensión</b> (nivel 1)	Menor o igual a: 1000 V	-	120	+ 5	- 10
		120 / 208	-		
		-	120 / 240		
		127 / 220	-		
<b>Media tensión</b> (niveles 2 y 3)	Mayor a: 1000 V y menor a: 57,5 kV	220	-		
		254 / 440	-		
		4,16 <sup>1)</sup>	-		
		6,3 <sup>1)</sup>	-		
		11,4 <sup>1)</sup>	-		
13,2	-				
34,5	-				

Tabla 2.2 Niveles de tensión de diseño

1) Para éstas tensiones se debe instalar transformadores conmutables para tensión de 13,2 kV.

Nota: El equipo asociado a cada sistema debe ser apto para operar con las tensiones del sistema, pero su tensión nominal no debe ser necesariamente la misma.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 12 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

#### 2.1.4 Porcentajes de regulación de tensión

La regulación calculada sobre la demanda máxima de diseño será como máximo lo que se expresa a continuación.

##### 2.1.4.1 Circuitos en media tensión

Desde la subestación de distribución hasta la subestación más distante, se permite hasta un 3 %.

##### 2.1.4.2 Circuitos en baja tensión

La siguiente tabla define los porcentajes parciales de regulación admitidos:

Descripción	%
Redes de distribución, B.T., zona urbana	5
Redes de distribución, B.T., zona rural	7
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) para cargas concentradas o multiusuarios desde bornes del transformador	3
Acometida y alimentador (hasta tablero de distribución) desde redes de la Empresa	2
Circuito ramal	2
Alumbrado público	4

Tabla 2.3 Porcentajes de regulación de tensión

Cuando existan motores instalados la caída de tensión en la red eléctrica de baja tensión, tomada desde los bornes del transformador hasta el usuario más lejano en el ramal donde se conecta el motor, no debe ser superior al 12,5 % en el momento de arranque, incluyendo las demandas máximas de los demás usuarios.

La caída de tensión del alimentador del motor no debe ser superior al 3 % trabajando a plena carga.

#### 2.1.5 Pérdidas máximas de energía y potencia

Componente	Energía (%)	Potencia (%)
Línea de distribución (34,5 kV)	1,5	2,7
Alimentadores primarios (Hasta 13,2 kV)	0,5	0,8
Transformadores	2,2	*
Redes de baja tensión	2,7	5,5

Tabla 2.4 Pérdidas máximas de energía y potencia

\* Las pérdidas totales de potencia para transformadores se tomarán de acuerdo a las normas NTC 818, NTC 819 y NTC 1954.

Nota: En todo caso las pérdidas totales de energía en el nivel 1 (transformador y red de baja tensión), no deben superar el 4,9 %.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 13 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.6 Impedancias de puesta a tierra

Descripción	Nivel (kV)	Z máxima( $\Omega$ )
Subestación distribución	34,5	10
Subestación distribución	13,2	10
Protección contra rayos	13,2 - 34,5	10
Redes de baja tensión	B.T.	20
Acometidas	B.T.	25 *

Tabla 2.5 Impedancias de puesta a tierra

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

La medida de la impedancia de puesta a tierra se toma sin tener conectados los aparatos a proteger.

Cuando por valores altos de resistividad del terreno, de elevadas corrientes de falla a tierra o tiempos de despeje de la misma, o que por un balance técnico-económico no resulte práctico obtener los valores de la tabla anterior, se deben medir las tensiones de paso, de contacto y tomar medidas adicionales como:

- ☛ Garantizar que las tensiones transferidas sean igual o menores a las tensiones de contacto.
- ☛ Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de la tensión de contacto.
- ☛ Instalar pisos o pavimentos de gran aislamiento.
- ☛ Aislar todos los dispositivos que puedan ser sujetados por una persona.
- ☛ Establecer conexiones equipotenciales en las zonas críticas.
- ☛ Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- ☛ Disponer de señalización en las zonas críticas.
- ☛ Dar instrucciones al personal sobre el tipo de riesgo.
- ☛ Dotar al personal de elementos de protección personal aislantes.

### 2.1.7 Clase de apantallamiento

Las salidas de la línea por descargas directas o flameo inverso no deben superar por cada 100 km por año:

Nivel de tensión (kV)	Número de salidas
34,5	11
13,2	15

Tabla 2.6 Salidas máximas de líneas

Los NIVELES CERÁUNICOS se muestran en el mapa de la Figura A.1.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 14 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.8 Factores de seguridad

En el diseño mecánico se deben utilizar los factores de seguridad presentados en la tabla 2.7.

Descripción	Factor *
Postería de concreto	2,5
Estructura metálica	1,5
Cargas verticales	1,1
Cargas horizontales	1,7
Cargas de ángulo	1,5
Cables para templetos	2
Anclajes para templetos	2,5
Herrajes	3 **
A la flexión para espigos	1,5

Tabla 2.7 Factores de seguridad

\* Los anteriores factores se aplican para condición normal. En caso de condición anormal, el factor de sobrecarga para los diferentes tipos de carga es de 1,25, excepto para cargas verticales.

\*\* Cuando la carga mínima de rotura se compruebe mediante ensayos, el factor de seguridad será 2,5.

### 2.1.9 Hipótesis de diseño para líneas

Cuando se está en el proceso de diseño de líneas de transmisión se utiliza las hipótesis dadas en la tabla 2.8.

	Velocidad del viento	Temperatura del conductor	Tensión mecánica
<b>Condición normal o diaria</b>	0	Temperatura ambiente	Máximo 20 % de tensión de rotura, conductor ASCR
			Máximo 25 % de tensión de rotura, conductor de cobre
<b>Condición extrema de trabajo mecánico</b>	80 km/hora	Temperatura ambiente mínima de zona donde se instala el conductor	Máximo 50% de tensión de rotura
<b>Condición extrema de flecha</b>	0	Temperatura máxima del conductor	

Tabla 2.8 Hipótesis de diseño para líneas

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 15 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.10 Distancias mínimas de seguridad

Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas, aplican a conductores desnudos.

En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de seguridad especificadas en las tablas se incrementarán en un 3 % por cada 300 metros que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Las distancias horizontales se toman desde la fase más cercana al sitio de posible contacto.

Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en la presente norma, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca a los conductores, la distancia horizontal (b) puede ser reducida en 0,6 metros.

Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible permanentemente instalada.

Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla, no se aplican estas distancias. No se aplica para conductores aislados para Baja Tensión.

Se puede hacer el cruce de una red de menor tensión por encima de una de mayor tensión de manera experimental, siempre y cuando se documente el caso y se efectúe bajo supervisión autorizada y calificada.

En techos metálicos cercanos y en caso de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no presenten peligro o no afecten su funcionamiento.

Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la tabla 2.9, la separación se puede reducir en 0,6 m siempre que los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra en caso de contacto momentáneo con una estructura o edificio. Para ello, el aislamiento del cable debe ser construido mínimo, con una primera capa de material semiconductor, una segunda de polietileno reticulado y otra capa de material resistente a la abrasión y a los rayos ultravioleta. Adicionalmente debe tener una configuración compacta con espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 16 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.10.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Las construcciones deberán respetar las distancias mínimas de seguridad presentadas en la tabla 2.9.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas. (Figura 1)	34,5	3,8
	13,2	3,8
	< 1	0,45
Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 1)	115	2,8
	66	2,5
	34,5	2,3
	13,2	2,3
	< 1	1,7
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 1)	34,5	4,1
	13,2	4,1
	< 1	3,5
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 1)	115	6,1
	66	5,8
	34,5	5,6
	13,2	5,6
	< 1	5

Tabla 2.9 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

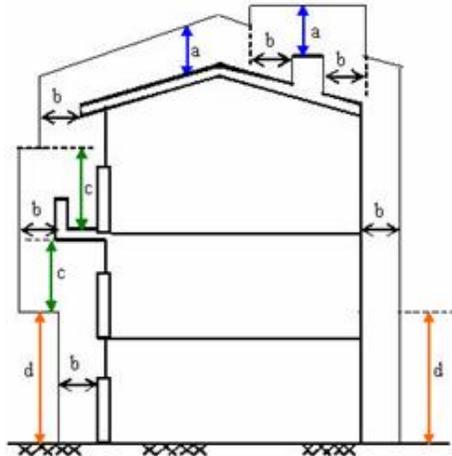


Figura 1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Para redes públicas o de uso general no será permitida la construcción de edificaciones debajo de las redes, en caso de presentarse tal situación los OR informarán a las autoridades competentes para que se tomen las medidas pertinentes. Tampoco será permitida la construcción de redes para uso público por encima de las edificaciones.

### 2.1.10.2 Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones

En casos generales se exigirán las distancias mínimas de seguridad presentadas en la tabla 2.10.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 17 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Distancias mínimas de seguridad		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo “d” en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (figura 2)	115	6,1
	66	5,8
	34,5	5,6
	13,2	5,6
	< 1	5
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	< 1	5,6
Distancia mínima al suelo “d1” desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles. (figura 2)	115	6,1
	66	5,8
	34,5	5,6
	13,2	5,6
	< 1	5
Distancia mínima al suelo “d” en bosques, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc.	66	5,8
	34,5	5,6
	13,2	5,6
Distancia mínima al suelo “e” en cruces con ferrocarriles sin electrificar o funiculares. (figura 3)	< 1	5
	115	8,6
	66	8,3
	34,5	8,1
	13,2	8,1
Distancia vertical “f” en cruces con ferrocarriles electrificados, tranvías y trole-buses. (figura 4)	< 1	7,5
	115	2,3
	66	2
	34,5	1,8
Distancia vertical “g” en cruces con ríos, canales navegables o flotantes para adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor a 7 m. (figura 5)	13,2	1,8
	< 1	1,2
	115	10,6
	66	10,4
	34,5	10,2
Distancia vertical “g” en cruces con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuados para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (figura 5)	13,2	10,2
	< 1	9,6
	115	5,6
	66	5,4
	34,5	5,2
Distancia vertical al piso en cruce por campos deportivos abiertos.	13,2	5,2
	< 1	4,6
	115	12
	66	12
	34,5	12
Distancia horizontal en cruce por campos deportivos abiertos.	13,2	12
	< 1	12
	115	7
	66	7
	34,5	7
	13,2	7
	< 1	7

Tabla 2.10 Distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones

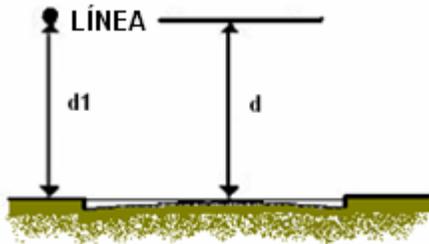


Figura 2 Distancias “d” y “d1” en cruce y recorridos de vías

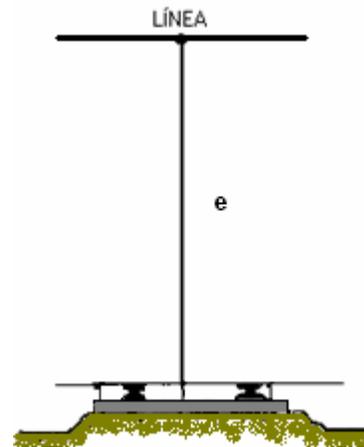


Figura 3 Distancia “e” en cruces con ferrocarriles sin electrificar

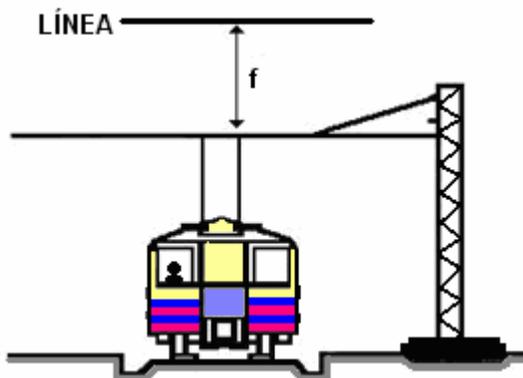


Figura 4 Distancia “f” en cruces con ferrocarriles electrificados

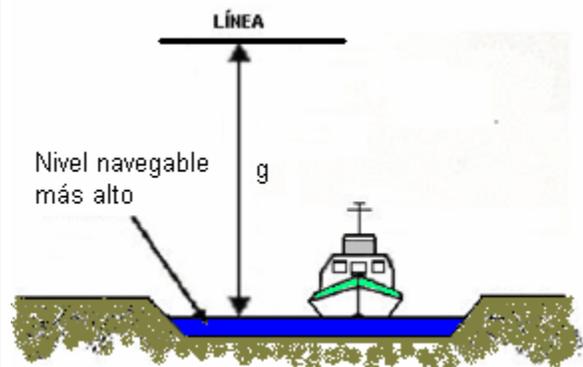


Figura 5 Distancia “g” en cruces con ríos, cauces de agua, canales navegables

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 19 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.1.10.3 Distancias mínimas de seguridad en cruces de líneas

Cuando se cruzan dos líneas, se tendrá en cuenta las distancias mínimas de seguridad de la tabla 2.11.

		Distancias en metros						
<b>Tensión Nominal (kV) entre fases de la línea superior</b>	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2
	66	2	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4		
	34,5	1,8	1,2	1,2	1,3			
	13,2	1,8	1,2	0,6				
	<1	1,2	0,6					
	Comunicaciones	0,6						
		Comunicaciones	<1	13,2	34,5	57,5	66	115/110
		<b>Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior</b>						

Tabla 2.11 Distancias verticales mínimas en vanos con cruce de líneas

**Nota:** La línea de menor nivel de tensión siempre debe estar a menor altura

### 2.1.10.4 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Los conductores sobre apoyos fijos, deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores que el valor requerido en las tablas 2.12 y 2.13. Todos los valores son válidos hasta 1000 m sobre el nivel del mar; para elevaciones mayores, se debe aplicar el factor de corrección por altura.

Cuando se utilicen aisladores de suspensión y su movimiento no esté limitado, la distancia horizontal de seguridad entre los conductores deberá incrementarse de tal forma que la cadena de aisladores pueda moverse transversalmente hasta su máximo ángulo de balanceo de diseño sin reducir los valores indicados en la tabla 2.12. El desplazamiento de los conductores deberá incluir la deflexión de estructuras flexibles y accesorios, cuando dicha deflexión pueda reducir la distancia horizontal de seguridad entre los conductores.

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
<b>Alimentadores de vías férreas</b> 0 a 750 V No. 4/0 AWG o calibre mayor.	15
0 a 750 V calibre menor de No. 4/0 AWG	30
Entre 750 V y 8,7 kV.	30
<b>Conductores de suministro del mismo circuito.</b> 0 a 8,7 kV	30
13,2 kV	35
34,5 kV	56
Más de 50 kV	Ningún valor especificado
<b>Conductores de suministro de diferente circuito <sup>(1)</sup></b> 0 a 8,7 kV	30
13,2 kV	35
34,5 kV	56
Entre 50 kV y 814 kV	90

Tabla 2.12 Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 20 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

<sup>(1)</sup> Para las tensiones que excedan los 57,5 kV, la distancia de seguridad deberá ser incrementada en un 3% por cada 300 m en exceso de 1000 metros sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 50 kV se basarán en la máxima tensión de operación.

Cuando se tienen conductores de diferentes circuitos, la tensión considerada debe ser la tensión fase-tierra del circuito de más alta tensión o la diferencia fasorial entre los conductores considerados.

### 2.1.10.5 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

Para conductores situados en la misma estructura, se deben cumplir las distancias presentadas en la tabla 2.13.

		CONDUCTORES A MAYOR ALTURA				
		CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE				
		HASTA 1kV	13,2 kV	34,5 kV	66 kV	
<b>CONDUCTORES Y CABLES A MENOR ALTURA</b>	Conductores y cables de comunicación					
	a. Localizados en el apoyo de empresa de comunicaciones.	0,4	0,46	0,7	1	
	b. Localizados en el apoyo de empresa de energía.	0,4	0,46	0,7	1	
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,46	0,7	1
		13,2 kV	No permitido	0,66	0,87	1,2
		34,5 kV	No permitido	0,66	0,87	1,2
		66 kV	No permitido	0,66	0,87	1,2

Tabla 2.13 Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

Nota: La línea de menor nivel de tensión siempre debe estar a menor altura. Estas distancias son para circuitos de una misma empresa operadora. Cuando se trate de circuitos de diferentes empresas las distancias de seguridad se deben aumentar en 0,6 m.

### 2.1.10.6 Distancia de seguridad en subestaciones

En subestaciones se deben satisfacer las distancias mínimas mostradas en la tabla 2.14 asociada a la figura 6.

Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R" (m)
0,151-7,2	3
13,8/13,2/11,4	3,1
34,5	3,2
66/57,5	3,5
115/110	4

Tabla 2.14 Distancias de seguridad para la figura 6

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Revisión No: 3</b>
		<b>Página 21 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

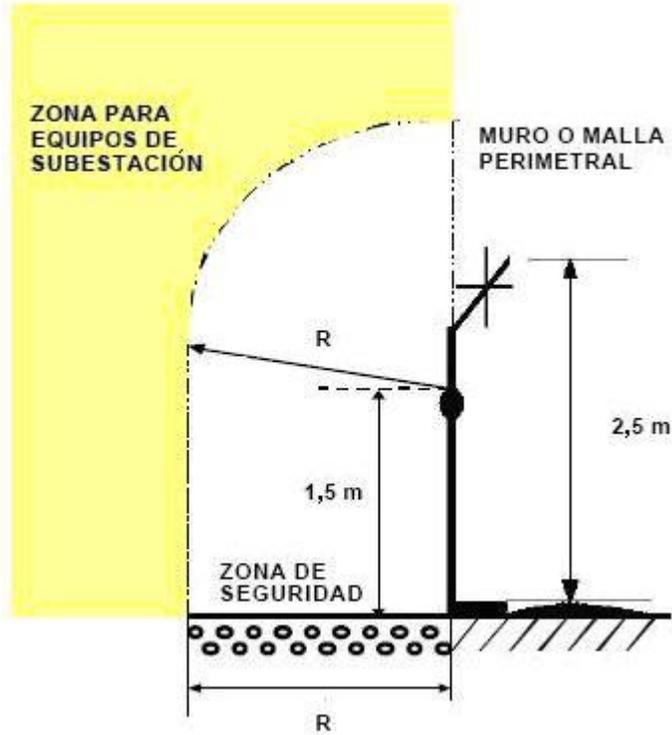


Figura 6 Zona de seguridad

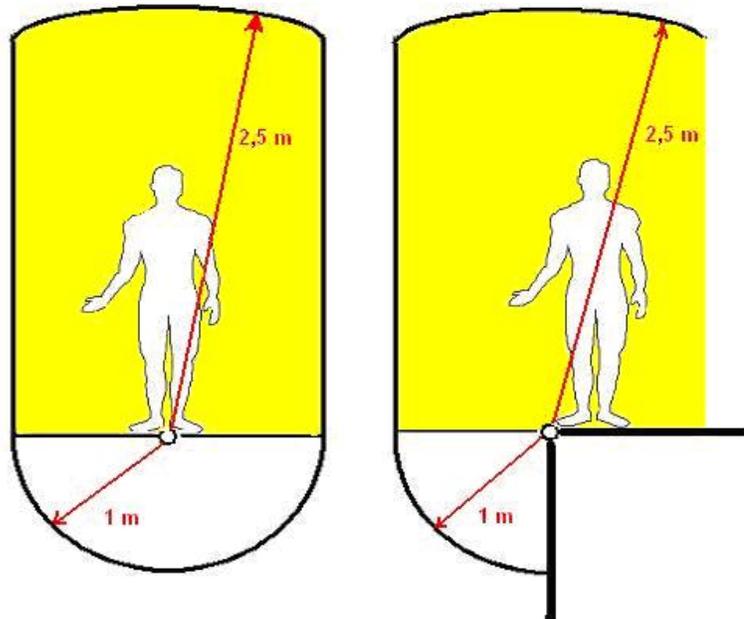


Figura 7 Distancias de seguridad contra contactos directos

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 22 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA DEMANDA

La determinación de la demanda máxima en el diseño de **instalaciones eléctricas internas** para viviendas unifamiliares o multifamiliares, se realizará de acuerdo a los parámetros establecidos por el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

## 2.3 MÉTODO OPCIONAL RECOMENDADO PARA EL CÁLCULO Y DISEÑO DE ACOMETIDA Y TRANSFORMADOR

Para la determinación de la demanda máxima en el cálculo y diseño de **acometidas y transformadores** de acuerdo al numeral 220-37 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, se recomienda la aplicación de los factores y criterios expuestos a continuación, los cuales están basados en estudios realizados del comportamiento real de la demanda en los diferentes estratos y sectores socioeconómicos:

### 2.3.1 Factores de demanda

Los factores de demanda para los diferentes sectores, se presentan en la tabla 2.15.

Descripción	Carga (VA)	Factor de demanda (%)
<b>Residencial</b>		
Estratos 1 y 2	Carga aparato mayor potencia Resto	100 50
Estratos 3 y 4	Carga aparato mayor potencia Resto	100 40
Estratos 5 y 6	Carga aparato mayor potencia Resto	100 30
Carga áreas comunes	Motores Resto	100 60
<b>Comercial</b>		
Tomas comunes	Primeros 5000 Sobre 5000	100 50
Alumbrado	Primeros 50000 Sobre 50000	100 50
Cargas especiales y áreas comunes	Total	100
<b>Industrial</b>	Según proyecto particular	

Tabla 2.15 Factores de demanda

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 23 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 2.3.2 Factores de diversidad

Las curvas del factor de diversidad para el sector residencial y comercial se muestran en las figuras A.2, A.3 y A.4, y están dadas por las ecuaciones, presentadas en la tabla 2.16.

Donde:  $N$  : Número de usuarios.

SECTOR	FACTOR DE DIVERSIDAD
ESTRATOS 1, 2, 3 y 4	$F_{div\_res} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
ESTRATOS 5 y 6	$F_{div\_res} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS MONOFÁSICOS BIFILARES	$F_{div\_com} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS TRIFILARES Y TETRAFILARES	$F_{div\_com} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$

Tabla 2.16 Factores de diversidad

### 2.3.3 Metodología

Como requerimiento para el cálculo de acometidas y transformadores, se recomienda el siguiente método opcional para determinar la carga por usuario, de acuerdo a lo permitido por el artículo 220-37 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Carga mínima instalada ( $S_i$ ) por usuario:

- 32 VA/m<sup>2</sup> para cargas de alumbrado general.
- Carga mínima para lavadora y plancha: 1500 VA.
- Carga mínima para uno o más circuitos de pequeños aparatos: 1500 VA por circuito.

Demanda máxima total: 
$$D_{max} = \frac{S_R}{F_{div\_res}} + S_{ACR} + \frac{S_C}{F_{div\_com}} + S_{ACC}$$

Donde:

$S_R$  : Carga demandada sector residencial.

$$S_R = [S_M + (S_I - S_M) * F_d] * N$$

$S_M$  : Carga aparato mayor potencia.

$S_I$  : Carga mínima instalada por usuario.

$S_{ACR}$  : Carga de áreas comunes sector residencial.

$N$  : Número de usuarios.

$F_d$  : Factor de demanda (Tabla 2.15).

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 24 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

$F_{div\_res}$  : Factor de diversidad sector residencial (Tabla 2.16).

$S_C$  : Carga demandada de sector comercial.

$S_{ACC}$  : Carga de áreas comunes sector comercial.

$F_{div\_com}$  : Factor de diversidad sector comercial (Tabla 2.16).

En zonas rurales, para usuarios en estratos 1 y 2, la demanda máxima, puede ser estimada como se indica a continuación:

$$D_{max\_rural} = \frac{(S_M + [((32 VA / m^2) * AREA (m^2)) * 0,5]) * N}{F_{div\_res}}$$

Donde:

$S_M$  : Carga aparato mayor potencia.

$N$  : Número de usuarios.

$F_{div\_res}$  : Factor de diversidad sector residencial (Tabla 2.16).

#### 2.3.4 Curvas típicas de demanda diaria

Las curvas de demanda diaria para diferentes tipos de servicio y estrato socioeconómico se encuentran en las figuras A.5 a A.10.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 25 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 3. INSTALACIONES INTERNAS

El diseño y construcción de las instalaciones internas satisfará lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, y en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas “RETIE”, en los requisitos específicos para los sistemas eléctricos que van desde la acometida de servicio hacia el interior de la edificación.

#### 3.1 DISEÑO DE INSTALACIONES INTERNAS

El diseño de las instalaciones internas se elaborará sobre planos de planta, en los cuales se represente de manera unifilar la localización de salidas indicando el tipo de carga o aparato que será atendido en cada una de ellas. En todos los casos se hará un diagrama unifilar de circuitos. Para edificaciones con tableros de acometida o distribución localizados en varios niveles, se presentarán adicionalmente esquemas de corte vertical.

##### 3.1.1 Niveles de iluminancia

Un diseño de iluminación debe comprender las siguientes condiciones esenciales:

- Suministrar una cantidad de luz suficiente.
- Eliminar todas las causas de deslumbramiento.
- Prever el tipo y cantidad de luminarias apropiadas para cada caso particular teniendo en cuenta su eficiencia.
- Utilizar fuentes luminosas que aseguren una satisfactoria distribución de los colores.

Para su instalación:

- Debe existir suministro ininterrumpido de iluminación en sitios y áreas donde la falta de ésta pueda originar riesgos para la vida de las personas, como en áreas críticas y en los medios de egreso para evacuación.
- No se permite la utilización de lámparas de descarga con encendido retardado en circuitos de iluminación de emergencia
- Los alumbrados de emergencia equipados con grupos de baterías, deben permanecer en funcionamiento un mínimo de 60 minutos después que se interrumpa el servicio eléctrico normal.
- Los residuos de las lámparas deben ser manejados cumpliendo la regulación sobre manejo de desechos, debido a las sustancias tóxicas que puedan poseer.
- En lugares accesibles a personas donde se operen maquinas rotativas, la iluminación debe evitar la ocurrencia del efecto estroboscópico.

Los diseños para instalaciones residenciales no requieren cálculos particulares de iluminación. Se requiere el cálculo de los niveles de iluminancia de las áreas comunes de zonas residenciales (escenarios deportivos, parqueaderos cubiertos y similares) y para las instalaciones no residenciales. Para efectos de la presente Norma se establecen los siguientes niveles de iluminancia, adoptados de la Norma ISO 8995. El valor medio de iluminancia, relacionado en la Tabla 3.1 “Niveles de iluminancia”, debe considerarse como el objetivo de diseño, pero el requisito exigible es que el valor medido a la altura del sitio de trabajo se encuentre entre el rango del valor mínimo y el valor máximo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 26 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

<b>TIPO DE RECINTO Y ACTIVIDAD</b>	<b>NIVEL DE ILUMINANCIA [lux]</b>		
	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>
<b>Áreas Generales en las Construcciones</b>			
Áreas de circulación, corredores	50	100	150
Escaleras, escaleras mecánicas	100	150	200
Vestidores, baños	100	150	200
Almacenes, bodegas	100	150	200
<b>Talleres de Ensamble</b>			
Trabajo pesado, montaje de maquinaria pesada	200	300	500
Trabajo intermedio, ensamble de motores, ensamble de carrocerías de automóviles	300	500	750
Trabajo fino, ensamble de maquinaria electrónica y de oficina	500	750	1000
Trabajo muy fino, ensamble de instrumentos	1000	1500	2000
<b>Procesos Químicos</b>			
Procesos automáticos	50	100	150
Plantas de producción que requieren intervención ocasional	100	150	200
Áreas generales en el interior de las fabricas	200	300	500
Cuartos de control, laboratorios	300	500	750
Industria farmacéutica	300	500	750
Inspección	500	750	1000
Balanceo de colores	750	1000	1500
Fabricación de llantas de caucho	300	500	750
<b>Fábrica de Confecciones</b>			
Costura	500	750	1000
Inspección	750	1000	1500
Prensado	300	500	750
<b>Industria Eléctrica</b>			
Fabricación de cables	200	300	500
Ensamble de aparatos telefónicos	300	500	750
Ensamble de devanados	500	750	1000
Ensamble de aparatos receptores de radio y TV	750	1000	1500
Ensamble de elementos de ultraprecisión componentes electrónicos	1000	1500	2000
<b>Industria Alimenticia</b>			
Áreas generales de trabajo	200	300	500
Procesos automáticos	150	200	300
Decoración manual, inspección	300	500	750
<b>Fundición</b>			
Pozos de fundición	150	200	300
Moldeado basto, elaboración basta de machos	200	300	500
Moldeo fino, elaboración de machos, inspección	300	500	750

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 27 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

<b>TIPO DE RECINTO Y ACTIVIDAD</b>	<b>NIVEL DE ILUMINANCIA [lux]</b>		
	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>
<b>Trabajo en vidrio y cerámica</b>			
Zona de hornos	100	150	200
Recintos de mezcla, moldeo, conformado y estufas	200	300	500
Terminado, esmaltado, envidriado	300	500	750
Pintura y decoración	500	750	1000
Afilado, lentes y cristalería, trabajo fino	750	1000	1500
<b>Trabajo en Hierro y Acero</b>			
Plantas de producción que no requieren intervención manual	50	100	150
Plantas de producción que requieren intervención ocasional	100	150	250
Puestos de trabajo permanentes de plantas de producción	200	300	500
Plataformas de control e Inspección	300	500	750
<b>Industria del Cuero</b>			
Áreas generales de trabajo	200	300	500
Prensado, corte, costura y producción de calzado	500	750	1000
Clasificación, adaptación y control de calidad	750	1000	1500
<b>Taller de Mecánica y de Ajuste</b>			
Trabajo ocasional	150	200	300
Trabajo basto en banca y maquinado, soldadura	200	300	500
Maquinado y trabajo de media precisión en banco, maquinas generalmente automáticas	300	500	750
Maquinado y trabajo fino en banco, maquinas automáticas finas, inspección y ensayos	500	750	1000
Trabajo muy fino, calibración e inspección de partes pequeñas muy complejas	1000	1500	2000
<b>Talleres de Pintura y Casetas de Rociado</b>			
Inmersión y rociado basto	200	300	500
Pintura ordinaria, rociado y terminado	300	500	750
Pintura fina, rociado y terminado	500	750	1000
Retoque y balanceo de colores	750	1000	1500
<b>Fábrica de papel</b>			
Elaboración de papel y cartón	200	300	500
Procesos automáticos	150	200	300
Inspección y clasificación	300	500	750
<b>Trabajo de Impresión y Encuadernación de Libros</b>			
Recintos con maquinas de impresión	300	500	750
Cuartos de composición y lectura de prueba	500	750	1000
Pruebas de precisión, retoque y grabado	750	1000	1500
Reproducción del color e impresión	1000	1500	2000
Gravado con acero y cobre	1500	2000	3000
Encuadernación	300	500	750

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 28 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

<b>TIPO DE RECINTO Y ACTIVIDAD</b>	<b>NIVEL DE ILUMINANCIA [lux]</b>		
	<b>Mínimo</b>	<b>Medio</b>	<b>Máximo</b>
Decoración y estampado			
<b>Industria Textil</b>			
Rompimiento de la paca, cardado, hilado	200	300	500
Giro, embobinamiento, enrollamiento peinado, tintura	300	500	750
Balanceo, rotación (conteos finos ) entretejido, tejido	500	750	1000
Costura, desmote, inspección	750	1000	1500
<b>Talleres de Madera y Fábricas de Muebles</b>			
Aserraderos	150	200	300
Trabajo en banco y montaje	200	300	500
Maquinado de madera	300	500	750
Terminado e inspección final	500	750	1000
<b>Oficinas</b>			
Oficinas de tipo general, mecanografía y computación	300	500	750
Oficinas abiertas	500	750	1000
Oficinas de dibujo	500	750	1000
Salas de conferencia	300	500	750
<b>Hospitales</b>			
<i>Salas</i>			
Iluminación general	50	100	150
Examen	200	300	500
Lectura	150	200	300
Circulación nocturna	3	5	10
<i>Salas de examen</i>			
Iluminación general	300	500	750
Inspección local	750	1000	1500
<i>Terapia Intensiva</i>			
Cabecera de la cama	30	50	100
Observación	200	300	500
Estación de enfermería	200	300	500
<i>Salas de operación</i>			
Iluminación general	500	750	1000
Iluminación local	10000	30000	100000
<i>Salas de Autopsia</i>			
Iluminación general	500	750	1000
Iluminación local	5000	10000	15000
<i>Consultorios</i>			
Iluminación general	300	500	750
Iluminación local	500	750	1000
<i>Farmacia y Laboratorios</i>			

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 29 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

TIPO DE RECINTO Y ACTIVIDAD	NIVEL DE ILUMINANCIA [lux]		
	Mínimo	Medio	Máximo
Iluminación general	300	400	750
Iluminación local	500	750	1000
<b>Almacenes</b>			
<i>Iluminación general:</i>			
En grandes centros comerciales	500	750	
Ubicados en cualquier parte	300	500	
Supermercados	500	750	
<b>Colegios</b>			
<i>Salones de clase</i>			
Iluminación general	300	500	750
Tableros para emplear con tizas	300	500	750
Elaboración de planos	500	750	1000
<i>Salas de conferencias</i>			
Iluminación general	300	500	750
Tableros	500	750	1000
Bancos de demostración	500	750	1000
Laboratorios	300	500	750
salas de arte	300	500	750
Talleres	300	500	750
Salas de asamblea	150	200	300

Tabla 3.1 Niveles de iluminancia

Los niveles de iluminancia para escenarios deportivos se presentan en la tabla 3.2.

TIPO DE DEPORTE	ILUMINANCIA HORIZONTAL [lux]		Uniformidad $E_{min}/E_{med}$	
	Distracción y entretenimiento	Competición	Distracción y entretenimiento	Competición
Fútbol	75	200 - 600 *	1 : 3	1 : 1,5
Baloncesto	75	400 - 600	1 : 3	1 : 1,5
Voleibol	75	400 - 600	1 : 3	1 : 1,5
Gimnasia	75	150	1 : 2	1 : 1,5
Béisbol	200	400	1 : 2	1 : 1,5
Natación	200	400	1 : 2	1 : 1,5
Salto de trampolín	200	500	1 : 2	1 : 1,5
Patinaje (interior)	150	300	1 : 3	1 : 1,5
Patinaje (exterior)	75	150	1 : 3	1 : 1,5
Tenis	200	400 - 600 *	1 : 2	1 : 1,5
Bolera	200	200	1 : 2	1 : 2
Tiro	150	150	1 : 3	1 : 3

Tabla 3.2 Niveles de iluminancia para escenarios deportivos

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 30 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

\* Depende de la distancia máxima entre espectadores y el centro del terreno.  
 En diseños particulares para deportes que no se encuentren en la lista, dicho proyecto debe ser revisado y aprobado por la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

### 3.1.2 Salidas necesarias

El número de salidas necesarias para instalaciones eléctricas internas se establece en la parte C de la sección 210 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Las salidas para artefactos específicos deben instalarse a menos de 1,80 m del lugar destinado para el artefacto.

Se deben instalar salidas de tomacorrientes de modo que ningún punto medido horizontalmente esté a más de 1,80 m de un tomacorriente en ese espacio, incluyendo cualquier pared de 0,6 m o más de ancho. En la cocina el circuito o circuitos ramales de 20 A para pequeños artefactos, deben alimentar todas las salidas de tomacorrientes y refrigeradores. Se deben instalar salidas de tomacorriente en los mostradores de cocinas y comedores, en cada espacio de pared de 0,3 m o más, ningún punto debe quedar a más de 0,6 m de una salida, y deben estar ubicadas a no más de 0,5 m por encima del mostrador (mesón de cocina).

Se debe instalar como mínimo un tomacorriente para lavadora y plancha.

Se debe instalar por lo menos un tomacorriente en la pared adyacente a cada lavamanos, estén o no en un cuarto de baño.

Todos los tomacorrientes deben ser con polo a tierra y polarizados.

Un tomacorriente sencillo instalado en un circuito ramal individual, debe tener una capacidad de corriente no menor a la de dicho circuito.

Se deben instalar salidas para alumbrado con un interruptor de pared en cada cuarto habitable, así como en cuartos de baño, recibidores, escaleras, garajes y en el exterior de las entradas. El interruptor debe quedar junto al picaporte de la puerta de acceso.

Para el caso de usuarios no residenciales, las salidas serán determinadas en cada proyecto de manera particular.

### 3.1.3 Circuitos ramales

Las generalidades para la determinación de los circuitos ramales en las instalaciones eléctricas internas se establecen en las secciones 210, 220 y 225 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Las instalaciones internas serán atendidas por circuitos ramales derivados de tableros de distribución.

Los circuitos ramales para motores y en general los conductores de alimentadores, protecciones, protecciones contra sobrecargas, centros de control y controladores, puestas a tierra, medios de desconexión y demás generalidades, se tratan en la sección 430 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Los circuitos ramales se deben clasificar según la capacidad de corriente máxima o según el valor de ajuste del dispositivo de protección contra sobrecorriente. La clasificación de los circuitos ramales que no sean individuales debe ser de 15, 20, 30, 40 y 50 A.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 31 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

El conductor de neutro de un circuito ramal se debe identificar mediante un color continuo blanco o gris natural.

Los tomacorrientes deben satisfacer la tensión y corriente para las cuales fueron diseñados y destinados. Además, deben tener claramente identificados los polos de las fases mediante letras, así como los terminales de neutro y tierra.

En los tomacorrientes monofásicos el terminal plano más corto debe ser el de la fase. Además las conexiones a los conductores del alambrado del circuito correspondiente deben estar claramente diferenciadas para cada conductor.

Todos los tomacorrientes monofásicos de 15 A y 20 A, a 125 V instalados en lugares adyacentes a los lavamanos, en garajes, en exteriores, en sótanos, cocinas y lavaplatos, deben ofrecer protección diferencial mediante interruptor de circuito por falla a tierra y de actuación rápida.

Los circuitos ramales deben cumplir con las especificaciones dadas en la tabla 3.3.

Corriente nominal del circuito	Capacidad del circuito				
	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Conductores (Calibre mínimo)*:					
Alambres del circuito	2,08 (14)	3,3 (12)	5,25 (10)	8,36 (8)	13,29 (6)
Salidas derivadas	2,08 (14)	2,08 (14)	2,08 (14)	3,3 (12)	3,3 (12)
Protección contra sobrecorriente	15 A	20 A	30 A	40 A	50 A
Dispositivo de salida:					
Portabombillas permitidos y capacidad nominal del tomacorriente	Cualquier tipo	Cualquier tipo	Servicio pesado	Servicio pesado	Servicio pesado
Carga máxima permisible	15 A	15 o 20 A	30 A	40 o 50 A	50 A
Carga permisible	80 % de corriente nominal del circuito ramal para equipo conectado por cordón y clavija, y 50 % de corriente nominal del circuito ramal para el equipo de utilización fijo.		80 % de corriente nominal del circuito ramal para equipo conectado por cordón y clavija.	Equipos de cocina fijos. Unidades de alumbrado fijas (servicio pesado), unidades de calefacción y otros equipos en lugares que no sean viviendas.	

Tabla 3.3 Resumen de requisitos de los circuitos ramales

\* Conductores en cobre con sección transversal en mm<sup>2</sup> y dentro del paréntesis el calibre AWG equivalente.

Los cálculos de carga mínima de alumbrado por metro cuadrado de superficie del suelo, para unidades de vivienda debe ser de 32 VA/m<sup>2</sup>, 1500 VA por cada circuito ramal bifilar para pequeños artefactos y 1500 VA por cada circuito ramal bifilar para lavadora y plancha. En las salidas de tomacorrientes, cada tomacorriente sencillo o múltiple de un puente se debe considerar a no menos de 180 VA.

Se deben instalar circuitos ramales para alumbrado y artefactos, incluidos artefactos a motor, cargas no específicas, pequeños artefactos y lavadoras. El número mínimo de circuitos ramales se debe establecer a partir de la carga total calculada y la capacidad nominal de los circuitos utilizados.

Debe existir uno o más circuitos ramales de 20 A para pequeños artefactos y para todas las salidas de tomacorrientes para pequeños artefactos, y se le asignará una carga de 1500 VA por cada ramal, para realizar los cálculos del alimentador. Además, debe existir al menos un circuito ramal de 20 A para

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 32 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

conectar solamente las salidas de tomacorrientes para lavadora y plancha, asignándose una carga de 1500 VA, para realizar los cálculos del alimentador.

El conductor del neutro tendrá el mismo calibre del conductor de fase, excepto cuando se trate de circuitos tetrafilares balanceados, en cuyo caso se podrá seleccionar un calibre equivalente al 70% del de los conductores de fase.

Cuando dos circuitos ramales sean de diferente fase y vayan por un ducto común se podrá utilizar un solo conductor de neutro. En este caso el calibre de conductor del neutro será el mismo del conductor de fase de mayor calibre.

### 3.1.4 Tableros o paneles de distribución

Además de lo estipulado en esta norma, el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 en su sección 384 presenta las generalidades sobre cuadros y paneles de distribución.

Los tableros de distribución tendrán la capacidad para alojar la totalidad de circuitos ramales derivados de ellos, de tal manera que cada circuito ramal tenga una protección contra sobrecorriente independiente.

La distribución de las fases en las instalaciones trifásicas debe ser A, B y C, desde el frente hacia atrás, de arriba abajo o de izquierda a derecha vista desde la parte delantera del tablero de distribución.

Todos los circuitos de un panel de distribución y sus modificaciones se deben identificar de manera legible en cuanto a su funcionalidad o uso, en un directorio situado en la puerta del panel o en su interior.

En un tablero de automáticos no se deben instalar más de 42 dispositivos de sobrecorriente (además de los del alimentador) para circuitos ramales de alumbrado y artefactos. Además se debe dejar un 30 % de los puestos del tablero para reserva.

Cada circuito de derivación debe disponer de un terminal de salida para la conexión de los conductores de neutro y tierra requeridos. Debe indicarse la tensión de trabajo del tablero y la capacidad de corriente de los barrajes de las fases, el neutro y la tierra.

Los paneles de los cuadros de distribución deben ser de material no combustible y resistente a la humedad., accesible sólo desde el frente; debe construirse en lámina de acero de espesor mínimo 0,9 mm para tableros hasta de 12 circuitos y en lámina de acero de espesor mínimo 1,2 mm para tableros desde 13 hasta 42 circuitos. Se admite la construcción de encerramientos plásticos o una combinación metal-plástico para los tableros de distribución, siempre que sean autoextinguibles (soportar 650°C durante 30 segundos), resistentes al impacto contra choques mecánicos mínimo grado IK 05 y tengan un grado de protección contra sólidos, líquidos y contacto directo, mínimo IP 2XC.

Los tableros de distribución se instalarán a una altura aproximada de 1,40 m tomando como referencia el piso final y la base del tablero, de tal manera que la tapa quede a ras con el acabado final de la mampostería y vertical con el piso.

Todos los ductos que lleguen o salgan de tableros de distribución deben fijarse a estos mediante boquillas y contratueras metálicas.

Se elaborará un cuadro de carga por cada tablero de distribución, en el que se consignará para cada circuito la información indicada a continuación:

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 33 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

- Cantidad de salidas para alumbrado normal.
- Cantidad de salidas para tomacorriente normal.
- Cantidad de salidas especiales.
- Cantidad de salidas para motor.
- Carga instalada por fase, en [w].
- Carga instalada total, en [w].
- Factor de potencia promedio.
- Carga instalada total, en [VA].
- Corriente de la fase más cargada.
- Tipo y calibre del conductor seleccionado.
- Protección seleccionada.

Cuando se calcule la carga sobre la base de VA por metro cuadrado, la instalación hasta el panel de distribución de los circuitos ramales debe estar prevista para alimentar cargas no menores a las calculadas. Esta carga se debe distribuir uniformemente entre los distintos ramales con varias salidas que arranquen del mismo tablero.

### 3.1.5 Carga instalada

El cálculo de la carga instalada se hará mediante la suma aritmética de las cargas atendidas por una alimentación común. Esta se hará mediante la metodología aplicada por el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, en sus secciones 220 y 225.

### 3.1.6 Demanda máxima unitaria

El cálculo de la demanda máxima para instalaciones eléctricas internas se hará mediante la aplicación de la metodología de carga instalada y los factores de demanda propuestos en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

### 3.1.7 Demanda máxima

Según el artículo 220-37 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, donde el cálculo opcional en viviendas multifamiliares o grupos de viviendas según la reglamentación de las empresas locales de energía se permite calcular la capacidad de un transformador, una acometida o un alimentador de acuerdo a la metodología opcional recomendada en el numeral 2.3.

### 3.1.8 Protección de edificaciones

A partir de la entrada en vigencia de las presentes normas para cálculo y diseño, en instalaciones donde se tenga concentración de personas, tales como, viviendas, oficinas, hoteles, hospitales, centros educativos, centros comerciales, supermercados, parques de diversión, industrias, prisiones o aeropuertos, deben cumplirse los requisitos aquí establecidos, para la protección contra rayos, adoptados de la NTC 4552, siempre y cuando la evaluación y nivel de riesgo así lo determinen.

La protección se debe basar en la aplicación de un Sistema Integral de Protección, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos. En general, una protección contra rayos totalmente efectiva no es técnica ni económicamente viable.

**Evaluación del grado de riesgo.** Todo diseño de protección contra rayos debe realizarse con base en la evaluación del grado de riesgo para el sitio en particular donde se ubique la instalación.

El diseño debe realizarse aplicando el método electrogeométrico. La persona calificada, encargada de un proyecto debe incluir unas buenas prácticas de ingeniería de protección contra rayos, con el fin disminuir sus efectos, que pueden ser de tipo electromagnético, mecánico o térmico. En todos los casos se deben realizar los análisis de tensión de paso y contacto y se debe garantizar que una persona con resistencia alrededor de 1000  $\Omega$  no vaya a soportar más de 30 J.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 34 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Los componentes del sistema de protección contra rayos deben cumplir con los siguientes requisitos:

- **Terminales de captación o pararrayos.** Cualquier elemento metálico de la edificación que se encuentre expuesto al impacto del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, torres de comunicación, y cualquier antena o tubería que sobresalga debe ser tratado como un terminal de captación.

No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.

En la siguiente tabla se presentan las características que deben cumplir los terminales de captación construidos especialmente para este fin.

TIPO Y MATERIAL DEL TERMINAL		Diámetro mínimo (mm)	Espesor Mínimo (mm)	Calibre Mínimo (AWG)	Ancho (mm)
VARILLA	Cobre	9,6	no aplica	no aplica	no aplica
	Bronce	8	no aplica	no aplica	no aplica
	Acero	8	no aplica	no aplica	no aplica
CABLE	Cobre	7,2	no aplica	2	no aplica
	Acero	8	no aplica	no aplica	no aplica
TUBO	Cobre	15,9	4	no aplica	no aplica
	Bronce	15,9	4	no aplica	no aplica
LÁMINAS	Cobre	no aplica	4	no aplica	12,7
	Acero	no aplica	4	no aplica	12,7
	Hierro	no aplica	5	no aplica	12,7

Tabla 3.4 Características de los terminales de captación

-**Bajantes.** Las bajantes del sistema de protección contra rayos deben cumplir los requerimientos de la tabla 3.5. Se admite el uso de acero inoxidable y acero galvanizado en caliente para bajantes. En el caso de usar alambre de acero, la sección no debe ser menor a  $50 \text{ mm}^2$  y su diámetro no debe ser menor a 8 mm. Para el caso de cable de acero inoxidable la sección no debe ser menor a  $70 \text{ mm}^2$  y cada alambre no menor de 1,7 mm de diámetro. Para el caso cable de acero galvanizado en caliente, la sección no debe ser menor a  $50 \text{ mm}^2$  y cada alambre no menor a 1,7 mm de diámetro. Estos requisitos fueron adoptados de la IEC 62305-3.

Altura de la estructura	Número mínimo de bajantes	Calibre mínimo del conductor de acuerdo con el material de este	
		Cobre	Aluminio
Menor que 25 m	2	2 AWG	1/0 AWG
Mayor que 25 m	4	1/0 AWG	2/0 AWG

Tabla 3.5 Requerimientos para los bajantes

Cada una de las bajantes debe terminar en un electrodo de puesta a tierra, estar separadas un mínimo de 10 m y estar localizados en las partes externas de la edificación.

Para efectos de la presente norma Se seleccionará el electrodo de puesta a tierra de acuerdo con la tabla 3.6, cumpliendo con los requisitos adoptados de la norma internacional IEC 60364-5-54 y del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 35 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Tipo de Electrodo	Materiales	Dimensiones Mínimas			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento µm
<b>Varilla</b>	Cobre	12,7			
	Acero inoxidable	10			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			100
	Acero con recubrimiento total de cobre	15			2000
<b>Tubo</b>	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
<b>Fleje</b>	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		90	3	
	Cobre cincado		50	2	40
<b>Cable</b>	Cobre	1,8 para cada hilo	25		
	Cobre estañado	1,8 para cada hilo	25		
<b>Placa</b>	Cobre		20000	1,5	
	Acero inoxidable		20000	6	

Tabla 3.6 Requisitos para electrodos de puesta a tierra

- La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas, flejes o cables.
- Los fabricantes de electrodos de puesta a tierra, deben garantizar que la resistencia a la corrosión de cada electrodo, sea mínimo de 15 años contados a partir de la fecha de instalación, e informar al usuario si existe algún procedimiento específico que debe ser tenido en cuenta para su instalación.
- El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud, y estar identificado con el nombre del fabricante, la marca registrada y sus dimensiones. Esto debe hacerse dentro los 30 cm de su parte superior.
- El espesor efectivo de los recubrimientos exigidos en la anterior tabla, en ningún punto debe ser inferior a los valores indicados.
- Los conductos, encerramientos, estructuras y otras partes metálicas de equipos eléctricos no portadores de corriente, se deben mantener alejados como mínimo a 1,8 m de los conductores de los bajantes de los pararrayos, cuando no sea posible se deben conectar equipotencialmente a dichas bajantes.
- Para la puesta a tierra de los sistemas eléctricos y equipos no se debe usar la puesta a tierra de pararrayos. Esta disposición no impide la conexión equipotencial requerida de los electrodos de puesta a tierra de distintos sistemas.

#### Requisitos de instalación de electrodos:

- Atender las recomendaciones del fabricante.
- Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad.
- El punto de unión entre el conductor y el electrodo debe ser fácilmente accesible y hacerse con soldadura exotérmica o un conector certificado para este uso. La parte superior del electrodo

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 36 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie. Estos requisitos no aplican a electrodos enterrados en las bases de estructuras de líneas de transmisión ni a electrodos instalados horizontalmente.

Toda instalación eléctrica debe disponer de un sistema de puesta a tierra, en tal forma que cualquier punto del interior o exterior, normalmente accesible a personas que puedan transitar o permanecer allí, no estén sometidos a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad cuando se presente una falla.

En instalaciones domiciliarias, para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial, se debe dejar al menos un punto de conexión accesible e inspeccionable. Cuando para este efecto se construya una caja de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible.

Cuando por requerimientos de una edificación o inmueble existan varias puestas a tierra, éstas se harán como se muestra en la figura 8.

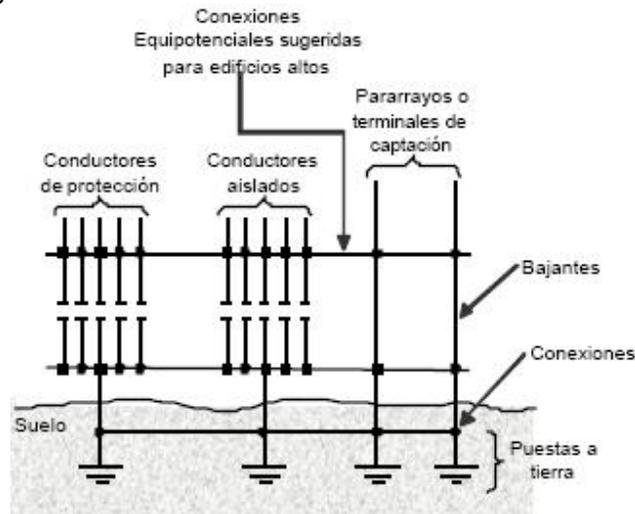


Figura 8 Sistema de puesta a tierra

Los conductores de protección son llamados también, conductores de puesta a tierra (desnudo), y los conductores aislados son conocidos como, conductores puestos a tierra (neutro). En la figura 8 se aclara que se deben interconectar todas las puestas a tierra de un edificio, es decir, aquellas componentes del sistema de puesta a tierra que está bajo el nivel del terreno. Este criterio está establecido igualmente en la NTC 2050. Adicionalmente se debe cumplir que si una parte conductora que conforma el sistema de puesta a tierra está a menos de 1,8 m de una bajante de pararrayos, debe ser unida a la bajante. Igualmente, en el caso de los edificios altos, se requieren anillos equipotenciales para protección contra rayos.

### 3.1.9 Cajas de salida

La sección 370 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, trata de la instalación y uso de todas las cajas utilizadas para salidas, uniones o cajas de paso.

Las cajas de salida normalizadas para instalaciones internas tendrán las características de capacidad en centímetros cúbicos, dimensiones y número máximo de conductores, según la tabla 370-16a, del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, deben tener tamaño suficiente para que quede espacio libre para todos los conductores instalados y además deben estar puestas a tierra.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 37 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Dimensiones de la caja, tamaño comercial en mm, pulgadas o tipo.	Capacidad Mínima en cm <sup>3</sup>	Número máximo de conductores						
		0,82 mm <sup>2</sup>	1,31 mm <sup>2</sup>	2,08 mm <sup>2</sup>	3,3 mm <sup>2</sup>	5,25 mm <sup>2</sup>	8,36 mm <sup>2</sup>	13,29 mm <sup>2</sup>
		18 AWG	16 AWG	14 AWG	12 AWG	10 AWG	8 AWG	6 AWG
101,6 x 31,8 mm 4 x 1 ¼" Redonda u octogonal	205	8	7	6	5	5	4	2
101,6 x 38,1 mm 4 x 1 ½" Redonda u octogonal	254	10	8	7	6	6	5	3
101,6 x 53,9 mm 4 x 2 1/8" Redonda u octogonal	353	14	12	10	9	8	7	4
101,6 x 31,9 mm 4 x 1 ¼" Cuadrada	295	12	10	9	8	7	6	3
101,6 x 38,1 mm 4 x 1 ½" Cuadrada	344	14	12	10	9	8	7	4
101,6 x 53,9 mm 4 x 2 1/8" Cuadrada	497	20	17	15	13	12	10	6
119,1 x 31,8 mm 4 11/16" x 1 ¼" Cuadrada	418	17	14	12	11	10	8	5
119,1 x 38,1 mm 4 11/16" x 1 ½" Cuadrada	484	19	16	14	13	11	9	5
119,1 x 53,9 mm 4 11/16" x 2 1/8" Cuadrada	689	28	24	21	18	16	14	8
76,2 x 50,8 x 38,1 mm 3 x 2 x 1 ¼" De dispositivos	123	5	4	3	3	3	2	1
76,2 x 50,8 x 50,8 mm 3 x 2 x 2" De dispositivos	164	6	5	5	4	4	3	2
76,2 x 50,8 x 57,2 mm 3 x 2 x 2 ¼" De dispositivos	172	7	6	5	4	4	3	2
76,2 x 50,8 x 63,5 mm 3 x 2 x 2 ½" De dispositivos	205	8	7	6	5	5	4	2
76,2 x 50,8 x 69,9 mm 3 x 2 x 2 ¾" De dispositivos	230	9	8	7	6	5	4	2
76,2 x 50,8 x 88,9 mm 3 x 2 x 3 ½" De dispositivos	295	12	10	9	8	7	6	3
101,6 x 53,9 x 38,1 mm 4 x 2 1/8 x 1 ½" De dispositivos	169	6	5	5	4	4	3	2
101,6 x 53,9 x 47,6 mm 4 x 2 1/8 x 1 7/8" De dispositivos	213	8	7	6	5	5	4	2
101,6 x 53,9 x 53,9 mm 4 x 2 1/8 x 2 1/8" De dispositivos	238	9	8	7	6	5	4	2
95,3 x 50,8 x 63,5 mm 3 ¾ x 2 x 2 ½" De dispositivos	230	9	8	7	6	5	4	2
95,3 x 50,8 x 88,9 mm 3 ¾ x 2 x 3 ½" Caja/hueco de mampostería ladrillo	344	14	12	10	9	8	7	4
FS – de prof. Mínima 44,5 mm (1 ¾"), con tapa/hueco sencilla	221	9	7	6	6	5	4	2
FD – de prof. Mínima 60,3 mm (2 3/8"), con tapa/hueco sencilla	295	12	10	9	8	7	6	3
FS – de prof. Mínima 44,5 mm (1 ¾"), con varias tapa/huecos	295	12	10	9	8	7	6	3
FD – de prof. Mínima 60,3 mm (2 3/8"), con varias tapa/huecos	394	16	13	12	10	9	8	4

Tabla 3.7 Cajas metálicas

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 38 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Salvo que se trate de salidas para utilización especial, los aparatos deberán instalarse de la manera indicada a continuación, tomando como referencia el nivel final del piso y la base del aparato:

Salida	Altura mínima (m)		
	Baños	Cocina y ropas	Otras áreas
Tomacorriente normal	1,2	1,1	0,25
Interruptor	1,2	1,1	0,75
Interruptor y toma	1,2	1,1	-
Luz de aplique	1,9	2	2
Timbre	-	-	1,1

Tabla 3.8 Localización de aparatos

Se podrán utilizar cajas diferentes a las normalizadas cuando se trate de aparatos cuyas características exijan compartimientos especiales.

En los tomacorrientes y en las clavijas de artefactos con polaridad, se debe identificar el terminal destinado para su conexión al conductor neutro (blanco). Si el terminal no es visible, el orificio de entrada para la conexión se debe pintar de blanco o marcar con la palabra blanco.

### 3.1.10 Ductería

Las secciones 341 a 351 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050 presentan las generalidades, instalación y especificaciones de construcción de los diferentes tipos de tubos y tubería utilizados en las instalaciones eléctricas, para las cuales se debe hacer referencia.

Para la utilización de tubo subterráneo no metálico el tamaño mínimo es 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$ " ) y el máximo 101,6 mm (4"). Para la utilización de tubo rígido no metálico el tamaño mínimo es de 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$ " ) y el máximo 152,4 mm (6").

Para determinar el número máximo de conductores por ducto se debe aplicar la siguiente tabla, o referirse a las tablas de ocupación de los tubos conduit y tuberías para conductores del apéndice C del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

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

Tabla 3.9 Porcentaje de sección transversal en tubos conduit y tuberías, para el llenado de conductores

Un tramo de la tubería entre salida y salida, salida y accesorios ó accesorios y accesorios no contendrá más curvas que el equivalente a cuatro (4) ángulos rectos (360°) para distancias menores a 15 metros y un ángulo recto (90°) para distancias hasta de 45 metros (para distancias intermedias se calcula proporcionalmente). Las curvas que se ejecuten en la obra serán hechas de tal forma que el radio mínimo de la curva correspondiente sea mínimo seis (6) veces el diámetro nominal del tubo que se esté figurando.

Toda la tubería que llegue a los tableros y a las cajas, debe hacerlo en forma perpendicular a la caja.

Para empalmar tramos de tubería metálica se utilizarán uniones roscadas y se terminará en las cajas de salida con boquillas y contratuercas metálicas que garanticen la libre entrada o salida de conductores.

La tubería PVC se fijará a las cajas por medio de adaptadores terminales con contratuerca y boquilla de

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>										<b>Fecha de Aprobación:</b>	
											<b>Revisión No: 3</b>	
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>										<b>Página 39 de 165</b>	
											<b>Código: -</b>	

tal forma que garantice una buena fijación mecánica. Cuando se utilice tubería PVC, la unión de los tramos se hará utilizando limpiador y soldadura plástica y se terminará en las cajas de salida con terminales que garanticen la libre entrada o salida de conductores.

En edificaciones de más de tres pisos, las tuberías eléctricas no metálicas deben ir ocultas dentro de cielorrasos, pisos, muros o techos, siempre y cuando los materiales constructivos usados tengan una resistencia al fuego de mínimo 15 minutos, excepto si se tiene un sistema contra incendio de regaderas automáticas en toda la edificación.

### 3.1.10.1 Número máximo de conductores en tubo conduit rígido de PVC

El límite en el número de conductores por tubo conduit se muestra en la tabla 3.10.

Aislamiento	Calibre AWG ó kcmil	Tamaño comercial en milímetros (pulgadas)											
		12,7 (1/2)	19,05 (3/4)	25,4 (1)	31,8 (1¼)	38,1 (1½)	50,8 (2)	63,5 (2½)	76,2 (3)	88,9 (3½)	101,6 (4)	121 (5)	152,4 (6)
TW	14	8	14	24	42	57	94	135	209	280	361	568	822
	12	6	11	18	32	44	72	103	160	215	277	436	631
	10	4	8	13	24	32	54	77	119	160	206	325	470
	8	2	4	7	13	18	30	43	66	89	115	181	261
THW	14	5	9	16	28	38	63	90	139	186	240	378	546
	12	4	8	12	22	30	50	72	112	150	193	304	439
	10	3	6	10	17	24	39	56	87	117	150	237	343
	8	1	3	6	10	14	23	33	52	70	90	142	205
TW THW	6	1	2	4	8	11	18	26	40	53	69	109	157
	4	1	1	3	6	8	13	19	30	40	51	81	117
	3	1	1	3	5	7	11	16	25	34	44	69	100
	2	1	1	2	4	6	10	14	22	29	37	59	85
	1	-	1	1	3	4	7	10	15	20	26	41	60
	0	-	1	1	2	3	6	8	13	17	22	35	51
	00	-	1	1	1	3	5	7	11	15	19	30	43
	000	-	1	1	1	2	4	6	9	12	16	25	36
	0000	-	-	1	1	1	3	5	8	10	13	21	30
	250	-	-	1	1	1	3	4	6	8	11	17	25
	300	-	-	1	1	1	2	3	5	7	9	15	21
	350	-	-	-	1	1	1	3	5	6	8	13	19
	400	-	-	-	1	1	1	3	4	6	7	12	17
	500	-	-	-	1	1	1	2	3	5	6	10	14
	600	-	-	-	-	1	1	1	3	4	5	8	11
	700	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	7	10
	750	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	6	10
	800	-	-	-	-	1	1	1	2	3	4	6	9
	900	-	-	-	-	-	1	1	1	3	3	6	8
	1000	-	-	-	-	-	1	1	1	2	3	5	7
1250	-	-	-	-	-	1	1	1	1	2	4	6	
1500	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	3	5	
1750	-	-	-	-	-	-	1	1	1	1	3	4	
2000	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	3	4	

Tabla 3.10 Número máximo de conductores en tubo conduit rígido de PVC

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 40 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 3.1.10.2 Radio de curvatura de los tubos

Las curvas de los tubos de metal rígido se deben hacer de modo que el tubo no sufra daños y que su diámetro interno no se reduzca. El radio de curvatura del borde interior de cualquier curva hecha en obra no debe ser inferior al indicado en la tabla 3.11.

Tamaño comercial del tubo		Conductores sin chaqueta		Conductores con chaqueta	
mm	pulgadas	cm	pulgadas	cm	pulgadas
16	1/2	10	4	15,2	6
21	3/4	12,7	5	20,3	8
27	1	15,2	6	27,9	11
35	1 1/4	20,3	8	35,6	14
41	1 1/2	25,4	10	40,6	16
53	2	30,5	12	53,3	21
63	2 1/2	38,1	15	63,5	25
78	3	45,7	18	78,7	31
91	3 1/2	53,3	21	91,4	36
103	4	61	24	101,6	40
129	5	76,2	30	127	50
155	6	91,4	36	154,9	61

Tabla 3.11 Radio de curvatura de los tubos

### 3.1.11 Canaletas y bandejas

Las especificaciones sobre canaletas metálicas y no metálicas para cables se presentan en La sección 362 y las bandejas portables en la sección 318 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Las canaletas de cables no deben contener más de 30 conductores portadores de corriente en ningún sitio, y la suma de las secciones transversales de los conductores contenidos no debe superar el 20 % de la sección transversal de la canaleta.

Las canaletas metálicas se deben apoyar a intervalos horizontales que no superen los 1,5 m, la distancia entre soportes no debe superar los 3 m. Los soportes verticales se deben hacer a intervalos que no superen los 4,5 m.

Las canaletas no metálicas se deben apoyar a intervalos horizontales que no superen los 0,9 m, la distancia entre soportes no debe superar los 3 m y 1,2 m para tramos verticales.

Se permite utilizar bandejas portables no metálicas en zonas corrosivas y donde requieran aislamiento de tensión, y no está permitido el uso de las bandejas portables en los huecos de los ascensores o donde puedan estar sujetas a daños físicos.

### 3.1.12 Conductores

Los requisitos generales de los conductores y sus denominaciones de tipo, aislamiento, rótulos, capacidad de corriente nominal, usos etc., se tratan en la sección 310 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Los conductores en paralelo de cada fase, neutro o conductor de circuito de puesta a tierra, deben ser de la misma distancia, del mismo material conductor, del mismo calibre, tener el mismo tipo de aislamiento y terminarse de la misma manera.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>		<b>Fecha de Aprobación:</b>
			<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>		<b>Página 41 de 165</b>
			<b>Código: -</b>

La identificación de los conductores se hará mediante el color exterior que presente como se indica en la tabla 3.12.

SISTEMA	1 $\Phi$	1 $\Phi$	3 $\Phi$ Y	3 $\Phi$ $\Delta$	3 $\Phi$ $\Delta$ -	3 $\Phi$ Y	3 $\Phi$ $\Delta$
<b>TENSIONES NOMINALES</b>	120 V	240/120 V	208/120 V	240 V	240/208/120 V	480/277 V	480 V
<b>CONDUCTORES ACTIVOS</b>	1 fase 2 hilos	2 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 4 hilos	3 fases 3 hilos
<b>FASES</b>	Negro	Negro Rojo	Amarillo Azul Rojo	Negro Azul Rojo	Negro Naranja Azul	Café Naranja Amarillo	Café Naranja Amarillo
<b>NEUTRO</b>	Blanco	Blanco	Blanco	No aplica	Blanco	Gris	No aplica
<b>TIERRA DE PROTECCIÓN</b>	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde	Desnudo o verde
<b>TIERRA AISLADA</b>	Verde Amarillo	Verde Amarillo	Verde Amarillo	No aplica	Verde Amarillo	No aplica	No aplica

Tabla 3.12 Código de colores para los conductores

El código de colores para conductores establecido en la tabla 3.12 no aplica para los conductores utilizados en instalaciones externas, tales como las redes, líneas y subestaciones a la intemperie.

Todas las líneas de puesta a tierra que se hayan dejado en las tuberías se conectarán al barraje de puesta a tierra del tablero con un tornillo por conductor. En la conexión de conductores a los aparatos se utilizarán conectores apropiados para su calibre, de tal manera que no se requiera suplementar el conductor o disminuir el diámetro para lograr su ajuste.

### 3.1.12.1 Utilización de los conductores

En la tabla 3.13 se encuentran los conductores a utilizar de acuerdo al tipo de red.

Red	Utilización	Instalación	Material	Calibre mínimo (AWG)
MT	Urbana**	Aérea	ACSR	2/0
MT	Rural	Aérea	ACSR	2
MT	Urbana o Rural	Subterránea	Cu XLPE	2 (13,2 kV) - 1/0 (34,5 kV)
BT	Urbana (F)*	Aérea	Al THW	4
BT	Urbana (N)*	Aérea	ASC o ACSR	4
BT	Rural	Aérea	ACSR	4
BT	Urbana (F y N)	Subterránea	Cu THW	6
BT	Acometida	Aérea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Acometida	Subterránea	Al, Cu TW o THW	6 (Al) - 8 (Cu)
BT	Internas	Ducto	Cu TW	14
AP	Urbana o rural	Aérea	Al TW	8
AP	Urbana	Subterránea	Al, Cu TW o THW	8 (Al) - 10 (Cu)

Tabla 3.13 Utilización de conductores

\* (F) indica fase

\* (N) indica neutro

\*\* Para poblaciones menores a 50.000 habitantes el calibre mínimo podrá ser inferior, previa aprobación por la Empresa.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>		<b>Fecha de Aprobación:</b>	
			<b>Revisión No: 3</b>	
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>		<b>Página 42 de 165</b>	
			<b>Código: -</b>	

### 3.1.12.2 Capacidades de corriente

Las capacidades de corriente (A) permisibles para conductores sencillos aislados para 0-2000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30 °C, se encuentran en la tabla 3.14.

Conductor		Temperatura nominal del conductor						Conductor desnudo	
		60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP			
Sección transv. [mm <sup>2</sup> ]	Calibre AWG o kcmil	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	18	-	-	-
1,31	16	-	-	-	-	24	-	-	-
2,08	14	25*	-	30*	-	35*	-	30	-
3,3	12	30*	25*	35*	30*	40*	35*	40	30
5,25	10	40	35*	50*	40*	55*	40*	55	45
8,36	8	60	45	70	55	80	60	70	55
13,29	6	80	80	95	75	105	80	100	80
21,14	4	105	80	125	100	140	110	130	100
26,66	3	120	95	145	115	165	130	150	115
33,62	2	140	110	170	135	190	150	175	135
42,2	1	165	130	195	155	220	175	205	160
53,5	0	195	150	230	180	280	205	235	185
67,44	00	225	175	265	210	300	235	275	250
85,02	000	260	200	310	240	350	275	320	250
107,21	0000	300	235	360	280	405	315	370	290
126,67	250	340	265	405	315	455	355	410	320
152,01	300	375	290	445	350	505	395	460	360
177,34	350	420	330	505	395	570	445	510	400
202,68	400	455	356	545	425	615	480	555	435
253,35	500	515	405	620	485	700	545	630	490
304,02	600	575	455	690	540	780	615	710	560
354,69	750	630	500	755	595	855	675	780	615
380,02	700	655	515	785	620	885	725	810	640
405,36	800	880	535	815	845	920	700	845	670
456,03	900	730	580	870	700	985	785	905	725
506,7	1000	780	625	935	750	1055	845	965	770
633,38	1250	890	710	1065	855	1200	960		
760,05	1500	980	795	1175	950	1325	1075		
886,73	1750	1070	875	1280	1050	1445	1185		
1013,4	2000	1155	960	1385	1150	1560	1335		

Tabla 3.14 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores sencillos Aislados para 0-2000 V nominales al aire libre y temperatura ambiente de 30 °C

(\*) La protección máxima contra sobrecorriente no debe exceder de 15 A para el conductor # 14, 20 A para el conductor #12 y 30 A para el conductor #10 en cobre. Para conductores en aluminio el límite es de 15 A para el conductor #12 y 25 A para el conductor #10.

Para temperaturas ambientales diferentes a 30 °C se deben multiplicar los valores de corriente por los factores de corrección, de acuerdo con la tabla 3.16, de factores de corrección por temperatura.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 43 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**3.1.12.3 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C.**

Las capacidades de corriente para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados a 30 °C, se muestran en la tabla 3.15.

Conductor		Temperatura nominal del conductor					
		60 °C TW		75 °C THW		90 °C XLP	
Sección transv. [mm <sup>2</sup> ]	Calibre AWG ó kcmil	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
0,82	18	-	-	-	-	14	-
1,31	16	-	-	-	-	18	-
2,08	14	20*	-	20*	-	25	-
3,3	12	25*	20*	25*	20*	30*	25*
5,25	10	30	25	35*	30*	40*	35*
8,36	8	40	30	50	40	55	45
13,29	6	55	40	65	50	75	60
21,14	4	70	55	85	65	95	75
26,66	3	85	65	100	75	110	85
33,62	2	95	75	115	90	130	100
42,2	1	110	85	130	100	150	115
53,5	0	125	100	150	120	170	135
67,44	00	145	115	175	135	195	150
85,02	000	165	130	200	155	225	175
107,21	0000	195	150	230	180	260	205
126,67	250	215	170	255	205	290	230
152,01	300	240	190	285	230	320	255
177,34	350	260	210	310	250	350	280
202,68	400	280	225	335	270	380	305
253,35	500	320	260	380	310	430	350
304,02	600	355	285	420	340	475	385
354,69	700	385	310	460	375	520	420
380,02	750	400	320	475	385	535	435
405,36	800	410	330	490	395	555	450
456,03	900	435	355	520	425	585	480
506,7	1000	455	375	545	445	615	500
633,38	1250	495	405	590	485	665	545
760,05	1500	520	435	625	520	705	585
886,73	1750	545	455	650	545	735	615
1013,4	2000	560	470	665	560	750	630

Tabla 3.15 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores aislados para 0 a 2000 V nominales. Para no más de 3 conductores en canalización, cable o directamente enterrados. Temperatura ambiente 30 °C

(\*) El régimen nominal de corriente y la protección contra sobrecorriente, para estos conductores, no debe exceder de 15 A para el calibre #14, 20 A para el calibre #12 y 30 A para el calibre #10 de cobre. En conductores de aluminio o de aluminio con recubrimiento de cobre, el límite es de 15 A para el calibre #12 y 25 A para el calibre #10.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 44 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Para temperaturas ambientales diferentes a 30 °C se deben multiplicar los valores de corriente por los factores de corrección, de acuerdo a la tabla 3.16, de factores de corrección por temperatura.

### 3.1.12.4 Factores de corrección por temperatura

De acuerdo con la temperatura de trabajo se deben corregir los valores de corriente con los factores presentados en la tabla 3.16.

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

Tabla 3.16 Factores de corrección por temperatura

### 3.1.12.5 Factores de corrección para más de 3 conductores

Cuando el número de conductores portadores de corriente en un cable o canalización pase de tres, la capacidad de corriente se debe reducir como se indica en la tabla 3.17.

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

Tabla 3.17 Factores de corrección para más de 3 conductores

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 45 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**3.1.12.6 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores desnudos en media tensión. Cables monopolares al aire libre, temperatura ambiente 30 °C, temperatura del conductor 90 °C.**

Cuando se tienen conductores desnudos en media tensión se tendrá en cuenta la capacidad de corriente indicada en la tabla 3.18.

Calibre AWG ó kcmil	Conductor Desnudo	
	Cobre	Aluminio
8	90	-
7	110	-
6	130	100
5	150	120
4	180	140
3	200	160
2	230	180
1	270	200
0	310	230
00	360	270
000	420	300
0000	480	340
250	540	-
266,8	-	450
300	610	500
336,4	-	530
350	-	-
397,5	670	600
400	730	-
450	780	-
477	-	670
500	-	690
556,5	-	730
600	940	-
605	-	750
636	-	770
666,6	-	800
700	1040	-
715,5	-	830
750	1090	-
795	-	900
800	1130	-
874,5	-	950
900	1120	970
954	-	1010
1000	1300	-
1033,5	-	1060
1113	-	1110
1192,5	-	1150
1272	-	1200
1351	-	1250
1431	-	1300
1510,5	-	1340
1590	-	1380

Tabla 3.18 Capacidades de corriente (A) permisibles para conductores desnudos en media tensión

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 46 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 3.1.12.7 Capacidades de corriente permisibles para conductores aislados en media tensión. Temperatura ambiente 30 °C

Las capacidades de corriente para conductores aislados en media tensión a 30 °C se indican en la tabla 3.19.

Conductor		Cobre aislado 15 kV, Número de conductores por ducto		
Sección transv. [mm <sup>2</sup> ]	Calibre AWG ó kcmil	Tres	Seis	Nueve
33,62	2	179	156	146
42,2	1	204	177	165
53,5	1/0	232	201	188
67,44	2/0	265	228	212
85,02	3/0	302	259	241
107,21	4/0	344	294	273
126,67	250	378	322	298
152,01	300	418	355	328
177,34	350	457	387	357
202,68	400	490	414	382
253,35	500	557	468	431
304,02	600	613	513	471
380,02	750	695	579	531
506,7	1000	807	668	611

Tabla 3.19 Capacidades de corriente permisibles para conductores aislados en media tensión

Para temperaturas ambientales diferentes a 30 °C se aplican los factores de corrección por temperatura de la tabla 3.16.

### 3.1.12.8 Conductores de puesta a tierra

#### 3.1.12.8.1 Puesta a tierra del neutro de subestaciones y acometidas parciales en baja tensión

El conductor del electrodo de puesta a tierra se indica en la tabla 3.20.

Calibre del mayor conductor de entrada de acometida o su equivalente para conductores en paralelo		Calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra	
COBRE	ALUMINIO	COBRE	ALUMINIO
2 o menor	1/0 ó menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 a 250 kcmil	4	2
4/0 a 350 kcmil	300 kcmil a 500 kcmil	2	1/0
400 kcmils a 600 kcmil	550 kcmil a 900 kcmil	1/0	3/0
650 kcmils a 1100 kcmil	1000 kcmil a 1750 kcmil	2/0	4/0
Mayor de 1200 kcmil	Mayor de 1800 kcmil	3/0	250 kcmil

Tabla 3.20 Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 47 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 3.1.12.8.2 Conductor de continuidad de puesta a tierra en ductos y equipos en baja tensión

Los circuitos ramales instalados en ductería no metálica llevarán un conductor de continuidad de puesta a tierra seleccionada según lo establecido en la tabla 3.21.

<b>Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente antes del equipo, tubería, etc. No mayor de</b>  <b>(Amperios)</b>	<b>Calibre del conductor de puesta a tierra</b>	
	<b>Alambre de cobre</b>	<b>Alambre de aluminio</b>
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 kcmil
1600	4/0	350 kcmil
2000	250 kcmil	400 kcmil
2500	350 kcmil	600 kcmil
3000	400 kcmil	600 kcmil
4000	500 kcmil	800 kcmil
5000	700 kcmil	1200 kcmil
6000	800 kcmil	1200 kcmil

Tabla 3.21 Conductor de continuidad de puesta a tierra en ductos y equipos en baja tensión

Cuando los calibres de los conductores se dimensionan para la compensación de caída de tensión, los calibres de los conductores de puesta a tierra, en caso de ser requeridos, deben ser dimensionados de la misma manera.

### 3.1.12.9 Constantes de regulación

#### 3.1.12.9.1 Conductores al aire libre

Las constantes de regulación que se emplearán para conductores de aluminio aislado se dan en la tabla 3.22 y los de aluminio con alma de acero (ACSR) en la tabla 3.23.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 48 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**Aluminio aislado**

tensión	(KG) baja tensión (*)				
	Cos φ	0,8	0,9	0,95	1
8 AWG		332,81	364,97	379,40	386,40
6 AWG		217,07	235,18	242,66	243,04
4 AWG		146,78	156,53	159,90	156,50
2 AWG		101,50	106,00	106,82	101,20
1 AWG		84,89	87,53	87,46	81,10
1/0 AWG		71,82	73,02	72,27	65,40
2/0 AWG		61,36	61,47	60,21	53
3/0 AWG		52,77	52,01	50,35	42,90
4/0 AWG		46,22	44,86	42,94	35,40

Tabla 3.22 Constantes de regulación para Conductores al aire libre. Aluminio aislado

**Aluminio con alma de acero (ACSR)**

Tensión	(KG) Baja tensión					
	Cos φ	0,8	0,85	0,9	0,95	1
8 AWG		326,97	342,757	357,79	371,46	377,2
6 AWG		220,02	229,315	237,89	245,14	244,8
4 AWG		148,91	153,849	158,08	161,01	156,5
2 AWG		104,87	107,02	108,45	108,58	101,2
1 AWG		88,79	89,935	90,38	89,49	81,1
1/0 AWG		75,94	76,333	76,02	74,42	65,4
2/0 AWG		65,41	65,26	64,42	62,32	53
3/0 AWG		56,60	56,029	54,79	52,35	42,9
4/0 AWG		49,22	48,443	47,04	44,50	35,4
Tensión	(KG) Media tensión (13,2 kV)					
	Cos φ	0,8	0,85	0,9	0,95	1
4 AWG		156,11	160,1634	163,31	164,76	156,50
2 AWG		112,07	113,335	113,68	112,33	101,20
1 AWG		95,99	96,25	95,59	93,23	81,10
1/0 AWG		83,14	82,6474	81,25	78,17	65,40
2/0 AWG		72,61	71,5749	69,45	66,07	53
3/0 AWG		63,80	62,3443	60,02	56,09	42,90
4/0 AWG		56,42	54,7578	52,27	48,25	35,40
Tensión	(KG) Media tensión (34,5 kV)					
	Cos φ	0,8	0,85	0,9	0,95	1
4 AWG		156,62	160,612	163,68	165,03	156,5
2 AWG		112,58	113,783	114,05	112,60	101,2
1 AWG		96,50	96,698	95,96	93,50	81,1
1/0 AWG		83,65	83,0958	81,62	78,43	65,4
2/0 AWG		73,12	72,0233	70,02	66,34	53
3/0 AWG		64,31	62,793	60,40	56,36	42,9
4/0 AWG		56,93	55,21	52,64	48,52	35,4

Tabla 3.23 Constantes de regulación para Conductores al aire libre. Aluminio con alma de acero (ACSR)

(\*)Para obtener la constante de regulación (K) se divide el valor correspondiente de la constante generalizada (KG) por el voltaje de línea al cuadrado.  $K=KG/(V_{LL})^2$ .

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 49 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Nota: Las constantes obtenidas corresponden a las características mostradas en la tabla 3.24.

Nivel	Disposición	Distancia equivalente
Baja tensión	Vertical	0,25 m
Media tensión (13,2 kV)	Delta	1,33 m
Media tensión (34,5 kV)	Delta	1,44 m

Tabla 3.24 Características de disposiciones para las constantes de regulación

### 3.1.12.9.2 Conductores de cobre aislado en ducto no metálico

Las constantes de regulación que se emplearán para conductores de cobre aislado en ducto no metálico se dan en la tabla 3.25.

Tensión	(KG) Baja tensión (*)					
	Cos φ	0,8	0,85	0,9	0,95	1
14 AWG		752,235	797,3404	842,141	886,377	927,36
12 AWG		476,467	504,4656	532,18	559,367	583,52
10 AWG		302,877	320,1481	337,154	353,67	367,36
8 AWG		196,463	207,1611	217,607	227,585	234,87
6 AWG		126,254	132,6717	138,855	144,602	147,84
4 AWG		81,9997	85,7495	89,2797	92,4032	93,184
2 AWG		53,8566	55,93171	57,8007	59,2879	58,576
1 AWG		44,2823	45,7401	46,9888	47,8501	46,48
1/0 AWG		36,3697	37,37117	38,1696	38,592	36,848
2/0 AWG		30,0602	30,70733	31,1578	31,244	29,232
3/0 AWG		25,049	25,41483	25,5891	25,4085	23,184
4/0 AWG		21,012	21,15945	21,1208	20,7374	18,368
250 kcmils		18,349	18,40482	18,2864	17,8453	15,5456
350 kcmils		14,5742	14,43523	14,1286	13,5115	11,1059
500 kcmils		11,9212	11,61412	11,139	10,3527	7,7739
750 kcmils		9,65586	9,242255	8,66627	7,78946	5,18
1000 kcmils		8,50015	8,037757	7,41674	6,50182	3,8942

Tabla 3.25 Constantes de regulación para Conductores de cobre aislado en ducto no metálico

(\*)Para obtener la constante de regulación (K) se divide el valor correspondiente de la constante generalizada (KG) por el voltaje de línea al cuadrado.  $K=KG/(V_{ll})^2$ .

El nivel de tensión de línea es igual a la tensión en bornes del transformador menos la mitad de la regulación admitida para cargas distribuidas y menos la regulación total para cargas concentradas.

### 3.1.12.9.3 Factores de corrección

Los valores de la constante de regulación (K) obtenidos en los numerales 3.1.12.9.1 y 3.1.12.9.2 están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión y balanceados en media tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados en la tabla 3.26.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 50 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	Bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica	8	2	2
Trifásica	6	2	2,25

Tabla 3.26 Factores de corrección para otras conexiones

### 3.1.13 Interruptores y portalámparas

Las disposiciones que se aplican a todos los interruptores y a los dispositivos de interrupción e interruptores automáticos que se utilicen como interruptores se presentan en la sección 380 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Los interruptores no se deben ubicar a una altura mayor de 2 m sobre el piso o plataforma de trabajo.

Los interruptores de uso general nunca se conectan al neutro, sino en serie con los conductores de fase.

Los interruptores conmutables se conectarán mediante el sistema de control de fase.

Un interruptor automático debe tener unas especificaciones de corriente y tensión no menor a los valores nominales de los circuitos que controla.

El interruptor general de una instalación debe tener tanto protección térmica con un elemento bimetálico o dispositivo electrónico equivalente para la verificación del nivel de corriente, como protección magnética.

Los dispositivos de protección contra sobrecorriente deben ser fácilmente accesibles.

En la conexión del portalámpara, el neutro se coloca a la rosca.

Los portabombillas que estén conectados a un circuito ramal de 20 A nominales, deben ser del tipo de servicio pesado, y deben tener una resistencia mecánica para soportar una torsión de por lo menos 2,4 newtons metro, debido a la inserción de la bombilla.

Para el accionamiento del encendido se tendrá en cuenta la siguiente tabla:

Aparato	Encendido	Apagado
Interruptor sencillo	Arriba	Abajo
Interruptor doble o triple	Izquierda	Derecha
Interruptor y toma	Izquierda	Derecha

Tabla 3.27 Posición del interruptor en la instalación

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 51 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 4. ACOMETIDAS Y CONTADORES

En este capítulo se determinan las exigencias mínimas para selección de acometidas y contadores de energía, de acuerdo con los parámetros de diseño dados en el capítulo 2.

Los conductores y equipos de acometida para el control, protección y sus requisitos de instalación, para el cálculo de cargas de las acometidas, tienen como referencia las secciones 220 y 230 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

### 4.1 CLASIFICACIÓN DE ACOMETIDAS

#### 4.1.1 Clases de acometida

De acuerdo con la función que desempeñan, las acometidas dentro del sistema de distribución se pueden clasificar en:

- Acometida en media tensión.
- Acometida general en baja tensión.
- Acometida parcial o alimentador.

La figura A.11 muestra de manera esquemática la localización de las acometidas en el sistema.

#### 4.1.2 Tipos de acometida

De acuerdo con la forma de construcción, las acometidas se pueden clasificar en:

- Aéreas.
- Subterráneas.

### 4.2 ACOMETIDAS

#### 4.2.1 Identificación de acometidas

Los conductores de la acometida se identificarán en todos sus puntos de conexión utilizando el código de colores de la tabla 3.12.

Los conductores de las acometidas subterráneas se identificarán en todas las cajas de inspección utilizando una placa de 0,12 x 0,08 m construida en lámina acrílica con fondo negro y letras blancas en donde se indique lo siguiente:

- Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.
- Punto de arranque
- Nombre del proyecto
- Dirección del proyecto
- Nivel de tensión
- Tipo y calibre del conductor
- Capacidad instalada
- Fecha
- Nombre del contratista

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 52 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Esta placa se fijará a los conductores de la acometida utilizando amarres plásticos.

Las acometidas subterráneas en baja y media tensión derivadas de una red aérea se identificarán en el poste utilizando una placa de 0,25 x 0,15 m construida en lámina acrílica, con fondo negro y letras blancas, en donde se indique lo siguiente:

- Acometida (Nombre del proyecto)
- Dirección del proyecto
- Circuito del que se deriva
- Nivel de tensión
- Tipo y calibre de conductor
- Nombre del constructor
- Fecha de construcción

Esta placa se fijará con cinta de acero inoxidable de 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$ "') a una altura máxima de 5 m y mínima de 4 m sobre el nivel final del terreno.

#### 4.2.2 Acometidas en baja tensión

Los conductores no deben tener una sección transversal menor a 8,36 mm<sup>2</sup> (8 AWG) si son de cobre o a 13,29 mm<sup>2</sup> (6 AWG) si son de aluminio o cobre revestido de aluminio, excepto para lo establecido en el artículo 230-23.b y 230-31.b, del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Los conductores de entrada de acometida no deben presentar empalmes excepto por lo permitido en el artículo 230-46, del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

Los cables de entrada de acometida deben estar protegidos por alguna de las siguientes maneras: Por tubo conduit de metal rígido, por tubo conduit metálico intermedio, por tubo conduit rígido no metálico adecuado para el lugar, por tubería eléctrica metálica o por otro medio aprobado.

Los cables de entrada de acometida deben ir sujetos por grapa u otro medio aprobado situado a menos de 30 cm de cada capacete, cuello de cisne o conexión a una canalización o armario (tablero).

Los conductores individuales a la vista, expuestos a la intemperie se deben montar sobre aisladores o soportes aislantes unidos a perchas, abrazaderas o algún otro medio aprobado.

Las canalizaciones de acometida deben ir equipadas con un capacete de acometida hermético a la lluvia y debe estar situado por encima del punto de sujeción de la conexión con los conductores aéreos de acometida.

La corriente nominal del conductor debe corresponder a la capacidad nominal del transformador (cuando éste sea exclusivo para la acometida) o a la demanda máxima de acuerdo con el numeral 220-37 del código eléctrico colombiano, NTC 2050.

Para sistemas trifásicos con cargas no lineales el neutro debe tener por lo menos el 173 % de área respecto de las fases.

La acometida general será trifásica, trifilar, o bifilar, dependiendo de la cantidad y tipo de contadores (trifásico, trifilar o monofásico) a instalar, buscando siempre distribuir la carga en todas las fases de la red existente.

El alimentador en baja tensión en ductería no metálica, llevará un conductor de continuidad de puesta a

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 53 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

tierra seleccionado, según lo establecido en el numeral 3.1.12.8.2.

#### 4.2.2.1 Acometida general aérea

Los estribos de derivación para acometidas deben conectarse a la red mediante conectores de compresión (“ponchado”). Las acometidas no se deben conectar al estribo directamente “entizado”, ni mediante conector de ranuras paralelas. Estas se deben conectar mediante conectores tipo cuña.

Los estribos se diseñarán con capacidad de corriente nominal equivalente a un 150 % de la demanda máxima de todas las acometidas a conectar, con un calibre mínimo No 4 AWG en aluminio.

Las dimensiones del estribo y su instalación pueden observarse en la figura A.12.

Las acometidas aéreas en baja tensión se derivarán del estribo sujetas por una percha portaislador (ver figura A.31). A la llegada se sujetará por una grapa en el tubo conduit metálico galvanizado que estará empotrado una tercera parte de su longitud total, como mínimo.

Este tubo metálico que sirve también de ducto para los conductores de la acometida, se protegerá contra la humedad con un capacete metálico en su extremo superior, y deberá ir hasta el tablero de acometida.

Los conductores aéreos de acometidas de no más de 600 V nominales, deben guardar las siguientes distancias mínimas medidas desde el suelo, según el artículo 230-24 b), del Código Eléctrico Colombiano:

- 3 m en la acometida y en el punto más bajo del bucle de goteo en la entrada eléctrica al edificio y en zonas y aceras accesibles a personas.
- 3,6 m sobre edificios residenciales, accesos vehiculares y zonas comerciales no sujetas a tráfico de camiones y donde la tensión esté limitada a 300 V. Si la tensión es superior a 300 V la distancia será de 4,6 m.
- 5,5 m sobre calles, callejones, avenidas o carreteras públicas, tráfico con camiones, zonas de cultivo, césped, bosques y huertos.

Ningún vano de acometida general podrá tener una longitud superior a los 30 metros.

#### 4.2.2.2 Acometida general subterránea

La construcción de ductos y cajas para acometidas subterráneas en baja tensión se hará siguiendo lo establecido en el numeral 4.5.1.

Cuando la acometida subterránea se derive de una red aérea, se construirá con estribos de acuerdo con lo especificado en el numeral 4.2.2.1. En este caso el ducto bajante se protegerá en su extremo superior con un capacete metálico, se fijará a la postería de la red con un mínimo de tres amarres en cinta de acero inoxidable de 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$ ”) y llevará un recubrimiento en concreto de 175,77 kg/cm<sup>2</sup> (2500 p.s.i), que proteja la base del ducto desde el codo hasta una altura mínima de 0,5 m por encima del nivel final del terreno y en toda la extensión desde el codo hasta la primera caja de inspección con un espesor mínimo de 0,1 m, cuando el codo sea plástico, el ducto bajante se debe aterrizar solidamente a tierra. Como mínimo la acometida general subterránea tendrá una caja de inspección, localizada en la base del poste del punto de derivación y por fuera del predio correspondiente.

La acometida se derivará mediante conectores de compresión (“ponchado”) apropiada para el calibre y material de los conductores, recubiertos con resina o cinta autofundente. No se permite la conexión directamente “entizada”, ni mediante conectores de tornillo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 54 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

La acometida será subterránea para instalaciones con demanda máxima superior a 35 kVA.

#### 4.2.2.3 Acometida parcial (alimentador)

Para una sola acometida parcial, el calibre del conductor será el mismo que el de la acometida general.

Cuando exista más de una acometida parcial, el calibre del conductor lo determinará la correspondiente carga, y que cumpla lo establecido en el numeral 2.1.4.2.

Cada una de las acometidas parciales debe ser canalizada por ductería independiente.

Los conductores del alimentador deben estar protegidos por dispositivos de protección contra sobrecorriente conectados en el punto en que los conductores reciben su alimentación, excepto lo que permitan los apartados b) hasta m) del numeral 240-21 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

La carga del neutro del alimentador debe ser la carga neta máxima calculada entre el neutro y cualquier otro conductor no puesto a tierra, excepto en sistemas de dos fases trifilares derivados de sistemas penta-filares en los que la carga así obtenida se multiplicara por 140 %. Para los sistemas de c.c. o monofásicos de c.a. trifilares, trifásicos tetrafilares, se permite un 70 % de la carga en desequilibrio superior a 200 A. No se debe reducir la capacidad de corriente del neutro para cargas no lineales alimentadas con un sistema trifásico tetrafilar en estrella.

#### 4.2.3 Acometidas en media tensión

El calibre mínimo de los conductores para la acometida se seleccionará siguiendo lo establecido en el numeral 3.1.12.1.

Para acometidas subterráneas en media tensión y cuando la acometida se constituye en parte de una red de distribución, el calibre del conductor será el mismo del de la red.

##### 4.2.3.1 Acometida aérea

La instalación de estructuras para acometidas aéreas en media tensión se hará siguiendo lo establecido en el capítulo 5.

Las protecciones de la acometida se colocaran en una cruceta independiente. Cuando la distancia mínima de aislamiento lo permita, se podrá utilizar la misma crucetería de la acometida para colocar las protecciones, utilizando dados móviles contruoidos en ángulo metálico de las mismas características de la crucetería que conforme la estructura de la acometida.

La conexión a la red se hará con conectores apropiados para el calibre y material de los conductores.

##### 4.2.3.2 Acometida subterránea

La construcción de ductos y cajas para acometidas subterráneas en media tensión se hará siguiendo lo establecido para redes subterráneas en el numeral 4.5.1.

Para conectar el cable aislado se utilizará el terminal de bayoneta para la conexión al medio de seccionamiento y/o cortacircuito.

Cuando una acometida subterránea se derive de una red aérea, se colocarán las protecciones de manera similar a lo establecido en el numeral 4.4, pero utilizando crucetería independiente a la de la red. En este

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 55 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

caso el ducto bajante, se protegerá en su extremo superior con un capacete metálico, se fijará a la pastería de red con un mínimo de cuatro amarres en cintas de acero inoxidable de 12,7 mm ( $\frac{1}{2}$ "') y llevará un recubrimiento en concreto de 175,77 kg/cm<sup>2</sup> (2500 p.s.i), que proteja la base del ducto desde el codo hasta una altura mínima de 0,5 m por encima del nivel final del terreno y en toda la extensión desde el codo hasta la primera caja de inspección con un espesor mínimo de 0,15 m.

Todas las terminaciones de los cables en las acometidas subterráneas se harán con terminales premoldeados apropiadas para el calibre, material y nivel de tensión de los conductores. Las pantallas de los cables se pondrán a tierra en los extremos que tengan protección contra sobretensiones, conectando los bornes de tierra de las terminales premoldeadas con el cable de empalme de los dispositivos de protección contra sobretensión por el camino más corto posible.

En la instalación de los cables se dejarán bucles de 1 m por debajo del nivel del capacete en el ducto aéreo. En las cajas de inspección se dejarán bucles que permitan a los cables descansar libremente sobre los soportes incrustados en la pared de la caja, bajando por las paredes de la caja, lo que en la práctica equivale a una longitud de aproximadamente 1 m adicional a lo requerido para pasar por la caja.

#### **4.3 PUESTA A TIERRA DE ACOMETIDAS**

Se conectarán a tierra los siguientes elementos:

Neutro de la acometida, tablero (armario) de medidor, tablero (panel) de distribución y toma de tierra del contador.

Las acometidas para contadores se pondrán sólidamente a tierra a través de un conductor como se especifica en la tabla 3.20. En el caso de contadores individuales la puesta a tierra de servicio se derivará del conductor de neutro a la entrada del contador mediante conector de presión apropiado para el calibre y material de los conductores y el electrodo de puesta a tierra se tomará de acuerdo con la tabla 3.6.

#### **4.4 PROTECCIÓN Y MANIOBRA DE ACOMETIDAS**

##### **4.4.1 Acometidas aéreas en media tensión**

La protección de las acometidas aéreas en media tensión tendrá como mínimo los elementos indicados a continuación que se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en la tabla 4.1.

##### **Acometidas con longitud inferior a 50 metros**

No se requieren protecciones adicionales a las de la subestación.

##### **Acometidas con longitud entre 50 y 150 metros**

Para sobrecarga y cortocircuito se utilizarán cortacircuitos tipo abierto con fusible.

##### **Acometidas con longitud superior a 150 metros**

Para sobrecarga y cortocircuito se protege las acometidas con cortacircuitos tipo abierto con fusible.

Para sobretensión (redes rurales) la protección se hará con descargadores tipo distribución.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 56 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

#### 4.4.2 Acometidas subterráneas en media tensión

La protección de acometidas subterráneas en media tensión derivadas de redes aéreas, tendrá como mínimo los equipos indicados a continuación que se seleccionan de acuerdo con lo establecido en la tabla 4.1.

Para sobrecarga y cortocircuito: Cortacircuitos tipo abierto con fusible.

Para sobretensión: Dispositivo de protección contra sobretensión tipo distribución.

Sí por algún motivo especial la acometida debe realizarse a la vista, dicha acometida irá en tubería conduit galvanizada tipo pesado.

Parámetros	Unidad	Cortacircuitos		Seccionadores bajo carga e interruptores (uso exterior)		Seccionadores bajo carga (uso interior)		Dispositivo de protección contra sobretensión	
		13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión de servicio	kV	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	kV	15	36	15	36	15	36	12	30
Corriente nominal	A	100	100	400	400	400	400	-	-
Nivel básico de aislamiento BIL	kV	110	200	110	200	95	150	110	195
Tensión sostenida (1') 60 Hz.	kV	36	70	36	70	34	70	36	70
Corriente de corto circuito simétrica	kA	5	5	5	5	5	5	-	-
Corriente de corto circuito asimétrica	kA	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	12,5	-	-
Capacidad nominal de descarga	-	-	-	-	-	-	-	10	10
Máx. tensión de cebado	kV	-	-	-	-	-	-	68	121
Factor de puesta a tierra	-	-	-	-	-	-	-	0,8	0,8
Factor de seg. Min. de aislamiento	-	-	-	-	-	-	-	1,4	1,4

Tabla 4.1 Equipo de maniobra y protección en media tensión

Notas: Cuando se requieran DPS, se debe dar preferencia a la instalación en el origen de la red interna. Se permite instalar DPS en interiores o exteriores, pero deben ser inaccesibles para personas no calificadas. Se permite que un bloque o juego de DPS proteja varios circuitos. Cuando se instalen varias etapas de DPS, debe aplicarse una metodología de zonificación y deben coordinarse por energía y no sólo por corriente.

No se deben instalar en redes eléctricas de potencia DPS construidos únicamente con tecnología de conmutación de la tensión. La capacidad de cortocircuito del DPS debe estar coordinada con la capacidad de falla en el nodo donde va a quedar instalado. En caso de explosión del DPS, el material aislante no debe lanzar fragmentos capaces de hacer daño a las personas o equipos adyacentes. En baja tensión, este requisito se puede reemplazar por un encerramiento a prueba de impacto, el cual será demostrado con la instalación ya construida.

#### 4.4.3 Acometidas en baja tensión

El medio de desconexión de los conductores de acometida sin poner a tierra debe consistir en un interruptor automático de circuito accionable manualmente, o un interruptor manual o automático de circuito accionable eléctricamente, siempre que se pueda abrir manualmente en caso de falla en el suministro de corriente. El medio de desconexión se localiza aguas arriba del medidor en un compartimiento para su uso y con sellos de seguridad por parte de la Empresa.

Todos los conductores de acometida no puestos a tierra deben tener protección contra sobrecarga. Dicha protección debe ir en serie con cada conductor de acometida no puesto a tierra y con capacidad de corriente nominal o ajuste no superior a la del conductor (excepciones numeral 230-90, NTC 2050).

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 57 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Este dispositivo debe formar parte integral del medio de desconexión de la acometida o estar situado inmediatamente al lado del mismo.

Su capacidad de corriente nominal o ajustada se seleccionará de tal manera que sea igual o la inmediatamente superior a la capacidad nominal del transformador (cuando éste sea exclusivo para la acometida) o a la corriente correspondiente a la demanda máxima de la carga atendida.

Toda acometida subterránea derivada de una red aérea tendrá un interruptor automático que estará localizado en el punto de derivación, seleccionando su capacidad nominal de acuerdo con la demanda máxima.

Cuando se trate de subacometidas o acometidas parciales derivadas de un tablero general o tablero de acometida, para varios contadores alimentados por una misma acometida general, los interruptores automáticos se localizarán a la entrada del contador “aguas arriba”.

La acometida para varios contadores, será por lo general trifásica buscando siempre distribuir la carga en las diferentes fases de la red existente. Cuando una misma fase alimente más de un contador deberá llevar un totalizador y un barraje general con capacidad nominal igual o superior a la demanda máxima.

#### **4.5 ESTRUCTURAS PARA ACOMETIDAS**

La selección de estructuras para acometidas aéreas se hará siguiendo lo establecido para las redes de distribución en el numeral 5.2.

##### **4.5.1 Cajas y ductos para acometidas subterráneas**

La selección de cajas y ductos para acometidas se hará siguiendo lo establecido a continuación.

###### **4.5.1.1 Cajas de inspección**

Las cajas de inspección deben quedar localizadas en andenes o zonas verdes y no podrán tener ningún elemento sobre ellos que impida la libre apertura de la tapa. Cuando se requiera su localización en calzadas sometidas a tráfico vehicular se revisará el diseño de la mampostería y la tapa, y se solicitará aprobación a la Empresa para su instalación con una justificación adecuada.

Las cajas para redes de media tensión serán exclusivas para un solo nivel de tensión, mientras que las cajas para redes de baja tensión podrán alojar a su vez redes de alumbrado público. En ningún caso las cajas para redes eléctricas podrán ser cruzadas por ductos o conductores de otros sistemas (por ejemplo: comunicaciones, televisión, acueducto, gas, alcantarillado, etc.).

Las canalizaciones subterráneas en ductos, deben tener cámaras de inspección que cumplan los requerimientos antes dichos, debiéndose instalar, en tramos rectos, a distancias no mayores a 40 metros, salvo cuando existan causas debidamente justificadas que exijan una distancia mayor, por ejemplo cruce de grandes avenidas, en cuyo caso debe quedar asentado en las memorias o especificaciones técnicas del proyecto. En el caso de cruce de una vía se debe instalar una caja de inspección a cada lado de la misma. En caso de derivación de redes subterráneas, de redes aéreas, se debe instalar una caja de inspección cerca de la base del poste. En la tabla 4.2 se presentan las dimensiones de las cajas.

Los empalmes y derivaciones de los conductores deben ser accesibles.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 58 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Red	Utilización	Medidas interiores [m]	Marco	Tapa
MT	Caja doble (*)	1,2 x 1,5 x 1	Metálico	Concreto
MT	Caja sencilla	0,7 x 1,2 x 1,17	Metálico	Concreto
MT	Tipo vehicular	1,5 x 1,5 x 1,8	Metálico	Concreto
BT	Vías públicas	0,6 x 0,6 x 0,82	Metálico	Concreto
BT	Vías privadas	0,6 x 0,6 x 0,82	Metálico	Concreto
AP	Vías públicas	0,4 x 0,4 x 0,5	Metálico	Concreto
AP	Vías privadas	0,3 x 0,3 x 0,4	Metálico	Concreto
AP	Parques	0,3 x 0,3 x 0,4	Metálico	Concreto

Tabla 4.2 Cajas de inspección

\* En esquinas donde la Empresa lo considere necesario para futura ampliación o desarrollo o para la instalación de barrajes premoldeados, se podrá exigir la implementación de una caja doble en la construcción de acometidas subterráneas.

Los detalles de las cajas de inspección se muestran en las figuras A.15 a A.30.

El fondo de las cajas de inspección debe estar formado en su totalidad por un lecho filtrante en gravilla con un espesor de 5 cm para cajas de baja tensión, y de 10 cm para cajas de media tensión. Cuando se requiera un diseño especial de la caja de inspección, se deben cumplir las especificaciones de la sección 370 del Código eléctrico Colombiano, NTC 2050, este diseño debe ser revisado para aprobación por parte de la Empresa.

#### 4.5.1.2 Ductería

Las características de la ductería según su utilización y el número máximo permisible de conductores por ducto se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.10, mientras que en la figura A.13 se pueden observar diferentes configuraciones de instalación.

En el caso de redes subterráneas se permitirán tramos con distancia máxima de 40 m. Cada tramo podrá tener hasta una curva de 90° salvo en el caso de esquinas en predios urbanos, donde necesariamente se deberá instalar una caja de inspección.

Los ductos más profundos deben descansar uniformemente sobre lechos nivelados y compactados. Se debe colocar una capa de arena de peña con un espesor mínimo de 4 cm en el fondo de la zanja. Las uniones de los ductos dentro del tendido de la ductería deben quedar traslapadas, nunca deben quedar una sobre otra. Los espacios entre ductos deben ser llenados exclusivamente con arena de peña compactada, libre de piedras.

El tendido de los ductos se ha de hacer lo más recto posible, en caso de cambio de dirección se debe construir una caja para tal efecto. Al llegar a las cajas los ductos deberán estar provistos de campanas (Ductos en PVC) ó de boquillas terminales (Ductos de acero galvanizado), ver figura A.14.

Los ductos de reserva deben taponarse a fin de mantenerlos libres de basura, tierra, etc. Como señal preventiva de presencia de ductos eléctricos instalados, se debe colocar una banda plástica adecuada para la identificación de los ductos, a lo largo de la zanja a una profundidad de 30 cm de la superficie de relleno, como se indicada en la figuras A.13.

La ductería alojará redes de un mismo nivel de tensión; en ningún caso se podrán llevar por un mismo ducto redes de baja y de media tensión. Así mismo, no se permitirá la utilización de la ductería de las redes eléctricas para alojar componentes de otros sistemas (por ejemplo: comunicaciones, televisión, acueducto, gas, alcantarillado etc.).

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 59 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

En los circuitos de 34,5 y 13,2 kV, el número de ductos de un banco debe ser superior al número de circuitos, en razón que deben dejarse ductos de reserva para mantenimiento de los cables y para refrigeración de los cables debe dejarse un ducto de reserva por cada dos ductos con circuitos. En el caso de circuitos de baja tensión, debe dejarse como mínimo un ducto de reserva por banco.

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

Cuando la acometida en media tensión sea subterránea se dejarán en el perímetro del predio colindante con vías públicas, dos ductos de reserva de tres pulgadas de diámetro y cajas de inspección en cada uno de los linderos del predio y en el punto de entrada a la subestación, salvo el caso en que ya exista una caja de inspección en el lindero del predio o que la distancia entre el lindero y la caja de entrada sea inferior a 15 metros. Los dos ductos de reserva deben llegar hasta la subestación. En el caso de no llevar cajas, los tubos deben llegar hasta el lindero.

Se podrán utilizar canaletas para las acometidas subterráneas en los predios del suscriptor, en cuyo caso se presentará el diseño para su aprobación por parte de la Empresa.

#### **4.6 ACOMETIDA AÉREA EN CABLE CON NEUTRO CONCÉNTRICO**

La acometida aérea para las nuevas instalaciones eléctricas en baja tensión, e igualmente para aquellas existentes donde se han encontrado irregularidades, o para aquellas que requieran el cambio del conductor de la acometida, se hará en cable con neutro concéntrico, para las instalaciones monofásicas bifilares o trifilares, y en cable trenzado para las trifásicas.

Los calibres y características de los cables de cobre con neutro concéntrico para acometidas monofásicas bifilares o trifilares se especifican en la tabla 4.3. Los calibres y características de los cables de cobre trenzado para acometidas trifásicas serán los especificados en la tabla 4.4.

Los cables con neutro concéntrico indicados en dichas especificaciones técnicas, estarán conformados por un conductor de neutro, cableado helicoidalmente sobre uno o dos conductores de fase aislados en polietileno y una chaqueta exterior en PVC o XLPE.

Los cables trenzados para acometidas trifásica estarán conformados por tres conductores de fase y un conductor de neutro aislados en polietileno. Los conductores de fase y de neutro serán en cobre blando, y la chaqueta exterior de los cables terminados, en PVC o XLPE.

El calibre de los alambres que conforman el cable de acometida con neutro concéntrico o con cable trenzado, deberán ser tales que, las características sean como mínimo las correspondientes a los calibres indicados en las tablas 4.3 y 4.4.

Para acometidas que requieran de calibres superiores a los aquí especificados, se permitirá el uso de conductores sencillos o diferentes al del neutro concéntrico.

La caja para el medidor, al igual que el cable de acometida, puede ir sobrepuesta en la fachada o pared de la vivienda. Dicha caja deberá poseer un suplemento, de tal forma que entre la cara posterior de dicha caja y la pared, se asegure un espacio libre de 1 cm, para efectos de supervisión por parte de la Empresa.

##### **4.6.1 Características del cable monofásico bifilar y trifilar**

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 60 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Las características de los cables monofásicos bifilares y trifilares se especifican a continuación.

Configuración	Calibre AWG	Peso total aprox. (kg/km)	Resistencia eléctrica a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente a 75°C (A)	Capacidad de Corriente a 90°C (A)
1 x 10 + 10	10	126	3,28	35	40
1 x 8 + 8	8	216	2,10	50	55
1 x 6 + 6	6	316	1,32	65	75
1 x 4 + 4	4	475	0,831	85	95
1 x 2 + 2	2	721	0,523	115	130
2 x 10 + 10	10	195	3,28	35	40
2 x 8 + 8	8	338	2,10	50	55
2 x 6 + 6	6	492	1,32	65	75
2 x 4 + 4	4	733	0,831	85	95
2 x 2 + 2	2	1107	0,523	115	130
2 x 8 + 10	8	309	2,10	50	55
2 x 6 + 8	6	445	1,32	65	75
2 x 4 + 6	4	657	0,831	85	95
2 x 2 + 4	2	989	0,523	115	130

Tabla 4.3 Cable con neutro concéntrico para acometida monofásica

#### 4.6.2 Características del cable trifásico trifilar y tetrafilar

Las características de los cables trifásicos trifilares y tetrafilares se especifican a continuación.

Configuración	Calibre AWG	Peso total aprox. (kg/km)	Resistencia eléctrica a 20 °C (ohm/km)	Capacidad de Corriente a 75°C (A)	Capacidad de Corriente a 90°C (A)
3 x 8	8	344	2,12	50	55
3 x 6	6	501	1,34	65	75
3 x 4	4	744	0,840	85	95
3 x 2	2	1124	0,528	115	130
3 x 1	1	1411	0,419	130	150
3 x 1/0	1/0	1740	0,332	150	170
3 x 2/0	2/0	2153	0,263	175	195
3 x 3/0	3/0	2669	0,209	200	225
3 x 4/0	4/0	3317	0,166	230	260
3 x 8 + 8	8	424	2,12	50	55
3 x 6 + 6	6	626	1,34	65	75
3 x 4 + 6	4	870	0,840	85	95
3 x 2 + 4	2	1323	0,528	115	130
3 x 1/0 + 2	1/0	2055	0,332	150	170
3 x 2/0 + 1	2/0	2548	0,263	175	195
3 x 3/0 + 1/0	3/0	3167	0,209	200	225
3 x 4/0 + 2/0	4/0	3943	0,166	230	260

Tabla 4.4 Cable trenzado para acometida trifásica

Nota referida a las Tablas 4.3 y 4.4: La resistencia eléctrica fue calculada utilizando una resistividad del cobre de 17,241 ohm-mm<sup>2</sup>/km. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, temperatura ambiente de 30°C. Según el NEC y NTC-ICONTEC 2050, para los calibres 14,12 y 10 AWG, la protección de sobrecorriente debe ser 15, 20 y 30 A respectivamente. Los datos aquí establecidos son aproximados y están sujetos a las tolerancias de manufactura.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 61 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 4.7 UTILIZACIÓN Y SELECCIÓN DE MEDIDORES DE ENERGÍA

### 4.7.1 Medidores de energía (contadores)

El equipo de medida para un punto de conexión debe colocarse de tal forma que el punto de medición esté lo más cerca posible del punto de conexión, considerando aspectos económicos y de seguridad de la instalación.

Cuando un usuario se conecte al sistema de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medición en el nivel primario del transformador y ser considerado usuario del nivel correspondiente. En este caso el usuario debe cumplir con las normas aplicables y es, además, responsable del mantenimiento del transformador y de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado secundario.

### 4.7.2 Características técnicas de los equipos de medición

#### 4.7.2.1 Requisitos generales de los equipos de medición

En la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se controlará el factor de potencia de tal forma que para los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior a uno (1), el factor de potencia deberá ser igual o superior a 0,9. La Empresa exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva. La exigencia podrá hacerse en el momento de aprobar la conexión al servicio o como consecuencia de una revisión de la instalación del usuario.

Los medidores podrán ser monofásicos, bifásicos o trifásicos de acuerdo con la conexión a la red.

Los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se ajustarán a las siguientes normas técnicas colombianas vigentes, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, o las normas internacionales correspondientes:

- **Medidores de energía activa:** Los medidores de energía activa, tipo inducción y clase 0,5, 1 y 2, deben cumplir con la norma NTC 2288. Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 0,2S y 0,5S deben cumplir con la norma NTC 2147. Los medidores de energía activa de estado sólido y clase 1 y 2 deben cumplir con la norma NTC 4052.

Se utilizarán medidores de energía activa de medida directa, cuando se tengan demandas máximas inferiores ó iguales a 45 kVA y el factor de potencia inductiva de las instalaciones sea igual ó superior a 0,9.

- **Medidores de energía reactiva:** Los medidores de energía reactiva, tipo inducción y clase 3, deben cumplir con la norma NTC 2148. Los medidores de energía reactiva de estado sólido deben cumplir con la norma IEC correspondiente.

Se utilizarán medidores de energía activa y reactiva cuando se tengan demandas máximas superiores a 45 kVA ó el factor de potencia inductiva de las instalaciones sea inferior a 0,9. La Empresa exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía eléctrica.

- **Indicadores de demanda máxima:** Los indicadores de demanda máxima, clase 1, previstos para operar como accesorios de medidores de energía activa ó reactiva, se registrarán por la norma NTC 2233.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 62 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

- **Transformadores de medida:** Los transformadores de corriente y tensión para usar con instrumentos de medición, deberán ser especificados para el ambiente donde se van a instalar, indicando temperatura ambiente máxima y mínima, altitud, tipo de instalación (interior o exterior) y ambiente (limpio o contaminado). Los transformadores de medida deberán usar valores normalizados de corriente y tensión, y deberán cumplir con las normas NTC 2205 y NTC 2207 respectivamente y someterse a los ensayos de rutina y especiales conforme a las mismas normas, y para su selección debe tenerse en cuenta lo estipulado en la norma NTC 5019.

- **Transformador de tensión (PT)**

La tensión nominal primaria del transformador de tensión debe corresponder a la tensión nominal del sistema eléctrico al cual va a ser conectado. Cuando la tensión nominal del sistema sea inferior a la tensión primaria nominal del transformador de tensión seleccionado, se permitirá su instalación siempre y cuando se garantice la exactitud en la medida.

La tensión secundaria nominal debe corresponder a los rangos de operación del medidor conectado a éste. Las tensiones secundarias normalizadas son 100 V, 110 V, 115 V y 120 V. La relación de transformación debe ser un número entero o en su defecto tener máximo un dígito decimal. La carga nominal del transformador de tensión debe seleccionarse de tal forma que la carga real del circuito secundario esté comprendida entre el 25 % y el 100 % de su valor, se permitirá que la carga conectada al transformador de tensión sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio que garantice la exactitud de dichos valores. La clase de exactitud del transformador de tensión debe seleccionarse de acuerdo con el nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la carga a la cual se desea efectuar la medición de potencia y/o energía consumida.

Las clases de exactitud normalizadas son: 0,2 y 0,5 para transformadores fabricados bajo la NTC 2207 (IEC 60186), y 0,3 y 0,6 para transformadores fabricados bajo la norma ANSI/IEEE C57.13.

Los valores máximos de error se dan en la tabla 4.5.

Clase	Error de relación ( $\pm$ %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error de fase ( $\pm$ minutos) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal	Error compuesto ( $\pm$ %) para los valores de tensión expresados en % de la tensión nominal
	80 a 120	80 a 120	90 a 110
0,2	0,2	10	-
0,3	-	-	0,3
0,5	0,5	20	-
0,6	-	-	0,6

Tabla 4.5 Valores máximos de error para transformadores de tensión

- **Transformador de corriente (CT)**

La corriente nominal primaria del transformador de corriente se debe seleccionar de tal forma que el valor de la corriente a plena carga en el sistema eléctrico al cual está conectado el transformador de corriente, esté comprendido entre el 80 % y el 120 % de su valor. La corriente secundaria nominal del CT debe estar comprendida entre el valor de la corriente nominal y la máxima del medidor conectado a éste. Los valores normalizados de corriente secundaria nominal son 1 A y 5 A.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 63 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

La carga nominal del transformador de corriente debe seleccionarse de tal manera que la carga real del circuito secundario esté comprendido entre el 25 % y el 100 % de su valor, se permitirá que la carga conectada al transformador de corriente sea inferior al 25 % de la carga nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio que garantice la exactitud de dichos valores. La clase de exactitud del transformador de corriente debe seleccionarse de acuerdo con el nivel de tensión del punto de conexión en el sistema eléctrico y a la magnitud de la carga a la cual se desea efectuar la medición de potencia y/o energía consumida.

Las clases de exactitud normalizadas son: 0,2, 0,2S, 0,5 y 0,5S para transformadores fabricados bajo la NTC 2205 (IEC 60044-1), y 0,3 y 0,6 para transformadores fabricados bajo la norma ANSI/IEEE C57.13.

Los valores máximos de error se dan en la tabla 4.6.

Clase	Error de relación (± %) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error de fase (± minutos) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal					Error compuesto (±%) para los valores de intensidad expresados en % de la corriente nominal	
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120	10	100
<b>0,2</b>	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10	-	-
<b>0,2S</b>	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10	-	-
<b>0,5</b>	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30	-	-
<b>0,5S</b>	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30	-	-
<b>0,3</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,6	0,3
<b>0,6</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,2	0,6

Tabla 4.6 Valores máximos de error para transformadores de corriente

La corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ) deberá seleccionarse de tal forma que no sea inferior al producto de  $I_{cc} \times t^{1/2}$  es decir:

$$I_{th} \geq I_{cc} \times t^{1/2}$$

Donde  $I_{cc}$  es la corriente máxima de cortocircuito en el punto del sistema donde se va a conectar el transformador de corriente y  $t$  es el tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

La corriente dinámica nominal ( $I_{dyn}$ ) debe ser como mínimo 2,5 veces la corriente térmica nominal de corta duración ( $I_{th}$ ), es decir:

$$I_{dyn} \geq 2,5 * I_{th}$$

Los niveles de aislamiento deben seleccionarse teniendo en cuenta que éstos no sean inferiores a la tensión nominal primaria que establecen las tablas sobre niveles de aislamiento nominales según cada una de las normas de fabricación de los transformadores de medida correspondientes.

#### 4.7.2.2 Precisión de los equipos de medición

Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de medida deben cumplir, como mínimo, con la precisión que se presenta en la tabla 4.7.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 64 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Energía anual (MWh) por punto de medida	Clase mínima aceptada para los componentes
$E \geq 2000$	0,5 CT/PT 1 Medidor Wh 3 Medidor VARh
$300 \leq E < 2000$	1 CT/PT 1 Medidor Wh 3 Medidor VARh
$E < 300$	2 Medidor Wh

Tabla 4.7 Características y precisión de los equipos de medición

Donde:

E : Energía Activa  
 CT : Transformador de Corriente  
 PT : Transformador de Tensión

Los errores permitidos para los medidores de energía activa, reactiva, y para los transformadores de corriente y de tensión, deben cumplir con la norma NTC 5019.

#### 4.7.2.3 Aplicación de las características técnicas de los equipos de medición

Sin perjuicio de lo dispuesto en la resolución CREG 199 de 1997, las características técnicas aquí adoptadas serán exigibles para todo equipo de medida que se instale a partir de la entrada en vigencia de la presente norma, así como para toda reposición ó reemplazo que se efectúe de los equipos de medición existentes.

#### 4.7.2.4 Acceso a los equipos de medición

Para efectos de la lectura de los medidores, el usuario, el ó los comercializadores que lo atienden y la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., tienen acceso a los equipos de medición.

La Empresa tiene derecho a acceder a la información, ya sea por lectura directa o por consulta directa a la base de datos de registros del comercializador, para poder facturar los cargos por uso de su STR y/o SDL.

### 4.7.3 Registro, pruebas y sellado de los equipos de medición

#### 4.7.3.1 Procedimiento de registro

El usuario es libre de adquirir el equipo de medición en el mercado, siempre y cuando el equipo cumpla con las características técnicas establecidas en el presente capítulo.

El equipo de medición debe ser registrado ante el comercializador correspondiente, indicando: fabricante, características técnicas, números de serie, modelo y tipo de los diversos componentes.

#### 4.7.3.2 Pruebas de los equipos de medición

Antes de su instalación en el punto de medición, el equipo de medición deberá ser revisado, calibrado y programado por el comercializador o un tercero debidamente acreditado ante la autoridad nacional

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 65 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

competente. La Empresa tiene derecho a estar presente en esta calibración o exigir el protocolo de pruebas correspondiente.

#### **4.7.3.3 Revisiones de los equipos de medición**

La Empresa puede hacer pruebas rutinarias al equipo de medición, por iniciativa propia o por petición del usuario, para verificar su estado y funcionamiento.

En el evento en que el equipo de medición no esté dando las medidas correctas, el comercializador notificará al usuario afectado y establecerá un plazo para la calibración, reparación o reposición del equipo defectuoso. El plazo establecido no podrá ser inferior a siete (7) días hábiles, ni superior a treinta (30) días hábiles. Si el usuario no calibra, repara, o reemplaza el equipo en el plazo estipulado, el comercializador procederá a realizar la acción correspondiente a costa del usuario.

Cuando la revisión del equipo de medición haya sido solicitada por el usuario y se encuentre que el equipo está funcionando correctamente, el solicitante deberá cancelar a la Empresa los costos eficientes correspondientes.

Cada contador con sus respectivas protecciones deberá llevar un número que permita identificar claramente el respectivo usuario. Dicho número deberá hacerse con pintura indeleble sobre el contador o con una placa de acrílico de fondo negro y el número en blanco.

Todo contador para ser instalado, debe llevar el sello de revisión por parte de la Empresa.

#### **4.7.4 Selección de medidores y transformadores de medida**

##### **4.7.4.1 Contadores de medición directa**

Los contadores de medición directa se seleccionarán de acuerdo con la corriente correspondiente a la demanda máxima, de tal manera que no se exceda la corriente límite de precisión del contador.

En este caso, los contadores se localizarán a la entrada (“aguas abajo”) de la protección correspondiente.

##### **4.7.4.2 Contadores de medición semidirecta**

Los contadores de medición semidirecta serán de cinco amperios de capacidad nominal a la tensión nominal de la red, utilizando tres transformadores de corriente según lo establecido en la tabla 4.7, seleccionando su relación de transformación igual ó superior a la demanda máxima en el primario y cinco amperios en el secundario.

En este caso los transformadores de corriente se localizarán a la entrada (“aguas arriba”) del totalizador general en baja tensión. Las señales de tensión y corriente se conectarán a los contadores a través de una bornera de conexiones aprobada por la Empresa, localizada en el mismo compartimiento de los contadores.

##### **4.7.4.3 Contadores de medición indirecta**

Los contadores de medida indirecta serán de 1 ó 5 Amperios de capacidad nominal en el secundario, a la tensión nominal de la red, conectados a través de transformadores de medida según lo establecido en la tabla 4.7, para lo cual se utilizarán tres transformadores de corriente y tres de tensión si la red es trifásica tetrafililar, y dos transformadores de corriente y dos de tensión si la red es trifásica trifilar.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 66 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

En el caso de que los transformadores de medida sea tipo exterior estos se localizarán a la salida (“aguas abajo”) del medio de seccionamiento general en media tensión; si es tipo interior se localizará aguas abajo del medio de seccionamiento bajo carga, en un compartimiento exclusivo con dos puntos para tornillos portasellos. Las señales de tensión y corriente se conectarán a los contadores a través de una bornera de conexiones aprobada por la Empresa, localizada en el mismo compartimiento de los contadores.

#### 4.7.5 Cajas para instalación de medidores de energía

Los requisitos que deben cumplir las cajas destinadas para la instalación de medidores energía eléctrica se presentan en la NTC 2958 (cajas para instalación de medidores de energía eléctrica).

Las cajas para medidores se deben instalar en el exterior de los inmuebles. Se debe disponer de un espacio libre mínimo al frente de las cajas de 0,9 m, para manipulación rápida y segura de los equipos. El eje horizontal de la ventana de lectura debe estar a una altura aproximada de 1,60 m sobre el nivel final del terreno.

Las cajas deben tener todas las cuentas identificadas así como la terminal de puesta a tierra y los dispositivos de corte y protección, de acuerdo con lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, numerales 110-22 y 230-72.

En un inmueble no debe haber más de una caja para medidores, la cual no debe utilizarse como caja de paso. Para cada inmueble sólo se permite la instalación de un ducto para su acometida parcial o alimentador. No se permite la conexión de dos o más acometidas parciales o alimentadores desde un mismo medidor.

Todas las cajas para medidores deben tener en sus paredes, excepto en la pared posterior, el pretroquelado de las perforaciones para el paso de las acometidas generales y parciales, como se muestra en la tabla 4.8.

Nº de cuentas	Nº de perforaciones	
	Ø 50,8 mm	Ø 25,4 mm
1	1	1
2	1	2
3	1	4

Tabla 4.8 Número de perforaciones para el paso de acometidas

Cuando una fase alimente más de un contador se deberá utilizar un armario para medidores, de acuerdo con lo definido en el numeral 4.4.3.

Las dimensiones mínimas para las cajas se presentan en la tabla 4.9.

CANTIDAD DE CUENTAS	ALTURA h [cm]	ANCHO w [cm]	PROFUNDIDAD p [cm]	
1	40	50	20	Tipo A
	52	28	19	Tipo B
2	40	60	20	Tipo A
3	70	100	20	Tipo A

Tabla 4.9 Dimensiones mínimas para las cajas

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 67 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Las cajas para contadores deben construirse mínimo de lámina de acero calibre 18 (cold rolled), de fibra de vidrio u otros materiales sintéticos. No se acepta madera. Las ventanas de inspección deben ser de vidrio de seguridad con espesor mínimo de 4 mm, y unas dimensiones mínimas de 250 mm de ancho por 120 mm de altura.

Toda caja debe tener soldada en su base interior un tornillo de 9,5 mm por 19,1 mm, con su respectiva tuerca y un agujero con un diámetro de 19,1 mm a no más de 60 mm del tornillo, dotada con una boquilla para facilitar el paso del conductor que se conectará al electrodo de puesta a tierra.

Toda caja para medidores debe tener un compartimiento para el medio de seccionamiento y protección con tapa en acrílico transparente y sus respectivos tornillos para sellado por parte de la Empresa. El compartimiento para el medidor de energía también debe llevar tapa en acrílico transparente.

Las dimensiones y características de las cajas se indican en las figuras A.32 y A.33.

Cuando se requiera la instalación de cajas para medidores diferentes a las aquí especificadas, se debe presentar diseño y justificación para aprobación por parte de la Empresa.

#### **4.7.6 Tableros o armarios para instalación de medidores de energía**

Los requisitos que deben cumplir los armarios destinados para la instalación de medidores de energía eléctrica se presentan en la NTC 3444.

Los armarios no pueden estar localizados debajo de escaleras ni empotrados en la pared. Se debe disponer de un espacio libre que permita la apertura de las puertas (120° mínimo), y deben estar a una altura sobre el nivel del piso mínima de 5 cm. Los armarios deben tener identificadas todas las cuentas así como la terminal de puesta a tierra y los dispositivos de corte y protección, de acuerdo en lo establecido en el Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, numerales 110-22 y 230-72.

El armario debe contener entre 4 y 24 contadores, incluyendo las reservas.

Los armarios deben fabricarse en lámina de acero calibre 16 (cold rolled) mínimo, en fibra de vidrio o en otros materiales sintéticos. Las ventanas de inspección deben fabricarse en vidrio o acrílico con espesor mínimo de 4 mm. La altura máxima permitida para los armarios para la instalación de medidores deberá ser de 2,2 m y una profundidad mínima de 0,4 m.

El interior del armario debe estar dividido en tres compartimentos, separados por una lámina de 16 USG mínimo, y determinados para su uso de la siguiente manera:

En el compartimiento de corte y protección, se deben instalar los interruptores automáticos, los cuales pueden estar situados en la parte superior o inferior del armario. Este compartimiento debe estar provisto de doble frente en acrílico transparente de un espesor mínimo 5 mm y con tornillos adecuados para sellos por parte de la Empresa. Estos interruptores automáticos se utilizarán como medio de protección, y la desconexión del servicio al usuario por parte de la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P es mediante un sistema de bloqueo previamente aprobado por la Empresa. Cada interruptor automático debe estar identificado con el número de cuenta a la que pertenece.

El compartimiento para los contadores de energía eléctrica, deberá estar ubicado en la parte central del armario, allí deben colocarse máximo tres bandejas, cada una con una altura de 30 cm y una longitud en función de la cantidad de medidores que se quieran instalar.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 68 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

El compartimiento para el totalizador y barraje, debe estar situado en la parte superior o inferior del armario, el barraje debe colocarse de tal manera que tenga fácil acceso para su inspección y mantenimiento. Las barras deben estar pintadas para la adecuada identificación de las fases y la separación mínima entre barras debe ser la indicada según el numeral 384-36 y la tabla 384-36 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050. El barraje general debe instalarse en forma escalonada, colocando el neutro en la parte superior y más cercana al fondo del armario, la distribución de las barras correspondientes a las fases A, B y C, se debe hacer desde el frente hacia atrás, de arriba a abajo o de izquierda a derecha tomando como referencia el frente del armario. El barraje debe montarse sobre aisladores de soporte, a la vista y protegido en toda su longitud contra contactos accidentales, por medio de una cubierta transparente aislante, tipo acrílico mínimo de 5 mm de espesor, removible frontalmente. Además, debe poseer dos puntos con pines portasellos localizados diametralmente opuestos. No se aceptan barrajes sin dicha protección.

Se debe utilizar una puerta para armarios de hasta 12 cuentas y dos puertas para 13 cuentas en adelante. La puerta debe tener una ventana de inspección por cada hilera de medidores que contenga el compartimiento, la cual será de 28 cm de altura y una longitud apropiada al número de medidores que se instalen.

Dentro del compartimiento de interruptores se debe instalar una platina de cobre para conexión a tierra del mismo, con capacidad no menor a 200 A. Cuando el armario tenga piso, éste debe tener una perforación con un diámetro de 19,1 mm, dotada con una boquilla, para facilitar el paso del conductor que se vaya a conectar al electrodo de puesta a tierra. Tanto el neutro como la estructura del armario deben estar conectados a tierra.

Cuando se trate de tableros instalados en el mismo local de la subestación, se debe tener en cuenta lo establecido en el numeral 6.4.

Las dimensiones y distribución de los elementos en el armario se indican en las figuras A.34 y A.35.

Cuando el tablero forme parte de una subestación capsulada se tendrá en cuenta lo establecido en el numeral 6.4.1.2.

Los tableros llevarán placas construidas en lámina acrílica u otro material resistente y en letra legible para la identificación en los pines de corte, contadores y automáticos de cada suscriptor.

#### **4.7.7 Regletas para contadores**

El cableado se hará utilizando como mínimo conductor de Cobre TW calibre N° 12 para la señal de corriente y N° 14 para la señal de tensión, siguiendo el código de colores indicado en la tabla 3.11. Todo medidor que requiera la instalación de transformadores de medida, la conexión se realizará mediante la utilización de regleta de conexiones.

#### **4.7.8 Contador general para áreas comunes**

A partir de la vigencia de la presente Norma, en aquellas edificaciones donde se requiera medir el consumo de las áreas comunes, se deberá instalar un medidor general (activa, o activa y reactiva; ver numeral 4.7.2.1) que registre el consumo total de la instalación. La energía de las áreas comunes se facturará como la diferencia entre el consumo que registra el medidor general, y el registro de la suma de los medidores individuales.

Para instalaciones existentes que no cuenten con medidor de áreas comunes, la Empresa podrá instalar a su cargo el medidor general.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 69 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 5. LÍNEAS Y REDES

### 5.1 DISEÑO ELÉCTRICO

En este capítulo se presentan las exigencias básicas para el diseño de redes de distribución en media y baja tensión. Dependiendo del área a servir, las líneas y redes pueden ser urbanas o rurales, y de acuerdo con su instalación, áreas o subterráneas.

#### 5.1.1 Niveles de tensión

El nivel de tensión de la línea o red lo definirá la demanda máxima de la carga por atender de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.1.

#### 5.1.2 Tipo de distribución

##### 5.1.2.1 Media tensión

La distribución urbana en media tensión será trifásica. La distribución rural en media tensión podrá ser trifásica o monofásica según el tipo de carga.

##### 5.1.2.2 Baja tensión

Las redes de distribución urbana en baja tensión serán trifásicas tetrafilares.

Las redes de distribución rurales en baja tensión podrán ser radiales bifilares, trifilares o tetrafilares.

#### 5.1.3 Tipo de instalación

Las líneas y redes serán por lo general aéreas, excepto en los siguientes casos:

- Estratos 4, 5 y 6.
- En separadores centrales.
- En aquellos sitios donde su ubicación no permita lograr las distancias mínimas de seguridad estipuladas en el numeral 2.1.10.
- En paseos comerciales.
- En sectores clasificados por la Empresa como de distribución subterránea.

Nota: Lo anterior siempre y cuando no contravenga lo dispuesto en el Plan de Ordenamiento Territorial de cada Municipio.

#### 5.1.4 Aislamiento

El aislamiento a la tensión máxima del sistema de distribución se seleccionará de acuerdo con el nivel de tensión de servicio de acuerdo con la tabla 5.1.

Nivel	Aislamiento (kV)
Baja tensión	0,6
Media tensión 13,2 kV	15
Media tensión 34,5 kV	36

Tabla 5.1 Aislamiento para conductores

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 70 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Los aisladores utilizados en las líneas podrán ser de porcelana, vidrio y materiales aislantes equivalentes que resistan las acciones de la intemperie (variaciones de temperatura, el viento y la corrosión). Los aisladores deben ofrecer una resistencia suficiente a los esfuerzos mecánicos y tener una carga de rotura mínima del 80 % del conductor utilizado.

El criterio para determinar la pérdida de su función, será la rotura o pérdida de sus cualidades aislantes, al ser sometidos simultáneamente a tensión eléctrica y esfuerzo mecánico del tipo al que vaya a encontrarse sometido. Cuando se trate de líneas o redes aéreas, la selección de aisladores partirá del cumplimiento de las respectivas normas técnicas.

#### 5.1.4.1 Aisladores

Los materiales y equipos a utilizar en el diseño de Sistemas de distribución cumplirán con las normas de fabricación aprobadas por el ICONTEC para cada caso particular.

A continuación se dan las especificaciones mínimas que se deben cumplir, así como las tablas de utilización que contribuyen a facilitar la selección y coordinación de los diferentes componentes de un sistema.

##### 5.1.4.1.1 Para media tensión

- **Aisladores individuales** (Basado en norma ANSI C29.2 -1992, C29.5 -1984 y C29.6 -1996)

Las características de los aisladores individuales en media tensión se presentan en la tabla 5.2.

Característica	Unidad	Disco 152,4 mm (6")	Disco 254 mm (10")	Pin 15 kV	Pin 35 kV
		Retención Suspensión	Retención Suspensión	Alinea- miento	Alinea- miento
Referencia ANSI		52-1	52-3	55-4	56-3
Distancia de fuga	mm	178	292	229	533
Distancia de arco	mm	114	197	127	241
Resistencia electromecánica	kN	44	67	-	-
Resistencia al impacto	N-m	5	6	-	-
Resistencia al cantiliver	kN	-	-	13,4	13,4
Prueba de carga de rutina	kN	22	33,5	-	-
Prueba de carga sostenida	kN	27	44	-	-
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	60	80	70	125
Flameo de baja fcia. en húmedo	kV	30	50	40	80
Flameo crítico al impulso positivo	kV	100	125	110	200
Flameo crítico al impulso negativo	kV	100	130	140	265
Tensión de perforación de baja fcia.	kV	80	110	95	165

Tabla 5.2 Aisladores individuales para media tensión

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 71 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

- **Cadena de aisladores** (Basado en procedimientos de ensayo ANSI C29.1)

Las tensiones de flameo en las cadenas de aisladores en media tensión se dan en la tabla 5.3.

Diámetro	Característica	Und	2	3	4	5	6	7	8	9	10
152,4 mm (6")	Flameo de baja frecuencia en seco	kV	120	175	225	275	-	-	-	-	-
	Flameo de baja fcia. en húmedo	kV	55	80	105	130	-	-	-	-	-
	Flameo crítico al impulso positivo	kV	200	300	385	480	-	-	-	-	-
	Flameo crítico al impulso negativo	kV	190	275	355	435	-	-	-	-	-
254 mm (10")	Flameo de baja frecuencia en seco	kV	155	215	270	325	380	435	485	540	590
	Flameo de baja fcia. en húmedo	kV	90	130	170	215	255	295	335	375	415
	Flameo crítico al impulso positivo	kV	255	355	440	525	610	695	780	860	945
	Flameo crítico al impulso negativo	kV	255	345	415	495	585	670	760	845	930

Tabla 5.3 Cadena de aisladores para media tensión

#### 5.1.4.1.2 Para baja tensión

- **Tipo carrete** (Basado en norma ANSI C29.3 -1986)

Las características de los aisladores tipo carrete para baja tensión se dan en la tabla 5.4.

Característica	Und	76,2 mm (3")	85,73 mm (3 3/8")
Referencia ANSI		53-2	53-3
Resistencia transversal	kN	13,4	17,8
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	25	25
Flameo baja frecuencia húmedo vertical	kV	12	12
Flameo baja frecuencia húmedo horizontal	kV	15	15

Tabla 5.4 Aisladores tipo carrete para baja tensión

#### 5.1.4.1.3 Aisladores poliméricos de suspensión (Basado en norma ANSI C29.1 -1982)

Las características de los aisladores poliméricos de suspensión se indican en la tabla 5.5.

Característica	Und	Clase CI-1	Clase CI-2	Clase CI-3	Clase CI-4
Longitud sección nominal	mm	330	430	525	525
Mínima distancia de fuga	mm	360	580	760	760
Resistencia Mecánica nominal	kN	45	45	45	67
Ensayo de resistencia a la tensión	kN	23	23	23	23
Resistencia a la torsión	N*m	47	47	47	47
Flameo a baja frecuencia	kV	90	130	145	145
Descarga en húmedo a baja frecuencia	kV	65	110	130	130
Flameo con impulso crítico	kV	140	215	250	250
RIV máximo a 1000 kHz	µV	10	10	10	10

Tabla 5.5 Aisladores poliméricos de suspensión

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 72 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

#### 5.1.4.1.4 Para templetes

- **Tipo tensor** (Basado en norma ANSI C29.4 - 1989)

Las características de los aisladores tipo tensor para templetes se indican en la tabla 5.6.

Característica	Und	89,9 mm (3 1/2")	108 mm (4 1/4")	139,7 mm (5 1/2")
Utilización		B.T.	M.T. 15 kV	M.T. 35 kV
Referencia ANSI		54-1	54-2	54-3
Distancia de fuga	mm	41	48	57
Resistencia a la tensión	kN	44	53	89
Flameo de baja frecuencia en seco	kV	25	30	35
Flameo de baja frecuencia en húmedo	kV	12	15	18

Tabla 5.6 Aisladores para templetes tipo tensor

#### 5.1.5 Selección del conductor

Todos los cálculos para selección del conductor tienen como base la demanda máxima.

Los conductores deben cumplir con las especificaciones mínimas establecidas en la tabla 3.1.12.1 para cada tipo de red, utilización e instalación.

El conductor seleccionado debe cumplir además en sus características con las restricciones de capacidad de corriente, regulación de tensión y pérdidas máximas de energía y potencia.

##### 5.1.5.1 Capacidad térmica

Las tablas contenidas en los numerales 3.1.12.2 a 3.1.12.7, presentan las corrientes nominales de los conductores más utilizados.

El calibre del conductor del neutro se seleccionará dependiendo del tipo de la red y la subestación que lo alimenta, de acuerdo a la tabla 5.7.

Subestación	Red	Calibre conductor neutro
Trifásica	Tetrafilar	En un calibre $\geq 70$ % de la capacidad amperimétrica de las fases.
Trifásica	Trifilar	En un calibre igual al de las fases.
Monofásica	Trifilar	En un calibre $\geq 70$ % de la capacidad amperimétrica de las fases.
Cualquiera	Monofásica	En un calibre igual al de las fases.

Tabla 5.7 Conductor neutro para redes y subestaciones

##### 5.1.5.2 Regulación de tensión

Para el cálculo de regulación de tensión se usará el método de momento eléctrico calculado tramo a tramo.

La regulación máxima aceptada para cada caso se encuentra en el numeral 2.1.4.

Las constantes de regulación para redes de distribución típicas se encuentran en el numeral 3.1.12.9.

En caso de alimentadores en media tensión se debe incluir en las memorias el modelo de líneas medias.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 73 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 5.1.5.3 Pérdidas de energía

Las pérdidas máximas de energía aceptadas se establecen en el numeral 2.1.5.

El cálculo debe realizarse incluyendo la red principal y los ramales secundarios teniendo en cuenta las curvas de demanda diaria, según el tipo de servicio o estrato correspondiente, que se encuentran en las figuras A.5 a A.10.

### 5.1.6 Protección y maniobra de líneas y redes

En general para protección y maniobra de redes en media tensión se tendrán en cuenta los criterios de selección establecidos en la tabla 4.1.

#### 5.1.6.1 Distribución urbana en media tensión

Las redes aéreas de media tensión se protegerán en los puntos de derivación con cortacircuitos tipo abierto. Estos utilizarán hilos fusibles, seleccionados en forma selectiva con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente de la demanda máxima inicial que va a servir.

Cuando la red es la prolongación de una red principal de la Empresa, no se requiere la instalación de cortacircuitos en el punto de arranque siempre y cuando se mantenga el mismo tipo de conductor y calibre.

Las redes subterráneas tomadas de redes aéreas se protegerán en los puntos de derivación con cortacircuitos que utilizarán hilos fusibles seleccionados con el mismo criterio que en las redes aéreas. Para protección contra sobretensiones se utilizarán dispositivos de protección contra sobretensión localizados en el punto de derivación lo más cerca posible a los conos de esfuerzo del cable aislado.

#### 5.1.6.2 Distribución rural en media tensión

En redes aéreas, todo circuito derivado de un alimentador principal en media tensión se protegerá con cortacircuitos tipo abierto que utilizarán hilos fusibles lentos, seleccionados, con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente de la demanda máxima inicial que se va a servir.

Todo alimentador primario aéreo rural en media tensión diseñado para zonas con nivel cerámico igual o superior a 70, (ver figura A.1) debe llevar cable de guarda aterrizado en todas las estructuras, de tal manera que el número de salidas por año cumpla con lo establecido en el numeral 2.1.7.

La impedancia de puesta a tierra en cada punto de aterrizaje, sin estar conectado, debe cumplir con lo indicado en el numeral 2.1.6.

Cuando una línea o red no apantallada se derive de un alimentador primario blindado con cable de guarda se utilizarán dispositivos de protección contra sobretensión tipo distribución localizados en el punto de derivación.

#### 5.1.6.3 Redes de distribución rural en baja tensión

El neutro de las redes en baja tensión debe estar aterrizado en todas las estructuras terminales, mediante un bajante en conductor de cobre N° 4 AWG como mínimo y protegido con un tubo metálico galvanizado de 12,7 mm (1/2"). La impedancia de puesta a tierra en cada punto de aterrizaje sin estar conectado, debe cumplir con lo indicado en el numeral 2.1.6.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 74 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 5.2 DISEÑO MECÁNICO

Para el diseño mecánico de líneas se tendrán en cuenta las hipótesis establecidas en el numeral 2.1.9.

### 5.2.1 Preliminares

#### 5.2.1.1 Selección de la ruta

La ruta de la línea de transmisión debe ser recta y de fácil acceso, pudiendo sufrir desviaciones sólo para evitar:

- Cruces de terrenos.
- Pantanos.
- Lagos.
- Zonas de inestabilidad geológica.
- Aeropuertos.
- Bosques cuya tala no autoriza el ministerio del medio ambiente.
- Construcciones.
- Campos deportivos.

Cualquier cambio que modifique la ruta directa, debe justificarse técnica y económicamente.

La localización definitiva requiere una evaluación de las siguientes condiciones:

- Bajo costo de servidumbres.
- Bajo costo de construcción.
- Bajo costo de mantenimiento.

#### 5.2.1.2 Perfil topográfico

El diseño de todas las líneas y redes rurales de media tensión se hará con base en el levantamiento topográfico de la ruta, el cual debe incluir una vista de planta de la poligonal y su correspondiente nivelación.

El levantamiento se podrá hacer mediante taquímetro o distanciómetro, con una precisión, en planimetría, de 1:10000, y en nivelación, de 1 segundo para ángulos por estación de armado.

Cuando el levantamiento se haga por taquimetría, se someterá a las siguientes restricciones:

- Máxima visual : 500 metros.
- Máximo ángulo vertical : 30 grados.

Deben identificarse todos los detalles que afecten de alguna manera la construcción y funcionamiento de la línea, localizados sobre el ancho de la misma, tales como:

- Cultivos que atraviesa.
- Censo de propietarios.
- Cruces con:
  - Otras líneas eléctricas.
  - Líneas de comunicaciones.
  - Vías peatonales.
  - Vías vehiculares.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 75 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Ferrocarriles.  
 Arroyos, quebradas, ríos.  
 Lagos.  
 Depresiones.  
 Construcciones.  
 Cercados, etc.

La orientación de estos detalles se definirá mediante el azimut magnético.

En aquellas zonas donde la poligonal corre lateralmente a la pendiente del terreno y ésta sea mayor del 10 %, se debe tomar nivelación de los puntos localizados perpendicularmente a la poligonal, en los sitios donde se tomen las visuales y a una distancia de 8 metros del eje de la línea.

La línea se dejará materializada sobre el terreno de la siguiente manera:

- **Mojones de concreto:**

Puntos de iniciación y terminación de la línea.  
 Localización de estructuras.  
 En alineamientos mayores de 1000 metros.

- **Estacas de madera:**

Como testigos de ángulo y de alineamiento en las desviaciones.

Se efectuarán el abscisado y la nivelación de la poligonal con base en el punto de iniciación.

### 5.2.1.3 Servidumbres

El diseño deberá determinar e identificar todos los daños que se requieran para la construcción, tales como:

- Tala de árboles.
- Demolición de construcciones.
- Cortes de terreno (excavaciones).

Toda línea de transmisión con tensión nominal igual o mayor a 57,5 kV, debe tener una zona de servidumbre, también conocida como zona de seguridad o derecho de vía. Para redes de distribución, cuando se acuerde entre las partes la creación de la servidumbre, el ancho de ésta, tomando como eje el de la línea, se establecerá de acuerdo con la tabla 5.8.

Línea (kV)	Ancho de servidumbre (m)
34,5	10
13,2	5

Tabla 5.8 Servidumbre para la línea

Bajo ninguna circunstancia se debe permitir la construcción de edificaciones o estructuras en la zona de servidumbre, puesto que se genera un alto riesgo para la edificación y para quienes la ocupan.

La Empresa puede negar el servicio público domiciliario de energía eléctrica a una construcción que esté invadiendo una zona de servidumbre, por considerarse como zona de alto riesgo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 76 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Dentro de la zona de servidumbre queda prohibida la siembra de árboles o arbustos que con el transcurrir del tiempo alcancen a las líneas y se constituyan en un peligro para ellas. Bajo ninguna circunstancia se permite la construcción de edificaciones o estructuras en la zona de servidumbre, puesto que se genera un alto riesgo para la edificación y para quienes la ocupan.

#### 5.2.1.4 Estudio de suelos

Un estudio tendiente a determinar la capacidad portante del terreno, la configuración morfogeológica del mismo y el nivel freático, se exigirá en los siguientes casos:

- Líneas en doble circuito en calibre igual o mayor que 4/0 AWG
- Líneas en circuito sencillo con calibre igual o mayor que 266 kcmil.

#### 5.2.2 Conductores

##### 5.2.2.1 Plantillado

La plantilla se elegirá para un vano regulador, efectuando el cálculo de la tensión para la condición extrema de flecha vertical. Con esta tensión se calcula el parámetro del conductor y con este la catenaria. El vano regulador obtenido se revisará sucesivamente hasta obtener una variación máxima del 5 % entre el vano regulador supuesto y el vano regulador resultante en el plantillado.

La curva deberá trazarse y recortarse sobre un medio consistente y transparente, junto con las siguientes curvas adicionales:

- Curva de tierra: distancia de seguridad a tierra.
- Curva de localización de apoyos: altura del conductor en la estructura. Se requiere trazar tantas curvas cuantas alturas de estructuras haya.
- Escala (ver numeral 8.2.4.3)
- Dimensión: se construirá para un vano no inferior al vano máximo previsto.
- Cantidad: se podrán elegir y construir varias plantillas, de acuerdo con las diferentes condiciones topográficas y/o climatológicas que se presenten en la línea.

Cuando se localicen las estructuras y se efectúe el cálculo de los vanos reguladores resultantes, se comprobará en cada caso el parámetro elegido, no pudiendo ser inferior a éste.

Para el plantillado de la línea se tendrán en cuenta las distancias mínimas indicadas en el numeral 2.1.10.

##### 5.2.2.2 Cálculo de flechas y tensiones

El cálculo deberá tener el siguiente grado de detalle de acuerdo con el tipo de línea así:

##### Líneas de tensión menor o igual a 13,2 kV

- Fuerza de tendido para intervalos de 5 grados Celsius por debajo y por encima de la temperatura ambiente, para cada tramo de tendido.
- Tensión máxima de trabajo.
- Plantilla.
- Separación horizontal de conductores en cada estructura para condición máxima de flecha.
- Verificación de vano crítico.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 77 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### Líneas de distribución de 34,5 kV

- Tablas de tensiones de tendido para intervalos de 5 grados Celsius, para cada tramo de tendido, variando entre 10 y 40 grados.
- Tensiones máximas de trabajo para cada tramo de tendido.
- Tabla de flechas para cada vano individual, para intervalos de 5 grados Celsius, variando entre 10 y 40 grados.
- Vano peso en metros y kilogramos, obtenidos del plantillado para cada estructura.
- Vano viento en metros y kilogramos para cada estructura.
- Separación horizontal de conductores en cada estructura para condición de máxima flecha.
- Verificación de vano crítico.

### 5.2.3 Apoyos

Los materiales empleados en la fabricación de las estructuras deben presentar una resistencia elevada a la corrosión, y en el caso de no presentarla por sí mismos, deben recibir los tratamientos protectores para tal fin.

La postería para líneas y redes eléctricas debe seleccionarse por la carga de trabajo y por la de rotura, para lo cual se tomará como base lo establecido a continuación, de tal manera que se dé cumplimiento a las condiciones expuestas:

#### 5.2.3.1 Postería y estructuras metálicas

##### 5.2.3.1.1 Utilización de apoyos

La selección de apoyos en los diferentes tipos de red de uso general se hará con base a lo indicado en la tabla 5.9.

Red	Utilización	Material	Longitud (m)	Carga de rotura mínima (kg)
MT (34,5 kV)	Urbana	Concreto	14	750
MT (34,5 kV)	Rural	Concreto/metálico	14	750
MT (13,2 kV)	Urbana	Concreto	12	510
MT (13,2 kV)	Rural	Concreto/metálico	12	510
BT	Urbana	Concreto	8	510
BT	Rural	Concreto/metálico	8	510
AP (1)	Urbana/rural	Concreto/metálico	(2)	(2)

Tabla 5.9 Utilización de apoyos en diferentes tipos de red

- (1) Esta especificación corresponde a redes para utilización exclusiva de alumbrado público en avenidas.
- (2) Serán determinados en el diseño particular.

Nota: No se aceptarán diseños de postería de concreto en I. Cuando se requiera postería metálica se justificará su utilización en el diseño indicando las características particulares. Las torrecillas deberán ser en su totalidad galvanizadas en caliente.

##### 5.2.3.1.2 Postería de concreto

La postería de concreto será troncocónica y podrá tener cualquier combinación de características de las descritas en la tabla 5.10.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 78 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Longitud total (m)	Carga de diseño o de rotura (kg)	Carga de trabajo (kg)	Diámetros (cm)	
			Cima	Base
8	510	204	14	26
	750	300	14	26
	1050	420	17	29
12	510	204	14	32
	750	300	14	32
	1050	420	19	37
14	750	300	17	38
	1050	420	19	40
	1350	540	19	40
16,5	750	300	17	41,75
	1050	420	19	43,75
	1350	540	25	49,75

Tabla 5.10 Características de postería de concreto

#### Por construcción

- Vibrado
- Centrifugado
- Pretensado

#### Por carga de rotura mínima

Medida a 20 cm del extremo superior:

- Normal : 510 kg
- Reforzado : 750 kg
- Extrarreforzado : 1050 kg

#### 5.2.3.1.3 Postería metálica para alumbrado público

La postería metálica será construida en tubería negra con tratamiento anticorrosivo y acabado final en pintura industrial para instalación a intemperie con los espesores mínimos indicados en la tabla 5.11.

Diámetro [mm]	Espesor [mm]
50,8 (2")	2,7
76,2 (3")	3,8
101,6 (4")	4,1

Tabla 5.11 Espesor de la capa de pintura para postería metálica

Las figuras A.41, A.42, A.43 y A.44 muestran las características para la postería metálica de alumbrado público.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 79 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 5.2.3.2 Hipótesis de carga

Para diseñar un apoyo se efectuarán cálculos de comprobación para las siguientes condiciones:

- **Condición normal:** El esfuerzo de todos los conductores actuando sobre la estructura en su condición de máxima velocidad del viento.
- **Condición de conductor roto:** Se supone que el conductor más alto se ha roto en uno de los vanos adyacentes a la estructura. Los demás continúan actuando de la misma forma que en la condición anterior.
- **Condición crítica de montaje:** Para estructuras autosoportantes terminales o de anclaje, de doble circuito disposición vertical, debe comprobarse su capacidad mecánica para el caso de un solo circuito actuando sobre la estructura por un solo lado.

### 5.2.3.3 Factores de seguridad

Se utilizarán los valores establecidos en el numeral 2.1.8.

### 5.2.3.4 Esfuerzos

#### - Verticales:

Corresponden a:

- Peso propio de los apoyos
- Conductores
- Cables de guarda
- Crucetas
- Aisladores
- Herrajes
- Empuje vertical de templetas
- Equipos y otros

En todos los puntos de cálculo que intervengan esfuerzos verticales, se supondrá una carga adicional de 100 kg por carga viva.

- **Por viento:** los origina la presión del viento sobre los elementos en dirección horizontal y normal a ellos. En caso de estructuras en ángulo se tomarán en dirección de la bisectriz.
- **Por tensiones desequilibradas:** los origina la diferencia de tensión horizontal en una estructura de los conductores de los vanos adyacentes, por lo tanto su acción es en el sentido longitudinal de la línea.
- **Por cambio de dirección:** los originan los cambios de dirección del conductor en los apoyos en ángulo. Su sentido de aplicación se considera en el sentido de la bisectriz.
- **Por levantamiento:** se presentan en apoyos localizados en puntos topográficos bajos con respecto a los dos apoyos que lo comprenden. Estos esfuerzos no se admitirán en apoyos de alineamiento. En apoyos de ángulo y retención se evitarán en lo posible, pero de presentarse no serán superiores al 10 % del peso total de la estructura.

Para el cálculo de esfuerzos en apoyos para redes urbanas de baja tensión se asumirá una hipótesis de

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 80 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

carga que corresponda a un parámetro de conductor en condición extrema de flecha que cumpla con una relación flecha a vano igual a 0,008.

#### 5.2.3.5 Gráficas de utilización

Será la representación gráfica de la magnitud de ángulo de desviación en función de la dimensión del vano viento que pueda soportar un apoyo con templetos o sin éstos.

Se requiere calcular la curva de utilización para todos y cada uno de los tipos de apoyo que se diseñen para la construcción de una línea.

#### 5.2.3.6 Árbol de cargas

Será la representación gráfica de los esfuerzos verticales y horizontales, tanto normales como longitudinales sobre los diferentes puntos de aplicación en apoyo.

#### 5.2.4 Templetos

Se clasifican en:

- Directo a tierra.
- Cuerda de guitarra.
- Poste a poste.
- Pie de amigo.
- En V.

En una línea debe utilizarse un solo tipo de cable para templete en cuanto a calibre y carga de rotura. Cuando un solo templete no sea suficiente, se diseñarán templetos con dos o más cables.

Los templetos para líneas y redes en media tensión deberán llevar aislador tensor.

En el caso de líneas o redes urbanas sólo se aceptarán templetos poste a poste. En caso de sobrepasar los esfuerzos mecánicos, se usarán postes reforzados ó extrarreforzados según el caso.

Se utilizarán los factores de seguridad que aparecen en el numeral 2.1.8.

Las estructuras terminales y de ángulo de las redes urbanas de distribución aérea de energía eléctrica no usarán templetos y a cambio, se empotrarán en base de concreto y con capacidad de rotura de acuerdo con el esfuerzo a que esté sometido el poste. En casos excepcionales debidamente justificados se permitirá el uso del templete tipo poste a poste.

#### 5.2.5 Espigos

Los espigos se diseñarán para soportar los esfuerzos transversales ocasionados por el viento y los provocados por el desequilibrio de vanos.

Su curva de utilización se representará conjuntamente con la de la estructura y se tendrán en cuenta los factores de seguridad dados en el numeral 2.1.8.

#### 5.2.6 Herrajes

Todos los herrajes que se diseñen deberán soportar los esfuerzos en las condiciones más severas de

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 81 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

trabajo.

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de los aisladores a la estructura y al conductor, los de fijación de cable de tierra a la estructura, los elementos de protección eléctrica de los aisladores y los accesorios del conductor (separadores, amortiguadores, etc.).

Los materiales contruidos en hierro serán galvanizados en caliente.

Los herrajes empleados en los circuitos de media tensión serán de diseño adecuado a su función mecánica y eléctrica y deben resistir la acción corrosiva durante su vida útil. Los herrajes sometidos a tensión mecánica por los conductores y cables de guarda o por los aisladores, deben tener un coeficiente de seguridad de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.8.

Las grapas de retención del conductor deben soportar una tensión mecánica en el cable del 90 % de la carga de rotura del mismo, sin que se produzca deslizamiento.

### **5.3 SELECCION DE CAJAS Y DUCTOS**

#### **5.3.1 Cajas de inspección**

Las cajas de inspección se seleccionarán de acuerdo con su utilización, de tal manera que se de cumplimiento a lo establecido en el numeral 4.5.1.1.

#### **5.3.2 Ductería**

Las características de la ductería según su utilización se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.10. El número máximo permisible de conductores por ducto se indica en el numeral 3.1.10.1, mientras que en la figura A.13 se pueden observar diferentes configuraciones de instalación.

### **5.4 REDES URBANAS**

Los apoyos de las redes de distribución aéreas de energía eléctrica estarán de acuerdo con el numeral 5.2.3. La longitud del empotramiento de los apoyos será sesenta (60) cm más la décima parte de la longitud del poste, con un mínimo de 1,5 m.

Las redes urbanas aéreas en media tensión, se tenderán en postería de 12 m a una distancia no mayor de 60 m entre apoyos contiguos.

Las redes urbanas aéreas en baja tensión, se tenderán en postería de 8 m a intervalos no mayores de 30 m.

En las redes urbanas subterráneas en media tensión hay que proteger los conductores principalmente contra la torsión, el pandeo, la tracción excesiva, la presión y las curvaturas muy pronunciadas. El uso de compuestos lubricantes durante la instalación de los cables en los ductos facilita notablemente la operación pues reduce el coeficiente de fricción entre el cable y el ducto.

En redes urbanas subterráneas en baja tensión deben tenerse los mismos cuidados planteados para los cables de media tensión.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 82 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 6. SUBESTACIONES

### 6.1 GENERALIDADES

En este capítulo se establecen los criterios generales de diseño de subestaciones de media tensión, se dan las normas mínimas de selección de equipo y los procedimientos de instalación, teniendo en cuenta lo establecido en la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

#### 6.1.1 Tipo de subestación

De acuerdo con su forma de instalación las subestaciones se clasifican, como se muestra en la figura A36, de la siguiente manera:

- Aéreas
- De pedestal
- Capsuladas
- Tipo Jardín

El tipo de subestación se seleccionará teniendo en cuenta las restricciones que se dan a continuación.

##### 6.1.1.1 Subestación aérea

Se puede instalar transformadores de distribución en forma aérea si tienen una capacidad inferior o igual a 225 kVA, salvo que la instalación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.

##### 6.1.1.2 Subestación de pedestal

La instalación de transformadores de distribución se hará sobre pedestal si tienen una capacidad superior a 225 kVA, salvo que la subestación tenga los requisitos exigidos para subestación capsulada.

##### 6.1.1.3 Subestación capsulada

Se utilizará subestación capsulada si la instalación de transformadores de distribución se hace en predios que tengan una o varias de las características indicadas a continuación:

- Instalación bajo techo.
- Estratos 4, 5 y 6.
- Donde las redes de distribución sean subterráneas de acuerdo al numeral 5.1.3

##### 6.1.1.4 Subestación tipo jardín

Las subestaciones tipo jardín se utilizaran para instalación de transformadores de distribución en cualquiera de las siguientes zonas:

- Conjuntos residenciales cerrados en cualquier estrato, sobre áreas de servicios comunes.
- Instalación bajo techo.

Las disposiciones específicas para los transformadores tipo seco instalados en interiores o exteriores, los transformadores aislados con líquidos con alto punto de inflamación, los aislados con líquidos no inflamables y transformadores con aislamiento de aceite instalados en interiores o exteriores, se presentan en la parte B de la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 83 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 6.1.2 Capacidad

La capacidad de la subestación se determinará con base a la demanda máxima de tal manera que se cumpla con la restricción de pérdidas de energía, teniendo en cuenta lo establecido en los numerales 2.1.5 y 2.3.

### 6.1.3 Niveles de tensión

Los niveles de tensión de la subestación se determinan como se enumera a continuación.

#### 6.1.3.1 Primaria

El nivel de tensión será media tensión, según lo establecido en el numeral 2.1.1.

#### 6.1.3.2 Secundaria

El nivel de tensión será baja tensión, según lo establecido en los numerales 2.1.1 y 2.1.3.

Cuando se trate de niveles de tensión no contemplados en los numerales anteriores se presentará su justificación para revisión y aprobación por parte de la Empresa.

### 6.1.4 Aislamiento

Los niveles de aislamiento de la subestación deben estar en concordancia con los de las líneas asociadas a ella, según se establece en el numeral 5.1.4.

### 6.1.5 Transformadores de distribución

El diseño y construcción de transformadores de distribución (MT/BT), deben satisfacer la última revisión de las normas ICONTEC 818 y 819.

Los transformadores mayores de 1 MVA deberán proveerse con los siguientes elementos:

- Válvulas de sobrepresión
- Termómetros con contactos para aceite y devanados
- Respirador de sílica gel e indicador de nivel de aceite con contactos.

Cuando se trate de transformadores de más de 5 MVA deberán adicionalmente llevar relé Buchholz. Con el objeto de limitar los niveles de cortocircuito y reducir las corrientes en el lado de baja tensión, se recomienda la potencia de los transformadores según sus tensiones, como lo indica la tabla 6.1.

Capacidad del transformador (kVA)	Tensión primaria (kV)
Hasta 500	13,2
Hasta 5000	34,5
Mayores de 5000	115

Tabla 6.1 Capacidad de transformadores según la tensión primaria

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 84 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 6.1.6 Equipo de protección y maniobra

Los diferentes equipos de protección y maniobra mencionados en este capítulo cumplirán con lo establecido en la tabla 4.1.

El tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, deben estar sólidamente conectados a tierra, mediante un barraje equipotencial de acero inoxidable o de cobre, equipado con tornillos de acero inoxidable, según la potencia del transformador y dada por la tabla 6.2, según criterio adoptado de la NTC 3607.

Potencia del transformador (kVA)	Sección mínima del tornillo (mm <sup>2</sup> )	Área mínima del barraje (mm <sup>2</sup> )
< 2000	125	No aplica
2000-5000	125	1667
5000-10000	313	3906

Tabla 6.2 Barrajes de tierra - Transformadores

Los transformadores que tengan cambiador o conmutador de derivación, deben tener dos avisos, uno de “Peligro no operar” y otro de “para operación sin tensión” o “para operación con el transformador desenergizado”, salvo que el equipo lo permita con carga.

En las subestaciones tipo pedestal, cuando en condiciones normales de operación se prevea que la temperatura exterior del cubículo supere los 45°C, debe instalarse una barrera de protección para evitar riesgos asociados a dicha temperatura y colocarse avisos que indiquen la existencia de una “superficie caliente”. Si el transformador posee una protección que garantice el corte o desenergización cuando exista una sobrettemperatura, quedará eximido de dicha barrera.

Para los transformadores instalados dentro de edificaciones, se declara de obligatorio cumplimiento la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

El local para las subestaciones dentro de edificaciones, se debe ubicar en un sitio de fácil acceso desde el exterior con el fin de facilitar tanto al personal calificado las labores de mantenimiento, revisión e inspección, como a los vehículos que transportan los equipos. Los locales ubicados en semisótanos y sótanos, con el techo debajo de antejardines y paredes que limiten con muros de contención, deben ser debidamente impermeabilizados para evitar humedad y oxidación.

En las zonas adyacentes a la subestación no deben almacenarse combustibles.

En las subestaciones está prohibido que crucen canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles, excepto las tuberías de extinción de incendios.

Las subestaciones a nivel de piso, deben tener una placa en la entrada con el símbolo de “Peligro Alta Tensión” y con puerta de acceso hacia la calle, preferiblemente.

Los transformadores refrigerados en aceite no deben ser instalados en niveles o pisos que estén por encima de sitios de habitación, oficinas y en general lugares destinados a ocupación permanente de personas.

Cuando un transformador requiera instalación en bóveda, ésta debe construirse con materiales que ofrezcan una resistencia al fuego de mínimo tres horas.

El fabricante debe entregar al usuario las indicaciones y recomendaciones mínimas de montaje y mantenimiento del transformador.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 85 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Todo transformador debe estar provisto de una placa de características, fabricada de material resistente a la corrosión, fijada en lugar visible y que contenga la información de la siguiente lista, según criterio adoptado de la NTC-618:

- Marca o razón social del fabricante.
- Número de serie dado por el fabricante.
- Año de fabricación.
- Clase de transformador.
- Número de fases.
- Diagrama fasorial.
- Frecuencia nominal.
- Tensiones nominales, número de derivaciones.
- Corrientes nominales.
- Impedancia de cortocircuito
- Peso total en kilogramos
- Grupo de conexión
- Diagrama de conexiones

La siguiente información podrá ser suministrada al usuario en catálogo.

- Corriente de cortocircuito simétrica.
- Duración del cortocircuito simétrico máximo permisible.
- Métodos de refrigeración.
- Potencia nominal para cada método de refrigeración.
- Clase de aislamiento.
- Líquido aislante.
- Volumen del líquido aislante.
- Nivel básico de aislamiento de cada devanado, BIL.

Las inscripciones sobre la placa de características deben ser indelebles y legibles.

Si una persona distinta del fabricante repara o modifica parcial o totalmente el devanado de un transformador o cualquier otro de sus componentes, debe suministrar una placa adicional para indicar el nombre del reparador, el año de reparación y las modificaciones efectuadas.

## 6.2 SUBESTACIONES AÉREAS

### 6.2.1 Diseño

El diseño de las subestaciones aéreas deberá tener en cuenta las características de resistencia propias de los apoyos, crucetas, herrajes y demás elementos y evaluar su comportamiento con relación a las cargas a que estarán sometidos en la instalación.

Para lo anterior se toma como referencia lo establecido en las normas respectivas del antiguo Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL).

#### 6.2.1.1 Subestación aérea en estructura sencilla

Se podrán seleccionar subestaciones aéreas en estructura sencilla hasta una capacidad de 75 kVA y un peso máximo del transformador de 500 kg.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 86 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 6.2.1.2 Subestación aérea en estructura doble

Se podrán seleccionar subestaciones aéreas en estructura doble hasta una capacidad de 225 kVA y un peso máximo del transformador de 1200 kg.

### 6.2.2 Equipo de maniobra

Para subestaciones superiores a 75 kVA se utilizarán cortacircuitos que tengan incorporada cámara apaga chispa.

Las cajas cortacircuitos en media tensión serán para instalación a la intemperie. Se deben instalar de tal forma que estando abiertas sólo haya tensión en el lado superior, es decir que el portafusible quede desenergizado.

### 6.2.3 Equipo de Protección

En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusibles seleccionados en forma general con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente nominal del transformador. En el caso de cargas especiales que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranques de motores, etc.) deberán utilizarse hilos fusibles tipo dual que tengan estos aspectos y justificar en el diseño la selección del fusible correspondiente.

Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán dispositivos de protección contra sobretensión tipo distribución los cuales se seleccionarán según los criterios establecidos en la tabla 4.1.

El electrodo de puesta a tierra se seleccionará de acuerdo con lo establecido en la tabla 3.6.

El calibre del bajante de puesta a tierra se seleccionará de acuerdo con la tabla 6.3.

Utilización	Material	Calibre mínimo
Subestaciones	Cobre desnudo	2 AWG
Líneas y redes	Acero galvanizado	31,8 mm (1/4")

Tabla 6.3 Bajantes de puesta a tierra

La impedancia de la puesta a tierra (desconectada del resto del sistema) deberá cumplir con los valores dados en el numeral 2.1.6.

Los bajantes de puesta a tierra se deben instalar dentro de tubos metálicos conduit galvanizados de mínimo 12,7 mm (1/2") de diámetro los cuales se deben asegurar al poste por medio de cinta bandit.

### 6.2.4 Barrajes y puesta a tierra del neutro

En subestaciones aéreas en estructura doble se harán los barrajes en conductor de cobre, cuyo calibre se seleccionará de acuerdo con la corriente nominal secundaria del transformador. El bajante de conexión del transformador al barraje se debe hacer en conductor de cobre aislado.

El neutro del lado de baja tensión se pondrá a tierra a través de un conductor aislado (encauchetado) independiente del de puesta a tierra de los dispositivos de protección contra sobretensión, como se muestra en la figura A37. Estos conductores de puesta a tierra no podrán tener o formar ángulos menores a 135 grados en toda su trayectoria. Adicionalmente, en zonas rurales, el neutro se conectará a tierra en las estructuras adyacente al transformador.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 87 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Cuando el valor de la resistencia de puesta a tierra sea superior al dado en el numeral 2.1.6 se deben colocar contrapesos a una distancia mínima del doble de la longitud de la varilla de puesta a tierra utilizada, hasta obtener el valor de resistencia de puesta a tierra deseado.

### 6.3 SUBESTACIONES DE PEDESTAL

#### 6.3.1 Diseño

##### 6.3.1.1 Pórticos

Se podrán utilizar postes de concreto o estructuras metálicas con una altura mínima de 10 m, con crucería de acero en perfiles “L” (76,2 mm (3”) x 76,2 mm (3”) x 6,35 mm (¼”) mínimo) o “U” (101,6 mm (4”) x 50,8 mm (2”) x 6,35 mm (¼”) mínimo), dispuestos por niveles en la siguiente forma:

NIVEL I ó Superior	Llegada y salida de líneas
NIVEL II	Barrajes
NIVEL III	Barrajes
NIVEL IV ó Inferior	Protecciones

Para lo anterior se deberán tener en cuenta las distancias mínimas establecidas en el numeral 2.1.10.

##### 6.3.1.2 Pedestal

El pedestal será diseñado en concreto armado de acuerdo con las dimensiones y peso del transformador a instalar.

Las dimensiones mínimas se encuentran en la figura A.37.

En la base del pedestal se debe proveer un foso con capacidad de confinar el 75 % del aceite del transformador. Este debe tener un medio de drenaje que permita su fácil evacuación. El pedestal debe tener libre acceso para efectos de mantenimiento, cargue y descargue.

##### 6.3.2 Equipo de maniobra

Según las tensiones y capacidad del transformador se utilizará como mínimo el equipo indicado a continuación con las características particulares determinadas en la tabla 4.1.

Los interruptores de potencia deberán ser aislados en aceite, en SF6 ó en vacío.

##### 6.3.3 Equipo de Protección

En los cortacircuitos de media tensión se utilizarán hilos fusibles seleccionados en forma general con un valor igual o el más próximo normalizado a la corriente nominal del transformador. En el caso de cargas especiales que soliciten altas corrientes en tiempo corto (arranque de motores, etc.), deberá tenerse en cuenta estos aspectos y justificar en el diseño la selección del fusible correspondiente.

Para protección contra sobretensiones en media tensión se utilizarán dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) tipo distribución los cuales se seleccionarán según los criterios establecidos en la tabla 4.1.

Como protección contra descargas atmosféricas se diseñará un sistema de apantallamiento que garantice un blindaje efectivo.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 88 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

En caso de utilizar interruptores de potencia, estos actuarán en coordinación con relés secundarios seleccionados y calibrados para operar con selectividad de acuerdo con el sistema diseñado. En este caso deberá incluirse en el diseño la justificación de la selección del burden y la precisión de los transformadores de corriente y tensión asociados a la protección, y se deberá justificar el diseño del cableado secundario y la relación de transformación escogida. En baja tensión se podrán utilizar fusibles o interruptores automáticos, cuya selección se hará acorde con lo estipulado en el numeral 4.4.3.

Se diseñará una malla de tierra tipo cuadrícula, que cumpla con las tensiones de paso y de toque tanto permisible como reales.

A esta malla se conectarán los dispositivos de protección contra sobretensión, carcasa, neutro del transformador, cables de guarda, estructuras metálicas, crucetería, partes metálicas no conductoras del equipo utilizado en la subestación y malla de cerramiento.

La malla de puesta a tierra deberá cubrir como mínimo el área ocupada por las estructuras de pórticos y por el equipo. Esta área deberá diseñarse con una capa de material permeable de alta resistividad (grava).

La malla de puesta a tierra debe tener una resistencia de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.6. Para el cálculo de dicha malla se deben tener en cuenta los siguientes parámetros:

Tiempo de despeje de la falla: 0,5 s.

Corriente de falla: será suministrada por la Empresa para cada sitio específico.

Resistividad del terreno: se debe medir para cada caso específico.

Las uniones entre los diferentes segmentos de la malla se harán mediante soldadura de cobre o conectores de compresión, que garanticen la conexión eléctrica a pesar de la humedad y la corrosión.

A esta malla de tierra deben conectarse todas las partes metálicas de la subestación que no se encuentren energizadas durante la operación normal, y que puedan almacenar cargas electrostáticas tales como: carcazas, cajas metálicas, tableros de distribución, malla de cerramiento, puertas, etc.

En baja tensión se utilizarán como equipo de protección y maniobra interruptores automáticos, cuya selección se hará de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.4.3.; como protección general, un totalizador en el secundario del transformador y uno en cada circuito de salida parcial.

#### **6.3.4 Barrajes**

Se diseñarán barrajes suspendidos para media tensión en conductor de cobre o aluminio, tubo o platina, soportados por aisladores tipo poste o con cadena de aisladores de disco según el caso, de tal manera que se de cumplimiento a lo establecido en el numeral 2.1.10.

En la construcción de los barrajes con conductor deben preverse de tensores en uno de los extremos. Los calibres y secciones a utilizar se determinan con base en las corrientes de carga necesarias y de cortocircuito de la subestación.

La capacidad de corriente necesaria determinará los calibres y secciones a utilizar. En baja tensión se diseñarán barrajes de cobre dimensionados para las corrientes nominales permanentes y para resistir las corrientes de cortocircuito propias de la instalación.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 89 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Los barrajes para baja tensión estarán alojados en tableros de distribución en donde se ubicarán las protecciones respectivas, caso en el cual se deberá justificar el diseño mediante la consideración de los esfuerzos térmicos y dinámicos.

### 6.3.5 Equipo de medición

En caso de requerirse, los transformadores de corriente y tensión primarios se instalarán sobre crucetas en los pórticos de la subestación y sus características de aislamiento y corriente de cortocircuito serán iguales a las de los equipos de maniobra utilizados en la subestación.

La relación de transformación se escogerá con base en la corriente nominal y de acuerdo con el nivel de tensión de la subestación. En el diseño deberá justificarse su selección así como el cableado secundario a utilizar y el burden de los transformadores de medida. La mínima precisión a utilizar será la indicada en la tabla 4.7.

El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de corriente será cable de cobre tipo ST calibre mínimo N° 12 AWG. El conductor para el cableado desde el secundario de los transformadores de tensión será cable de cobre tipo ST calibre mínimo N° 14 AWG.

El ducto podrá ser único y metálico cuando los equipos de medida se encuentren en módulos separados del módulo de transformadores de medida. Cuando se utilice sólo transformadores de corriente estos deberán colocarse en un compartimiento sellado de fácil verificación de conexión y con una placa de características.

En caso de utilizar transformadores de corriente para cumplir ambas funciones (protección y medida), deberán tener núcleos separados.

Los contadores se podrán instalar en caja metálica diseñada para resistir la intemperie, la caja se adosará a las estructuras propias de la subestación o se colocará sobre una base o pedestal en mampostería frisada, provista con ventana para lectura, que debe quedar a una altura de 1,6 m. En esta misma caja metálica, con doble frente y barrajes se podrán montar todos los elementos de protección y corte de servicios auxiliares de la subestación, empotrados dentro de la base o pedestal se ubicarán los ductos de entrada y salida de esta caja.

### 6.3.6 Circuitos de salida

#### 6.3.6.1 Media tensión

Para el diseño de los circuitos de salida en media tensión se tendrá en cuenta lo establecido en el capítulo 5.

Los circuitos de salida en media tensión partirán del correspondiente barraje, a través de líneas aéreas que partirán de los correspondientes pórticos, si es aérea; y si es subterránea, a través de cable seco que irá por canalizaciones.

#### 6.3.6.2 Baja tensión

Los circuitos de salida en baja tensión deberán partir de un tablero de distribución diseñado para tal fin. Allí se alojarán los barrajes, y los interruptores automáticos tanto generales como de distribución de los diferentes circuitos, de acuerdo con lo establecido en el capítulo 4.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 90 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 6.3.7 Cerramiento

El área de la subestación se cerrará con un muro y/o malla eslabonada pintada en color amarillo, que impida el fácil acceso de personas no autorizadas y animales al área de los equipos. Por tanto, el muro y/o malla tendrá una altura mínima, que cumpla con las distancias de seguridad de la tabla 2.14 y la figura 6. Este cerramiento se diseñará con una puerta de acceso de dimensiones adecuadas para permitir la movilización del equipo de mayor dimensión y peso.

Cuando en condiciones normales de operación se prevea que la temperatura exterior del cubículo supere en 45°C la temperatura ambiente, debe instalarse una barrera de protección para evitar quemaduras y colocar avisos que indiquen la existencia de una “superficie caliente”. Si el transformador posee una protección que garantice el corte o desenergización cuando exista una sobretemperatura, quedará eximido de dicha barrera.

### 6.3.8 Iluminación

Deberá diseñarse la iluminación para el área de la subestación en condiciones de trabajo con un nivel medio de 100 luxes y para condiciones exclusivas de seguridad con un nivel medio de 50 luxes, utilizando luminarias de mercurio o sodio color corregido, las cuales, teniendo en cuenta las distancias de seguridad podrán ubicarse sobre las estructuras de la subestación, o apoyos independientes localizados dentro del área de la subestación.

### 6.3.9 Avisos de seguridad e identificación

Sobre la malla de cerramiento se colocará una señal de seguridad tipo informativa con la frase “Alta tensión peligro de muerte” y el símbolo de “riesgo eléctrico”, en colores amarillo y negro (fondo amarillo) de 25 cm por 50 cm. En la puerta de acceso y pórtico, se colocarán señales de seguridad tipo peligro (triangular) con el símbolo de “riesgo eléctrico” en colores amarillo y negro (fondo amarillo) de lado 50 cm. Además se colocará un aviso de identificación que contenga el nombre de la subestación, capacidad, y relación de transformación.

## 6.4 SUBESTACIONES CAPSULADAS

### 6.4.1 Diseño

Los locales para instalación de subestaciones capsuladas tendrán una altura mínima de 2,5 m y un área mínima de 12 m<sup>2</sup> que permita la libre apertura de las puertas de los módulos, y el libre acceso de los equipos a instalar.

Los módulos deberán diseñarse para incluir en su interior, debidamente ordenado el equipo de la subestación, aislándolo del medio y brindando seguridad para el personal.

#### 6.4.1.1 Bóveda

Se deben instalar en bóveda los transformadores tipo seco de más de 112,5 kVA o de más de 35 kV, transformadores aislados con líquidos de alto punto de inflamación instalados en interiores, transformadores aislados en líquidos no inflamables de más de 35 kV y los transformadores con aislamiento en aceite instalados en interiores; se exceptúan los casos especificados en la parte B de la sección 450 del Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050.

El local para los transformadores señalados anteriormente, debe ser una bóveda con las especificaciones

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 91 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

descritas a continuación. En caso de tener equipos de protección en aceite los muros serán cortafuegos. Las paredes del local donde se instalan las celdas de distribución o los equipos de maniobra se construirán en tabique con ladrillo tolete prensado a la vista o pañetado y pintado por ambas caras (ver figura A.38).

Las paredes, techos y piso de la bóveda deben estar hechos de materiales con resistencia estructural adecuada a las condiciones de uso y con una resistencia mínima al fuego de tres horas. Los pisos deben ser de hormigón y de un espesor mínimo de 10 cm, pero si la bóveda está construida teniendo por debajo un espacio vacío u otros pisos del edificio, el piso debe tener una resistencia estructural para soportar la carga impuesta sobre él y debe tener una resistencia mínima al fuego de tres horas. Las bóvedas para transformadores deben estar ventiladas con aire exterior sin necesidad de utilizar ductos o canales.

Conjuntamente con la base o cimentación del transformador podrá construirse un foso que sirva para recoger el aceite que pueda escapar del transformador, el cual será dimensionado en forma tal que los bordes sobresalgan del contorno del transformador por lo menos un 20 % de la altura del transformador y que su capacidad sea del 20 % del volumen del aceite que contenga el transformador.

Todos los vanos de puertas que lleven desde el interior de la edificación hasta la bóveda de transformadores, deben estar dotados con una puerta de cierre hermético y con resistencia mínima al fuego de tres horas. Las puertas deben tener un umbral o brocal de altura suficiente para recoger dentro de la bóveda el aceite del transformador más grande que pudiera haber, en ningún caso la altura del umbral debe ser menor a 10 cm. Las puertas deben estar equipadas con cerraduras y mantenerse cerradas, permitiéndose el acceso sólo a personas calificadas. Las puertas deben abrirse hacia fuera y estar dotadas de barras antipánico, placas de presión u otros dispositivos que la mantengan normalmente cerrada pero que se abran por simple presión.

Las aberturas para ventilación en las bóvedas, deben estar ubicadas lo más lejos posible de las puertas, ventanas, salidas de incendios y materiales combustibles. Se permite que una bóveda ventilada por circulación natural de aire, tenga aproximadamente la mitad del área total de las aberturas de ventilación necesarias en una o más aberturas cerca del piso y la restante en una o más aberturas en el techo o parte superior de las paredes, cerca del techo, o que toda la superficie de ventilación necesaria esté en una o más aberturas en el techo o cerca de él. El área neta total de todas las aberturas de ventilación, restando el área ocupada por persianas, rejillas o pantallas, no debe ser menor a 1936 mm<sup>2</sup> por kVA de los transformadores en servicio. Si los transformadores tienen menos de 50 kVA, el área neta debe ser menor a 0,093 m<sup>2</sup>.

Las aberturas de ventilación deben estar cubiertas por rejillas, persianas o pantallas duraderas, para evitar que se presenten situaciones inseguras. Todas las aberturas de ventilación que den al interior deben estar dotadas de compuertas de cierre automático que funcionen en respuesta a cualquier incendio que se produzca en el interior de la bóveda, con una resistencia al fuego no menor a 1,5 horas. Los ductos de ventilación deben ser de material resistente al fuego.

Cuando sea posible, las bóvedas que contengan transformadores de más de 100 kVA deben estar dotadas de un drenaje o de otro medio que permita eliminar cualquier acumulación de aceite o agua que se produzca en la bóveda, a no ser que por las condiciones locales resulte imposible. Cuando exista drenaje, el piso debe estar inclinado hacia el drenaje.

En las bóvedas para transformadores no deben entrar ni atravesarlas sistemas de conductos o tuberías ajenas a la instalación eléctrica. Las bóvedas para transformadores no se deben utilizar para almacenaje de materiales.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 92 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

El acceso a la subestación debe ser suficiente para permitir la entrada o salida del equipo o módulo de mayor tamaño. Debajo de los módulos se construirán cárcamos para los cables de salida y entrada, los cuales serán de concreto con paredes construidas en ladrillo.

En todo proyecto de subestación para un edificio, debe apropiarse el espacio disponible para dicha subestación.

#### 6.4.1.2 Módulo para equipo de subestaciones

Los módulos de las subestaciones serán autosoportados, construidos en acero laminado en frío (cold rolled) calibre mínimo 12 MSG para la perfilería estructural y calibre mínimo 16 MSG para el recubrimiento. Deberán poseer puertas removibles para dar acceso al equipo instalado en el interior de las mismas, provistas de cerraduras con llave normalizada por la Empresa. En la parte superior deberá diseñarse un sistema de fusible mecánico que permita la evacuación de gases y brinde una vía de escape a la onda explosiva en caso de falla interna.

En caso de utilizar ventanillas sobre las puertas, éstas serán de vidrio de seguridad o de acrílico transparente, situadas frente a los instrumentos a observar.

Las dimensiones mínimas de los módulos del seccionador y del transformador se encuentran en la figura A.39.

Las subestaciones de distribución secundaria deben asegurar que una persona no pueda acceder a las partes vivas del sistema, evitando que sobrepasen las distancias de seguridad propias de los niveles de tensión de cada aplicación en particular. La persona no puede acceder al contacto de la zona energizada ni tocándola de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan colocar en contacto con la línea.

Para prevenir accidentes por arcos internos, se deben cumplir los siguientes criterios:

1. Las celdas deben permitir controlar los efectos de un arco (sobrepresión, esfuerzos mecánicos y térmicos), evacuando los gases hacia arriba, hacia los costados, hacia atrás o 2 metros por encima del frente.
2. Las puertas y tapas deben tener un seguro para permanecer cerradas.
3. Las piezas susceptibles de desprenderse (ej.: chapas, aislantes, etc.), deben estar firmemente aseguradas.
4. Cuando se presente un arco, no debe perforar partes externas accesibles, ni debe presentarse quemadura de los indicadores por gases calientes.
5. Conexiones efectivas en el sistema de puesta a tierra.

Los encerramientos utilizados por los equipos que conforman las subestaciones deben alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento; Por esta razón deben ser metálicos y los límites del encerramiento no deben incluir las paredes del cuarto dedicado al alojamiento de la subestación. Las ventanas de inspección deben garantizar el mismo grado de protección del encerramiento y el mismo nivel de aislamiento.

Las cubiertas y puertas no deben permitir el acceso a personal no calificado, al lugar donde se alojan los barrajes energizados. Cuando éstas sean removibles se debe garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales mediante la implementación de cerraduras o enclavamientos. En caso que sean fijas, se debe garantizar que no se puedan retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por personal calificado que conoce el funcionamiento de las subestaciones.

Cuando la subestación se encuentre en un lugar donde se restringe el acceso podrán dejarse los

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 93 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

accionamientos de los interruptores de baja tensión, para operarse desde el exterior sin necesidad de abrir la puerta del módulo, en caso contrario el accionamiento será interior.

En el diseño del módulo del transformador podrá recurrirse a soluciones sencillas que aislen adecuadamente las partes bajo tensión. Para el diseño de este módulo así como para la selección del sitio de localización de la subestación y su montaje, deberán tenerse en cuenta aspectos relacionados con la necesidad de ventilación, cercanía a áreas peligrosas y otros aspectos.

Toda la tornillería, tuercas, arandelas planas y de presión elaboradas en materiales ferrosos que se empleen en los módulos, serán galvanizadas en caliente. La secuencia de colocación de tales elementos será: tornillo, arandela plana, elemento a fijar, arandela plana, arandela de presión y tuercas.

La puerta de acceso al módulo estará enclavada con el mecanismo de apertura y cierre del seccionador alojado en él, en tal forma que la puerta no pueda ser abierta si el seccionador está cerrado, y que no pueda cerrarse el seccionador si la puerta está abierta.

El enclavamiento será de tipo mecánico, suficientemente fuerte para que pueda resistir sin daño una operación indebida con esfuerzos normales.

No obstante, el hecho de poder abrir la puerta cuando el seccionador se encuentre abierto, no significa que el encargado del mantenimiento pueda maniobrar libremente pues los polos de entrada al seccionador pueden estar energizados.

En la puerta del módulo se atornillarán o remacharán sobre la lámina, señales de seguridad tipo peligro (triangular) con el símbolo de "riesgo eléctrico" en colores amarillo y negro (fondo amarillo) de lado 50 cm.

Las subestaciones pueden estar configuradas por tres módulos principales.

- **Módulo de media tensión**

En él se localizará el equipo de maniobra, protección y medida de media tensión.

- **Módulo de transformación**

En él se localizará el transformador de potencia. En su diseño del módulo del transformador podrá recurrirse a soluciones sencillas que aislen adecuadamente las partes bajo tensión. Para el diseño de este módulo así como para la selección del sitio de localización de la subestación y su montaje, deberán tenerse en cuenta aspectos relacionados con la necesidad de ventilación, cercanía a áreas peligrosas y otros aspectos. Los transformadores en bóveda no requieren de este módulo.

- **Módulo de baja tensión**

En él se localizarán los barrajes y los equipos de maniobra, protección, medida y corrección del factor de potencia de baja tensión.

Cuando la subestación se encuentre en un lugar donde se restringe el acceso podrán dejarse los accionamientos de los interruptores de baja tensión, para operarse desde el exterior sin necesidad de abrir la puerta del módulo, en caso contrario el accionamiento será interior.

#### **6.4.2 Equipo de Maniobra**

Lo constituye como mínimo un seccionador para operación manual tripolar bajo carga, equipado con

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 94 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

fusibles tipo HH y un disparador tripolar por fusión de uno de ellos, que cumpla con las características estipuladas en la tabla 4.1.

La operación del seccionador se efectuará por medio de palanca o manivela accionada desde el exterior del módulo. Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con plena seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes vivas con el fin de ejecutar una maniobra plenamente confiable.

Al realizar labores de mantenimiento y con el fin de que el operario de la subestación tenga plena seguridad de la maniobra que se está ejecutando, la posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda debe estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra de equipo.

Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de la instalación para no permitir que se realicen accionamientos indebidos por errores humanos.

Para el caso de equipos del tipo extraíble, los enclavamientos deben asegurar que las siguientes operaciones no sean posibles de realizar:

- \* Extracción del interruptor de protección a menos que esté en posición abierto.
- \* Operación del interruptor, a menos que éste se encuentre en servicio, desconectado, extraído o puesto a tierra.
- \* Cerrar el interruptor, a menos que esté conectado al circuito auxiliar o diseñado para abrir automáticamente sin el uso de un circuito auxiliar.

Para el caso de equipos fijos, estos deben poseer los enclavamientos necesarios para evitar maniobras erróneas.

Debe haber una indicación ligada directamente a la posición de los contactos de los elementos de interrupción y seccionamiento. Pueden ser mímicos que muestren el estado real de la operación que se está ejecutando con el fin de entender la operación y garantizar el estado del sistema por alguna persona ajena a la subestación.

### 6.4.3 Equipo de Protección

Asociados al seccionador correspondiente al transformador, se utilizarán fusibles tipo HH de fusión en arena y con percutor para activar el mecanismo de apertura del seccionador. Su selección tendrá en cuenta los criterios de coordinación y los establecidos por los fabricantes de los transformadores y de los fusibles.

El encerramiento de cada unidad funcional deberá ser conectado al conductor de tierra de protección. Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, también deberán ser conectadas al conductor de puesta a tierra directamente ó a través de la estructura metálica.

La continuidad e integridad del sistema de puesta a tierra deberán ser aseguradas teniendo en cuenta el esfuerzo térmico y mecánico causado por la corriente que éste va a transportar en caso de falla monofásica.

Bajo el área ocupada por la subestación se debe construir una malla de tierra que se compondrá como mínimo de cuatro (4) varillas copperweld colocadas formando un paralelogramo y unidas entre sí por un

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 95 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

conductor de cobre desnudo de calibre mínimo número 2 AWG el cual se unirá a las varillas mediante soldadura. El diseño se ajustará a las facilidades del sitio de montaje y garantizará una impedancia de puesta a tierra de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.6. La malla de puesta a tierra se debe construir antes de fundir la placa del piso destinado a la subestación.

En uno de los módulos metálicos se debe disponer de una platina de cobre electrolítico de sección transversal tal que nunca se excedan los 200 A/mm<sup>2</sup> de densidad de corriente, la cual servirá como barra de tierra. Todas las partes metálicas no conductoras de corriente de la subestación se conectarán a tierra de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.1.12.8.

A la barra de tierra se conectarán, con cables de cobre desnudo y mediante conectores de cobre, todas las partes metálicas que no se encuentren bajo tensión en condiciones normales de operación, que puedan llegar a almacenar cargas electrostáticas o que puedan quedar energizadas en caso de falla.

Se conectarán a la barra de tierra, además, el neutro del transformador, las pantallas metálicas de los cables, las pantallas semiconductoras de los terminales preformados, los soportes de terminales preformados y de cables secos, los neutros de las estrellas de los equipos de medida, etc. Las puertas de las celdas o compartimientos se conectarán a la barra de tierra con un conductor de cobre flexible calibre número 2 AWG mínimo.

La barra de tierra irá pernada a los ángulos de la base del módulo y se conectará a la malla de tierra por lo menos en dos puntos con cable de cobre desnudo de área seccional equivalente a la barra y con conectores de compresión con recubrimiento de cobre.

#### **6.4.4 Barrajes**

Los barrajes de baja tensión se diseñarán en cobre electrolítico de alta pureza seleccionado en calibres adecuados para las corrientes nominales de servicio. Se soportarán sobre aisladores o portabarras de resina, porcelana o baquelita de alta resistencia con capacidad para soportar los esfuerzos de cortocircuito exigidos por el sistema. Se utilizará conductor de cobre aislado tipo THW para las conexiones entre barraje e interruptores de salida de media tensión o platina de cobre según se diseñe.

#### **6.4.5 Equipo de medición**

Los contadores de energía y transformadores de medida se seleccionarán de acuerdo con lo establecido en el numeral 4.7.3. Los transformadores de medida se instalarán en sitio de fácil acceso para verificación de la conexión y placa de características.

Estos transformadores estarán localizados en el módulo correspondiente a la tensión nominal de los mismos y dispondrán de tornillos para ser sellados por la Empresa. Los transformadores de tensión deben llevar protección secundaria mediante fusibles de 1 o 2 A.

Cuando la medición sea indirecta se instalará un módulo para alojar los transformadores de medida y dispondrá de tornillos para ser sellados por la Empresa.

Los contadores, los fusibles de protección secundaria de los transformadores de tensión, y la correspondiente bornera se localizarán en un compartimiento separado, con tornillos para la instalación de sellos de la Empresa. Este compartimiento tendrá ventanilla para la lectura de los medidores, y señalización lumínica externa para el control de apertura de los fusibles de los PT's. La señalización lumínica aquí referida, podrá operar mediante la utilización de un interruptor automático miniatura (mini breaker) con contactos auxiliares, de tal forma que cuando se abra el fusible de protección de los PT's, ésta se encienda.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 96 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

#### 6.4.6 Iluminación

El local deberá disponer de un sistema de iluminación artificial con un nivel medio superior a 100 luxes, cuyo control se encuentre ubicado cerca de la puerta de acceso.

#### 6.5 BANCOS DE CONDENSADORES

Se podrá diseñar la instalación de bancos de condensadores para mejorar el factor de potencia de la instalación. En tal caso, estos deben formar parte de la instalación de baja tensión de la subestación como un submódulo del módulo de baja tensión general de la subestación.

El diseño del banco incluirá la colocación del equipo automático de protección y maniobra. La señal de corriente para el relé de comando del automatismo se tomará de un transformador de corriente independiente al usado para los contadores de energía.

Cuando la potencia reactiva corresponda a distorsión o a desbalance, en lugar de banco de condensadores se colocará un banco de filtros o se balancearán las fases de la instalación.

#### 6.6 PLANTAS DE EMERGENCIA

En todos los edificios de servicio al público, con alta concentración de personas, es decir, con más de 100 personas por cada piso o nivel, debe proveerse de un sistema de potencia de emergencia. Estos sistemas están destinados a suministrar energía eléctrica automáticamente dentro de los 10 segundos siguientes al corte, a los sistemas de alumbrado y fuerza para áreas y equipos previamente definidos, y en caso de falla del sistema destinado a alimentar circuitos esenciales para la seguridad y la vida humana. Los sistemas de emergencia deben suministrar energía a las señales de salida, sistemas de ventilación, detección y alarma de sistemas contra incendio, bombas contra incendio, ascensores, sistemas de comunicación, procesos industriales y demás sistemas en los que la interrupción del suministro eléctrico puede producir serios peligros para la seguridad de la vida humana.

La selección de la planta y el barraje de emergencia tendrá en cuenta factores como ventilación y mantenimiento, y su potencia deberá satisfacer necesidades tales como:

- Áreas de circulación comunal
- Ascensores
- Procesos industriales donde la interrupción podría producir serios riesgos a la salud y a la seguridad del personal.
- Sistemas de alarma
- Sistemas de bombeo de agua potable
- Sistemas de comunicación de seguridad pública
- sistemas de ventilación
- Señales de salida
- Sistemas de detección, alarma y extinción de incendios

Cuando se requiera la instalación de alguna planta de emergencia, se diseñará en el módulo de baja tensión de la subestación un barraje preferiblemente independiente que alimente las cargas que requieran la suplencia de la planta. Este barraje se alimentará desde el transformador o la planta de emergencia, utilizando un conmutador de transferencia automático, localizado en el módulo de baja tensión de la subestación, que garantice el enclavamiento electromecánico de los dos sistemas.

Se utilizará un sistema de amortiguamiento de vibraciones para evitar descalibración de equipo de medida cuando éste se encuentre cerca a la planta de emergencia.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 97 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

El Código Eléctrico Colombiano, NTC 2050, presenta en el capítulo 7, secciones 700 a 705, los requisitos y generalidades de los sistemas de emergencia y de reserva, los cuales se deben considerar para la implementación de éste tipo de sistemas.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 98 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 7. ALUMBRADO PÚBLICO

En este capítulo se establecen los criterios para el diseño de sistemas de alumbrado público, cumpliendo con las especificaciones de la NTC 900.

### 7.1 DISEÑO DE ILUMINACIÓN

#### 7.1.1 Criterios de diseño

Los factores que influyen en la determinación de un diseño de iluminación de alumbrado público son:

- La complejidad y velocidad de la vía: Determinan la clase de iluminación.
- El control de tráfico y separación de rutas.
- Los tipos de vías.
- Los tipos de usuarios de la vía.
- La geometría de la vía: Rectilínea, curva, número de carriles de circulación, etc.
- Los puntos particulares que existan sobre la vía (cruces, puentes, túneles y alrededores).

#### 7.1.2 Tipo de vía de acuerdo a la clase de iluminación

El tipo de iluminación se clasifica en 5 clases, M1 a M5, que dependen y se seleccionan de acuerdo con la función de la vía, densidad, complejidad y separación, y la existencia de medios de control del tráfico.

Cuando se hace una selección, se deben considerar todos los tipos de usuarios de la vía, incluyendo a los vehículos motorizados, ciclistas, motociclistas y peatones. En la tabla 7.1, se indican las clases de iluminación para diferentes tipos de vía.

Descripción de la vía	Clase de iluminación
Vías de alta velocidad con calzadas separadas exenta de cruces a nivel y con accesos completamente controlados: autopistas expresas. Densidad del tráfico y complejidad de la vía (1) Alto Medio Bajo	M1 M2 M3
Vías de alta velocidad, con doble sentido de circulación. Control de tráfico (2) y separación (3) de diferentes usuarios de la vía (4) Escaso Suficiente	M1 M2
Vías más importantes de tráfico urbano, Vías circunvalares y distribuidoras. Control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía Escaso Bueno	M2 M3
Conectores de vías de poca importancia, vías distribuidoras locales, Vías de acceso a zonas residenciales. Vías que conducen a las propiedades y a las otras vías conectoras. Control de tráfico y separación de diferentes usuarios de la vía. Escaso Bueno	M4 M5

Tabla 7.1 Clases de iluminación para diferentes tipos de vías

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 99 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

- 1) La complejidad de la vía, se refiere a su infraestructura, movimiento de tráfico y alrededores visuales. Se deben considerar los siguientes factores: Número de carriles, inclinación, letreros y señales, entrada y salida de rampas, intersecciones y otros sitios que se consideren como áreas conflictivas.
- 2) El control de tráfico, se refiere a la presencia de letreros y señales, así como la existencia de restricciones regulatorias. Los métodos de control son: Semaforización, reglas de prioridad, regulaciones de prioridad y señales, avisos y demarcación de la vía.
- 3) La separación puede ser por medio de carriles específicos o por normas que regulan la restricción para uno o varios de los tipos de tráfico. El menor grado se recomienda cuando existe esta separación.
- 4) Los diferentes tipos de usuarios de la vía son: Automóviles, camiones, vehículos lentos, buses, ciclistas, motociclistas y peatones.

De acuerdo con lo anterior se adoptan 5 tipos de iluminación, y los criterios admitidos para la determinación del tipo de vía se presentan en la tabla 7.2.

Tipo de vía	Velocidad de circulación V (km/h)		Tránsito de vehículos T (Veh/h)	
	Vía M1	Muy importante	V>90	Muy importante
Vía M2	Importante	60<V<90	Importante	500<T<1000
Vía M3	Media	30<V<60	Media	250<T<500
Vía M4	Reducida	V<30	Reducida	100<T<250
Vía M5	Muy reducida	Al paso	Muy reducida	T<100

Tabla 7.2 Criterios admitidos según el tipo de vía

### 7.1.3 Requisitos de luminancia

Los criterios de control son: el nivel de luminancia y uniformidad de la calzada, la iluminación en los alrededores de la vía, la limitación del deslumbramiento y la guía visual.

La luminancia promedio ( $L_{prom}$ ) mínima de la calzada debe ser mantenida a lo largo de la vida de la instalación y depende de la distribución de luz de la luminaria, el flujo luminoso de la bombilla y de las propiedades de reflexión de la calzada.

La uniformidad general de luminancia de la calzada ( $U_o$ ), es la relación entre la luminancia mínima y la luminancia promedio de la vía. Este criterio es importante puesto que controla la visibilidad mínima en la vía, pero puede afectar el confort.

El incremento de umbral (TI), es una medida de la pérdida de visibilidad causada por el deslumbramiento envejecedor debido a las luminarias. El TI se calcula en la condición más desfavorable, es decir, con las luminarias limpias y con el flujo inicial de la bombilla.

La uniformidad longitudinal sobre la calzada ( $U_L$ ), es la relación entre la luminancia mínima y la luminancia máxima, medidas o calculadas sobre uno o varios ejes paralelos al eje principal de la vía.

La función de la relación de alrededores (SR), es la de asegurar que la luz dirigida al entorno sea lo suficiente para que los objetos que están en esos lugares sean visibles. Esta iluminación beneficia también a los peatones, cuando existe una vía peatonal.

Los requisitos fotométricos mínimos por tipo de iluminación, se presentan en la tabla 7.3.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 100 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Clase de iluminación	Zona de aplicación				
	Todas las vías	Todas las vías	Todas las vías	Vías sin o con pocas intersecciones	Vías con calzadas peatonales no iluminadas
	Lprom (Cd/m <sup>2</sup> )	U <sub>o</sub> Mín.	TI (%) Máx. inicial	U <sub>L</sub> Mín.	SR Mín.
M1	2	0,4	10	0,5 a 0,7 (1)	0,5
M2	1,5	0,4	10	0,5 a 0,7 (1)	0,5
M3	1	0,4	10	0,5	0,5
M4	0,75	0,4	15	NR (2)	NR
M5	0,5	0,4	15	NR	NR

Tabla 7.3 Requisitos fotométricos mínimos por tipo de iluminación

- 1) 0,7 es para vías de alta velocidad con calzadas separadas, excentos de cruces a nivel y con accesos completamente controlados.
- 2) NR, no requiere.

#### 7.1.4 Fuentes luminosas

La tabla 7.4 presenta las características de las fuentes luminosas comúnmente utilizadas para alumbrado público.

Tipos de fuentes características	Luz mixta	Metal halide	Vapor de sodio alta presión
Color de luz	Blanco amarillento	Blanco	Blanco dorado
Potencia (W)	100 - 500	70 - 1500	50 - 1000
Flujo luminoso (Lm)	1150 - 8900	5000 - 110000	4000 - 140000
Eficacia luminosa (Lm/W)	11,5 - 17,5	71 - 73	80 - 140
Fuentes luminosas individuales	18 - 25	71 - 109	78 - 140
Vida útil (h)	4000	5000 - 13600	24000
Influencia de fluctuaciones de tensión			
a. Sobre el flujo luminoso	Importante	Sensible	Sensible
b. Sobre la vida	Importante	Débil	Sensible

Tabla 7.4 Fuentes luminosas

## 7.2 DISEÑO ELÉCTRICO

### 7.2.1 Tipo de alimentación

La red de alumbrado se hará red subterránea donde se requiera tipo de iluminación M1 ó M2, o donde exista red de baja tensión subterránea, y la tensión eléctrica será 208 o 220 V monofásica o trifásica

Cuando la red sea aérea se podrá utilizar una de las fases de la red como conductor de retorno llevándose una línea independiente de control de alumbrado.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 101 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### 7.2.2 Selección del conductor

Se seleccionará siguiendo los criterios de diseño de redes de baja tensión y de acuerdo con lo establecido en el numeral 2.1.4.

La carga permisible en circuitos ramales de alumbrado, no debe superar los 50 amperios, si se requiere de un diseño especial, éste debe llevar las protecciones adecuadas, para revisión y aprobación por parte de la Empresa.

### 7.2.3 Protecciones y control

La red de alumbrado público se protegerá con interruptores automáticos de capacidad nominal igual o superior a la corriente de arranque de las luminarias. La bobina de los contactores se deberá proteger con un fusible de 2 A.

Para control del sistema de alumbrado público se utilizarán fotoceldas individuales o contactores clase ACI con capacidad nominal igual o superior a la carga instalada, accionados por fotocelda. Los elementos de fotocontrol se alojarán en una caja a prueba de intemperie.

## 7.3 SOPORTES

Se utilizarán soportes metálicos o de fibra de vidrio en las iluminaciones clase M1 y M2. Las características de la postería metálica se encuentran en el numeral 5.2.3.1.3.

Se utilizarán soportes metálicos, fibra de vidrio o de concreto en las iluminaciones clase M3, M4 y M5 pudiéndose utilizar la postería de la red de baja tensión aérea. Cuando las luminarias se instalen sobre la postería de las redes de baja tensión, se utilizarán brazos metálicos para luminarias en tubería de hierro galvanizado de 19,05 mm ( $\frac{3}{4}$ " ) a 25,4 mm (1") de diámetro según el tipo de luminaria con las dimensiones indicadas en la figura A.45.

Para los lugares de difícil acceso para el mantenimiento, el brazo de la luminaria no debe exceder de 1,5 m de largo.

Los postes metálicos para instalación en vías públicas se muestran en las figuras A.41, A.42 y A.43.

## 7.4 SELECCIÓN DE CAJAS Y DUCTOS

Para la selección de cajas y ductos se tendrá en cuenta lo indicado en el numeral 4.5.1.

## 7.5 CONSTRUCCIÓN

Los calibres mínimos exigidos para las redes de alumbrado son N° 8 AWG de aluminio aislado para las redes aéreas, y N° 8 AWG en aluminio o N° 10 AWG en cobre, de aislamiento de 600 V, 75 °C para las redes subterráneas.

El límite de regulación de tensión permitido, medido entre los bornes secundarios del transformador de distribución y los puntos de conexión de las luminarias, es de 4% máximo.

Las luminarias instaladas aún siendo de tipo ornamental deben ser de 208 o 220 voltios.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 102 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Todas las estructuras, materiales y distancias mínimas utilizadas para la construcción de redes de alumbrado público, deberán cumplir con lo establecido en la presente norma y en la NTC 900.

En sitios diferentes a conjuntos cerrados la instalación de luminarias ornamentales (faroles), el poste metálico debe ser en tubo galvanizado de 50,8 mm (2") de diámetro, con una altura mínima sobre el nivel del piso de 3 m, con base o sin base de concreto.

Cuando las redes son subterráneas, las cámaras de inspección para alumbrado público deben ser construidas según la tabla 4.2. El ducto que comunica el poste con la cámara debe ser de tubo conduit metálico galvanizado y su diámetro como mínimo de 12,7 mm (½").

Los empalmes subterráneos para B.T. deben tener conector apropiado, ser recubiertos con resina o cinta autofundente, y tener un nivel de aislamiento de 1 kV. (en razón a que además del aislamiento eléctrico se necesita la hermeticidad del empalme para evitar las fugas de corriente a tierra por la presencia de humedad en las cámaras de inspección).

En las instalaciones subterráneas de alumbrado público, cuando el poste es sólo para montar la luminaria, éste debe ser de tipo de alumbrado público (ver figura A.46) o se debe hacer una acometida en tubo galvanizado de 12,7 mm (½") de diámetro mínimo asegurado al poste con abrazaderas galvanizadas o cinta bandit.

Cuando las instalaciones de alumbrado público son subterráneas y los postes llevan líneas aéreas de media tensión, se debe hacer una acometida en tubo galvanizado mínimo 12,7 mm (½") de diámetro asegurado al poste con abrazaderas galvanizadas o cinta bandit para alimentar la luminaria.

La postería de alumbrado público se debe ubicar a 60 cm del sardinel. Se debe instalar un conductor de puesta a tierra en toda la instalación de alumbrado público, y toda estructura metálica se debe conectar a este conductor de puesta a tierra al igual que el neutro de la instalación.

El poste de alumbrado público debe ir pintado como se indica en las figuras A.41 y A.43.

En la localización de las luminarias, la altura "H" de las luminarias se define como la altura del centro geométrico de la luminaria por encima del nivel de la calzada, y "W" será el ancho de la calzada (ver figura A.44). La interdistancia "S" entre luminarias, es la distancia comprendida entre dos luminarias sucesivas medida según el eje de la vía. Este intervalo está relacionado con la altura "H" adoptada para las luminarias. Cuanta más pequeña sea la relación S/H mayor será la uniformidad de la iluminación.

La disposición de las luminarias sobre las vías puede ser unilateral, bilateral en oposición, Bilateral alternada, central sencilla o central doble (ver figura A.47).

Las recomendaciones para la disposición de luminarias se presentan en la tabla 7.5.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 103 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Clase de iluminación	Altura H (m)	Relación (S/H)	Disposición de las luminarias	
			Criterio	Disposición
M1	10 - 12	2,5 - 3	Dos carriles de circulación	Unilateral
			Tres carriles de circulación	Bilateral alternada
			Cuatro carriles de circulación	Bilateral opuesta
M2	8,5 - 10	3 - 4	Dos carriles de circulación	Unilateral
			Tres carriles de circulación	Bilateral alternada
			Cuatro carriles de circulación	Bilateral opuesta
M3	8,5 - 10	3 - 4	$W \leq H$	Unilateral
			$H < W \leq 1,5 * H$	Bilateral alternada
			$W > 1,5 * H$	Bilateral opuesta
M4	7 - 10	3 - 5	Unilateral	
M5	3 - 6	4 - 5	A criterio del diseñador	

Tabla 7.5 Recomendaciones para la disposición de luminarias

En iluminación clase M1 y M2, conviene una disposición unilateral en calzadas con un ancho de vía del orden de los 7 m, una disposición bilateral alternada cuando la calzada tenga tres carriles con un ancho de vía del orden de los 10,5 m, para calzadas más anchas se debe utilizar la disposición bilateral en oposición.

En la clase M4, se requiere una disposición unilateral, ya que las vías secundarias tienen generalmente dos carriles.

En la clase M5, la disposición debe escogerse teniendo en cuenta las condiciones locales: arborización, jardines, etc.

En curvas, las luminarias se colocan únicamente del lado exterior y cuanto más pequeño sea el radio de la curvatura, más se disminuye el radio entre ellas. Si el tránsito es importante y el ancho de vía es tal que la iluminación en el lado interior de la curva es insuficiente, se deben prever luminarias suplementarias en este lado de la curva.

Para el mantenimiento mecánico, se deben hacer revisiones periódicas (cada año), de los cimientos y perpendicularidad del poste, caja de conexiones, del brazo y todas las partes mecánicas de la luminaria. El mantenimiento eléctrico y óptico se debe hacer cada 12 - 18 meses, con revisión de la puesta a tierra del poste, revisión del buen aislamiento de todos los elementos metálicos de la instalación, los conductores se deben revisar cada dos años al igual que la bombilla, tableros de conmutación del alumbrado, relojes, reles, etc.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 104 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 8. PRESENTACIÓN DE PROYECTOS

El objetivo de este capítulo es establecer el procedimiento para la realización de los proyectos eléctricos, que permita la presentación, revisión, control, codificación, archivo y evaluación.

La presentación de un proyecto eléctrico ante la Empresa debe obedecer a lo dispuesto en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, capítulo 2.

Todo proyecto que se presente ante la Empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P., debe anexar original y copia dura, y además una copia en medio magnético de la información presentada (Descripción del proyecto, memorias de cálculo, dibujos, planos, etc.).

### 8.1 PRELIMINARES

Los preliminares deberán presentarse en el siguiente orden:

#### 8.1.1 Tapas o pastas

Son las láminas de cartón, plástico, cuero u otros materiales similares que protegen las memorias, planos y anexos del proyecto.

Deben llevar, en su orden, los siguientes datos, como se indica en la figura A.48:

- ☛ Logotipo del Ingeniero responsable del proyecto.
- ☛ Nombre del proyecto.
- ☛ Nombre del propietario de la obra.
- ☛ Leyenda que diga: Diseño de instalaciones eléctricas.
- ☛ Nombre de la ciudad y fecha de presentación.

#### 8.1.2 Guardas

Se denominan Guardas a las hojas que se insertan al encuadernar para ayudar a fijar las pastas a la primera y a la última hoja del proyecto. En ellas no se colocará información alguna.

#### 8.1.3 Portada

Se denomina Portada a la hoja en la cual se colocan el nombre o logotipo del Ingeniero responsable del proyecto, el nombre del proyecto, el nombre del propietario, la leyenda: Cálculo Instalaciones Eléctricas, firma y sello del proyectista, la ciudad y la fecha de presentación.

Llevará los mismos elementos de la Pasta, adicionando la firma autógrafa con el número de la matrícula profesional y sello del proyectista, como se indica en la figura A.48.

#### 8.1.4 Tabla de contenido

Deberán aparecer los títulos correspondientes a cada una de las divisiones y subdivisiones del cuerpo del proyecto y la relación del material complementario del trabajo en el mismo orden en que aparecen y los números de las páginas donde se encuentran.

Llevará como encabezamiento las palabras TABLA DE CONTENIDO con mayúsculas sostenidas, debidamente centradas en la hoja a cuatro centímetros del borde superior.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 105 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

Los títulos correspondientes a las divisiones mayores o del primer nivel del texto (capítulos), se escribirán en mayúsculas sostenidas, precedidos por el numeral correspondiente y separados de éste por dos espacios horizontales. La indicación de la página en la cual estén ubicados se colocará en una columna hacia el margen derecho. Esta se encabezará con la abreviatura “pág.” escrita con minúsculas, a doble interlínea de la palabra “contenido”, El texto se inicia a doble interlínea de la abreviatura pág.

Los títulos correspondientes a las primeras divisiones de los capítulos (segundo nivel) se escribirán con mayúsculas sostenidas. Del tercer nivel, en adelante, se escribirán con minúscula. En ambos casos irán precedidas por el numeral correspondiente y separado de éste por dos espacios horizontales. Se indicará la página en la cual estén ubicados.

Los títulos correspondientes al material complementario se escribirán con mayúsculas sostenidas y se indicará la página en donde estén ubicados. No estarán precedidos por numerales.

Para los márgenes se tendrá en cuenta lo indicado en el numeral 8.2.1.

### 8.1.5 Resumen general del proyecto

En esta tabla se hará una síntesis del proyecto y tendrá la siguiente información:

**Tipo de servicio:** Corresponde al tipo de servicio que atenderá el proyecto y, en caso de cubrir el servicio residencial, el estrato socioeconómico. Cuando exista más de un tipo de usuario se clasificarán por separado.

**Número de usuarios:** Corresponde a la cantidad de usuarios por atender, clasificada por tipo de usuario.

**Demanda máxima por usuario:** Corresponde a la demanda máxima por tipo de usuario.

**Capacidad instalada:** Corresponde a la capacidad en kVA de la totalidad del proyecto.

**Cantidad de transformadores:** Corresponde a la cantidad de unidades por capacidad y relación de transformación.

**Líneas y redes:** Corresponde a la longitud en kilómetros de líneas y redes, clasificada por su forma de instalación (aérea o subterránea) y por su instalación así:

- ☛ Media tensión 34,5 kV
- ☛ Media tensión 13,2 kV
- ☛ Baja tensión
- ☛ Alumbrado
- ☛ Acometida

**Alumbrado público:** Corresponde a la cantidad de luminarias de alumbrado público clasificada por fuentes y potencia de las bombillas.

**Cantidad de contadores:** Corresponde a la cantidad de contadores por capacidad y tipo de conexión.

### 8.1.6 Listas especiales

Se titularán de acuerdo con su contenido: Tablas, cuadros, dibujos, abreviaturas, símbolos, anexos.

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 106 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

La lista de dibujos consistirá en la relación del material visual que contenga el trabajo. Se colocarán el número y el título correspondiente a cada ilustración en orden de aparición y se dará el número de la hoja donde se localicen.

La lista de abreviaturas y siglas se hará alfabéticamente con su correspondiente desarrollo.

La lista de símbolos se hará incluyendo el correspondiente significado.

En caso de que haya más de un anexo se relacionarán de acuerdo con el orden de aparición, con indicación del número, el título y la hoja donde se localicen.

## 8.2 TEXTO O CUERPO DEL TRABAJO

### 8.2.1 Generalidades

En el contenido del proyecto se contemplarán los siguientes aspectos técnicos:

- ✿ Descripción del proyecto.
- ✿ Memorias de cálculo.
- ✿ Dibujos y planos.

Estos se dividirán en capítulos para orientar y facilitar su revisión. Cada capítulo en sí cubrirá un título significativo del trabajo y podrá a su vez, subdividirse.

Para la numeración de los títulos de los capítulos y demás divisiones se tendrá en cuenta lo siguiente:

Para la numeración se emplean los números arábigos.

Las divisiones principales (primer nivel) del cuerpo del proyecto se numerarán en forma continua empezando por 1.

Cada división principal, a su turno, puede dividirse en cualquier número de subdivisiones (segundo nivel), las cuales también se numerarán en forma continua.

Este método de división y numeración puede continuarse hasta cualquier número de subdivisiones (tercero y más niveles). Sin embargo, es aconsejable limitar el número de subdivisiones para que así los números de referencia queden fáciles de identificar, leer y citar.

Se debe colocar un punto entre los números que designan las subdivisiones de diferentes niveles. La colocación de un punto después del número que designa el último nivel, es opcional.

1er. nivel	2do. nivel	3er. nivel
1	2.1	2.11.1
2	2.2	2.11.2
3	2.3	2.11.3
.	.	.
.	.	.
.	.	.
9	2.9	2.11.9

Tabla 8.1 Numeración de títulos en el contenido del proyecto

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 107 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

La categoría de los títulos la indicará el empleo de mayúsculas sostenidas; se escribirán debidamente centradas a cuatro centímetros del borde superior, precedidos por el numeral correspondiente y no llevarán punto final. No se escribirá la palabra CAPITULO.

Los títulos correspondientes a las primeras divisiones de los capítulos (segundo nivel) se escribirán en mayúsculas sostenidas al margen izquierdo. Del tercer nivel en adelante, se escribirán al borde del margen izquierdo y en minúsculas.

Se eliminará el espaciado de las letras y el subrayado en los títulos cualquiera que sea su importancia.

El trabajo deberá presentarse en papel tamaño carta y escribirse a máquina por una sola cara, sin borrones, tachaduras o enmendaduras.

Cada inicio de capítulo deberá comenzar una hoja. Igual tratamiento se dará al material complementario.

El texto se copiará dejando los siguientes márgenes:

- ☛ Margen izquierdo : 4 cm.
- ☛ Margen derecho : 2 cm.
- ☛ Margen superior : 4 cm.
- ☛ Margen inferior : 3 cm.

Cada hoja debe llevar el logotipo del Ingeniero, la ciudad, la fecha de elaboración, la paginación y el nombre del proyecto en la parte superior.

### 8.2.2 Descripción del proyecto

Deberán incluirse en él según el diseño, los siguientes aspectos:

- ☛ Objeto
- ☛ Características de la carga.
- ☛ Circuito alimentador.
- ☛ Redes en media tensión.
- ☛ Subestaciones.
- ☛ Redes en baja tensión.
- ☛ Redes de alumbrado público.
- ☛ Instalaciones internas.

### 8.2.3 Memorias de cálculo

Según el proyecto de diseño de instalaciones eléctricas, las memorias de cálculo comprenderán diferentes típicos, los cuales se consignarán en el documento en el siguiente orden:

- ☛ Parámetros de diseño
- ☛ Diseño de instalaciones internas
- ☛ Diseño de redes en baja tensión
- ☛ Diseño de alumbrado público
- ☛ Diseño de redes en media tensión
- ☛ Diseño de subestaciones

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 108 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

## 8.2.4 Dibujos y planos

### 8.2.4.1 Convenciones y rótulos

Las convenciones a utilizar se encuentran en las tablas A.1 a A.4 y los rótulos en las figuras A.49 y A.50.

### 8.2.4.2 Información

Según el tipo de proyecto, se debe incluir como mínimo la siguiente información:

- ✿ Localización geográfica del proyecto.
- ✿ Perfil topográfico.
- ✿ Planimetría de la red.
- ✿ Localización y disposición de los apoyos en la vía, detalles tales como:
  - Altura
  - Tipo de soporte
  - Distancia del brazo de la luminaria al soporte
  - Angulo de inclinación
  - Perfil de la vía (ancho de la acera y de la calzada)
  - Interdistancias
  - Cajas de inspección
  - Curvas fotométricas
- ✿ Diagramas unifilares en los planos eléctricos de construcción.
- ✿ Planta de la instalación interna.
- ✿ Corte de la localización de tableros en edificios.
- ✿ Vistas de tableros y de módulos de las subestaciones.
- ✿ Diseño de fundaciones.
- ✿ Detalles especiales.

### 8.2.4.3 Escalas

Los planos, esquemas, diagramas, gráficos y demás dibujos que se incluyan en el proyecto se presentarán en las escalas y formatos indicados a continuación:

#### ✿ Planos generales

La escala y formato para los diferentes tipos de planos generales se dan en la tabla 8.2.

Tipo de plano	Escala	Formato (mm)
De localización del proyecto	Según el caso	215 x 280 700 x 1000
Diagrama unifilar	Sin	280 x (*)

Tabla 8.2 Planos generales

(\*) Longitud necesaria

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 109 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

#### ✿ Planos de líneas

La escala y formato para los diferentes tipos de planos de líneas se dan en la tabla 8.3.

Tipo de plano	Escala	Formato (mm)
Del trazado	Según el caso	700 x 1000 280 x (*)
Del perfil	Ver. : 1: 500 Hor. : 1:2000	700 x (*)
De detalle( incluye diagramas)	Según el caso	700 x 1000 280 x (*)

Tabla 8.3 Planos de líneas

(\*) Longitud necesaria

#### ✿ Planos de redes

La escala y formato para los diferentes tipos de planos de redes se dan en la tabla 8.4.

Tipo de plano	Escala	Formato (mm)
De detalle	Según el caso	700x1000 280 x (*)

Tabla 8.4 Planos de redes

(\*) Longitud necesaria

#### ✿ Planos de subestaciones

La escala y formato para los diferentes tipos de planos de subestaciones se dan en la tabla 8.5.

Tipo de plano	Escala	Formato (mm)
Diagrama unifilar	Sin	700 x 1000 280 x ( *)
Planta y perfil general	1:50	700 x 1000
De obra civil	1:50	700 x 1000
Detalles de subestaciones y tableros	1:50	700 x 1000

Tabla 8.5 Planos de subestaciones

(\*) Longitud necesaria

#### ✿ Instalaciones internas

La escala y formato para los diferentes tipos de planos de instalaciones internas se dan en la tabla 8.6.

Tipo de plano	Escala	Formato (mm)
Plano de circuitos de distribución interna	1:50	700 x 1000 280 x (*)

Tabla 8.6 Planos de instalaciones internas

(\*) Longitud necesaria

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 110 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

# ANEXO

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 111 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**MAPA ISOCERÁUNICO**

- CONVENCIONES**
- 1 Cesar
  - 2 Norte de Santander
  - 3 Santander
  - 4 Boyacá
- Límite Departamental
  - Límite Internacional
  - Capital Nacional
  - Capital Departamental
  - Línea isoceránica
  - Región con nivel Isoceránico ≥ 70

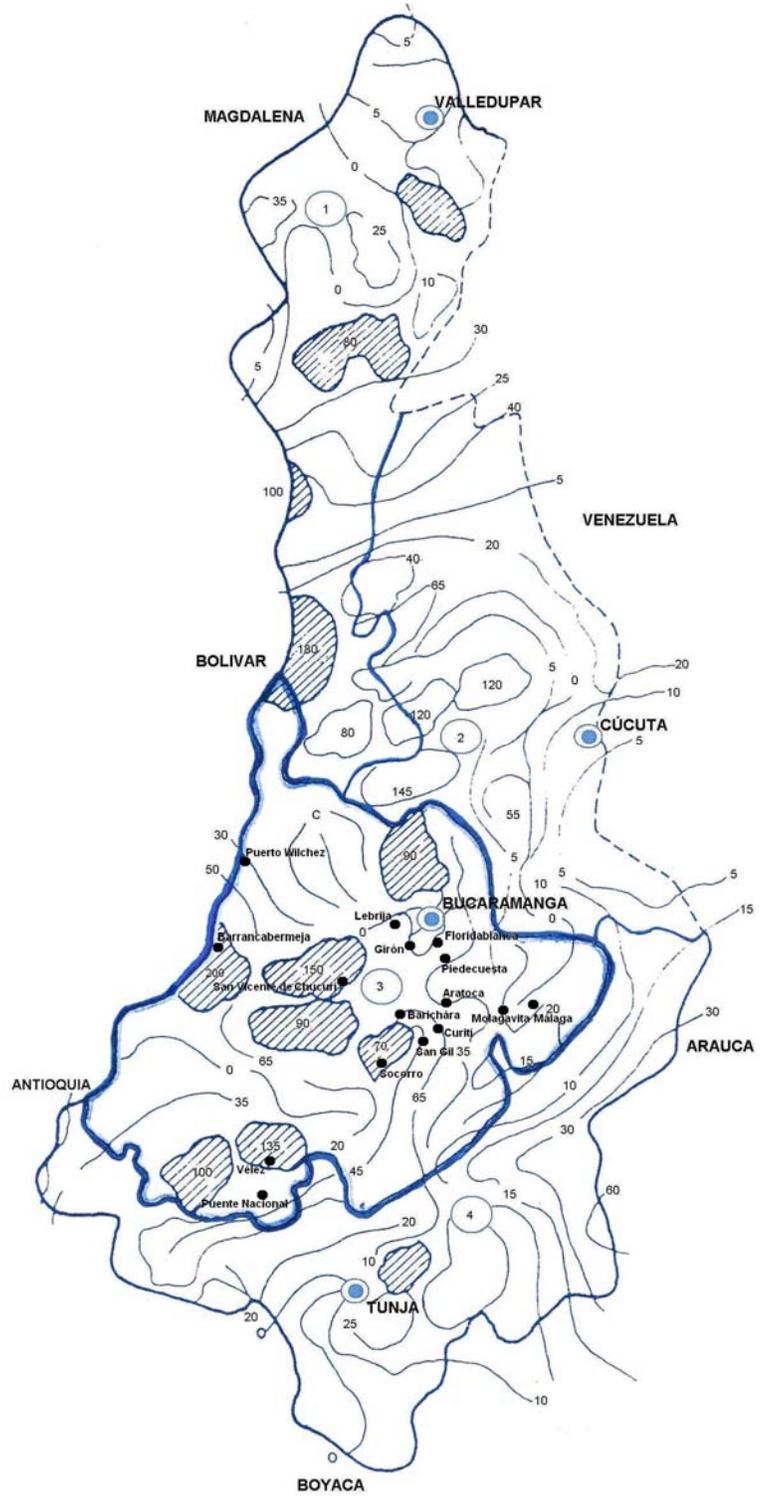
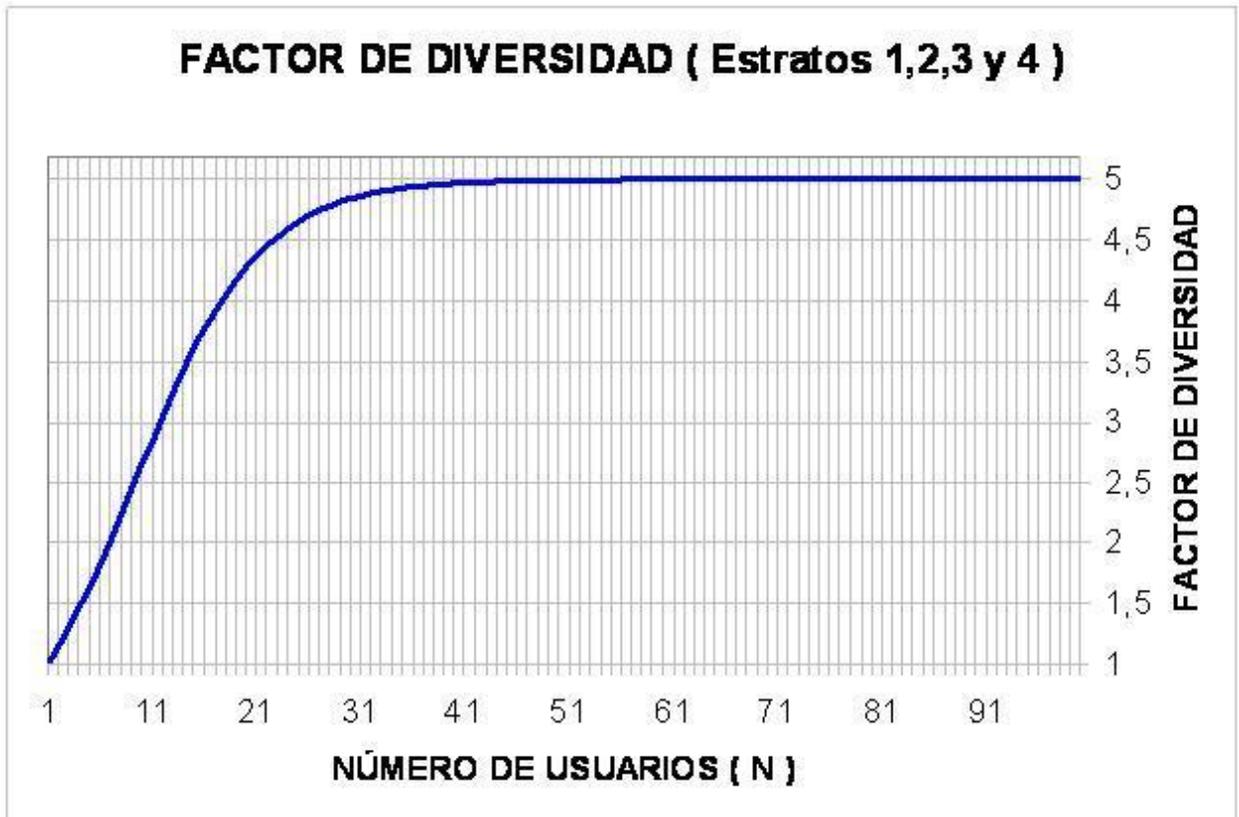


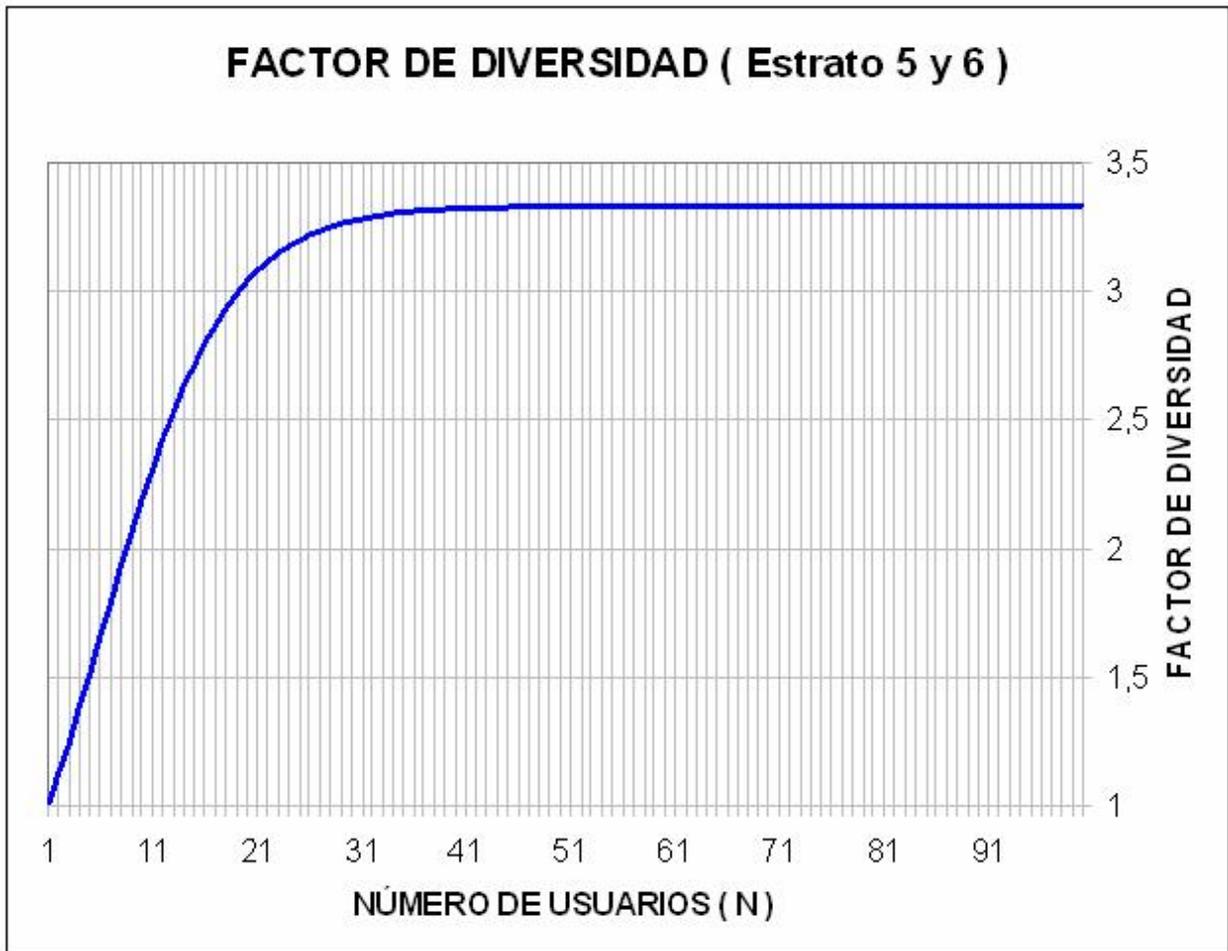
Figura A.1

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 112 de 165</b>
		<b>Código: -</b>



$$F_{div} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$$

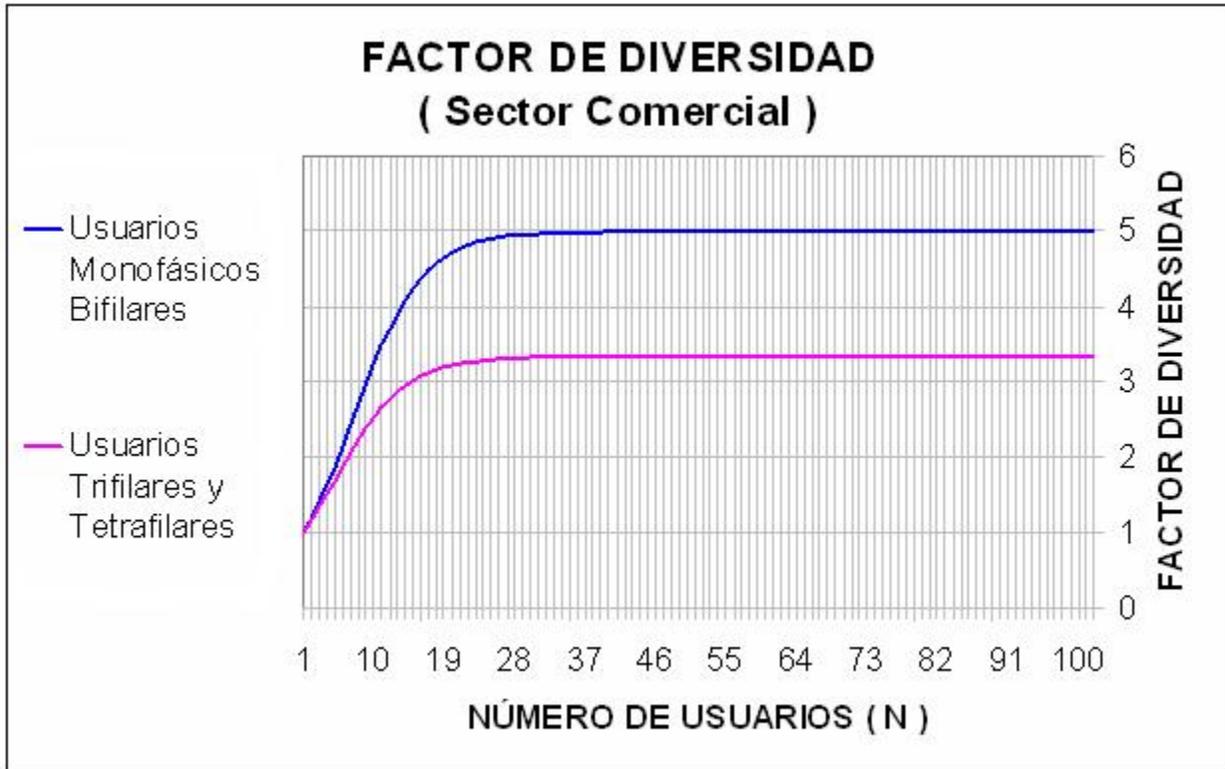
Figura A.2



$$F_{div} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$$

Figura A.3

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 114 de 165</b>
		<b>Código: -</b>



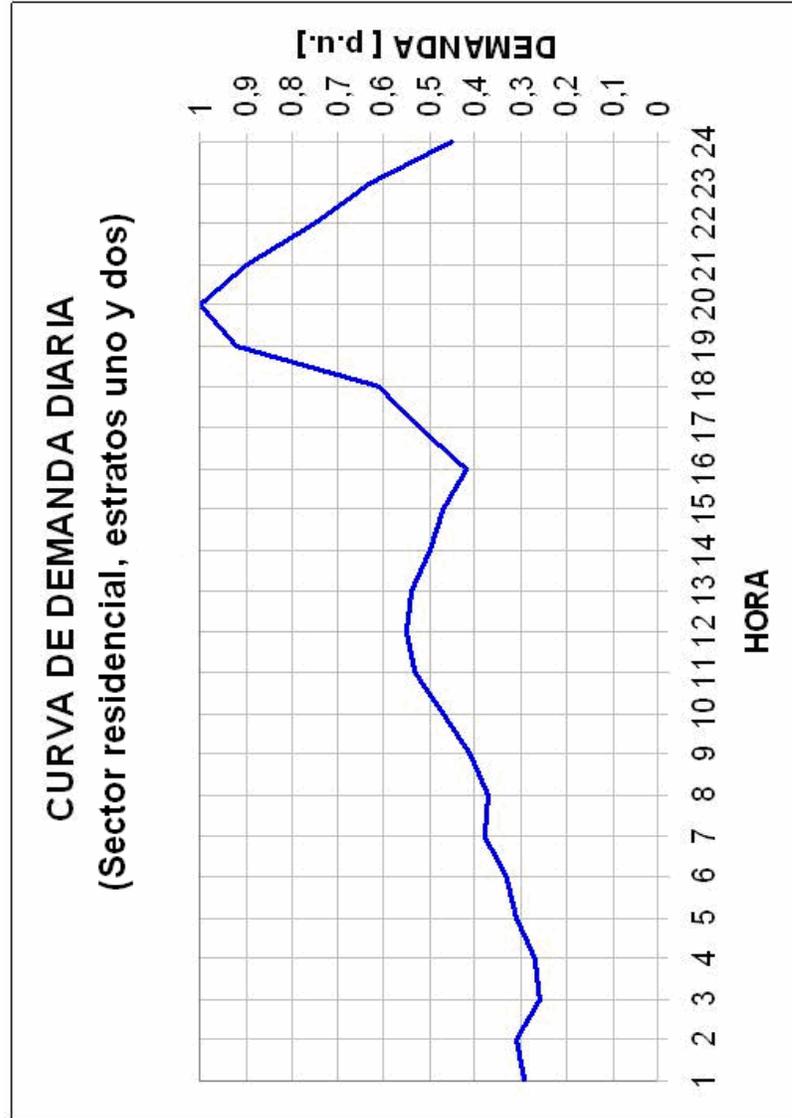
Comercial usuarios monofásicos bifilares

$$F_{div\_com} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$$

Comercial usuarios trifilares y tetrafilares

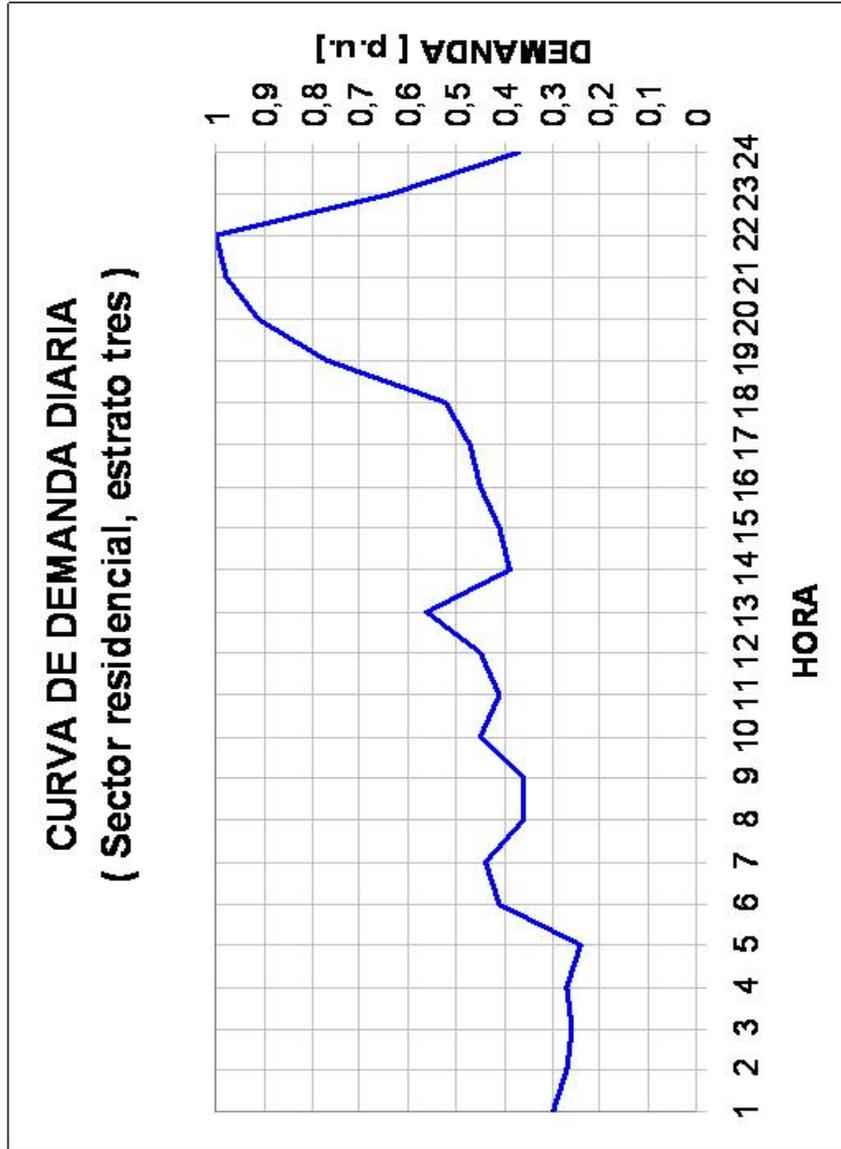
$$F_{div\_com} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$$

Figura A.4



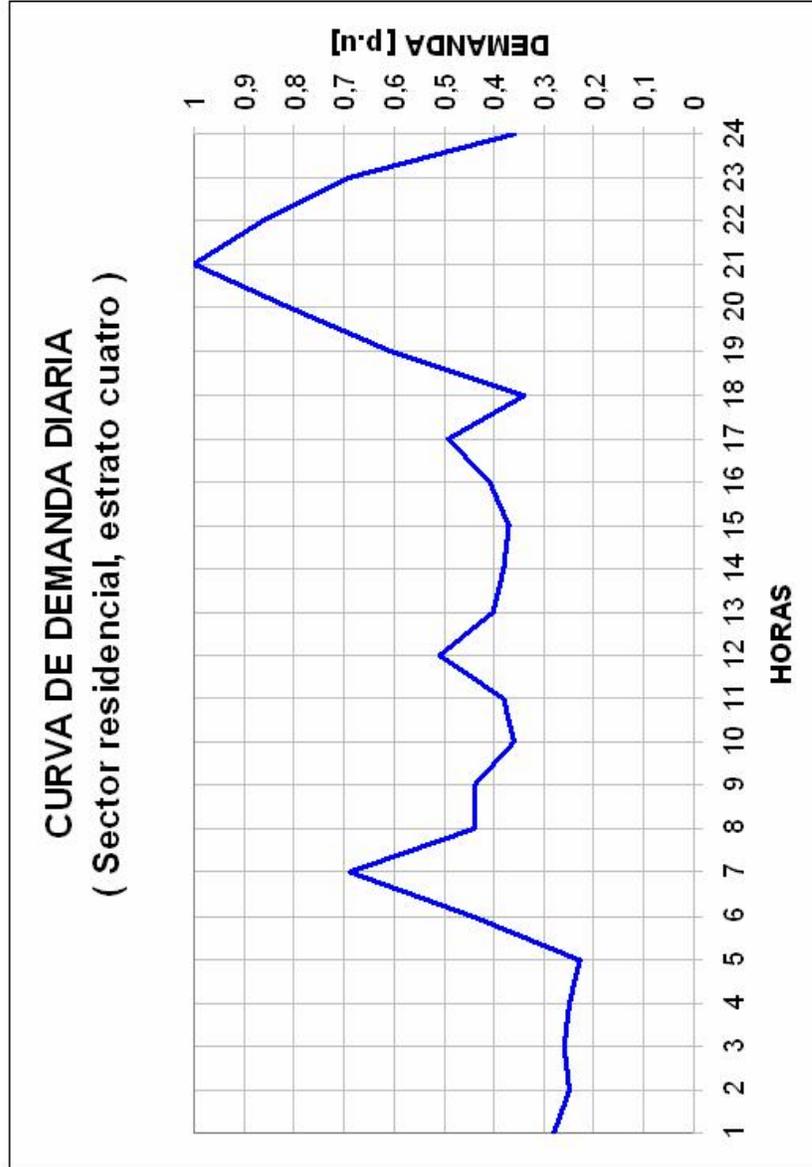
HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.29
2	0.31
3	0.26
4	0.27
5	0.31
6	0.33
7	0.38
8	0.37
9	0.41
10	0.47
11	0.53
12	0.55
13	0.54
14	0.5
15	0.47
16	0.42
17	0.52
18	0.61
19	0.92
20	1
21	0.9
22	0.75
23	0.63
24	0.45

Figura A.5



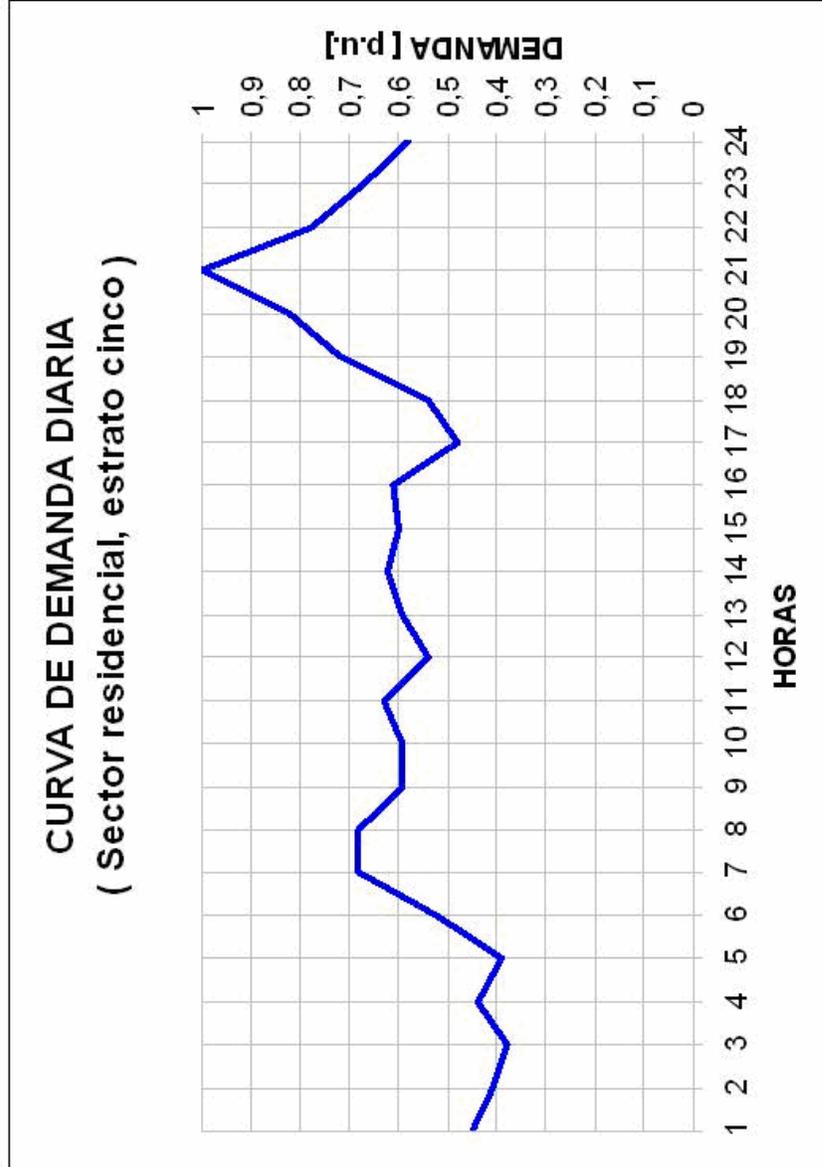
HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.3
2	0.27
3	0.26
4	0.27
5	0.24
6	0.41
7	0.44
8	0.36
9	0.36
10	0.45
11	0.41
12	0.45
13	0.56
14	0.39
15	0.41
16	0.45
17	0.47
18	0.52
19	0.77
20	0.91
21	0.98
22	1
23	0.64
24	0.37

Figura A.6



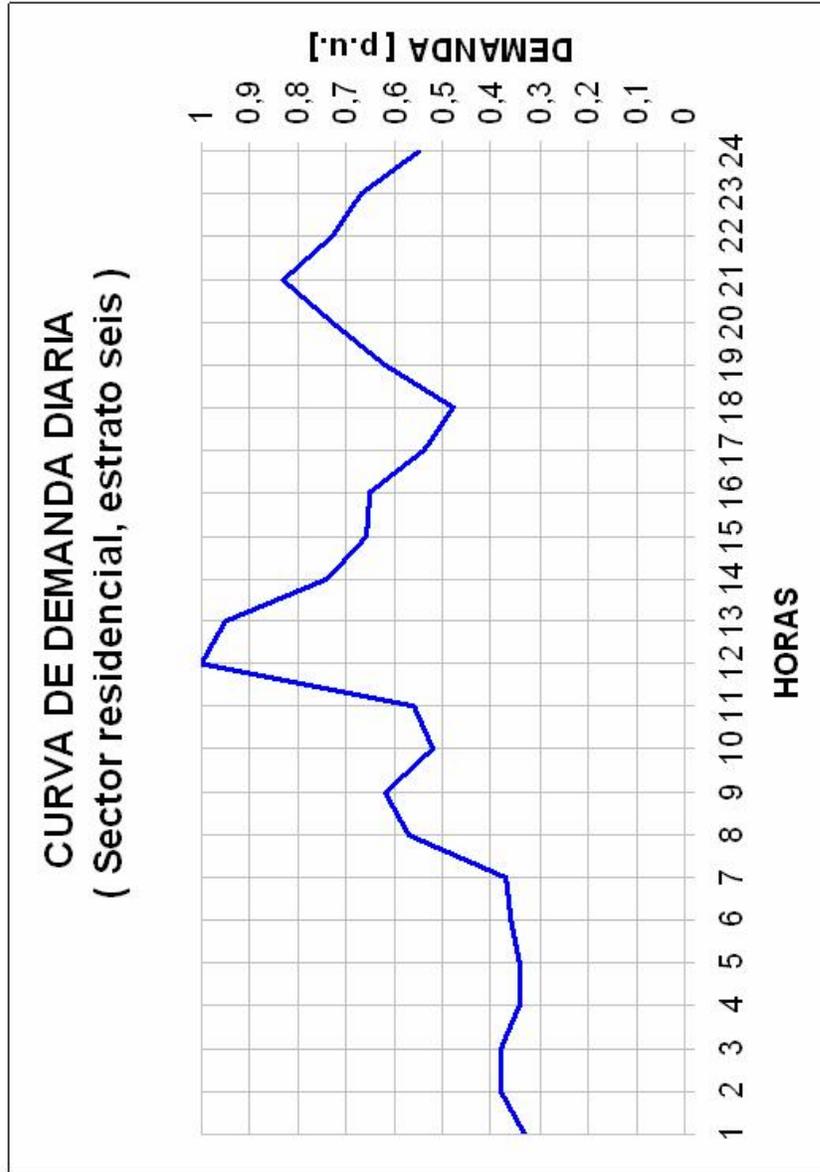
HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.28
2	0.25
3	0.26
4	0.25
5	0.23
6	0.44
7	0.69
8	0.44
9	0.44
10	0.36
11	0.38
12	0.51
13	0.4
14	0.38
15	0.37
16	0.41
17	0.49
18	0.34
19	0.61
20	0.81
21	1
22	0.86
23	0.69
24	0.36

Figura A.7



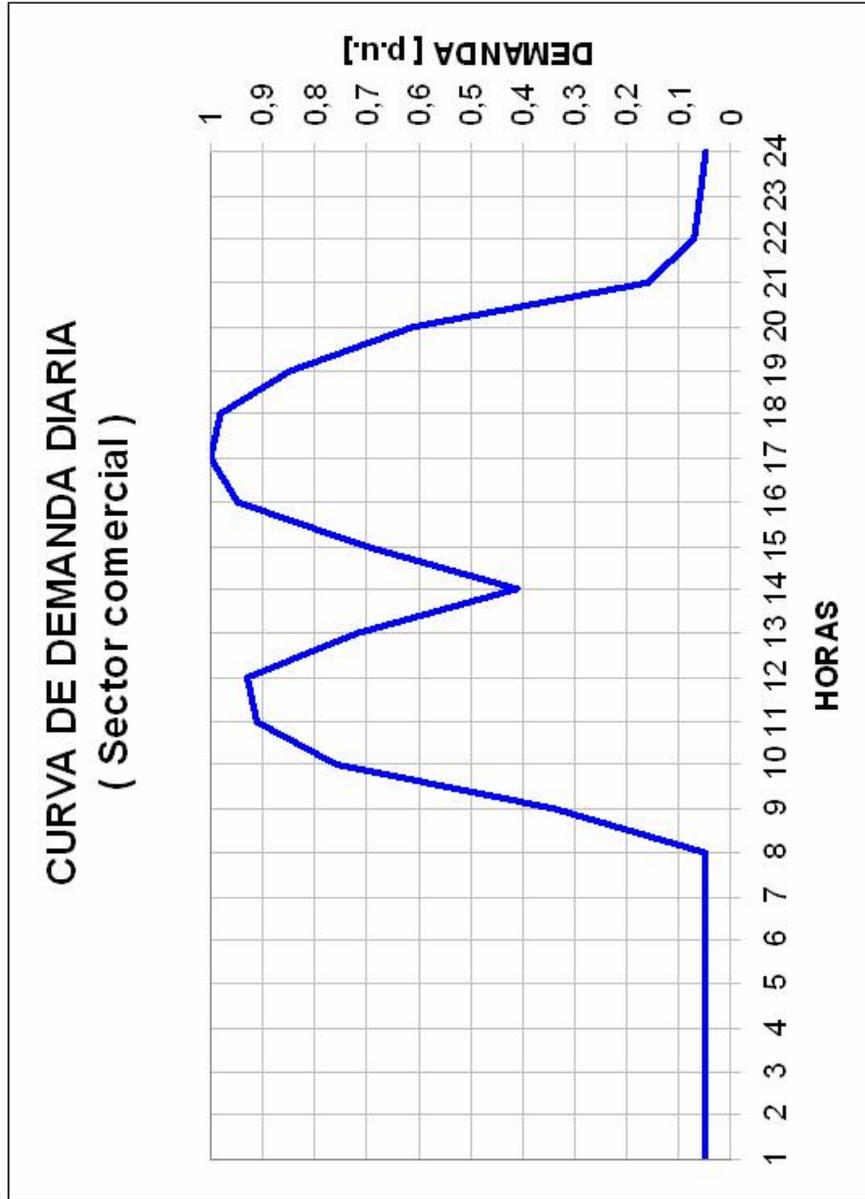
HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.45
2	0.41
3	0.38
4	0.44
5	0.39
6	0.52
7	0.68
8	0.68
9	0.59
10	0.59
11	0.63
12	0.54
13	0.59
14	0.62
15	0.6
16	0.61
17	0.48
18	0.54
19	0.72
20	0.82
21	1
22	0.78
23	0.67
24	0.58

Figura A.8



HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.33
2	0.38
3	0.38
4	0.34
5	0.34
6	0.36
7	0.37
8	0.57
9	0.62
10	0.52
11	0.56
12	1
13	0.95
14	0.74
15	0.66
16	0.65
17	0.54
18	0.48
19	0.62
20	0.73
21	0.83
22	0.73
23	0.67
24	0.55

Figura A.9



HORA	DEMANDA PROMEDIO HORA
1	0.05
2	0.05
3	0.05
4	0.05
5	0.05
6	0.05
7	0.05
8	0.05
9	0.34
10	0.76
11	0.91
12	0.93
13	0.72
14	0.41
15	0.7
16	0.95
17	1
18	0.98
19	0.85
20	0.61
21	0.16
22	0.07
23	0.06
24	0.05

Figura A.10

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 121 de 165
		Código: -

**CLASIFICACIÓN DE ACOMETIDAS, TABLEROS Y NIVELES DE TENSIÓN**

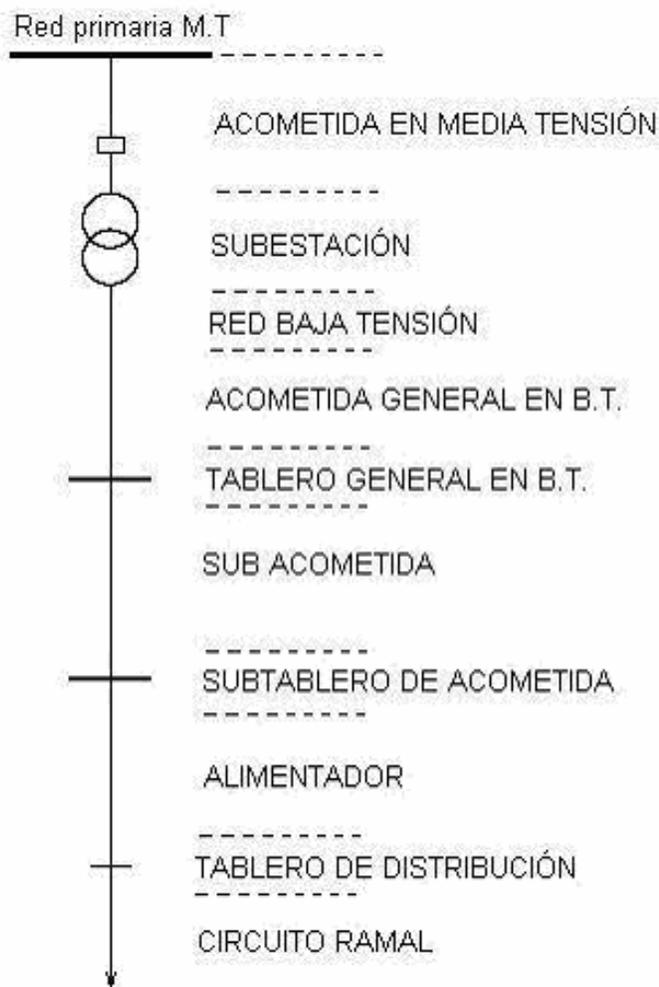


Figura A.11

**ESTRIBO PARA BAJA TENSIÓN**

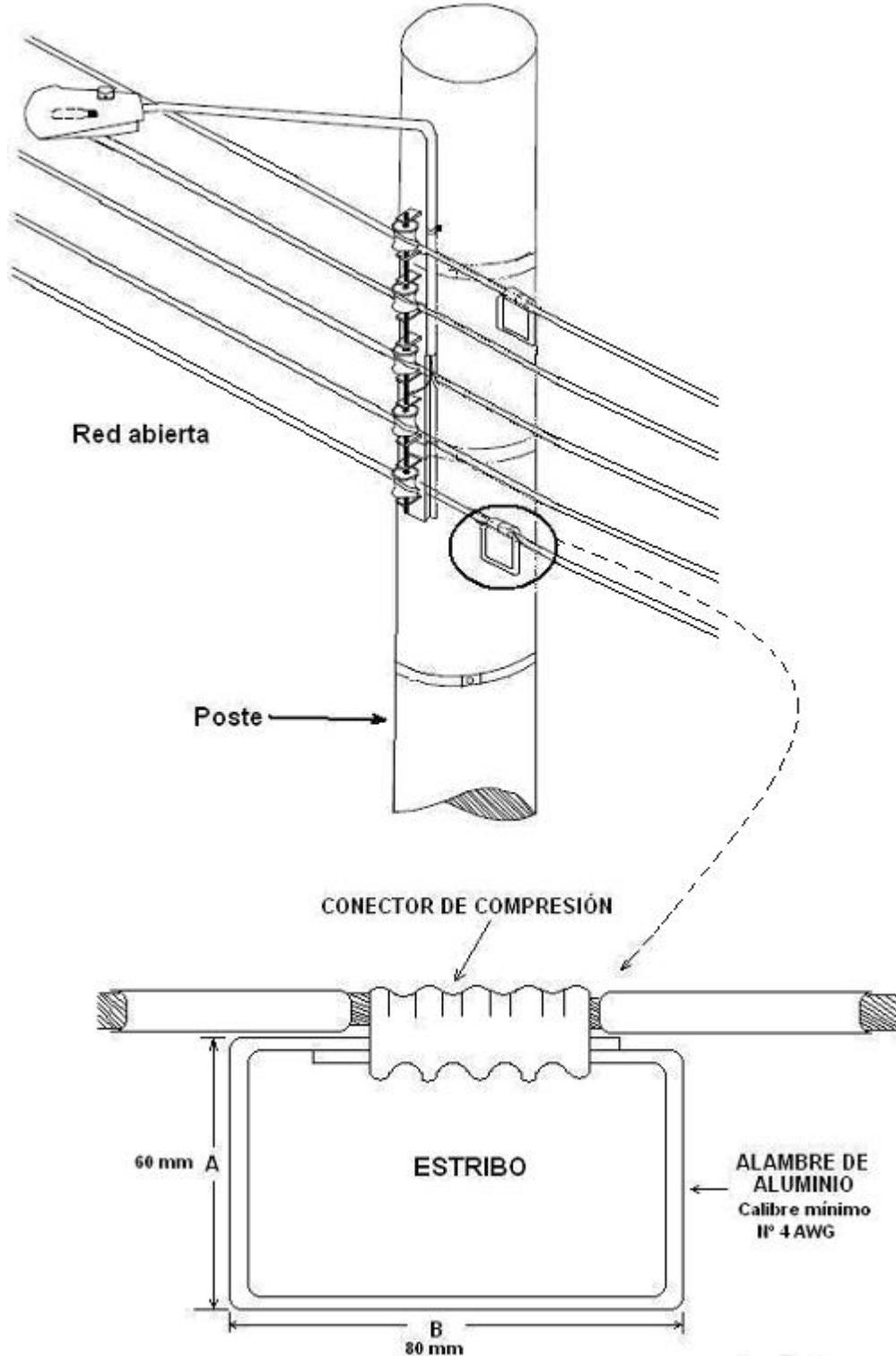
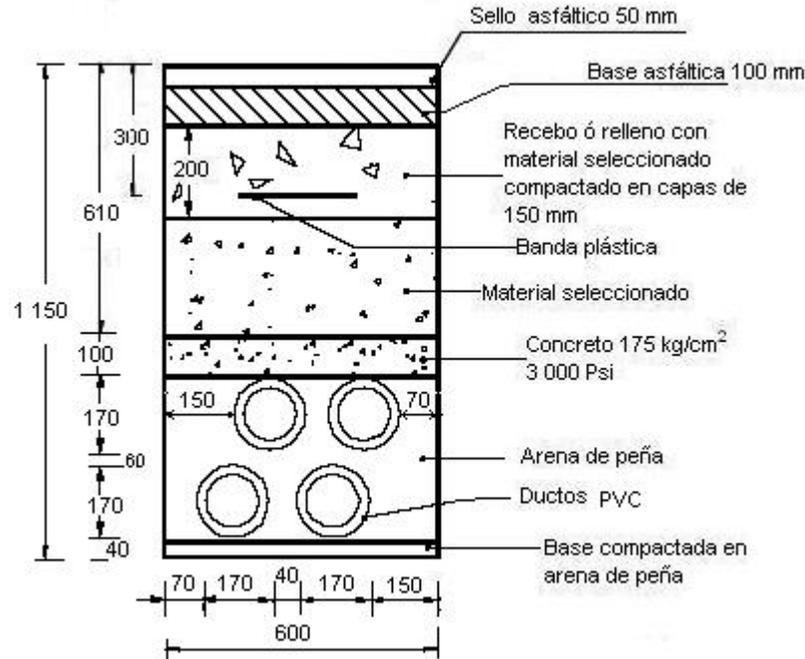


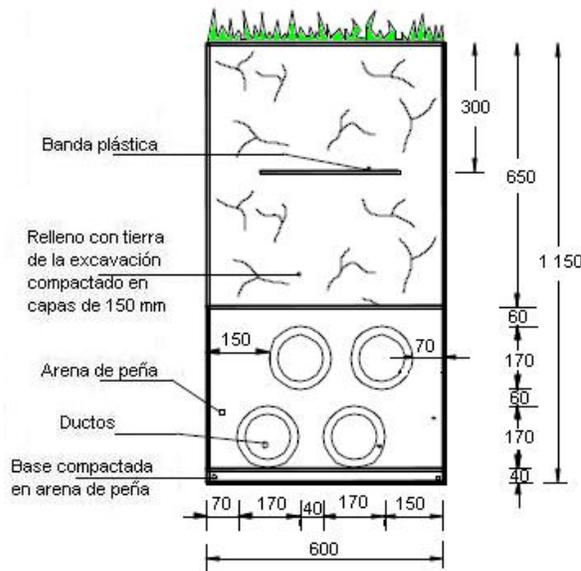
Figura A.12

**DUCTERÍA SUBTERRANEA**

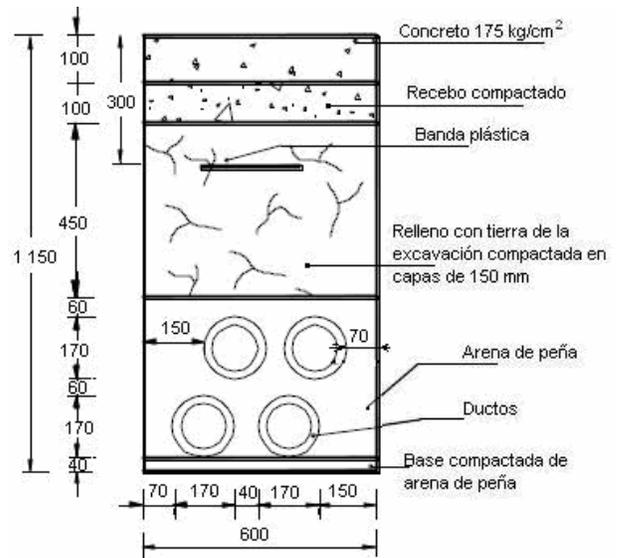
**CRUCE CALZADA**



**ZONAS VERDES**



**ANDÉN DE CONCRETO**

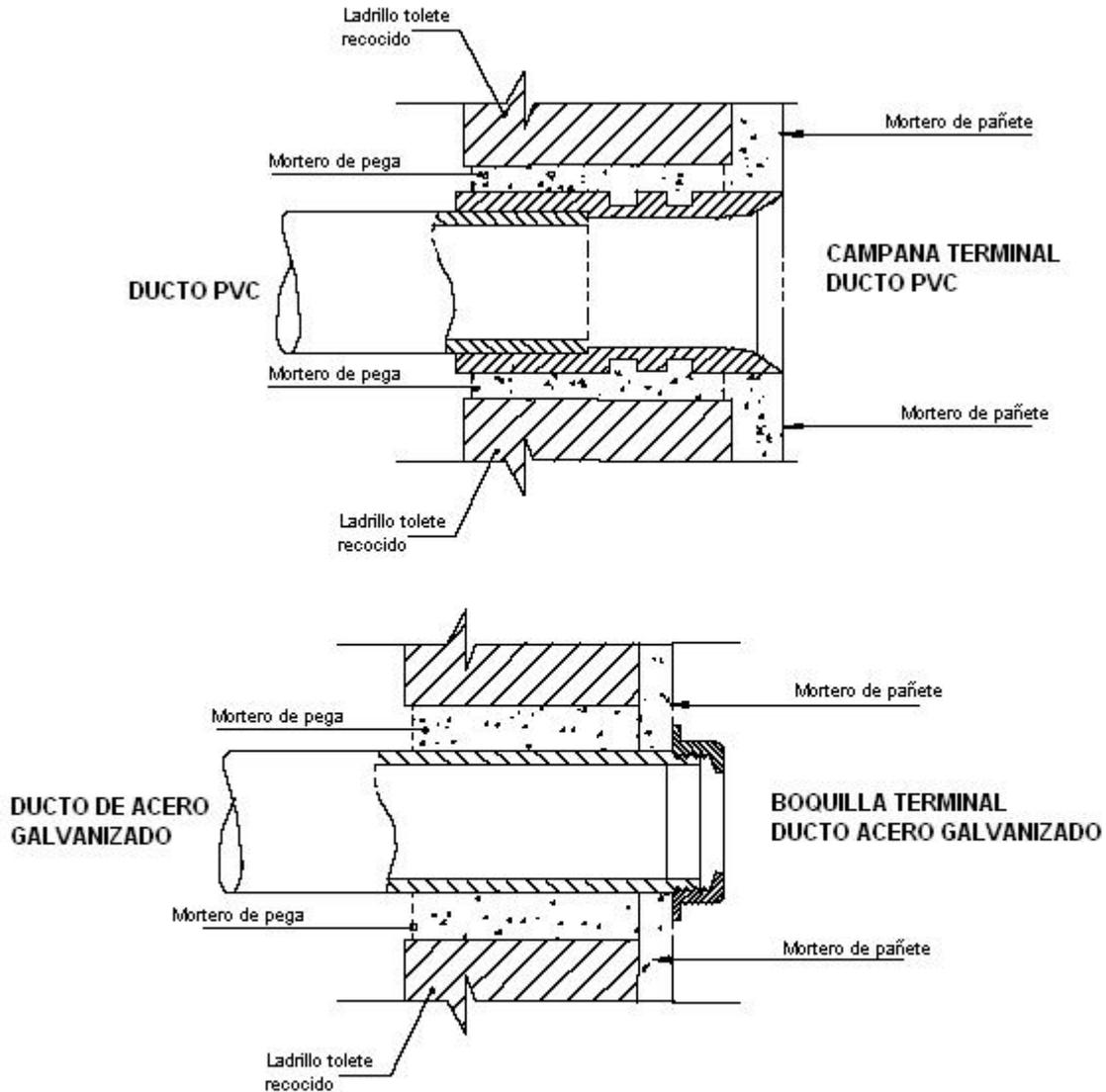


Dimensiones en mm

Figura A.13

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 124 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### LLEGADA DE DUCTOS A CAJAS



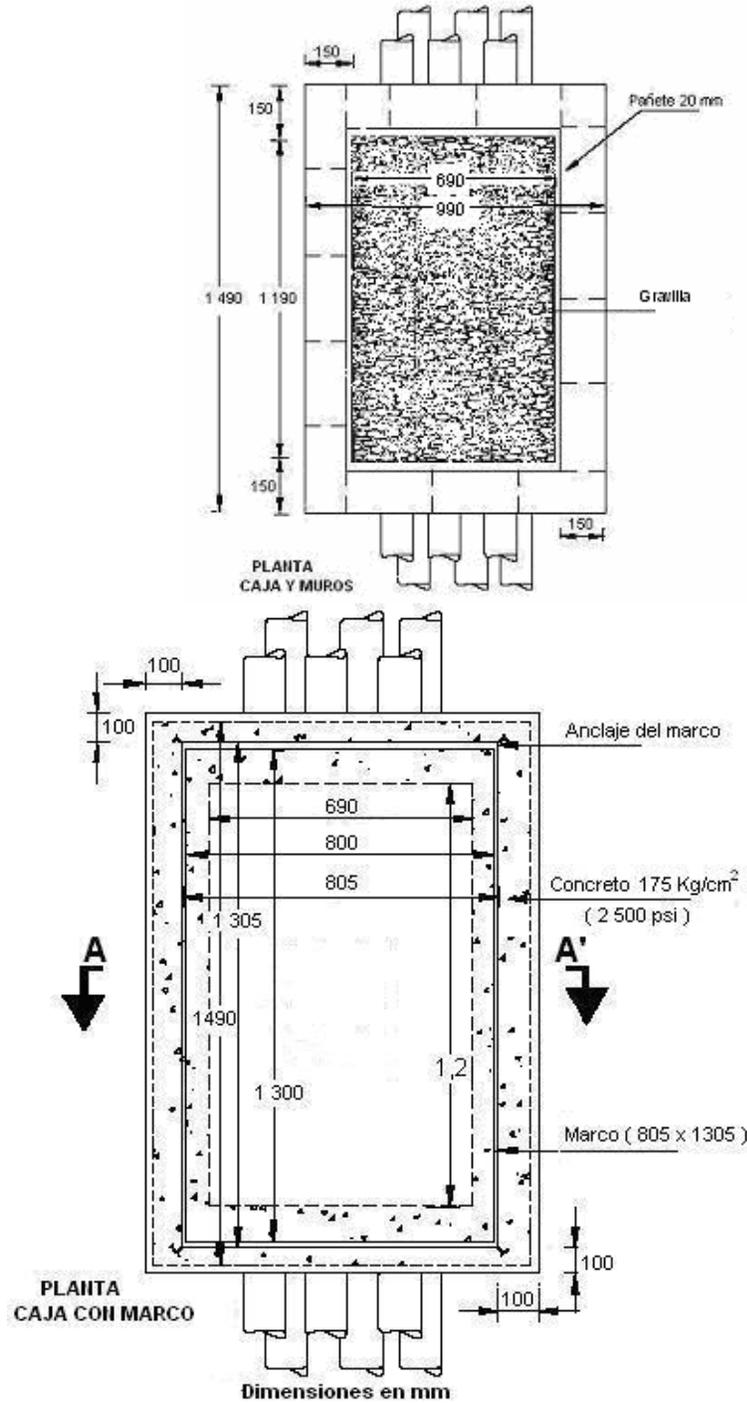
**NOTAS:**

- El mortero para pega y pañete se hará con relación 1:5 de cemento y arena.
- Cualquiera que sea el tipo de ducto deberá llevar su campana o boquilla terminal.

Figura A.14

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 125 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA PARA CANALIZACIÓN DE M.T.**



Nota: No se aceptará la construcción de este tipo de caja para zonas vehiculares y entradas a garajes

Figura A.15

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 126 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA PARA CANALIZACIÓN DE M.T.**

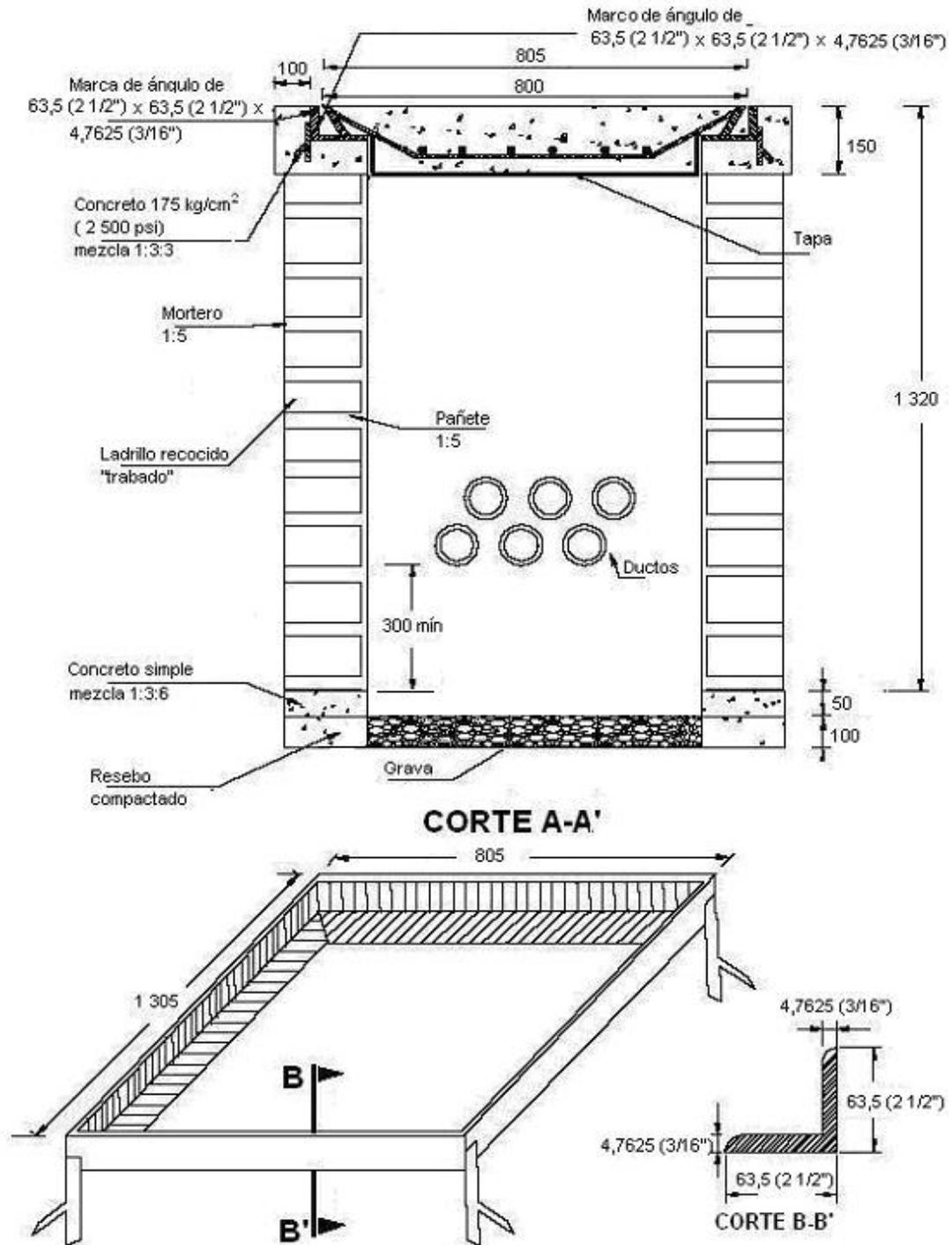


Figura A.16

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 127 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN SENCILLA PARA CANALIZACIÓN EN M.T. VISTA ISOMÉTRICA**

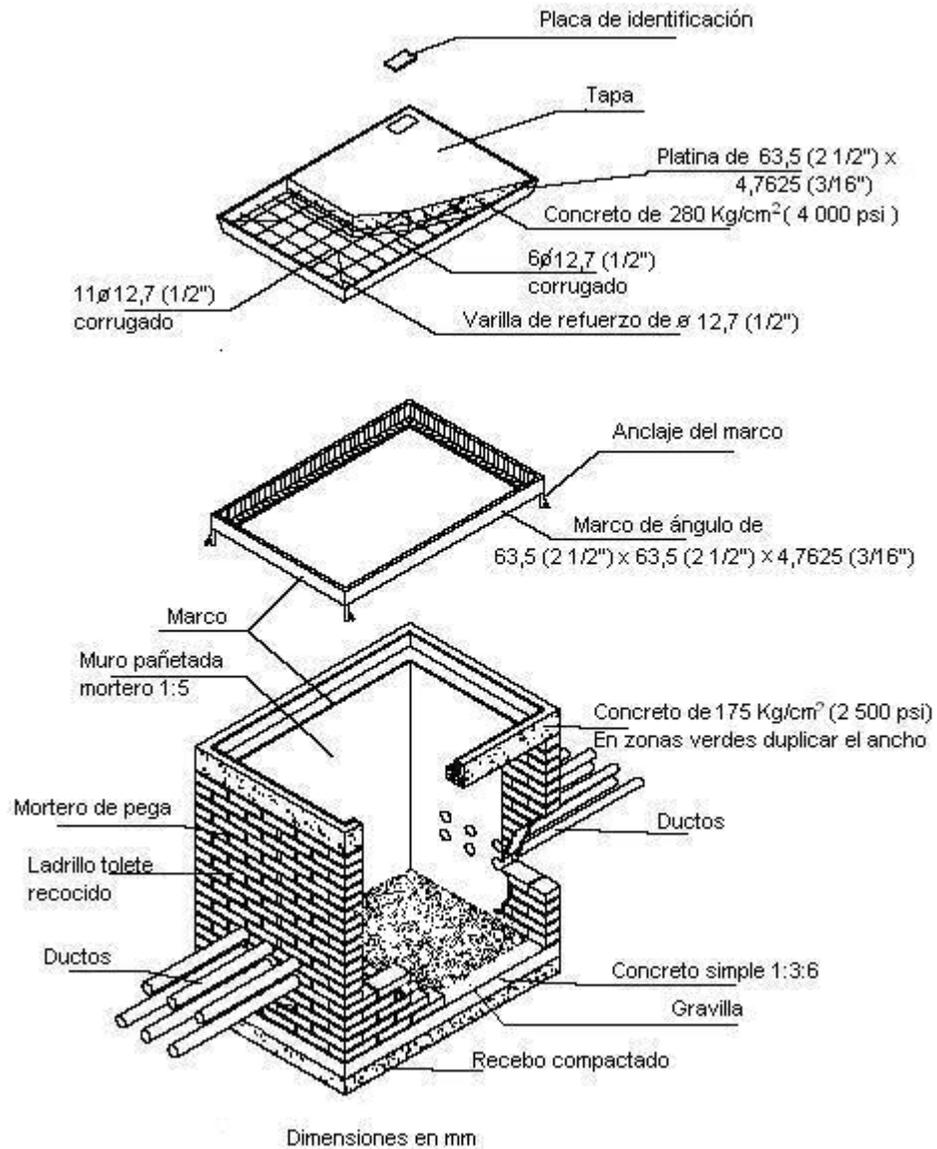
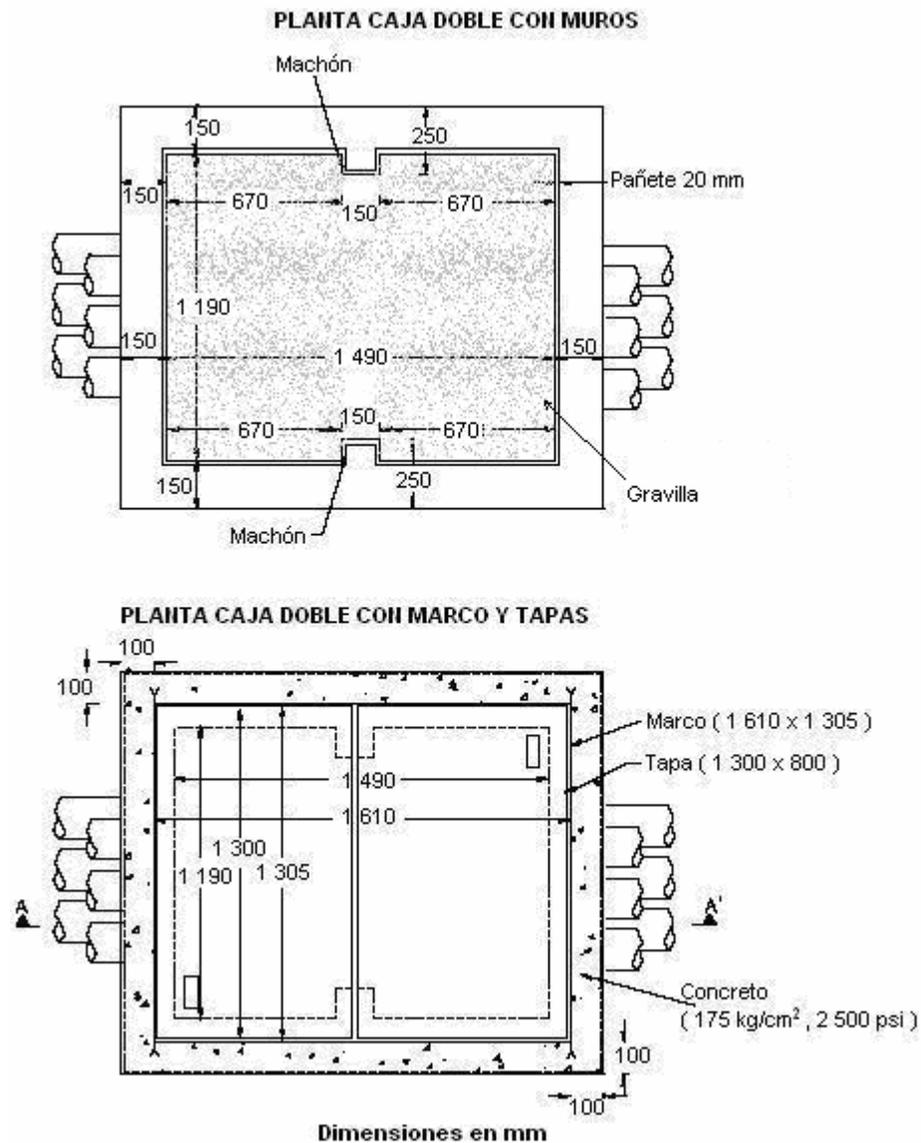


Figura A.17

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 128 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN DOBLE PARA CANALIZACIÓN DE M.T.**



Nota: No se aceptará la construcción de este tipo de caja para zonas vehiculares y entradas a garajes

Figura A.18

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 129 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN DOBLE PARA CANALIZACIÓN DE M.T.**

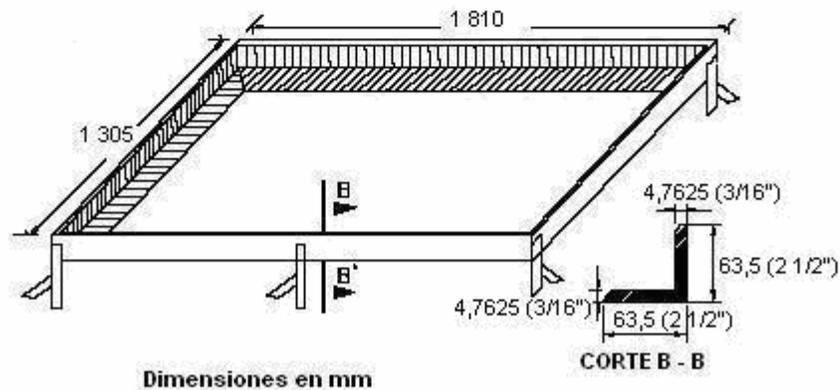
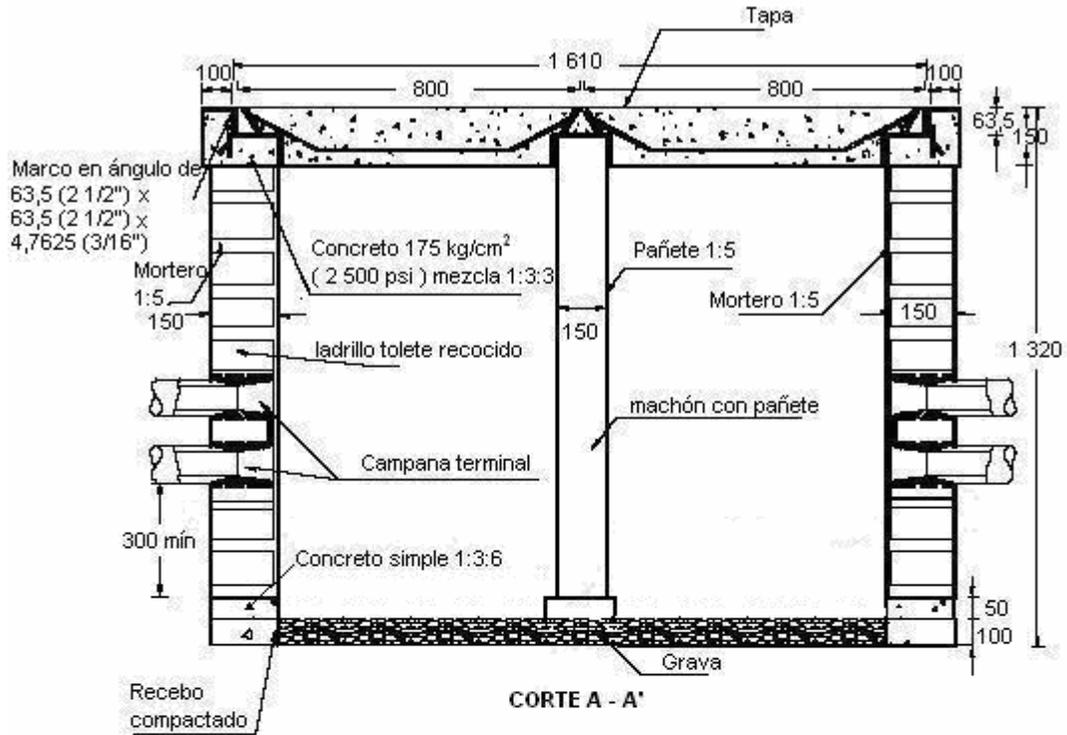


Figura A.19

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 130 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN DOBLE PARA CANALIZACIÓN DE M.T. VISTA ISOMÉTRICA**

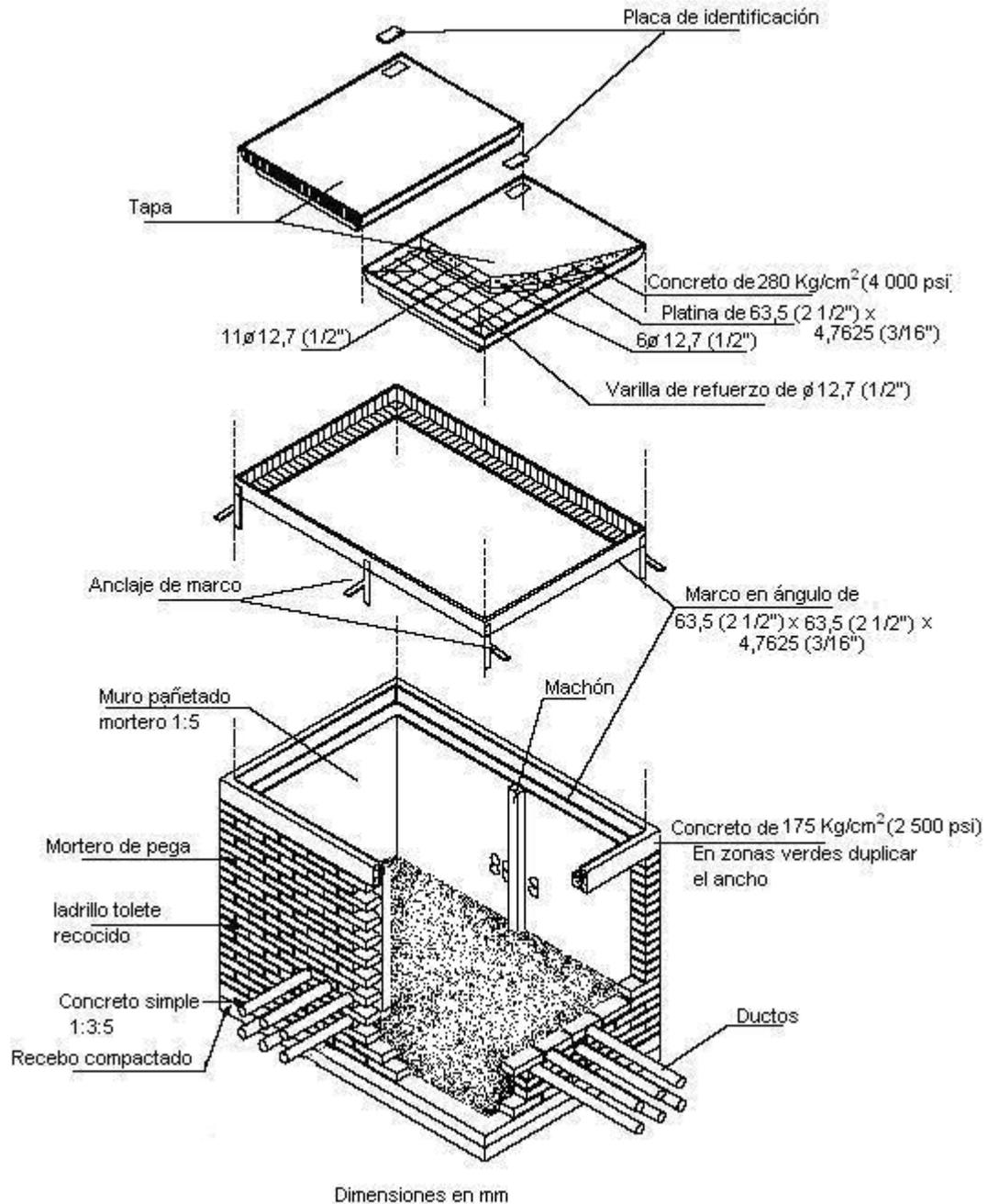
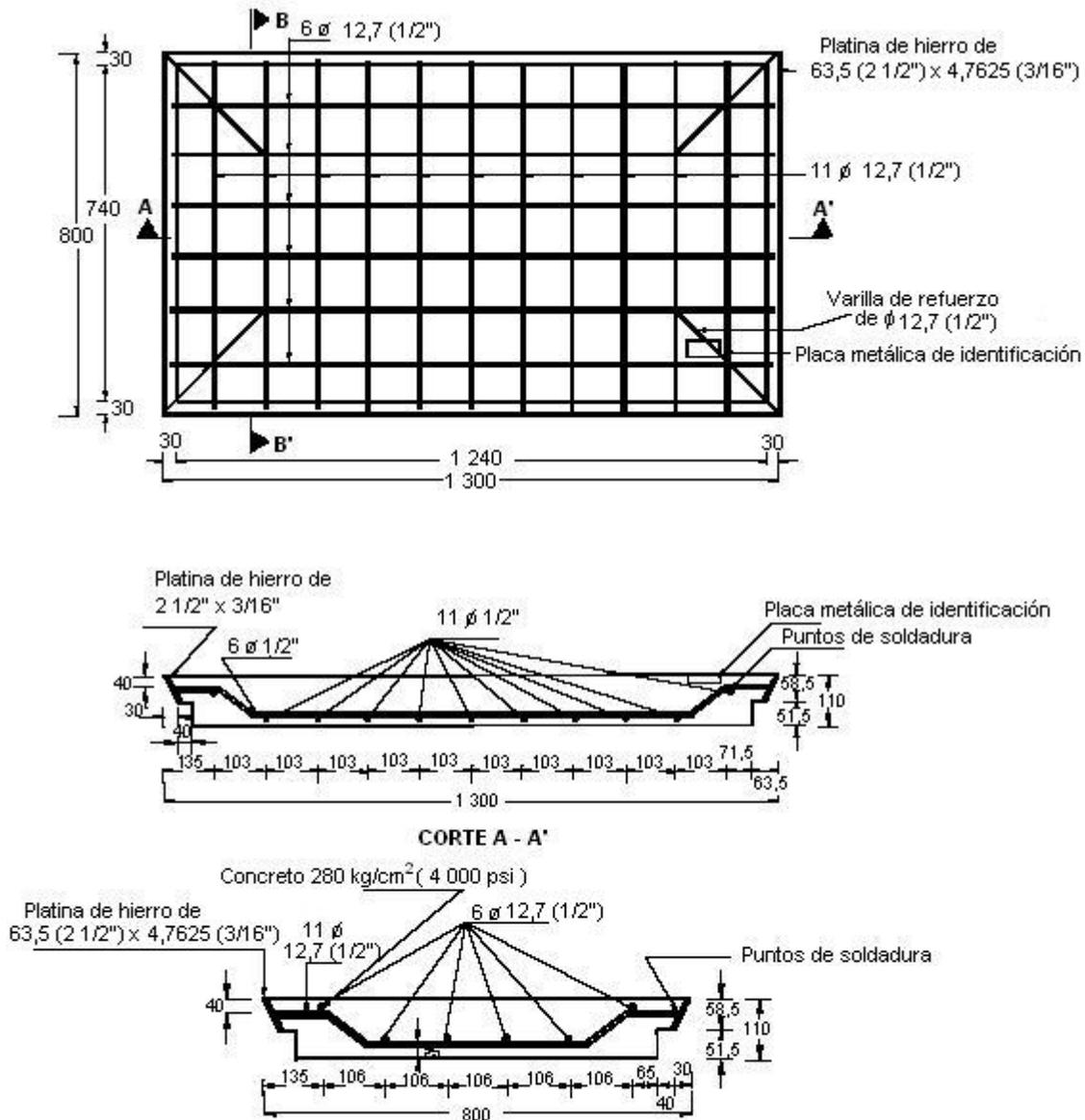


Figura A.20

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 131 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**TAPA PARA CAJAS DE INSPECCIÓN SENCILLA O DOBLE**



**NOTAS:**  
 -LAS DIMENSIONES DE ESTA TAPA SON ÚNICAS PARA LOS DOS TIPOS DE CAJAS: Sencillas y dobles  
 -Dimensiones en mm

Figura A.21

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 132 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN PARA ALUMBRADO PÚBLICO Y ACOMETIDAS EN BAJA TENSIÓN**

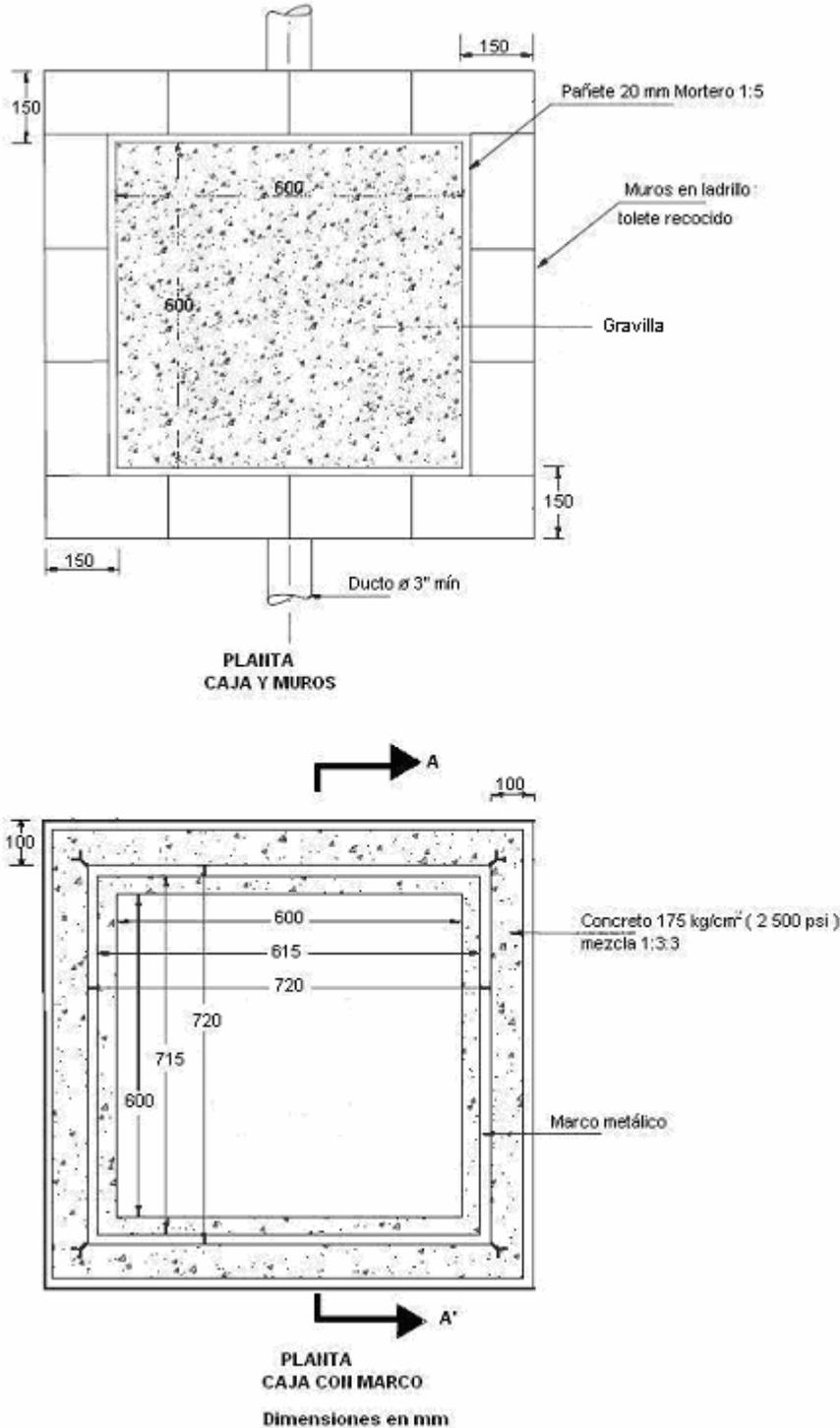


Figura A.22

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Revisión No: 3</b>
		<b>Página 133 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN PARA ALUMBRADO PÚBLICO Y ACOMETIDAS EN BAJA TENSIÓN**

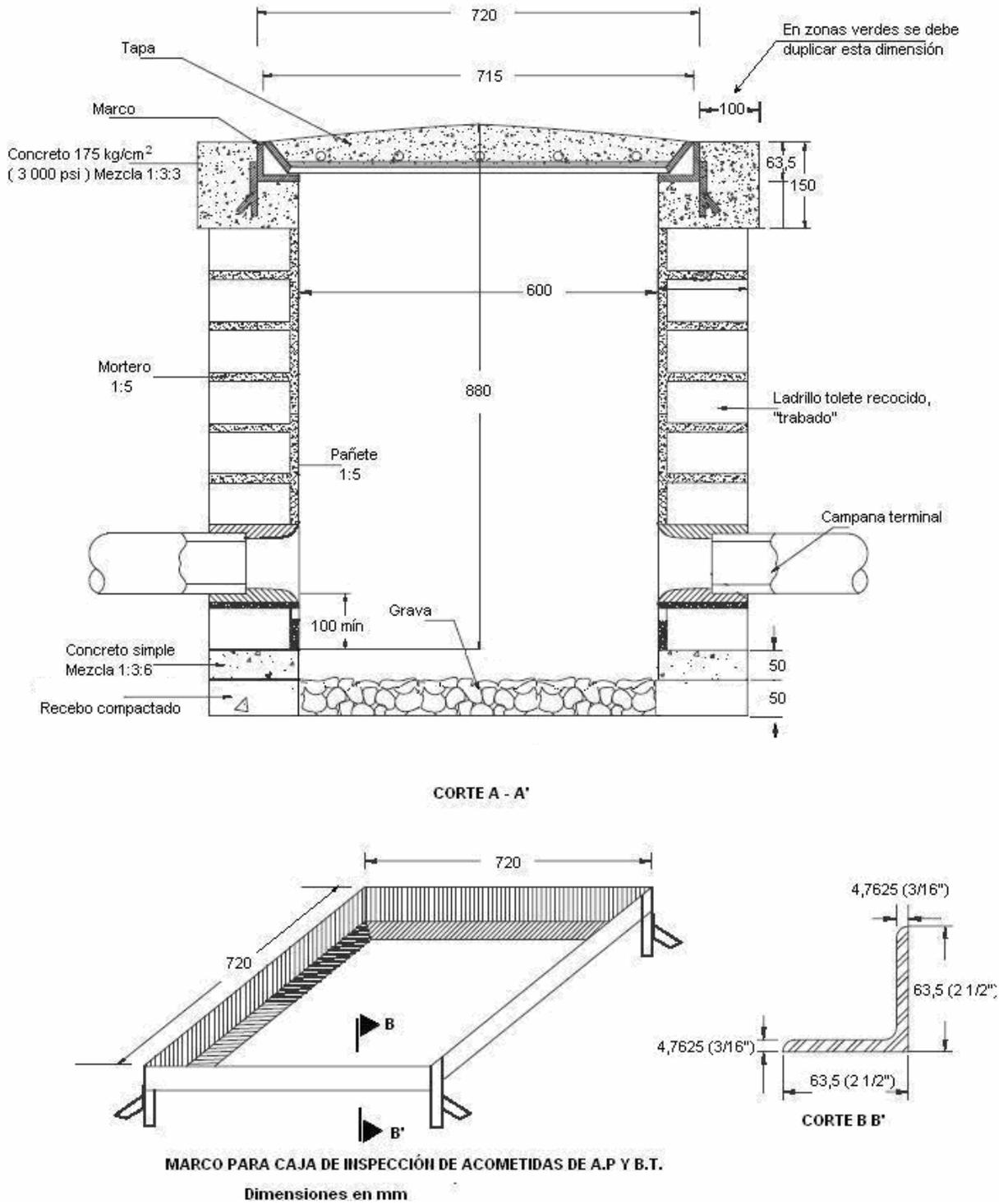
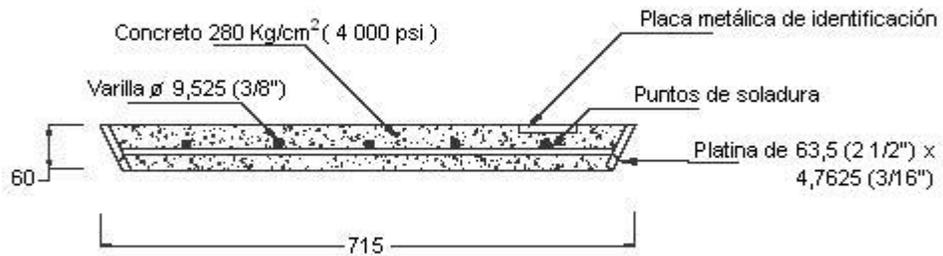
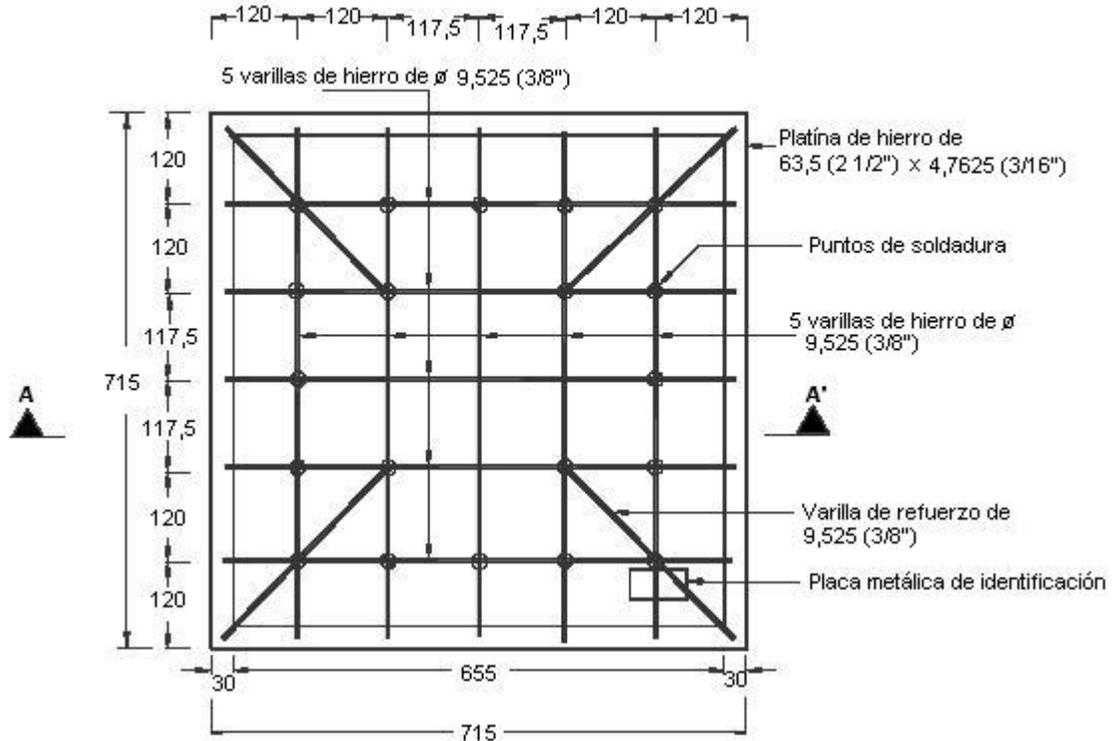


Figura A.23

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Revisión No: 3</b>
		<b>Página 134 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### TAPA DE CAJA DE INSPECCIÓN PARA ALUMBRADO PÚBLICO

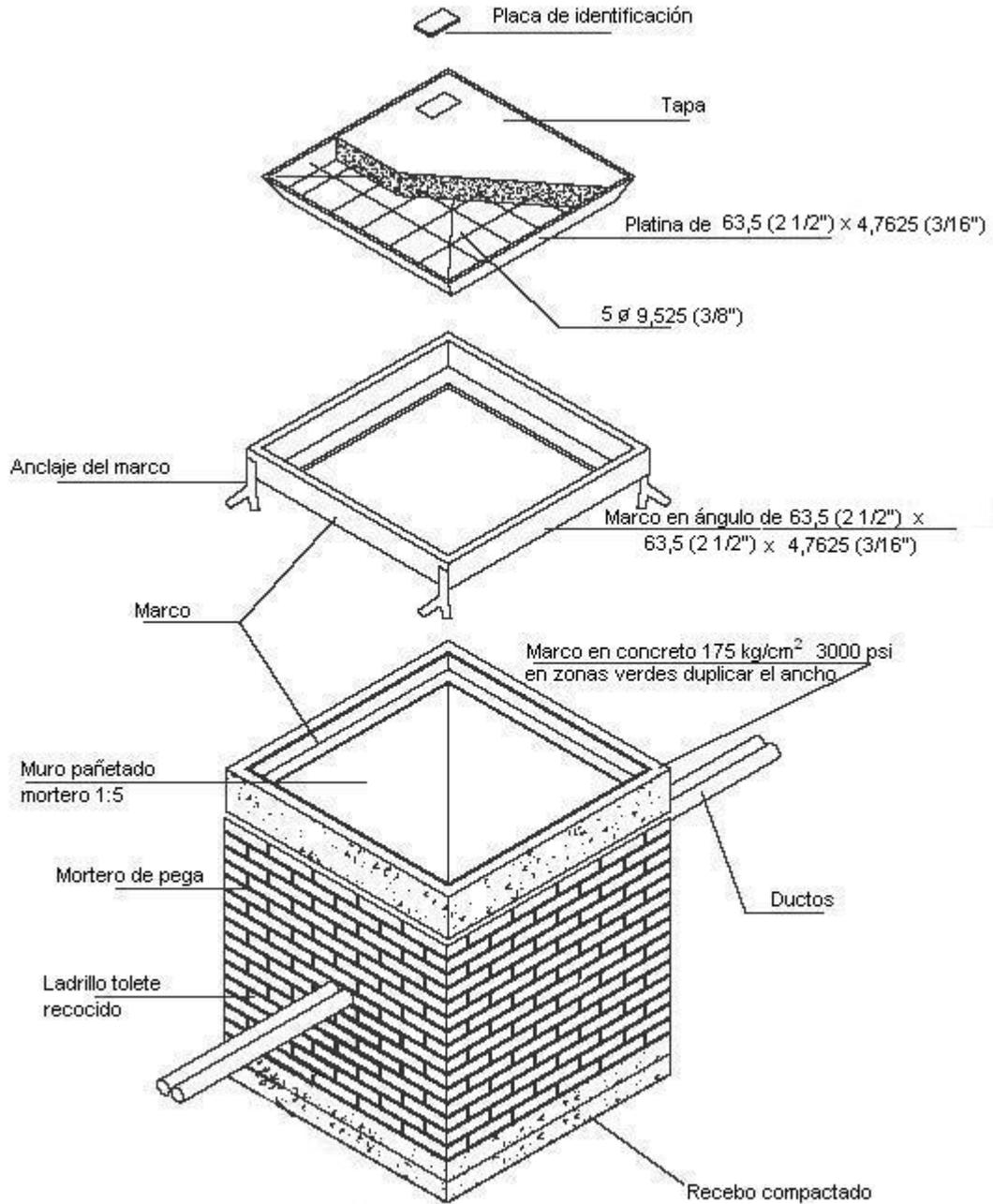


Dimensiones en mm

Figura A.24

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 135 de 165
		Código: -

**CAJA DE INSPECCIÓN PARA ALUMBRADO PÚBLICO, VISTA ISOMETRICA**



Dimensiones en mm

Figura A.25

CAJA DE INSPECCIÓN TIPO VEHICULAR

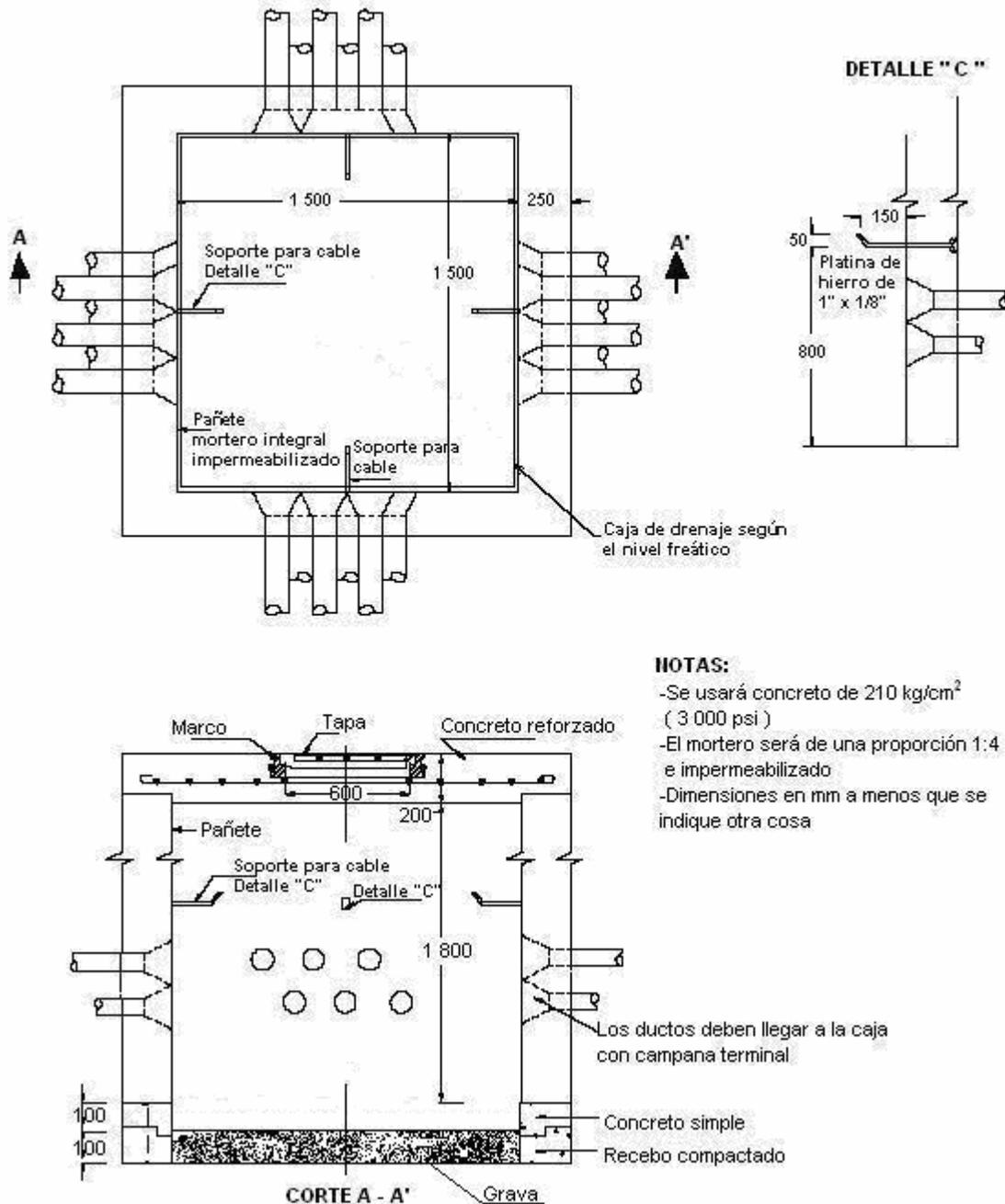
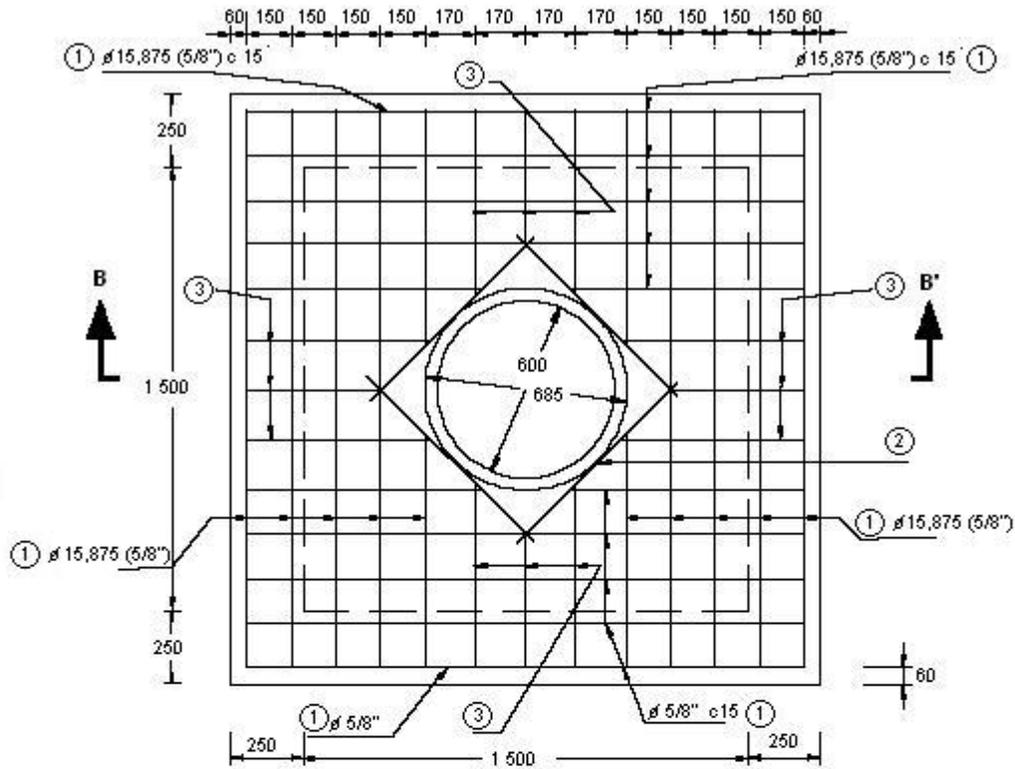


Figura A.26

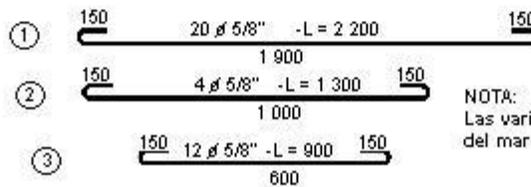
CAJA DE INSPECCIÓN TIPO VEHICULAR



PLAITA



DETALLE DE HIERROS

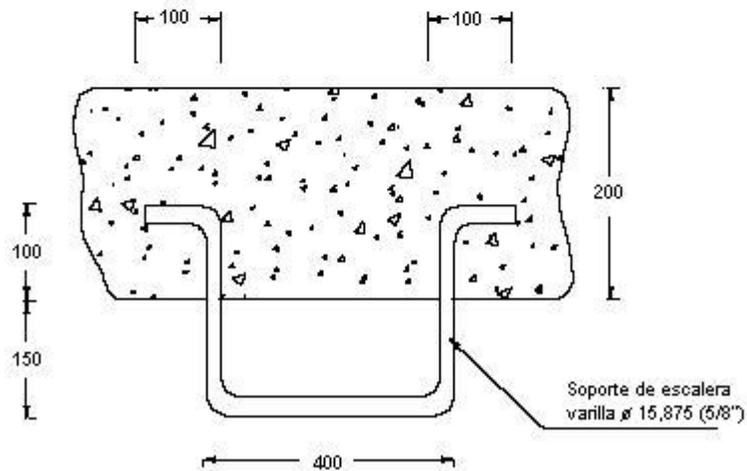
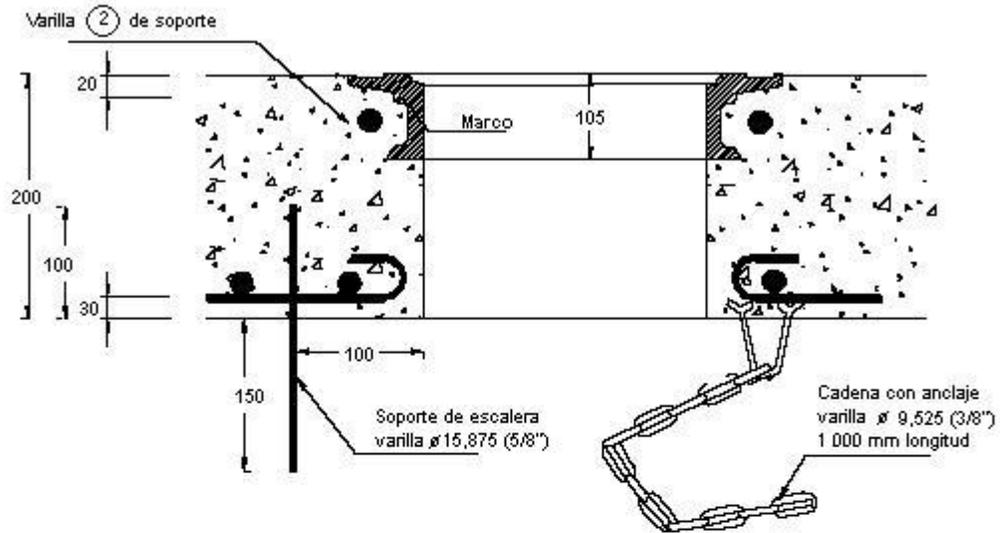


NOTA:  
Las varillas ② deben pasar por debajo del marco, son las varillas de soporte.

Dimensiones en mm

Figura A.27

DETALLE DE ANCLAJE DEL MARCO



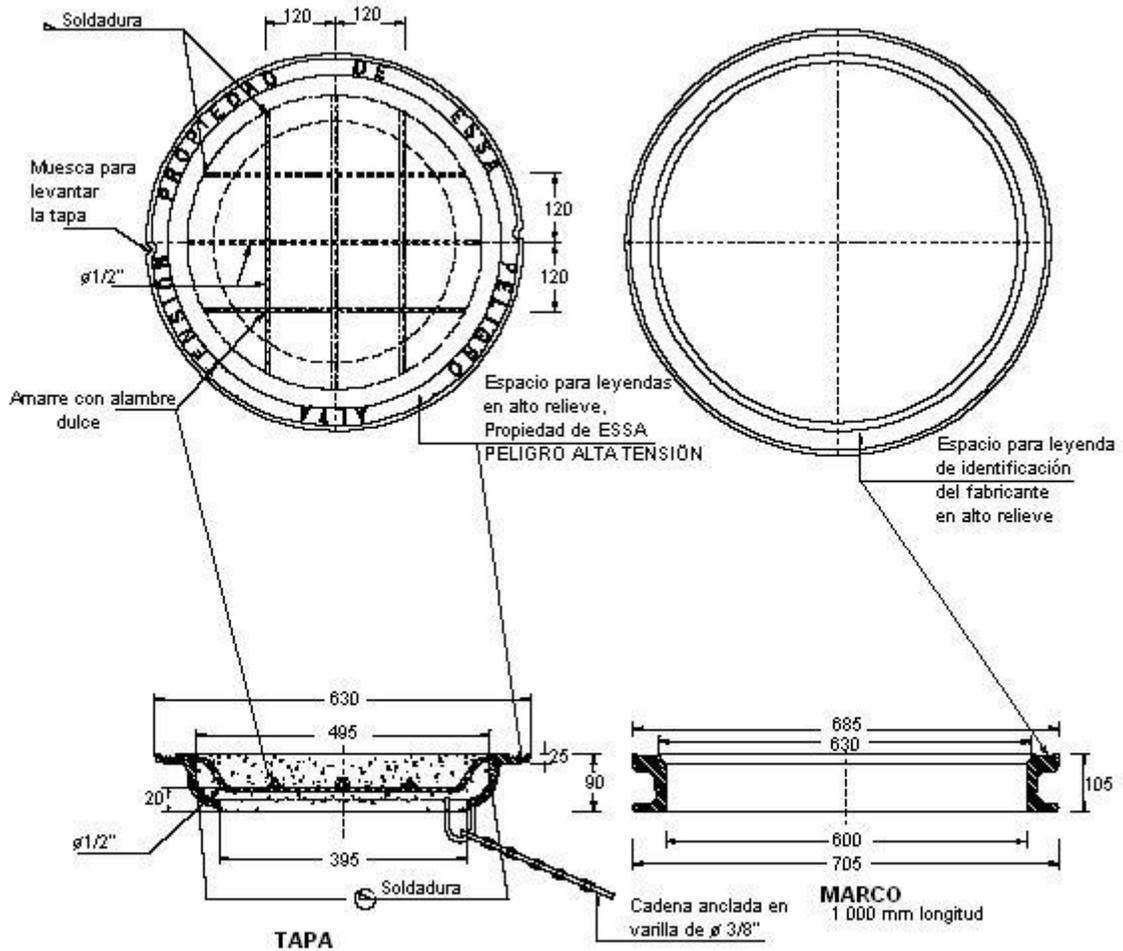
DETALLE DE SOPORTE PARA ESCALERA

Dimensiones en mm

Figura A.28

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 139 de 165
		Código: -

CAJA DE INSPECCIÓN TIPO VEHICULAR TAPA DE CONCRETO



**NOTAS\_**

- Las varillas de  $\varnothing 1/2"$  van soldadas entre si y a la tapa
- Las superficies en contacto con el concreto serán rugosas
- El concreto será de 4 000 psi, relación 1:2:2 de cemento, arena y grava
- Dimensiones en mm

Figura A.29

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 140 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CAJA DE INSPECCIÓN TIPO VEHICULAR VISTA ISOMETRICA**

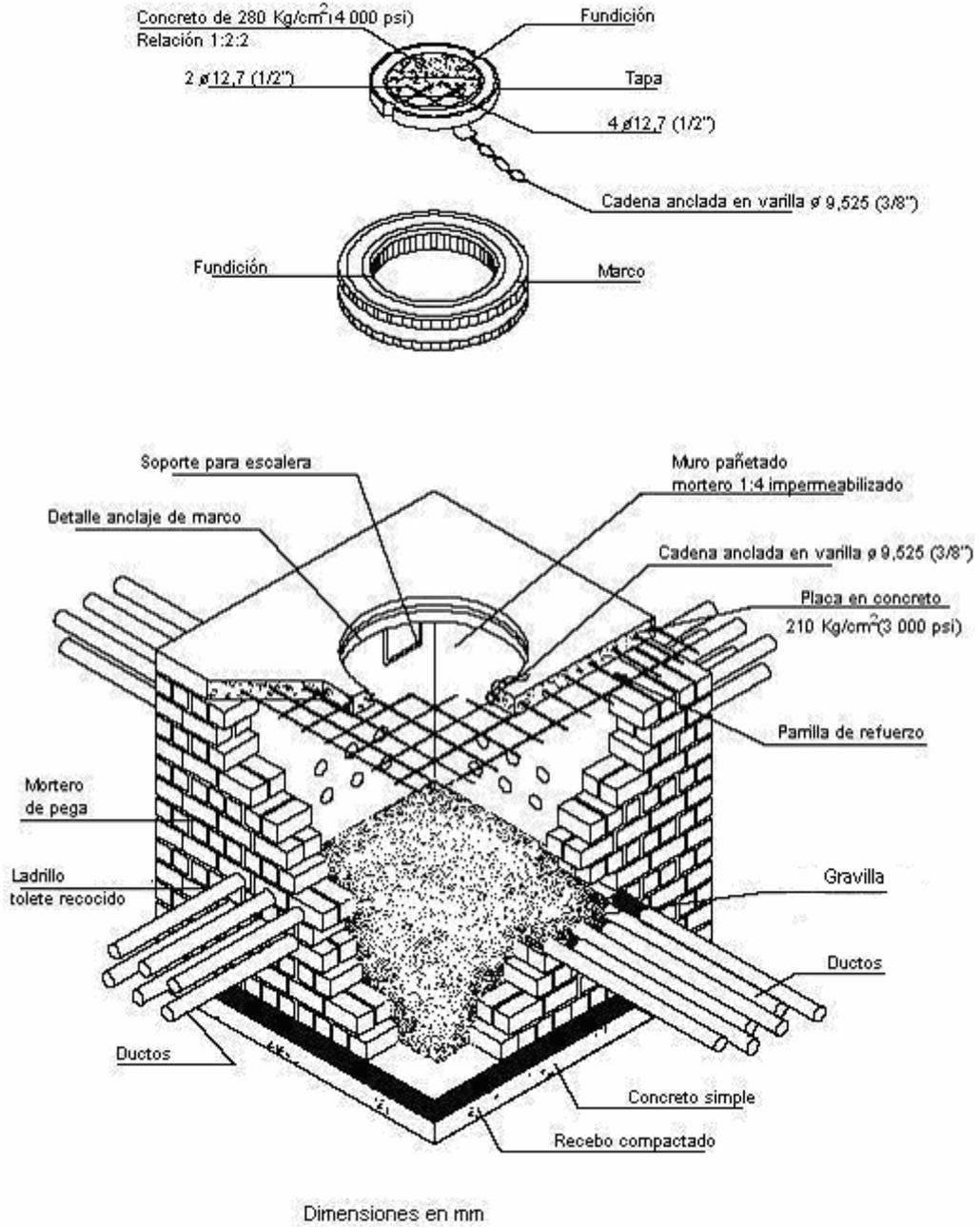


Figura A.30

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 141 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### ACOMETIDAS AÉREAS EN BAJA TENSIÓN

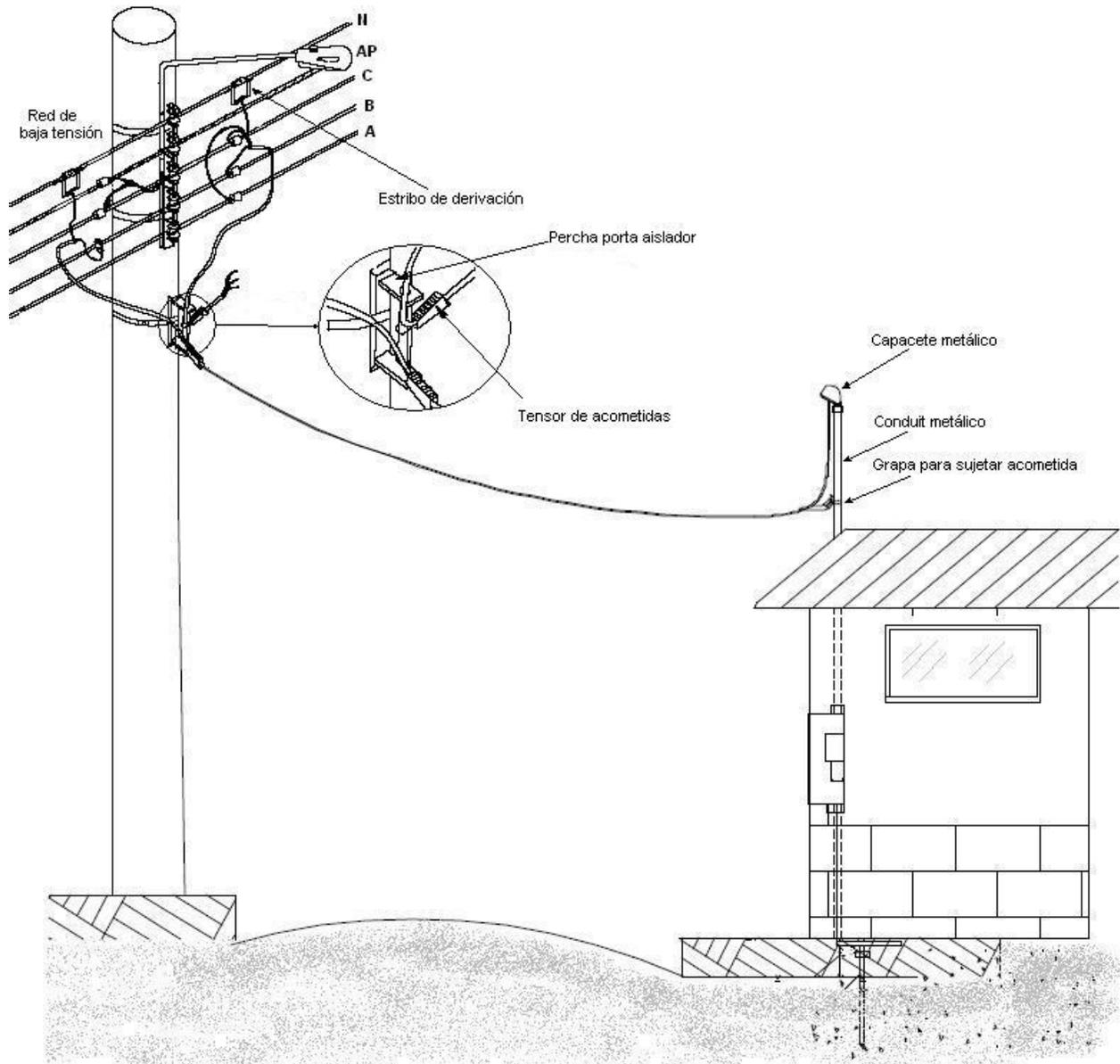
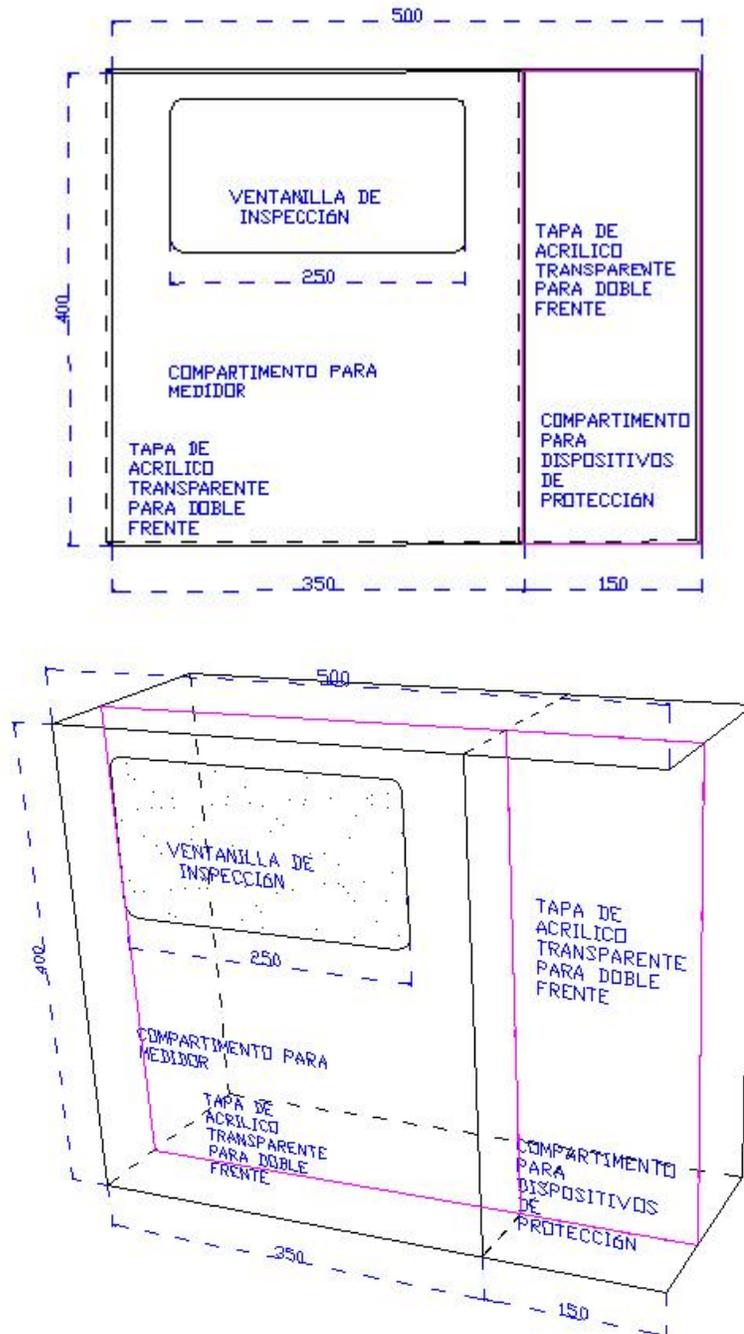


Figura A.31

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 142 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

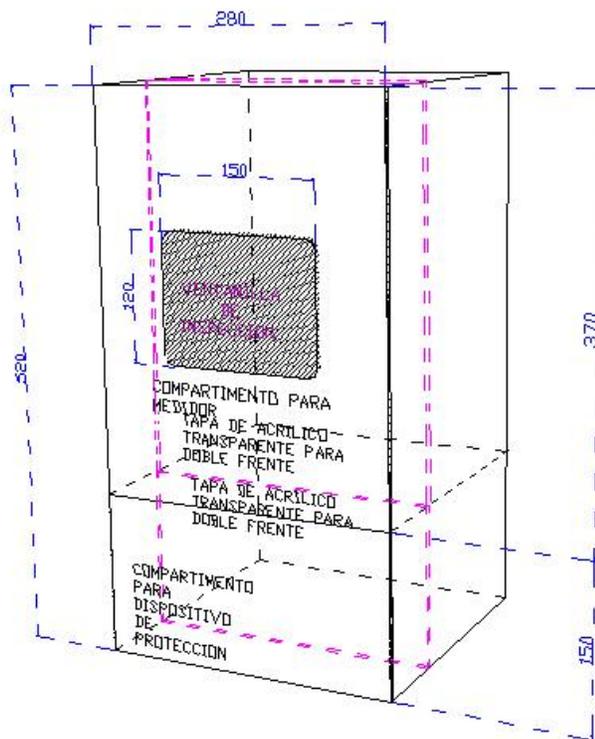
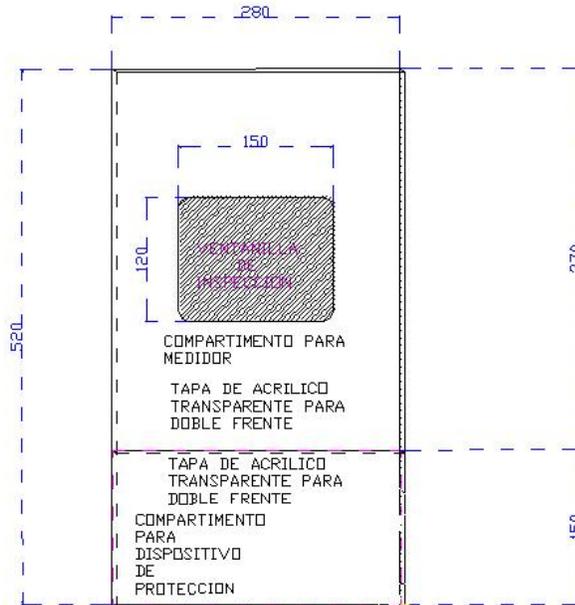
**CAJA PARA CONTADOR TIPO A**



**Dimensiones en mm**

Figura A.32

**CAJA PARA CONTADOR TIPO B**



Dimensiones en mm

Figura A.33

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 144 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**ARMARIO PARA CONTADORES**

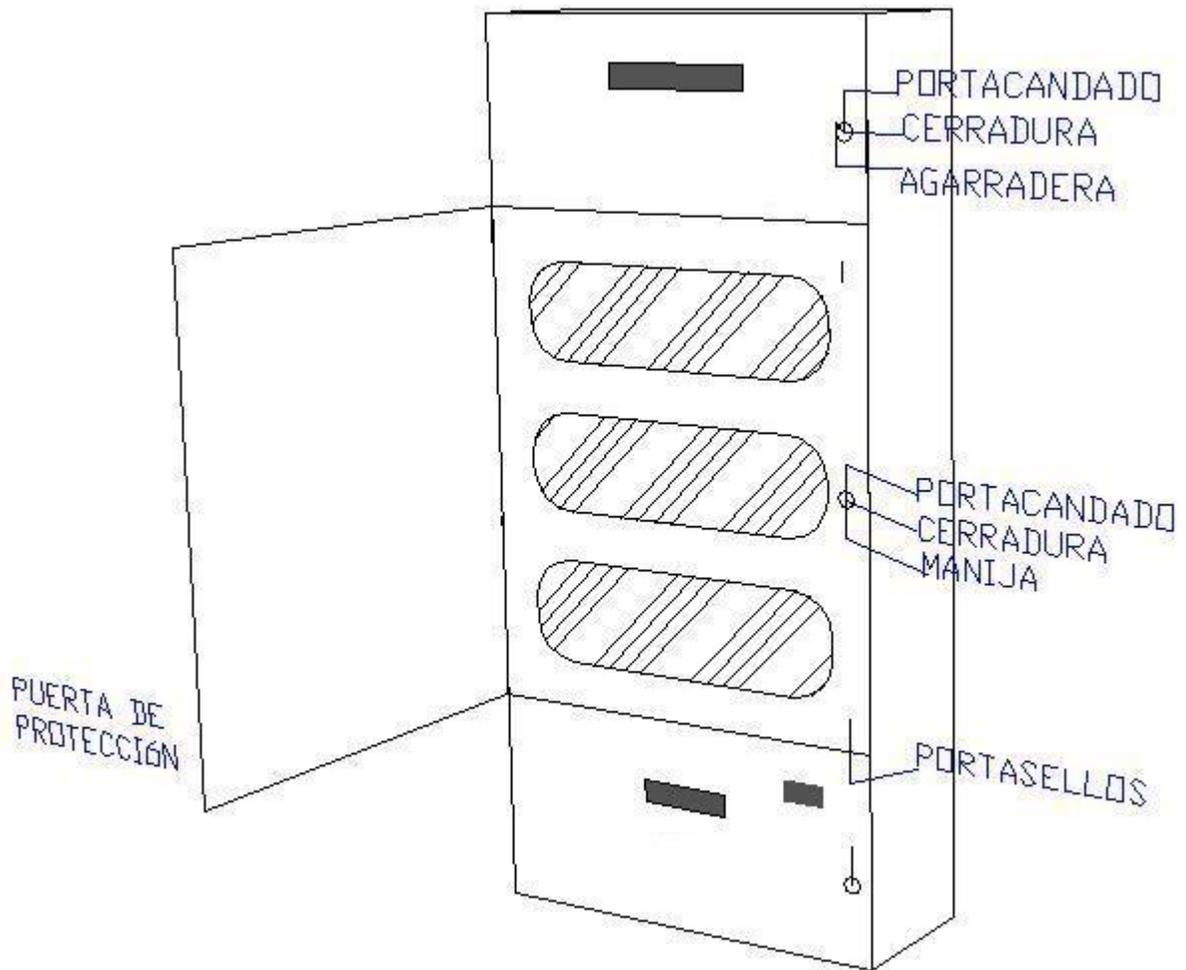


Figura A.34

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 145 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### ARMARIO VISTA FRONTAL

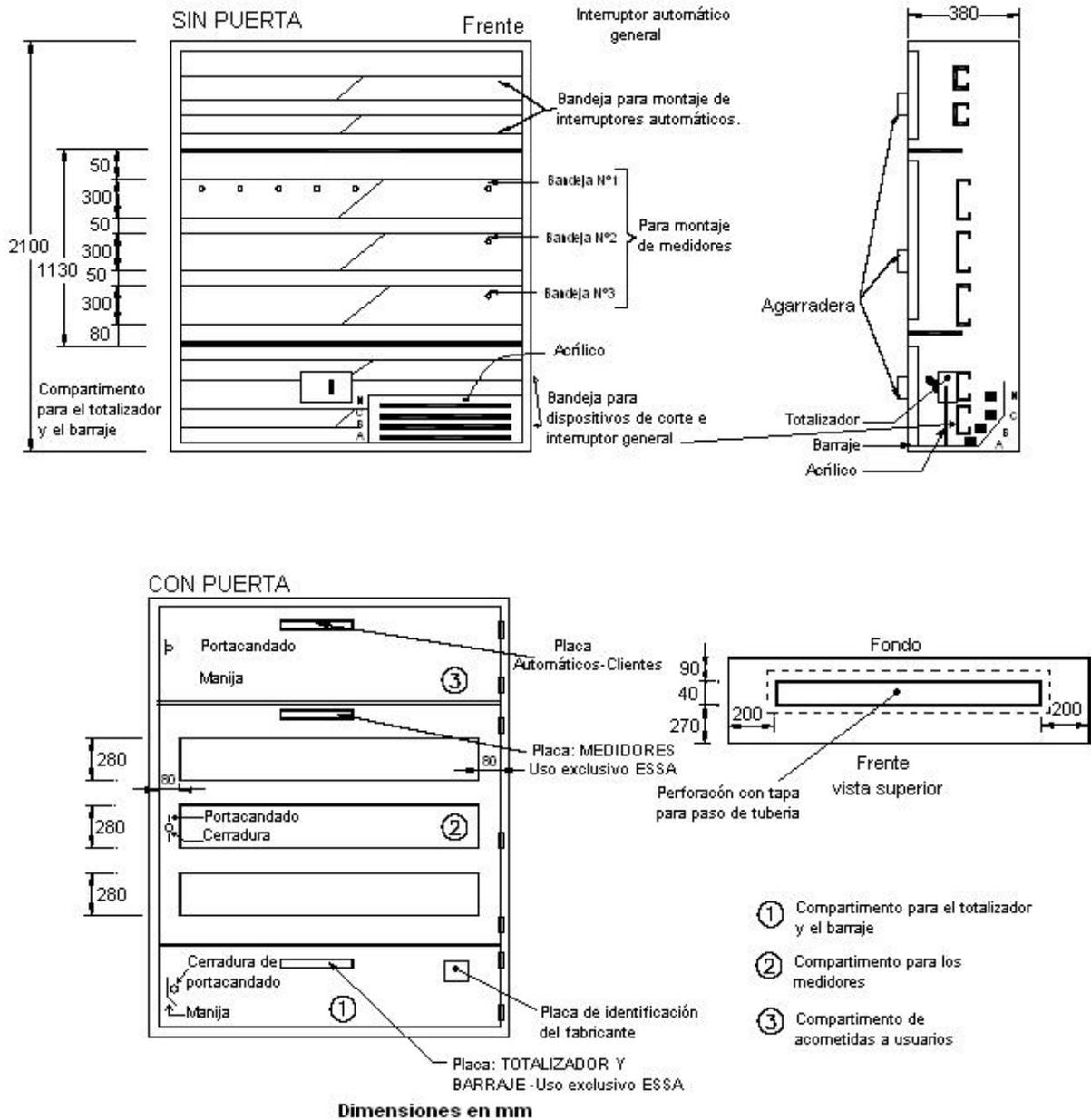
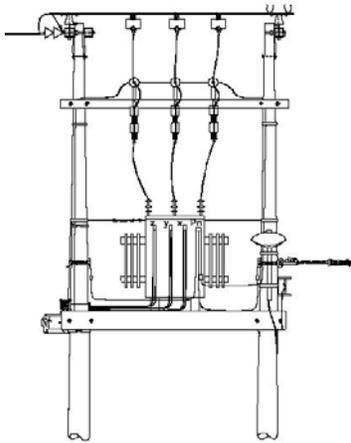


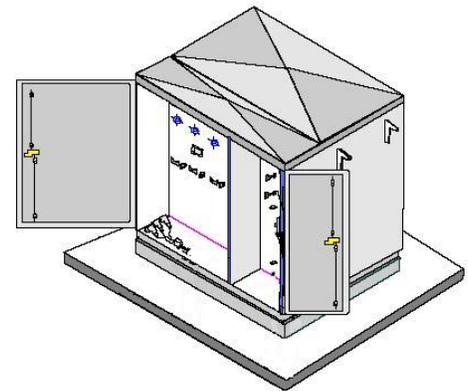
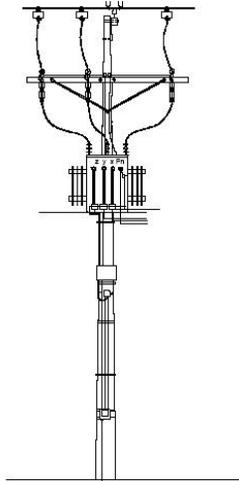
Figura A.35

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 146 de 165
		Código: -

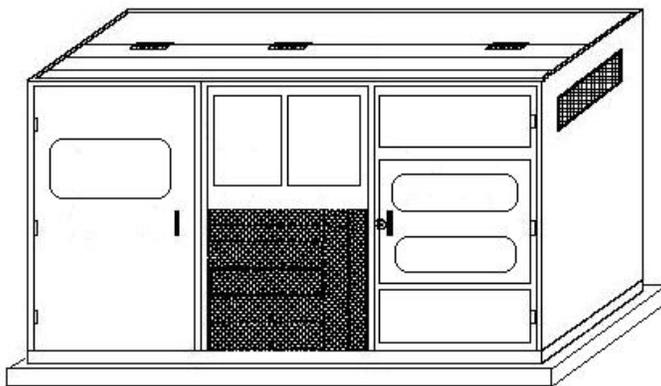
**TIPOS DE SUBESTACIÓN**



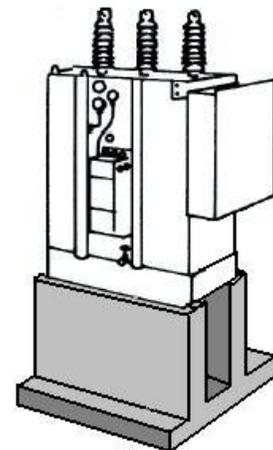
**Aérea**



**Tipo jardín**



**Modulo para subestación capsulada**



**Pedestal**

Figura A.36

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 147 de 165
		Código: -

**PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES ÁEREAS**

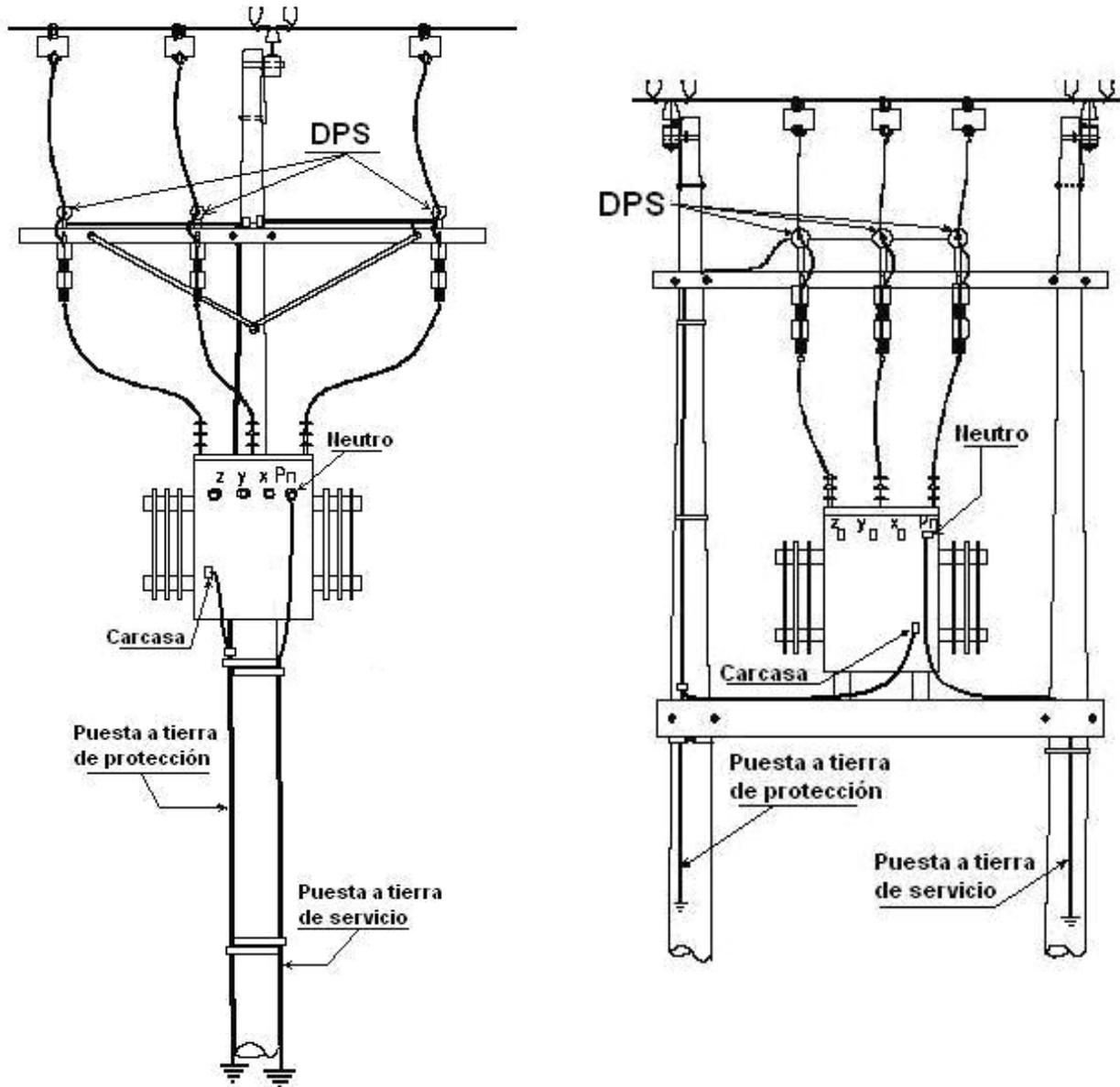
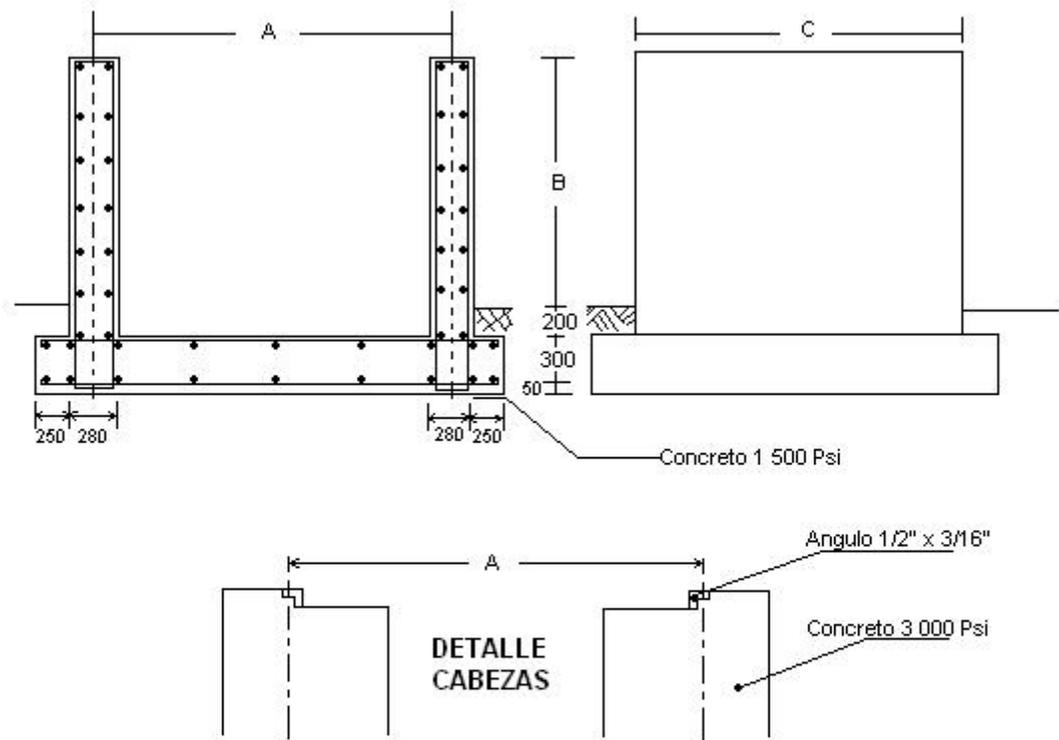


Figura A.37

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 148 de 165
		Código: -

**BASE TRANSFORMADOR DE PEDESTAL 1 - 5 MVA**



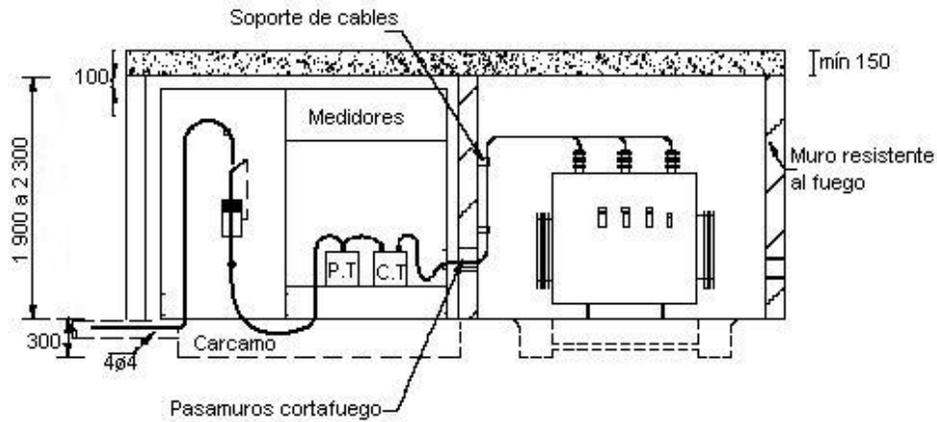
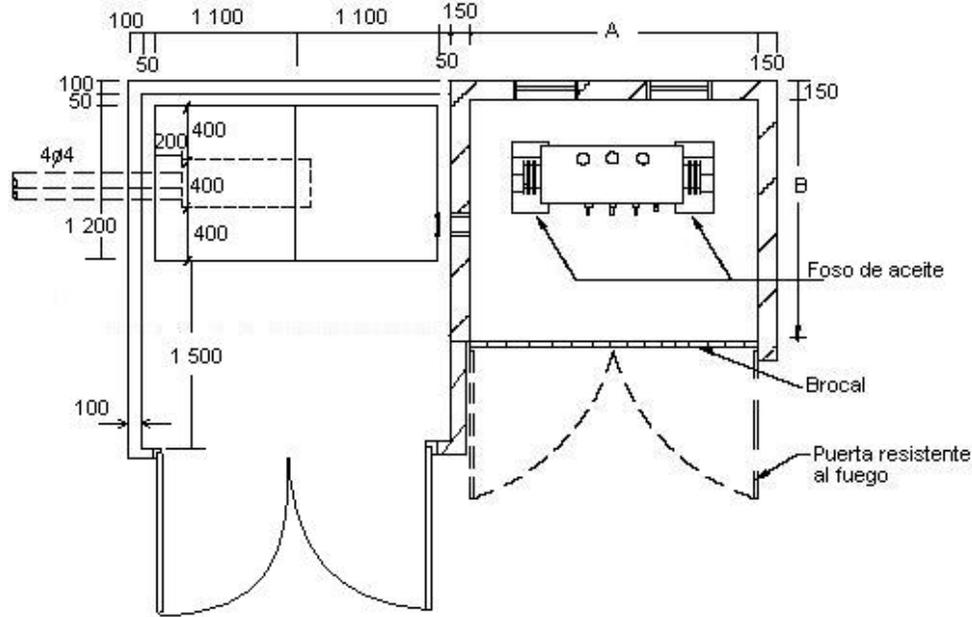
Transformador MVA	B metros
≤ 2,0	1,2
> 2,0	0,20

Notas:

- Las medidas A y C, dependen del transformador a instalar
- Dimensiones en mm

Figura A.38

**SUBSTACIÓN CAPSULADA QUE REQUIERE BÓVEDA**



Dimensiones en mm

POTENCIA kVA	Dimensiones del local	
	A mm	B mm
30	1 500	1 500
45	1 500	1 500
75	1 500	1 500
112,5	2 000	2 000
150	2 000	2 000
25	2 000	2 000
300 – 400	2 500	2 000
500 – 630	2 500	2 500
750 a 1 000	3 100	2 500

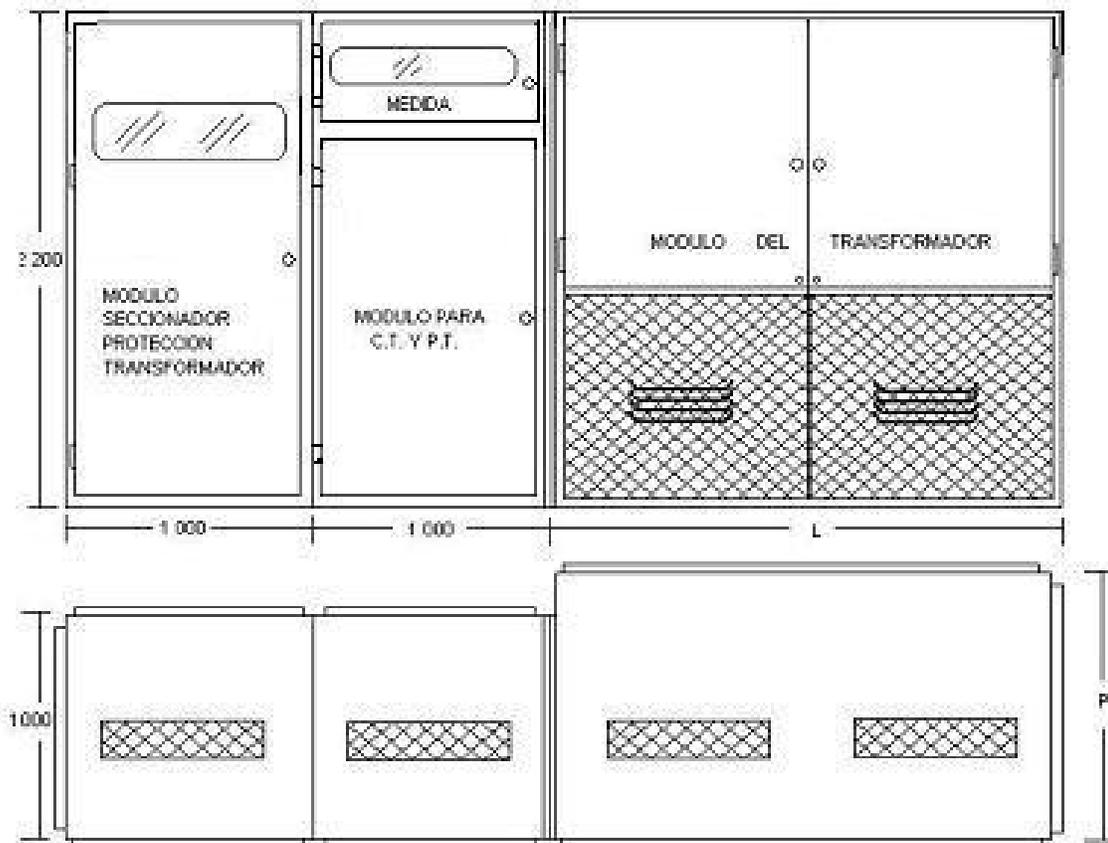
Notas:

- Frente a las celdas de maniobra y protección se debe dejar un espacio un espacio completamente libre para la circulación y maniobra mínimo 1 500 mm.
- En caso de tener equipos de protección en aceite los muros serán cortafuegos.
- Se permite reducir la distancia entre celdas y puerta a 600 mm, siempre que se garantice el espacio para maniobras mas allá de la puerta y el frente de las celdas quede totalmente libres.

Figura A.39

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 150 de 165
		Código: -

**MÓDULO PARA SUBESTACIÓN QUE NO REQUIERE BÓVEDA**



TRANSFORMADOR	L	P
0 – 150 kVA	1 500	1 000
A61 – 315 kVA	1 800	1 200

Dimensiones en mm

Figura A.40

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 151 de 165
		Código: -

POSTES METÁLICOS PARA ALUMBRADO PÚBLICO

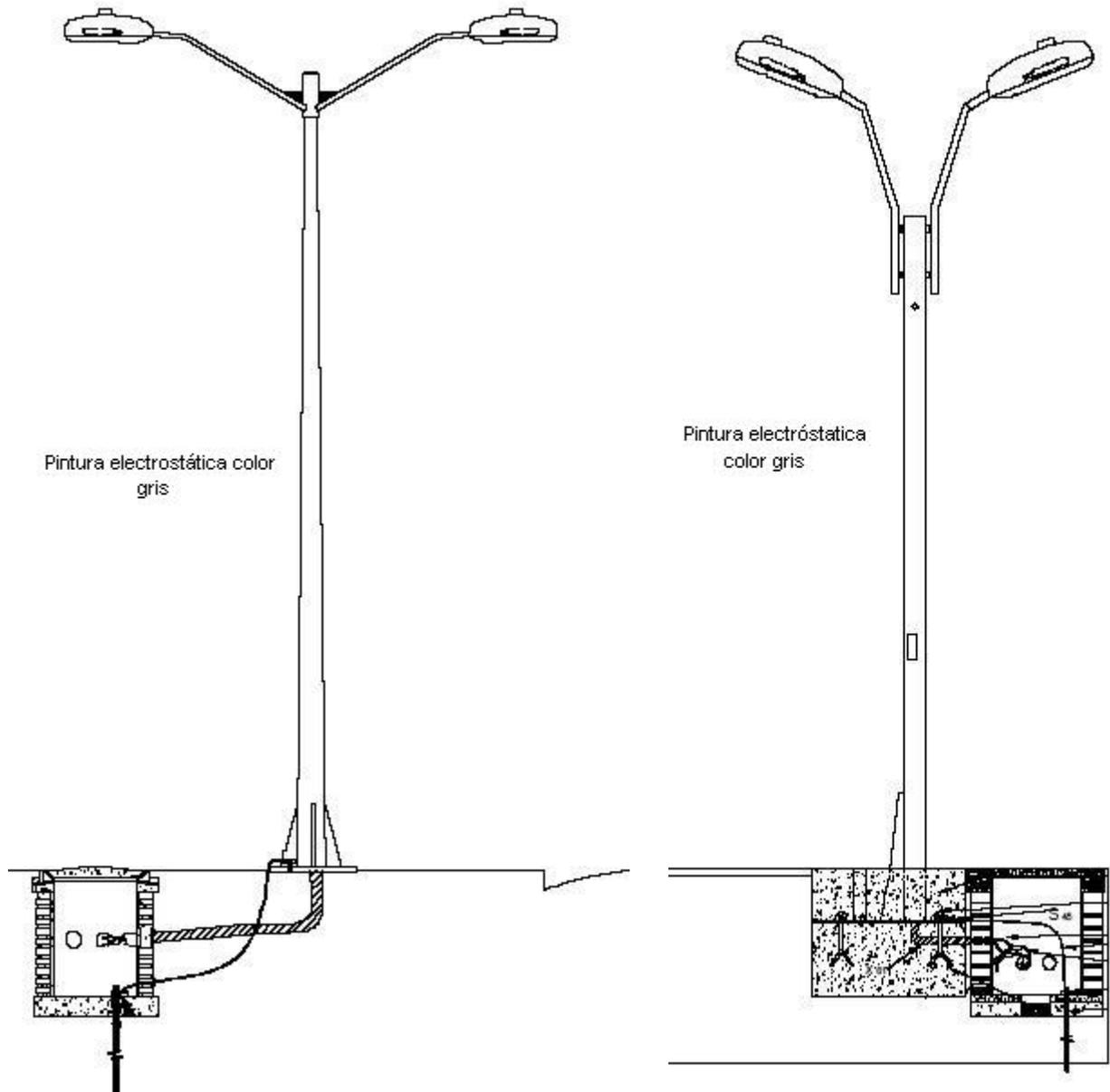
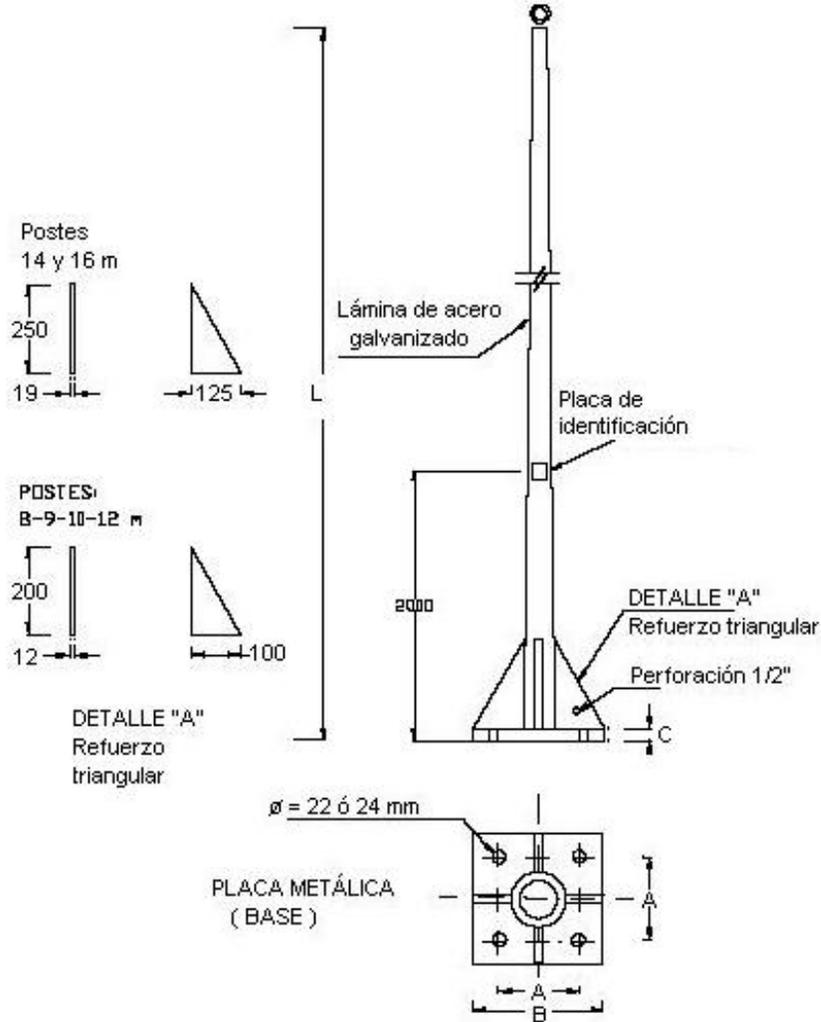


Figura A.41

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 152 de 165
		Código: -

**DIMENSIONES PARA POSTE METÁLICO DE ALUMBRADO PÚBLICO**



Dimensiones en milímetros

Longitud ( L ) m	Diámetro Cima mm	Diámetro Base mm	Carga Rotura Kg	Espesor Lámina mm	[ C ] Espesor Base mm	[ B ] Ancho Base mm	[ A ] Distancia orificios mm	Diámetro Del orificio mm
8	127	170	240	3,0	12	400	300	22
9	127	190	220	3,0	12	400	300	22
10	127	190	200	3,0	12	400	300	22
12	127	195	180	3,0	12	400	300	22
14	127	250	160	3,0	19	500	400	24
18	140	250	-	4,0	19	500	400	24

Figura A.42

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 153 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**PINTURA PARA POSTE DE ALUMBRADO PÚBLICO ( Existentes )**

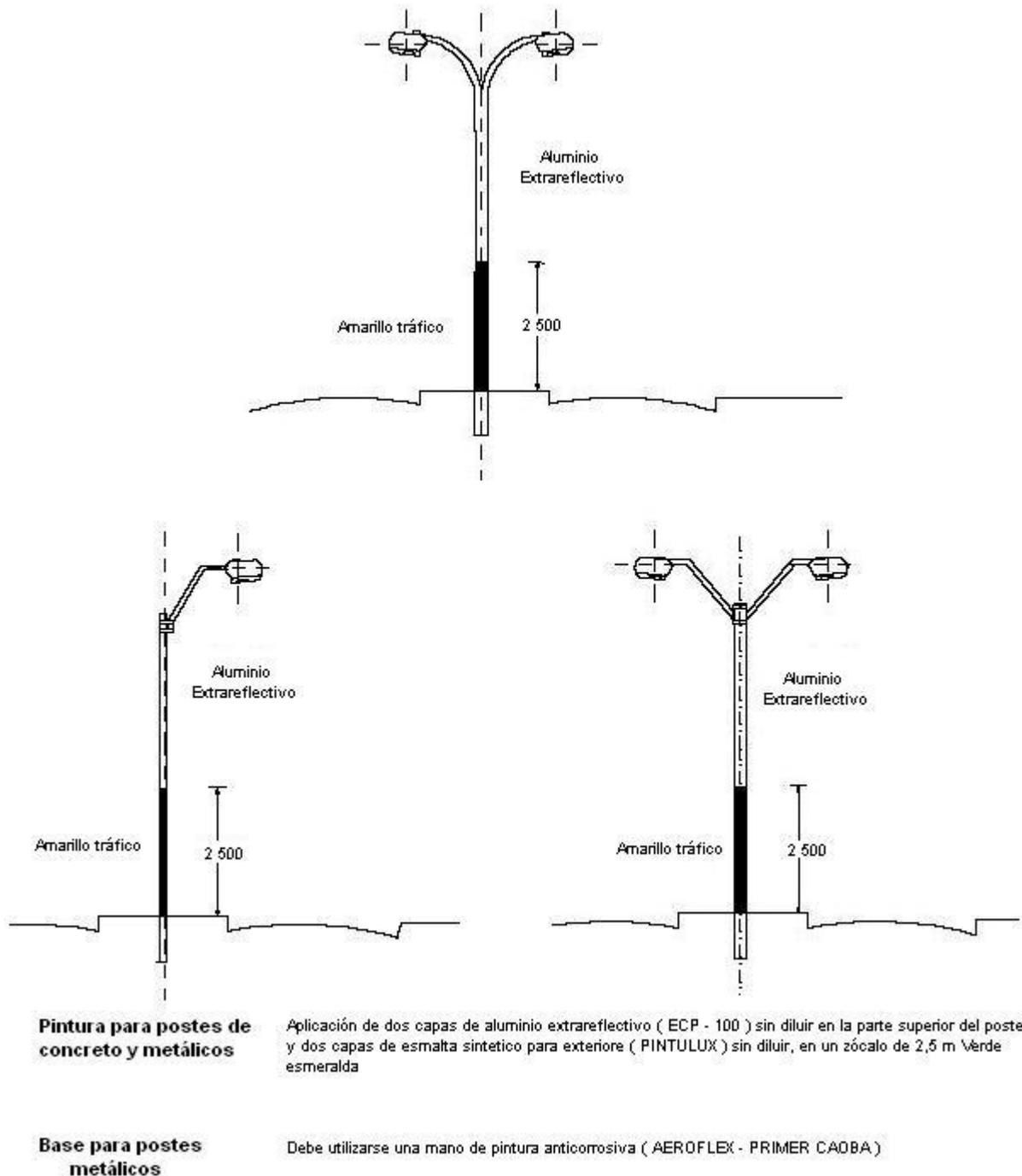


Figura A.43

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 154 de 165
		Código: -

**DISTANCIA LUMINARIAS INSTALADAS**

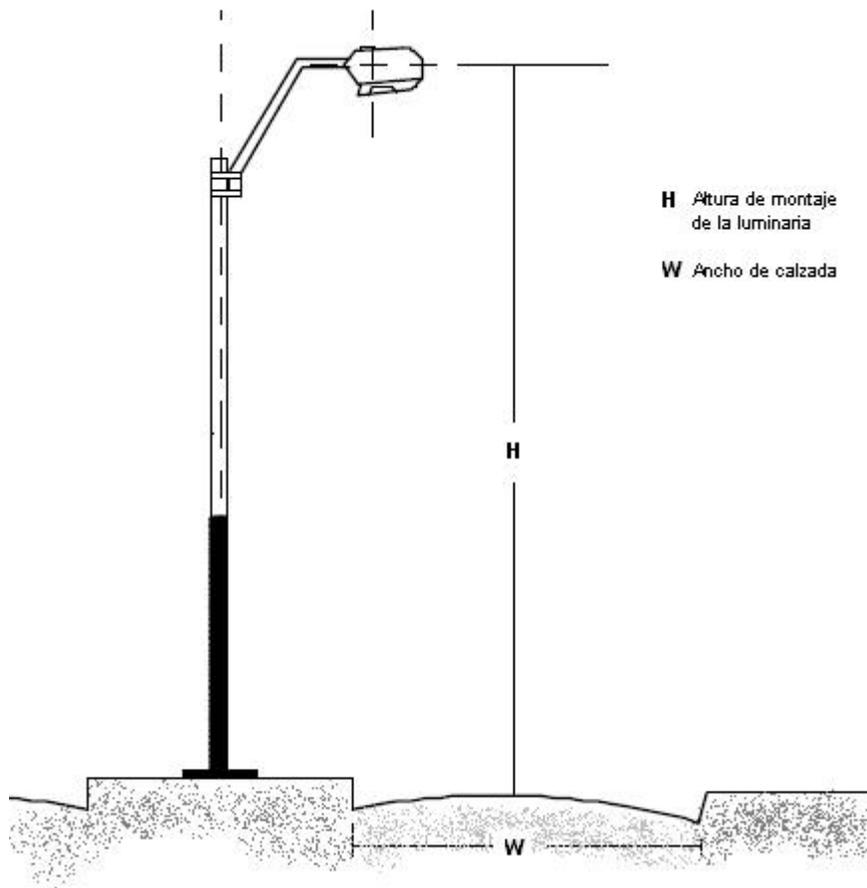


Figura A.44

**BRAZOS PARA LUMINARIAS**

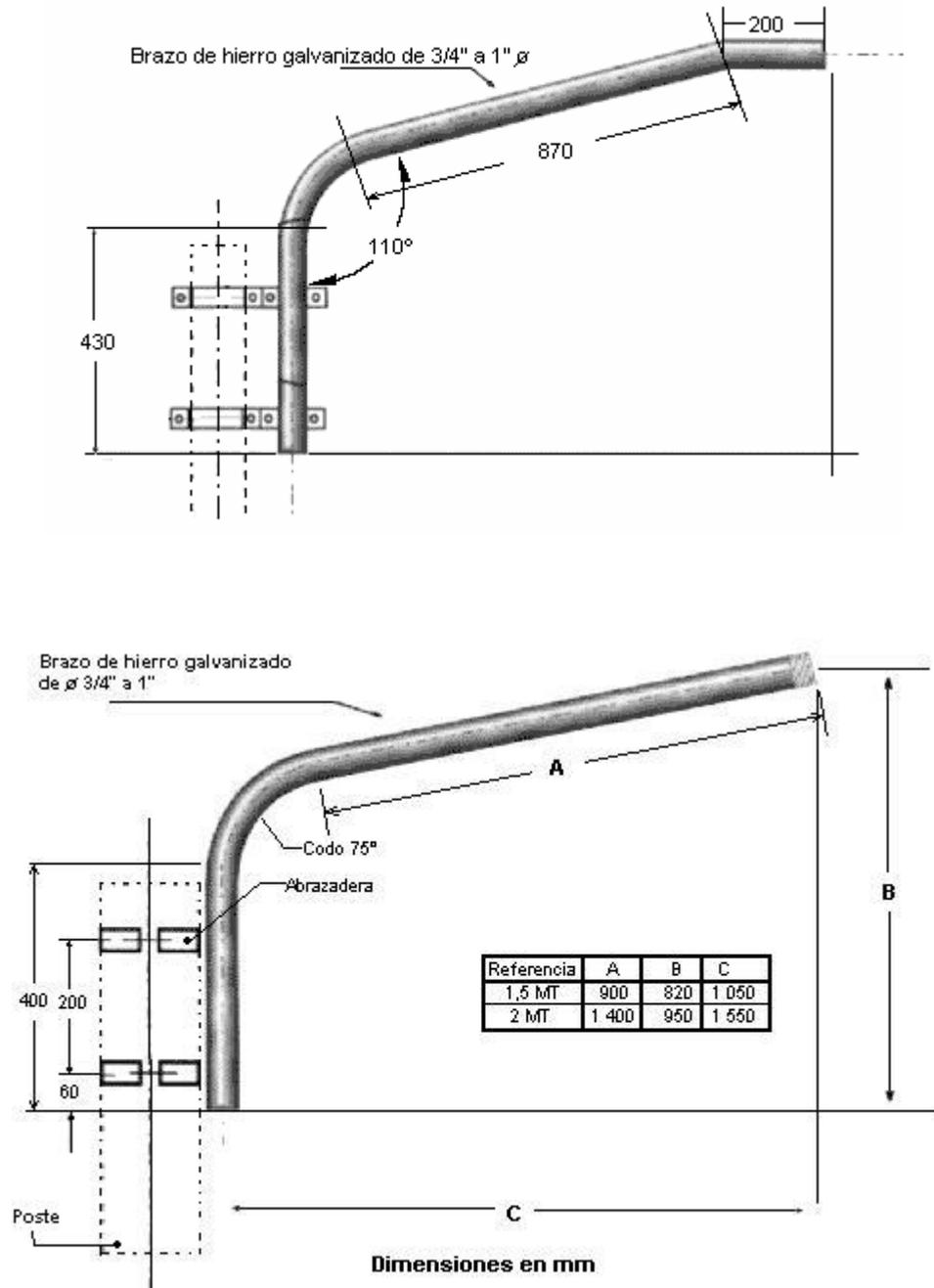
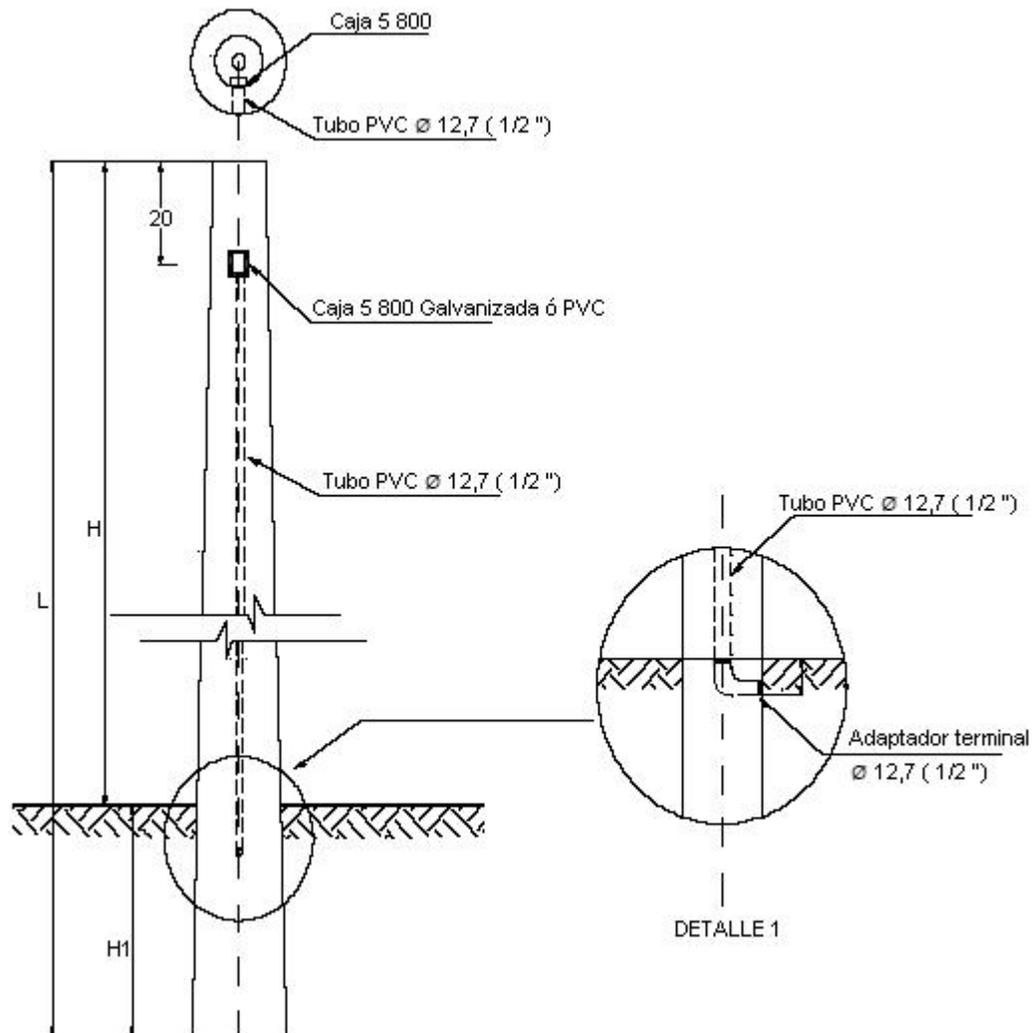


Figura A.45

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 156 de 165
		Código: -

**POSTE RECTO DE CONCRETO PARA ALUMBRADO PÚBLICO**



Longitud ( L ) mm	Alt. Libre ( H ) mm	Long. Enterramiento ( H1 mm )	Diámetro cima mm	Diámetro base mm	Carga rotura
10 000	8 400	1 600	140	290	510
12 000	10 200	1 800	140	320	510
14 000	12 000	2 000	140	370	750
16 000	14 000	2 000	180	420	750
18 000	16 000	2 000	200	470	750

Figura A.46

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Revisión No: 3</b>
		<b>Página 157 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**DISPOSICIONES DE LAS LUMINARIAS EN LAS VÍAS**

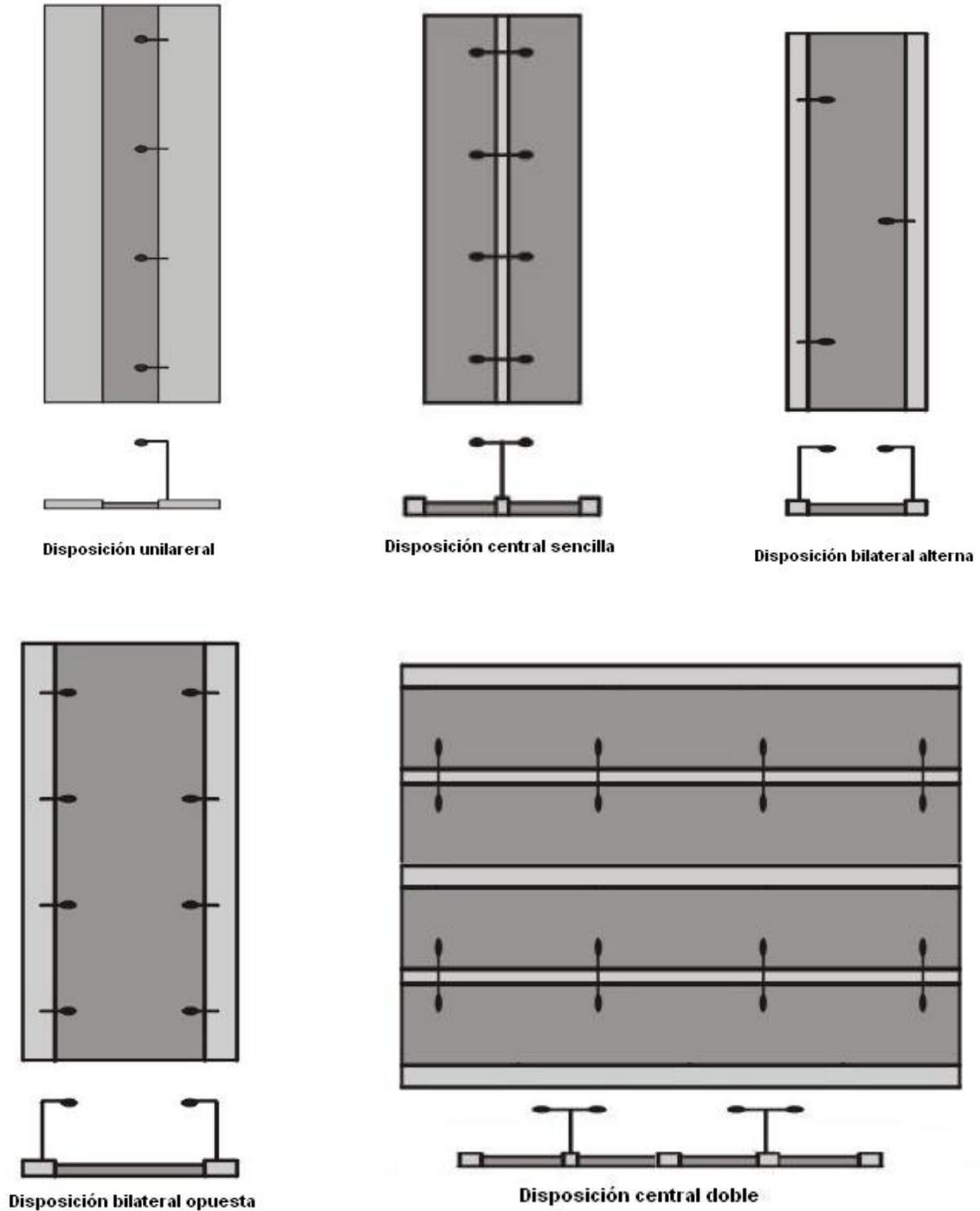


Figura A.47

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 158 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**PRESENTACIÓN DE LA PASTA Y PORTADA**

**LOGOTIPO INGENIERO PROYECTISTA**

**NOMBRE DE LA OBRA**

**NOMBRE DEL PROPIETARIO DE LA OBRA**

**Diseño de instalaciones Eléctricas**

(Únicamente en la portada)

**Proyectista:**

---

**Matrícula** **de**

**CIUDAD Y FECHA**

Figura A.48

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 159 de 165
		Código: -

RÓTULO PARA FORMATOS 700 x 1000 y 500 x 700 mm

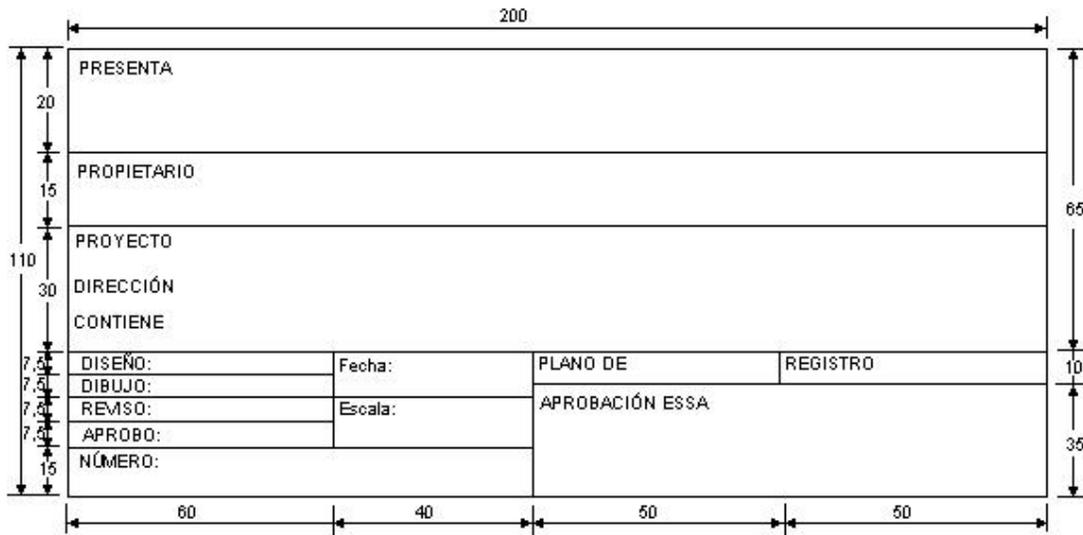
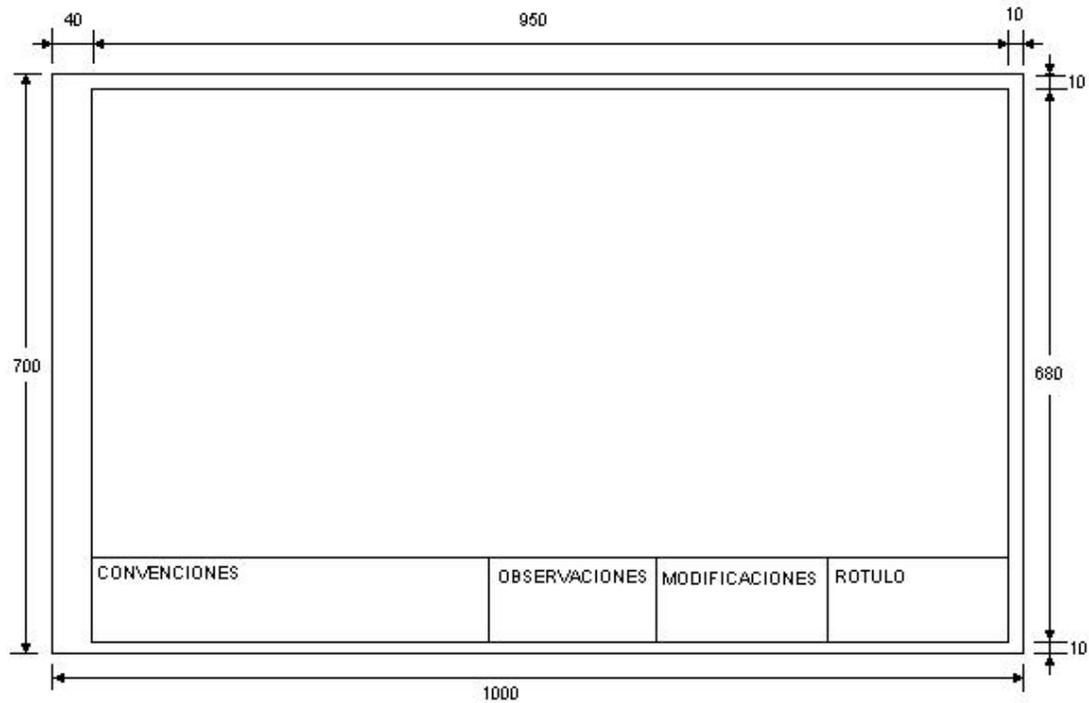
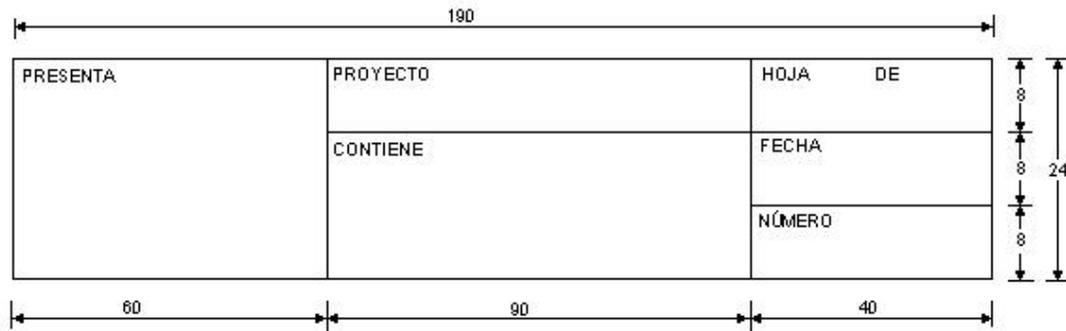
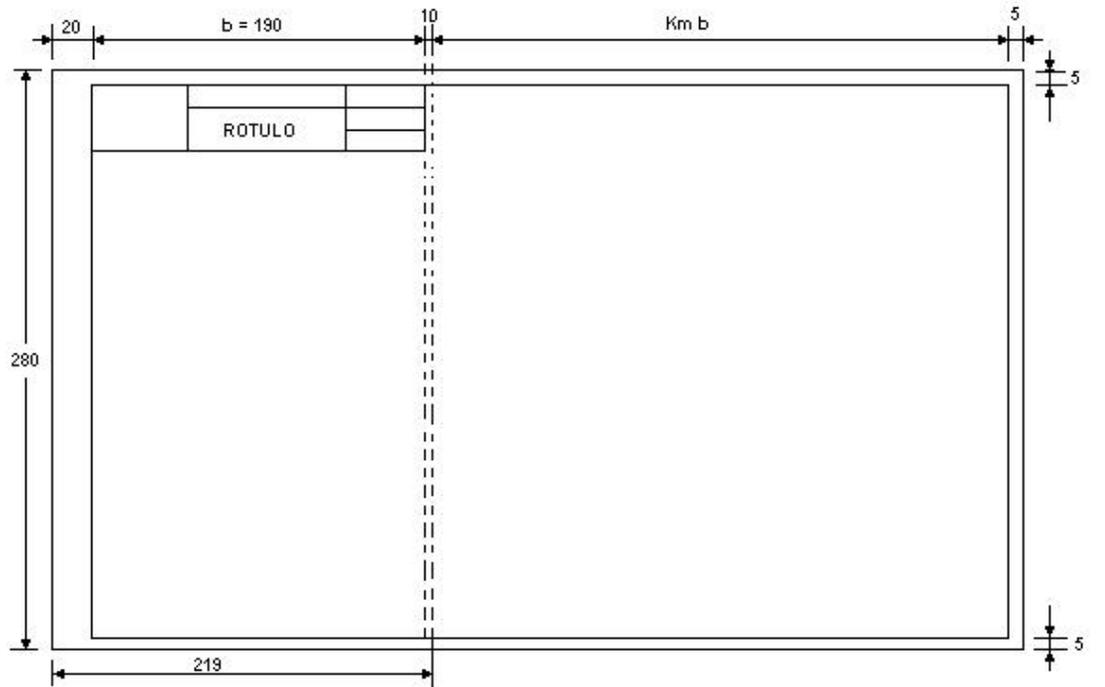


Figura A.49

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 160 de 165
		Código: -

**RÓTULO PARA FORMATOS DE 280 mm**



**ROTULO**

Dimensiones en mm

Figura A.50

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 161 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

### CONVENCIONES GENERALES PARA PLANOS TOPOGRÁFICOS

	Punto Estereoscópico		Cerca o división no clasificada
	Punto de cota		Arenal
	Punto de Radio triangulación		Presas
	Cota Fotogramétrica		Punto Geodésico
	Carretera		Punto Auxiliar
	Carreteable		Curva de nivel
	Camino		Curva de nivel aproximada
	Sendero		Sitio o cima
	Ferrocarril		Mina
	Puente de madera		Central de generación en servicio
	Puente de Hierro		Molino
	Puente de Concreto		Fábrica
	Puente Cubierto		Sitio de interés arqueológico
	Puente no clasificado		Sitio de interés histórico
	Túnel		Arroyo
	Casas		Boca
	Escuela		Brazo
	Iglesia		Cruce
	Hospital		Cordillera
	Cementerio		Cerro
	Línea de Transmisión		Carretera
	Río		Isla
	Quebrada		Departamento
	Quebrada incierta		Ciénaga
	Lago		Aeropuerto
	Laguna		Línea de comunicaciones
	Pantano		Central hidroeléctrica en servicio
	Bosque		Central Térmica en servicio

Tabla A.1

	PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA	Fecha de Aprobación:
	NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	Revisión No: 3
		Página 162 de 165
		Código: -

### CONVENCIONES GENERALES PARA DIAGRAMAS UNIFILARES

	Transformador de aislamiento		Relevo
	Transformador Bidevanado		Tierra
	Transformador Tridevanado		Tierra aislada
	Auto transformador		Tierra de protección
	Capacitancia		Transformador de corriente
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en delta		Transformador de corriente con dos arrollamiento y dos circuito magnéticos
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en estrella		Transformador de corriente con dos arrollamiento y un circuito magnético
	Tres arrollamiento monofásicos conectados en delta abierta		Conector removible
	Interruptor ( o disyuntor )		Transformador de potencial
	Interruptor Automático en aire		Divisor de tensión capacitivo
	Seccionador		Acople mecánico
	Seccionador de dos vías		Acople macho-hembra
	Fusible		Lámpara de señalización
	Seccionador bajo carga con fusible		Trampa de onda

Tabla A.2

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 163 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CONVENCIONES GENERALES PARA DIAGRAMAS UNIFILARES (Continuación)**

	Cortacircuito		Señal de voltaje peligroso
	Parada de emergencia		Amperímetro
	Línea eléctrica en general		Voltímetro
	Arrollamientos en conexión zig-zag		Vatímetro
	Tres conductores		Ohmímetro
	n conductores (más de tres)		Varímetro
	Resistencia (inductiva o no)		Fasímetro
	Resistencia no inductiva		Frecuencímetro
	Conector coaxial		Cosenofímetro
	Inductancia o arrollamiento		Sincronoscopio
	Registrador de vatios		Doble voltímetro
	Contador de amperios-hora		Voltímetro diferencial
	Medidor de energía reactiva		Contador de tiempo
	Medidor de energía activa		Selector de fases
	Contactor		Barraje
	Enclavamiento		Reconectador (Recloser)
	Dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS)		Detector automático de incendio

Tabla A.3

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 164 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CONVENCIONES GENERALES PARA CIRCUITOS DE DISTRIBUCIÓN**

	Subestación aérea		Red subterránea M.T
	Subestación capsulada		Conductores de fase
	Subestación de pedestal		Conductor de neutro
	Empalme		Conductor de puesta a tierra
	Poste metálico B.T. o A.P.		Cruce aéreo de línea con conexión
	Poste metálico M.T.		Cruce aéreo de línea sin conexión
	Poste concreto B.T.		Caja de inspección B.T.
	Poste concreto M.T.		Caja de inspección A.P.
	Retenida directa a tierra		Caja de inspección M.T.
	Retenida cuerda de guitarra		Fotocelda
	Retenida pie de amigo		Luminaria de mercurio
	Retenida poste a poste		Luminaria de sodio
	Línea aérea B.T. o A.P.		Extintor para equipo eléctrico
	Red subterránea B.T. o A.P.		Equipotencialidad
	Luz de obstáculo, Luz de peligro, haz omnidireccional, con destellos, roja		Ánodo de sacrificio
	Luz aeronáutica de tierra, haz omnidireccional, con destellos, blanca		Masa
			Proyector, símbolo general

Tabla A.4

	<b>PROCESO GESTIÓN EXPANSIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>Fecha de Aprobación:</b>
		<b>Revisión No: 3</b>
	<b>NORMAS PARA CÁLCULO Y DISEÑO DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>Página 165 de 165</b>
		<b>Código: -</b>

**CONVENCIONES GENERALES PARA INSTALACIONES INTERNAS**

	Tablero de acometida		Control de interruptor
	Tablero de distribución		Salida incandescente de techo
	Caja de regletas telefónicas		Salida incandescente de aplique
	Caja de inspección		Lámpara fluorescente
	Caja de conexión		Luminaria interior Hg
	Caja de empalme		Luminaria interior Na
	Ducto de pared o techo		Luminaria exterior decorativa Hg
	Ducto por piso		Luminaria exterior decorativa Na
	Ducto telefónico		Reflector intemperie Hg
	Ducto de sonido		Reflector intemperie Hg-Hal
	Ducto de televisión		Reflector intemperie Na
	Ducto que sube		Tomacorriente símbolo general
	Ducto que baja		Tomacorriente monofásico
	Conductores de fase		Tomacorriente trifásico
	Conductor de neutro		Tomacorriente especial
	Conductor de puesta a tierra		Tomacorriente de piso
	Conductor de comunicaciones		Motor
	Interruptor, símbolo general		Citófono
	Interruptor con luz piloto		Teléfono
	Interruptor termomagnético		Antena TV.
	Interruptor diferencial		Salida sonido
	Pulsador timbre		Campana timbre

Tabla A.5