

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 1 de 82

Contenido

1. GENERALIDADES	8
1.1. ANTECEDENTES	8
1.2. OBJETO	8
1.3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA	8
1.4. DEFINICIONES.....	9
2. DISEÑO ELÉCTRICO EN MEDIA TENSIÓN	9
2.1. NIVELES DE TENSIÓN	9
2.2. TIPO DE SERVICIO.....	9
2.3. DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN.....	10
2.4. CONDUCTORES ELECTRICOS	10
2.4.1. Características Técnicas.....	10
2.4.2. Criterios de selección de conductores.	10
2.4.2.1. Capacidad de corriente.....	11
2.4.2.1.1. Características Específicas.	11
2.4.2.1.1.1. Cable de Aleación de Aluminio Desnudo - AAAC.....	11
2.4.2.1.1.1.1. Características Eléctricas	11
2.4.2.1.1.1.2. Características Físicas y Mecánicas	12
2.4.2.1.1.2. Cable de Aluminio Desnudo Reforzado con Núcleo de Acero– ACSR	13
2.4.2.1.1.2.1. Características Eléctricas	13
2.4.2.1.1.2.2. Características Físicas y Mecánicas	14
2.4.2.2. Por regulación de tensión.....	15
2.4.2.3. Por pérdidas de potencia.....	15
2.5. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO	16
2.5.1. Aisladores.....	17
2.5.1.1. Características constructivas.....	17
2.5.1.2. Selección de Aisladores	17
2.5.1.3. Distancia mínima de fuga	17
2.5.1.4. Distancia mínima de seguridad.....	18

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 2 de 82

2.6.	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	24
2.6.1.	Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra	24
2.6.1.1.	Determinar las características del suelo (resistividad).	24
2.6.1.2.	Determinar la corriente máxima de falla a tierra.	26
2.6.1.3.	Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.	26
2.6.1.4.	Determinar el tipo de carga.	27
2.6.1.5.	Cálculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.	27
2.6.1.6.	Cálculo de las tensiones de Paso y de Contacto.	27
2.6.1.7.	Investigar las posibles Tensiones Transferidas.	27
2.6.2.	Materiales para los Sistemas Puesta a Tierra	27
2.6.3.	Mantenimiento de Sistema de Puesta a Tierra	29
2.6.4.	Puesta a Tierra Temporales	30
2.6.4.1.	Requisitos de Producto	30
2.6.4.2.	Requisitos de Instalación	30
3.	DISEÑO MECANICOS.....	31
3.1.	HIPÓTESIS DE DISEÑOS DE TENSIÓN	31
3.1.1	Hipótesis de velocidad de viento máxima:	31
3.1.2	Hipótesis de temperatura mínima:.....	31
3.1.3	Hipótesis de condición diaria:	31
3.1.4	Hipótesis de temperatura máxima ambiente:	31
3.2.	CALCULO DE VANOS	32
3.2.2.1.	Vano máximo por penduleo:	32
3.2.2.2.	Vano máximo permitido por la altura de la estructura:.....	33
3.3.	PLANTILLADO	35
3.4.	ESFUERZOS	36
3.4.2.1.	Sobre las estructuras:.....	38
3.4.2.2.	Sobre los conductores:.....	39
3.4.2.3.	Sobre los aisladores, herrajes y accesorios:.....	40
3.5.	CONDICIONES DE CARGA PARA LAS ESTRUTURAS	43
3.5.2.1.	Estructura de suspensión:	43

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 3 de 82

3.5.2.2.	Estructura de retención	43
3.5.2.3.	Estructura de terminal:	44
3.6.	MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN ..	44
3.6.1.	Factores de seguridad:	44
3.6.2.	Momento resistente de la estructura:	44
3.6.3.	Longitud de empotramiento:	45
3.6.4.	Momento por presión del viento sobre la estructura:	45
3.6.5.	Momento por esfuerzos de cambio de dirección de la línea:	45
3.6.6.	Curvas de utilización:	46
3.7.	TEMPLATETES O RETENIDAS	46
3.7.1.	Tipos de templatetes:	46
3.7.2.	Características técnicas:	46
3.7.3.	Cálculo del templatete o retenida:	47
3.8.	CIMENTACIONES	47
3.8.1.	Aporte de hormigón (cilíndrico):	48
3.8.2.	Monobloque o bloque único (prismático):	49
4.	CONSTRUCCIÓN EN REDES EN MEDIA TENSIÓN	49
4.1.	REDES AEREAS	49
4.1.1.	Generalidades:	49
4.1.2.	Codificación de estructuras:	50
4.1.3.	Detalles constructivos:	50
4.1.3.1.	Apoyos:	50
4.1.3.2.	Crucetas	52
4.1.3.3.	Herrajes y soportes:	52
4.1.3.4.	Templatetes o retenidas:	52
4.1.3.5.	Aisladores:	53
4.1.3.6.	Conductores:	53
4.1.3.7.	Derivaciones protección o arranques:	55
4.1.4.	Sistemas de puesta a tierra para media tensión:	56
4.1.5.	Servidumbre:	56

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 4 de 82

5. DISEÑO Y CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES	57
5.1. NIVELES DE TENSIÓN NORMALIZADOS.....	57
5.2. SUBESTACIONES TIPO POSTE	58
5.2.1. Generalidades:	58
5.2.2. Equipo de protección y maniobra:	59
5.2.3. Sistema de puesta a tierra:.....	59
5.2.4. Formas constructivas:.....	60
5.3. SUBESTACIONES DE PATIO	60
5.3.1. Generalidades:	60
5.3.2. Equipo de protección y maniobra:	60
5.3.3. Sistema de puesta a tierra:.....	60
5.3.4. Formas constructivas:.....	61
5.4. SUBESTACIONES DE PEDESTAL O PAD-MOUNTED.....	61
5.4.1. Generalidades:	61
5.4.2. Equipo de protección y maniobra:	61
5.4.3. Sistema de puesta a tierra:.....	61
5.4.4. Formas constructivas:.....	62
5.5. SECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.....	62
5.5.1. Protección de transformadores:	62
5.5.1.1. Protección contra sobretensiones:.....	62
5.5.1.2. Protecciones adicionales para transformadores.....	63
5.6. CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA	63
5.6.1. Generalidades:	63
5.6.2. Parámetros de diseño:.....	63
5.6.3. Metodología de diseño:	64
5.7. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.....	64
5.7.1. Protección con cable de guarda:	65
5.7.2. Protección con mástiles y puntas:	65
5.7.3. Diseño del sistema de apantallamiento:	65
5.8. NIVELES DE AISLAMIENTO	65

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1 Versión 2.0	15/01/2021 Página 5 de 82
--	---	----------------------------	------------------------------

5.9. REQUISITOS PARA LA INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES.....	66
6. DISEÑO DE REDES DE BAJA TENSIÓN.....	67
6.1. NIVELES DE TENSIÓN	67
6.2. DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN BAJA TENSIÓN	68
6.3. FACTOR DE POTENCIA DE DISEÑO	68
6.4. DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA.....	68
6.5. CONDUCTORES ELÉCTRICOS	69
6.5.1. Características técnicas:	69
6.5.2. Criterios de selección de conductores:	70
6.5.2.1. Capacidad de corriente:	70
6.5.2.2. Por regulación de tensión:	71
6.5.2.3. Por pérdidas de potencia y energía:	71
6.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS.....	71
6.6.1. Elementos de protección contra sobre corriente:.....	71
6.6.2. Elementos de protección contra sobretensiones:	71
6.7. AISLAMIENTO	72
6.7.1. Aisladores:.....	72
6.7.2. Distancias de seguridad:.....	72
6.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	72
6.9. DISEÑO MECÁNICO	73
6.10. CAJAS PARA DERIVACIÓN Y ACOMETIDAS	73
6.10.1. Cajas para derivación:	73
6.10.2. Conductores:.....	73
6.10.3. Selección de ductos:	74
6.10.4. Intensidad máxima permisible:	74
6.10.5. Regulación de tensión:.....	74
6.10.6. Protección de acometidas:.....	74
7 CONSTRUCCION DE REDES DE BAJA TENSION.....	74
7.1 REDES AEREAS.....	75
7.1.1 Generalidades	75

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 6 de 82

7.1.2	Codificación de estructuras.....	75
7.1.3	Detalles constructivos.....	75
7.1.3.1	Apoyos	75
7.1.3.2	Herrajes	75
7.1.3.3	Templetes o retenidas	76
7.1.3.4	Aisladores.....	76
7.1.3.5	Conductores.....	76
7.1.4	Conexión de fases	77
7.1.4.1	Redes trenzadas	77
7.1.4.2	Redes abiertas	77
7.2	SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	77
7.3	ACOMETIDAS.....	78
8	PRESENTACIÓN DE PROYECTOS.....	78
8.1	DOCUMENTO PARA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO.....	78
8.1.1	Pasta.	78
8.1.2	Carátula.	79
8.1.3	Portada.	79
8.1.4	Descripción del proyecto.	79

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Tensión de servicio en Media Tensión según nivel de Demanda.....	10
Tabla 2. Conductores en aluminio desnudo.....	10
Tabla 3. Cables para media tensión.....	10
Tabla 4. Características eléctricas de cable de aluminio – AAAC.	11
Tabla 5. Características físicas y mecánicas de cable de aluminio – AAAC.	12
Tabla 6. Características eléctricas de cable de aluminio – ACSR.....	13
Tabla 7. Características físicas y mecánicas de cable de aluminio – ACSR.....	14
Tabla 8. Límites de Regulación de Tensión en Media Tensión	15
Tabla 9. Pérdidas máximas de potencia y energía en Media Tensión	16
Tabla 10. Calibres mínimos en media tensión.	16
Tabla 11. Niveles de aislamiento normalizados	16
Tabla 11. Tipos de Aisladores.....	17
Tabla 12. Distancia mínima de fugas	18
Tabla 13. Distancia mínimas de seguridad en zonas con construcciones	19

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 7 de 82

Tabla 14. Distancia mínimas de seguridad para diferentes situaciones.....	19
Tabla 15. Distancia verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones	22
Tabla 16. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo.....	22
Tabla 18. Constantes de materiales de la norma IEEE 80	26
Tabla 19. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra	29
Tabla 20. Máximo período entre mantenimientos de un SPT	29
Tabla 21. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima.	31
Tabla 22. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.	31
Tabla 23. Parámetros para la hipótesis de condición diaria.	31
Tabla 23. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.	32
Tabla 24. Coeficiente de oscilación de los conductores.	33
Tabla 25. Coeficiente de topografía S1	37
Tabla 26. Clasificación del terreno.	38
Tabla 27. Coeficiente de rugosidad del terreno, del tamaño de la estructura y altura sobre el terreno S2	38
Tabla 28. Coeficiente de variación de la densidad del aire.....	38
Tabla 29. Coeficiente de fuerza Cf para estructuras de sección circular.	39
Tabla 30. Coeficiente de fuerza Cf para estructura en celosía.	39
Tabla 31. Coeficiente Coeficientes de fuerza Cf para alambres y cables.	40
Tabla 32. Valores del coeficiente de reducción k para miembros de longitud y esbeltez finitas.	40
Tabla 33. Coeficiente de fuerza Cf para miembros estructurales de sección circular.	40
Tabla 34. Factores de seguridad.....	44
Tabla 35. Cables utilizados en el levantamiento de retenidas.	46
Tabla 36. Especificaciones técnicas de postes en ferroconcreto vibrados y centrifugados.	50
Tabla 37. Especificaciones técnicas de postes en ferroconcreto vibrados y centrifugados.	51
Tabla 38. Resumen de Aplicabilidad de crucetas	52
Tabla 39. Características Dimensionales, Eléctricas y Mecánicas de los Cables ACSR.	53
Tabla 40. Características Dimensionales, Eléctricas y Mecánicas de los Cables AAAC.	54
Tabla 42. Distancia de seguridad según el nivel de tensión	57
Tabla 43. Niveles de tensión normalizados para transformadores de distribución.....	57
Tabla 44. Calibre mínimo para conductor de puesta a tierra – bajante del neutro y carcasa del transformador.	59
Tabla 45. Elemento de protección lado de alta del transformador.....	62
Tabla 46. Elemento de protección lado de baja del transformador.....	62
Tabla 47. Distancias dieléctricas mínimas fase- fase y fase-tierra	66
Tabla 48. Tensión de servicio de la red según tipo usuario.	67
Tabla 49. Conductores en aluminio desnudo.	69
Tabla 50. Cables múltiplex con neutro como mensajero con aislamiento en polietileno reticulado para 90° C de temperatura.	69
Tabla 51. Conductores en cobre o aluminio aislado	69
Tabla 52. Calibre mínimo en Baja tensión.	70
Tabla 53. Capacidades de corriente para cables de aluminio aislado múltiplex en polietileno reticulado, redes aéreas.....	70
Tabla 54. Límites de regulación de tensión (desde bornera de baja tensión del transformador hasta caja de derivación).	71
Tabla 55. Pérdidas máximas totales en baja tensión.....	71
Tabla 56. Calibre de acometidas aéreas concéntricas e interruptor máximo de protección	73

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 8 de 82

1. GENERALIDADES

1.1. ANTECEDENTES

Debido a la diversidad en la utilización de materiales y equipos para los sistemas de distribución que presenta la EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. ahora en adelante la EEBP S.A. E.S.P., ha iniciado la implantación del Proyecto de Normalización de líneas aéreas de media y baja tensión, que incluye los criterios básicos para el diseño y construcción de proyectos nuevos y las especificaciones de materiales y equipos a utilizar.

Dicha normalización deberá ser aplicada por todos los entes involucrados dentro del futuro proceso de desarrollo de los sistemas de distribución, entre los cuales se encuentran los contratistas de la compañía, los fabricantes y los suministradores de materiales y equipos.

Como una primera etapa dentro de este proceso gradual de implementación de la normalización se desarrolló el presente documento, que es una actualización de la Versión 01 de noviembre del 2015 del documento “CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y LA CONSTRUCCIÓN DE REDES AEREAS DE DISTRIBUCIÓN” de la EEBP S.A. E.S.P., que se ha venido utilizando para la elaboración de los diseños y construcción de proyectos nuevos. Este nuevo documento recoge los aspectos más importantes de la normalización que se pueden ir aplicando.

Se aclara que este documento tiene carácter de provisional, y estará sujeto a revisión y/o complementación de acuerdo con las directrices que tracen las directivas de la empresa al respecto.

1.2. OBJETO

A partir de la entrada en vigencia de esta norma, todos los diseños, construcciones y remodelaciones en redes del sistema de distribución de uso general, en la zona de influencia de la EEBP S.A. E.S.P., deben cumplir con lo establecido en este documento.

En esta normatividad se tendrá en cuenta el desarrollo tecnológico, lo cual pretende la adopción de nuevas tecnologías y metodologías de cálculos, siempre y cuando no contravengan las normas técnicas nacionales vigentes o en su defecto las normas técnicas internacionales.

Cumpliendo con el Artículo 8 del documento RETIE, toda instalación eléctrica deberá contar con un diseño firmado por un profesional competente (ingeniero eléctrico, electricista o electromecánico con tarjeta profesional vigente), a excepción de las instalaciones residenciales multifamiliares o comerciales que hagan parte de un mismo proyecto de construcción, donde se involucren hasta cuatro (4) cuentas de energía, correspondientes al mismo permiso o licencia de construcción y que su capacidad instalable individual sea inferior a los 10 kVA. Así mismo esta normatividad está definida para su aplicación en instalaciones hasta 13.8 kV, sin embargo, puede tomarse como referencia para trabajos en 34.5 kV, teniendo en cuenta las distancias de seguridad consignadas en el artículo 13 del documento RETIE.

1.3. DOCUMENTOS DE REFERENCIA

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

American National Standards Institute (ANSI)

Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas (RETIE)

Resolución CREG 070 de 1998 Reglamento de distribución de energía eléctrica

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 9 de 82

International Electrotechnical Commission (IEC)

Institute of Electrical and Electronic Engineers (IEEE)

Código eléctrico colombiano (NTC 2050)

1.4. DEFINICIONES

Diseño eléctrico: Conjunto de documentos físicos y/o magnéticos que describen y sustentan los aspectos técnicos de una instalación; conforme al tipo, uso y complejidad de la instalación, el diseño debe contener las especificaciones técnicas de los elementos que la conformaran, las memorias de cálculo, los planos, diagramas, especificaciones técnicas, hojas de datos, fichas técnicas, etc.

Proyecto Específico: Proyecto concreto de construcción de infraestructura eléctrica requerido para permitir la conexión de un suscriptor o usuario o grupo de suscriptores o usuarios a la red de la EEBP. En desarrollo del proyecto se debe especificar los cálculos eléctricos y mecánicos, plano de situación y emplazamiento, plano de perfil, relación de propietarios, cruzamientos, presupuestos, etc.

Punto de Conexión: Es el punto eléctrico determinado por la EEBP, en el cual se debe conectar el suscriptor o usuario una vez realizada la fase de factibilidad. El equipo del suscriptor o usuario se conecta a un Sistema de Transmisión Regional (STR) y/o Sistema de Distribución Local (SDL), con el propósito de transferir energía eléctrica entre las partes. El punto de conexión se identifica en el diagrama unifilar.

Red de Uso General: Redes públicas que no forman parte de acometidas o instalaciones internas.

2. DISEÑO ELÉCTRICO EN MEDIA TENSIÓN

En el presente documento se establecen las normas y criterios básicos para el diseño y construcción de redes aéreas de media tensión (MT) de uso general cuya operación estará a cargo de la EEBP S.A. E.S.P. como operador de red. Estos criterios siguen los lineamientos de la nueva normativa contenida en el Proyecto de diseños y construcción y serán aplicables en esta etapa de transición a la nueva normativa.

2.1. NIVELES DE TENSIÓN

Para media tensión, se consideran exclusivamente redes con tensiones nominales de 13.8 kV y 34.5 kV. En el caso puntual que trata el presente documento, se considera de manera preferencial, el diseño y construcción de Redes en 13.8 kV.

2.2. TIPO DE SERVICIO

La red de distribución en media tensión se hará en configuración radial vertebrado, de donde parten derivaciones hacia centros de transformación tipo poste de 5 kVA hasta 75 kVA (Transformadores Autoprotectidos y/o convencionales, este solo uso exclusivo de particulares) o hacia centros de transformación de superficie plana tipo Pad Mounted desde 112.5 kVA en adelante.

Las líneas derivadas que parten de una línea principal alimentan a subderivadas y estas a su vez alimentan a racimos que son agrupamientos de transformadores de distribución que comparten un elemento de protección y maniobra, deben ser de tipo trifásicas o bifásicas, solo se permite la construcción de redes bifilares a 13.8 kV, cuando no se alimente más de una capacidad máxima de 75 kVA.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 10 de 82

2.3. DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN

El nivel de tensión para la alimentación general de un proyecto está sujeta a la disponibilidad declarada por la empresa y se seleccionará con base en la demanda máxima del suscriptor o conjunto de suscriptores y a las consideraciones de la Tabla 1.

Tabla 1. Tensión de servicio en Media Tensión según nivel de Demanda.

TENSIÓN (kV)	DEMANDA MAXIMA (kVA)
M.T. (13,8)	Hasta 500
M.T. (34,5)	Hasta 5000

Solo se instalarán transformadores de distribución a nivel de 34.5KV cuando en la red de la EEBP exista un alimentador de distribución del sector industrial a este nivel de tensión. Los circuitos actuales de interconexión entre subestaciones de la EEBP no son alimentadores para nuevas zonas industriales.

Se autorizará conectarse a las redes de la EEBP S.A. E.S.P. sin transformador hasta 10 kVA de Demanda Diversificada, esto siempre y cuando exista Red y la correspondiente disponibilidad de energía en el transformador al cual se conectará el proyecto, caso contrario, el diseñador y/o interesado deberá presentar proyecto particular en Media Tensión. Se incluye aquí los edificios de apartamentos cuya demanda máxima diversificada sea no mayor de 10 kVA.

2.4. CONDUCTORES ELECTRICOS

2.4.1. Características Técnicas.

Para la construcción de redes aéreas de media tensión a 13,8 kV se emplearán cables del tipo ACSR y AAAC., el tipo de cable debe corresponder a alguna de las tecnologías y aplicaciones citadas en las Tabla 2 y 3.

Tabla 2. Conductores en aluminio desnudo.

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
AAAC	Conductor de aleación de aluminio	Transmisión, Distribución aérea zona urbana y rural, zonas de alta contaminación
ACSR	Conductor de aluminio reforzado en acero recubierto de zinc	Transmisión, Distribución aérea zona urbana y rural.

Tabla 3. Cables para media tensión

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
ACSR FORRADO	Conductor de aluminio con núcleo de acero recubierto con una capa de polietileno reticulado	Distribución aérea en zonas de mayor confiabilidad de operación y compatibilidad con el medio ambiente.
CABLE MONOPOLAR MV	Cable de cobre o aluminio, aislado con material termoestable	Distribución aérea y subterránea, zona urbana y rural.
CABLE TRIPOLAR MV	Cable de cobre o aluminio, aislado con material termoestable, cableadas y con chaqueta común de PVC	Distribución aérea y subterránea, zona urbana y rural.

2.4.2. Criterios de selección de conductores.

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN		RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
	CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)		Versión 2.0	Página 11 de 82

El calibre del conductor se seleccionará con base a los siguientes criterios:

- Capacidad de corriente
- Regulación de tensión
- Pérdidas de potencia y energía.

2.4.2.1. Capacidad de corriente.

La capacidad de corriente del conductor seleccionado para circuitos en media tensión, no debe ser inferior a la corriente correspondiente a la demanda máxima diversificada y puede ser calculada a partir de las siguientes ecuaciones:

Sistemas trifásicos:

$$(1) \quad I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{LL}}$$

Sistemas bifásicos:

$$(2) \quad I_{nom} = \frac{S_{2\phi}}{V_{LL}}$$

Luego la corriente del conductor con un margen de sobrecarga del 15%, será:

$$(3) \quad I_{conductor} = I_{nom} * 1.15$$

Para conductores desnudos el área mínima de la sección transversal del material conductor no debe ser menor al 98% del área nominal, presentada en las tablas de la sección 2.4.2.1.1., del presente documento. Así mismo, los conductores no deberán operar a una temperatura mayor a la temperatura de diseño del elemento que soporte la menor temperatura de los diferentes elementos asociados al circuito eléctrico.

2.4.2.1.1. Características Específicas.

2.4.2.1.1.1. Cable de Aleación de Aluminio Desnudo - AAAC.

El material conductor debe ser de aleación de aluminio 6201-T81, con una conductividad mínima del 52.5% IACS, según la norma NTC 2729, y presentar una calidad y pureza determinada, de tal forma que el producto ofrecido cumpla las propiedades y características establecidas en esta especificación.

Los conductores deben estar formados por grupos de alambres de aluminio y deben cumplir con las características técnicas de fabricación especificadas en las normas NTC 2730 y ASTM B-399.

2.4.2.1.1.1.1. Características Eléctricas

Tabla 1. Características eléctricas de cable de aluminio – AAAC.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE		Nº DE HILOS	R _{NCC} 20 °C (Ω/Km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/Km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
	(AWG)	(Kcmil)				
-	1/0	-	7	0,626	0.3390	204
AZUSA	-	123.3	7	0,536	0.3332	225
-	2/0	-	7	0,497	0.3303	236

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN				RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
	CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)				Versión 2.0	Página 12 de 82

ANAHEIM	-	155.4	7	0.426	0.3245	260
-	3/0	-	7	0.394	0.3216	272
AMHERST	-	195.7	7	0.338	0.3158	300
-	4/0	-	7	0.312	0.3128	315
ALLIANCE	-	246.9	7	0.268	0.3070	347
-	250	-	19	0.264	0.3024	351
-	300	-	19	0.22	0.2956	393
BUTTE	-	312.5	19	0.165	0.2940	404
-	350	-	19	0.189	0.2898	433
CANTON	-	394.5	19	0.142	0.2852	467
-	450	-	19	0.147	0.2803	507
-	465.4	-	19	0.142	0.2790	517
-	500	-	19	0.132	0.2769	541
-	550	-	37	0.12	0.2715	575
DARIEN	-	559.5	37	0.118	0.2721	580
-	600	-	37	0.11	0.2682	607
-	650	-	37	0.102	0.2652	637
-	700	-	37	0.0944	0.2624	667
-	750	-	37	0.0881	0.2598	697
-	800	-	37	0.0826	0.2574	725
-	900	-	37	0.0735	0.2529	779
-	1000	-	37	0.0661	0.2489	831

2.4.2.1.1.1.2. Características Físicas y Mecánicas

Tabla 2. Características físicas y mecánicas de cable de aluminio – AAAC.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE EQUIVALENTE		N° DE HILOS	ÁREA NOMINAL DEL CONDUCTOR (mm²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	MASA NOMINAL TOTAL (Kg/Km)	CARGA MÍNIMA A LA ROTURA (KN)
	(AWG)	(Kcmil)					
-	1/0	-	7	53,51	9.36	146.8	1734
AZUSA	-	123.3	7	62,4	8,9	171,3	1.937,59
-	2/0	-	7	67,44	10.51	185	2091
ANAHEIM	-	155.4	7	78,6	10	215,6	2.447,48
-	3/0	-	7	85,03	11.80	23.3	2641
AMHERST	-	195.7	7	99,3	11,2	272,5	3.079,75
-	4/0	-	7	107,22	13.25	294.2	3335
ALLIANCE	-	246.9	7	125	12,6	343,2	3.885,38
-	250	-	19	126,68	14.57	347.6	3977
-	300	-	19	152,01	15.96	417.1	4773
BUTTE	-	312.5	19	159	14,2	435,1	4.762,39

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN				RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
	CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)				Versión 2.0	Página 13 de 82

	350	-	19	177,35	17.24	486.6	5333
CANTON	-	394.5	19	200	16	548,5	6.016,72
-	450	-	19	228,02	19.54	625.6	6863
-	465.4	-	19	235,8	19.88	647	7098
-	500	-	19	253,35	20.60	695.2	7618
	550	-	37	278,69	21.68	764.7	8556
DARIEN	-	559.5	37	284	19	778,3	8.525,39
-	600	-	37	304,03	22.64	834.2	9331
-	650	-	37	329,36	23.57	903.7	9688
-	700	-	37	354,7	24.46	973.2	10402
-	750	-	37	380,03	23.35	1043	11218
-	800	-	37	405,37	26.14	1112	11931
-	900	-	37	456,04	27.73	1251	13461
-	1000	-	37	506,71	29.23	1390	14889

2.4.2.1.1.2. Cable de Aluminio Desnudo Reforzado con Núcleo de Acero– ACSR

El conductor debe estar formado por un grupo de alambres de aluminio, cableados helicoidalmente alrededor de un alambre o grupo de alambres de acero y cumplir con las características técnicas de fabricación especificadas en las normas NTC 30 y ASTM B-230.

Los alambres de aluminio deben ser de 1350-H19 con una conductividad mínima del 61% IACS y presentar una calidad y pureza determinada, de tal forma que el producto ofrecido cumpla las propiedades y características establecidas en esta especificación.

El alambre de acero debe ser trefilado en frío y recubrimiento con cinc, presentar con una conductividad mínima del 9% IACS, para producir las propiedades deseadas, y cumplir con la norma de fabricación NTC 461.

2.4.2.1.1.2.1. Características Eléctricas

Tabla 3. Características eléctricas de cable de aluminio – ACSR.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE (AWG o Kcmil)	N° DE HILOS		R _n CC 20 °C (Ω/Km)	REACTANCIA INDUCTIVA (Ω/Km)	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)
		ALUMINIO	ACERO			
Raven	1/0	6	1	0,534	0.3423	230
Quail	2/0	6	1	0,424	0.3335	270
Pigeon	3/0	6	1	0,336	0.3248	300
Penguin	4/0	6	1	0,267	0.3161	340
Waxwing	266.8	18	1	0,212	0.2962	460
Partridge	266.8	26	7	0,214	0.2888	460
Merlin	336.4	18	1	0,168	0.2874	530
Linnet	336.4	26	7	0,169	0.2800	530
Oriole	336.4	30	7	0,17	0.2766	530

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)				RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
					Versión 2.0	Página 14 de 82

Pelican	477	18	1	0,119	0.2743	670
Flicker	477	24	7	0,12	0.2688	670
Hawk	477	26	7	0,12	0.2669	670
Hen	477	30	7	0,12	0.2634	670
Mallard	795	30	19	0,0719	0.2442	900
Condor	795	54	7	0,0717	0.2489	900
Tern	795	45	7	0,0717	0.2477	900
Drake	795	26	7	0,0717	0.2476	900
Coot	795	36	1	0,0713	0.2510	900
Bluejay	1113	45	7	0,0512	0.2397	1100
Finch	1113	54	19	0,0514	0.2362	1100

2.4.2.1.1.2.2. Características Físicas y Mecánicas

Tabla 7. Características físicas y mecánicas de cable de aluminio – ACSR.

NOMBRE CLAVE	CALIBRE (AWG o Kcmil)	N° DE HILOS		ÁREA SECCIÓN DE ALUMINIO (mm²)	ÁREA SECCIÓN DE ACERO (mm²)	DIÁMETRO CONDUCTOR (mm)	MASA NOMINAL TOTAL (Kg/Km)	CARGA MÍNIMA A LA ROTURA (KN)
		ALUMINIO	ACERO					
Raven	1/0	6	1	53,51	8,9	10,11	216,06	1988
Quail	2/0	6	1	67,44	11,23	11,35	272,01	2406
Pigeon	3/0	6	1	85,03	14,19	12,75	342,98	2998
Penguin	4/0	6	1	107,22	17,87	14,3	432,71	3783
Waxwing	266.8	18	1	135,19	7,48	15,47	430,18	3130
Partridge	266.8	26	7	135,19	22,06	16,31	545,95	5129
Merlin	336.4	18	1	170,46	9,48	17,37	542,82	3946
Linnet	336.4	26	7	170,46	27,74	18,29	687,46	6394
Oriole	336.4	30	7	170,46	39,81	18,82	783,28	7852
Pelican	477	18	1	241,7	13,42	20,68	769,74	5353
Flicker	477	24	7	241,7	31,35	21,49	913,48	7801
Hawk	477	26	7	241,7	39,35	21,79	975,09	8841
Hen	477	30	7	241,7	56,39	22,43	1110,64	10809
Mallard	795	30	19	402,83	91,94	28,96	1836,04	17437
Condor	795	54	7	402,83	52,19	27,74	1520,74	12746
Tern	795	45	7	402,83	27,87	27	1331,76	10024
Drake	795	26	7	402,83	65,61	28,14	1626,38	14276
Coot	795	36	1	402,83	69,23	26,42	1195,76	7617
Bluejay	1113	45	7	563,97	39,03	31,98	1865,95	13562
Finch	1113	54	19	563,97	71,55	32,84	2127,84	17743

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 15 de 82

2.4.2.2. Por regulación de tensión

El calibre del conductor seleccionado debe ser tal que la regulación o caída de tensión, se encuentra dentro de los límites establecidos en la Tabla 5 y 7.

$$(4) \quad \%Reg \text{ Nodo}_n = Me_n * K$$

Donde:

Momento eléctrico (Me_n), es la carga acumulada en el nodo n, por la longitud del tramo:

$$(5) \quad Me_n = kVA_n * L$$

Constante de Regulación (K), La constante de regulación depende del tipo de material del conductor, del tipo de magnitud de la carga y de la tensión de operación del conductor:

$$(6) \quad K = \frac{r \cdot \cos\theta + x \cdot \sin\theta}{10(kV_{L-L})^2}$$

Por lo anterior, la regulación acumulada en el nodo $n + 1$, será:

$$(7) \quad \%Reg \text{ Acum Nodo}_{n+1} = \%Reg \text{ Acum Nodo}_n + \%Reg \text{ Nodo}_{n+1}$$

El Voltaje en el nodo n, será:

$$(8) \quad V_n = V_o * \%Reg \text{ Acum Nodo}_n$$

Para efectos del cálculo de Regulación, el factor el factor de potencia debe estimarse con base a las características de la carga sin incluir elementos de compensación, de igual forma la impedancia del circuito debe ser calculada a la máxima temperatura de operación correspondiente

Tabla 8. Límites de Regulación de Tensión en Media Tensión

Nivel de Tensión - Zona Urbana/Rural	Regulación máxima permisible (%)
Nivel I (240 V)	5,0
Nivel II (13,8 kV)	3,0
Nivel III (34,5 kV)	2,0

Los valores de las constantes de Regulación para los tipos de conductores utilizados, se tomarán del Anexo 1, del presente documento.

2.4.2.3. Por pérdidas de potencia

Conocida la Tensión en los nodos, se comienza a calcular las pérdidas de energía, de manera que se vayan acumulando todas las pérdidas desde el último tramo del circuito hasta el inicial.

El cálculo de las pérdidas de energía, debe efectuarse teniendo en cuenta las curvas de demanda diaria. En el anexo xx, se muestra los datos de curva diversificada para el cálculo de regulación proyectada, según el tipo de servicio o estrato correspondiente.

La expresión utilizada para el cálculo de las pérdidas de potencia por tramo de conductor, para sistemas trifásicos, es:

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 16 de 82

$$(9) \quad P_{\text{perd } 3\theta-i} = \left[\frac{3 \cdot kVA \text{ Total}_i}{\sqrt{3} \cdot V_{L-L,i}} \right]^2 * \frac{\rho \cdot L}{1000 \cdot s}$$

Donde:

L, es la distancia del tramo en kilómetros.

$kVA \text{ Total}_i$, es la carga en el nodo i.

$V_{L-L,i}$, tensión en el nodo final del tramo i.

ρ , Coeficiente de resistividad o resistencia específica del material en $\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{km}}$, a una temperatura dada.

s, Superficie o área transversal del material en mm^2 .

La anterior formula se aplica para sistemas trifásicos, para sistemas monofásicos se debe ajustar el factor elevado al cuadrado para la correspondiente corriente monofásica.

Las pérdidas acumuladas en el nodo i, se calculan por la siguiente ecuación:

$$(10) \quad \text{Pérdidas AcumTramo}_i = \text{Pérdidas Tramo}_i + \text{Pérdidas Tramo}_{i+1}$$

Las pérdidas máximas de potencia y energía se establecen en la Tabla 9.

Tabla 9. Pérdidas máximas de potencia y energía en Media Tensión

Nivel de Tensión	Pérdidas de Potencia (%)	Pérdidas de Energía (%)
Nivel II (13,8 kV)	2,5	1,5
Nivel III (34,5 kV)	2,5	1,5

Los calibres y los conductores utilizados deberán cumplir con los valores máximos admitidos para la regulación y para las perdidas contemplados en el presente documento, no obstante en ningún caso se aceptarán calibres de conductores menores, de acuerdo a la Tabla 10.

Tabla 10. Calibres mínimos en media tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	CALIBRES MINIMOS	
	ACSR (AWG)	AAAC (KCMIL)
13,8 kV (Alimentadores principales)	4/0	246,9
13,8 kV (Alimentadores secundarios)	1/0	123,3

2.5. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La Tabla 11, incluye los niveles de aislamiento normalizados para redes de media tensión.

Tabla 11. Niveles de aislamiento normalizados

Nivel de Tensión	Nivel de Aislamiento – BIL (kV)
Nivel II (13,8 kV)	110
Nivel III (34,5 kV)	200

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 17 de 82

Estos niveles de aislamiento deben ser tomados como referencia para todos los equipos que forman parte del sistema de distribución.

2.5.1. Aisladores

Elemento de la línea, con mayor cuidado, tanto en su elección como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación, están sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos.

2.5.1.1. Características constructivas

Tabla 12. Tipos de Aisladores

Tipo de Aislador	Características
Hibrido	Se emplean como aisladores soporte y aislamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corriente de fuga Aplicando en tensiones de Distribución y Subtransmisión, para ambientes normales y contaminados.
Porcelana	Tiene como función de actuar como soporte de los conductores de las líneas de distribución eléctrica y se usan en redes abiertas convencionales. (Aislador Line Post)
Polimérico	Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores.
Tensor	Aislador de porcelana o sintético, de forma cilíndrica con dos agujeros y ranuras transversales. Se usa como soporte aislador entre el poste y el suelo en los cables tensores, y para tensar líneas aéreas y estructuras de distribución.

2.5.1.2. Selección de Aisladores

Los aisladores utilizados deben tener certificado de conformidad de producto conforme al RETIE, art. 20. En la selección de los Aisladores, se debe tener en cuenta el nivel de tensión de la red, el nivel de aislamiento y el grado de contaminación de polvo, neblina y Humedad.

Las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son: rigidez dieléctrica, resistencia mecánica, resistencia de las variaciones de temperatura y ausencia de envejecimiento

2.5.1.3. Distancia mínima de fuga

Las Distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2, se observan en la Tabla 12.

La distancia total de fuga necesaria se calcula según la siguiente ecuación:

$$(11) \quad D_t = \frac{V_{max}}{\sqrt{3}} + D_f * \delta$$

Donde:

D_t , es la distancia total de fuga, en mm

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 18 de 82

D_f , es la distancia mínima de fuga, en $\frac{mm}{kV}$

V_{max} , es el valor eficaz de la tensión máxima de operación, para redes de 13.8 kV se debe tomar 17.5 kV y para redes de 34,5 Kv se debe tomar 36 Kv

δ , es el factor de corrección por densidad del aire, dado por la siguiente ecuación:

$$(12) \quad \delta = e^{\frac{h}{8150}}$$

Donde:

h , es la altura sobre el nivel del mar, en m.

El número total de aisladores requerido se calcula como la razón entre la distancia total de fuga D_t y la distancia de fuga de cada aislador.

Tabla 4. Distancia mínima de fugas

Tipo de Aislador	Características	Características
I - Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción	16 mm/kV
	Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia	
	Áreas agrícolas	
	Áreas montañosas	
	Todas las anteriores deben estar situadas al menor entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo	
II - Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción.	20 mm/KV
	Áreas con alta densidad de casas y/o industrias, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias.	
	Áreas expuestas a vientos del mar, pero no próximas a la costa.	
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución.	25 mm/KV
	Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes del mar.	
IV-Muy fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos.	31 mm/KV
	Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes.	
	Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	

2.5.1.4. Distancia mínima de seguridad

Para efectos del presente reglamento y teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, con el objeto de evitar contactos accidentales. Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las siguientes tablas, se deben tener en cuenta, tal como lo establece el artículo 13 del documento RETIE.

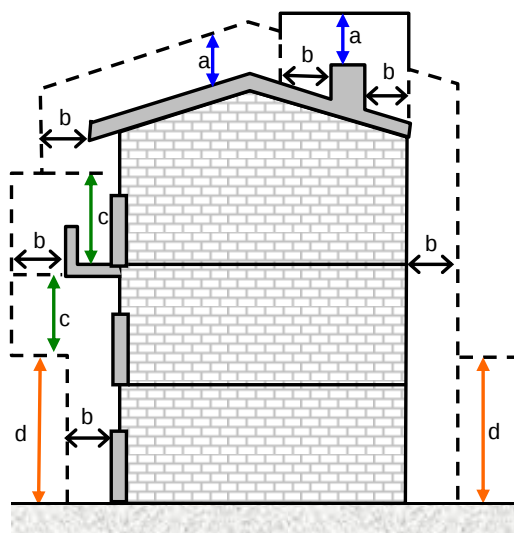
 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 19 de 82

Tabla 5. 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 y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Ilustración 1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
Distancia horizontal “b” a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Ilustración 1)	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
Distancia vertical “c” sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Ilustración 1)	<1	1,7
	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
Distancia vertical “d” a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Ilustración 1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	<1	3,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

Ilustración 1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.



Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

Tabla 6. Distancia mínima de seguridad para diferentes situaciones

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo “d” en crucos con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Ilustración 2).	500	11,5
	230/220	8,5

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 20 de 82

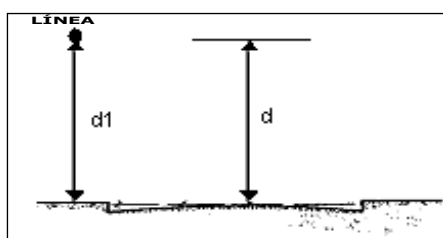
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Ilustración 2).	500	11,5
	230/220	8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
Distancia mínima al suelo "d" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre (Ilustración 2).	<1	5
	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia "e" estos valores (Ilustración 3). En todo caso se debe asegurar que la copa o rama de los árboles no se acerquen al elemento energizado a una distancia que en condiciones de lluvia y tormentas puedan producir arco eléctrico.	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
Distancia mínima vertical en el cruce "f" a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Ilustración 4)	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
	500	4,8
	230/220	3
	115/110	2,3
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Ilustración 4)	66/57,5	2
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6
	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 21 de 82

	<1	9,6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Ilustración 4)	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7
	66/57,5	7
	44/34,5/33	7
	13,8/13,2/11,4/7,6	7
	<1	7

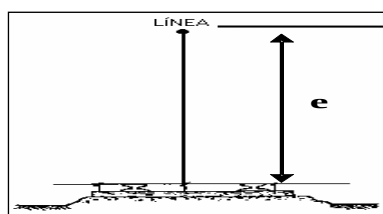
Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

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



Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

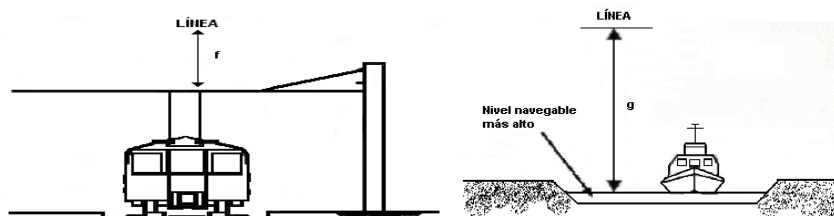
Ilustración 3. Distancias “e” en cruces con ferrocarriles sin electrificar



Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 22 de 82

Ilustración 4. Distancias “f” y “g” para cruces con ferrocarriles y ríos



Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, no podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 15

Tabla 7. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

		DISTANCIAS EN METROS									
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1	
	230/220	3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6		
	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					
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3						
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6							
	<1	1,2	0,6								
	Comunicaciones	0,6									
		Comunicación	<1	13,8/ 13,2/ 11,4/ 7,6	44/ 34,5/ 33	57,5	66	115/ 110	230/ 220	500	
		Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior									

Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

NOTA: la línea de menor tensión, debe estar en la posición de menor altura.

Tabla 8. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 ⁽¹⁾
	7,5 ⁽²⁾
Alimentadores de vías férreas	
0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre).	15
0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG).	30
Entre 750 V y 8,7 kV.	30

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 23 de 82

Conductores de suministro del mismo circuito.	
0 a 8,7 kV	30
Entre 8,7 y 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV
Más de 50 kV	Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito ⁽³⁾	
0 a 8,7 kV	30
Entre 8,7 y 50 kV	30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV
Entre 50 kV y 814 kV	71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

Nota 1: No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

Nota 2: Permitido donde se ha usado regularmente espaciamiento entre pines, menor a 15 cm. No se aplica en los puntos de transposición de conductores.

Nota 3: Para las tensiones que excedan los 57,5 kV, la distancia de seguridad debe ser incrementada en un 3% por cada 300 m en exceso de 1000 m sobre el nivel del mar. Todas las distancias de seguridad para tensiones mayores de 50 kV se basarán en la máxima tensión de operación.

Tabla 9. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura

			CONDUCTORES A MAYOR ALTURA	
			CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)	
			HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV
CONDUCTORES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas comunicaciones.		0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV

Fuente: Artículo 13, Documento RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 24 de 82

Nota 1: 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.

Nota 2: Los conductores del mismo circuito de una red compacta con cables cubiertos o Semiaislado, no deben tener una separación menor a 18 cm para tensiones menores de 15 kV, ni menor a 27 cm para tensiones entre 15 kV y 34,5 kV.

Parágrafo: Se podrá usar tecnología de líneas compactas para una línea o varias líneas en la misma estructura, siempre que se cumplan las distancias de seguridad definidas en normas internacionales, de reconocimiento internacional como IEEE o recomendaciones del CIGRE para este tipo de configuraciones.

2.6. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Toda instalación eléctrica que le aplique el RETIE, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.

Las funciones de un sistema de puesta a tierra son:

- ✓ Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.
- ✓ Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.
- ✓ Servir de referencia común al sistema eléctrico.
- ✓ Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.
- ✓ Transmitir señales de RF en onda media y larga.
- ✓ Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.

Se debe tener presente que el criterio fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos, es la máxima energía eléctrica que pueden soportar, debida a las tensiones de paso, de contacto o transferidas y no el valor de resistencia de puesta a tierra tomado aisladamente. Sin embargo, un bajo valor de la resistencia de puesta a tierra es siempre deseable para disminuir la máxima elevación de potencial o GPR (Ground Potential Rise).

2.6.1. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra

El diseñador de sistemas de puesta a tierra, deberá comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y de contacto a que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad.

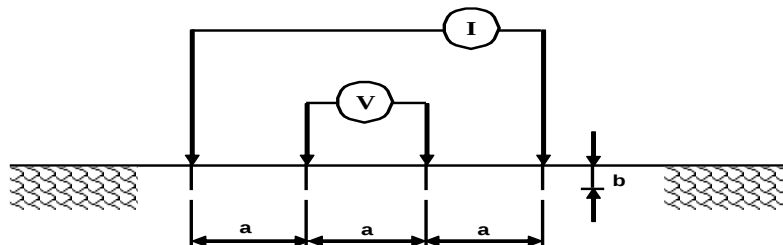
El procedimiento básico sugerido es el siguiente:

2.6.1.1. Determinar las características del suelo (resistividad).

Es importante definir el método más apropiado para determinar la resistividad aparente del terreno, el RETIE recomienda aplicar el método tetraelectródico de Wenner, que es el más utilizado para aplicaciones eléctricas y que se muestra en la Ilustración 5. Se pueden usar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 25 de 82

Ilustración 5. Esquema de medición de resistividad aparente



Fuente: Artículo 15, Documento RETIE.

La Resistividad del terreno, se calcula según la siguiente ecuación:

$$(13) \quad \rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

Donde:

ρ , es la resistividad aparente del suelo en $\Omega \cdot m$

a , es la distancia entre electrodos adyacentes en m.

b , es la profundidad de enterramiento de los electrodos en m.

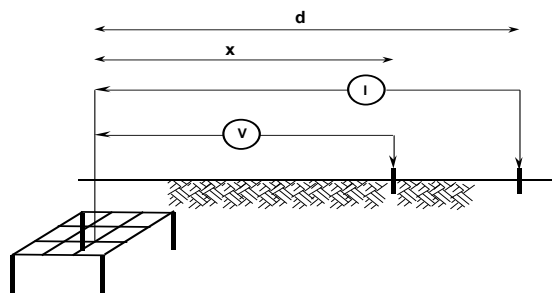
R , es la resistencia eléctrica medida en Ω , dada por $\frac{V}{I}$

Cuando b es muy pequeño comparado con a , se tiene la siguiente ecuación:

$$(14) \quad \rho = 2\pi a R$$

La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra. Para su medición se puede aplicar el método de Caída de Potencial, cuya disposición de montaje se muestra en la Ilustración 6:

Ilustración 6. Esquema de medición de resistencia de puesta a tierra



Fuente: Artículo 15, Documento RETIE.

En donde,

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 26 de 82

d, es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual debe ser 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95% (según IEEE 81).

X, es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

La resistencia de puesta a tierra en ohmios, se calcula con V/I .

2.6.1.2. Determinar la corriente máxima de falla a tierra.

Esta debe ser entregada por el O.R., en media tensión para cada caso particular. Constituye un factor determinante para determinar el calibre del conductor a utilizar en el electrodo de puesta a tierra

2.6.1.3. Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.

Este es un valor importante en el proceso de cálculo de la puesta a tierra, pues de la duración del despeje de la falla depende la complejidad del sistema. A partir del valor anterior, se determina la tensión máxima del contacto para una persona de 50kg y el área de la sección transversal del conductor a tierra mediante las ecuaciones 15 y 16, las cuales fueron adoptadas de la norma ANSI/IEEE 80:

$$(15) \quad V_{max\ decontacto} = \frac{116}{\sqrt{t}}$$

$$(16) \quad A_{mm^2} = \frac{I.K_f\sqrt{t_c}}{1.9737}$$

Donde:

I, es la Corriente RMS de falla a tierra en kA, suministrada por el O.R.

K_f , es la constante de la Tabla 18, para diferentes materiales y valores de T_m . (T_m es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor a una temperatura ambiente de 40 °C).

t_c , es el tiempo de despeje de la falla a tierra

Determinar correctamente el tiempo de despeje a la falla es un factor indispensable para ajustar el diseño a los límites de soportabilidad del cuerpo humano y garantizar de este modo la seguridad de los seres vivos. Estas consideraciones se pueden consultar en la norma IEC 60479-1.

Tabla 10. Constantes de materiales de la norma IEEE 80

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica.	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico.	97	250	11,78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 27 de 82

Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta en acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: Artículo 15, Documento RETIE.

2.6.1.4. Determinar el tipo de carga.

El tipo de carga a instalar, constituye un parámetro para el cálculo de las tensiones transferidas que se pueden presentar.

2.6.1.5. Cálculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.

Para calcular el GPR, es necesario determinar la resistencia de puesta a tierra, por cuanto:

$$(17) \quad GPR = I_f \cdot R$$

El GPR (Ground Potential Rise), es la máxima tensión con respecto a una tierra remota (infinito), que se presenta cuando ocurre una falla a tierra, por lo tanto, es el valor de la entrada para calcular la tensión efectivamente aplicada en caso de contacto o paso. Por esta razón entre más baja sea la GPR, se pueden garantizar mejores condiciones de seguridad al ser humano.

2.6.1.6. Cálculo de las tensiones de Paso y de Contacto.

Este es probablemente el paso más importante del diseño, debido a que su valor comparado con los límites de soportabilidad del cuerpo humano, garantiza que el sistema de puesta a tierra sea confiable.

2.6.1.7. Investigar las posibles Tensiones Transferidas.

Se deben determinar las tensiones transferidas por todas las causas posibles, además de la forma de controlarlas adecuadamente sin que se conviertan en un riesgo para las personas que transitan la instalación.

La máxima tensión de contacto aplicada al ser humano, está dada en función del tiempo de despeje de falla a tierra, la resistividad del terreno y de la corriente de falla. Para efectos de la presente norma. Se toman como valores máximos de tensión de contacto, los establecidos en la Tabla 15.1, Art. 15 del RETIE.

2.6.2. Materiales para los Sistemas Puesta a Tierra

Tal como se establece en el RETIE, Art.15, numeral 15.3, los materiales para el sistema de puesta a tierra deben ser certificados y cumplir con los requisitos siguientes

Electrodos de Puesta a Tierra: Para efectos del presente documento, los electrodos de puesta a tierra, pueden estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, tubos, placas,

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 28 de 82

flejes, alambres o cables desnudos. Cabe informar, que no se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2,4 m de longitud. Así mismo, debe estar identificado con la razón social o marca registrada del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro los primeros 30 cm medidos desde la parte superior.

Para la instalación de los electrodos se deben considerar que la unión entre el electrodo y el conductor a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo. El punto de unión entre el conductor del electrodo de puesta a tierra y la puesta a tierra debe ser accesible y la parte superior del electrodo enterrado debe quedar a mínimo 15 cm de la superficie.

Cuando se realice la instalación de un electrodo sobre una caja de inspección, se debe tener en cuenta que las tapas deben ser removibles y las dimensiones de esta no deben ser inferiores a los 30 cm² de diámetro o a las medidas de 30cm X 30 cm.

Conductor del Electrodo de Puesta a Tierra o Conductor a Tierra: Para el conductor del electrodo de puesta a tierra o conductor a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o aleación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

Los conductores del sistema de puesta a tierra deben ser continuos, sin interruptores o medios de desconexión y cuando se empalmen, deben quedar mecánica y eléctricamente seguros mediante soldadura o conectores certificados para tal uso.

En subestaciones Tipo Poste, los bajantes de puesta a tierra para descargadores de sobretensión y la carcasa con el borne del neutro del centro de transformación deben ser independientes pero interconectados eléctricamente mediante conectores certificados para tal uso al bajante con conexión al electrodo de puesta a tierra. El bajante para subestaciones Tipo Poste, el conductor debe ser de cobre con un calibre no inferior a 2 AWG

La puesta a tierra en postes de ferro concreto, el bajante de puesta a tierra puede ser interno o externo, para los bajantes Tipo Interior, los postes deben disponer de una platina u otro elemento metálico de sección no menor a 78 mm², localizado a menos de un metro de la marcación de enterramiento, que sirva de contacto eléctrico entre el acero del armazón del poste y el medio exterior de conexión de la puesta a tierra, lo anterior de acuerdo con el documento RETIE, en el Capítulo N°3 – REQUISITOS DE PRODUCTOS, Artículo N°20 - REQUERIMIENTO PARA LOS PRODUCTOS, numeral N° 20.17 – ESTRUCTURAS, POSTES Y CRUCETAS PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN y para los bajantes Tipo Exterior, los conductores de puesta a tierra se instalarán en tubo conduit metálico galvanizado externo con un diámetro mínimo de 1/2" y una altura no inferior a 3m. El tubo metálico galvanizado debe estar sujeto al poste mediante dos amarras con cinta Bandit de 5/8".

Valores de referencia de resistencia de Puesta a Tierra: Un buen diseño de puesta a tierra debe garantizar el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial, pueden tomarse como referencia los valores máximos de la Tabla 19. El cumplimiento de estos valores, no exonera al diseñador y constructor de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permitidas.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 29 de 82

Tabla 11. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Cuando existan altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra o prolongados tiempos de despeje de las mismas, se deben tomar las siguientes medidas para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de soportabilidad del ser humano:

- Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos.
- 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 donde puedan trabajar profesionales competentes, siempre que cuenten con las instrucciones sobre el tipo de riesgo y estén dotados de los elementos de protección personal con aislamiento adecuado.

2.6.3. Mantenimiento de Sistema de Puesta a Tierra

Los componentes del sistema de puesta a tierra tienden a perder su efectividad después de unos años, debido a corrosión, fallas eléctricas, daños mecánicos e impactos de rayos. Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento.

La inspección debe hacerse por un especialista en el tema, el cual debe entregar registros de lo observado, dicha inspección incluye la verificación de la documentación técnica, reportes visuales, pruebas y registros. Todo SPT debe ser inspeccionado de acuerdo con la Tabla 20 tomada del RETIE.

Tabla 12. Máximo período entre mantenimientos de un SPT

Nivel de tensión de la instalación	Inspección visual (años)	Inspección visual y mediciones (años)	Sistemas críticos (1)
			Inspección visual y mediciones (años)
Baja	1	5	1
Media	3	6	1
Alta y Extra Alta	2	4	1

(1) Los sistemas críticos deben ser definidos por cada empresa o usuario.

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 30 de 82

Los intervalos de la anterior tabla pueden variar, según condiciones climáticas locales, fallas que comprometan la integridad del SPT, normas de seguridad industrial, exigencias de compañías de seguros, procedimientos o regulaciones técnicas de empresa.

2.6.4. Puesta a Tierra Temporales

El objeto de un equipo de puesta a tierra temporal es limitar la corriente que puede pasar por el cuerpo humano.

2.6.4.1. Requisitos de Producto

El equipo de puesta a tierra temporal debe cumplir las siguientes especificaciones mínimas, adaptadas de las normas IEC 61230 y ASTM F 855:

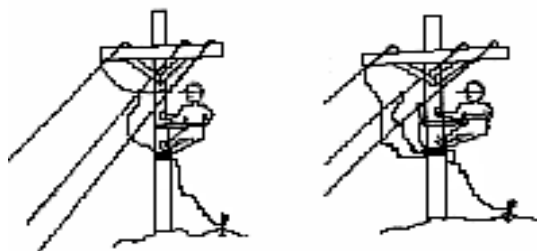
- ✓ Electrodo: Barreno con longitud mínima de 1,5 m.
- ✓ Grapas o pinzas: El tipo de grapa debe ser el adecuado según la geometría del elemento a conectar (puede ser plana o con dientes).
- ✓ Cable en cobre extraflexible, cilíndrico y con cubierta transparente o translúcida que permita su inspección visual y cuyo calibre soporte una corriente de falla mínima de: En alta tensión 40 kA; en media tensión 8 kA y en baja tensión 3 kA eficaces en un segundo con temperatura final de 700 °C a criterio del Operador de Red o de la empresa de transmisión, se pueden utilizar cables de puestas a tierra de menor calibre, siempre que la corriente de falla calculada sea menor a los valores antes citados y el tiempo de despeje sea tal que la temperatura en el conductor no supere los 700 °C. En todo caso se debe asegurar calibres de cables que soporten la corriente de falla sin alcanzar la temperatura antes señalada.
- ✓ El productor debe entregar una guía de instalación, inspección y mantenimiento de la puesta a tierra temporal.

2.6.4.2. Requisitos de Instalación

La puesta a tierra temporal debe instalarse de acuerdo con los siguientes requisitos:

- ✓ El montaje debe hacerse de tal manera que los pies del liniero queden al potencial de tierra y que los conductores que se conectan a las líneas tengan la menor longitud e impedancia posible, tal como se muestra en la Ilustración 7, adoptada de la guía IEEE 1048.
- ✓ La secuencia de montaje debe ser desde la tierra hasta la última fase y para desmontarlo debe hacerse desde las fases hasta la tierra.
- ✓ En el evento que la línea esté o sea susceptible de interrumpirse en la estructura, se debe conectar a tierra en ambos lados de la estructura.

Ilustración 7. Montajes típicos de puestas a tierra temporales



Fuente: Artículo 15, Documento RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 31 de 82

3. DISEÑO MECANICOS

El capítulo hace referencia al diseño mecánico de las redes aéreas que formen parte del sistema eléctrico de la EEBP S.A. E.S.P. y su aplicación está limitada a condiciones establecidas.

3.1. HIPÓTESIS DE DISEÑOS DE TENSIÓN

Los valores utilizados en la hipótesis de diseño están basados en datos referenciados por el IDEAM y la norma Colombiana de Diseño y Construcción Sismo Resistente - NSR-98.

3.1.1 Hipótesis de velocidad de viento máxima:

La hipótesis de velocidad de viento máxima es concluyente en el cálculo de esfuerzos y tensiones en los conductores y cables de guarda.

Tabla 13. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima.

PARAMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad máxima de viento (km/h)	100.00	80.00	60.00
Temperatura coincidente (°C)	21.00	15.00	9.00

3.1.2 Hipótesis de temperatura mínima:

La hipótesis de temperatura mínima es concluyente en el cálculo de esfuerzo y tensiones en los conductores y cables de guarda.

Para las hipótesis de velocidad máxima de viento y temperatura mínima, los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 40% de su tensión mecánica de rotura.

Tabla 14. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.

PARAMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad máxima de viento (km/h)	60.00	48.00	36.00
Temperatura coincidente (°C)	19.00	13.00	4.00

3.1.3 Hipótesis de condición diaria:

La hipótesis de condición diaria permite que se pueda comprobar el cumplimiento de los factores de riesgo de diseño para los conductores. En condición diaria los conductores no deben estar sometidos a una tensión mecánica mayor al 20% de su tensión mecánica de rotura.

Tabla 15. Parámetros para la hipótesis de condición diaria.

PARAMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad máxima de viento (km/h)	15.00	11.00	7.00
Temperatura coincidente (°C)	25.00	19.00	14.00

3.1.4 Hipótesis de temperatura máxima ambiente:

La hipótesis de temperatura máxima ambiente es decisiva para calcular la magnitud de la máxima flecha y por lo tanto la altura de la estructura, además, se deben tener en cuenta los efectos de radiación solar

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 32 de 82

y efecto Joule debido a que afectan la temperatura del conductor y el efecto Crep asociado con la elongación por tensión mecánica; puesto que los tres producen un incremento de la flecha.

Para anticipar el efecto por fluencia de los conductores, es aconsejable someter al conductor a una tensión mecánica de igual magnitud que la tensión mecánica soportada en condición diaria, durante un intervalo de tiempo y posteriormente, a una sobretensión mecánica de igual magnitud a la soportada en condición extrema, con el fin de reducir dicho efecto en la vida útil de la línea.

Para la hipótesis de temperatura máxima, se debe considerar una temperatura mínima del conductor de 60°C.

Tabla 16. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.

PARAMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Temperatura máxima ambiente (°C)	33.00	26.00	24.00

3.2. CALCULO DE VANOS

El cálculo de vanos permite obtener directa o indirectamente las tensiones mecánicas, flechas de conductores, cables de guarda, alturas de las estructuras, esfuerzos transversales y verticales, y la elección de la hipótesis dominante en el estudio mecánico de conductores.

3.2.1 Vano Regulador:

En un cantón limitado por dos apoyos de anclaje y compuesto de varios vanos de diferentes longitudes. Al variar las condiciones (por variación y/o sobrecargas) se producen cambios en las tensiones de los vanos. Estos cambios de tensiones son diferentes en cada vano por ser de diferentes las longitudes de éstos, llegándose a un nuevo equilibrio en el que todos los vanos igualan sus tensiones

Si los apoyos se encuentran al mismo nivel, se calcula la longitud del vano regulador con la siguiente ecuación.

$$(18) \quad ar = \sqrt{\frac{\sum_1^n a^3}{\sum_1^n a}}$$

Dónde:

ar: Longitud del vano regulador.

a: Longitud de cada uno de los vanos del cantón en metros.

n: Número de vanos del cantón.

3.2.2 Vano Máximo:

El vano máximo permitido es el mínimo vano comprendido entre el vano máximo por penduleo y el vano máximo por altura de la estructura.

3.2.2.1. Vano máximo por penduleo:

La flecha es función del vano y de los parámetros de cada hipótesis de diseño. La flecha es la distancia máxima en un vano de línea aérea, entre el conductor y la recta que une los puntos de fijación de éste.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 33 de 82

Para que el vano máximo por penduleo La flecha es la distancia máxima, en un vano de línea aérea, entre el conductor y la recta que une los puntos de fijación de éste.

Para el vano máximo por penduleo sea permitido, la separación mínima entre conductores se determina con la siguiente ecuación.

$$(19) \quad D = k\sqrt{f + L} + \frac{U}{150}$$

Donde:

D: Separación entre conductores en la misma estructura, en m.

k: Coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, este valor se toma de la tabla 24.

f: Flecha máxima, en m.

L: Longitud de la cadena de aisladores en suspensión, en m. Para estructuras en retención L=0.

U: Tensión nominal en KV.

Tabla 17. Coeficiente de oscilación de los conductores.

VALORES DE K		
Angulo de oscilación	Líneas 1ª y 2ª categoría	Líneas 1ª y 2ª categoría
$\beta = \arctg(pv/p)$	(≥ 30 kV)	(<30 kV)
B superior a 65°	0.70	0.65
B comprendido entre 40° y 65°	0.65	0.60
B inferior a 40°	0.60	0.55

3.2.2.2. Vano máximo permitido por la altura de la estructura:

El vano máximo permitido por la altura de la estructura queda restringido al vano mediante el cual se obtenga una flecha que satisfaga la siguiente ecuación.

$$(20) \quad f_{max} = L_m + h_{min}$$

Donde:

f_{max} : Es la flecha máxima vertical en terreno llano, en m.

L_m : Es la altura de montaje del conductor más bajo en la estructura, en m.

h_{min} : Es la altura mínima del conductor al terreno, en m.

3.2.3 Vano Crítico:

Se define el vano crítico como aquel vano que frente a una disminución de la tensión mecánica por variación de la temperatura la misma se compensa por el aumento de tensión debida a la variación de la carga. El vano crítico se calcula mediante la Ecuación (21).

$$(21) \quad a_c = t_{max} \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha (\theta_A - \theta_B)}{w_A^2 + w_B^2}}$$

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 34 de 82

Donde:

a_c : Vano crítico, en m

t_{max} : Tensión mecánica de operación máxima del conductor, en kg/mm^2 .

α : coeficiente de dilatación del conductor, en $^{\circ}C.^{-1}$

θ_A : Temperatura de hipótesis de máxima velocidad de viento, en $^{\circ}C$.

θ_B : Temperatura de hipótesis de temperatura mínima, en $^{\circ}C$.

w_A : Peso aparente de hipótesis de máxima velocidad de viento, en $^{\circ}C$.

w_B : Peso aparente de hipótesis de temperatura mínima, en $^{\circ}C$.

3.2.4 Vano Peso:

Conocido también como gravivano, permite determinar los esfuerzos verticales que los pesos aparentes de los conductores transmiten a las estructuras. Se calcula mediante la Ecuación (22).

$$(22) \quad a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

Donde:

a_g : Vano peso del conductor, en m.

a_{g1} : Longitud en m, desde la estructura hasta el vértice del vano anterior.

a_{g2} : Longitud en m, desde la estructura hasta vértice del vano posterior.

3.2.5 Vano Viento:

Se conoce como eolovano, permite calcular el esfuerzo trasversal que trasmite a las estructuras debido al efecto del viento sobre los conductores, se calcula con la Ecuación (23).

$$(23) \quad a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

Donde:

a_v : Longitud del vano viento medido en dirección longitudinal, en m.

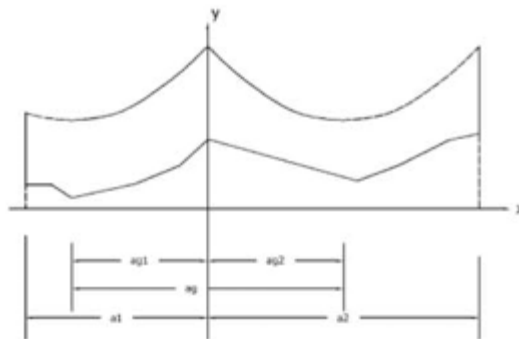
a_1 : Longitud en m del vano anterior al apoyo medido en dirección longitudinal.

a_2 : Longitud en m del vano posterior al apoyo medido en dirección longitudinal.

Nota: la siguiente imagen ilustra cómo se deben tomar los vanos para hallar el vano peso, medidos desde el eje Y, tanto para el vano peso como para el vano viento.

Ilustración 8. Graviano y Eolovano

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 35 de 82



Fuente: Líneas de ilustración y distribución de energía eléctrica. Checa Luis M.

Nota: la siguiente imagen ilustra cómo se deben tomar los vanos para hallar el vano peso, medidos desde el eje

3.3. PLANTILLADO

Se define la ubicación y el tipo de estructura atendiendo a las condiciones topográficas del terreno y las distancias de seguridad a conservar entre éste y los conductores.

3.3.1 Selección de la ruta:

El trazado de la línea debe ser en su gran longitud de carácter recto a menos que sea necesaria la desviación en algún punto del mismo, sin que ésta origine complicaciones ambientales, sociales, culturales o políticas.

En caso de rutas cercanas a edificaciones o vías existentes la línea debe proyectarse y ubicarse a las distancias mínimas establecidas en el RETIE.

El levantamiento topográfico de la ruta se debe realizar teniendo en cuenta estándares de construcción y demarcando detalles localizados en los alrededores de la línea.

3.3.2 Proceso de plantillado:

En el proceso de plantillado es necesario tener un inventario de estructuras a utilizar junto con la plantilla que contiene las curvas de temperaturas máxima, distancia mínima al terreno, pie de apoyos y temperatura mínima en un material de larga durabilidad y optima transparencia que permita el trabajo sobre los planos del perfil del terreno.

En este proceso se debe eliminar toda posibilidad de esfuerzos por levantamiento a los que esté solicitada cualquier estructura.

3.3.3 El cálculo de las flechas se hace bajo las hipótesis de temperatura máxima y temperatura mínima:

Es necesario decir que las flechas se calculan de manera diferente para terrenos desnivelados y nivelados, así a continuación se determina la manera para hallar dichas flecha.

Para terreno nivelado se calcula la flecha con la Ecuación (24).

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 36 de 82

$$(24) \quad f = h \left[\cosh \left(\frac{a}{2h} \right) - 1 \right]$$

Para terreno desnivelado se calcula la flecha con la Ecuación (25).

$$(25) \quad f = h * \cosh \left(\frac{x_m}{h} \right) * \left[\cosh \left(\frac{a}{2h} \right) - 1 \right]$$

$$(26) \quad h = \frac{th}{w}$$

$$(27) \quad x_m = \frac{x_d - x_i}{2}$$

Donde:

f: Flecha, en m

h: Parámetro del conductor, en m.

th: Tensión mecánica frontal del vano, en m.

a: Longitud horizontal del vano, en m.

w: Peso aparente del conductor, en kg/(m. mm²)

x_m : Abscisa extrema izquierda de la longitud horizontal del vano desnivelado, en m.

x_d : Abscisa extrema derecha de la longitud horizontal del vano desnivelado, en m.

x_i : Abscisa extrema izquierda de la longitud horizontal del vano desnivelado, en m.

Los valores de vanos, flechas y tensiones máximas calculadas para cada proyecto, deben ser incluidos en las memorias.

3.3.4 Curvas de tendido:

Para obtener una amplia gama de valores de tensiones mecánicas y flechas en las condiciones de montaje para posibles vanos reguladores presentes en la línea, se evalúa la ecuación de cambio de estado para valores de temperaturas comprendidas entre mínima y máxima promedio, con el fin de obtener valores sujetos a condiciones climatológicas y capacidad de operación de personal humano con intervalo de 5°C y los vanos reguladores se toman entre el mínimo y máximo admisible presente en la línea con intervalos de cada 10 m.

Las curvas de tendido deben unirse incluirse en las memorias del proyecto.

3.3.5 Consideraciones entre el vano regulador supuesto y el vano regulador real:

El vano regulador supuesto y el vano regulador real obtenidos, deben conservar las distancias mínimas permitidas al terreno, y no debe existir una variación mayor del 5% en las longitudes de éstos vanos, para no incurrir en errores al determinar las tensiones mecánicas y alturas de las estructuras.

3.4. ESFUERZOS

Las estructuras mecánicas están sometidas a fuerzas externas debido a la acción del viento sobre los conductores y cables de guarda, peso de herrajes y equipos, acción del viento sobre los mismos y acción del viento sobre las estructuras mecánicas.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 37 de 82

3.4.1 Generalidades:

Las estructuras están sometidas a esfuerzos permanentes, aleatorios y excepcionales por tanto deben ser actas para soportarlos y al mismo tiempo servir de respaldo para las estructuras contiguas en caso tal que alguna de ellas colapse.

Toda estructura se debe diseñar para ser más segura frente a cargas permanentes que a cargas aleatorias.

3.4.2 Esfuerzos debidos al viento:

Estos esfuerzos son generados por el viento sobre las estructuras y cables, para hallar estos esfuerzos, primero hay que definir algunos parámetros que dependen del terreno, de la altura sobre el nivel del mar y de la altura de la estructura entre otros.

El cálculo de los esfuerzos en las estructuras, conductores y accesorios se determina mediante la aplicación de la NSR-98 y la referencia de los cuadros o mapas de valores climatológicos emitidos por el IDEAM.

Son originados por la presión del viento en dirección normal a la superficie de la estructura, crucetas, conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes, accesorios y otros.

El cálculo de esfuerzos debido al viento se debe realizar mediante el análisis completo en la NSR-98.

$$(28) \quad V_s = V * S_1 S_2 S_3$$

$$(29) \quad q = 0,0048 * V_s^2 * S_4$$

Donde:

V_s : Velocidad de viento de diseño, en km/h.

V : Velocidad de viento básico o velocidad máxima de viento, en km/h.

S_1 : Coeficiente de topografía. Véase tabla 25.

S_2 : Coeficiente de rugosidad del terreno del tamaño de la estructura y de altura sobre el terreno. Véase tabla 27.

S_3 : Coeficiente del grado de seguridad y vida útil.

S_4 : Coeficiente de la variación de la densidad del aire. Véase tabla 28.

q : Presión dinámica del viento, en kg/m^2 .

Tabla 18. Coeficiente de topografía S_1

TOPOGRAFIA	VALOR DE S_1
(a) Todos los casos excepto los dados en (b) y (c)	1.0
(b) Laderas y cimas montañosas muy expuestas en donde se sabe que el viento se acelera, y valles donde a su forma se concentra el viento.	1.1
(c) Valles encerrados protegidos de todo viento.	0.9

Según la clasificación por seguridad y vida útil, las NRS-98 asignan un valor, el cual será siempre constante para edificaciones, estructuras y elementos de ocupación espacial diseñados para prestar servicios indispensables esenciales o de atención a la comunidad, dicho valor para el coeficiente de seguridad y vida útil (S_3) es 1.05.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 38 de 82

Tabla 19. Clasificación del terreno.

Rugosidad 1	Campos abiertos sin obstrucciones.
Rugosidad 2	Campos abiertos con vallas.
Rugosidad 3	Campos con muchas vallas, pueblos o afueras de ciudades.
Rugosidad 4	Zonas grandes y frecuentes obstrucciones como centros de ciudad.

Tabla 20. Coeficiente de rugosidad del terreno, del tamaño de la estructura y altura sobre el terreno S_2 .

ALTURA	RUGOSIDAD 1	RUGOSIDAD 2	RUGOSIDAD 3	RUGOSIDAD 4
3	0.78	0.67	0.60	0.52
5	0.83	0.74	0.65	0.55
10	0.93	0.88	0.74	0.62
15	0.99	0.95	0.83	0.69
20	1.01	0.98	0.90	0.75
30	1.05	1.03	0.97	0.85
40	1.08	1.06	1.01	0.93
50	1.10	1.08	1.04	0.98
60	1.12	1.10	1.06	1.02
80	1.15	1.13	1.10	1.07
100	1.17	1.16	1.12	1.10

Tabla 21. Coeficiente de variación de la densidad del aire S_4 .

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR (m)	S_4
0	1.00
500	0.94
1000	0.88
1500	0.83
2000	0.78
2500	0.73
3000	0.69

3.4.2.1. Sobre las estructuras:

El cálculo para determinar la fuerza del viento sobre las estructuras se debe realizar mediante la Ecuación (30) de acuerdo con la NSR-98.

$$(30) \quad F_{VA} = C_f (f * q) A_e$$

Donde:

F_{VA} : Carga del viento sobre la estructura, en kg.

C_f : Coeficiente de fuerza para estructuras, depende de la forma de la misma. Véase tabla 29 y 30.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 39 de 82

q : Presión dinámica del viento, en kg/m^2 . Véase ecuación 29.

A_e : Área normal a la dirección del viento o aérea efectiva frontal, en m^2 .

Tabla 22. Coeficiente de fuerza C_f para estructuras de sección circular.

TIPO DE SUPERFICIE	$\Phi^*V_s(m/s)$	Cf PARA UNA RELACIÓN h/ϕ						
		0.5	1	2	5	10	20	∞
Todas las superficies	< 6	0.7	0.7	0.7	0.8	0.9	1.0	1.2
Áspera o con proyecciones	≥ 6							
Lisa	≥ 6	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6

Donde:

h : La altura de la estructura, en m.

ϕ : Diámetro en la punta de la estructura, para estructuras en concreto, metálicas y en fibra de vidrio

V_s : Velocidad de viento de diseño, en m/s. Véase ecuación 28.

Φ^*V_s : Régimen de flujo, en m^2/s .

Tabla 23. Coeficiente de fuerza C_f para estructura en celosía.

RELACION DE SOLIDEZ	ESTRUCTURAS CUADRADAS	ESTRUCTURAS TRIANGULARES EQUILATERAS
0.1	3.8	3.1
0.2	3.3	2.7
0.3	2.8	2.3
0.4	2.3	1.9
0.5	2.1	1.5

La relación de solidez es igual al área efectiva de la estructura, medida perpendicularmente a la dirección del viento, dividida por la aérea comprendida entre los bordes exteriores de la estructura, medida en la misma dirección del viento.

3.4.2.2. Sobre los conductores:

Para determinar el cálculo de la fuerza del viento sobre los conductores se debe realizar mediante la Ecuación (31) de acuerdo con la NSR-98.

$$(31) \quad F_{vc} = C_{f*Q*K*\Phi} * L_v$$

Donde:

F_{vc} : Carga del viento sobre el conductor, en kg. Véase tabla 31.

C_f : Coeficiente de fuerza para alambres y cables.

q : Presión dinámica del viento, en kg/m^2 . Véase ecuación 29.

K : coeficiente de reducción para miembros de longitud y esbeltez finitas. Véase tabla 32.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 40 de 82

L_v : Longitud del vano viento, en m.

Φ : Diámetro del conductor, en m.

Tabla 24. Coeficiente Coeficientes de fuerza C_f para alambres y cables.

REGIMEN DE FLUJO (m^2/s)	ALAMBRES DE SUPERFICIE LISA	ALAMBRE GALVANIZADO O PINTADO	CABLES DE TRENZADO FINO	CABLES DE TRENZADO GRUESO
$\Phi * V_s < 0.6$	1.2	1.2	1.2	1.3
$\Phi * V_s \geq 0.6$	0.5	0.7	0.9	1.1

Nota:

V_s : Velocidad de viento de diseño, en m/s.

$\Phi * V_s$: Régimen de flujo, en m^2/s .

Tabla 25. Valores del coeficiente de reducción k para miembros de longitud y esbeltez finitas.

	L_v / Φ							
	2	5	10	20	40	50	100	∞
Cilindro circular, flujo subcrítico	0.58	0.62	0.68	0.74	0.82	0.87	0.98	1.00
Cilindro circular, flujo supercrítico	0.80	0.80	0.82	0.90	0.98	0.99	1.00	1.00
Elemento plano perpendicular al viento	0.62	0.66	0.69	0.81	0.87	0.90	0.95	1.00

3.4.2.3. Sobre los aisladores, herrajes y accesorios:

El cálculo para determinar la fuerza del viento sobre los aisladores, herrajes y accesorios se debe realizar mediante la Ecuación (32) de acuerdo con la NSR-98.

$$(32) \quad F_{ai} = C_f * q * k * \Phi L_{ai}$$

Donde:

F_{ai} : Carga del viento sobre los aisladores, en kg.

C_f : Coeficiente de fuerza para miembros estructurales de sección circular.

q : Presión dinámica del viento, kg/m^2 . Véase Ecuación (29)

K: Coeficiente de reducción para miembros de longitud y esbeltez finitas. Véase tabla 32.

L_{ai} : Longitud del aislador o cadena de aisladores, en m.

Φ : Diámetro del aislador, en m.

Tabla 26. Coeficiente de fuerza C_f para miembros estructurales de sección circular.

RÉGIMEN DE FLUJO		COEFICIENTE DE FUERZA C_f
Flujo subcrítico	$\Phi * V_s < 6 m^2/s$	1.2
	$Re < 4.1 \times 10^5$	

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 41 de 82

Flujo supercrítico	$6 \leq \Phi * V_s < 12 \text{ m}^2/\text{s}$	0.6
	$4.1 \times 10^5 \leq Re < 8.2 \times 10^5$	
	$12 \leq \Phi * V_s < 33 \text{ m}^2/\text{s}$	0.7
	$8.2 \times 10^5 \leq Re < 22.6 \times 10^5$	
	$\Phi * V_s \geq 33 \text{ m}^2/\text{s}$	0.8
	$Re \geq 22.6 \times 10^5$	

Donde:

V_s : Velocidad de viento de diseño, en m/s. Véase ecuación 28.

$\Phi * V_s$: Régimen de flujo, subcrítico, en m^2/s .

Re : Número de Reynolds, $\Phi * V_s / \nu$, siendo Φ el diámetro del aislador, en m, V_s es la velocidad del viento del diseño, en m/s y ν es la viscosidad cinemática del aire, la cual es $1.46 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$ a 15°C y presión atmosférica estándar.

3.4.3 Esfuerzos longitudinales:

Se presenta en estructuras de retención y terminales, debido al desequilibrio de tensiones mecánicas ejercidas por los conductores y cable de guarda.

Se debe realizar los cálculos de tensiones mecánicas longitudinales ejercidas por los conductores sobre la estructura mediante la identificación de la hipótesis dominante aplicando la ley de Hook, ver Ecuación (33) y determinando la tensión mecánica exacta en cada una de las hipótesis.

$$(33) \quad L_2 - L_1 = L_1 * \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + L_1 * \frac{t_2 - t_1}{E}$$

$$(34) \quad \frac{2 * t h_2}{w_2} \cosh\left(\frac{a * w_2}{2 * t h_2}\right) - \frac{2 * t h_1}{w_1} \cosh\left(\frac{a * w_1}{2 * t h_1}\right) = \frac{2 * t h_1}{w_1} \cosh\left(\frac{a * w_1}{2 * t h_1}\right) * \alpha * (\theta_2 - \theta_1) + \frac{2 * t h_1}{E * w_1} * \cosh\left(\frac{a * w_1}{2 * t h_1}\right) * (t h_2 * \cosh\left(\frac{a * w_2}{2 * t h_2}\right) - t h_1 * \cosh\left(\frac{a * w_1}{2 * t h_1}\right))$$

Donde:

L_1 : Longitud final del conductor, en m.

L_1 : Longitud inicial del conductor, en m.

θ_2 : Temperatura final del conductor, en $^\circ\text{C}$.

θ_1 : Temperatura inicial del conductor, en $^\circ\text{C}$.

t_1 : Tensión mecánica final del conductor, en kg/mm^2 .

t_2 : Tensión mecánica inicial del conductor, en kg/mm^2 .

α : Coeficiente de dilatación del conductor, en $^\circ\text{C}^{-1}$.

E : Modulo de elasticidad del conductor, en kg/mm^2 .

$t h_2$: Tensión mecánica horizontal final del conductor, en kg/mm^2 .

$t h_1$: Tensión mecánica horizontal inicial del conductor, en kg/mm^2 .

w_1 : Peso aparente inicial del conductor, en $\text{kg}/\text{m}/\text{mm}^2$.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 42 de 82

w_2 : Peso aparente final del conductor, en kg/mm^2 .

a : Longitud del vano, en m.

Para determinar las tensiones mecánicas horizontales finales de cada hipótesis de debe desarrollar la ecuación exacta de cambio de estado, Ecuación (34), mediante el uso de una herramienta informática que facilite su solución.

Para los conductores ACSR, AAAC, a menos que el fabricante no facilite los valores del coeficiente de dilatación y módulo de elasticidad, se debe calcular de la siguiente manera:

$$(35) \quad \alpha = \frac{\alpha_{al} * E_{al} * h_{al} * \Phi_{al}^2 + \alpha_{ac} * E_{ac} * h_{ac} * \Phi_{ac}^2}{E_{al} * h_{al} * \Phi_{al}^2 + E_{ac} * h_{ac} * \Phi_{ac}^2}$$

$$(36) \quad E = \frac{E_{al} * h_{al} * \Phi_{al}^2 + E_{ac} * h_{ac} * \Phi_{ac}^2}{h_{al} * \Phi_{al}^2 + h_{ac} * \Phi_{ac}^2}$$

Donde:

α_{al} : Coeficiente de dilatación del aluminio, en $^{\circ}C^{-1}$

α_{ac} : Coeficiente de dilatación del acero, en $^{\circ}C^{-1}$.

E_{al} : Módulo de elasticidad del aluminio, en kg/mm^2 .

E_{ac} : Módulo de elasticidad del acero, en kg/mm^2 .

Φ_{al} : Diámetro de hilos de aluminio, en mm.

Φ_{ac} : Diámetro de hilos de acero, en mm.

h_{al} : Número de hilos de aluminio.

h_{ac} : Número de hilos de acero.

3.4.4 Esfuerzos por cambio de dirección de la línea:

Cuando la estructura de ángulo ésta sujeta a igualdad de condiciones en sus vanos adyacentes, la resultante de sus esfuerzos por cambio de dirección de alineamiento tiene la misma dirección de la bisectriz del ángulo interno en el punto de deflexión.

El cálculo de la fuerza resultante debida al cambio de dirección de línea en una estructura de ángulo se realiza mediante las ecuaciones (37) y (38), según corresponda.

✓ Para estructuras de paso y suspensión con aisladores de espigo:

$$(37) \quad F_{cd} = th1_1 * \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) + th2_2 * \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{vc} * \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{ai}$$

✓ Para estructuras de paso o terminal con cadenas de aisladores:

$$(38) \quad F_{cd} = th1_1 * \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) + th2_2 * \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{vc} * \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + F1_{ai} * \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + F1_{ai} * \cos\left(\frac{\beta}{2}\right)$$

Donde:

F_{cd} : Fuerza resultante por cambio de dirección, en kg.

$th1_2$: Tensión mecánica horizontal del vano anterior, en kg.

$th2_2$: Tensión mecánica horizontal del vano posterior, en kg.

β : Angulo de deflexión, en grados

F_{vc} : Carga del viento sobre el conductor, en kg.

F_{ai} : Carga del viento sobre aisladores, en kg.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 43 de 82

$F1_{ai}$: Carga del viento sobre los aisladores del vano anterior, en kg.

$F2_{ai}$: Carga del viento sobre los aisladores del vano posterior, en kg.

3.4.5 Esfuerzo por levantamiento:

Se presentan en estructuras localizadas en puntos topográficos bajos, donde las tensiones mecánicas ejercidas por los conductores y los cables de guarda sobre la estructura tienen dirección ascendente.

La determinación de los esfuerzos por levantamiento debe efectuarse en el plantillado teniendo en cuenta la posición de la estructura y la comprobación con la curva de temperatura mínima.

3.4.6 Esfuerzos verticales:

Se presentan por el peso propio de la estructura, crucetas, conductores y cables de guarda si existe, mediante el uso del Graviano, aisladores, herrajes, accesorios y otros equipos.

3.5. CONDICIONES DE CARGA PARA LAS ESTRUTURAS

Las condiciones de carga se deben estudiar para determinar la más desfavorable y seleccionar el tipo de estructura que soporte dicha condición. Estos cálculos deben estar incluidos dentro de las memorias de cálculo de todo proyecto.

3.5.1 Condición normal:

Conductores y cables de guarda sanos operando bajo condición diaria, (Velocidad de viento promedio de diseño y temperatura coincidente), se considera que se encuentran en la condición normal.

3.5.2 Condición anormal:

En condición anormal cualquier conductor o conductores a los que se haga referencia ser el de mayor altura, debido a que éste representa mayores esfuerzos de flexión para estructura.

3.5.2.1. Estructura de suspensión:

Las condiciones de diseño exigidas para las estructuras de suspensión son:

- ✓ Un conductor roto en cualquier fase. Las demás fases y los cables de guarda sanos (velocidad de viento máximo promedio y temperatura coincidente).
- ✓ Un cable de guarda roto y las fases y el cable de guarda restante (si existe) sanos (velocidad de viento promedio y temperatura coincidente).

3.5.2.2. Estructura de retención

Las condiciones de diseño exigidas para las estructuras de retención son:

- ✓ Un conductor roto en cualquier fase, las demás fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos, velocidad de viento máximo promedio y temperatura coincidente.
- ✓ Dos fases diferentes rotas, las fases restantes y los cables de guarda, sanos, velocidad de viento máximo promedio y temperatura coincidente.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 44 de 82

3.5.2.3. Estructura de terminal:

Las condiciones de diseño exigidas para las estructuras terminales son:

- ✓ Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente, las fases y el cable de guarda restante (si existe), sanos. (velocidad de viento máximo promedio y temperatura coincidente).
- ✓ Dos fases diferentes rotas. Las fases restantes y los cables de guarda, sanos. (Velocidad de viento máximo promedio y temperatura coincidente).

3.5.3 Condición de montaje:

Para estructura auto soportante terminal o de retención se debe comprobar la forma de montaje más conveniente según sean las características mecánicas de las misma, con el fin de evitar posibles accidentes por rotura o vuelco de la estructura debido a exceso de cargas aplicadas en el momento del montaje y a las que sólo será sometida la estructura una vez haga parte de la línea en vida útil.

El uso de templete temporales en el momento del montaje está permitido siempre y cuando a éstos se les haya comprobado su resistencia mecánica para situación requerida.

3.6. MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN

3.6.1. Factores de seguridad:

Para mantener las condiciones de diseño a pesar de las variaciones de los suelos o debido a fenómenos atmosféricos se consideran los factores de seguridad.

Los factores de seguridad se aplican para las condiciones normales de operación. Para condiciones anormales el factor de seguridad será de 1.25 para los diferentes tipos de carga. Los factores de seguridad para estructura en concepto y metálicas, así como los de cargas transversales de viento se incluyen en la tabla 34, según las NSR-98 y NTC 1329.

Tabla 27. Factores de seguridad.

DESCRIPCIÓN	FACTOR DE SEGURIDAD
Estructura en concreto	2.5
Estructura metálica	1.5
Cargas verticales	1.1
Cargas transversales de viento	2.0
Cargas longitudinales	1.2
Cargas de ángulo	1.5
Cables para templete	2.0
Aisladores y herrajes	3.0

3.6.2. Momento resistente de la estructura:

Momento resistente es aquella tensión mecánica de trabajo que soporta la estructura a una altura a partir de la superficie del terreno hasta 20 cm de la punta de la misma sin presentar ninguna deformación. El momento se calcula con la Ecuación (39)

$$(39) \quad M_{re} = \frac{T_{rp}}{f_{se}} * (L_{et} - L_{ep} - 0.2)$$

Donde:

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 45 de 82

M_{re} : Momento resistente de la estructura, en kg*m.
 T_{rp} : Tensión mecánica de rotura de la estructura, en m.
 L_{et} : Longitud total de la estructura, en m.
 L_{ep} : Longitud de empotramiento, en m.
 f_{se} : Factor de seguridad.

3.6.3. Longitud de empotramiento:

Longitud de empotramiento de la estructura se calcula con la Ecuación (40). La longitud mínima permisible de empotramiento es de 1.8 m.

$$(40) \quad L_{re} = 0,1 * L_{et} + 0,6$$

Donde:

L_{et} : Longitud total de la estructura, en m.
 L_{ep} : Longitud de empotramiento, en m.

3.6.4. Momento por presión del viento sobre la estructura:

Momento debido a la presión del viento está aplicado en un punto considerado como centroide de la superficie efectiva sobre la cual incide el viento. Se calcula mediante la Ecuación (41) la cual aplica para cualquier tipo de estructura.

$$(41) \quad M_{va} = f_{sva} * F_{va} * h$$

$$(42) \quad h = \frac{(L_{et} - L_{ep}) * (\Phi_1 - 2 * \Phi_2)}{3 * \Phi_1 - \Phi_2}$$

Donde:

M_{va} : Momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg*m.
 f_{sva} : Factor de seguridad para cargas transversales de viento.
 F_{va} : Fuerza del viento sobre la estructura, en kg.
 h : Altura del centroide y punto de aplicación de la carga de viento sobre el nivel del terreno, en m.
 Φ_1 : Diámetro equivalente o diámetro real en la cima de la estructura, en m.
 Φ_2 : Diámetro equivalente o diámetro real en la cima de la estructura, en m.

3.6.5. Momento por esfuerzos de cambio de dirección de la línea:

Es el momento ejercido a la altura de amarre de los conductores en las estructuras de cambio de dirección de la línea, provocado por la resultante de las tensiones mecánicas y las presiones del viento en los conductores. Se calcula con la Ecuación (43)

$$(43) \quad M_{cd} = f_{sdc} * F_{cd} * h_{mon}$$

Donde:

M_{cd} : Momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores, en kg*m.
 f_{sdc} : Factor de seguridad para cargas de ángulo.
 F_{cd} : Fuerza resultante por cambio de dirección, en kg.
 h_{mon} : Altura de montaje de los conductores, en m.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 46 de 82

3.6.6. Curvas de utilización:

Las curvas de utilización deben estar referenciadas en todo proyecto y son un medio aproximado para determinar la funcionalidad de la estructura sometida a fuerzas longitudinales y transversales, permite obtener la gráfica del ángulo de deflexión de la línea en función del vano viento. La grafica se puede obtener mediante la aplicación la aplicación de la Ecuación (44)

$$(44) \quad M_{re} \geq M_{va} * M_{cd}$$

Donde:

M_{re} : Momento resistente de la estructura, en kg*m.

M_{va} : Momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg*m

M_{cd} : Momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores, en kg*m.

3.7. TEMPLETES O RETENIDAS

3.7.1. Tipos de templates:

El tipo de retenida o template se selecciona de acuerdo con los requerimientos y oportunidades de diseño. Los tipos de templates o retenidas son:

- ✓ Aérea Sencilla
- ✓ Aérea Doble
- ✓ Bandera
- ✓ Cuerda de Guitarra
- ✓ Poste Auxiliar

Las opciones de templates y retenidas en media tensión pueden ser consultadas en las normas de construcción

3.7.2. Características técnicas:

En redes aéreas de media tensión, se instalarán templates cuando las cargas a las que está sometida la estructura sean mayores que las que puede soportar con seguridad, se recomienda reducir su número al mínimo posible y si es económicamente practicable, se la dará preferencia a las construcciones sin templates.

Los templates o cables de retenida quedaran alineados con el eje de la red o sobre la bisectriz del ángulo suplementario del de deflexión de la línea.

El esfuerzo que los conductores transmiten a los cables de retenida deben ser soportados y limitados por la capacidad del mismo, transmitiendo una parte al terreno a través del anclaje y otro a la estructura en forma de esfuerzo vertical el cual debe ser de especial importancia en el caso de los postes metálicos. Todo template instalado en redes de media tensión llevará aislador tipo tensor.

La localización del cable de retenida no debe provocar ningún tipo de contaminación visual para el peatón y conductores en accesos a edificaciones o sitios de alta concurrencia, por lo tanto, deberá escogerse la mejor opción constructiva dependiendo del espacio disponible.

Tabla 28. Cables utilizados en el levantamiento de retenidas.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN		RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
	CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)		Versión 2.0	Página 47 de 82

CABLE ACERO GALVANIZADO (TIPO TORON)							
Diámetro Nominal		Cantidad de hilos	Peso aproximado kg/m	Carga mínima rotura lbf ALTA RESISTENCIA	Carga mínima rotura tonf ALTA RESISTENCIA	Carga mínima rotura lbf EXTRA ALTA RESISTENCIA	Carga mínima rotura tonf EXTRA ALTA RESISTENCIA
Pulgadas	Milímetros (mm)						
1/4.	6.35	7	0.180	4750	2.15	6650	3.01
3/8.	9.53	7	0.407	10800	4.90	15400	6.98

Los cables de acero galvanizado que serán utilizados como templetes deberán cumplir con la norma NTC 2145.

3.7.3. Cálculo del templete o retenida:

El cálculo del calibre del templete se realiza mediante las Ecuaciones (45) y (46)

$$(45) \quad T_t = \frac{T_r}{f_s}$$

$$(46) \quad T_t * \text{sen} \varphi = n * F_{cd}$$

Donde:

T_t : Tensión admisible del templete, en kg.

T_r : Tensión de rotura del templete, en kg.

f_s : Factor de seguridad.

φ : Angulo existente entre el templete y el eje de la estructura, en grados.

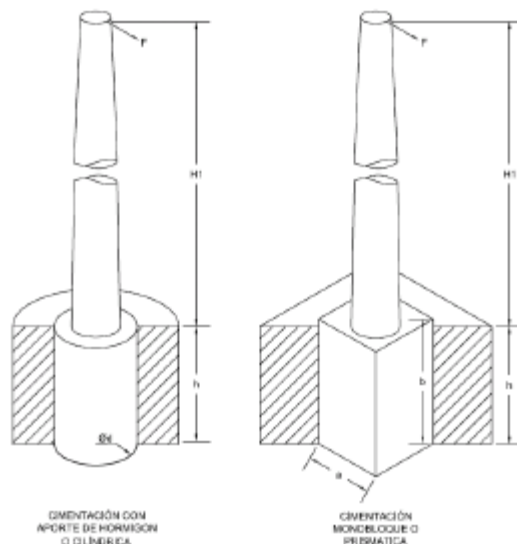
F_{cd} : Fuerza debido al cambio de dirección de la línea en estructuras de ángulo, ver Ecuaciones (37) y (38) o la fuerza de debida al final de línea en estructuras terminales, en kg.

3.8. CIMENTACIONES

Toda estructura con una carga de rotura mayor a 510 kgf, debe llevar una cimentación a base de concreto. Las cimentaciones pueden ser de tipo cilíndrica o prismática, dependiendo del de terreno y del criterio económico, (ver Ilustración 9)

Ilustración 9. Cilíndrica y prismática.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 48 de 82



Existe un coeficiente de seguridad de vuelco que por lo general es mayor a 1,5 y viene dado por la expresión:

$$(47) \quad C_s = \frac{M_e}{M_v}$$

Donde:

M_e : Momento estabilizador total, en kg*m.

M_v : Momento de vuelco, en kg*m.

El momento del vuelco de la cimentación está dado por la Ecuación (48)

$$(48) \quad M_v = F * (H_1 + \frac{2}{3} * h)$$

Donde:

F: Esfuerzo horizontal resultante de la solicitación combinada, en kg.

H_1 : Altura del punto de aplicación del esfuerzo resultante con respecto al terreno, en m.

h: Profundidad de la cimentación, en m.

El momento estabilizador total es la suma del momento debido a las reacciones horizontales del terreno sobre las paredes del macizo y el momento debido a las reacciones verticales del terreno sobre el fondo del macizo. El momento difiere si la cimentación es tipo aporte de hormigón (cilíndrica) o monobloque (prismática).

3.8.1. Aporte de hormigón (cilíndrico):

Esta cimentación se realiza enterrando directamente el poste al terreno y añadiendo aporte de hormigón según las condiciones del terreno.

$$(49) \quad M_e = \frac{d * h^3}{52,8} * C_h * \tan(\alpha)$$

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 49 de 82

Donde:

d: Diámetro de la cimentación, en m.

h: Profundidad de la cimentación, en m.

C_h : Coeficiente de compresibilidad del terreno en las paredes laterales a h metros de profundidad, en kg/m^3 .

α : Ángulo de rotación admisible de la cimentación, en grados. El máximo ángulo de rotación admisible es $\alpha=0,573^\circ$

3.8.2. Monobloque o bloque único (prismático):

Las cimentaciones monobloque son de forma prismática recta de sección cuadrada. El momento estabilizador de la cimentación monobloque se determina con la Ecuación (50)

$$(50) \quad M_e = \frac{b \cdot h^3}{36} * C_h * \tan(\alpha) * P * \left(\frac{a}{2} - \frac{\sqrt{2}}{3} * \sqrt{\frac{P}{b * C_k * \tan(\alpha)}} \right)$$

Donde:

b: Altura de la cimentación, en m.

a: Base de la cimentación, en m.

h: Profundidad de la cimentación, en m.

C_k : Coeficiente de compresibilidad del terreno en fondo del macizo a k metros de profundidad, en kg/m^3 .

α : Ángulo de rotación admisible de la cimentación, en grados. El máximo ángulo de rotación admisible es $\alpha=0,573^\circ$

P: Esfuerzo vertical resultante en el que se incluye el peso propio del apoyo, el peso propio del macizo de hormigón y los esfuerzos verticales de conductores, en kg.

4. CONSTRUCCIÓN EN REDES EN MEDIA TENSIÓN

Las redes aéreas de distribución de energía eléctrica en media tensión deben estar localizadas en zonas de espacio público o zonas que se hayan adquirido para la ubicación de las instalaciones de servicios domiciliarios, siempre y cuando no estén en contraposición con lo requerido en el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de cada ciudad.

La selección de estructuras se debe realizar de acuerdo con el perfil del terreno las curvas de utilización de cada estructura. Todas las líneas y redes entregadas para su operación y mantenimiento a la empresa EEBP S.A.E.S.P, deben cumplir con la normatividad vigente.

4.1. REDES AEREAS

4.1.1. Generalidades:

La especificación de redes aéreas de distribución en unidades constructivas tiene por objeto reducir tiempos y por ende costos de diseño y construcción.

Las unidades constructivas conforman un conjunto de materiales normalizados que constituyen las estructuras básicas, las cuales se especifican en las normas de la construcción adjuntos al presente documento.

En la construcción de redes aéreas, se debe cumplir con lo estipulado en la resolución del Ministerio de Transporte No. 950 DE 2006. (Por el cual se dictan medidas tendientes a mejorar la seguridad vial del

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 50 de 82

país, reglamentando la zona de carretera utilizable), o por lo contemplado en el plan de ordenamiento territorial de la respectiva ciudad o municipio donde deba ejecutarse la obra.

4.1.2. Codificación de estructuras:

La codificación que se utiliza para la identificación de planos de las unidades constructivas en redes aéreas de media tensión, está basada en el nivel de tensión y la disposición de la estructura, tal como se presenta en las normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P. en el documento NEMOTECNIA NORMAS TÉCNICAS.

4.1.3. Detalles constructivos:

En la configuración de una estructura intervienen varios elementos constructivos como apoyos, crucetas, herrajes, templates, aisladores, conductores, etc.

4.1.3.1. Apoyos:

Son los elementos de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas y corresponden específicamente a postes de ferroconcreto, algunas de cuyas características técnicas, se encuentran en la tabla 36.

Tabla 29. Especificaciones técnicas de postes en ferroconcreto vibrados y centrifugados.

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES EN FERROCONCRETO VIBRADOS Y CENTRIFUGADOS												
DIMENSIONAL	PARA MT						PARA BT					
DESCRIPCIÓN	12-510	12-750	12-1050	14-750	14-1050	14-1350	8-510	8-750	8-1050	10-510	10-750	10-1050
Longitud (m)	12	12	12	14	14	14	8	8	8	10	10	10
Carga de trabajo (kgf)	204	300	420	300	420	540	204	300	420	204	300	420
Diámetro exterior cima (cm) Max.	16,00	18,00	21,00	18	21	22	16	16	21	16	16	21
Diámetro exterior cima (cm) Min.	13,50	15,50	18,50	15,5	18,5	19,5	13,5	13,5	18,5	13,5	13,5	18,5
Diámetro base (cm) Max.	34,00	36,00	39,00	39,00	42,00	43,00	28	28	33	31	31,5	36
Diámetro base (cm) Min.	31,50	33,50	36,50	36,50	39,50	40,50	25,5	25,5	30,5	28,5	29,5	33,5
Longitud de empotramiento (m)	1,80	1,80	1,80	2,00	2,00	2,00	1,40	1,40	1,40	1,60	1,60	1,60
Centro de gravedad (m)	4,55	4,55	4,78	5,36	5,44	5,55	3,23	3,24	3,38	3,9	3,9	4
Diámetro de perforaciones 45° (mm)	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Desviación máxima eje longitudinal (mm)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20	20	20	20	20	20
Norma técnica constructiva de la EEBP	P1302	P1312	P1322	P1402	P1412	P1422	P1101	P1111	P1121	P1201	P1211	P1221
DATOS DE FABRICACIÓN												
Volumen de concreto (m³3)	0,45	0,45	0,55	0,75	0,80	0,85	0,2	0,2	0,33	0,33	0,33	0,4
Peso total (kg)	1.000	1.050	1.500	1.700	1.900	2.050	500	520	770	770	770	950
Resistencia mínima concreto PSI (28 días)	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Límite Fy Acero ksi longitudinal	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Carga mínima de rotura (kgf)	510	750	1.050	7.50	1.050	1.350	510	750	1.050	550	750	1.050
Carga de trabajo (kgf)	204	300	420	300	420	540	204	300	420	300	300	420

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 51 de 82

Deflexión bajo carga (mm)	306	306	306	360	360	360	198	198	198	252	252	252
Deflexión permanente (mm)	15,30	15,30	15,30	18,00	18,00	18,00	9,9	9,9	9,9	12,6	12,6	15,3
NORMA TÉCNICA: NTC 1329 ISO 9001:00												
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES METALICOS												
DIMENSIONAL	PARA MT						PARA BT					
DESCRIPCIÓN	12-510	12-750	12-1050	14-750	14-1050	16-1050	8-510	8-750	8-1050	10-510	10-750	10-1050
Longitud (m)	12	12	12	14	14	16	8	8	8	10	10	10
Carga de trabajo (kgf)	204	300	420	300	420	540	204	300	420	204	300	420
Diámetro cima (cm) Max.	14	16	19	16	19	19	14	14	14	14	14	19
Diámetro base (cm) Max.	34	34	42	37	40	45	26	30	32	29	30	36
Longitud de empotramiento (m)	1.80	1.80	1.80	2.00	2.00	2.2	1.40	1.40	1.40	1.60	1.60	1.60
Diámetro de perforaciones (mm)	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5
Desviación máxima eje longitudinal de las perforaciones (mm)	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Norma técnica constructiva de la EEBP	P2302	P2312	P2322	P2402	P2412	P2503	P2101	P2111	P2121	P2201	P2211	P2221
DATOS DE FABRICACIÓN												
Espesor mínimo de lámina (mm)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Conicidad circular llena o nula, poligonal (cm/m)	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Carga mínima de rotura (kgf)	510	750	1.050	7.50	1.050	1.050	510	750	1.050	510	750	1.050
Carga de trabajo (kgf)	204	300	420	300	420	540	204	300	420	204	300	420
Deflexión bajo carga Max. Permitida (mm)	51	51	51	60	60	69	33	33	33	42	42	42
Deflexión permanente (mm)	2.6	1.6	1.6	3	3	3.5	1.7	1.7	1.7	2.2	2.1	2.1
NORMA TÉCNICA: NTC 1329 ISO 9001:00												

En toda estructura con carga de rotura superior a 510 kgf, se deberá construir una base de concreto con una resistencia mínima de 3000 psi. La longitud mínima de enterramiento para estructura se establece en la tabla 37, TENIENDO EN CUENTA LAS Ecuaciones (51) y (52)

$$(51) \quad Le = 0,1 * h + 0,6 \text{ (m)}$$

$$(52) \quad Lc = Le + 0,1 \text{ (m)}$$

Donde:

Lc: Profundidad de excavación y cimentación (m)

Le: Profundidad de enterramiento (m).

h: Altura del poste (m).

Tabla 30. Especificaciones técnicas de postes en ferroconcreto vibrados y centrifugados.

DETALLE DE ENTRENAMIENTO Y CIMENTACION DE POSTES						
Altura de postes	Profundidad de enterramiento	Profundidad de cimentación	Capacidad de rotura en punta (kgf)			
h (m)	Le (m)	Lc (m)	510	750	1.050	1.350

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 52 de 82

			Diámetro de la excavación ϕ (m)			
8	1,40	1,50	0,50	0,50	0,60	
10	1,60	1,70	0,60	0,50	1,00	
12	1,80	1,90	0,60	0,75	1,00	1,10
14	2,00	2,10		0,75	1,00	1,10

4.1.3.2. Crucetas

Estas crucetas se emplean para sostener líneas aéreas destinadas a la conducción de energía eléctrica y el equipamiento eléctrico en subestaciones de distribución de energía.

Permite distanciar y sujetar las fases en una línea de transmisión o red de distribución.

Las crucetas autosoportada galvanizadas de 2.0 y 2.4 m de longitud y las crucetas angulares metálicas se utilizarán de acuerdo al dispuesto por diseñador proyectista y/o recomendaciones del operador de red.

- **Crucetas metálicas:** Fabricadas en ángulo galvanizado en caliente de distintos tamaños constructivos.

De acuerdo con el ángulo utilizado para su fabricación se tiene:

- ✓ Cruceta metálica de $2^{(1/2)} \times 2^{(1/2)} \times 1/4$

Tabla 31. Resumen de Aplicabilidad de crucetas

Crucetas Metálicas (Autosoportadas)	Se utilizarán para el montaje de las disposiciones horizontal y para Seccionamientos de Centros de Transformación.
Crucetas Metálicas (Singular)	Su uso es exclusivo para zona rural, grandes longitudes de vanos (mayores de 250 m) en los montajes tipo H. y en Zonas Urbanas para disposiciones Tipo Bandera.

4.1.3.3. Herrajes y soportes:

Se considera bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de las crucetas y aisladores a la estructura, los de fijación de las retenidas y los accesorios del conductor, como conectores, empalmes, separadores y amortiguadores. Además de ser galvanizados en caliente deben cumplir los requisitos citados en los artículos 20 y 25.5 del RETIE.

4.1.3.4. Templetes o retenidas:

Se instalarán Retenidas en aquellos postes que estén sometidos a cargas mayores a las que pueden soportar manteniendo el coeficiente de seguridad permitido. Sin embargo, se recomienda reducir su número al mínimo posible, especialmente en las zonas urbanas de las principales ciudades. Se utilizarán en los apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea o en aquellos otros postes en los cuales se requieran.

El cable para los Retenidas será de calibre 3/8" de diámetro en acero de alta resistencia, galvanizado en caliente, según norma NTC 2145 (ASTM 475). Se instalarán formando un ángulo de 30° lo forma entre el cable que se sujete a mayor altura y el eje vertical del poste.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 53 de 82

La varilla de anclaje para estructuras de media tensión debe ser de 5/8 " x 1,80 m, instalada en posición oblicua y en la misma dirección del templete. Deben quedar por fuera de la superficie del suelo entre 0,10 m y 0,15 m y orientadas sus perforaciones en la dirección del cable de la retenida, el cual se debe entizar y rematar preferiblemente con alambre galvanizado. Se deben instalar grapas presoras de 3/8" pernos, debidamente certificadas y de forma ilustrada en las normas ver normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P.

La vigueta de anclaje para las redes de distribución primaria debe ser de concreto de 15 x 15 x 60 cm, ver normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P, teniendo en cuenta las características mecánicas del vano que soportarán.

Todo templete instalado lleva mínimo un aislador tipo tensor clase ANSI 54-2 (13,2 KV) o ANSI 54-3 (34,5 KV), ubicado a 3 m del amarre del viento al poste. Se debe utilizar guardacabo de 5/8" galvanizado en caliente para la protección del cable en el punto de sujeción a la varilla de anclaje.

Cuando otras empresas instalen otros conductores para diversos usos (telefonía, baja tensión, etc.) en los postes de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P., añadirán, en el caso de ser necesario, las correspondientes retenidas para soportar los nuevos esfuerzos a los que se verán sometidos los postes. Estas retenidas se sujetarán a la altura más cercana posible del punto de aplicación de la carga.

4.1.3.5. Aisladores:

Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra. Pueden estar fabricados en porcelana, vidrio o material polimérico.

El aislamiento será de Tipo Híbrido y/o Line Post, para estructuras de Alineación o pequeños ángulos y polimérico tipo suspensión para ángulos fuertes, retención y finales de línea.

Los aisladores tipo poste se fijarán a las estructuras mediante pernos corto o largo de acuerdo con el tipo de montaje. Los aisladores de suspensión se fijarán a las estructuras mediante grapa tipo recto.

4.1.3.6. Conductores:

Los conductores tipo cable ACSR y AAAC, usados en redes de distribución deben cumplir con los requerimientos eléctricos, mecánicos y dimensionales para las condiciones ambientales donde sean instalados.

El tipo de cable se seleccionará de acuerdo a las características geográficas de la red de media tensión a 13,2 KV, sus características dimensionales, eléctricas y mecánicas se indican en las tablas 39 y 40.

Tabla 32. Características Dimensionales, Eléctricas y Mecánicas de los Cables ACSR.

CARACTERÍSTICAS			4/0 AWG	1/0 AWG
Dimensionales	Diámetro nominal del cable (mm)		14,31	10,11
	Peso (daN/m)		0,4246	0,2118
	Sección transversal	Total (mm ²)	125,1	62,46
		Aluminio (mm ²)	107,22	53,54
		Acero (mm ²)	17,87	8,92

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 54 de 82

Eléctricas	Resistencia eléctrica en CA a 75 °C (Ω/km).	0,3868	0,7102
	Resistencia eléctrica en CC a 20 °C (Ω/km).	0,2611	0,5232
	Intensidad Max. Admisible (A) (*)	375	251
Mecánicas	Carga de Rotura (daN)	≥ 3716	≥ 1949
	Módulo de elasticidad (daN/mm ²)	≤ 7700	≤ 8100
	Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)	$\leq 19,1 \times 10^{-6}$	

NOTA: Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: Temperatura ambiente: 30°C.; Temperatura de conductor: 75°C; Velocidad del viento: 0,6 m/s

Tabla 33. Características Dimensionales, Eléctricas y Mecánicas de los Cables AAAC.

Denominación		CF125	CF63
		246,9	123,3
		kcmil	kcmil
Sección transversal del conductor	Total (mm ²)	125,08	62,43
Composición	N° Alambres	7	7
	Diámetro (mm)	4,77	3,37
Diámetro nominal del conductor (mm) 13,2 KV		14,31	10,11
Diámetro nominal del cable (mm) 13,2 KV		22,68	18,49
Peso (daN) 13,2 KV		0,611	0,372
Carga de rotura (daN)		≥ 3700	≥ 1890
Módulo de elasticidad (daN/mm ²)		≤ 6300	≤ 6300
Coeficiente de dilatación lineal ($^{\circ}\text{C}^{-1}$)		$\leq 23 \times 10^{-6}$	
Resistencia eléctrica en CA a 75 °C (W/km)		0,3155	0,6316
Resistencia eléctrica en CC a 20 °C (W/km)		0,2625	0,5255
Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		2,98	3,87
Intensidad máxima Admisible (A)(*)		373,31	241,58

Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: Temperatura ambiente: 30°C.; Temperatura de conductor: 75°C; Velocidad del viento: 0,6 m/s

Para la construcción de Líneas aéreas de distribución de energía eléctrica, en zonas arborizadas. Se instalara con conductor ACSR con capa semiconductora en XLPE (Polietileno Reticulado) según Norma NTC 5909, Ofrecen mayor confiabilidad de operación y compatibilidad con el medio ambiente.

NOTA: Para Líneas aéreas de Nivel de Tensión 2; se debe considerar lo siguiente:

- Zonas Urbanas: los circuitos con vano promedio menor o igual deben ser de 70 metros.
- Zonas Rurales: los circuitos con vano promedio menor o igual deben ser de 110 metros.

✓ Riega y tendido de conductores:

Los conductores deben regarse sobre el piso usando los carretes del empaque y luego izarse hasta las poleas o apoyos provisionales de tendido. Deben desarrollarse en la dirección y forma indicados por los fabricantes, en los empaques y carretes. Los cables de izaje deben conectarse a los conductores por medio de conectores giratorios y mordazas. Las distancias de los conductores entre sí y a las

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 55 de 82

estructuras, sin viento y a la temperatura de tendido, deben estar de acuerdo con las distancias mínimas de seguridad.

Se debe evitar que los conductores formen entorches, dobladuras, torceduras o degastes. En ningún caso se deben arrastrar sobre las crucetas ni elementos de apoyo.

Se recomienda realizar mediciones de fuerza aplicada sobre los conductores con unos dinamómetros o equipo que lo sustituya, debidamente certificado y calibrado, y confrontarlos con los valores del diseño. El tendido de los conductores debe realizarse en las condiciones normales de operación.

Todas las secciones de conductores que hayan sufrido daño por la aplicación de mordazas deben repararse antes de ser instalados en su sitio.

✓ Conectores:

La selección y montaje de conectores debe ceñirse a las recomendaciones de los fabricantes. Para el cierre de arcos primarios horizontales y verticales (goteras) se debe emplear doble conector en cada arco.

✓ Empalmes:

No se permite empalmes entre conductores utilizando la unión western, sin embargo, al requerirse empalmes se deberá utilizar conector de compresión por tensión tipo tubular, de dimensión acorde con el calibre de conductor.

✓ Conexión de fases:

La secuencia de fases es el orden en que las tres tensiones de un sistema trifásico aparecen, por ejemplo, ABC, BAC. Siempre que se desconecte un transformador o se instale uno nuevo, se deberá verificar previamente a la conexión de la carga, mediante un secuencimetro, la secuencia de fases con el fin de:

- Determinar la dirección de rotación de motores polifásicos.
- Determinar la conexión apropiada cuando un banco de transformadores trifásicos se conecta en paralelo.
- Determinar que la secuencia de fase no cambie cuando un banco de transformadores trifásicos este remplazado.
- Determinar las conexiones apropiadas para los medidores de energía.

4.1.3.7. Derivaciones protección o arranques:

Elemento de disparo automático que protege al sistema realizando apertura de los cortacircuitos instalados este elemento se debe instalar en cada punto de conexión nuevo, que se requiera conectarse al sistema de distribución de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo y si el proyecto contempla bifurcaciones se requerirá que también se instale una estructura de derivación con corta circuitos.

4.1.3.7. Puente Flojo

En los apoyos que lleven circuitos principales a 13,2 kV y/o 34,5 kV, las derivaciones se realizaran a través del "puente o paso flojo" el cual tendrá una longitud inferior a 10 m (o según las consideraciones justificadas por el ingeniero diseñador) y se construirá con aisladores de retención en sus extremos.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 56 de 82

El ramal principal es aquel definido por la Compañía con capacidad instalada o con capacidad de transporte de 2 MVA en el corto o mediano plazo.

4.1.4. Sistemas de puesta a tierra para media tensión:

El sistema de puesta a tierra en estructuras con subestación se compone de las puestas a tierra instaladas para los DPS, el neutro y la carcasa del transformador, se deben conectar a tierra por medio de una línea de tierra (conductor de tierra) y un electrodo de puesta a tierra. La resistencia de puesta a tierra, en ningún caso deberá superar los 10 Ω .

Mientras se dispone de apoyos de concreto normalizados con su ducto interior para la puesta a tierra, se seguirá utilizando como conductor de puesta a tierra el Cable Copper-clad Steel 3/8" o cable guaya en Galvanizado de 3/8", el cual irá protegido mecánicamente por un tubo galvanizado de 1/2" x 3m que estará sujeto al poste con flejes de acero colocados aproximadamente a 1 m entre sí.

Conductor a tierra: Es el conductor que conecta el equipo al electrodo de puesta a tierra. Los tipos son: Acero Austenítico y Cable Copper-clad Steel 3/8"; En la Tabla 41, se indican las principales características de ambos.

Tabla 43. Características Generales de los conductores a tierra

Denominación	Copper Clad Steel	Fleje Acero Austenítico
	3/8"	22,22x1.2 mm
Sección Transversal Total (mm ²)	58,56	26,66
Dimensiones (mm)	$\Phi = 9,8$	1,2x22,22
Conductividad (%)*	30	2,4
Temperatura de Fusión (°C)*	1084	1400
Constante Kr*	14,64	30,05
Intensidad de Cortocircuito Max. Admisible (KA)	2038	4,52

*Fuente RETIE Porcentaje respecto a la conductividad del cobre recocido (58,1086 S/m a 20 °C) la cual se considera el 100% constituyendo el estándar internacional con el cual se comparan los demás materiales.

Electrodo de Puesta a Tierra: Dependiendo de la resistividad del terreno, se utilizará una de las siguientes configuraciones del electrodo de puesta a tierra: electrodos de difusión vertical, anillo cerrado alrededor del poste de cable Copper-clad Steel o combinación de ambas (cuadrada con varios electrodos de difusión vertical). Cuando se utilice electrodo de acero austenítico el conductor a tierra debe ser del mismo material.

La puesta a tierra debe instalarse a una distancia mínima de 1 m del borde del poste o de la cimentación si está hormigonado. La profundidad mínima será de 0,5 m del nivel del suelo. El sistema de puesta a tierra y todos sus elementos accesorios, regirá por lo establecido en el artículo 15 del RETIE.

La instalación de sistemas de puesta a tierra para redes de 1. KV a 15 KV se instalara cable de guarda a la Línea o se aterrizará a tierra cada estructura de la red eléctrica para la protección contra descargas atmosféricas.

4.1.5. Servidumbre:

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 57 de 82

Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con entorno.

Cuando se requiera cruzar terrenos particulares, la EEBP S.A.E.S.P. exigirá la expedición de los derechos de paso y/o servidumbre, mediante la presentación de los documentos que sustenten tal propiedad como fotocopia de la cédula del propietario del terreno y certificado de libertad y tradición que acredite tal propiedad. Los aspectos técnicos y legales relativos al uso y características de las servidumbres, se rigen por lo establecido en los numerales 22.2 y 25.6 del RETIE.

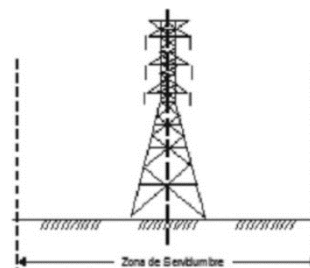
Para proyectos privados para proceder a legalizar ante a la EEBP se requiere como mínimo lo siguiente. Entrega de las servidumbres del área a intervenida por el proyecto (PROMESA DE CONSTITUCION SERVIDUMBRE LEGAL DE CONDUCCIÓN DE ENERGIA ELECTRICA CON OCUPACIÓN PERMANENTE).

- ✓ Entrega de las autorizaciones, permisos ambientales para intervención del recurso flora (Si aplica).
- ✓ Cumplir con lo solicitado en F10. PRI. MPM1. P6 Acta Visita puesta en servicio de la conexión (Entrega y Recibo de Obra) para proceder a realizar la puesta en servicio de entrega.

Para efectos del presente documento y de acuerdo a las tensiones normalizadas en el país, en la tabla 22.1 (del RETIE) se fijan los valores mínimos requeridos en el ancho de servidumbre, cuyo centro es el eje de la línea.

Tabla 344. Distancia de seguridad según el nivel de tensión

Tipo de Estructura	Niveles de Tensión (kV)	Metros de ancho
Torres	500 kV	60
Torres	220/230 kV	30
Postes	220/230 kV	28
Torres	110/115 kV	20
Poste	110/115 kV	15
Torres/Postes	57.5 / 66 kV	15



5. DISEÑO Y CONSTRUCCION DE SUBESTACIONES

Este capítulo trata el diseño y construcción de subestaciones de media tensión aéreas, de patio, pedestal que formen parte de las redes de distribución operadas por la EEBP.A.S.E.S.P y deben cumplir lo contemplado en el capítulo VI del RETIE de 2013.

5.1. NIVELES DE TENSIÓN NORMALIZADOS

Todas las subestaciones, cualquiera que sea su tipo, deben contar con un diseño eléctrico y los niveles de tensión considerados para transformadores de distribución de la empresa EEBP.A.S.E.S.P, deben corresponder a alguno de los valores indicados en la tabla 43.

Tabla 355. Niveles de tensión normalizados para transformadores de distribución

NIVELES DE TENSIÓN (V)		TIPO DE SUBESTACIÓN
MEDIA	BAJA	

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 58 de 82

13200	220/127	Urbana sector residencial
13200	214/123	
13200	240-120	Monofásica o para el sector rural
13200	220/127	Urbana sector residencial e industrial
13200	440/254	Sector industrial

5.2. SUBESTACIONES TIPO POSTE

5.2.1. Generalidades:

Los requisitos específicos para el diseño y construcción de subestaciones tipo poste, se establecen en numeral 24.3 del RETIE. De igual forma, dentro del cálculo mecánico de la estructura para subestaciones tipo poste, se deben considerar los esfuerzos adicionales debido a la instalación del equipo de transformación, protecciones, herrajes y accesorios.

Los transformadores serán del tipo convencional, sumergidos en aceite mineral, autorefrigerados y aptos para usarse en las condiciones de servicio estipuladas en las características y especificaciones técnicas.

Las demás condiciones técnicas deben cumplir con lo indicado en la Especificación de transformadores de Distribución Convencional.

En caso de instalar transformador convencional se requerirá instalar protecciones en baja tensión en caso que amerite por sobrecargas y cortocircuitos.

Los transformadores auto protegidos es un transformador que posee internamente además de los accesorios normales de funcionamiento, elementos de protección contra las sobretensiones en MT Y BT., sobrecargas y cortocircuitos.

Las sobretensiones son originadas por descargas atmosféricas o por suicheos en la red; los cortocircuitos son originados por fallas en la red de BT. Ó por fallas internas en el transformador y sobrecargas son originadas en la red de BT.

Para la protección contra sobretensiones se provee de descargadores de sobretensión; para cortocircuitos originados en el transformador se provee de fusibles en M.T y contra los cortocircuitos y sobrecargas en B.T. se provee de un interruptor térmico o termomagnético, además de proveer de una indicación visual para condiciones de sobrecarga.

El proyectista de acuerdo a sus análisis técnicos y eléctricos, presentara en sus diseños el tipo de transformador asociado a su proyecto, teniendo en cuenta CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT).

Sin embargo, de forma general el RETIE establece para subestaciones tipo poste, las siguientes limitaciones:

- ✓ Se pueden aceptar subestaciones con transformador en un poste sin ningún tipo de cerramiento, siempre que no superen 250 kVA, ni 800 kgf de peso.
- ✓ Se pueden instalar en un solo poste con tensión de rotura no inferior a 750 kgf, transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y con peso inferior o iguales a 600 kgf.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 59 de 82

- ✓ Se pueden instalar en un solo poste con tensión de rotura no inferior a 750 kgf, transformadores no mayores a 112,5 kVA, con pesos menores o iguales a 600 kgf.
- ✓ Los transformadores con potencia igual o superior a 150 kVA, deben montarse en estructura tipo H. considerando los requerimientos y/o observaciones del operador de red.
- ✓

5.2.2. Equipo de protección y maniobra:

Los transformadores en subestaciones de tipo poste deben protegerse contra sobrecorrientes y sobretensiones.

Para la protección contra sobrecorrientes, se utilizarán seccionadores porta fusibles tipo cañuela para 15 kV, 100 A, con fusibles tipo hilo, dimensionados de acuerdo con la corriente nominal primaria del transformador, calculada tal como se indicó en el numeral 2.4.2.1 del presente documento.

Para la protección contra sobretensiones, se instalarán descargadores para sobretensión de 12 kV, 10 kA, de tipo polimérico, instalados lo más cerca posible de los bujes del transformador (Art. 20 y numeral 24.3 del RETIE) y aguas debajo de los cortacircuitos.

Por defecto todos los transformadores de distribución conectados a las redes operadas por la EEBP.A.S.E.S.P, deben contar con descargadores para sobretensión por el lado de baja tensión, conectados en los bornes salida de transformador, o sobre los conductores de la red abierta, lo más cercano posible de las bajantes.

5.2.3. Sistema de puesta a tierra:

La puesta a tierra debe cumplir lo consignado en el Artículo 15 del RETIE, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, equipos e instalaciones.

Tal como se estableció en el numeral 2.6 del presente documento, en subestaciones tipo poste de distribución, las bajantes de puesta a tierra para descargadores de sobretensión y carcasa del transformador deben ser independientes y con electrodos de puesta a tierra diferentes, pero interconectadas eléctricamente en la parte inferior del poste, según criterio adoptado de la norma IEC 61000-5-2, tal como aparece en la figura 15.1 del RETIE, numeral 15.1.

En estructura en ferro concreto, bajante puede ser tipo inferior o exterior. Para el tipo interior, el poste debe tener tubería conduit interna de ½", para instalación del conductor de puesta a tierra. Para bajantes exteriores, los conductores de puesta a tierra se instalarán en tubo conduit metálico galvanizado externo con un diámetro mínimo de ½" y una altura no inferior de 3 m. El tubo metálico galvanizado debe estar sujeto al poste mediante fijación con cinta Bandit de 5/8".

La bajante de puesta a tierra para descargadores, carcasa del transformador o cables de guarda debe ser en conductor cuyo calibre no sea inferior a 2 AWG, tal como se establece en la tabla 44.

Tabla 366. Calibre mínimo para conductor de puesta a tierra – bajante del neutro y carcasa del transformador.

Calibre del conductor de entrada de acometida en baja tensión o equivalente en paralelo (AWG)		Calibre de conductor en cobre del electrodo de puesta a tierra (AWG)
Cobre	Aluminio	

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 60 de 82

≤ 2	$\leq 1/0$	2
1 o 1/0	2/3 o 3/0	2
2/0 o 3/0	4/0 a 250 kcmil	2
4/0 a 350 kcmil	300 a 500 kcmil	2
400 a 600 kcmil	550 a 900 kcmil	1/0
650 a 110 kcmil	1000 a 1750 kcmil	2/0
≥ 1200 kcmil	≥ 1800 kcmil	3/0

5.2.4. Formas constructivas:

Los detalles constructivos de las subestaciones de tipo de poste se observan cómo se presenta en las normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P. en el documento NEMOTECNIA NORMAS TÉCNICAS.

5.3. SUBESTACIONES DE PATIO

5.3.1. Generalidades:

Las subestaciones de patio, se utilizarán en redes de distribución alimentadas por transformadores con potencia superior a 250 kVA, en casos en los cuales no es viable la instalación de pedestal.

En los espacios en los cuales se encuentran instaladas las subestaciones, deben colocarse cercas, pantallas, tabiques o paredes con una altura no inferior a 2,5 m que limiten el acceso de personal no autorizado, y en el caso de muros o mallas metálicas deben estar debidamente conectadas a tierra.

La cerca estará a una distancia no menor a 3,10 m de las partes energizadas y las entradas a tales espacios deben exhibir las señales de riesgo correspondientes, según las especificaciones del numeral 23.2 del RETIE.

En aquellas instalaciones para las cuales se contemple circulación de personal en el patio de equipos estando éstos energizados, se debe cumplir con las distancias mínimas establecidas en la tabla 23.2 del RETIE.

En la base de la subestación, se debe construir un foso con capacidad para almacenar al menos 1.5 veces el volumen del aceite del transformador. El foso debe ser construido de tal forma que facilite el drenaje del aceite y las actividades de mantenimiento, cargue y descargue.

5.3.2. Equipo de protección y maniobra:

Los transformadores deben protegerse contra sobrecorrientes y sobretensiones, de forma similar a lo establecidos en la sección 5.2.2 del presente documento. Sin embargo, en este caso se adiciona un juego de descargadores para sobretensión a la llegada del circuito primario, con el fin de proteger los transformadores de corriente y de tensión instalados en la parte superior de la estructura.

5.3.3. Sistema de puesta a tierra:

Se debe diseñar y construir una malla de puesta a tierra según lo establecido en la sección 5.2.3 del presente documento y el artículo 15 del RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 61 de 82

La profundidad de la malla de puesta a tierra debe ser al menos de 50 cm y se debe utilizar una capa de gravilla de un espesor no inferior a 5 cm en toda el área cubierta de malla

5.3.4. Formas constructivas:

Los detalles constructivos de las subestaciones de patio se observan cómo se presenta en las normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P. en el documento NEMOTECNIA NORMAS TÉCNICAS.

5.4. SUBESTACIONES DE PEDESTAL O PAD-MOUNTED

5.4.1. Generalidades:

Se deben instalar sobre pedestal los transformadores con capacidad superior a 250 KVA o 800 kg de peso, en casos en los cuales no es posible la construcción de subestaciones tipo poste o cuando no existe disponibilidad de espacio para la instalación de una subestación de patio.

Este tipo de subestaciones pueden ser instaladas en piso, tanto a la intemperie o bajo techo, no poseen partes vivas expuestas (frente muerto) y conforman un equipo seccionador-transformador, con bujes de alta tensión premoldeados, conectados a codos desconectables bajo carga, bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga adosado al transformador y con caja de maniobra para entrada y salida del alimentador principal.

Cuando en condiciones normales de operación se pronostica 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.

El transformador puede ser instalado en líquido o tipo seco y su instalación debe estar acorde con lo especificado en la sección 450 de la NTC 2050.

Las subestaciones de pedestal, requieren de la construcción de obras civiles para la base, una caja de inspección tipo 1 adyacente a esta y el cárcamo, dado que, por lo general, las subestaciones de pedestal se encuentran asociadas con redes subterráneas.

5.4.2. Equipo de protección y maniobra:

Las subestaciones tipo pad-mounted deben poner medios de desconexión bajo carga tanto del lado de media tensión como del lado de baja tensión. Del lado de baja tensión, debe existir protección contra sobrecargas y cortocircuitos. Sin embargo, tratarse de equipos compactos, los transformadores para subestación de pedestal están provistos de fusibles de expansión tipo bayoneta, fusibles limitadores de corriente y seccionadores de maniobra.

Los compartimientos de media y baja tensión deben ser independientes y accesibles únicamente con llave.

EL punto de conexión de la acometida en media tensión a la red de distribución debe contar con seccionadores porta fusible tipo cañuela y descargadores contra sobretensiones de acuerdo con lo establecido en las normas de construcción.

5.4.3. Sistema de puesta a tierra:

De igual forma, el sistema de puesta a tierra para la protección de la subestación, debe construirse bajo la placa base del transformador y siguiendo las especificaciones del artículo 15 del RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 62 de 82

5.4.4. Formas constructivas:

Los detalles constructivos de las subestaciones tipo pad-mounted se observan cómo se presenta en las normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P. en el documento NEMOTECNIA NORMAS TÉCNICAS.

5.5. SECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

5.5.1. Protección de transformadores:

La protección contra sobrecorrientes en transformadores debe evitar daños en los equipos como consecuencia de cortocircuito y sobrecargas.

La protección contra sobrecorrientes no debe operar ante sobrecargas temporales en el transformador y que no comprometan la vida útil del mismo, ni ante corrientes transitorias, como las correspondientes a la energización del transformador y la conexión de cargas.

- ✓ *Elementos de protección:* Para la protección de transformadores se consideran exclusivamente el uso de fusibles o eventualmente relés- interruptores, de acuerdo con lo especificado en la tabla 45 y 46.

Tabla 377. Elemento de protección lado de alta del transformador.

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	PROTECCION LADO DE ALTA (PRIMARIO)
< 5 MVA	Fusible
≥ 5 MVA	Relé - Interruptor

Nota: Para transformadores con potencias superiores a 10 MVA, se debe implementar protección diferencial con restricción para corrientes de energización y relé térmico.

Tabla 388. Elemento de protección lado de baja del transformador.

TIPO DE CONDUCTOR CIRCUITO SECUNDARIO	PROTECCION LADO DE BAJA (SECUNDARIO)
Red abierta	DPS en BT
Aislados red trenzada o red subterránea	DPS en BT

Nota: Esta protección hace referencia a la alimentación del barraje y principal secundario, se existe, y no a los circuitos.

Para el ajuste de protección se debe tener en cuenta principalmente la protección del transformador y la coordinación con elementos aguas bajo.

5.5.1.1. Protección contra sobretensiones:

Para protección de transformadores contra sobretensiones se considera los siguientes elementos:

- ✓ Descargadores de óxido metálico.
- ✓ Cuernos de arco instalados en el tanque del transformador.

La protección con cuernos de arco no debe ser la protección principal contra sobretensiones en el transformador.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 63 de 82

Los descargadores de sobretensiones se deben conectar a la malla de puesta a tierra por medio un conductor en cobre con sección transversal no inferior a 2 AWG.

5.5.1.2. Protecciones adicionales para transformadores

Los transformadores con capacidades superiores a 1 MVA, deben poseer los siguientes elementos de protección.

- ✓ Válvulas de sobrepresión.
- ✓ Sensores para temperatura de aceita y devanados.
- ✓ Sensores de nivel de aceita.
- ✓ Respirador de sílica -gel.

Los transformadores con capacidades superiores a 5MVA deben poseer relé Buchholz.

5.6. CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

5.6.1. Generalidades:

Los elementos metálicos que no forman parte de la instalación eléctrica no deben ser utilizados como conductores de puesta a tierra.

Las conexiones en el sistema de puesta a tierra deben ser realizadas mediante soldadura exotérmica o conector debidamente certificado.

Los conductores y electrodos del sistema de puesta a tierra deben ser de cobre o alternatively se pueden utilizar electrodos de acero recubierto en cobre, tal como lo establece la tabla 15.2 del artículo 15 del RETIE.

Los electrodos de puesta a tierra deben tener una resistencia a la corrosión de al menos 15 años a partir de la fecha de instalación y deben estar rotulados con el nombre del fabricante y dimensiones dentro de los primeros 30 cm de la parte superior. Cuando se conecten directamente a la malla elementos con materiales diferentes al cobre, se debe utilizar aislamiento o conector bimetálico para evitar la corrosión.

La resistencia de puesta a tierra de la malla debe tener un valor igual o menor a 10 Ω .

Los tableros de distribución en baja tensión dentro de la subestación deben poseer barrajes de neutro y tierra, los cuales deben ser conectados a la malla de puesta a tierra.

Los descargadores de sobretensiones se deben conectar a la malla de puesta a tierra por medio de un conductor en cobre con sección transversal no inferior a 4 AWG.

En subestaciones con malla de puesta a tierra, se deben dejar puntos de conexión y medición accesibles e inspeccionables para verificar las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial. Cuando para este efecto se construyan cajas de inspección cubicas, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, y su tapa debe ser removible. En caso de utilizar cajas de inspección circulares, la tapa debe ser removible y mínimo de 30 cm de diámetro.

Las características de la malla y de sus componentes, se determina a partir del método de cálculo sugerido en el numeral 2.6.1 de la presente norma.

5.6.2. Parámetros de diseño:

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 64 de 82

Tal como lo establece el artículo 15 del RETIE, los parámetros de diseño de la malla de puesta a tierra son los siguientes:

- ✓ Resistividad del terreno.
- ✓ Máxima corriente de cortocircuito a tierra.
- ✓ Máximo tiempo de despeje de falla.
- ✓ Factor de crecimiento de la subestación.

5.6.3. Metodología de diseño:

Para una completa determinación de las dimensiones y características de la malla de puesta a tierra, se recomienda seguir los siguientes pasos:

- ✓ Calcular la resistencia de puesta a tierra.
- ✓ Calcular las tensiones de contacto y de paso tolerables.
- ✓ Calcular las tensiones de malla y paso según el diseño.
- ✓ Calcular el potencial de elevación de la malla y potenciales transferidos.

Los cálculos deben realizarse con base en lo establecido en el estándar IEEE Std 80-2000 y los criterios para determinar el grado de idoneidad del diseño son los siguientes:

- ✓ Tensiones de malla y de paso por debajo de las tolerables.
- ✓ Potencial de elevación de la malla por debajo de valores tolerables.
- ✓ Resistencia de puesta a tierra no mayor a 10Ω .

Para el cálculo de las tensiones tolerables se debe tener en cuenta una resistencia del cuerpo humano de 1000Ω y cada pie como una placa de 200 cm^2 con una fuerza equivalente de 250 N. Cuando altos valores de resistividad del terreno, elevadas corrientes de falla a tierra, elevados tiempos de despeje de la misma, o que por un balance técnico- económico no resulte práctico obtener el valor de resistencia de puesta a tierra establecido, se debe garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas aplicadas al ser humano en caso de una falla a tierra no superen las máximas tolerables.

En este caso se pueden tomar medidas tales como:

- ✓ Buscar que las tensiones transferidas sean iguales o menores a las tensiones de contacto.
- ✓ Hacer inaccesibles zonas donde se prevea la superación de los umbrales de soportabilidad para seres humanos.
- ✓ 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.

5.7. PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 65 de 82

Las subestaciones a 13,2 KV y 34,5 KV ubicadas en sitios con nivel cerámico superior a 70 días tormenta/año y 55 días tormenta/año respectivamente, deben apantallarse con el fin de evitar impactos directos de descargas atmosféricas.

Para el apantallamiento de subestaciones, se consideran los siguientes elementos:

- ✓ Cables de guarda
- ✓ Puntas
- ✓ Mástiles

5.7.1. Protección con cable de guarda:

Los cables de guarda deben ubicarse en forma de malla sobre los pórticos y alrededor del perímetro en el cual están ubicados los equipos de patio de la subestación. Los cables de guarda deben ser acero galvanizado con un calibre mínimo de 1/4".

Si es factible desde el punto de vista técnico y económico, el sistema de cable de guarda de la subestación debe ser conectado al de los circuitos. En este caso, para los cables de guarda de la subestación se debe utilizar un calibre no inferior al de los cables de guarda de los circuitos.

Los cables de guarda propios de la subestación y de los circuitos asociados a ésta deben ser conectados a la malla de tierra.

Los cables de guarda deben soportar las máximas corrientes de falla a tierra que se presenten en la subestación durante el tiempo correspondiente de operación de las protecciones sin perder sus propiedades mecánicas.

5.7.2. Protección con mástiles y puntas:

EL apantallamiento con mástiles y puntas se permite únicamente bajo consideraciones de tipo económico o en casos de protección de un equipo desprotegido por el sistema de cables de guarda, cumpliendo lo establecido en el artículo 20, numeral 20.14, parágrafo 2 del RETIE.

5.7.3. Diseño del sistema de apantallamiento:

EL sistema de apantallamiento debe diseñarse con base en el método de los ángulos fijos o el modelo electro geométrico según IEEE Std 998-1996. El diseño final debe especificar el número, ubicación y altura de cables de guarda, mástiles o puntas.

El apantallamiento debe estar conectado a la malla de puesta a tierra por medio un conductor en cobre con sección transversal no inferior a 4 AWG. Los cables de guarda deben ser puestos a tierra en toda estructura de soporte de pórticos. En los puntos de conexión de cables de guarda, mástiles y puntas se deben colocar electrodos.

5.8. NIVELES DE AISLAMIENTO

Los niveles de aislamiento normalizados para el equipo asociado a subestaciones tales como transformadores, interruptores, seccionadores, cortacircuitos, cables, conectores, aisladores, etc. Se presentan en la tabla 23 de la presente norma.

Además del nivel de aislamiento de los equipos, para subestaciones en exteriores, se deben tener en cuenta las distancias mínimas establecidas en la tabla 47.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 66 de 82

Tabla 399. Distancias dieléctricas mínimas fase- fase y fase-tierra

TENSION NOMINAL (KVRMS)	DISTANCIA MINIMA FASE-FASE (m)	DISTANCIA MINIMA FASE-TIERRA (m)
13,2	0,3	0,18
34,5	0,38	0,32

Nota:

- ✓ Las distancias de la tabla 49 corresponden a valores mínimos entre partes rígidas y conductores desnudos rígidos en instalaciones accesibles únicamente a personal calificado.
- ✓ Las distancias de las distancias de la tabla 47 no se aplican a partes interiores o a terminales exteriores de equipos diseñados, fabricados y ensayados con normas nacionales aceptadas.

Para alturas superiores a 1000 m, se deben incrementar las distancias de la tabla 47 un 1,25% por cada 100 m de incremento en altitud. Los tipos y selección de los aisladores utilizados en subestaciones deben cumplir los criterios establecidos en el numeral 2.5.1.

5.9. REQUISITOS PARA LA INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES

Para la selección de la potencia nominal de un transformador, se debe efectuar con base en la demanda máxima diversificada.

La instalación de transformadores en exteriores o interiores, según el tipo de aislamiento debe cumplir con los requisitos establecidos en el artículo 450 de la NTC 2050.

Los transformadores trifásicos reductores deben poseer el lado de alta conectado en delta y lado de baja conectado en estrella con neutro sólidamente puesto a tierra. Los transformadores monofásicos utilizados en subestaciones aéreas rurales deben poseer derivación central mediante un tap, sólidamente puesto a tierra.

Tanto los transformadores trifásicos como los monofásicos, deben poseer cambiador de derivaciones sin carga en el devanado de alta tensión de $2 \times \pm 2,5 \%$.

Se permite conectar transformadores en paralelo siempre y cuando sean exactamente idénticos, es decir, que cumplan las siguientes condiciones:

- ✓ Tener la misma referencia y fabricante.
- ✓ Potencias nominales iguales.
- ✓ Tensiones nominales iguales en devanados de alta y baja (relación de transformación).
- ✓ Tener la misma frecuencia de operación nominal.
- ✓ Tener el mismo grupo de conexión.
- ✓ Las impedancias de dispersión deben ser iguales.
- ✓ Operar en la misma posición del tap.

Las longitudes y calibre de los conductores de fase y neutro de conexión a los barrajes de alta y baja tensión deben ser los mismos.

Los transformadores deben poseer placa de características resistentes a la corrosión, ubicada en un lugar visible y que contenga la siguiente información, según la NTC 618:

- ✓ Marca o razón social del fabricante.
- ✓ Número de serie dado por el fabricante.

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 67 de 82

- ✓ Año de fabricación.
- ✓ Clase de transformador.
- ✓ Número de fases.
- ✓ Diagrama fasorial.
- ✓ Frecuencia nominal.
- ✓ Tensiones nominales y número de derivaciones.
- ✓ Corrientes nominales.
- ✓ Impedancia de Circuito.
- ✓ Peso total en kilogramos
- ✓ Grupo de conexión.
- ✓ Diagrama de conexión.

El fabricante debe suministrar al usuario, mediante un catálogo, la siguiente información correspondiente al transformador:

- ✓ Número de serie.
- ✓ Año de fabricación.
- ✓ Clase de transformador.
- ✓ Número de fases.
- ✓ Diagrama fasorial.
- ✓ Frecuencia nominal.
- ✓ Tensiones nominales y número de derivaciones.
- ✓ Corrientes nominales.
- ✓ Impedancia de Circuito.
- ✓ Peso total en kilogramos
- ✓ Grupo de conexión.
- ✓ Diagrama de conexión.

Si una persona distinta al fabricante repara o modifica parcial o totalmente el devanado de un transformador o cualquier otro de sus componentes, se debe suministrar una placa adicional para indicar el nombre del reparador, el año de reparación y las modificaciones efectuadas.

6. DISEÑO DE REDES DE BAJA TENSIÓN

Los criterios que se presentan en esta sección corresponden al diseño de las instalaciones eléctricas comprendidas entre los bornes de baja tensión de los transformadores de distribución de uso general hasta la protección de corte de la acometida de las redes operadas por la EEBP.A.S.E.S.P.

6.1. NIVELES DE TENSIÓN

En el área urbana y rural, sin excepción, los circuitos de las redes de distribución secundaria deben cumplir con las tensiones nominales e establecidas en la tabla 48.

Tabla 50. Tensión de servicio de la red según tipo usuario.

APLICACIÓN	PROVENIENTE DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS	PROVENIENTE DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS
------------	--	---

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 68 de 82

Residencial urbana	240-120 V	220/127 V 214/123 V
Residencial rural	240-120 V	220/127 V
Residencial e industrial	—	220/127 V
Industrial	—	440/254 V

La tensión de servicio para un usuario o un grupo de usuarios está sujeta a la disponibilidad declarada por la EEBP.A.S.E.S.P y las consideraciones de la tabla 48.

La conexión de cargas industriales está sujeta a consideraciones de la calidad de energía y confiabilidad declarada por la EEBP.A.S.E.S.P, teniendo en cuenta la regulación vigente.

6.2. DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN BAJA TENSIÓN

La demanda máxima que suministrar la red está limitada por la corriente máxima admitida por el conductor, máxima caída de tensión permitida y las pérdidas de potencia

6.3. FACTOR DE POTENCIA DE DISEÑO

El factor de potencia de diseño para todas las instalaciones eléctricas, según lo establece la resolución CREG 108 de 1997, es de 0,9.

Las industriales están sujetas a la normatividad vigente, teniendo en cuenta que el consumo de potencia reactiva debe ser igual o menor al 50% de la potencia activa (CREG 082 de 2002).

6.4. DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

La demanda máxima diversificada, se puede observar anexo a este documento.

TABLA DE DEMANDA DIVERSIFICADA PARA EL SECTOR RURAL EEBP				
ELECTRIFICACION RURAL				
USUARIO	KVA/USUARIO	KVA TOTAL	KVA TRAFO	% CARGA
1	0,80	0,80	3	27%
2	0,70	1,40	3	47%
3	0,60	1,80	3	60%
4	0,60	2,40	3	80%
5	0,60	3,00	5	60%
6	0,55	3,30	5	66%
7	0,55	3,85	5	77%
8	0,55	4,40	5	88%
9	0,50	4,50	10	45%
10	0,50	5,00	10	50%
11	0,50	5,50	10	55%
12	0,50	6,00	10	60%
13	0,50	6,50	10	65%
14	0,50	7,00	10	70%
15	0,50	7,50	10	75%
16	0,50	8,00	10	80%

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 69 de 82

17	0,50	8,50	10	85%
18	0,50	9,00	15	60%
19	0,50	9,50	15	63%
20	0,50	10,00	15	67%
21	0,50	10,50	15	70%
22	0,50	11,00	15	73%
23	0,50	11,50	15	77%
24	0,50	12,00	15	80%
25	0,50	12,50	20	63%
26	0,50	13,00	20	65%
27	0,50	13,50	20	68%
28	0,50	14,00	20	70%
29	0,50	14,50	25	58%
30	0,50	15,00	25	60%
31	0,50	15,50	25	62%

6.5. CONDUCTORES ELÉCTRICOS

6.5.1. Características técnicas:

Considerando las dos formas constructivas posibles: red aérea abierta, red trenzada, el conductor seleccionado para la construcción de redes de baja tensión, debe corresponder a alguna de las tecnologías y aplicaciones citadas en las tablas 49, 50 y 51.

Tabla 401. Conductores en aluminio desnudo.

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
AAC/ASC	Conductor de aluminio	Distribución aérea rural.
AAAC	conductor de aleación de aluminio	
ACAR	Conductor de aluminio con núcleo de aleación de aluminio	
ACSR	Conductor de aluminio con refuerzo en acero	

Tabla 412. Cables múltiplex con neutro como mensajero con aislamiento en polietileno reticulado para 90° C de temperatura.

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
Trenzado triplex	Conductor triplex de aluminio aislado en polietileno reticulado para 90° C.	Distribución aérea urbana y opcional en distribución aérea rural.
Trenzado cuádruplex	Conductores cuádruplex de aluminio con recubrimiento común. Aislamiento en polietileno reticulado para 90° C.	

Tabla 423. Conductores en cobre o aluminio aislado

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
THHN	Conductor de cobre o aluminio aislado	Distribución aérea.
THWN	Conductor de cobre o aluminio aislado	
THW	Conductor de cobre o aluminio aislado	

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 70 de 82

6.5.2. Criterios de selección de conductores:

El calibre del conductor debe seleccionarse con base a los siguientes criterios:

- ✓ Capacidad de corriente.
- ✓ Regulación de tensión.
- ✓ Pérdidas de potencia y energía.

Tabla 434. Calibre mínimo en Baja tensión.

TIPO DE RED	TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE MÍNIMO
Aérea trenzada	Triplex autosoportado	4 AWG o 21,15 mm ²
	AAC con neutro	2 AWG o 33,6 mm ²
Aérea abierta	ACSR	4 AWG
Aérea	Aluminio	4 AWG
	Cobre	6 AWG

EL calibre del conductor neutro será igual o mayor al empleado en las fases.

El calibre seleccionado para un proyecto específico está sujeto a modificación por parte de EEBP.A.S.E.S.P., de acuerdo con los alineamientos establecidos para la expansión y operación del sistema ante contingencias.

6.5.2.1. Capacidad de corriente:

La selección del conductor por capacidad de corriente, se efectúa de acuerdo con lo expuesto en el numeral 2.4.2.1 de la presente norma.

La capacidad de corriente de los conductores de 0 a 2000 V nominales debe ser la especificada en las tablas 310-16 310-19 de la NTC 2050.

En la tabla 53 se indica la capacidad amperimétrica para conductores trenzados.

Tabla 445. Capacidades de corriente para cables de aluminio aislado múltiple en polietileno reticulado, redes aéreas.

CONDUCTOR		MATERIAL	CAPACIDAD DE CORRIENTE
Triplex	33,63 mm ² - 2 AWG	Trenzado: Fases y neutro: 33,63 mm ² (2 AWG) AAAC	150 A
	53,48 mm ² - 1/0 AWG	Trenzado: Fases y neutro: 53,48 mm ² (1/0 AWG) AAAC	205 A
	107,22 mm ² - 4/0 AWG	Trenzado: Fases y neutro: 107,22 mm ² (4/0 AWG) AAAC	300 A
Cuádruplex	53,48 mm ² - 1/0 AWG	Trenzado: Fases y neutro: 53,48 mm ² (1/0 AWG) AAAC	195 A
	107,22 mm ² - 4/0 AWG	Trenzado: Fases y neutro: 107,22 mm ² (4/0 AWG) AAAC	275 A

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 71 de 82

Similar a lo especificado en el numeral 2.4.2.1, para condiciones de trabajo diferentes a las indicadas en las tablas, se deben aplicar los factores de corrección: por temperatura, por efecto piel y por cableado.

6.5.2.2. Por regulación de tensión:

El calibre del conductor seleccionado debe cumplir con el valor de regulación o caída de tensión establecida en la tabla 54.

Tabla 456. Límites de regulación de tensión (desde bornera de baja tensión del transformador hasta caja de derivación).

NIVEL DE TENSIÓN DE LA RED (V)	VALOR MÁXIMO DE REGULACIÓN (%)	
	SECTOR URBANO	SECTOR RURAL
240-120	3,0	5,0
208-120	3,0	5,0

6.5.2.3. Por pérdidas de potencia y energía:

Las pérdidas máximas de potencia y energía se establecen en la tabla 56. Para el cálculo de las pérdidas de energía se deben tener en cuenta las curvas de demanda indicadas en las **figuras 1 a 3**.

Tabla 467. Pérdidas máximas totales en baja tensión.

NIVEL DE TENSIÓN (V)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)		PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)	
	Sector urbano	Sector rural	Sector urbano	Sector rural
240- 120	5	5	5	5
208 - 120 214-123 220-127	5	5	5	5

El cálculo de las pérdidas de potencia y energía, se efectúan de acuerdo con lo expuesto en el numeral 2.4.2.3 de la presente norma.

6.6. PROTECCIONES ELÉCTRICAS

6.6.1. Elementos de protección contra sobre corriente:

Las redes de baja tensión que alimenten cargas especiales a criterio del diseñador, deben poseer protección contra sobrecorriente, instalada en el punto de conexión común o arranque.

Para la protección contra sobrecorriente, se puede utilizar cualquier dispositivo con principio de operación térmica, como fusible, relés térmicos o interruptores termomagnéticos.

6.6.2. Elementos de protección contra sobretensiones:

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 72 de 82

La red eléctrica en baja tensión debe estar protegida de forma adecuada contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y maniobras.

Sin excepción, en todas las redes de baja tensión de uso general, se deben instalar en cada fase, dispositivos de protección contra sobretensiones en los puntos de conexión de la bajante o en el punto de arranque del conductor de baja tensión, sin que ello excluya la realización del análisis de riesgo eléctrico.

En redes de uso particular, el uso de los elementos de protección contra sobretensiones en baja tensión, debe estar de acuerdo con los resultados obtenidos durante el análisis de riesgo inherente a cada proyecto.

Para protección de redes en baja tensión contra sobretensiones se consideran exclusivamente dispositivos descargados de tipo polimérico, varistor de óxido de zinc, cuya forma constructiva permita la instalación en red abierta o red aislada.

6.7. AISLAMIENTO

6.7.1. Aisladores:

De todos los elementos de la red de baja tensión, los aisladores junto con los DPS, son los que demandan el mayor cuidado, tanto su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación.

Para redes de baja tensión en aéreas, se utilizarán exclusivamente, aisladores de porcelana tipo carrete ANSI 53-2, de marca certificada y que cumplan con la norma ANSI C29-3.

6.7.2. Distancias de seguridad:

Las distancias mínimas de seguridad a tener en cuenta para redes aéreas en baja tensión pueden ser consultadas en el numeral 2.5.4.1 y en la tabla 14 de esta norma, de acuerdo con lo establecido en el artículo 13 del RETIE.

No se permite el cruce de redes en baja tensión por encima de casas, edificaciones, construcciones y campos deportivos abiertos.

La distancia en el aire entre conductores de puestas a tierra y conductores energizados para circuitos menores a 750 V, no debe ser inferior a 30 cm. Estas distancias deben ser incrementadas un 1,25 % por cada 10 m de incremento en altitud por encima de 1000 m.

6.8. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

En toda estructura terminal, de red aérea trenzada o abierta, el conductor neutro se debe aterrizar, a través de un sistema de puesta a tierra, con base en lo expuesto en el artículo 15 del RETIE.

El conductor de puesta a tierra del sistema de baja tensión se selecciona de acuerdo con lo establecido en la tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación IEC 60364-5-54. El conductor puede ser de cobre o de otro material conductor, siempre que garantice su protección contra corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra. Las estructuras en ferrocemento deben poseer preferiblemente, tubería conduit interna de ½" para la instalación del conductor de puesta a tierra. Para redes existentes o que no cuente con ducto inferior,

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 73 de 82

las bajantes de puesta a tierra se instalaran en ductor conduit metálico galvanizado externo de ½" y una altura no inferior a 3 m. El tubo conduit debe estar sujeto al poste mediante dos amarres de cinta bandit de 5/8".

6.9. DISEÑO MECÁNICO

Los criterios para el diseño mecánico de redes de media tensión, consignados en el capítulo 3, pueden tomarse como guía para el diseño mecánico de baja tensión, en caso que se requiera.

Las estructuras de baja tensión a utilizar, de acuerdo con la longitud del vano, el peso del conductor y los demás parámetros que incidan mecánicamente sobre la estructura, se seleccionarán de tres posibilidades: estructuras de paso, estructuras de suspensión o estructuras de retención, con templete o sin templete, de acuerdo con la capacidad de rotura del poste y la posibilidad de usar cimentación en la base del mismo.

6.10. CAJAS PARA DERIVACIÓN Y ACOMETIDAS

Toda acometida debe ser visible y de fácil supervisión. Forman parte de la acometida los siguientes elementos: conectores para derivación, tensores, anclajes, conductores y elementos de protección.

6.10.1. Cajas para derivación:

Para la derivación de acometidas en red trenzada, se utilizarán cajas tipo intemperie para derivación trifásica de una entrada y ocho salidas de material polimérico, o caja metálica debidamente homologada.

La caja de Derivación para acometidas se instalara cuando existan más de 3 acometidas en el mismo punto si solo existe 3 o menos acometidas se puede realizar la conexión sin necesidad de Caja, mediante el uso de conectores de perforación tipo DP7

6.10.2. Conductores:

Los conductores adoptados para la construcción de acometidas en baja tensión, se indican en la tabla 56. Además de las tecnologías indicadas en esta tabla, también se puede utilizar cable de cobre suave con aislamiento de 600 V THHN o THWN cuyo calibre debe seleccionarse de acuerdo con a los criterios de capacidad de corriente, regulación y pérdidas.

Tabla 58. Calibre de acometidas aéreas concéntricas e interruptor máximo de protección

TIPO DE ACOMETIDA	CABLE CONCÉNTRICO PARA ACOMETIDA		CORRIENTE MÁXIMA DEL INTERRUPTOR
	SECCIÓN	CALIBRE	(A)
1 Fase, 2 Hilos	2 x 8,37 mm ²	2x8 AWG	≤ 40
2 Fases, 3 Hilos	3 x 8,37 mm ²	3x8 AWG	
3 Fases, 4 Hilos	4 x 8,37 mm ²	4x8 AWG	
1 Fase, 2 Hilos	2 x 13,30 mm ²	2x6 AWG	≤ 63
2 Fases, 3 Hilos	3 x 13,30 mm ²	3x6 AWG	
3 Fases, 4 Hilos	4 x 13,30 mm ²	4x6 AWG	

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 74 de 82

El calibre mínimo del conductor para la acometida debe ser N° 8 AWG y el conductor neutro debe ser de un calibre igual o mayor al de las fases.

6.10.3. Selección de ductos:

La selección del diámetro de los ductos se realiza teniendo en cuenta que la máxima ocupación de área permitida sea igual o inferior al 40% de la sección del ducto.

El diámetro mínimo del ducto para la acometida debe ser 1", protegido con capote, para evitar el ingreso de agua a través del ducto.

En ductos a la vista, se debe utilizar conduit metálico galvanizado, asegurado firmemente al poste u otra superficie y para ductos empotrados o enterrados, pueden usarse ductos conduit PVC tipo pesado.

6.10.4. Intensidad máxima permisible:

El conductor seleccionado para una acometida debe ser igual o superior a la intensidad máxima de diseño para el suministro.

Para determinar la sección del conductor necesario en una acometida trifásica, cuando éste también alimenta a una carga monofásica, se considera la intensidad en la fase más cargada, como la suma de la intensidad debida a la potencia trifásica y a la potencia monofásica.

Para el dimensionamiento de barras o platinas para tableros de distribución, se debe considerar una densidad de corriente de 3 A/mm². El material a utilizar en este caso, será exclusivamente, cobre electrolítico o de 99% de pureza. Para la fijación del mismo, se utilizarán aisladores poliméricos tipo barraje, de acuerdo con el nivel de tensión de operación.

6.10.5. Regulación de tensión:

La regulación de tensión en acometidas aéreas, no debe superar en ningún caso el 3%. Por tal razón y con el fin de evitar inconvenientes para la conexión y tendido de acometidas, se recomienda que su longitud no exceda los 35 m.

6.10.6. Protección de acometidas:

La protección de la acometida delimita el final de la red de uso general de distribución y el principio de la instalación interna del usuario.

Las acometidas subterráneas deben poseer protección contra sobrecorriente en el punto de derivación de la red aérea. Esta protección debe ser instalada en una caja o armario cuya instalación y especificación debe cumplir con lo establecido en la sección 373 de la norma NTC 2050.

7 CONSTRUCCION DE REDES DE BAJA TENSION

Las redes de distribución de energía eléctrica en baja tensión deben estar localizadas en zonas de espacio público o zonas que estén predispuestas para ubicación de servicios públicos domiciliarios, siempre y cuando no estén en contraposición con lo establecido en el Plan de Ordenamiento Territorial de cada municipio.

Los materiales y equipos que se instalen, deberán contar con el certificado de homologación expedido por un ente acreditado por la SIC. De igual forma se deberá presentar el Certificado de Conformidad de Producto según RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 75 de 82

7.1 REDES AEREAS

7.1.1 Generalidades

Para las redes de distribución en baja tensión, se consideran tres formas constructivas:

- Redes aéreas abiertas.
- Redes aéreas trenzadas.
- Redes subterráneas.

En el sector urbano sólo se permite la instalación de red trenzada o preensamblada y el vano máximo permitido es de 40 m. En el sector rural pueden ser construidas redes aéreas abiertas o trenzadas. Los detalles constructivos para redes aéreas de baja tensión, se observan encuentran en los capítulos 4,5 y 6 de las normas de construcción.

En la zona rural el vano es de 60 m, si llega a necesitar más longitud del vano se debe complementar con perfiles longitudinales.

La selección de estructuras se debe realizar de acuerdo con el perfil del terreno y las curvas de utilización. La longitud de empotramiento, se calcula de acuerdo con lo establecido en la ecuación 40. En terrenos pendientes, la profundidad de enterramiento se debe medir desde el lado inferior de la excavación. Los postes deben empotrarse en el terreno de modo que los esfuerzos se distribuyan adecuadamente en el mismo, de acuerdo con sus características.

7.1.2 Codificación de estructuras

La codificación de las estructuras se presenta en las normas criterios de construcción de la EEBP S.A.E.S.P. en el documento NEMOTECNIA NORMAS TÉCNICAS

7.1.3 Detalles constructivos

En la conformación de una estructura de baja tensión, intervienen varios elementos constructivos como apoyos, herrajes, templete, aisladores, conductores, etc.

7.1.3.1 Apoyos

Son los elementos de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas y corresponden específicamente a postes de ferroconcreto y metálicos, algunas de cuyas características técnicas, se encuentran en la tabla 38.

NOTA: Para Líneas aéreas de Nivel de Tensión 1; se debe considerar lo siguiente:

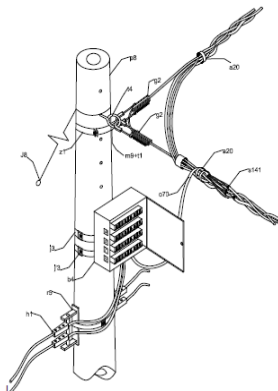
- Zonas Urbanas: los circuitos con vano promedio menor o igual deben ser de 35 metros.
- Zonas Rurales: los circuitos con vano promedio menor o igual deben ser de 60 metros.

7.1.3.2 Herrajes

Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de las perchas a la estructura, los de fijación de las retenidas y los accesorios del conductor, como grapas, pernos de ojo, conectores, empalmes, etc. Además de ser galvanizados en caliente deben cumplir los requisitos citados en el artículo 20 y numeral 25.5 del RETIE.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 76 de 82

Ilustración 10. Estructura de baja tensión, código RT-1005.



7.1.3.3 Templetes o retenidas

Se deben colocar en aquellos apoyos donde el cálculo mecánico lo justifique.

Se instalarán Retenidas en aquellos postes que estén sometidos a cargas mayores a las que pueden soportar manteniendo el coeficiente de seguridad permitido. Sin embargo, se recomienda reducir su número al mínimo posible, especialmente en las zonas urbanas de las principales ciudades. Se utilizarán en los apoyos de ángulo, anclaje y fin de línea o en aquellos otros postes en los cuales se requieran.

El cable para los Retenidas será de calibre 3/8" de diámetro en acero de alta resistencia, galvanizado en caliente, según norma NTC 2145 (ASTM 475). Se instalarán formando un ángulo de 30° lo forma entre el cable que se sujete a mayor altura y el eje vertical del poste.

Se instalará un aislador tensor ANSI 54-1 con distancia de fuga mínima de 57 mm y resistencia a la tracción de 20000lb. En el recorrido del cable de la retenida, a una distancia desde el poste hacia abajo, tal que permita la colocación de las respectivas retenciones preformadas, constituyendo así un medio de protección al aislar la parte inferior de la retenida.

La varilla del anclaje se enterra en línea con el cable de retenida. En aquellos casos en los que una misma Varilla de anclaje sujete más de un cable, se debe enterrar en línea con el cable colocado a mayor altura en el poste.

Cuando otras empresas instalen otros conductores para diversos usos (telefonía, baja tensión, etc.) en los postes de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P., añadirán, en el caso de ser necesario, las correspondientes retenidas para soportar los nuevos esfuerzos a los que se verán sometidos los postes. Estas retenidas se sujetarán a la altura más cercana posible del punto de aplicación de la carga.

Se debe aplicar la tensión inicial (pretensionado) a los cables de retenida antes del montaje de la línea para evitar sobrepasar los esfuerzos de rotura en el poste y la capacidad de la cimentación.

7.1.3.4 Aisladores

En redes de baja tensión se utilizan exclusivamente aisladores de porcelana tipo carrete, según lo establecido en el numeral 6.7.1 de la presente norma.

7.1.3.5 Conductores

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 77 de 82

Los conductores utilizados en redes de distribución de baja tensión, deben cumplir con los requerimientos eléctricos y mecánicos para las condiciones ambientales donde sean instalados, a su vez contar con el certificado de producto y cumplir con los requisitos establecidos en los numerales 20.2 y 25.7 del RETIE.

La riega y tendido de conductores, se efectuará según lo establecido en el numeral 4.1.3.6. Además, para realizar el tendido de redes trenzadas, el haz de conductores se sujeta por el conductor del neutro.

7.1.4 Conexión de fases

Las Redes de Baja tensión cuentan con diversas configuraciones y tipos de instalación, de redes eléctricas trifásicas, bifásicas y monofásicas, las cuales permiten seleccionar las características técnicas mínimas necesarias para construir.

7.1.4.1 Redes trenzadas

En las redes trifásicas de baja tensión, las cajas portabornera para derivación de acometidas, deben ser trifásicas para cuatro conductores, de una entrada y ocho salidas, para uso a la intemperie, con cerradura y asegurada al poste con cinta bandit de 5/8".

En las estructuras más cercanas a cada usuario, se instalará una caja portabornera para derivación de acometidas, donde se efectúa la conexión hasta el equipo de medida. La alimentación de las cajas se realiza mediante conductores de cobre trenzados con chaqueta, en calibres N° 3 x 21,15 mm² + 1 x 21,15 mm² (N° 3x4 + 1x4 AWG), aislamiento en PVC 600 V.

7.1.4.2 Redes abiertas

La conexión de las fases al sistema de distribución de energía eléctrica de baja tensión de red abierta se hará teniendo en cuenta el siguiente orden, comenzando en la parte superior y descendiendo por la percha: primero el conductor correspondiente al neutro, segundo el conductor correspondiente a alumbrado público (si existe), el tercer conductor corresponde a la fase R (A), el cuarto conductor se conecta a la fase S (B) y, por último, se conecta la fase T (C) al quinto conductor.

Para redes abiertas, se utiliza como medio de conexión entre la red y la acometida un estribo por línea, diseñado con capacidad de corriente equivalente a un 150 % de la demanda máxima de todas las acometidas a conectar, elaborado

mínimo con conductor de cobre de sección transversal 21,15 mm² (4 AWG), conectado a la red mediante conectores bimetálicos tipo cuña, y la conexión entre el estribo y la acometida se hará con conectores de compresión, recubiertos con resina o cinta autofundente.

7.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El sistema de puesta a tierra en estructuras de baja tensión, se compone de las puestas a tierra instaladas para los DPS de baja tensión y el conductor neutro en las estructuras terminales tanto de la red abierta como de la red trenzada. La resistencia de puesta a tierra debe cumplir con los valores especificados en la tabla 59.

Tabla 59. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (Ω)
Protección contra rayos	10
Neutro de acometida en baja tensión	25

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 78 de 82

Si por consideraciones técnico-económicas no es posible lograr estos valores, se debe garantizar la seguridad de las personas e instalaciones (ver numeral 5.6.3 de la presente norma).

7.3 ACOMETIDAS

Las acometidas individuales para usuarios residenciales deben ser en conductor con neutro concéntrico, ya sea proveniente de una red trenzada o una red abierta, deben soportar normalmente la exposición de los agentes atmosféricos y otras condiciones de uso sin que se produzca fugas perjudiciales de corriente. Los conductores individuales deben estar aislados o cubiertos por un material termoplástico extruido o aislante termo ajustable.

Un edificio u otro inmueble a la que se preste el servicio de energía, debe tener sólo una acometida, teniendo en cuenta las excepciones contempladas en el artículo 230-2 (a), NTC 2050. Cuando un edificio o estructura esté alimentado por más de un circuito alimentador o ramal, o por una combinación de circuitos alimentadores, ramales y acometidas, en cada lugar de desconexión del circuito alimentador y cada uno de los ramales se debe instalar una placa permanente que indique todos los demás circuitos alimentadores, ramales y acometidas que alimentan al edificio y la zona cubierta por cada uno de ellos, acorde con lo estipulado en el artículo 230-2 (b), NTC 2050.

Toda acometida en red subterránea se debe canalizar por medio de tubería conduit de la dimensión adecuada para alojar los conductores y el tipo de cable utilizado. El diámetro mínimo de los ductos utilizados para acometidas en baja tensión es de 25,4 mm (1").

De cada caja de inspección se pueden tomar máximo cinco acometidas que alimentarán igual número de viviendas o inmuebles, todas ubicadas adyacentes a la caja. La dimensión de las cajas se calculará con base en el número de ductos. Las viviendas ubicadas al frente de éstas y separadas por una vía de cualquier especificación, exigirán construcción de canalización transversal y caja propia de las mismas especificaciones a las iniciales.

Se tiende tubería independiente para cada medidor, excepto en edificaciones multifamiliares o multicomerciales con varios medidores localizados en un mismo sitio, en cuyo caso se continuará la red de baja tensión hasta un barraje de alimentación.

Se debe poner a tierra el neutro de la acometida, el tablero del contador, el tablero de distribución y la toma a tierra del contador. La acometida se pondrá sólidamente a tierra a través de un conductor teniendo en cuenta el calibre del conductor de la acometida, siendo la sección mínima 8,36 mm² (8 AWG) en cobre.

8 PRESENTACIÓN DE PROYECTOS

En este capítulo se establece el procedimiento para el diseño y presentación de proyectos eléctricos, los cuales serán objeto de revisión, evaluación, control, codificación y archivo por parte de la oficina de planeación y expansión, de la Empresa de Energía del Bajo S.A. E.S.P. Ver la norma UUCC's (Presentación de proyectos) de la EEBP.S.A.E.S.P.)

8.1 DOCUMENTO PARA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO

El documento de presentación del proyecto ante la EBSA E.S.P para su aprobación debe cumplir con las siguientes condiciones:

8.1.1 Pasta.

Debe ser de acrílico blanco transparente, para proteger las memorias, planos y anexos del proyecto.

Antes de imprimir este documento... piense en el medio ambiente

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 79 de 82

8.1.2 Carátula.

Debe contener:

- El logotipo de la empresa diseñadora y/o constructora, nombre y firma del ingeniero responsable del proyecto.
- El nombre del proyecto.
- El nombre del propietario de la obra.
- Título: Cálculo y diseño de las instalaciones eléctricas para ...
- Nombre de la ciudad y fecha de presentación.

8.1.3 Portada.

Debe contener:

- El logotipo de la empresa diseñadora y/o constructora, nombre y firma del ingeniero eléctrico, electricista o electromecánico, responsable del proyecto.
- El nombre del proyecto.
- El nombre del propietario de la obra.
- Título: Cálculo y diseño de las instalaciones eléctricas para ...
- Ubicación. Dirección exacta donde se localiza el proyecto.
- Firma autógrafa con el número de matrícula profesional y sello del proyectista.
- Espacio para la colocación del sello de revisión y aprobación por parte de EBSA E.S.P.
- Nombre de la ciudad y fecha de presentación.

8.1.4 Descripción del proyecto.

Todo diseño eléctrico presentado debe tener presente los reglamentos RETIE, RETILAP, RETIQ, RITEL, Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 y Normas EBSA.

ANEXO I

CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA MEDIA TENSIÓN

Las tablas I1 incluyen las constantes de regulación para circuitos en media tensión con las configuraciones más usuales. Las constantes fueron calculadas sin tener en cuenta efectos capacitivos, del terreno y desequilibrios de tensión. Para el cálculo de las resistencias se tiene en cuenta el efecto piel y el aumento de temperatura en el conductor. La separación entre conductores se especifica en las notas correspondientes. El cálculo de la regulación se efectúa de acuerdo a la ecuación 4 de la presente norma.

Tabla I1. Disposición horizontal tangencial, tres hilos, conductor ACSR.

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	k (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
13,2	2 AWG	$6,4031852 \times 10^{-7}$	$6,3519945 \times 10^{-7}$	$6,3142967 \times 10^{-7}$
	1/0 AWG	$4,4250415 \times 10^{-7}$	$4,3757098 \times 10^{-7}$	$4,2431861 \times 10^{-7}$
	2/0 AWG	$3,7612352 \times 10^{-7}$	$3,6789601 \times 10^{-7}$	$3,5151330 \times 10^{-7}$
	4/0 AWG	$2,8012416 \times 10^{-7}$	$2,6746670 \times 10^{-7}$	$2,4698103 \times 10^{-7}$
34,5	2 AWG	$9,2271958 \times 10^{-8}$	$9,2986475 \times 10^{-8}$	$9,2434619 \times 10^{-8}$
	1/0 AWG	$6,4777923 \times 10^{-8}$	$6,4055760 \times 10^{-8}$	$6,2115752 \times 10^{-8}$
	2/0 AWG	$5,5060502 \times 10^{-8}$	$5,3856082 \times 10^{-8}$	$5,1457825 \times 10^{-8}$

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 80 de 82

	4/0 AWG	$4,1007211 \times 10^{-8}$	$3,9154293 \times 10^{-8}$	$3,6155409 \times 10^{-8}$
--	---------	----------------------------	----------------------------	----------------------------

Notas:

1) Temperatura del conductor 75°C.

Tabla I3. Disposición horizontal bandera, tres hilos, conductor ACSR.

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	K (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
13,2	2 AWG	$6,2865814 \times 10^{-7}$	$6,2555099 \times 10^{-7}$	$6,2451799 \times 10^{-7}$
	1/0 AWG	$4,3084377 \times 10^{-7}$	$4,2792253 \times 10^{-7}$	$4,1740693 \times 10^{-7}$
	2/0 AWG	$3,6446315 \times 10^{-7}$	$3,5824756 \times 10^{-7}$	$3,4460162 \times 10^{-7}$
	4/0 AWG	$2,6846378 \times 10^{-7}$	$2,5781823 \times 10^{-7}$	$2,4006935 \times 10^{-7}$
34,5	2 AWG	$9,0855358 \times 10^{-8}$	$9,1814300 \times 10^{-8}$	$9,1594931 \times 10^{-8}$
	1/0 AWG	$6,3361323 \times 10^{-8}$	$6,2883585 \times 10^{-8}$	$6,1276064 \times 10^{-8}$
	2/0 AWG	$5,3643902 \times 10^{-8}$	$5,2683907 \times 10^{-8}$	$5,0618137 \times 10^{-8}$
	4/0 AWG	$3,9590611 \times 10^{-8}$	$3,7982118 \times 10^{-8}$	$3,5315720 \times 10^{-8}$

Notas:

1) Temperatura del conductor 75°C.

Tabla I5. Disposición horizontal tangencial monofásica, dos hilos, conductor ACSR.

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	K (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
13,2	2 AWG	$12,933008 \times 10^{-7}$	$12,891522 \times 10^{-7}$	$12,762933 \times 10^{-7}$
	1/0 AWG	$9,0767207 \times 10^{-7}$	$8,9389526 \times 10^{-7}$	$8,6207114 \times 10^{-7}$
	2/0 AWG	$7,7491082 \times 10^{-7}$	$7,5454532 \times 10^{-7}$	$7,1646052 \times 10^{-7}$

Notas:

1) Temperatura del conductor 75°C.

ANEXO II

CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA BAJA TENSIÓN

CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN PARA REDES AEREAS ABIERTAS.

En las tablas II1 y II2 se presentan las constantes de regulación para circuitos en baja tensión para redes abiertas, con un factor de potencia de 0,90.

 EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P.	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 81 de 82

Tabla II 1. Conductor ACSR.

TENSIÓN (V)	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
208/120	2	3 fase + 1 neutro	24,9232 x 10 ⁻⁴
	1/0		17,8577 x 10 ⁻⁴
	2/0		14,9370 x 10 ⁻⁴
	4/0		9,2590 x 10 ⁻⁴
240/120	2	2 fase + 1 neutro	37,1775 x 10 ⁻⁴
	1/0		26,5106 x 10 ⁻⁴
	2/0		22,1760 x 10 ⁻⁴
120	2	1 fase + 1 neutro	148,7100 x 10 ⁻⁴
	1/0		106,0420 x 10 ⁻⁴
	2/0		88,7042 x 10 ⁻⁴

CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN PARA REDES AÉREAS TRENZADAS.

En las tablas I y 3 se presentan las constantes de regulación para circuitos en baja tensión para redes trenzadas, con un factor de potencia de 0,95.

Tabla II2. Conductor múltiplex.

TENSIÓN (V)	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
208/120	2	3 fases + 1 neutro	0,00190773
	1/0		0,00145289
	2/0		0,00099805
	4/0		0,00065882
240 - 120	2	2 fases + 1 neutro	0,0031153
	1/0		0,0020368
	2/0		0,0016539
	4/0		0,0011014

Tabla II3. Conductor de aluminio aislado THHN.

TENSIÓN (V)	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
208/120	2	3 fases + 1 neutro	2,46903 x 10 ⁻³
	1/0		1,67044 x 10 ⁻³
	2/0		1,39169 x 10 ⁻³
	4/0		9,92511 x 10 ⁻³
240/120	2	2 fases + 1 neutro	1,85451 x 10 ⁻³

	GESTIÓN DE DISTRIBUCIÓN PROCESO PLANEACIÓN Y EXPANSIÓN CRITERIOS PARA EL DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE REDES AÉREAS DE DISTRIBUCIÓN (MT/BT)	RQ1.MPM1.P1	15/01/2021
		Versión 2.0	Página 82 de 82

	1/0		1,25469 x 10 ⁻³
	2/0		1,04531 x 10 ⁻³
	4/0		7,45486 x 10 ⁻³