

## TABLA DE CONTENIDO

<b>TABLA DE CONTENIDO .....</b>	<b>1</b>
<b>LISTA DE TABLAS .....</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>12</b>
<b>1 GENERALIDADES .....</b>	<b>13</b>
1.1 ANTECEDENTES .....	13
1.2 ALCANCE .....	14
1.3 SIGLAS .....	14
1.4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA .....	15
1.5 RESPONSABILIDAD TÉCNICA .....	17
<b>2 DISEÑO ELÉCTRICOS .....</b>	<b>17</b>
2.1 INTERVENCION DE LAS PERSONAS CON LAS COMPETENCIAS PROFESIONALES .....	17
2.2 DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS .....	19
2.2.1 DISEÑO DETALLADO .....	19
2.2.2 DISEÑO SIMPLIFICADO. ....	20
2.2.3 CASOS DE REEMPLAZO DEL DISEÑO.....	21
2.3 NIVELES DE TENSIÓN.....	22
2.4 TIPO DE SERVICIO .....	22
2.5 DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN .....	22
2.6 CONDUCTORES ELÉCTRICOS RED MEDIA TENSION .....	23
2.6.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES .....	24
2.6.1.1 Por capacidad amperimétrica .....	25
2.6.1.2 Por regulación de tensión .....	28
2.6.1.3 Por pérdidas de potencia.....	28
2.6.1.4 Condensadores por Baja y Media Tensión .....	31
2.7 PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....	31
2.7.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE .....	32
2.7.1.1 Criterios de selección .....	33
2.7.1.2 Coordinación de protecciones .....	33
2.7.2 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES TRANSITORIAS (DPS) ..	35
2.7.2.1 Para redes en media tensión.....	35
2.7.2.2 Análisis de riesgo eléctrico. ....	37
2.7.2.3 Terminales de captación o pararrayos. . ....	42
2.7.2.4 Conductores bajantes.....	42
2.7.2.5 Instalación de DPS y cables de guarda .....	43

<b>2.8 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO .....</b>	<b>44</b>
2.8.1 AISLADORES. ....	44
2.8.1.1 Características constructivas.....	45
2.8.1.2 Selección de aisladores.....	45
2.8.1.3 Distancias mínimas de fuga.....	45
2.8.2 DISTANCIAS MÍNIMAS Y DE SEGURIDAD. ....	47
<b>2.9 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>52</b>
2.9.1 FUNCIONES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	52
2.9.2 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	53
2.9.2.1 Determinar las características del suelo (resistividad) .....	53
2.9.2.2 Determinar la corriente máxima de falla a tierra .....	54
2.9.2.3 Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla. ....	54
2.9.2.4 Determinar el tipo de carga. ....	54
2.9.2.5 Calculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra .....	54
2.9.2.6 Cálculo de las tensiones de paso y de contacto.....	55
2.9.2.7 Investigar las posibles tensiones transferidas. ....	55
2.9.3 MATERIALES PARA LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....	55
2.9.3.1 Electrodos.....	55
2.9.3.2 Conductor de puesta a tierra .....	56
2.9.3.3 Mejoramiento de tierras .....	56
<b><u>3 DISEÑO MECÁNICO.....</u></b>	<b><u>57</u></b>
<b>3.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO.....</b>	<b>57</b>
3.1.1 HIPÓTESIS DE VELOCIDAD DE VIENTO MÁXIMA .....	57
3.1.2 HIPÓTESIS DE TEMPERATURA MÍNIMA .....	57
3.1.3 HIPÓTESIS DE CONDICIÓN DIARIA .....	57
3.1.4 HIPÓTESIS DE TEMPERATURA MÁXIMA AMBIENTE. ....	58
<b>3.2 CÁLCULO DE VANOS.....</b>	<b>58</b>
3.2.1 VANO REGULADOR.....	58
3.2.2 VANO MÁXIMO .....	59
3.2.2.1 Vano máximo por penduleo.....	59
3.2.2.2 Vano máximo permitido por la altura de la estructura .....	60
3.2.3 VANO CRÍTICO .....	60
3.2.4 VANO PESO.....	60
3.2.5 VANO VIENTO .....	60
<b>3.3 PLANTILLADO .....</b>	<b>61</b>
3.3.1 SELECCIÓN DE LA RUTA.....	61
3.3.2 PROCESO DE PLANTILLADO.....	62
3.3.3 CÁLCULO DE FLECHAS. ....	62
3.3.4 CURVAS DE TENDIDO .....	63

3.3.5 CONSIDERACIONES ENTRE EL VANO REGULADOR SUPUESTO Y EL VANO REGULADOR REAL	63
<b>3.4 ESFUERZOS</b>	<b>63</b>
3.4.1 GENERALIDADES	63
3.4.2 ESFUERZOS DEBIDOS AL VIENTO	63
3.4.2.1 Sobre las estructuras	65
3.4.2.2 Sobre los conductores	66
3.4.2.3 Sobre los aisladores, herrajes y accesorios	67
3.4.3 ESFUERZOS LONGITUDINALES	68
3.4.4 ESFUERZOS POR CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LA LÍNEA	69
3.4.5 ESFUERZOS POR LEVANTAMIENTO	70
3.4.6 ESFUERZOS VERTICALES	70
<b>3.5 CONDICIONES DE CARGA PARA LAS ESTRUCTURAS</b>	<b>70</b>
3.5.1 CONDICIÓN NORMAL	71
3.5.2 CONDICIÓN ANORMAL	71
3.5.2.1 Estructura de suspensión	71
3.5.2.2 Estructura de retención	71
3.5.2.3 Estructura terminal	71
3.5.3 CONDICIÓN DE MONTAJE	71
_Toc411430006	
<b>3.6 MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN</b>	<b>72</b>
3.6.1 FACTORES DE SEGURIDAD	72
3.6.2 MOMENTO RESISTENTE DE LA ESTRUCTURA	72
3.6.3 LONGITUD DE EMPOTRAMIENTO	72
3.6.4 MOMENTO POR PRESIÓN DEL VIENTO SOBRE LA ESTRUCTURA	73
3.6.5 MOMENTO POR ESFUERZOS DE CAMBIO DE DIRECCIÓN DE LA LÍNEA	73
3.6.6 CURVAS DE UTILIZACIÓN	73
<b>3.7 TEMPLETES O RETENIDAS</b>	<b>74</b>
3.7.1 TIPOS DE TEMPLETES	74
3.7.2 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS	74
3.7.3 CÁLCULO DEL TEMPLETE O RETENIDA	75
<b>3.8 CONSIDERACIONES SÍSMICAS</b>	<b>76</b>
3.8.1 CIMENTACIONES	76
3.8.1.1 Aporte de hormigón (cilíndrico)	78
3.8.1.2 Monobloque o bloque único (prismático)	78
<b><u>4 CONSTRUCCIÓN DE REDES EN MEDIA TENSIÓN</u></b>	<b><u>79</u></b>
<b>4.1 REDES AÉREAS</b>	<b>79</b>
4.1.1 GENERALIDADES	79
4.1.2 CODIFICACIÓN DE ESTRUCTURAS	80
4.1.3 DETALLES CONSTRUCTIVOS	82

4.1.3.1 Apoyos .....	82
4.1.3.2 Crucetas .....	85
4.1.3.3 Herrajes.....	86
4.1.3.4 Templetes o retenidas .....	86
4.1.3.5 Aisladores.....	88
4.1.3.6 Conductores .....	88
4.1.4 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA MEDIA TENSIÓN. ....	90
4.1.5 SERVIDUMBRES.....	90
<b>4.2 REDES SUBTERRÁNEAS .....</b>	<b>90</b>
4.2.1 GENERALIDADES .....	90
4.2.2 ZANJAS.....	91
4.2.3 DUCTOS .....	92
4.2.4 CAJAS DE INSPECCIÓN .....	93
4.2.5 CONDUCTORES. ....	93
4.2.6 TERMINALES PREMOLDEADOS.....	94
4.2.7 PUESTA A TIERRA DE CONDUCTORES.....	94
4.2.8 IDENTIFICACIÓN Y ROTULADO.....	95
<b><u>5 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES.....</u></b>	<b><u>96</u></b>
<b>5.1 NIVELES DE TENSIÓN NORMALIZADOS.....</b>	<b>96</b>
<b>5.2 SUBESTACIONES AÉREAS .....</b>	<b>96</b>
5.2.1 GENERALIDADES .....	96
5.2.2 EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	98
5.2.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	98
5.2.4 FORMAS CONSTRUCTIVAS .....	99
<b>5.3 SUBESTACIONES DE PATIO .....</b>	<b>100</b>
5.3.1 GENERALIDADES. ....	100
5.3.2 EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	100
5.3.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	100
5.3.4 FORMAS CONSTRUCTIVAS.....	100
<b>5.4 SUBESTACIONES DE PEDESTAL O PAD-MOUNTED.....</b>	<b>101</b>
5.4.1 GENERALIDADES .....	101
5.4.2 EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	101
5.4.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	101
5.4.4 FORMAS CONSTRUCTIVAS.....	102
<b>5.5 SUBESTACIONES DE TIPO INTERIOR O EN EDIFICACIONES.....</b>	<b>102</b>
5.5.1 GENERALIDADES .....	102
5.5.2 EQUIPO DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA.....	102
5.5.3 BOVEDAS, PUERTAS CORTAFUEGO, COMPUERTAS DE VENTILACION Y SELLOS CORTAFUEGO. ....	104

5.5.3.1 Bovedas .....	104
<b>5.5.3.3 COMPUERTA DE VENTILACIÓN.....</b>	<b>104</b>
<b>5.5.3.4 SELLOS CORTAFUEGO .....</b>	<b>104</b>
5.5.4 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....	104
5.5.5 FORMAS CONSTRUCTIVAS.....	104
<b>5.6 SUBESTACIONES SUBTERRÁNEAS .....</b>	<b>105</b>
<b>5.7 SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES .....</b>	<b>106</b>
5.7.1 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES. ....	106
5.7.1.1 Protección contra sobrecorrientes .....	106
5.7.1.2 Protección contra sobretensiones .....	107
5.7.1.3 Protecciones adicionales para transformadores.....	107
5.7.2 PROTECCIÓN DE CIRCUITOS .....	107
<b>5.8 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>107</b>
5.8.1 GENERALIDADES.. .....	107
5.8.2 PARÁMETROS DE DISEÑO. ....	108
5.8.3 METODOLOGÍA DE DISEÑO .....	108
<b>5.9 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS. ....</b>	<b>109</b>
5.9.1 PROTECCIÓN CON CABLES DE GUARDA .....	109
5.9.2 PROTECCIÓN CON MÁSTILES Y PUNTAS .....	110
5.9.3 DISEÑO DEL SISTEMA DE APANTALLAMIENTO .....	110
<b>5.10 NIVELES DE AISLAMIENTO .....</b>	<b>110</b>
<b>5.11 REQUISITOS PARA INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES.....</b>	<b>111</b>
<b>5.12 PLANTAS DE EMERGENCIA .....</b>	<b>112</b>
<b><u>6 DISEÑO DE REDES DE BAJA TENSIÓN. ....</u></b>	<b><u>114</u></b>
<b>6.1 NIVELES DE TENSIÓN.....</b>	<b>114</b>
<b>6.2 DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN BAJA TENSION.....</b>	<b>114</b>
<b>6.3 FACTOR DE POTENCIA DE DISEÑO .....</b>	<b>115</b>
<b>6.4 DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA .....</b>	<b>115</b>
<b>6.5 CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....</b>	<b>117</b>
6.5.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.....	117
6.5.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE CONDUCTORES .....	118
6.5.2.1 Por capacidad amperimétrica.....	118
6.5.2.2 Por regulación de tensión.....	119
6.5.2.3 Por pérdidas de potencia y energía.....	119
<b>6.6 PROTECCIONES ELÉCTRICAS .....</b>	<b>120</b>
6.6.1 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE .....	120
6.6.2 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES.....	120
<b>6.7 AISLAMIENTO.....</b>	<b>121</b>

6.7.1 AISLADORES .....	121
6.7.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD .....	121
<b>6.8 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....</b>	<b>121</b>
<b>6.9 DISEÑO MECÁNICO .....</b>	<b>121</b>
<b>6.10 CAJAS PARA DERIVACIÓN Y ACOMETIDAS .....</b>	<b>122</b>
6.10.1 CAJAS PARA DERIVACIÓN.....	122
6.10.2 CONDUCTORES.....	122
6.10.3 SELECCIÓN DE DUCTOS .....	123
6.10.4 INTENSIDAD MÁXIMA PERMISIBLE. ....	123
6.10.5 REGULACIÓN DE TENSIÓN. ....	123
6.10.6 PROTECCIÓN DE ACOMETIDAS.....	123
<b><u>7 CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN.....</u></b>	<b><u>124</u></b>
<b>7.1 REDES AÉREAS .....</b>	<b>124</b>
7.1.1 GENERALIDADES .....	124
7.1.2 CODIFICACIÓN DE ESTRUCTURAS .....	124
7.1.3 DETALLES CONSTRUCTIVOS.....	125
7.1.3.1 Apoyos .....	125
7.1.3.2 Herrajes.....	126
7.1.3.3 Templetes o retenidas .....	128
7.1.3.4 Aisladores.....	128
7.1.3.5 Conductores. ....	128
7.1.4 CONEXIÓN DE FASES. ....	128
7.1.4.1 Redes trenzadas .....	128
7.1.4.2 Redes abiertas. ....	129
<b>7.2 REDES SUBTERRÁNEAS .....</b>	<b>129</b>
7.2.1 GENERALIDADES. ....	129
7.2.2 CANALIZACIONES.....	129
7.2.3 DUCTOS. ....	129
7.2.4 CAJAS DE INSPECCIÓN. ....	130
7.2.5 INSTALACIÓN DE CONDUCTORES. ....	130
<b>7.3 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA .....</b>	<b>131</b>
<b>7.4 ACOMETIDAS .....</b>	<b>131</b>
<b><u>8 MEDICIÓN DE ENERGÍA.....</u></b>	<b><u>133</u></b>
<b>8.1 GENERALIDADES .....</b>	<b>133</b>
<b>8.2 NORMATIVIDAD.....</b>	<b>133</b>
<b>8.3 ELEMENTOS PARA EL PROCESO DE MEDIDA.....</b>	<b>133</b>
<b>8.4 CLASE DE PRECISIÓN DE EQUIPOS .....</b>	<b>134</b>

<b>8.5</b>	<b>MEDIDORES DE ENERGÍA</b>	<b>134</b>
<b>8.6</b>	<b>TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL</b>	<b>135</b>
8.6.1	TENSIONES Y CORRIENTES NORMALIZADAS	136
8.6.2	BURDEN.	137
8.6.3	CLASE DE PRECISIÓN.	138
8.6.4	NIVEL DE AISLAMIENTO.	138
8.6.5	DETALLES DE CONEXIÓN.	138
<b>8.7</b>	<b>CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES</b>	<b>138</b>
8.7.1	CAJAS PARA UNO A TRES MEDIDORES	138
8.7.2	ARMARIOS PARA MÁS DE TRES MEDIDORES	139
8.7.3	DETALLES CONSTRUCTIVOS.	139
<b>8.8</b>	<b>ACCESIBILIDAD A EQUIPOS DE MEDIDA</b>	<b>140</b>
<b>8.9</b>	<b>PRUEBAS A EQUIPOS DE MEDIDA</b>	<b>140</b>
<b>8.10</b>	<b>SELLOS EN EQUIPOS DE MEDIDA.</b>	<b>140</b>
<b>9</b>	<b><u>PRESENTACIÓN DE PROYECTOS.</u></b>	<b><u>142</u></b>
<b>9.1</b>	<b>DOCUMENTO PARA PRESENTACIÓN DEL PROYECTO</b>	<b>142</b>
9.1.1	PASTA	142
9.1.2	CARÁTULA	142
9.1.3	PORTADA.	142
9.1.4	TABLA DE CONTENIDO	142
9.1.5	SÍNTESIS DEL PROYECTO.	143
9.1.6	CUERPO DEL TRABAJO	143
9.1.7	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.	144
9.1.7.1	Instalaciones Eléctricas	144
9.1.7.2	Contenido del Diseño Eléctrico.	145
9.1.8	MEMORIAS DE CÁLCULO	146
<b>9.2</b>	<b>PRESENTACIÓN DE PLANOS</b>	<b>146</b>
9.2.1	RÓTULO, CONVENCIONES Y ESCALAS	146
<b>9.3</b>	<b>RADICACIÓN DEL PROYECTO PARA APROBACIÓN</b>	<b>147</b>
<b>9.4</b>	<b>DECLARACIONES DISEÑADOR Y FORMATOS.</b>	<b>148</b>
<b><u>ANEXO I</u></b>	<b><u></u></b>	<b><u>154</u></b>
<b>CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA MEDIA TENSIÓN</b>		<b>154</b>
<b><u>ANEXO II</u></b>	<b><u></u></b>	<b><u>158</u></b>
<b>CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA BAJA TENSIÓN</b>		<b>158</b>



## NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

VERSIÓN: 03
VIGENCIA: Enero de 2014
GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
PÁGINA: 8 de 181

<b>ANEXO III .....</b>	<b>160</b>
<b>PRESENTACIÓN DE PLANOS .....</b>	<b>160</b>
<b>III.1 ROTULO DE USO OBLIGATORIO Y EXCLUSIVO PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS PARTICULARES QUE SE PRESENTEN A LA EBSA E.S.P.....</b>	<b>160</b>
<b>GLOSARIO.....</b>	<b>170</b>

## LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1. Tensión de servicio en media tensión según el nivel de demanda .....</i>	23
<i>Tabla 2. Conductores en aluminio desnudo .....</i>	23
<i>Tabla 3. Cables para media tensión.....</i>	23
<i>Tabla 4. Porcentaje de aislamiento para cables.....</i>	24
<i>Tabla 5. Calibres mínimos en media tensión. ....</i>	24
<i>Tabla 6. Capacidades de corriente para conductores desnudos en cobre. ....</i>	25
<i>Tabla 7. Capacidades de corriente para conductores desnudos en aluminio.....</i>	26
<i>Tabla 8. Capacidades de corriente para conductores aislados en cobre MV90<sup>(2)</sup>....</i>	26
<i>Tabla 9. Factores de corrección por temperatura para conductores aislados. ....</i>	27
<i>Tabla 10. Límites de regulación de tensión en media tensión.....</i>	28
<i>Tabla 11. Pérdidas máximas de potencia y energía en media tensión.....</i>	28
<i>Tabla 12. Tipos de fusibles.....</i>	32
<i>Tabla 13. Tipos de reconectores.....</i>	33
<i>Tabla 14. Coordinación reconector-fusible.....</i>	34
<i>Tabla 15. Tensiones nom. y MCOV para descargadores de óxido metálico. ....</i>	36
<i>Tabla 16. Indicador de parámetros del rayo y nivel de riesgo (NR) según la Norma NTC 4552.....</i>	39
<i>Tabla 17. Subindicador relacionado con el uso de la estructura (<math>I_{USO}</math>).....</i>	39
<i>Tabla 18. Subindicador relacionado con el tipo de estructura (<math>I_T</math>). ....</i>	40
<i>Tabla 19. Subindicador relacionado con área y altura de la estructura (<math>I_{AA}</math>).....</i>	40
<i>Tabla 20. Determinación del indicador de gravedad.....</i>	40
<i>Tabla 21. Matriz de análisis de riesgo.....</i>	41
<i>Tabla 22. Valores típicos de riesgo tolerable. ....</i>	41
<i>Tabla 23. Niveles de aislamiento normalizados. ....</i>	44
<i>Tabla 24. Tipos de aisladores.....</i>	45
<i>Tabla 25. Distancias mínimas de fuga.....</i>	46
<i>Tabla 26. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.....</i>	47
<i>Tabla 27. Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras, ferrocarriles, áreas cultivadas, ríos.....</i>	48
<i>Tabla 28. Distancias mínimas de seguridad en cruce de líneas con diferentes tensiones.....</i>	51
<i>Tabla 29. Distancias mínimas de seguridad entre conductores en la misma estructura pertenecientes al mismo circuito o a circuitos diferentes.....</i>	52
<i>Tabla 30. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima.....</i>	57
<i>Tabla 31. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.....</i>	57
<i>Tabla 32. Parámetros para la hipótesis de condición diaria.....</i>	58
<i>Tabla 33. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.....</i>	58
<i>Tabla 34. Coeficiente de oscilación de los conductores.....</i>	59

<i>Tabla 35. Coeficiente de topografía <math>S_1</math>.....</i>	64
<i>Tabla 36. Clasificación del terreno.....</i>	64
<i>Tabla 37. Coeficiente de rugosidad del terreno, del tamaño de la estructura y de altura sobre el terreno <math>S_2</math>.....</i>	64
<i>Tabla 38. Coeficiente de variación de la densidad del aire <math>S_4</math>.....</i>	65
<i>Tabla 39. Coeficiente de fuerza <math>C_f</math> para estructuras de sección circular.....</i>	65
<i>Tabla 40. Coeficiente de fuerza <math>C_f</math> para estructuras en celosía.....</i>	66
<i>Tabla 41. Coeficientes de fuerza <math>C_f</math> para alambres y cables.....</i>	66
<i>Tabla 42. Valores del coeficiente de reducción <math>K</math> para miembros de longitud y esbeltez finitas.....</i>	67
<i>Tabla 43. Coeficiente de fuerza <math>C_f</math> para miembros estructurales de sección circular.....</i>	67
<i>Tabla 44. Factores de seguridad.....</i>	72
<i>Tabla 45. Cables utilizados en el levantamiento de retenidas.....</i>	75
<i>Tabla 46. Estructura del código en media tensión.....</i>	80
<i>Tabla 47. Codificación para el tipo de apoyo.....</i>	81
<i>Tabla 48. Especificaciones técnicas de postes en ferrocemento vibrados y centrifugados.....</i>	82
<i>Tabla 49. Especificaciones técnicas de postes en poliéster reforzado con fibra de vidrio.....</i>	83
<i>Tabla 50. Especificaciones técnicas de postes de madera de eucalipto.....</i>	84
<i>Tabla 51. Detalle de enterramiento y cimentación de postes.....</i>	84
<i>Tabla 52. Especificaciones crucetas en poliéster reforzado con fibra de vidrio.....</i>	86
<i>Tabla 53. Selección del diámetro de ductos.....</i>	91
<i>Tabla 54. Porcentaje de sección transversal en tubos conduit, para el llenado de conductores.....</i>	92
<i>Tabla 55. Niveles de tensión normalizados para transformadores de distribución.....</i>	96
<i>Tabla 56. Calibres mínimos para conductor de puesta a tierra – bajante del neutro y carcasa del transformador.....</i>	99
<i>Tabla 57. Planos de detalles constructivos de subestaciones aéreas.....</i>	99
<i>Tabla 58. Planos de detalles constructivos de subestaciones de pedestal.....</i>	102
<i>Tabla 59. Planos de detalles constructivos de las subestaciones capsuladas.....</i>	104
<i>Tabla 60. Elementos de protección lado de alta del transformador.....</i>	106
<i>Tabla 61. Elementos de protección lado de baja del transformador.....</i>	106
<i>Tabla 62. Distancias dieléctricas mínimas fase-tierra y fase-fase.....</i>	110
<i>Tabla 63. Tensión de servicio de la red según tipo de usuario.....</i>	114
<i>Tabla 64. Demanda máxima diversificada.....</i>	115
<i>Tabla 65. Conductores en aluminio desnudo.....</i>	117
<i>Tabla 66. Cables múltiplex con neutro como mensajero con aislamiento en polietileno reticulado para 90° C de temperatura.....</i>	117
<i>Tabla 67. Conductores en cobre o aluminio aislado.....</i>	117
<i>Tabla 68. Calibres mínimos en baja tensión.....</i>	118
<i>Tabla 69. Capacidades de corriente para cables de aluminio aislado múltiplex en polietileno reticulado, redes aéreas.....</i>	119
<i>Tabla 70. Límites de regulación de tensión (desde bornera de baja tensión del transformador hasta caja de derivación).....</i>	119

<i>Tabla 71. Pérdidas máximas de potencia y energía en baja tensión.....</i>	120
<i>Tabla 72. Calibre de acometidas aéreas concéntricas e interruptor máximo de protección.....</i>	122
<i>Tabla 73. Codificación de estructuras en baja tensión.....</i>	125
<i>Tabla 74. Límites permitidos de valores de resistencia de puestas a tierra.....</i>	131
<i>Tabla 75. Tipo de medición y equipos según la capacidad instalada.....</i>	133
<i>Tabla 76. Clases de precisión mínimas para equipos.....</i>	134
<i>Tabla 77. Relación de transformación de transformadores de corriente para medición semidirecta.....</i>	136
<i>Tabla 78. Relación de transformación de transformadores de corriente para medición indirecta.....</i>	137
<i>Tabla 79. Distancias mínimas entre barrajes.....</i>	140
<i>Tabla 80. Márgenes.....</i>	144
<i>Tabla 81. Escalas.....</i>	146
<i>Tabla 82. Escala para planos de subestaciones.....</i>	146

## LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1. Curva de carga diaria, estratos 1 y 2. ....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2. Curva de carga diaria, estratos 3 y 4. ....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 3. Curva de carga diaria, estrato 5. ....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 4. Montaje de los DPS. ....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 5. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. ....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 6. Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 7. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles no electrificados. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 8. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados. ....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 9. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ríos. ....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 10. Medición de la resistividad aparente. ....</i>	<i>53</i>
<i>Figura 11. Gravivano y eolovano. ....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 12. Cimentación cilíndrica y prismática. ....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 13. Estructura de media tensión, código RH-2231. ....</i>	<i>82</i>
<i>Figura 14. Estructura de baja tensión, código RT-1005. ....</i>	<i>127</i>

## 1 GENERALIDADES

### 1.1 ANTECEDENTES

En el año 1970, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica ICEL (hoy IPSE), pionero en la elaboración de las normas de construcción de redes eléctricas contrató una firma de ingeniería de consulta para la elaboración de normas para sistemas de subtransmisión y Distribución. Seguidamente un grupo de ingenieros adscrito a la unidad ejecutora del plan de subtransmisión y distribución ICEL-BID, asumió el reto de continuar con el desarrollo del proyecto apoyados en las normativas y reglamentos técnicos de las diferentes empresas del sector a nivel nacional, de las normas eléctricas internacionales y de las experiencias de numerosos profesionales de la ingeniería eléctrica de consultoría, interventoría y construcción. Las normas se terminaron y publicaron a finales de 1971 y comprenden cuatro volúmenes; Manual de procedimientos para las investigaciones, Diseño Eléctrico, Diseño Mecánico y construcción<sup>1</sup>. En dichas normas, se establecieron los lineamientos que sirvieron durante muchos años y aún en la actualidad, como referentes para la construcción de redes eléctricas en el sector rural en Colombia.

Luego en el año 1982, la antigua Empresa de Energía de Bogotá (hoy CODENSA) estableció también su propia normatividad, orientada particularmente hacia la construcción de redes aéreas y subterráneas en el sector urbano, las cuales constituyen aún un referente importante para la construcción de este tipo de obras. En años posteriores, empresas como ENERTOLIMA (Empresa de Energía del Tolima), EPPM (Empresas Públicas de Medellín), ESSA (Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.) y el Instituto de Planificación y promoción de soluciones energéticas (IPSE), entre otros, han implementado sus propias normas de construcción de redes eléctricas.

La Empresa de energía de Boyacá S.A. E.S.P. no ajena a esta situación, en años anteriores, en un trabajo conjunto con la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Industrial de Santander, estableció sus propias normas de diseño y construcción de redes e instalaciones eléctricas, dando como resultado un documento que contiene los planos constructivos y la normatividad técnica adaptada a las necesidades de la Empresa y de los usuarios del servicio eléctrico, para su región de operación.

Sin embargo, ante la demanda del servicio y el crecimiento poblacional e industrial y la necesidad de mejorar y desarrollar nuevos elementos y herramientas técnicas que

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 14 de 181

propendan por la seguridad y calidad en el suministro de energía eléctrica, tal como lo establece el Gobierno Nacional en la última edición del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas del 30 de agosto de 2013, es necesaria la revisión y actualización constante del paquete de normas.

## 1.2 ALCANCE

A partir de la entrada en vigencia de esta norma, todos los diseños, construcción y remodelación de redes de uso general de energía eléctrica, en la zona de influencia de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P., deben cumplir con lo establecido en este documento.

Para el diseño y construcción de redes de energía eléctrica en la zona de influencia de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. se tendrá en cuenta el desarrollo tecnológico, lo cual pretende la adopción de nuevas tecnologías y metodologías de cálculos siempre y cuando no contravengan lo establecido en la normatividad dictada o adoptadas por el Ministerio de Minas y Energía.

Esta normatividad está definida para su aplicación en instalaciones hasta 13,2 kV, sin embargo puede tomarse como referencia para trabajo en 34,5 kV, teniendo en cuenta las distancias de seguridad consignadas en el artículo 13 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.

El presente documento modifica las normas de diseño y construcción para la EBSA E.S.P., publicadas en abril de 2007. Así mismo, los aspectos no tratados en las presentes normas, se regirán por lo especificado en las Normas Nacionales o Internacionales, así como en las resoluciones emitidas por la Comisión de regulación de Energía y Gas (CREG) y por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE.

## 1.3 SIGLAS

Las siguientes son las siglas más usadas a lo largo del presente documento:

ANSI:	American National Standards Institute.
CREG:	Comisión de Regulación de Energía y Gas.
DIN:	Deutchland International Normen
EBSA:	Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.
ICONTEC:	Instituto Colombiano de Normas Técnicas.
IDEAM:	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales.
IEC:	International Electrotechnical Commission.
IEEE:	Institute of Electrical and Electronic Engineers.
MME:	Ministerio de minas y energía.
NEMA:	National Electric Manufacturers Association.
NSR:	Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente.
NTC:	Norma Técnica Colombiana.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 15 de 181

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas.  
SIC: Superintendencia de Industria y Comercio.

#### 1.4 DOCUMENTOS DE REFERENCIA

La siguiente es la lista de las normas, reglamentos, resoluciones y estándares que sirven como soporte técnico al presente documento:

- Resolución CREG 070/1998. *Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica.*
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). *Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013 MME*
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). *Resolución 181294 del 6 de agosto de 2008 MME.*
- NTC 1329. *Prefabricados en concreto. Postes de concreto armado para líneas aéreas de energía y telecomunicaciones.*
- NTC 2050. *Código Eléctrico Nacional.*
- NTC 2145. *Especificaciones para torones de acero recubiertos de cinc.*
- NTC 2958. *Métodos de ensayo para cajas para instalación de medidores y cajas de derivación.*
- NTC 3444. *Electrotecnia. Armarios para instalación de medidores de energía eléctrica.*
- NTC 4541. *Medidores de electricidad. Rotulado de terminales auxiliares para dispositivos de tarifa.*
- NTC 4552-1. *Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos). Principios generales.*
- NTC 4552-2. *Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos). Manejo del riesgo.*
- NTC 4552-3. *Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos). Daños físicos a estructuras y amenazas a la vida.*
- NTC 5019. *Selección de equipos para medición de energía eléctrica*
- NTC 5226. *Equipos de medición de energía eléctrica, C.A. Requisitos generales, ensayos y condiciones de ensayo.*
- NSR-98. *Normas Colombianas de Diseño y Construcción Sismo Resistente.*
- IEC 60071 – 1. *Insulation Coordination – Part1: Definitions, Principles and Rules.*
- IEC 60071 – 2. *Insulation Coordination – Part2: Application Guide.*
- IEC 60099 – 4. *Metal-oxide surge arresters without gaps for A.C. Systems.*
- IEC 60255 – 6. *Electrical Relays – Part 6: Measuring Relays and Protection Equipment.*
- IEC 60909. *Short-circuit currents in three-phase A.C. Systems.*
- IEC 60949. *Calculation of thermally permissible short circuit currents, taking into account non-adiabatic heating effects.*
- IEC 62052-11. *Electricity metering equipment (AC) General requirements, tests and test conditions – Part 11: Metering equipment.*
- IEEE Std. 81-1983. *IEEE Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Ground System.*

- IEEE Std. C57.109-1993. *IEEE Guide for Liquid Immersed Transformer Through-Fault-Current Duration.*
- IEEE Std. 738-1993. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors.*
- IEEE Std. 1313-1993. *IEEE Standard for Power Systems – Insulation Coordination.*
- IEEE Std. 835-1994. *IEEE Standard Power Cable Ampacity Tables.*
- IEEE Std. C37.112-1996. *IEEE Standard Inverse-Time Characteristic Equations for Overcurrent Relays.*
- IEEE Std. 998-1996. *IEEE Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations.*
- IEEE Std. C62.22-1997. *IEEE Guide for the Application of Metal – Oxide Surge Arresters for Alternating Current Systems.*
- IEEE Std. 1313.2-1999. *IEEE Guide for the Application of Insulation Coordination.*
- IEEE Std. C37.91-2000. *IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers.*
- IEEE Std. 80-2000. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding.*
- IEEE Std. 242-2001. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems.*
- IEEE Std. 1410-2004. *IEEE Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.*

De igual forma se tomaron como base documental, los trabajos realizados con anterioridad por algunas Empresas del sector eléctrico Colombiano como:

- CHEC. Central Hidroeléctrica de Caldas. *Normas diseño y construcción de redes eléctricas. Octubre de 2004.*
- CODENSA. *Normas de construcción de redes eléctricas. Octubre de 1998.*
- EMPRESA DE ENERGÍA DE BOGOTÁ. *Normas de diseño y construcción de redes. 1982.*
- EEPMP. Empresas Públicas de Medellín. *Normas de construcción de redes eléctricas. Julio de 2000.*
- ENERTOLIMA. Empresa de Energía del Tolima. *Normas de diseño y construcción de redes. 2005.*
- ESSA. *Electrificadora de Santander S.A. Normas de diseño y construcción de redes eléctricas. 2005.*
- ICEL. Instituto Colombiano de energía eléctrica. *Normas de construcción de redes eléctricas. 1971.*
- IPSE. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas. *Normas de construcción. Febrero de 2002.*
- IPSE. Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas. *Normas de materiales. Febrero de 2002.*

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 17 de 181

## 1.5 RESPONSABILIDAD TÉCNICA

La información consignada en el presente documento de normas de diseño y construcción de redes eléctricas de distribución para la EBSA E.S.P., constituye solo una guía de referencia para diseñadores, constructores e interventores, y en ningún caso sustituye los cálculos específicos requeridos para cada proyecto.

Por lo tanto, la aplicación del mismo, no exime de manera alguna al diseñador, constructor o interventor, de las responsabilidades propias del desarrollo particular de sus actividades, y la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. ni los autores de este documento, asumen responsabilidad alguna por eventuales fallas derivadas de la inobservancia de los reglamentos técnicos aplicables para el diseño y construcción de redes e instalaciones eléctricas.

## 2 DISEÑO ELÉCTRICOS

Este capítulo comprende el diseño eléctrico de las Instalaciones eléctricas operadas por la EBSA E.S.P, con base en los aspectos contemplados en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Los diseños de las instalaciones eléctricas deben propiciar que en la construcción de la instalación se cumplan todos los requerimientos del RETIE que le apliquen. Tanto las memorias de cálculo como los planos o diagramas deben contemplar en forma legible el nombre, apellidos y número de matrícula profesional de la persona o personas que actuaron en el diseño, quienes firmarán tales documentos y con la firma aceptan dar cumplimiento a los requerimientos del RETIE, en consecuencia serán responsables de los efectos derivados de la aplicación del diseño.

El diseñador debe atender las inquietudes del constructor e interventor y si se requieren cambios hacer los ajustes pertinentes.

El diseñador, previamente a la elaboración del diseño, debe cerciorarse en el terreno que las distancias mínimas de seguridad y franjas de servidumbre, se pueden cumplir y debe dejar las evidencias de esta condición en la memorias de cálculo, planos de construcción y fotografías.<sup>1</sup>

### 2.1 INTERVENCIÓN DE LAS PERSONAS CON LAS COMPETENCIAS PROFESIONALES

La construcción, ampliación o remodelación de toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe ser dirigida, supervisada y ejecutada directamente por profesionales

<sup>1</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.2.1, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 50

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 18 de 181

competentes, que según la ley les faculte para ejecutar esa actividad y deben cumplir con todos los requisitos del presente reglamento que le apliquen.

Conforme a la legislación vigente, la competencia para realizar bajo su responsabilidad directa actividades de construcción, modificación, reparación, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas, corresponderá a los siguientes profesionales, quienes responderán por los efectos resultantes de su participación en la instalación:

- a. Ingenieros electricistas, electromecánicos, de distribución y redes eléctricas, de conformidad con las Leyes 51 de 1986, 842 de 2003, las demás que la adicionen, modifiquen o sustituyan. Ingenieros electrónicos, Ingenieros de Control y de otras ingenierías especializadas en actividades relacionadas con las instalaciones eléctricas, solo podrán ejecutar la parte o componente de la instalación eléctrica que le corresponda a su especialización y competencia técnica y legal.<sup>2</sup>
- b. Tecnólogos en electricidad o en electromecánica, de acuerdo con la Ley 842 de 2003 y en lo relacionado con su Consejo Profesional se registrará por la Ley 392 de 1997 de conformidad con lo establecido en la Sentencia C - 570 de 2004.
- c. Técnicos electricistas conforme a las Leyes 19 de 1990 y 1264 de 2008, en el alcance que establezca su matrícula profesional para el ejercicio de la profesión a nivel medio.

*Parágrafo 1. En las actividades donde se actúe bajo la supervisión del ingeniero, este será quien debe suscribir la declaración de cumplimiento de la instalación.*

*Parágrafo 2. Si la persona que dirige y/o ejecuta directamente la instalación no posee matrícula profesional, se deberá dar aviso a la autoridad competente, por ejercicio ilegal de la profesión. Del hecho se le informará a la Superintendencia de Industria y Comercio por el incumplimiento de reglamentos técnicos.*

*Cuando el responsable de la construcción, teniendo matrícula profesional no tiene la competencia conforme a las leyes que regulan el ejercicio de su profesión, se debe dar aviso al consejo profesional respectivo.*

*Parágrafo 3. Actividades relacionadas con la instalación pero que no estén directamente asociadas con riesgos de origen eléctrico, tales como, apertura de regatas o excavaciones, obras civiles, tendido de conductores, rocerías y podas de servidumbres, hincada de postes, operaciones de grúa y en general las actividades desarrolladas por los ayudantes de electricidad, podrán ser ejecutadas por Personas Advertidas, conforme a la definición del presente reglamento.<sup>3</sup>*

<sup>2</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.2, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 49

<sup>3</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.2, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 49

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 19 de 181

## 2.2 DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

Toda instalación eléctrica a la que le aplique el RETIE, debe contar con un diseño realizado por un profesional o profesionales legalmente competentes para desarrollar esa actividad. El diseño podrá ser detallado o simplificado según el tipo de instalación:

**2.2.1 Diseño detallado:** El Diseño detallado debe ser ejecutado por profesionales de la ingeniería cuya especialidad esté relacionada con el tipo de obra a desarrollar y la competencia otorgada por su matrícula profesional, conforme a las Leyes 51 de 1986 y 842 de 2003. Las partes involucradas con el diseño deben atender y respetar los derechos de autor y propiedad intelectual de los diseños. La profundidad con que se traten los temas dependerá de la complejidad y el nivel de riesgo asociado al tipo de instalación y debe contemplar los ítems que le apliquen de la siguiente lista: <sup>4</sup>

- a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.
- b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.
- c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.
- d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.
- e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
- f. Análisis del nivel tensión requerido.
- g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1
- h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.
- i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.
- j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.
- k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.
- l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.
- m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.
- n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).
- o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.
- p. Cálculos de regulación.
- q. Clasificación de áreas.

<sup>4</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.1, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 47-48

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 20 de 181

- r. Elaboración de diagramas unifilares.
- s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.
- t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.
- u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.
- v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.
- w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

**Nota 1.** La profundidad con que se traten los ítems dependerá del tipo de instalación, para lo cual debe aplicarse el juicio profesional del responsable del diseño.

**Nota 2.** El diseñador deberá hacer mención expresa de aquellos ítems que a su juicio no apliquen.

**Nota 3.** Para un análisis de riesgos de origen eléctrico, el diseñador debe hacer una descripción de los factores de riesgos potenciales o presentes en la instalación y las recomendaciones para minimizarlos.<sup>5</sup>

**2.2.2 Diseño Simplificado:** El diseño simplificado podrá ser realizado por ingeniero o tecnólogo de la especialidad profesional acorde con el tipo de instalación y que esté relacionada con el alcance de la matrícula profesional. Igualmente, el técnico electricista que tenga su certificación de competencia en diseño eléctrico otorgada en los términos de la Ley 1264 de 2008, podrá realizar este tipo de diseño.

El diseño simplificado se aplica para los siguientes casos:

a) Instalaciones eléctricas de vivienda unifamiliar o bifamiliares y pequeños comercios o pequeñas industrias de capacidad instalable mayor de 7 kVA y menor o igual de 15 kVA, tensión no mayor a 240 V, no tengan ambientes o equipos especiales y no hagan parte de edificaciones multifamiliares o construcciones consecutivas objeto de una misma licencia o permiso de construcción que tengan más de cuatro cuentas del servicio de energía y se especifique lo siguiente:

- Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
- Diseño del sistema de puesta a tierra.
- Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes.
- Cálculos de canalizaciones y volumen de encerramientos (tubos, ductos, canaletas, electroductos).
- Cálculos de regulación.
- Elaboración de diagramas unifilares.
- Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.
- Establecer las distancias de seguridad requeridas.

<sup>5</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.1, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 48

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 21 de 181

b) Ramales de redes aéreas rurales de hasta 50 kVA y 13,2 kV, por ser de menor complejidad. El diseño simplificado debe basarse en especificaciones predefinidas por el operador de red y cumplir lo siguiente:

- Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.
- Diseño de puesta a tierra.
- Protecciones contra sobrecorriente y sobretensión.
- Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.
- Especificar las distancias mínimas de seguridad requeridas.
- Definir tensión mecánica máxima de conductores y templetes.

El diseño simplificado debe ser suscrito por el profesional competente responsable de la construcción de la instalación eléctrica o quien la supervise, con su nombre, apellidos, número de cédula de ciudadanía y número de la matrícula profesional de conformidad con la ley que regula el ejercicio de la profesión. Dicho diseño debe ser entregado al propietario de la instalación.<sup>6</sup>

**2.2.3 Casos de reemplazo del diseño:** Para las instalaciones de edificaciones para uso domiciliario o similar, clasificadas como instalaciones básicas cuya capacidad instalable sea menor o igual a 7 KVA, que no hagan parte de edificaciones con más de cuatro cuentas, ni contemplen instalaciones especiales, el diseño se podrá reemplazar por un esquema o plano de construcción, basado en especificaciones predefinidas, que debe suscribir con su nombre, cédula de ciudadanía, número de matrícula profesional y firma el técnico, tecnólogo o ingeniero responsable de la construcción de la instalación y entregarlo al propietario de la instalación, el cual deberá conservarlo para el mantenimiento y posteriores reparaciones de la instalación y se anexará copia con la declaración de cumplimiento para efectos de legalización de la instalación con el operador de la red.

En el esquema o plano de construcción que sustituye el diseño deberá evidenciarse y precisarse los siguientes aspectos:

- a. Que se cumplen las distancias mínimas de seguridad a partes expuestas de redes eléctricas y no se invaden servidumbres de líneas de transmisión.
- b. El tipo y ubicación del sistema de puesta a tierra, especificando el tipo de electrodo, sus dimensiones así como el calibre y tipo del conductor de puesta a tierra.
- c. Identificación de la capacidad y tipo de las protecciones de sobrecorriente, acorde con la carga y calibre del conductor de cada circuito.
- d. Un diagrama unifilar de la instalación y el cuadro de carga de los circuitos.

<sup>6</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.1, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 48-49

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 22 de 181

e. La localización de tablero de medición, tablero de distribución, tipo y diámetro de tubería, número y calibres de conductores, interruptores y tomacorrientes y demás aparatos involucrados en la instalación eléctrica.<sup>7</sup>

### 2.3 NIVELES DE TENSIÓN

Para efectos del presente reglamento, se estandarizan los siguientes niveles de tensión para sistemas de corriente alterna, los cuales se adoptan de la NTC 1340:

- a. **Extra alta tensión (EAT):** Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- b. **Alta tensión (AT):** Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- c. **Media tensión (MT):** Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
- d. **Baja tensión (BT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.
- e. **Muy baja tensión (MBT):** Tensiones menores de 25 V.<sup>8</sup>

Toda instalación eléctrica objeto del **RETIE**, debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.<sup>9</sup> En el caso puntual que trata el presente documento, se considera de manera preferencial, el diseño y construcción de redes en 13,2 kV.

### 2.4 TIPO DE SERVICIO

Sin excepción alguna, el alimentador primario y ramales en redes urbanas y rurales deben ser trifásicos trifilares. En el área rural, solo se permite la construcción de redes bifilares a 13,2 kV, cuando no se alimente más de un transformador y la demanda máxima diversificada suplida a través de dicha red no supere los 37,5 kVA.

El sistema de distribución monofásico debe ser obtenido a partir de la conexión a las fases especificadas por EBSA E.S.P. Se prohíben los sistemas de un solo conductor o unifilares, que utilicen el terreno como trayectoria de retorno de la corriente de carga.

### 2.5 DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN

<sup>7</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.1.3, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 49

<sup>8</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 12, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 54

<sup>9</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 12, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 54

La tensión de servicio para un cliente o grupo de clientes está sujeta a la disponibilidad declarada por la Empresa y a las consideraciones de la tabla 1.

**Tabla 1. Tensión de servicio en media tensión según el nivel de demanda**

NIVEL DE TENSIÓN (KV)	DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA (KVA)
13,2	≥ 5
34,5	≥ 800

La conexión de cargas industriales está sujeta a las consideraciones técnicas por parte de la EBSA E.S.P., en lo referente a su impacto sobre la calidad de energía y la confiabilidad del sistema de distribución, teniendo en cuenta la reglamentación vigente.

## 2.6 CONDUCTORES ELÉCTRICOS RED MEDIA TENSION

Características técnicas. El conductor seleccionado para la construcción de redes en media tensión debe corresponder a alguna de las tecnologías y aplicaciones citadas en las tablas 2 y 3. Los cables de aluminio con refuerzo de acero (ACSR) y de aleaciones de aluminio (AAAC) deben tener el número de hilos definidos en las Tablas 20.4 y 20.5 del RETIE.<sup>10</sup>

**Tabla 2. Conductores en aluminio desnudo.**

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

**Tabla 3. Cables para media tensión.**

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
Cable monopolar MV	Cable de cobre o aluminio, aislado con material termoestable.	Distribución aérea y subterránea, urbana y rural.
Cable tripolar MV	Tres fases de cobre o aluminio, aisladas con material termoestable, cableadas y con chaqueta común de PVC.	Distribución aérea y subterránea, urbana y rural.

<sup>10</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.2.1, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 88

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 24 de 181

Cable triplex MV	Tres fases de cobre o aluminio, aisladas con material termoestable, cableadas y con chaqueta individual de PVC, cableadas entre si.	Distribución aérea y subterránea, urbana y rural.
ACSR forrado	Conductor de aluminio con núcleo de acero recubierto con una capa de polietileno reticulado.	Distribución aérea en zonas arborizadas en las cuales no se realiza mantenimiento de servidumbres.

La tensión de operación especificada para cables aislados no debe ser inferior a la tensión de operación nominal del sistema. El porcentaje de aislamiento a utilizar, según las condiciones, se especifica en la Tabla 4.

**Tabla 4. Porcentaje de aislamiento para cables.**

AISLAMIENTO PARA CABLES	CONDICIONES DE APLICACIÓN	PUESTA A TIERRA Y PROTECCIÓN DEL SISTEMA
100 %	Despeje de fallas a tierra en menos de un (1) minuto.	Sistema sólidamente puesto a tierra y protegido por relés.
133 %	Despeje de fallas a tierra en menos de una (1) hora.	Sistema puesto a tierra a través de impedancia o sin protección por relés.
173 %	Despeje de fallas a tierra en más de una (1) hora.	Sistema aislado.

Los conductores utilizados deben cumplir con los requisitos establecidos en el Art. 20 del RETIE y poseer certificado de conformidad expedido por un ente acreditado por la SIC.

**2.6.1 Criterios de selección de conductores.** El calibre del conductor debe seleccionarse con base en los siguientes criterios:

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

**Tabla 5. Calibres mínimos en media tensión.**

NIVEL DE TENSIÓN Y TIPO DE RED	TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE MÍNIMO [AWG]
34,5 kV Aérea	ACSR	2/0
34,5 kV Subterránea	Cobre	1/0
13,2 kV Aérea	ACSR	2
13,2 kV Subterránea	Cobre o Aluminio	2

La sección mínima de los conductores a utilizar en alimentadores primarios es 2/0 AWG en Aluminio y 1/0 AWG en Cobre.

El calibre seleccionado para un proyecto específico está sujeto a modificación por parte de EBSA E.S.P. de acuerdo con los lineamientos establecidos para la expansión y operación del sistema ante contingencias. En particular, el conductor en alimentadores primarios a 34,5 kV y 13,2 kV se seleccionará de tal forma que tenga una capacidad de corriente igual o superior al 200% y 150% de la corriente correspondiente a la demanda máxima diversificada, respectivamente.

**2.6.1.1 Por capacidad amperimétrica.** 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:**

$$I_{nom} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \times V} \quad (\text{Ec. 1})$$

**Sistemas bifásicos:**

$$I_{nom} = \frac{S_{2\phi}}{V} \quad (\text{Ec. 2})$$

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

$$I_{cond} = 1,15 \times I_{nom} \quad (\text{Ec.3})$$

Para conductores desnudos se deben tomar como referencia las tablas 6 y 7 para cobre y aluminio, respectivamente.

**Tabla 6. Capacidades de corriente para conductores desnudos en cobre.**

CONDUCTOR DE COBRE DURO	CAPACIDAD DE CORRIENTE (A) <sup>(1)</sup>
4 AWG	154
2 AWG	206
1 AWG	239
1/0 AWG	276
2/0 AWG	319
3/0 AWG	369
4/0 AWG	427
300 kcmil	531
350 kcmil	584

*Nota:*

1. Capacidad de corriente a temperatura ambiente 40°C, temperatura del conductor 80°C, velocidad del viento 2 ft/s, a nivel del mar y a 60Hz.

**Tabla 7. Capacidades de corriente para conductores desnudos en aluminio.**

CALIBRE DEL CONDUCTOR	CAPACIDAD DE CORRIENTE <sup>2</sup>	
	ACSR (A) <sup>(1)</sup>	AAAC (A) <sup>(1)</sup>
2 AWG	162	153
1 AWG	186	177
1/0 AWG	213	205
2/0 AWG	243	236
3/0 AWG	277	273
4/0 AWG	316	316
266,8 kcmil	393	365
336,4 kcmil	469	422
477 kcmil	584	525

*Nota:*

1. Capacidad de corriente a temperatura ambiente 40°C, temperatura del conductor 80°C, velocidad del viento 2 ft/s, a nivel del mar y a 60Hz.

Para conductores aislados, se deben tomar como referencia las capacidades de corriente incluidas en la tabla 8.

**Tabla 8. Capacidades de corriente para conductores aislados en cobre MV90<sup>(2)</sup>**

CALIBRE AWG	CAPACIDAD DE CORRIENTE SEGÚN NÚMERO DE CONDUCTORES POR DUCTO (A) <sup>(1)</sup>		
	3	6	9
2 AWG	155	135	126
1 AWG	175	152	141
1/0 AWG	200	173	162
2/0 AWG	230	198	184
3/0 AWG	260	223	207
4/0 AWG	295	252	234
250 kcmil	325	277	256
350 kcmil	390	330	305
500 kcmil	465	391	360
750 kcmil	565	471	432
1000 kcmil	640	530	485

*Nota:*

1. Capacidad de corriente a temperatura ambiente 20°C, temperatura del conductor 90°C. Cables monopolares en ducto subterráneo.

2. La designación MV hace referencia a cable aislado para media tensión. Un tipo de aislamiento para cables MV es el polietileno reticulado XLPE.

Para condiciones de trabajo diferentes a las indicadas en la tabla 8, se deben aplicar los siguientes factores de corrección:

- Por temperatura
- Por efecto piel
- Por cableado.

**Tabla 9. Factores de corrección por temperatura para conductores aislados.**

TEMPERATURA AMBIENTE (°C)	FACTOR DE CORRECCIÓN
21 - 25	1,00
26 - 30	0,96
31 - 35	0,92
36 - 40	0,87
41 - 45	0,84
46 - 50	0,79
51 - 55	0,73
56 - 60	0,68
61 - 70	0,56
71 - 80	0,39

En cables aislados, el conductor y la pantalla deben soportar las corrientes de cortocircuito durante el tiempo estimado de operación de las protecciones sin deterioro del aislamiento. De acuerdo con la norma IEC 60949, la corriente máxima admisible debe ser calculada de acuerdo con la ecuación 4.

$$I_{SC} = Ak \sqrt{\frac{\log\left(\frac{T_2 + \lambda}{T_1 + \lambda}\right)}{t}} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:  $I_{SC}$  es la máxima corriente de cortocircuito, en Amperios.

$A$  es el área, en mm<sup>2</sup>.

$k$  constante del material (341 para cobre y 224 para aluminio).

$T_1$  es la máxima temperatura de operación, en grados Celsius.

$T_2$  es la máxima temperatura admisible durante el cortocircuito, en grados Celsius.

$\lambda$  es una constante (234 para cobre y 228 para aluminio)

$t$  es el tiempo de duración del cortocircuito (operación de las protecciones), en s.

Las máximas temperaturas tanto para el conductor como para la pantalla deben ser suministradas por el fabricante.

**2.6.1.2 Por regulación de tensión.** El calibre del conductor seleccionado deber ser tal que la regulación o caída de tensión, definida en el capítulo 1, se encuentre dentro de los límites establecidos en la tabla 10.

$$\varepsilon(\%) = Me * K \quad (\text{Ec.5})$$

Donde:

Momento eléctrico:

$$Me = KVA * m \quad (\text{Ec. 6})$$

Constante de regulación:

$$K = \frac{r \cdot \cos\theta + x \cdot \text{sen}\theta}{10(KV_{L-L})^2} \quad (\text{Ec. 7})$$

La constante de regulación depende del tipo y material del conductor, del tipo y magnitud de la carga y de la tensión de operación del conductor

**Tabla 10. Límites de regulación de tensión en media tensión.**

NIVEL DE TENSIÓN URBANO Y RURAL (KV)	REGULACIÓN MÁXIMA PERMISIBLE (%)
13,2	3,0
34,5	2,0

Para efectos del cálculo de regulación, el factor de potencia debe estimarse con base en 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. El Anexo I incluye los valores de las constantes de regulación en media tensión para distintas configuraciones.

**2.6.1.3 Por pérdidas de potencia.** Las pérdidas máximas de potencia y energía se establecen en la tabla 11.

**Tabla 11. Pérdidas máximas de potencia y energía en media tensión.**

NIVEL DE TENSIÓN (KV)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)	PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)
13,2	2,5	1,5
34,5	2,5	1,5

**La expresión utilizada para el cálculo de las pérdidas de potencia por tramo de conductor es:**

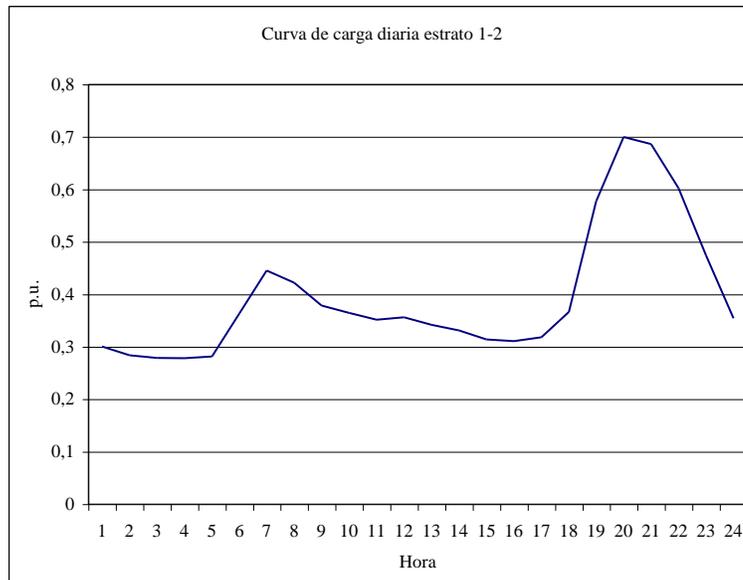
$$P_{perd} = I_{nom}^2 \cdot R_{cond} \quad \text{(Ec. 8)}$$

Para efectos de cálculo de pérdidas de potencia y energía, la resistencia del conductor debe ser calculada a una temperatura no inferior a la máxima temperatura de operación correspondiente:

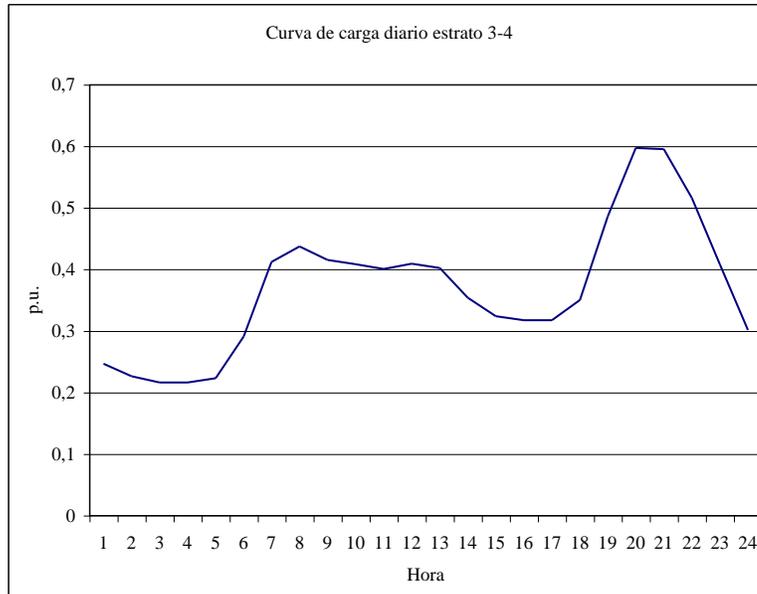
- 50°C, si la condición límite es la regulación, o,
- La temperatura nominal del conductor si la condición límite es la capacidad de corriente.

El cálculo de las pérdidas de energía debe efectuarse teniendo en cuenta las curvas de demanda diaria, según el tipo de servicio o estrato correspondiente (ver figuras 1,2 y 3).

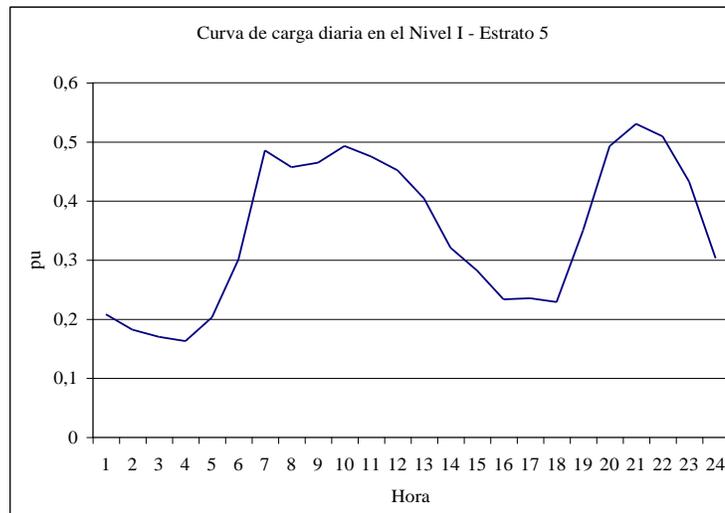
**Figura 1. Curva de carga diaria, estratos 1 y 2.**



**Figura 2. Curva de carga diaria, estratos 3 y 4.**



**Figura 3. Curva de carga diaria, estrato 5.**



En el diseño de las instalaciones eléctricas, excepto en las residenciales de menos de 15 kVA de carga instalable, se debe hacer análisis del conductor más económico en acometida y alimentadores, considerando el valor de las pérdidas de energía en su vida útil, teniendo en cuenta las cargas estimadas, los tiempos de ocurrencia, las pérdidas adicionales por armónicos y los costos de energía proyectando el valor actual en la vida útil de la instalación. En las instalaciones de uso general se deben cumplir los requisitos de pérdidas técnicas determinadas por la CREG o la reglamentación técnica aplicable sobre uso eficiente de la energía eléctrica. El constructor de la instalación debe atender

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 31 de 181

este requerimiento de diseño y no podrá disminuir las especificaciones del conductor, si con la modificación supera los niveles de pérdidas aceptados.<sup>11</sup>

En sistemas en donde la distorsión armónica total (THD) en corriente, sea superior o igual al 15%, se deben dimensionar todos los conductores o barras de acuerdo con el factor de corrección exigido en la IEC 60364-5-523.<sup>12</sup>

**2.6.1.4 Condensadores por Baja y Media Tensión.** Los condensadores individuales con capacidad mayor o igual a 3 kVAR y bancos de condensadores con capacidad mayor o igual a 5 kVAR, utilizados en baja o media tensión, deben cumplir los siguientes requisitos adaptados de las normas IEC 60831-1, IEC 60831-2, BS 1650, VDE 0560, CSA 22-2-190, UL 810, UL 945VA, JIS C 4901, NTC 3422, NTC 2834, NTC 2807 o IEC 60871-1/2.<sup>13</sup>

- a. Clase de aislamiento
- b. Pruebas de tensión
- c. Máxima sobrecarga admisible a frecuencia nominal.
- d. Límite de temperatura de operación
- e. Rata de caída de tensión
- f. Enclavamiento electromecánico en bancos de condensadores en media tensión.
- g. Nivel admisible de sobrecorriente por efecto de armónicos en la red que es capaz de soportar sin deteriorarse.

Para realizar trabajos sobre condensadores, una vez desconectados se esperará el tiempo de descarga predefinido, de acuerdo con las características del equipo, luego se cortocircuitan sus terminales y se ponen directamente a tierra o por intermedio de la carcasa, antes de iniciar los trabajos. Los condensadores no se deben abrir con tensión.

Para instalaciones donde la distorsión armónica total de tensión (THD), sea superior al 5% en el punto de conexión, los bancos capacitivos deben ser dotados de reactancias de sintonización o en su defecto se deben implementar filtros activos de armónicos.<sup>14</sup>

## 2.7 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

<sup>11</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 10.7, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 53

<sup>12</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.6.3.1, Btá, agosto 30 de 2013, p. 104

<sup>13</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.11, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 111

<sup>14</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.11, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 111

**2.7.1 Elementos de protección contra sobrecorriente.** Todos los alimentadores primarios, ramales, derivaciones y acometidas en media tensión deben poseer protección contra sobrecorriente, instalada en el punto de conexión común o arranque.

Para la protección contra sobrecorriente en media tensión se consideran los siguientes elementos:

- **Fusibles.**

**Tabla 12. Tipos de fusibles.**

TIPO DE FUSIBLE	REACCIÓN	RELACIÓN DE VELOCIDAD <sup>(2)</sup>	APLICACIÓN
H	Extra rápido	Varía entre 4 para 6 A y 6 para 100 A	Protección por el lado primario de transformadores pequeños y/o en lugares en los que se utilizan equipos electrónicos sensibles o que exijan una protección rápida como hospitales o centros de cómputo.
K	Rápido	Varía entre 6 para 6 A y 8 para 200 A	Protección de líneas de distribución.
T	Lento	Varía entre 10 para 6 A y 13 para 200 A	Coordinación de reconectadores.
VS	Muy lento	Varía entre 15 para 5 A y 13,7 para 100 A	Protección de transformadores.
Dual	Extralento	Varía entre 13 para 0,4 A y 20 para 2,1 A	Protección de transformadores, cuando ocurre una falla que no sea peligrosa para el transformador el fusible no se funde, pero si la falla persiste o alcanza un nivel de riesgo, el fusible se fundirá.

*Notas:*

1. Para satisfacer requerimientos especiales tales como la protección primaria de transformadores de distribución, se han desarrollado fusibles por debajo de 10 A. Estos están diseñados específicamente para proveer protección contra sobrecargas y evitar operaciones innecesarias durante corrientes transitorias de corta duración asociadas con el arranque de motores y descargas

2. Relación de velocidad = Corriente [A] a 0,1 seg / Corriente [A] a 300 seg. (Para fusibles de capacidad mayor a 100 amperios, se toma el valor de 600 segundos).

- **Reconectadores.**

**Tabla 13. Tipos de reconectores.**

TIPO	CARACTERÍSTICAS
Reconector monofásico	Se utilizan para la protección de líneas monofásicas, tales como ramales o arranques desde un alimentador trifásico. Pueden ser usados en circuitos trifásicos cuando la carga es predominantemente monofásica. De esta forma, cuando ocurre una falla monofásica permanente, la fase fallada puede ser aislada y mantenida fuera de servicio mientras el sistema sigue funcionando con las otras dos fases.
Reconector trifásico	Son usados cuando se requiere aislar (bloquear) las tres fases para cualquier falla permanente, con el fin de evitar el funcionamiento monofásico de cargas trifásicas tales como grandes motores trifásicos.

- **Relés – Interruptores.**

**2.7.1.1 Criterios de selección.** Los elementos de protección contra sobrecorrientes deben cumplir con los siguientes requisitos:

- El nivel de aislamiento del elemento debe seleccionarse con base en la tensión nominal del sistema.
- La corriente máxima de carga no debe ser superior a la corriente nominal del elemento.
- La capacidad de interrupción del elemento debe ser superior a la máxima corriente de cortocircuito en el lugar de la instalación.
- La corriente mínima de operación del elemento de protección contra sobrecorrientes no debe ser superior a la capacidad de corriente del conductor utilizado en el circuito a proteger.
- Curva característica tiempo-corriente
- Corriente nominal
- Tensión nominal.
- 12 t.
- Capacidad de interrupción [KA].
- En el caso de fusibles se debe indicar si es de acción lenta, rápida o ultrarrápida.

**2.7.1.2 Coordinación de protecciones.** Los tiempos de coordinación presentados a continuación deben tomarse como mínimos. Para un caso específico, pueden requerirse tiempos superiores para una adecuada coordinación, dependiendo del tipo de elementos utilizados en el esquema de protección.

- **Coordinación fusible – fusible.** Para protección de redes en media tensión, se permite la utilización de fusibles tipo K, T o H especificados según la norma ANSI C37.42. Para adecuada coordinación con fusibles, el 75% del tiempo mínimo de fusión no debe ser inferior al tiempo máximo de despeje de los fusibles instalados aguas abajo para el intervalo de corrientes de falla comunes. El calibre de los fusibles utilizados debe ser el mismo en todas las fases. Al reemplazar fusibles se debe tener en cuenta tanto la intercambiabilidad, tanto desde el punto de vista eléctrico como mecánico.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 34 de 181

- **Coordinación reconectador – fusible.** En el caso de reconectores con curvas de operaciones lentas y rápidas se deben utilizar los criterios incluidos en la tabla 14.

**Tabla 14. Coordinación reconectador-fusible.**

TIPO DE CURVA	AJUSTE
Rápida	El tiempo de coordinación entre la curva de ajuste del reconectador y la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible no debe ser inferior a 0,25 s, en el intervalo de corrientes de falla comunes.
Lenta	El tiempo de coordinación entre la curva de máximo tiempo de despeje del fusible y la curva de ajuste del reconectador no debe ser inferior a 0,15 s, en el intervalo de corrientes de falla comunes.

- **Coordinación fusible – reconectador.** El tiempo de coordinación entre la curva de tiempo mínimo de fusión y la curva lenta del reconectador no debe ser inferior a 0,25 s.
- **Coordinación relé – fusible.** El tiempo de ajuste del relé no debe ser superior al tiempo máximo de operación de los fusibles aguas abajo. El tiempo de coordinación en el intervalo de corrientes de falla comunes no debe ser inferior a 0,15 s.
- **Coordinación fusible – relé.** El tiempo máximo de operación del relé no debe ser superior al tiempo mínimo de fusión de los fusibles aguas arriba. El tiempo de coordinación en el intervalo de corrientes de falla comunes no debe ser inferior a 0,25 s.
- **Coordinación relé - relé, relé – reconectador y reconectador – relé.** El tiempo de coordinación en el intervalo de corrientes de falla comunes no debe ser inferior a 0,25 s. Se deben tener en cuenta posibles tiempos de reposición de los relés ubicados aguas arriba de reconectores.
- **Reconectador- reconectador.** El tiempo de coordinación en el intervalo de corrientes de falla comunes no debe ser inferior a 0,25 s. Si no es posible lograr este tipo de coordinación, se deben programar secuencias de operación diferentes.

Para usuarios particulares, el tiempo máximo de operación de la protección principal en media tensión no debe ser inferior al tiempo de ajuste (relés o reconectores) o tiempo mínimo de fusión (fusibles) del elemento ubicado aguas arriba en la red propiedad de la EBSA E.S.P. Los tiempos mínimos de coordinación se deben establecer de acuerdo con los criterios mencionados.

Los transformadores de corriente a utilizar en esquemas de protección con relés deben ser aplicados de tal forma que no presenten problemas de saturación para las máximas corrientes de cortocircuito en el punto de instalación, teniendo en cuenta la relación R/X de la trayectoria de la corriente de falla.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 35 de 181

**2.7.2 Elementos de protección contra sobretensiones Transitorias (DPS).** La red eléctrica en media tensión debe estar protegida de forma adecuada contra sobretensiones originadas por descargas atmosféricas y maniobras. El objetivo de la protección contra sobretensiones es evitar daños en los equipos propios del sistema de distribución y riesgos en la salud de la población, garantizando al mismo tiempo la continuidad en el suministro de energía.

- a. Los DPS utilizados en media, alta y extra alta tensión con envolvente en material de porcelana, deben contar con algún dispositivo de alivio de sobrepresión automático que ayude a prevenir la explosión del equipo.
- b. Los DPS utilizados en media tensión con envolvente en material polimérico, deben contar con algún dispositivo externo de desconexión en caso de quedar en cortocircuito.
- c. Bajo ninguna condición los materiales constitutivos de la envolvente del DPS deben entrar en ignición; para lo cual el DPS con envolvente plástico debe probarse con el hilo incandescente a 650 °C sobre las partes no portadoras de corriente.
- d. En caso de explosión del DPS, el material aislante no debe lanzar fragmentos capaces de hacer daño a las personas o equipos adyacentes. En baja tensión, este requisito se puede remplazar por un encerramiento a prueba de impacto.<sup>15</sup>
- e. Los DPS de baja tensión deben cumplir una norma técnica, tales como las antes señaladas.<sup>16</sup>

**2.7.2.1** Para redes en media tensión, se deben instalar dispositivos de protección contra sobretensiones en los puntos de conexión de ramales, acometidas subterráneas y algunos equipos de seccionamiento y/o corte, bancos de condensadores, etc.

Para protección de redes en media tensión contra sobretensiones se consideran exclusivamente dispositivos descargadores de óxido metálico. Se prohíbe el uso de cuernos de arco como protección principal contra sobretensiones.

Los descargadores de sobretensión deben poseer un fusible mecánico para evitar su explosión. Además, deben poseer elemento de desconexión y dispositivo de alivio de sobrepresión.

- **Selección de descargadores para sobretensiones (DPS).** Los criterios a tener en cuenta para la selección de descargadores para sobretensiones son: la máxima tensión de operación del sistema, sobretensiones presentes en el sistema y el nivel cerámico.

<sup>15</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.14, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 112

<sup>16</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.14, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 112

- **Tensión nominal y máxima tensión de operación continua MCOV para descargadores de óxido metálico.** La tensión nominal y el MCOV de un descargador de óxido metálico no deben ser inferiores a los valores incluidos en la tabla 15.

**Tabla 15. Tensiones nom. y MCOV para descargadores de óxido metálico.**

TENSIÓN DEL SISTEMA (kV)	TENSIÓN NOMINAL (kV)	MCOV (kV)
13,2	12	10,2
34,5	30	24,4

El MCOV no debe ser inferior a la tensión máxima a la que es sometido el descargador bajo condiciones normales de operación del sistema.

- **Sobretensiones temporales a frecuencia industrial.** El tiempo de duración de las sobretensiones a frecuencia industrial superiores al MCOV para descargadores de óxido metálico debe ser menor al máximo tiempo admisible para el descargador específico, según información suministrada por el fabricante. El tiempo de duración de estas sobretensiones debe ser consultado con la EBSA E.S.P.
- **Corriente de descarga.** La corriente de descarga especificada no debe ser inferior a 10 kA. En redes subterráneas, se permite la instalación de descargadores con corrientes de descarga de 5 kA si se cumplen con los márgenes de protección establecidos.
- **Conexión e instalación de descargadores para sobretensiones.** Los descargadores de sobretensión, se deben instalar en el punto de conexión y aguas abajo del equipo de seccionamiento correspondiente teniendo en cuenta los siguientes factores:
  - Uso de la instalación.
  - La coordinación de aislamiento.
  - La densidad de rayos a tierra
  - Las condiciones topográficas de la zona
  - Las personas que podrían someterse a una sobretensión
  - Los equipos a proteger.<sup>17</sup>

La longitud de los conductores de conexión del descargador a línea y tierra deben ser tan cortas como sea posible, evitando curvaturas pronunciadas.

<sup>17</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.14.2, Btá, agosto 30 de 2013, p. 113

La distancia entre el equipo a proteger y el descargador deber ser de la mínima longitud posible. Los descargadores deben instalarse sobre la misma estructura del equipo a proteger.

El calibre del conductor de conexión a tierra de los descargadores para sobretensiones, no puede ser menor a 14 AWG en cobre para instalaciones en baja tensión, y a 4 AWG en cobre para instalaciones en media tensión.

La resistencia de puesta a tierra para subestaciones de media tensión, no debe ser superior a  $10 \Omega$  de acuerdo a la tabla 15.4 RETIE Resolución 90708.

- **Márgenes de protección.** El margen de protección de frente de onda y onda completa para los equipos protegidos no debe ser inferior al 25%. Si no es posible alcanzar este margen de protección con descargadores tipo distribución, se deben utilizar descargadores tipo línea.
- **Consideraciones adicionales.** Los interruptores, reconectores y seccionadores deben estar protegidos por descargadores para sobretensión, tanto aguas arriba como aguas abajo, a menos que estén provistos de protección interna contra sobretensiones. En este último caso, se permite instalar descargadores sólo aguas arriba.

Todos los bancos de condensadores y reconectores, deben estar protegidos contra sobretensiones mediante descargadores instalados en la misma estructura.

La instalación de los descargadores debe efectuarse teniendo en cuenta las distancias mínimas establecidas, para garantizar aislamiento adecuado entre partes energizadas y entre partes energizadas y tierra.

Se debe garantizar que la reducción en el nivel de aislamiento del descargador cuando éste opere bajo condiciones distintas a las especificadas (condiciones ambientales y contaminación) no afecte el nivel de aislamiento del circuito y equipos a proteger.

**2.7.2.2 Análisis de riesgo eléctrico.** La determinación del nivel de riesgo eléctrico asociado con una instalación, se efectúa con base en los criterios establecidos en el Artículo 16º del RETIE y la Norma NTC 4552.

El propósito de la evaluación del nivel de riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si esta protección debe ser integral. La evaluación del nivel de riesgo es el aspecto más importante dentro del procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos y determinante en la selección del nivel de protección.

Para evaluar el nivel de riesgo se deben tener en cuenta cuatro índices clasificados y ponderados dentro de dos características: los parámetros de los rayos y los índices relacionados con la estructura.

- **Evaluación del nivel de riesgo.** Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados para encontrar el nivel de riesgo son la densidad de descargas a tierra y la corriente pico absoluta promedio.
  - *La densidad de descargas a tierra, DDT.* Es el más importante de todos los parámetros, por cuanto existe una mayor probabilidad de que una estructura se vea afectada dependiendo de la cantidad de descargas a la que está expuesta que por la intensidad de las mismas.
  - *La corriente pico absoluta promedio ( $I_{abs}$ ).* Expresada en kA.

Con base en lo anterior, se toman proporciones de 0,7 para la  $DDT$  y 0,3 para la  $I_{abs}$  obteniendo la expresión de riesgo de la ecuación (9).

$$RIESGO = 0,7R_{DDT} + 0,3RI_{abs} \quad (\text{Ec. 9})$$

Donde  $R_{DDT}$  es el aporte al riesgo debido a la densidad de descargas a tierra y  $RI_{abs}$  el aporte al riesgo ocasionado por la magnitud de la corriente pico absoluta promedio.

Los valores de  $I_{abs}$  y de  $DDT$  deben tener una probabilidad del 50% de ocurrencia, o menos, a partir de los datos multianuales. Además se debe tomar un área de 3 km x 3 km o menos teniendo en cuenta la exactitud en la localización y la estimación de la corriente pico de retorno del sistema de localización de rayos. Al calcular la densidad de descargas a tierra con sistemas de localización confiables, implícitamente se considera la orografía del área, es decir, montaña, ladera, plano, etc., y la latitud.

- *Densidad de descargas a tierra.* Se calcula mediante la expresión:

$$DDT = 0,0017NC^{1,56} \quad (\text{Ec. 10})$$

Donde: NC es el nivel cerámico de la zona en cuestión.

A continuación, es necesario conocer:

- La corriente de descarga promedio [kA] en la zona de estudio y,
- El radio de descarga para dicha corriente.

Con estos datos se procede a determinar el indicador de parámetros del rayo y se determina el respectivo nivel de riesgo, mediante la tabla 16.

**Tabla 16. Indicador de parámetros del rayo y nivel de riesgo (NR) según la Norma NTC 4552.**

DENSIDAD DE DESCARGAS A TIERRA [Descargas/km <sup>2</sup> - Año]	CORRIENTE PICO ABSOLUTA PROMEDIO [kA]		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} < 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq DDT$	Severo	Severo	Alto
$15 \leq DDT < 30$	Severo	Alto	Alto
$5 \leq DDT < 15$	Alto	Medio	Medio
$DDT < 5$	Medio	Bajo	Bajo

Fuente: Norma NTC 4552.

- **Evaluación del indicador de gravedad ( $I_G$ ).** Se calcula mediante la ecuación:

$$I_G = I_{USO} + I_T + I_{AA} \quad (\text{Ec.11})$$

Donde:

$I_{USO}$  = Subindicador relacionado con el uso de la estructura.

$I_T$  = Subindicador relacionado con el tipo de estructura.

$I_{AA}$  = Subindicador relacionado con el área y la altura de la estructura.

Los valores para cada subindicador se encuentran en las tablas 17 a 19.

**Tabla 17. Subindicador relacionado con el uso de la estructura ( $I_{USO}$ ).**

CLASIFICACION DE LA ESTRUCTURA	EJEMPLOS DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales y prisiones.	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas.	0

Fuente: Norma NTC 4552.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 40 de 181

**Tabla 18. Subindicador relacionado con el tipo de estructura ( $I_T$ ).**

TIPO DE ESTRUCTURA	INDICADOR
NO METALICA	40
MIXTA	20
METALICA	0

Fuente: Norma NTC 4552.

**Tabla 19. Subindicador relacionado con área y altura de la estructura ( $I_{AA}$ ).**

ALTURA Y AREA DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR
AREA MENOR A 900 m <sup>2</sup>	
ALTURA MENOR A 25 m	5
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20
AREA MAYOR A 900 m <sup>2</sup>	
ALTURA MENOR A 25 m	10
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20

Fuente: Norma NTC 4552.

Con base en el valor de  $I_G$  obtenido a partir de la ecuación 11, se determina si la gravedad es leve, baja, media, alta o severa. (Ver tabla 20).

**Tabla 20. Determinación del indicador de gravedad.**

RESULTADO DE LA SUMA DE LOS SUBINDICADORES DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR DE GRAVEDAD
0 A 35	LEVE
36 A 50	BAJA
51 A 65	MEDIA
66 A 80	ALTA
81 A 100	SEVERA

Fuente: Norma NTC 4552.

- **Evaluación de riesgo eléctrico.** A continuación, se combinan los indicadores de nivel de riesgo (NR) e indicador de gravedad ( $I_G$ ) en la matriz de análisis de riesgos y se obtiene en resultado final (Ver tabla 21).

**Tabla 21. Matriz de análisis de riesgo.**

<i>I</i>	SEVERA	ALTA	MEDIA	BAJA	LEVE
<i>NR</i>					
SEVERO	RIESGO ALTO	RIESGO ALTO	RIESGO ALTO	RIESGO MEDIO	RIESGO MEDIO
ALTO	RIESGO ALTO	RIESGO ALTO	RIESGO MEDIO	RIESGO MEDIO	RIESGO BAJO
MEDIO	RIESGO ALTO	RIESGO MEDIO	RIESGO BAJO	RIESGO BAJO	RIESGO BAJO
BAJO	RIESGO MEDIO	RIESGO BAJO	RIESGO BAJO	RIESGO BAJO	RIESGO BAJO

Fuente: Norma NTC 4552.

Riesgo alto: Necesita alta protección o toma obligatoria de acciones.

Riesgo medio: Necesita protección básica, ampliada a criterio del diseñador.

Riesgo bajo: Se puede asumir el riesgo o instalar protección.

- **Componentes de riesgo.** Cada componente de riesgo se analiza de manera particular por medio de la siguiente ecuación general:

$$R_x = N_x * P_x * L_x \quad (\text{Ec. 12})$$

En donde:

$N_x$  = Número de eventos peligrosos.

$P_x$  = Probabilidad de daño.

$L_x$  = pérdida consecuente.

En la norma NTC 4552-1, NTC4552-2 y NTC4552-3, se presenta una muy amplia documentación explicativa sobre cada una de estas variables, la cual debe ser consultada y analizada por el diseñador antes de emitir el concepto final de riesgos en cada caso.

Finalmente, una vez obtenido el nivel de riesgo según la evaluación de las variables antes mencionadas, se efectúa la comparación con la tabla 22, para determinar si el riesgo es tolerable, así:

**Tabla 22. Valores típicos de riesgo tolerable.**

TIPO DE PÉRDIDA	$R_T$
Pérdida de vida o lesiones permanentes	$10^{-5}$
Pérdida de servicio público	$10^{-3}$
Pérdida de patrimonio cultural	$10^{-3}$

Fuente: Norma NTC 4552

Para que el sistema de protección contra rayos sea efectivo el valor del nivel de riesgo obtenido debe ser menor o igual a  $R_T$ . Según los resultados obtenidos y en caso de que el

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 42 de 181

nivel de riesgo no sea tolerable, se deberán instalar sistemas de protección contra sobretensiones en media y baja tensión de acuerdo con las conclusiones obtenidas durante el estudio de cada situación.

**2.7.2.3 Terminales de captación o pararrayos.** Cualquier elemento metálico de la estructura que se encuentre expuesto al impacto del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, techos, torres de comunicación y cualquier tubería que sobresalga, debe ser tratado como un terminal de captación siempre que se garantice su capacidad de conducción y continuidad eléctrica. En las normas **IEC 62305** e **IEC 61024-1**, se presentan las características que deben cumplir los pararrayos o terminales de captación contruidos para este fin.

#### **2.7.2.4 Conductores bajantes.**

a. El objeto de los conductores bajantes o simplemente bajantes, es conducir a tierra, en forma segura, la corriente del rayo que incide sobre la estructura e impacta en los pararrayos. Con el fin de reducir la probabilidad de daños debido a las corrientes del rayo que circulan por el Sistema de Protección contra Rayos, las bajantes deben disponerse de tal manera que desde el punto de impacto hasta tierra existan varios caminos en paralelo para la corriente, la longitud de los caminos de corriente se reduzca al mínimo y se realicen conexiones equipotenciales a las partes conductoras de la estructura.<sup>18</sup>

b. En los diseños se deben considerar dos tipos de bajantes, unirlas directamente a la estructura a proteger o aislarlas eléctricamente de la misma. La decisión de cual tipo de bajante utilizar depende del riesgo de efectos térmicos o explosivos en el punto de impacto de rayo y de los elementos almacenados en la estructura. En estructuras con paredes combustibles y en áreas con peligro de explosión se debe aplicar el tipo aislado.

c. La interconexión de bajantes se deben hacer en la parte superior; son opcionales la interconexión a nivel de piso y los anillos intermedios.

d. La geometría de las bajantes y la de los anillos de unión afecta a la distancia de separación

e. En la Tabla 16.2 del RETIE se dan las distancias típicas recomendadas entre los conductores bajantes y entre anillos equipotenciales, en función del Nivel de Protección contra Rayos (NPR).

f. La instalación de más bajantes, espaciadas de forma equidistante alrededor del perímetro y conectadas mediante anillos equipotenciales, reduce la probabilidad de que se produzcan chispas peligrosas y facilita la protección interna. Esta condición se cumple

<sup>18</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 16.3, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 74

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 43 de 181

en estructuras totalmente metálicas y en estructuras de concreto en las que el acero de refuerzo es eléctricamente continuo.

g. El número de bajantes no debe ser inferior a dos y deben ubicarse en el perímetro de la estructura a proteger, en función de las restricciones arquitectónicas y prácticas. Deben instalarse, en la medida de lo posible, en las esquinas opuestas de la estructura.

h. Cada bajante debe terminar en una puesta tierra que tenga un camino vertical y otro horizontal a la corriente.

i. Las bajantes deben instalarse, de manera que sean una continuación directa de los conductores del sistema de captación.

j. Los conductores bajantes deben instalarse de manera rectilínea y vertical, siguiendo el camino más corto y directo a tierra. Debe evitarse la formación de bucles en el conductor bajante y de curvas de menos de 20 cm de radio.

k. Las bajantes no deben instalarse en canales de drenaje de aguas, incluso si tienen un aislamiento eléctrico.

l. Los materiales deben cumplir las especificaciones dadas en la Tabla 16.1 del RETIE.

m. Los marcos o elementos de la fachada pueden ser utilizados como bajantes, si son perfiles o rieles metálicos y sus dimensiones cumplen con los requisitos para los conductores bajantes, es decir, para laminas o tubos metálicos su espesor no sea inferior a 0,5 mm y su equipotencialidad vertical sea garantizada de tal manera que fuerzas mecánicas accidentales (por ejemplo vibraciones, expansión térmica, etc.) no causen el rompimiento de los materiales o la pérdida de equipotencialidad.<sup>19</sup>

n. La puesta a tierra de protección contra rayos debe interconectarse con las otras puestas a tierra de la edificación.<sup>20</sup>

**2.7.2.5 Instalación de DPS y cables de guarda.** Todos los alimentadores primarios y ramales en el área rural deben estar apantallados con cable de guarda si el nivel cerámico de la región es:

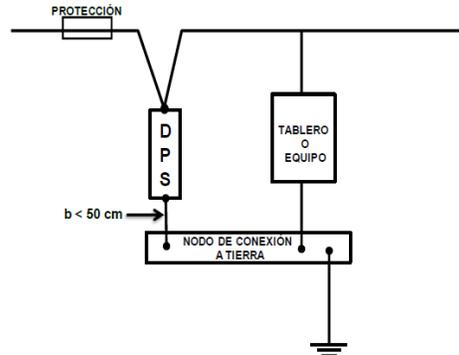
- Superior a 70 días tormenta/año para redes de 13,2 kV y,
- Superior a 55 días tormenta/año para redes de 34,5 kV.

El DPS debe estar instalado como lo indica la figura 4. Se debe tener como objetivo que la tensión residual del DPS sea casi igual a la aplicada al equipo.

<sup>19</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 16.3, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 74-75

<sup>20</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 16.3, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 74-75

**Figura 4. Montaje típico de DPS**



Fuente: RETIE, Artículo 20º.

Para el apantallamiento, se deben utilizar cables de acero galvanizado con un calibre mínimo de 6,35 mm (1/4"). El cable de guarda debe soportar las corrientes de falla durante el tiempo máximo de despeje de cortocircuitos a tierra. El ángulo de apantallamiento no debe ser superior a 30º.

El cable de guarda debe ser puesto a tierra cada 500 m y la resistencia de puesta a tierra del mismo no debe ser superior a 20 Ω. Se debe mantener un nivel de aislamiento adecuado entre la bajante de puesta a tierra del cable de guarda y los conductores de fase que garantice la no ocurrencia de flameo inverso.

## 2.8 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

La tabla 23 incluye los niveles de aislamiento normalizados para redes de media tensión.

**Tabla 23. Niveles de aislamiento normalizados.**

TENSIÓN NOMINAL DEL SISTEMA (kV)	NIVEL DE AISLAMIENTO – BIL (kV)
13,2	110
34,5	200

Estos niveles de aislamiento deben ser tomados como referencia para todos los equipos que formen parte del sistema de distribución. La selección de descargadores de sobretensión y los correspondientes márgenes de protección se establecieron en el numeral 2.5.2.

**2.8.1 Aisladores.** De todos los elementos de la línea, los aisladores son los que demandan el mayor cuidado, tanto en su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación. En efecto, frágiles por naturaleza, se ven

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 45 de 181

sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su destrucción.

### 2.8.1.1 Características constructivas.

**Tabla 24. Tipos de aisladores.**

TIPO DE AISLADOR	CARACTERÍSTICAS
DE PIN	Se emplean como aisladores soporte y alineamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corriente de fuga. Aplicado en tensiones de distribución y subtransmisión, para ambientes normales y contaminados.
DE DISCO	Empleados en líneas eléctricas de transmisión (10") y distribución (6"). Sus características están normalizadas según el peso o fuerza soportable, el nivel de contaminación admisible y el diámetro.
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; sin embargo, el inconveniente es que tienen mayor costo.
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.  Es particularmente resistente a compresión.

**2.8.1.2 Selección de aisladores.** Los aisladores utilizados, independientemente del tipo, deben poseer certificado de conformidad expedido por un ente acreditado por la SIC tal como se establece en el RETIE, Art. 20.1, pág. 83. 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.

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

**2.8.1.3 Distancias mínimas de fuga.** Las distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2, se observan en la tabla 25. La distancia total de fuga necesaria se calcula según la ecuación 13:

$$D_t = \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \cdot D_f \cdot \delta \quad (\text{Ec. 13})$$

Donde:

$D_t$  es la distancia total de fuga, en mm.

$V_{max}$  es el valor eficaz de la tensión máxima de operación, en kV.

Para redes de 13,2 kV y 34,5 kV se deben tomar 17,5 kV y 36 kV como las tensiones máximas respectivamente.

$D_f$  es la distancia mínima de fuga, en mm/kV.

Se toma el valor adecuado de la tabla 25.

$\delta$  es el factor de corrección por densidad del aire, dado por la ecuación 14:

$$\delta = e^{h/8150} \quad (\text{Ec. 14})$$

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 25. Distancias mínimas de fuga.**

GRADO DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA ( $D_f$ )
I – Insignificante	1. Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. 2. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. 3. Áreas agrícolas. 4. Áreas montañosas. 5. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16 mm/kV
II – Medio	6. Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. 7. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. 8. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20 mm/kV
III – Fuerte	9. Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución. 10. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25 mm/kV

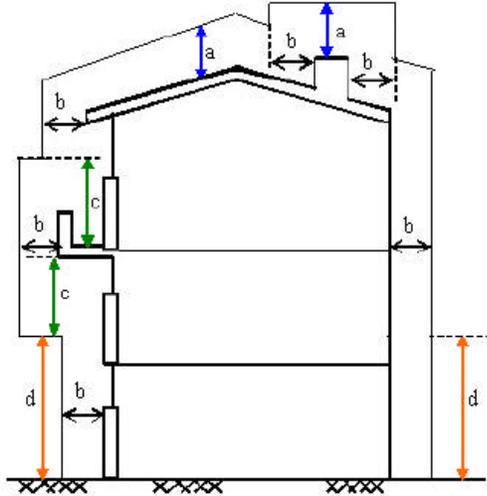
IV – Muy fuerte	11. Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. 12. Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes. 13. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31 mm/kV
-----------------	---	----------

**2.8.2 Distancias mínimas y de seguridad.** Las tablas 26 a 29 describen las distancias mínimas de seguridad para redes aéreas en media tensión, Art. 13º del RETIE.

**Tabla 26. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.**

DESCRIPCIÓN (Ver figura 5)	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA MÍNIMA A CIRCUITOS EN MEDIA TENSIÓN (m)
<b>a</b> – Distancia vertical 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.	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
	<1	0,45
<b>b</b> – Distancia horizontal a muros, proyecciones, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas.	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
<b>c</b> – Distancia vertical sobre o debajo de balcones o techos accesibles a vehículos.	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
<b>d</b> – Distancia vertical a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	115/110	6,1
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

**Figura 5. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.**



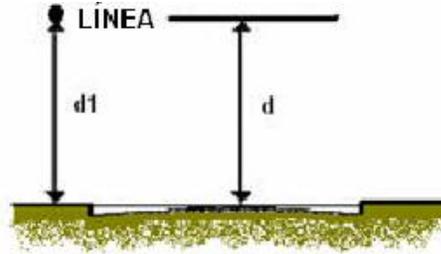
Fuente: RETIE, Artículo 13º.

**Tabla 27. Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras, ferrocarriles, áreas cultivadas, ríos.**

DESCRIPCIÓN (Ver figuras 6 a 9)	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (kV)	DISTANCIA (m)
<b>d</b> – Distancia mínima al suelo en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	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
<b>d1</b> – Distancia mínima al suelo desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles.	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5
<b>d</b> – Distancia mínima al suelo “d” en bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se respeten los requisitos propios de zonas de servidumbre en lo que se refiere a la máxima altura que pueden alcanzar la copa de los arbustos o huertos localizados en las zonas de servidumbre.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5

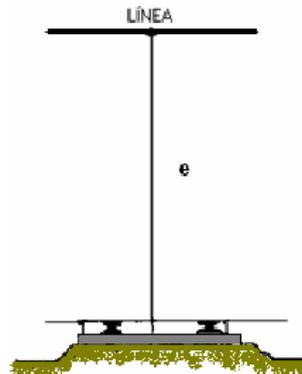
<b>e</b> – En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia “e” estos valores	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
<b>f</b> – Distancia mínima en cruces con ferrocarriles electrificados, tranvías y trole-buses.	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
<b>g</b> – Distancia mínima en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor a 7 m.	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
<b>g</b> - Distancia vertical en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m.	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
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
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	

**Figura 6. Distancias mínimas de seguridad en cruces con carreteras.**



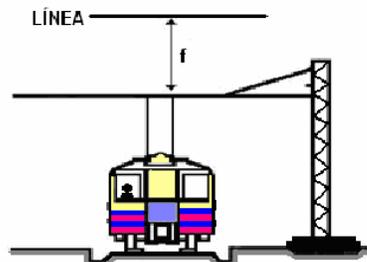
Fuente: RETIE, Artículo 13º.

**Figura 7. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles no electrificados.**



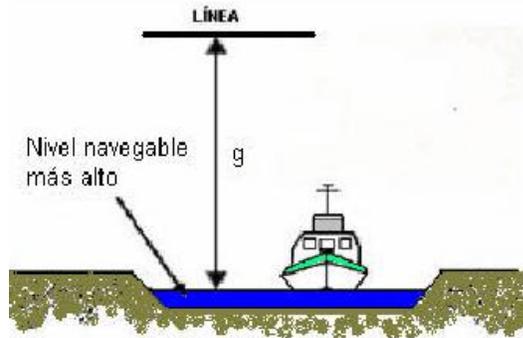
Fuente: RETIE, Artículo 13º.

**Figura 8. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ferrocarriles electrificados.**



Fuente: RETIE, Artículo 13º.

**Figura 9. Distancias mínimas de seguridad en cruces con ríos.**



Fuente: RETIE, Artículo 13º.

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

**Tabla 28. Distancias mínimas de seguridad en cruce de líneas con 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/ 11,2 / 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								

*Nota:*

1. La línea de menor tensión siempre debe estar a menor altura.

**Tabla 29. Distancias mínimas de seguridad entre conductores en la misma estructura pertenecientes al mismo circuito o a circuitos diferentes.**

NIVEL DE TENSIÓN (kV)	DISTANCIA MÍNIMA HORIZONTAL (cm)	DISTANCIA MÍNIMA VERTICAL (cm)
< 1	30,0	40,0
13,2	34,5	65,6
34,5	55,8	87,0

*Nota:*

1. La línea de menor tensión siempre debe estar a menor altura.
2. Cuando se utilicen aisladores de suspensión, deben tenerse en cuenta los desplazamientos transversales de tal forma cumpliendo las distancias de la tabla 29.
3. Para circuitos de diferentes empresas operadoras, las distancias se deben incrementar en 60 cm.
4. Las distancias mínimas verticales a circuitos de comunicación son 50 cm y 70 cm para redes a 13,2 kV y 34,5 kV respectivamente.

La distancia en el aire entre conductores de puesta a tierra y conductores energizados no debe ser inferior a 30 cm para circuitos a 13,2 kV y a 40 cm para circuitos 34,5 kV. Estas distancias deben ser incrementadas un 1,25% por cada 100 m de incremento en altitud por encima de 1000 m.

La distancia mínima de aproximación para trabajos en los que no se utilicen elementos de protección que prevengan choque eléctrico no debe ser inferior a 3 m. Para trabajos sobre andamios u otras estructuras, la distancia de éstas a las redes aéreas desnudas debe cumplir con lo establecido en la tabla 26.

## **2.9 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

**2.9.1 Funciones del sistema de puesta a tierra.** El sistema de puesta a tierra está orientado hacia la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y la compatibilidad electromagnética, de esta forma debe estar en capacidad de cumplir con las siguientes funciones:

- 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 del rayo.
- Transmitir señales de radio frecuencia en onda media y larga.
- Realizar una conexión de baja resistencia con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.<sup>21</sup>

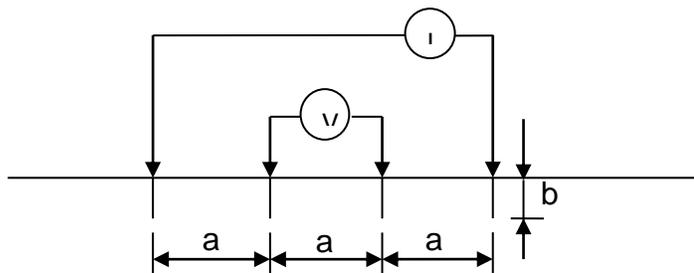
<sup>21</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 15, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 63-64

**2.9.2 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.<sup>22</sup>

Con el fin de garantizar la seguridad de los seres vivos, el diseño de una puesta a tierra debe ser lo más confiable posible, para ello es indispensable seguir los siguientes pasos:

**2.9.2.1 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, cuya disposición de montaje se ilustra en la figura 10. Igualmente se pueden utilizar otros métodos debidamente reconocidos y documentados en las normas y prácticas de la ingeniería.

**Figura 10. Medición de la resistividad aparente.**



Fuente: RETIE. Artículo 15º.

La resistividad del terreno está dada por la ecuación 15:

$$\rho = \frac{4\pi aR}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{+4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)} \quad (\text{Ec.15})$$

Donde:

- $\rho$  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  $\Omega$ , calculada como  $V/I$ .

<sup>22</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 15.2, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 65-66

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 54 de 181

Cuando  $b$  es muy pequeño comparado con  $a$ , se tiene la siguiente expresión<sup>ii</sup>:

$$\rho = 2\pi aR \quad (\text{Ec. 16})$$

**2.9.2.2 Determinar la corriente máxima de falla a tierra.** Esta debe ser entregada por el operador de red, en media y alta tensión para cada caso particular. Constituye un factor determinante para determinar el calibre del conductor a utilizar en el electrodo de puesta a tierra.

**2.9.2.3 Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla.** 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 de contacto para una persona de 50 kg y el área de la sección transversal del conductor a tierra mediante las ecuaciones 17 y 18.

$$V_{\text{max de contacto}} = \frac{116}{\sqrt{t}} [V_{CA}] \quad (\text{Ec.17})$$

$$A_{\text{mm}^2} = \frac{I \cdot K_f \cdot \sqrt{t_c}}{1,9737} \quad (\text{Ec. 18})$$

Donde:  $I$  es la corriente RMS de falla a tierra en kA, suministrada por el OR.

$K_f$  es la constante del material, tomada de la tabla 25 del RETIE.

$t_c$  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.

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

**2.9.2.5 Calculo preliminar de la resistencia de puesta a tierra.** Para calcular el GPR, es necesario determinar la resistencia de puesta a tierra, por cuanto:

$$GPR = I_f \times R \quad (\text{Ec. 19})$$

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 55 de 181

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 entrada para calcular la tensión efectivamente aplicada en caso de contacto o paso<sup>iii</sup>. Por esta razón entre más baja sea la *GPR*, se pueden garantizar mejores condiciones de seguridad al ser humano.

**2.9.2.6 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.

**2.9.2.7 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 (o a una resistencia equivalente de 1 kΩ), está dada en función del tiempo de despeje de la 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.

**2.9.3 Materiales para los sistemas de puesta a tierra.** Tal como se establece en el RETIE, Art. 15, Numeral 15.3, los materiales para el sistema de puesta a tierra deberán ser certificados y cumplir con los requisitos adoptados por la norma IEC 60364-5.

**2.9.3.1 Electroodos.** La puesta a tierra puede estar constituida por varios tipos de electroodos, de cobre, acero galvanizado, acero inoxidable o acero recubierto con cobre como varillas, tubos, placas, flejes o cables. El electrodo tipo varilla o tubo, debe tener mínimo 2,4 m de longitud; además debe estar marcado con la razón social del fabricante y sus dimensiones; esto debe hacerse dentro de los primeros 30 cm desde la parte superior. Se debe cumplir con los requisitos para electroodos de puesta a tierra tabla 15.2 del RETIE

La unión entre el electrodo y el conductor de puesta a tierra, debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo. Cada electrodo debe quedar enterrado en su totalidad. 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 mínimo a 15 cm de la superficie. Cuando para este efecto, se construyan cajas de inspección, sus dimensiones deben ser mínimo de 30 cm x 30 cm, o de 30 cm<sup>2</sup> de diámetro, si es circular y su tapa debe ser removible

**2.9.3.2 Conductor de puesta a tierra.** Para el conductor de puesta a tierra, además del cobre, se pueden utilizar otros materiales conductores o combinación de ellos, siempre que se garantice su protección contra la corrosión de la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra. En subestaciones aéreas 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.

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 4 AWG. Para baja tensión, se debe seleccionar con la Tabla 250-94 de la NTC 2050 o con la ecuación que aparece en la IEC 60364-5-54. El conductor a tierra para media tensión, alta tensión y extra alta tensión, debe ser seleccionado de acuerdo a la norma ANSI/IEEE 80.<sup>23</sup>

En estructuras en ferro concreto, la bajante puede ser de tipo interior o exterior. Para la tipo interior, el poste debe poseer tubería conduit interna de 1/2" 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 1/2" y una altura no inferior a 3 m. El tubo metálico galvanizado debe estar sujeto al poste mediante dos amarres con cinta bandit de 5/8".

**2.9.3.3 Mejoramiento de tierras.** Para el mejoramiento del sistema de puesta a tierra, mediante la reducción de la resistividad del terreno, se pueden efectuar rellenos alrededor de los electrodos, usando materiales como tierra negra, sales, carbón vegetal o mineral, grafito, bentonita sódica, hidrosolta o preferiblemente usar suelos artificiales de diversas marcas disponibles en el mercado.

---

<sup>23</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 15.3, Bogotá, agosto 30 de 2013, p. 67-68

### 3 DISEÑO MECÁNICO.

Este capítulo hace referencia al diseño mecánico de redes eléctricas aéreas que formen parte del sistema eléctrico de EBSA E.S.P. y su aplicación está limitada a condiciones previamente establecidas.

#### 3.1 HIPÓTESIS DE DISEÑO.

Los valores utilizados en la hipótesis de diseño están basados en datos referenciados por el IDEAM y la Norma NSR-98.

**3.1.1 Hipótesis de velocidad de viento máxima.** La hipótesis de velocidad de viento máxima es determinante en el cálculo de esfuerzos y tensiones en los conductores y cables de guarda.

**Tabla 30. Parámetros para la hipótesis de velocidad de viento máxima.**

PARÁMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad máxima de viento (km/h)	100,00	80,00	60,0
Temperatura coincidente (°C)	21,00	15,00	9,00

**3.1.2 Hipótesis de temperatura mínima.** La hipótesis de temperatura mínima es determinante en el cálculo de esfuerzos 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 31. Parámetros para la hipótesis de temperatura mínima.**

PARÁMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad de viento (km/h)	60,00	48,00	36,00
Temperatura mínima (°C)	19,00	13,00	4,00

**3.1.3 Hipótesis de condición diaria.** La hipótesis de condición diaria permite 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 32. Parámetros para la hipótesis de condición diaria.**

PARÁMETROS	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Velocidad promedio de viento (km/h)	15,00	11,00	7,00
Temperatura promedio (°C)	25,00	19,00	14,00

**3.1.4 Hipótesis de temperatura máxima ambiente.** La hipótesis de temperatura máxima ambiente es determinante para calcular la magnitud de la máxima flecha y por consiguiente la altura de la estructura, además, se deben considerar los efectos de radiación solar y efecto Joule debido a que afectan la temperatura del conductor, y el efecto Creep 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 33. Parámetros para la hipótesis de temperatura máxima ambiente.**

PARÁMETRO	$0 \leq h_{snm} < 1000$	$1000 \leq h_{snm} < 2000$	$2000 \leq h_{snm}$
Temperatura máxima ambiente (°C)	33,00	26,00	24,00

## 3.2 CÁLCULO DE VANOS

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

**3.2.1 Vano regulador.** La longitud del vano regulador, si los apoyos se encuentran al mismo nivel se calcula mediante la siguiente ecuación<sup>IV</sup>:

$$a_r = \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^n a_i^3}}{\sum_{i=1}^n a_i} \quad (\text{Ec. 20})$$

Donde:

$a_r$  es el vano regulador, en m.

$a$  es la longitud del vano medido en la dirección longitudinal, en m.

**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. Por consiguiente, es posible determinar la máxima flecha que permite conservar la distancia mínima entre conductores, mediante la ecuación 21 y posteriormente calcular el vano máximo por penduleo.

Para que el vano máximo por penduleo sea permitido, la distancia obtenida con la ecuación 21 debe ser menor o igual a la distancia real entre conductores<sup>v</sup>.

$$D = k \cdot \sqrt{f + \lambda} + \frac{U}{150} \quad (\text{Ec. 21})$$

Donde:

$D$  es la separación entre conductores en la misma estructura, en m.

$f$  es la flecha máxima en m.

$\lambda$  es la longitud de la cadena de aisladores en suspensión, en m. Para estructuras en retención  $\lambda$  es cero.

$U$  es la tensión nominal de la línea, en kV.

$k$  es el coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, el cual se tomará de la tabla 34.

**Tabla 34. Coeficiente de oscilación de los conductores.**

ÁNGULO DE OSCILACIÓN	VALORES DE K	
	LÍNEAS DE TERCERA CATEGORÍA	LÍNEAS DE PRIMERA Y SEGUNDA CATEGORÍA
Superior a 65°	0,65	0,70
Entre 40° y 65°	0,60	0,65
Inferior a 40°	0,55	0,60

**3.2.2.2 Vano máximo permitido por la altura de la estructura.** Al igual que la condición anterior, 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:

$$f_{\max} = L_m - h_{\min} \quad (\text{Ec.22})$$

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.** El vano crítico se calcula mediante la ecuación 23<sup>vi</sup>:

$$a_c = t_{\max} \cdot \sqrt{\frac{24 \cdot \alpha \cdot (\theta_A - \theta_B)}{w_A^2 - w_B^2}} \quad (\text{Ec. 23})$$

Donde:  $a_c$  es el vano crítico, en m.  
 $t_{\max}$  es la tensión mecánica de operación máxima del conductor, en kg/mm<sup>2</sup>.  
 $\alpha$  es el coeficiente de dilatación del conductor, en °C<sup>-1</sup>.  
 $\theta_A$  es la temperatura de hipótesis de máxima velocidad de viento, en °C.  
 $\theta_B$  es la temperatura de hipótesis de temperatura mínima, en °C.  
 $w_A$  es el peso aparente de hipótesis de máxima velocidad de viento, en °C.  
 $w_B$  es el peso aparente de hipótesis de temperatura mínima, en °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 24<sup>vii</sup>.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2} \quad (\text{Ec. 24})$$

Donde:  $a_g$  es el vano peso del conductor, en m.  
 $a_{g1}$ , la longitud en m, desde la estructura hasta el vértice del vano anterior.  
 $a_{g2}$ , longitud en m, desde la estructura hasta el vértice del vano posterior.

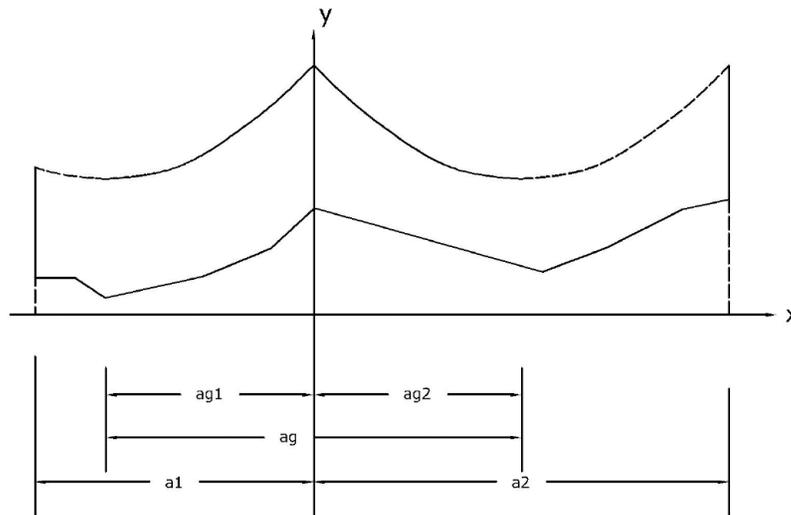
**3.2.5 Vano viento.** Conocido también como eolovano, permite calcular el esfuerzo transversal que se transmite a las estructuras debido al efecto del viento sobre los conductores, se calcula mediante la ecuación 25<sup>viii</sup>.

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (\text{Ec. 25})$$

Donde:  $a_v$  es la 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.

**Figura 11. Gravivano y eolovano**



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

### 3.3 PLANTILLADO

Consiste en definir 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 y consignadas en el capítulo 2 de este documento, para evitar complicaciones con futuras ampliaciones de las mismas.

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 temperatura máxima, distancia mínima al terreno, pie de apoyos y temperatura mínima en un material de larga durabilidad y óptima transparencia que permita el trabajo sobre los planos de perfil del terreno.

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

Las escalas y formato de los planos, así como las especificaciones y mínimos detalles se indicaran con posterioridad en la presente norma.

**3.3.3 Cálculo de flechas.** El cálculo de flechas se realiza para las hipótesis de diseño de temperatura máxima y temperatura mínima, como se indica a continuación<sup>ix</sup>.

El cálculo de flecha para terreno nivelado se realiza mediante la ecuación 26.

$$f = h \cdot \left[ \cosh\left(\frac{a}{2 \cdot h}\right) - 1 \right] \quad (\text{Ec. 26})$$

El cálculo de flecha para terreno desnivelado se realiza mediante la ecuación 27.

$$f = h \cdot \cosh\left(\frac{x_m}{h}\right) \cdot \left[ \cosh\left(\frac{a}{2 \cdot h}\right) - 1 \right] \quad (\text{Ec. 27})$$

$$h = \frac{th}{w} \quad (\text{Ec. 28})$$

$$x_m = \frac{x_d - x_i}{2} \quad (\text{Ec. 29})$$

Donde:

- f* es la flecha, en m.
- h* es al parámetro del conductor, en m.
- a* es la longitud horizontal del vano, en m.
- th* es la tensión mecánica horizontal, en kg/mm<sup>2</sup>.
- w* es el peso aparente del conductor, en kg/m·mm<sup>2</sup>.
- x<sub>m</sub>* es la abscisa media de la longitud horizontal del vano desnivelado, en m.
- x<sub>d</sub>* es la abscisa extrema derecha de la longitud horizontal del vano desnivelado, en m.
- x<sub>i</sub>* es la 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.** Con el fin de 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 comprendidos entre la mínima y máxima promedio, con el fin de obtener valores sujetos a condiciones climatológicas y capacidad de operación de personal humano con intervalos 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 incluirse en las memorias del proyecto.

**3.3.5 Consideraciones entre el vano regulador supuesto y el vano regulador real.** Tanto en el vano regulador supuesto como en el vano regulador real obtenido, se deben conservar las distancias mínimas permitidas al terreno, además, no debe existir una variación mayor al 5% en las longitudes de dichos vanos para no incurrir en errores al determinar las tensiones mecánicas y alturas de estructuras.

### 3.4 ESFUERZOS

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.

**3.4.1 Generalidades.** Las estructuras están sometidas a esfuerzos permanentes, aleatorios y excepcionales por tanto deben ser aptas 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.** 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 equipos.

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

$$V_s = V \cdot S_1 \cdot S_2 \cdot S_3 \quad (\text{Ec. 30})$$

$$q = 0,0048 \cdot V_s^2 \cdot S_4 \quad (\text{Ec.31})$$

Donde:  $V_s$  es la velocidad de viento de diseño, en km/h.  
 $V$  es la velocidad de viento básico o velocidad máxima de viento, en km/h.  
 $S_1$  es el coeficiente de topografía, véase tabla 35.

$S_2$  es el coeficiente de rugosidad del terreno, del tamaño de la estructura y de altura sobre el terreno, véanse tablas 36 y 37.

$S_3$  es el coeficiente del grado de seguridad y vida útil.

$S_4$  es el coeficiente de la variación de la densidad del aire, véase tabla 38.

$q$  es la presión dinámica del viento, en  $\text{kg/m}^2$ .

**Tabla 35. Coeficiente de topografía  $S_1$ .**

TOPOGRAFÍA	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 debido a su forma se concentra el viento.	1,1
(c) Valles encerrados protegidos de todo viento.	0,9

**Tabla 36. Clasificación del terreno.**

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

Según la clasificación por seguridad y vida útil, las NSR-98 asignan un valor, el cual será siempre constante para edificaciones, estructuras y elementos de ocupación especial 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.

**Tabla 37. Coeficiente de rugosidad del terreno, del tamaño de la estructura y de altura sobre el terreno  $S_2$ .**

ALTURA (m)	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 38. 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
1 000	0,88
1 500	0,83
2 000	0,78
2 500	0,73
3 000	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 32 de acuerdo con la NSR-98.

$$F_{va} = C_f \cdot q \cdot A_e \quad (\text{Ec.32})$$

Donde:  $F_{va}$  es la carga del viento sobre la estructura, en kg.  
 $C_f$  es el coeficiente de fuerza para estructuras, depende de la forma de la misma, véase tabla 39 ó 40.  
 $q$  es la presión dinámica del viento, en kg/m<sup>2</sup>, véase ecuación 31.  
 $A_e$  es el área normal a la dirección del viento o área efectiva frontal, en m<sup>2</sup>.

**Tabla 39. Coeficiente de fuerza  $C_f$  para estructuras de sección circular.**

TIPO DE SUPERFICIE	$\Phi \cdot V_s$ (m <sup>2</sup> /s)	$C_f$ PARA UNA RELACIÓN $h/\Phi$						
		0,5	1	2	5	10	20	$\infty$
Todas las superficies	< 6	0,7	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2
Áspera o con proyecciones	$\geq 6$							
Lisa	$\geq 6$	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6

*Nota:*

1.  $h$  es la altura de la estructura, en m.
2.  $\Phi$  es el diámetro en la punta de la estructura, para estructuras en concreto, metálicas y en fibra de vidrio, en m.
3.  $V_s$  es la velocidad de viento de diseño, en m/s, véase ecuación 3.11.
4.  $\Phi \cdot V_s$  es el régimen de flujo, en m<sup>2</sup>/s.

**Tabla 40. Coeficiente de fuerza  $C_f$  para estructuras en celosía.**

RELACIÓN DE SOLIDEZ	ESTRUCTURAS CUADRADAS	ESTRUCTURAS TRIANGULARES EQUILÁTERAS
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 el área comprendida entre los bordes exteriores de la estructura, medida en la misma dirección del viento.

Para cualquier otro tipo de forma de estructura en concreto, metálica o en fibra de vidrio de sección uniforme, refiérase a la tabla de coeficientes de fuerza  $C_f$  de edificios revestidos sección uniforme, ejercida en la dirección del viento de las NSR-98.

**3.4.2.2 Sobre los conductores.** El cálculo para determinar la fuerza del viento sobre los conductores se debe realizar mediante la ecuación 3.14 de acuerdo con la NSR-98.

$$F_{vc} = C_f \cdot q \cdot K \cdot \Phi \cdot L_v \quad (\text{Ec. 33})$$

Donde:

- $F_{vc}$  es la carga del viento sobre el conductor, en kg.
- $C_f$  es el coeficiente de fuerza para alambres y cables, véase tabla 41.
- $q$  es la presión dinámica del viento, en  $\text{kg/m}^2$ , véase ecuación 31.
- $K$  es el coeficiente de reducción para miembros de longitud y esbeltez finitas, véase tabla 42.
- $L_v$  es la longitud del vano viento, en m.
- $\Phi$  es el diámetro del conductor, en m.

**Tabla 41. Coeficientes de fuerza  $C_f$  para alambres y cables.**

RÉGIMEN DE FLUJO ( $\text{m}^2/\text{s}$ )	ALAMBRES DE SUPERFICIE LISA	ALAMBRE GALVANIZADO O PINTADO	CABLES DE TRENZADO FINO	CABLES DE TRENZADO GRUESO
$\Phi \cdot V_s < 0,6$	1,2	1,2	1,2	1,3
$\Phi \cdot V_s \geq 0,6$	0,5	0,7	0,9	1,1

NOTAS:

1.  $V_s$  es la velocidad de viento de diseño, en m/s, véase ecuación 3.11.
2.  $\Phi \cdot V_s$  es el régimen de flujo, en  $\text{m}^2/\text{s}$ .

**Tabla 42. Valores del coeficiente de reducción  $K$  para miembros de longitud y esbeltez finitas.**

	$L_v/\phi$							
	2	5	10	20	40	50	100	$\infty$
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 34 de acuerdo con la NSR-98.

$$F_{ai} = C_f \cdot q \cdot K \cdot \Phi \cdot L_{ai} \quad (\text{Ec. 34})$$

Donde:

- $F_{ai}$  es la carga del viento sobre los aisladores, en kg.
- $C_f$  es el coeficiente de fuerza para miembros estructurales de sección circular, véase tabla 43.
- $q$  es la presión dinámica del viento, en  $\text{kg/m}^2$ , véase ecuación 31.
- $K$  es el coeficiente de reducción para miembros de longitud y esbeltez finitas, véase tabla 42.
- $L_{ai}$  es la longitud del aislador o cadena de aisladores, en m.
- $\Phi$  es el diámetro del aislador, en m.

**Tabla 43. Coeficiente de fuerza  $C_f$  para miembros estructurales de sección circular.**

RÉGIMEN DE FLUJO		COEFICIENTE DE FUERZA $C_f$
Flujo subcrítico	$\Phi \cdot V_s < 6 \text{ m}^2/\text{s}$ $Re < 4,1 \times 10^5$	1,2
Flujo supercrítico	$6 \leq \Phi \cdot V_s < 12 \text{ m}^2/\text{s}$ $4,1 \times 10^5 \leq Re < 8,2 \times 10^5$	0,6
	$12 \leq \Phi \cdot V_s < 33 \text{ m}^2/\text{s}$ $8,2 \times 10^5 \leq Re < 22,6 \times 10^5$	0,7
	$\Phi \cdot V_s \geq 33 \text{ m}^2/\text{s}$ $Re \geq 22,6 \times 10^5$	0,8

NOTAS:

1.  $V_s$  es la velocidad de viento de diseño, en m/s, véase ecuación 3.11.
2.  $\Phi \cdot V_s$  es el régimen de flujo, subcrítico, en  $\text{m}^2/\text{s}$ .

3.  $R_e$  es el número de Reynolds,  $R_e = \Phi \cdot V_s / \nu$ , siendo  $\Phi$  el diámetro del aislador, en m,  $V_s$  la velocidad del viento de diseño, en m/s, y  $\nu$  la viscosidad cinemática del aire, la cual es  $1,46 \times 10^{-5} \text{ m}^2/\text{s}$  a  $15^\circ\text{C}$  y presión atmosférica estándar.

**3.4.3 Esfuerzos longitudinales.** Presentes únicamente en estructuras de retención y terminales, debido al desequilibrio de tensiones mecánicas ejercidas por los conductores y cables de guarda.

Se deben realizar todos 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, véase ecuación 35 y determinando la tensión mecánica exacta en cada una de las hipótesis.

$$L_2 - L_1 = L_1 \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + L_1 \frac{t_2 - t_1}{E} \quad (\text{Ec. 35})$$

$$L_1 = \frac{2 \cdot th_1}{w_1} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) \quad (\text{Ec. 36})$$

$$L_2 = \frac{2 \cdot th_2}{w_2} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_2}{2 \cdot th_2}\right) \quad (\text{Ec. 37})$$

$$t_1 = th_1 \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) \quad (\text{Ec. 38})$$

$$t_2 = th_2 \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_2}{2 \cdot th_2}\right) \quad (\text{Ec.39})$$

$$\begin{aligned} \frac{2 \cdot th_2}{w_2} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_2}{2 \cdot th_2}\right) - \frac{2 \cdot th_1}{w_1} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) &= \\ &= \frac{2 \cdot th_1}{w_1} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) \cdot \alpha \cdot (\theta_2 - \theta_1) + \end{aligned} \quad (\text{Ec.40})$$

$$+ \frac{2 \cdot th_1}{E \cdot w_1} \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) \cdot \left( th_2 \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_2}{2 \cdot th_2}\right) - th_1 \cdot \cosh\left(\frac{a \cdot w_1}{2 \cdot th_1}\right) \right)$$

Donde:

$L_2$  es la longitud final del conductor, en m.

$L_1$  es la longitud inicial del conductor, en m.

$\theta_2$  es la temperatura final del conductor, en  $^\circ\text{C}$ .

$\theta_1$  es la temperatura inicial del conductor, en  $^\circ\text{C}$ .

$t_2$  es la tensión mecánica final del conductor, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

$t_1$  es la tensión mecánica inicial del conductor, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .

$\alpha$  es el coeficiente de dilatación del conductor, en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .  
 $E$  es el módulo de elasticidad del conductor, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .  
 $th_2$  es la tensión mecánica horizontal final del conductor, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .  
 $th_1$  es la tensión mecánica horizontal inicial del conductor, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .  
 $w_1$  es el peso aparente inicial del conductor, en  $\text{kg}/\text{m}/\text{mm}^2$ .  
 $w_2$  es el peso aparente final del conductor, en  $\text{kg}/\text{m}/\text{mm}^2$ .  
 $a$  es la longitud del vano, en m.

Para determinar las tensiones mecánicas horizontales finales de cada hipótesis se debe aplicar la ecuación exacta de cambio de estado, ecuación 40, mediante el uso de herramientas informáticas que faciliten su obtención.

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

$$\alpha = \frac{\alpha_{al} \cdot E_{al} \cdot h_{al} \cdot \phi_{al}^2 + \alpha_{ac} \cdot E_{ac} \cdot h_{ac} \cdot \phi_{ac}^2}{E_{al} \cdot h_{al} \cdot \phi_{al}^2 + E_{ac} \cdot h_{ac} \cdot \phi_{ac}^2} \quad (\text{Ec. 41})$$

$$E = \frac{E_{al} \cdot h_{al} \cdot \phi_{al}^2 + E_{ac} \cdot h_{ac} \cdot \phi_{ac}^2}{h_{al} \cdot \phi_{al}^2 + h_{ac} \cdot \phi_{ac}^2} \quad (\text{Ec.42})$$

Donde:

$a_{al}$  es el coeficiente de dilatación del aluminio, en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .  
 $a_{ac}$  es el coeficiente de dilatación del acero, en  $^{\circ}\text{C}^{-1}$ .  
 $E_{al}$  es el módulo de elasticidad del aluminio, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .  
 $E_{ac}$  es el módulo de elasticidad del acero, en  $\text{kg}/\text{mm}^2$ .  
 $h_{al}$  es el número de hilos de aluminio.  
 $h_{ac}$  es el número de hilos de acero.  
 $\phi_{al}$  es el diámetro de un hilo de aluminio, en mm.  
 $\phi_{ac}$  es el diámetro de un hilo de acero, en mm.

**3.4.4 Esfuerzos por cambio de dirección de la línea.** Debido al ángulo de deflexión presente en estructuras de ángulo o de cambio de dirección de alineamiento, existe una resultante en función del mismo ángulo y de los esfuerzos longitudinales y transversales que ejercen los conductores, cables de guarda, aisladores, herrajes, accesorios y otros equipos que convergen en la estructura.

Cuando la estructura de ángulo está 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 el uso de las ecuaciones 43 y 44, según sea el caso.

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

$$F_{cd} = th1_2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right) + th2_2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{vc} \cdot \text{cos}\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{ai} \quad (\text{Ec.43})$$

- Para estructuras de retención o terminal con cadenas de aisladores:

$$F_{cd} = th1_2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right) + th2_2 \cdot \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right) + F_{vc} \cdot \text{cos}\left(\frac{\beta}{2}\right) + F1_{ai} \cdot \text{cos}\left(\frac{\beta}{2}\right) + F2_{ai} \cdot \text{cos}\left(\frac{\beta}{2}\right) \quad (\text{Ec.44})$$

Donde:

$F_{cd}$  es la fuerza resultante por cambio de dirección, en kg.

$th1_2$  es la tensión mecánica horizontal del vano anterior, en kg.

$th2_2$  es la tensión mecánica horizontal del vano posterior, en kg.

$\beta$  es el ángulo de deflexión, en grados.

$F_{vc}$  es la carga del viento sobre el conductor, en kg.

$F_{ai}$  es la carga del viento sobre los aisladores, en kg.

$F1_{ai}$  es la carga del viento sobre los aisladores del vano anterior, en kg.

$F2_{ai}$  es la carga del viento sobre los aisladores del vano posterior, en kg.

**3.4.5 Esfuerzos 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. En todo diseño se debe evitar que cualquier estructura esté sometida a una resultante que origine efectos de levantamiento.

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 los hay, mediante el uso del gravivano, aisladores, herrajes, accesorios y otros equipos. El manguito de hielo es un fenómeno originario de esfuerzos verticales y será necesaria su inclusión dentro de dichos esfuerzos cuando la envergadura y circunstancias del proyecto así lo determinen.

### 3.5 CONDICIONES DE CARGA PARA LAS ESTRUCTURAS

Todas 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.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 71 de 181

**3.5.1 Condición normal.** Todos los 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 debe ser el de mayor altura, debido a que éste representa mayores esfuerzos de flexión para la 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 máximo promedio y temperatura coincidente).

**3.5.2.2 Estructura de retención.** Las condiciones de diseños exigidas para las estructuras de retención son:

- Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. 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).

**3.5.2.3 Estructura terminal.** Las condiciones de diseños exigidas para las estructuras terminales son:

- Cualquier fase y un cable de guarda rotos simultáneamente. 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).

**3.5.3 Condición de montaje.** Para toda estructura autosoportante terminal o de retención debe comprobarse la forma de montaje más conveniente según sean las características mecánicas de la 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 su vida útil.

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

### 3.6 MOMENTOS EN LAS ESTRUCTURAS Y CURVAS DE UTILIZACIÓN

**3.6.1 Factores de seguridad.** Con el fin de 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 aplican para 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 estructuras en concreto y metálicas así como los de cargas transversales de viento se incluyen en la tabla 44, según las *NSR-98* y *NTC 1329*.

**Tabla 44. 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 templetes	2,0
Aisladores y herrajes	3,0

**3.6.2 Momento resistente de la estructura.** El 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 resistente se determina mediante el uso de la ecuación 45.

$$M_{re} = \frac{T_{rp}}{f_{se}} \cdot (L_{et} - L_{ep} - 0.2) \quad (\text{Ec. 45})$$

Donde:

- $M_{re}$  es el momento resistente de la estructura, en kg·m.
- $T_{rp}$  es la tensión mecánica de rotura de la estructura, en kg.
- $L_{et}$  es la longitud total de la estructura, en m.
- $L_{ep}$  es la longitud de empotramiento, en m.
- $f_{se}$  es el factor de seguridad, el cual toma el valor de 2,5 para estructuras en ferroconcreto y 1,5 para estructuras metálicas.

**3.6.3 Longitud de empotramiento.** La longitud de empotramiento de la estructura se calcula mediante el uso de la ecuación 46. La longitud mínima permisible de empotramiento es de 1,8 m.

$$L_{ep} = 0,1 \cdot L_{et} + 0,6 \quad (\text{Ec. 46})$$

Donde:  $L_{et}$  es la longitud total de la estructura, en m.  
 $L_{ep}$  es la longitud de empotramiento, en m.

**3.6.4 Momento por presión del viento sobre la estructura.** El momento debido a la presión del viento está aplicado en un punto considerado como el centroide de la superficie efectiva sobre la cual incide el viento, Se puede calcular mediante la ecuación 47 la cual aplica para cualquier tipo de estructura.

$$M_{va} = f_{sva} \cdot F_{va} \cdot h \quad (\text{Ec. 47})$$

$$h = \frac{(L_{et} - L_{ep}) \cdot \phi_1 + 2 \cdot \phi_2}{3 \cdot (\phi_1 + \phi_2)} \quad (\text{Ec. 48})$$

Donde:  $M_{va}$  es el momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg·m.  
 $f_{sva}$  es el factor de seguridad para cargas transversales de viento.  
 $F_{va}$  es la fuerza del viento sobre la estructura, en kg.  
 $h$  es la altura del centroide y punto de aplicación de la carga de viento sobre el nivel del terreno, en m.  
 $\phi_1$  es el diámetro equivalente o diámetro real de la estructura a nivel del terreno, en m.  
 $\phi_2$  es el 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 determina mediante la ecuación 49.

$$M_{cd} = f_{scd} \cdot F_{cd} \cdot h_{mon} \quad (\text{Ec. 49})$$

Donde:  $M_{cd}$  es el momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores, en kg·m.  
 $f_{scd}$  es el factor de seguridad para cargas de ángulo.  
 $F_{cd}$  es la fuerza resultante por cambio de dirección, en kg.  
 $h_{mon}$  es la altura de montaje de los conductores, en m.

**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. Esta gráfica se puede obtener mediante la aplicación de la ecuación 50.

$$M_{re} \geq M_{va} + M_{cd} \quad (\text{Ec.50})$$

Donde:  $M_{re}$  es el momento resistente de la estructura, en kg·m.

$M_{va}$  es el momento debido a la presión del viento sobre la estructura, en kg·m.

$M_{cd}$  es el momento debido al cambio de dirección, ejercido por los conductores y aisladores, en kg·m.

En caso tal que la estructura esté formada por más de un poste, el momento resistente y el momento debido a la presión del viento se analizan para cada poste individual y el momento debido al cambio de dirección de la línea se divide en el número de postes del cual está formada la estructura. Las curvas de utilización deben ser incluidas en las memorias del proyecto.

### 3.7 TEMPLETES O RETENIDAS

**3.7.1 Tipos de templetos.** El tipo de retenida o templete se selecciona de acuerdo con los requerimientos y oportunidades de diseño. Los tipos de templetos y/o retenidas son:

- Directo a tierra
- Anclaje
- Poste a poste
- Pie de amigo
- Arriostramiento.

Las opciones de templetos y retenidas en media tensión pueden ser consultadas en las normas de construcción TE-001 a TE-006.

**3.7.2 Características técnicas.** En redes aéreas de media tensión, se instalarán templetos 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 templetos.

Los templetos o cables de retenida quedarán 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 templete 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 45. Cables utilizados en el levantamiento de retenidas.**

DIÁMETRO NOMINAL DEL TORÓN		CANTIDAD DE HILOS	DIÁMETRO NOMINAL DE LOS ALAMBRES GALVANIZADOS		PESO APROX. (kg/km)	RESISTENCIA MECÁNICA GRADO ALTA RESISTENCIA GHS (kg)	RESISTENCIA MECÁNICA GRADO EXTRA-ALTA RESISTENCIA EHS-SGX (kg)
(pulg)	(mm)		(pulg)	(mm)			
¼	6,35	3	0,120	3,05	174	4 730	6 740
¼	6,35	7	0,080	2,03	180	4 750	6 650
9/32	7,14	3	0,130	3,30	204	5 260	7 500
9/32	7,14	7	0,093	2,36	244	6 400	8 950
5/16	7,94	3	0,145	3,68	254	6 350	9 100
5/16	7,94	7	0,104	2,64	305	8 000	11 200
3/8	9,52	3	0,165	4,19	327	8 360	11 800
3/8	9,52	7	0,120	3,05	406	10 800	15 400

Cuando otras empresas instalen conductores para diversos usos, deberán, en caso de ser necesario adicionar las correspondientes retenidas para soportar los nuevos esfuerzos a los que se verá sometida la estructura.

Los cables de acero galvanizado que serán utilizados como templetes deberán cumplir con la Norma *NTC 2145*. El Certificado de Conformidad de Producto aplica a cables de acero galvanizado usados en instalaciones eléctricas como: cables de guarda, templetes o contrapesos.

**3.7.3 Cálculo del templete o retenida.** El cálculo del calibre del templete se realiza mediante las ecuaciones 51 y 52

$$T_t = \frac{T_r}{f_s} \quad (\text{Ec.51})$$

$$T_t \cdot \text{sen}\varphi = n \cdot F_{cd} \quad (\text{Ec. 52})$$

Donde:

- $T_t$  es la tensión admisible del templete, en kg.
- $T_r$  es la tensión de rotura del templete, en kg, véase tabla 45.
- $f_s$  es el factor de seguridad, véase tabla 44.
- $\varphi$  es el ángulo existente entre el templete y el eje de la estructura, en grados.
- $n$  es el número de conductores localizados a la altura de amarre del templete.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 76 de 181

$F_{ca}$  es la fuerza debida al cambio de dirección de la línea en estructuras de ángulo véase ecuaciones 43 y 44, o la fuerza de debida al final de línea en estructuras terminales, en kg.

### 3.8 CONSIDERACIONES SÍSMICAS

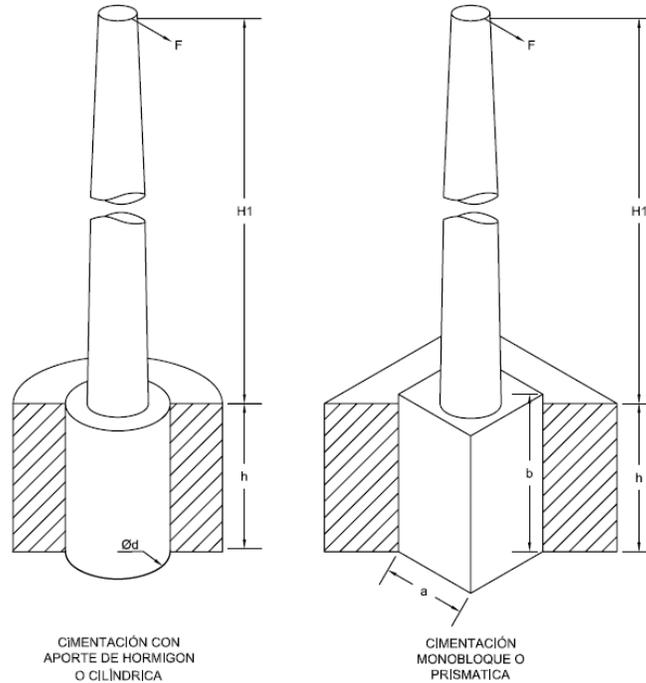
La respuesta sísmica de la estructura está íntimamente ligada a la forma como los movimientos sísmicos del terreno afectan a la estructura a través de su cimentación. Las características dinámicas del suelo subyacente, la rigidez y disposición de la cimentación y el tipo de sistema estructural interactúan entre sí para caracterizar los efectos sísmicos sobre ella. El hecho de que no se tomen en cuenta los factores anteriores puede conducir a variaciones entre la respuesta sísmica estimada y la respuesta real de la estructura según la *NSR-98*.

Para la realización de todo proyecto de líneas o redes eléctricas se debe presentar previamente un estudio geotécnico, en donde debe realizarse una exploración del subsuelo en el lugar en que se van a instalar las estructuras. El estudio geotécnico debe contemplar un informe en el cual se relacionen la exploración y los resultados obtenidos en el laboratorio, se den las recomendaciones que se deben seguir en el diseño de la cimentación, la definición de los efectos sísmicos locales, aspectos especiales a ser tenidos en cuenta, asentamientos esperados, su viabilidad en el tiempo y las medidas que deben tomarse para no afectar la construcciones y edificaciones vecinas.

Teniendo en cuenta el nivel de zona de amenaza sísmica del departamento de Boyacá y la envergadura de los proyectos de líneas y redes eléctricas en la influencia de la comunidad, el diseño sismo resistente se debe realizar mediante el método del análisis dinámico elástico contemplado en la *NSR-98*.

**3.8.1 Cimentaciones.** Toda estructura con una carga de rotura mayor a 510 kgf, debe llevar una cimentación a base de concreto. Las cimentaciones pueden ser tipo cilíndrica o prismática, dependiendo del tipo de terreno y del criterio económico (ver figura 12).

**Figura 12. Cimentación cilíndrica y prismática.**



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

$$C_S = \frac{M_e}{M_v} \quad (\text{Ec. 53})$$

Donde:  $M_e$  es el momento estabilizador total, en kg·m.  
 $M_v$  es el momento de vuelco, en kg·m.

El momento de vuelco de la cimentación viene dado por la ecuación 54:

$$M_v = F \cdot \left( H_1 + \frac{2}{3} \cdot h \right) \quad (\text{Ec.54})$$

Donde:  $F$  es el esfuerzo horizontal resultante de la sollicitación combinada, en kg.  
 $H_1$  es la altura del punto de aplicación del esfuerzo resultante con respecto al terreno, en m.  
 $h$  es la 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).

**3.8.1.1 Aporte de hormigón (cilíndrico).** Esta cimentación se realiza enterrando directamente el poste al terreno y añadiendo aporte de hormigón según las condiciones del terreno.

$$M_e = \frac{d \cdot h^3}{52,8} \cdot C_h \cdot \tan(\alpha) \quad (\text{Ec. 55})$$

Donde:

- $d$  es el diámetro de la cimentación, en m.
- $h$  es la profundidad de la cimentación, en m.
- $C_h$  es el coeficiente de compresibilidad del terreno en las paredes laterales a  $h$  metros de profundidad, en  $\text{kg/m}^3$ .
- $\alpha$  es el ángulo de rotación admisible de la cimentación, en grados. El máximo ángulo de rotación admisible es  $\alpha = 0,573^\circ$ .

**3.8.1.2 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 mediante la ecuación 56.

$$M_e = \frac{b \cdot h^3}{36} C_h \cdot \tan(\alpha) + P \cdot \left( \frac{a}{2} - \frac{\sqrt{2}}{3} \cdot \sqrt{\frac{P}{b \cdot C_k \cdot \tan(\alpha)}} \right) \quad (\text{Ec. 56})$$

Donde:

- $b$  es la altura de la cimentación, en m.
- $a$  es la base de la cimentación, en m.
- $h$  es la profundidad de la cimentación, en m.
- $C_k$  es el coeficiente de compresibilidad del terreno en fondo del macizo a  $k$  metros de profundidad, en  $\text{kg/m}^3$ .
- $\alpha$  es el ángulo de rotación admisible de la cimentación, en grados. El máximo ángulo de rotación admisible es  $\alpha = 0,573^\circ$ .
- $P$  es el 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.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 79 de 181

## 4 CONSTRUCCIÓN DE REDES EN MEDIA TENSIÓN.

Las redes aéreas o subterráneas 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 públicos domiciliarios, siempre y cuando no estén en contraposición con lo requerido en el Plan de Ordenamiento Territorial (POT) de cada ciudad. El tendido de las redes aéreas se debe hacer preferiblemente por el costado norte en las calles y por el occidente en las carreras.

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

Si un proyecto en particular requiere estructuras especiales, éstas deben estar soportadas con cálculos mecánicos, sísmicos y económicos, para que sea evaluada por personal de la EBSA E.S.P.

Los materiales y equipos que se instalen en el sistema de distribución de la EBSA E.S.P. deberán contar con el certificado de conformidad de producto según RETIE, expedido por un ente acreditado por la SIC.

### 4.1 REDES AÉREAS

**4.1.1 Generalidades.** La especificación de redes 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 construcción adjuntas al presente documento.

En la construcción de redes aéreas, se debe cumplir con lo estipulado en la resolución del Ministerio de Transporte N° 950 de 2006. *(Por la cual se dictan medidas tendientes a mejorar la seguridad vial del 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.

El vano máximo permitido para redes aéreas en media tensión en el sector urbano es de 80 m.

- a. En ningún momento los conductores deben ser sometidos a tensiones mecánicas por encima de las especificadas y el tendido en redes aéreas no debe pasar el 25% de la tensión de rotura.
- b. Deben instalarse con los herrajes apropiados para el tipo, material y calibre del conductor.
- c. En el diseño debe tenerse en cuenta el criterio de pérdidas técnicas en la selección del conductor económico.
- d. En áreas donde no se puedan garantizar las distancias de seguridad, deben utilizarse conductores aislados o semiaislados con las restricciones establecidas en capítulo 2.
- e. Los empalmes de conductores aéreos deben garantizar operar por lo menos al 90% de la tensión mecánica de rotura sin que el conductor se deslice.
- f. Los conectores o uniones con otros conductores deben ser de materiales apropiados que no produzcan par galvánicos, que pongan en riesgo de rotura el conductor.
- g. Cuando se observe deterioro del conductor por la pérdida de hilos, afectaciones por arcos o cortocircuitos que disminuyan la disminución de su tensión de rotura, deben cambiarse o tomarse las acciones correctivas.
- h. El propietario o tenedor de una red aérea debe retensionar los cables que por el uso se han distensionado y estén violando la altura mínima de seguridad. Si con esa medida no se logra la altura requerida debe ampliar la altura de las estructuras de soporte, o usar cables aislados o semiaislados. <sup>24</sup>

**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 la tabla 46.

**Tabla 46. Estructura del código en media tensión.**

-1-		-2-	-3-
X <sub>1</sub>	X <sub>2</sub>	#	###
<b>R</b>	<b>H</b>	<b>2</b>	<b>281</b>

El código está compuesto por tres partes:

- En la parte -1-. Se describe e identifica al circuito instalado en la estructura así:

<sup>24</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 27.7, Btá, agosto 30 de 2013, p. 158-159

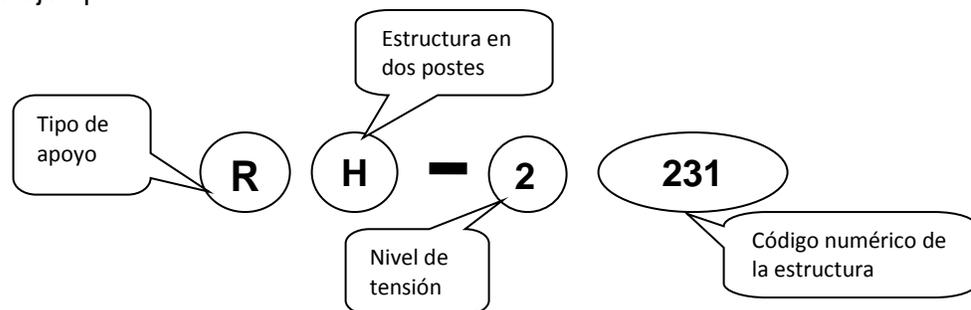
$X_1$  corresponde a la inicial del tipo de estructura instalada:  
**R** si es de Retención, **S** si es de Suspensión o **P** si es de Paso.  
 $X_2$  corresponde a una estructura en dos postes, que se indica con la letra **H**.  
 En caso de ser estructura en un solo poste, se suprime este carácter.

**Tabla 47. Codificación para el tipo de apoyo.**

TIPO DE APOYO	CÓDIGO	
	UN POSTE	DOS POSTES
Paso	P	PH
Retención	R	RH
Suspensión	S	SH

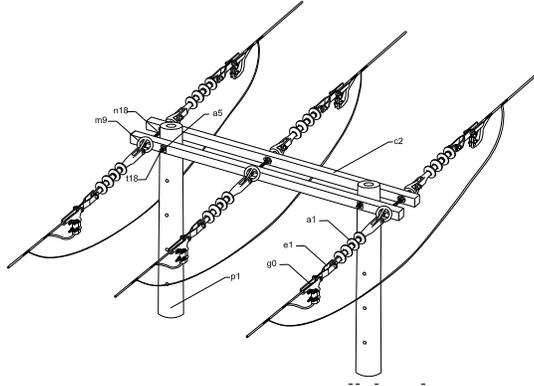
- En la parte -2-. El número indica el nivel de tensión del circuito:  
 2, para 13,2 kV.
- En la parte -3-. Se utiliza un código numérico de 3 cifras específico para cada estructura. Si la estructura existe en las normas ICEL, se toma el mismo número, en caso contrario será un número consecutivo a algún tipo de estructura similar de dichas normas.

A manera de ejemplo:



En este caso particular, el código describe una estructura de retención doble en H, para un circuito trifásico de 13,2 kV, tal como se ilustra en la figura 13.

**Figura 13. Estructura de media tensión, código RH-2231.**



**4.1.3 Detalles constructivos.** En la conformación de una estructura intervienen varios elementos constructivos como apoyos, crucetas, herrajes, templetes, 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, fibra de vidrio, madera o torrecillas, algunas de cuyas características técnicas, se encuentran en las tablas 48, 49 y 50.

**Tabla 48. Especificaciones técnicas de postes en ferroconcreto vibrados y centrifugados.**

<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES EN FERROCONCRETO VIBRADOS Y CENTRIFUGADOS</b>
<b>DIMENSIONAL</b>

Longitud total (m)	8	8	8	10	10	10	12	12	12	14	14	14
Diámetro cima (cm) +2-0,5	14,50	14,50	19,00	14,50	14,50	17,50	14,50	14,50	19,00	16,00	19,00	20,50
Diámetro base (cm) +2-0,5	26,50	26,50	31,00	29,50	29,00	32,50	32,50	32,50	37,00	37,00	40,00	41,50
Longitud de empotramiento (m)	1,40	1,40	1,40	1,60	1,60	1,60	1,80	1,80	1,80	2,00	2,00	2,00
Centro de gravedad (m)	3,23	3,24	3,38	3,89	3,90	4,00	4,55	4,55	4,78	5,36	5,44	5,55
Desviación máxima eje longitudinal (mm)	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00	20,00
<b>DATOS DE FABRICACIÓN</b>												
Volumen de concreto (m <sup>3</sup> )	0,20	0,20	0,33	0,33	0,33	0,40	0,45	0,45	0,55	0,75	0,80	0,85
Peso total (kg)	500	520	770	720	770	950	1.000	1.050	1.500	1.700	1.900	2.050
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
Limite 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	510	750	1.050	510	750	1.050	750	1.050	1.350
Carga de trabajo (kgf)	204	300	420	204	300	420	204	300	420	300	420	540
Deflexión bajo carga (mm)	198	198	198	252	252	252	306	306	306	360	360	360
Deflexión permanente (mm)	9,90	9,90	9,90	12,60	12,60	15,30	15,30	15,30	15,30	18,00	18,00	18,00
<b>NORMA TÉCNICA : NTC 1329 ISO 9001:00</b>												

**Tabla 49. Especificaciones técnicas de postes en poliéster reforzado con fibra de vidrio.**

<b>ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES EN POLIESTER REFORZADO CON FIBRA DE VIDRIO (PRFV)</b>					
Altura total del poste (m)		8	10	12	14
Profundidad de enterramiento (m)		1,40	1,60	1,80	2
Carga de operación 204 kgf	Diámetro de cima (m)	0,14	0,15	0,14	N/A
	Diámetro de base (m)	0,28	0,32	0,35	N/A

Carga de rotura 510 kgf	Peso (kg)	55	87	147	N/A
Carga de operación 300 kgf Carga de rotura 750 kgf	Diámetro de cima (m)	0,14	0,15	0,14	0,12
	Diámetro de base (m)	0,28	0,32	0,35	0,36
	Peso (kg)	61	107	159	219
Carga de operación 420 kgf Carga de rotura 1050 kgf	Diámetro de cima (m)	0,15	0,16	0,14	0,12
	Diámetro de base (m)	0,29	0,33	0,35	0,36
	Peso (kg)	79	123	172	244
Carga de operación 540 kgf Carga de rotura 1350 kgf	Diámetro de cima (m)	N/A	0,17	0,14	0,12
	Diámetro de base (m)	N/A	0,34	0,35	0,36
	Peso (kg)	N/A	148,00	222	284
<b>Para todas las</b>					
<b>Factor de seguridad: 2,5 - Conicidad: 1,8% - Norma de fabricación: ASTM D 4923-01.</b>					
<b>Los postes PRFV, están provistos de un dispositivo antigiro en la zona de empotramiento.</b>					

**Tabla 50. Especificaciones técnicas de postes de madera de eucalipto.**

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE POSTES DE MADERA DE EUCALIPTO			
LONGITUD DEL POSTE (m)	PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO (m)		
	EN TIERRA BLANDA	EN ROCA	EN ZONAS INUNDADAS
8	1,60	1,40	Rellenar con rocas o concreto pobre
10	1,70	1,50	Rellenar con rocas o concreto pobre
12	1,80	1,60	Rellenar con rocas o concreto pobre
14	2,00	1,80	Rellenar con rocas o concreto pobre
Nota: Para estructuras de retención y ángulo fuerte, aumentar la profundidad de enterramiento en un 15%.			

En terrenos donde el nivel portante del mismo no sea el adecuado, se emplearán estructuras con cimentación para la cual se deben presentar los cálculos correspondientes, según el numeral 3.8 de la presente noma. 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 estructuras se establece en la tabla 51.

**Tabla 51. Detalle de enterramiento y cimentación de postes.**

DETALLE DE ENTERRAMIENTO Y CIMENTACIÓN DE POSTES	
<i>Lc</i> :	Profundidad total de excavación y cimentación (m).
<i>Le</i> :	Profundidad de enterramiento (m).
<i>h</i> :	Altura del poste (m).

**ECUACIONES:**

$$Le = 0,1 * h + 0,6 \text{ [m]}$$

$$Lc = Le + 0,1 \text{ [m]}$$

**CIMENTACIÓN DE POSTES**

Altura del poste	Profundidad de enterramiento	Profundidad de la cimentación	Capacidad de rotura en punta (kgf)			
			510	750	1.050	1.350
<i>h (m)</i>	<i>Le (m)</i>	<i>Lc (m)</i>	Diámetro de la excavación $\Phi$ (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.** Se emplean para sostener líneas aéreas destinadas a la conducción de energía eléctrica y el equipamiento eléctrico en subestaciones de distribución de energía. Permiten distanciar y sujetar las fases en una línea de transmisión o red de distribución y se encuentran disponibles en longitudes desde 1 hasta 6 m.

- **Crucetas de madera.** Dichas crucetas deben ser fabricadas de madera preferiblemente secada en horno, a temperatura no menor a 65°C, con un contenido de humedad máximo de 20%. y tratamiento preservante como:
  - *Inmunización a presión:* El material es impregnado con preservante con una combinación de procesos y bajo condiciones que producirán materiales satisfactorios para los fines previstos.
  - *CCA-Método Boccherine:* Como preservante hidrosoluble para la Inmunización de madera, se utilizan sustancias como Cromo-Cobre-Arsénico Tipo C, CCA Tipo C y formulación de óxidos, en pasta o concentrado líquido.
- **Crucetas metálicas.** Fabricadas en ángulo galvanizado en caliente de distintos tamaños constructivos. De acuerdo con el ángulo utilizado para su fabricación pueden ser:
  - Cruceta metálica de 2½"x2½"x5/16".
  - Cruceta metálica de 3"x3"x1/4".
- **Crucetas en poliéster reforzado con fibra de vidrio.** Fabricadas a partir de perfiles tubulares por el método de poltrusión o por enrollamiento.

**Tabla 52. Especificaciones crucetas en poliéster reforzado con fibra de vidrio.**

PRUEBA	NORMA	ESPECIFICACIÓN
Absorción de agua	ASTM D570	<0,6%
Resistencia a la flexión	ASTM D790	F=750kg(CE)*
Flamabilidad	UL-94 Clase HB	<75mm7min
Dureza BARCOL	ASTM D2583	>32 Unidades
Densidad	ASTM D793	>1,70g/cm <sup>3</sup>
Resistencia a rayos solares (UV)	ASTM G53	720 horas
Envejecimiento acelerado	ASTM G53	<30%†
Temperatura de termodistorsión	ASTM D648	>100°C
Rigidez dieléctrica	ASTM G53	>8KV/mil

\*CE: Carga aplicada en cada extremo de la cruceta en forma simultánea.

†Pérdida de las propiedades mecánicas menores al 30% después de una exposición de 2500 horas de envejecimiento acelerado<sup>x</sup>.

**4.1.3.3 Herrajes.** Se consideran bajo esta denominación todos los elementos utilizados para la fijación de las crucetas y aisladores a la estructura, los de fijación del conductor al aislador, los de fijación del cable de guarda a la estructura, los de fijación de las retenidas y los accesorios del conductor, como conectores, empalmes, separadores y amortiguadores<sup>xi</sup>. Además de ser galvanizados en caliente deben cumplir los requisitos citados en los artículos 20 y 25 del RETIE.

**4.1.3.4 Templetes o retenidas.** Se deben colocar en aquellos apoyos donde el cálculo mecánico lo justifique.

Para los templetes se utilizan cables de acero galvanizado mínimo de 1/4" y deben quedar alineados de acuerdo con los cálculos mecánicos.

La varilla de anclaje para estructuras de media tensión deben 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 RL 11 de 3/8" x 3 pernos, debidamente certificadas y de la forma ilustrada en las normas de construcción TE-001, TE-003 y TE-005.

La vigueta de anclaje para las redes de distribución primaria deben ser de concreto de 15 x 15 x 60 cm, (ver normas de construcción TE-001, TE-003, TE-005), 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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 87 de 181

guardacabo de 5/16" galvanizado en caliente para la protección del cable en el punto de sujeción a la varilla de anclaje.

No se permite la instalación de templete en el sector urbano, en este caso se deben utilizar estructuras de tipo reforzado o extrarreforzado y con la cimentación calculada durante el diseño mecánico de la misma.

El tipo de retenida o templete se selecciona de acuerdo con los requerimientos y oportunidades de diseño y pueden ser:

- *Templete directo a tierra.* Los cables de retenida se deben instalar formando un ángulo no menor a 30° con el eje vertical de la estructura, (ver normas de construcción TE-001). Cuando exista más de un cable de retención que concurre en el mismo anclaje, el ángulo de 30° lo forma el cable que se sujete a mayor altura con el eje vertical de la estructura. En lugares donde haya suficiente espacio, el ángulo existente entre el cable de retenida y el eje vertical de la estructura puede tomar valores hasta 45°.

En aquellos casos en los que se sujete más de un cable a una varilla, esta se debe enterrar en línea con el cable que forme un ángulo menor con el eje vertical de la estructura, es decir, en línea con el cable que se sujete a mayor altura.

Está prohibido instalar cables de retenidas en puntos inferiores al punto de amarre de los conductores, para evitar efectos de deflexión en la estructura por mal uso de la misma.

Una alternativa para este templete, la constituye el templete cuerda de guitarra, utilizado cuando el espacio disponible alrededor del poste no es suficiente para la instalación de la varilla a prudente distancia de la base de este, tal como se ilustra en la norma de construcción TE-003.

- *Templete poste a poste.* Se utiliza cuando por ninguna razón el uso de retenida tipo directo a tierra permite conservar una distancia discreta entre vías o zonas de tránsito vehicular y el anclaje de la retenida, (ver normas de construcción TE-004, TE-005, TE-006).

Consiste en la construcción de un templete que une dos estructuras, la estructura principal a la cual se le está haciendo la retenida y la estructura auxiliar la cual debe tener una altura libre mayor a 6,6 m y estar directamente retenida a tierra en caso tal que sea necesario. La estructura auxiliar puede ser una estructura existente que debido a su resistencia soporta los nuevos esfuerzos a los que será sometida, en caso tal que se presente esta situación, se debe justificar mediante cálculos incluidos en las memorias, el uso de estas estructuras existentes.

Tanto la estructura principal como la secundaria deben llevar aisladores tipo tensor.

- *Templete pie de amigo.* Se utiliza cuando por alguna razón el lugar no permite la utilización de los templete anteriores. Debe ser una estructura que sirva de soporte a la estructura principal y conservar un ángulo mínimo de 20° entre el eje vertical de la estructura principal y eje central inclinado de la estructura auxiliar o estructura de retenida. La profundidad de enterramiento de la estructura auxiliar debe estar entre los 0,9 y 1,8 m, (ver norma de construcción TE-002).
- *Arriostramientos.* La estructura en H puede utilizarse con o sin arriostramiento en X, dependiendo de la magnitud de los esfuerzos a los que esté sometida.

Las ventajas del uso de arriostramiento son:

- Disminuye la necesidad de cables para retenidas.
- Aumenta la cargabilidad y los momentos flectores y por torsión del conjunto o estructura.
- Asegura la invariabilidad de la estructura.
- Responde adecuadamente a sollicitaciones extremas en condiciones anormales de operación.

Las dimensiones del arriostramiento se determinan según las necesidades de la estructura, justificando su selección y manteniendo una distancia mínima con respecto al nivel del terreno de 2,5 m desde la primera junta de amarre con los postes.

**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 y para su adecuada selección se deben cumplir los requisitos consignados en el numeral 20.1 y 25.6 del RETIE.

**4.1.3.6 Conductores.** Los conductores tipo cable ACSR, usados en redes de distribución 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 artículos 20 y 25 del RETIE para redes de distribución.

- *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 desenrollarse 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 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 desgastes. En ningún caso se deben arrastrar sobre las crucetas ni elementos de apoyo.

Se recomienda realizar mediciones de fuerza aplicada sobre los conductores con un dinamómetro 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 ambientales necesarias para que no presenten esfuerzos por temperatura y tensión mecánica superiores a los de 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 deben emplear preferiblemente conectores de ranura paralela x 3 tornillos. En circuitos alimentadores principales se debe emplear doble conector en cada arco.
- **Empalmes.** Se permiten empalmes entre conductores utilizando la unión western siempre y cuando estos no se sometan a grandes esfuerzos mecánicos, de lo contrario se deberán utilizar conector de compresión por tensión tipo tubular, de dimensión acorde con el calibre del conductor. Sin embargo, en vanos superiores a 500 m, no se recomiendan empalmes de ninguna naturaleza entre conductores. Para el cierre de arcos en estructuras de retención, se deben utilizar dos conectores de compresión en cada unión.
- **Conexión de fases.** La secuencia de fases es el orden en que las tres tensiones de un sistema trifásico aparecen, por ejemplo ABC o BAC. Siempre que se desconecte un transformador o se instale uno nuevo, se deberá verificar previamente a la conexión de la carga, mediante un secuencímetro, 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 conectan en paralelo.
  - Determinar que la secuencia de fase no cambie cuando un banco de transformadores trifásicos es reemplazado.
  - Determinar las conexiones apropiadas para los medidores de energía.

**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, la carcasa y neutro del transformador, condensadores, reguladores y equipos de maniobra. La resistencia de puesta a tierra, en ningún caso deberá superar los 10  $\Omega$ .

En caso de no cumplir con este valor, se debe acudir a cualquier alternativa tecnológica reconocida, contrapesos o material artificial que no pierda sus características conductoras, para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones.

El sistema de puesta a tierra y todos sus elementos accesorios, se regirá por lo establecido en el artículo 15 del RETIE y complementado en el numeral 2.9 del presente documento.

**4.1.5 Servidumbres.** Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno<sup>xiii</sup>.

Cuando se requiere cruzar terrenos particulares, la EBSA E.S.P. exigirá la expedición de los respectivos 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 el numeral 22.2 del RETIE.

## **4.2 REDES SUBTERRÁNEAS**

**4.2.1 Generalidades.** De acuerdo con las disposiciones establecidas en el POT de cada municipio del área de influencia de la EBSA E.S.P. y las características viales o del área donde se requiera la expansión del sistema eléctrico, será necesario evaluar la posibilidad de construir redes aéreas. En caso contrario o si el aspecto primordial es mantener la presentación estética del entorno, se debe recurrir sin excepción, a la construcción de redes subterráneas. Los aspectos técnicos se rigen por lo establecido en el numeral 25.7.2 del RETIE.

Los conductores en redes subterráneas de media tensión se deben proteger contra la torsión, el pandeo, la tracción, la presión y las curvas muy pronunciadas.

Los planos constructivos de las redes subterráneas, referenciados en las normas de construcción comprenden las especificaciones para: caracterización de vías, cámaras y ductos, cables y transiciones.

**4.2.2 Zanjas.** Las canalizaciones deben ir preferiblemente en andenes y zonas verdes, evitando en lo posible la ubicación de canalizaciones en vías vehiculares. Las canalizaciones de la red de media tensión no deben cruzarse con las canalizaciones de la red de baja tensión, ni con las de otros sistemas de servicios públicos.

La profundidad de las zanjas debe tener en cuenta los requerimientos de esfuerzos a que puedan estar sometidos los ductos según el sitio donde estén instalados. Si al hacer la excavación de la zanja se encuentra en el fondo, material de mala calidad como arcillas expansivas por ejemplo, se debe extraer y rellenar con recebo compactado en una profundidad de sobre excavación de 30 cm.

El fondo de la zanja debe ser uniforme y debe compactarse para evitar posibles pandeos de la canalización. Se debe colocar una capa de arena con un espesor mínimo de 10 cm en el fondo de la zanja, garantizando el recubrimiento total del ducto o ductos instalados.

Como señal preventiva de presencia de ductos eléctricos se debe colocar a lo largo de la zanja a una profundidad mínima de 20 cm de la superficie del relleno, una banda plástica especificada para la señalización, tal como se ilustra en la norma CD-2005.

Debe mantenerse una distancia útil mínima de 0,20 m entre el borde externo del conductor y cualquier otro servicio (gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, entre otros). Si ésta distancia no puede ser mantenida, se deben separar en forma efectiva las instalaciones a través de una hilera cerrada de ladrillos u otros materiales dieléctricos resistentes al fuego y al arco eléctrico, de por lo menos 5 cm de espesor.<sup>25</sup>

En terrenos planos, los ductos se deben instalar con una pendiente mínima del 0,1% hacia las cajas de inspección<sup>xiv</sup>.

En cuanto al número de ductos, para Media Tensión se deben instalar como mínimo seis ductos de 4" o 3" y para Baja Tensión se deben instalar mínimo 3 ductos.

Para determinar el número máximo de conductores por ducto se toman como referencia los valores consignados en las tablas 53 y 54.

**Tabla 53. Selección del diámetro de ductos.**

CALIBRE DE CONDUCTOR CIRCUITO TRIFÁSICO: -DENOMINACIÓN(AWG O MCM) -DENOMINACIÓN mm <sup>2</sup>	NIVEL DE TENSIÓN	DUCTO PVC PARA CANALIZACIONES	DUCTO METÁLICO EMT PARA BAJANTES O AFLORAMIENTO
2, 2/0, 4/0 AWG y 300 MCM 15kV	13,2 kV	3" y 4"	3" y 4"
35, 70, 120, 150 mm <sup>2</sup> 15 Kv			

<sup>25</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 25.7.2, Btá, agosto 30 de 2013, p. 159

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 92 de 181

4, 2, 1/0, 2/0, 4/0 AWG y 300, 350, 400, 500 MCM, 600 V 25, 35, 70, 95, 120, 150, 185, 240 mm <sup>2</sup>	208/120 V	3" y 4"	4", 3", 2" y 1½" (*)
6, 4 y 2 AWG, 600 V Alumbrado público. 16, 25 y 35 mm <sup>2</sup>	208/120 V	3"	3", 2", 1½" y 1" (*)

**Tabla 54. Porcentaje de sección transversal en tubos conduit, para el llenado de conductores.**

NÚMERO DE CONDUCTORES	1	2	MÁS DE 2
Todos los tipos de conductores	53%	31 %	40 %

Para realizar la compactación sobre la arena, se puede utilizar tierra de la misma excavación compactada en capas de 5 cm, recebo compactado y el acabado final según el tipo de terreno en el cual se haya efectuado la excavación. La reposición de zonas pavimentadas que se deterioren por la construcción de canalizaciones deberá ejecutarse de acuerdo con las especificaciones dadas por la Secretaría de Obras Públicas o el organismo encargado en cada municipio, cumpliendo con la reglamentación vigente.

**4.2.3 Ductos.** El extremo de los ductos dentro de las cajas de inspección y subestaciones interiores debe tener los bornes redondeados y lisos para evitar daño a los conductores, ver norma de construcción CD-2002.

El interior de los ductos tendrá un acabado lo más terso posible y libre de asperezas o filos que puedan dañar los conductores. La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura permita instalar los conductores sin causarles daño. Se prohíbe el uso de tubería galvanizada tipo agua potable.

Los ductos a la entrada de cajas de inspección o recintos, deben quedar en terreno bien compactado o soportados adecuadamente para evitar esfuerzos cortantes en los mismos. Los ductos de reserva deben taponarse en sus extremos de manera adecuada, con el fin de mantenerlos libres de basura, tierra, etc.

El ducto en ningún caso debe terminar directamente en la embocadura de la caja de inspección y la distancia mínima entre el piso de la caja y la parte inferior del ducto o banco de ductos será de 20 cm, tal como se ilustra en las normas de construcción CD-2008 y CD-2009.

Antes de tender los conductores, los ductos deberán ser sellados provisionalmente empleando tapones adecuados al diámetro del ducto e inmediatamente antes de proceder al tendido, deberán limpiarse cuidadosamente los ductos que vayan a ser empleados en la canalización.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 93 de 181

En exteriores, se debe utilizar exclusivamente tubería conduit metálica galvanizada.

La unión de ductos de PVC se hará mediante soldadura para este tipo de ducto y para ductos metálicos será mediante uniones metálicas. Se debe evitar el uso de materiales que puedan penetrar al interior de los ductos, formando protuberancias que al solidificarse puedan causar daño a los conductores.

**4.2.4 Cajas de inspección.** Las cajas de inspección de piso deben estar espaciadas a lo sumo cada 40 m en línea recta, e instalarse en todo cambio de dirección o de pendiente contraria, en las transiciones de tipos de cables, en las conexiones de cargas o equipos y en las derivaciones.

La base de las cajas de inspección será en gravilla. En la caja de mayor profundidad de cada tramo se debe construir desagüe en tubería mínimo de (3/4") y conectarse preferiblemente a la red de aguas lluvias. Se debe garantizar que el agua fluya desde las otras cajas hacia la caja que posee tubería de desagüe.

La caja de inspección en los afloramientos, debe estar separada de la estructura, mínimo 0,5 m y las características constructivas para cada caso, se ilustran en las normas de construcción CD-2007 a CD-2015.

Para las cajas ubicadas en los andenes, las tapas podrán ser de ferro concreto o polipropileno de alto impacto, de forma rectangular. En el caso del ferroconcreto, se utilizarán tapas con resistencia de 3000 PSI en andenes o vías peatonales y 3500 PSI, para las cajas ubicadas en las vías vehiculares.

Los detalles constructivos de marco y tapas para cada tipo de caja, se encuentran en la norma CD-2010 y la marcación de las mismas en la norma CD-2011.

**4.2.5 Conductores.** Los conductores utilizados en redes subterráneas de media tensión, deben contar con aislamiento en polietileno reticulado o de cadena cruzada (XLPE).

Para la instalación de los conductores, se deben identificar las fases antes de su tendido mediante cintas de colores.

En canalizaciones con líneas primarias existentes energizadas o no, deberá tenerse la debida precaución para la instalación de los conductores XLPE, de tal forma que no hagan contacto con las otras líneas de distribución y no causen esfuerzos sobre ellas. En pendientes fuertes los cables deben instalarse de la parte alta hacia la parte baja, reduciendo de ésta manera los esfuerzos mecánicos.

Cuando un conductor es sometido a tensiones puede presentar alargamientos que originan espacios vacíos los cuales son puntos de deterioro por efecto corona. Para el

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 94 de 181

control de la tensión mecánica de halado se debe emplear un dinamómetro debidamente calibrado por una entidad acreditada para tal fin por la SIC. Las tensiones mecánicas máximas permisibles a las que se deben someter los cables, no deberán rebasar los límites recomendados por los fabricantes.

La tensión mecánica de halado de un cable se debe realizar bajo la menor de las siguientes condiciones:

- Tensión mecánica permisible en el conductor.
- Tensión mecánica permisible en el dispositivo de tracción.
- Presión lateral permisible.

Las radios mínimos de curvatura permitidos en la instalación de cables de energía en la distribución subterránea en el nivel de media tensión son de 12 veces el diámetro total del cable.

Se debe garantizar en lo posible que los conductores para redes subterráneas en media tensión, no permanezcan sumergidos en agua, por lo cual se deberá diseñar un plan de mantenimiento para la red.

Se permite el uso de conductores de aluminio en redes subterráneas de baja y media tensión siempre que el cable este certificado para uso subterráneo, sea instalado por profesionales competentes y se cumpla una norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC, tanto del producto como en la instalación.<sup>26</sup>

**4.2.6 Terminales premoldeados.** La terminación del conductor deberá efectuarse siempre con conectores terminales premoldeados uso exterior o interior, según el caso. Los conectores tipo exterior siempre deberán instalarse y permanecer en posición vertical con el fin de que permitan evacuar el agua residual, producto de lluvias o salpicaduras y evitar la filtración hacia las capas internas del conductor.

La unión entre conductores debe evitarse al interior de los ductos, pero en caso de que esto sea inevitable, se deben utilizar conectores premoldeados de tipo tubular.

La derivación de conductores o circuitos ramales en media tensión, siempre debe realizarse mediante el uso de barrajes preformados para media tensión, con todos sus accesorios dispuestos físicamente tal como se ilustra en las normas de construcción CD-2014 y CD-2015.

**4.2.7 Puesta a tierra de conductores.** Las pantallas electrostáticas de los cables deben estar puestas a tierra en el extremo exterior del conductor y aterrizadas a un electrodo

<sup>26</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 25.7.2, Btá, agosto 30 de 2013, p. 160

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 95 de 181

instalado en la caja de inspección más cercana, mediante un cable de cobre aislado de color verde, calibre 14 AWG. El electrodo tipo varilla, será de cualquier material de los establecidos en la tabla 15.2 del RETIE con una longitud mínima de 2,4 m.

**4.2.8 Identificación y rotulado.** Todos los conductores y cables además de las marcaciones de fábrica, deberán acompañarse de una placa en acrílico asegurada mediante una amare plástico. Dicha lámina en acrílico de 100x50 mm debe contener la siguiente información: Número y nombre del circuito, nombre de la subestación de la que proviene, tensión nominal, nodo, fecha y nombre del contratista que intervino el circuito. Para la adecuada marcación de circuitos se debe tener en cuenta la norma de construcción CA-2001.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 96 de 181

## 5 DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES.

Este capítulo trata el diseño y construcción de subestaciones de media tensión aéreas, de patio, pedestal, capsulada y subterráneas que formen parte de las redes de distribución operadas por la EBSA E.S.P. y deben cumplir en su totalidad, con lo contemplado en el capítulo V del RETIE.

### 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 EBSA E.S.P., deben corresponder a alguno de los valores indicados en la tabla 55.

**Tabla 55. Niveles de tensión normalizados para transformadores de distribución.**

NIVELES DE TENSIÓN (V)		TIPO DE SUBESTACIÓN
MEDIA	BAJA	
13 200	208/120	Urbana sector residencial
13 200	214/123	Urbana sector residencial
13 200	240-120 <sup>(1)</sup>	Monofásica o para el sector rural
13 200	220/127	Urbana sectores residencial e industrial
13 200	440/254	Sector industrial

*Nota:*

1. Transformador monofásico con tap central en el secundario.

La conexión de centros de transformación se efectuará a 13,2 kV, siempre y cuando la capacidad instalada no supere los 800 kVA.

### 5.2 SUBESTACIONES AÉREAS

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

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

- a. Se podrán instalar subestaciones con transformador en poste, sin ningún tipo de encerramiento, siempre que no supere 250 kVA ni 800 kgf de peso. Los transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y con un peso inferior a 600 kgf, se deben instalar en un solo poste que tenga una resistencia de rotura no menor a 510 kgf; transformadores de potencia superior a 112,5 y menor o igual a 150 kVA con pesos menores a 700 kgf, se deben instalar en un solo poste con carga de ruptura no menor a 750 kgf, transformadores de potencia mayores a 150 kVA y menores o iguales a 250 kVA preferiblemente se deben instalar en un solo poste de resistencia no menor a 1050 kgf. En áreas urbanas se debe evitar el uso de estructuras con doble poste para la instalación de transformadores, ya que generan mayor impacto visual e incomodidad en la movilidad.
- b. En instalaciones rurales, pequeños caseríos los transformadores menores o iguales a 25 kVA podrán instalarse en postes de madera, con resistencia de rotura menor a 510 kgf. En todos los casos se debe hacer un análisis de esfuerzos y garantizar la estabilidad mecánica de la estructura. Igualmente se deben atender las normas de planeamiento municipal o distrital, sobre uso del suelo y espacio público y propiciar que la subestación no genere contaminación visual, especialmente cuando se comparte la infraestructura con otros servicios.
- c. Toda subestación tipo poste debe tener por lo menos en el lado primario del transformador protección contra sobrecorrientes y contra sobretensiones (DPS).
- d. El DPS debe instalarse en el camino de la corriente de impulso y lo más cerca posible de los bujes del transformador.
- e. El transformador debe tener el punto neutro y la carcasa sólidamente conectados a tierra.
- f. En la instalación se debe garantizar que se cumplan las distancias de seguridad que le apliquen, establecidas en el artículo 13º del RETIE.
- g. Los elementos de fijación del transformador deben soportar por lo menos 2,5 veces el peso de este.
- h. Las conexiones en media tensión, deben tener una forma y rigidez mecánica que no les permita moverse con el viento o vibraciones, de tal forma que las ponga en contacto con partes que no se deben energizar, o acercamientos que produzcan arcos eléctricos.
- i. Con el fin garantizar la seguridad tanto del personal del OR, como del público en general, se deben cumplir los requisitos de puesta a tierra que le apliquen, establecidos en el artículo 15º del RETIE.
- j. El DPS que protege el transformador debe instalarse cumpliendo la Figura 4. <sup>27</sup>

<sup>27</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 24.3, Btá, agosto 30 de 2013, p. 153

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 98 de 181

**5.2.2 Equipo de protección y maniobra.** Los transformadores en subestaciones aéreas deben protegerse contra sobrecorrientes y sobretensiones.

Para la protección contra sobrecorrientes, se utilizarán seccionadores porta fusible 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 y según la aplicación indicada en la tabla 12.

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 y aguas abajo de los cortacircuitos.

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

Todos los transformadores instalados en las redes de distribución de la EBSA E.S.P. deben ser auto protegidos, con un BIL mínimo de 95 KV. Sin embargo, en zonas de alto nivel cerámico se analizará la posibilidad de instalar transformadores con BIL de 150 kV y pararrayos tipo Franklin, con el fin de conducir a tierra, las eventuales descargas atmosféricas sobre la estructura.

**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 2.7 del presente documento, en subestaciones aéreas 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 lo establece el RETIE.

En estructuras en ferro concreto, la bajante puede ser de tipo interior o exterior. Para la tipo interior, el poste debe poseer tubería conduit interna de 1/2" 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 1/2" y una altura no inferior a 3 m. El tubo metálico galvanizado debe estar sujeto al poste mediante dos amarres con cinta bandit de 5/8". Ver norma de construcción, GE-006.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 99 de 181

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 4 AWG, tal como se establece en la tabla 56.

**Tabla 56. Calibres mínimos para conductor de puesta a tierra – bajante del neutro y carcasa del transformador.**

Calibre del mayor conductor de entrada de acometida en baja tensión o equivalente en paralelo		Calibre del conductor en cobre del electrodo de puesta a tierra (AWG)
Cobre	Aluminio	
≤ 2	≤ 1/0	4
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	4
2/0 ó 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 1100 kcmil	1000 a 1750 kcmil	2/0
≥ 1200 kcmil	≥ 1800 kcmil	3/0

**5.2.4 Formas constructivas.** Los detalles constructivos de las subestaciones aéreas se observan en las normas de construcción de redes de distribución, estructuras referenciadas en la tabla 57.

**Tabla 57. Planos de detalles constructivos de subestaciones aéreas.**

PLANO DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
CT-2011	Montaje de transformador monofásico autoprotegido derivado de red trifásica.
CT-2012	Montaje de transformador monofásico autoprotegido con final de circuito.
CT-2013	Montaje de transformador trifásico autoprotegido derivado de red trifásica.
CT-2014	Montaje de transformador trifásico autoprotegido final de circuito.
CT-2021	Montaje de transformador monofásico autoprotegido derivado de red trifásica en H.
CT-2022	Montaje de transformador monofásico autoprotegido con final de circuito en dos postes.
CT-2023	Montaje de transformador trifásico autoprotegido hasta 250kVA derivado de red trifásica.
CT-2024	Montaje de transformador trifásico autoprotegido hasta 250 kVA con final de circuito.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 100 de 181

### 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 300 kVA, en casos en los cuales no es viable la instalación de una subestación de pedestal o capsulada.

En los espacios en los cuales se encuentren 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 (Tabla 23.1 para 13.2 KV RETIE) y las entradas a tales espacios deben exhibir las señales de riesgo correspondientes, según las especificaciones del numeral 6.2 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 de 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.

El área de la subestación debe tener un nivel medio de iluminación no inferior a 100 luxes para condiciones de trabajo y no inferior a 50 luxes bajo condiciones normales.

**5.3.2 Equipo de protección y maniobra.** Los transformadores deben protegerse contra sobrecorrientes y sobretensiones, de forma similar a lo establecido en la sección 5.2.2. 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 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 el artículo 15 del RETIE.

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 por la malla.

**5.3.4 Formas constructivas.** Los detalles constructivos de la subestación tipo patio, se observan en la norma de construcción CT-2031.

## 5.4 SUBESTACIONES DE PEDESTAL O PAD-MOUNTED

**5.4.1 Generalidades.** Se deben instalar sobre pedestal los transformadores, en casos en los cuales no es posible la construcción de subestaciones aéreas o cuando no existe disponibilidad de espacios para la instalación de una subestación de patio o capsulada.

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 prevea que la temperatura exterior del cubículo supere en 45 °C la temperatura ambiente, debe instalarse una barrera de protección para evitar quemaduras y colocar avisos que indiquen la existencia de una superficie caliente.

El transformador puede ser aislado 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 poseer 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, por 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 bajo 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 TR-2001 y TR-2002. El transformador debe ser de tipo autoprotegido.

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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 102 de 181

**5.4.4 Formas constructivas.** Los detalles constructivos de subestaciones de pedestal o pad-mounted, se encuentran de forma explícita en las normas de construcción referenciados en la tabla 58.

**Tabla 58. Planos de detalles constructivos de subestaciones de pedestal.**

PLANO DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
CT-2041	Obra civil para subestación de pedestal
CT-2042	Base para subestación de pedestal
CT-2043	Montaje de subestación de pedestal
CT-2044	Disposición de fusibles subestación de pedestal

## 5.5 SUBESTACIONES DE TIPO INTERIOR O EN EDIFICACIONES

**5.5.1 Generalidades.** Las celdas correspondientes a los diversos elementos que componen las subestaciones tipo interior, deben estar alojadas en un recinto cerrado, protegidas contra agentes externos como agua, lluvia o sol. En el local de instalación no se permite el almacenamiento de materiales inflamables, las obras civiles como cárcamos y base para la subestación, debe contemplar una zona de recolección de líquidos y sistema de extinción contra incendios. El acceso al local debe estar restringido y poseer las señales de riesgo correspondientes.

El recinto, debe contar con una ventilación adecuada para disipar las pérdidas del transformador a plena carga sin dar lugar a aumentos de temperatura que superen sus valores nominales. La subestación debe poseer celdas independientes para seccionamiento, protección, medición, transformador, equipo de compensación e instalación del tablero de baja tensión, todos provistos con enclavamiento mecánico por razones de seguridad y guardando las distancias mínimas para el aislamiento de los equipos. De igual forma, el recinto de ubicación de la subestación interior debe tener como mínimo un nivel de iluminación medio de 100 luxes.

**5.5.2 Equipo de protección y maniobra.** Las subestaciones interiores deben poseer elemento de corte o seccionamiento con capacidad para ser conmutado desde el exterior. Dichos seccionadores serán de tipo dúplex o triplex, dependiendo de la configuración del sistema de distribución alimentador, alojados en la celda de seccionamiento independiente.

Para la protección contra sobrecorrientes se utilizarán fusibles limitadores de corriente tipo HH, con elemento percutor, seleccionados con base en la capacidad nominal del transformador y alojados en la respectiva celda de protección.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 103 de 181

En el punto de derivación de la acometida subterránea se deben instalar seccionadores porta fusibles tipo cañuela y descargadores para sobretensión, tal como se indica en las normas de construcción TR-2001 y TR-2002.

a. En toda edificación que requiera subestación, debe destinársele el espacio con las dimensiones apropiadas de acuerdo al tipo de subestación de acuerdo a RETIE.

b. En las subestaciones dentro de edificios, el local debe estar ubicado en un sitio de fácil acceso desde el exterior, localizado en áreas comunes, con medios apropiados que faciliten la entrada y salida de los equipos, para permitir a los profesionales competentes las labores de mantenimiento, revisión e inspección.

c. En subestaciones y cuartos eléctricos debe asegurarse que una persona no autorizada no pueda acceder a las partes energizadas del sistema, ni tocándolas de manera directa ni introduciendo objetos que lo puedan poner en contacto con un elemento energizado.

d. Para prevenir accidentes por arcos eléctricos al interior de la subestación, debe cumplir los siguientes requisitos:

- Las celdas deben cumplir los requerimientos de protección establecidos en el numeral 20.23.2 del RETIE.

- Las puertas deben tener seguros y permanecer cerradas.

- Todos los elementos fijos deben estar debidamente, soportados o asegurados que no se presente desprendimientos.

- No deben colocarse elementos combustibles o que propaguen el fuego dentro del alcance de un arco eléctrico.

- Las mallas y cerramientos deben estar sólidamente conectados a tierra.

e. Toda subestación alojada en cuartos debe disponer del número y forma apropiada de salidas de emergencia, para evitar que un operador quede atrapado en caso de un accidente.

f. Toda subestación eléctrica alojada en cuartos, sótanos, debe contar con los elementos de drenaje o bombeo que impida la inundación; en caso que esta condición no se pueda garantizar, el equipo debe ser tipo sumergible.

g. Los equipos eléctricos de la subestación o de cuartos eléctricos deben estar separados de la planta de emergencia por un muro o barrera que impida el acercamiento de personas no calificadas a elementos energizados.<sup>28</sup>

<sup>28</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 24.2, Btá, agosto 30 de 2013, p. 152

### 5.5.3 Bovedas, Puertas Cortafuego, Compuertas de Ventilación y Sellos Cortafuego.

**5.5.3.1 Bovedas.** Las bóvedas para alojar transformadores refrigerados con aceite mineral, independiente de su potencia o transformadores tipo seco con tensión mayor a 35 kV, deben cumplir los requisitos de la Sección 450 de la NTC 2050 y los del numeral 20.4.1 que define el RETIE.

**5.5.3.2 Puertas Cortafuego.** Para efectos del presente reglamento, las puertas cortafuego deben cumplir con los siguientes requisitos adaptados de las normas NFPA 251, NFPA 252, NFPA 257, NFPA 80, ANSI A156.3, UL 10 B, ASTM A653 M, ASTM E152 y EN 1634 -1 y los del numeral 20.4.2 que define el RETIE.

**5.5.3.3 Compuerta de Ventilación.** Las compuertas de ventilación (dámper) y fusibles, deben cumplir una norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC que les aplique.

**5.5.3.4 Sellos Cortafuego.** Los sellos cortafuego, deben cumplir una norma técnica internacional, de reconocimiento internacional o NTC que les aplique.  
Parágrafo: Cuando los aceites refrigerantes de los transformadores tengan mayor temperatura de ignición a la de los aceites minerales, los tiempos de resistencia al fuego de las bóvedas y puertas cortafuego, será las que determinen normas técnicas internacionales o de reconocimiento internacional para este propósito.<sup>29</sup>

**5.5.4 Sistema de puesta a tierra.** En cada uno de los módulos o compartimientos se debe incluir un barraje para conexión a tierra de todas las partes metálicas no conductoras de corriente, incluyendo el neutro y la carcasa del transformador. Así mismo en los extremos del cable XLPE, se deberán aterrizar las pantallas de cobre mediante un cable de Cu mínimo de calibre N° 14 AWG, conectado a la malla de puesta a tierra, en la base de la subestación.

**5.5.5 Formas constructivas.** En la tabla 59, se referencian los planos que contienen los detalles constructivos de las subestaciones capsuladas.

**Tabla 59. Planos de detalles constructivos de las subestaciones tipo Interior.**

PLANO DE REFERENCIA	DESCRIPCIÓN
CT-2051	Celda triplex entrada – salida y protección
CT-2052	Celda dúplex entrada – salida
CT-2053	Celda de protección

<sup>29</sup> MME, Reglamento Técnico de instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 Art 20.4, Btá, agosto 30 de 2013, p. 97

CT-2053-A	Celda de protección vista isométrica
CT-2054	Celda de medida y protección
CT-2054-A	Celda de medida y protección vista isométrica
CT-2055	Celda para transformador
CT-2055-A	Celda para transformador- dimensiones
CT-2056	Subestación capsulada con final de circuito
CT-2057	Subestación capsulada con celda entrada salida
CT-2058	Bóvedas para centros de transformación compuertas cortafuego.
CT-2059	Bóvedas para centro de transformación pasamuros a prueba de fuego.
CT-2060	Puerta Cortafuegos para bóveda de transformador.
CT-2061	Local para transformador en aceite.

Para especificaciones adicionales con respecto a subestaciones, remitirse al artículo 20.4 y Capítulo 6 del RETIE.

## 5.6 SUBESTACIONES SUBTERRÁNEAS

En casos especiales, en los cuales no sea posible la implementación de alguna de las formas constructivas descritas con anterioridad, se puede optar por las subestaciones subterráneas, las cuales por sus características y capacidades se instalan bajo el nivel del piso en la vía pública o en un predio particular.

Todos los equipos alojados allí como transformadores, seccionadores y demás, deben estar diseñados para operar aún bajo condiciones extremas de inundación. Las conexiones eléctricas no deben poseer partes vivas expuestas (frente muerto) tanto en media como en baja tensión. La conexión de la red primaria al transformador, se efectuará mediante cable XLPE y codos premoldeados desconectables bajo carga y el elemento de seccionamiento debe ser en aceite o en vacío, tipo sumergible y con palanca de accionamiento exterior bajo carga.

Las partes metálicas no conductoras de todos los equipos eléctricos deben estar debidamente puestas a tierra.

Se recomienda que este tipo de subestación este provista de un pozo de achique de 50 cm x 50 cm x 50 cm, provisto de una bomba de extracción automática de agua, comunicada con el colector de aguas lluvias mediante un tubo de 2" de diámetro mínimo.

En este caso, para el cálculo y dimensionamiento de la subestación, por tratarse de recintos especiales o a prueba de explosión, se debe consultar la reglamentación internacional vigente.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 106 de 181

En las normas de construcción, CD-2012 y CD-2013, se ilustra la forma constructiva para esta subestación.

## 5.7 SELECCIÓN Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

**5.7.1 Protección de transformadores.** Todos los transformadores deben protegerse contra sobrecorrientes y sobretensiones.

**5.7.1.1 Protección contra sobrecorrientes.** La protección contra sobrecorrientes en transformadores debe evitar daños en los equipos como consecuencia de cortocircuitos 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 la selección recomendada en las tablas 60 y 61.

**Tabla 60. Elementos de protección lado de alta del transformador.**

POTENCIA DEL TRANSFORMADOR	PROTECCIÓN LADO DE ALTA (PRIMARIO)
$< 5$ MVA	Fusible
$\geq 5$ MVA	Relé - Interruptor

*Nota:*

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

**Tabla 61. Elementos de protección lado de baja del transformador.**

TIPO DE CONDUCTOR CIRCUITO SECUNDARIO	PROTECCIÓN LADO DE BAJA (SECUNDARIO) <sup>(1)</sup>
Red abierta	DPS en BT
Aislados red trenzada o red subterránea	DPS en BT

*Nota:*

1. Esta protección hace referencia a la de alimentación del barraje principal secundario, si existe, y no a los circuitos. Para el ajuste de esta protección se debe

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 107 de 181

tener en cuenta principalmente la protección del transformador y la coordinación con elementos aguas abajo.

- **Coordinación entre elementos de protección.** Los tiempos y criterios de coordinación entre los diferentes elementos de protección se deben establecer en concordancia con lo establecido en el numeral 2.5.1 de la presente norma.

**5.7.1.2 Protección contra sobretensiones.** Para protección de transformadores contra sobretensiones se consideran 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. Las especificaciones para descargadores de óxido metálico se detallan en el numeral 2.5.2.

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 4 AWG.

**5.7.1.3 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 aceite y devanados.
- Sensores de nivel de aceite.
- Respirador de sílica-gel.

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

**5.7.2 Protección de circuitos.** La protección contra sobrecorrientes y sobretensiones de los circuitos de salida en media tensión de una subestación, debe efectuarse de acuerdo con los criterios establecidos en los numerales 2.5.1 y 2.5.2.

## 5.8 CONSTRUCCIÓN DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

**5.8.1 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 alternativamente se pueden utilizar electrodos de acero recubierto en cobre, tal como lo establece el 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  $10 \Omega$ .

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 cúbicas, 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 2.7.2 de la presente norma.

**5.8.2 Parámetros de diseño.** 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, medida con base a lo establecido en el numeral 2.7.2.
- Máxima corriente de cortocircuito a tierra.
- Máximo tiempo de despeje de falla.
- Factor de crecimiento de la subestación.

**5.8.3 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  $10 \Omega$ .

Para el cálculo de las tensiones tolerables se debe tener en cuenta una resistencia del cuerpo humano de  $1000 \Omega$  y cada pie como una placa de  $200 \text{ cm}^2$  con una fuerza equivalente de  $250 \text{ N}$ . 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.

## **5.9 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS.**

Las subestaciones a  $13,2 \text{ kV}$  y  $34,5 \text{ kV}$  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.

**5.9.1 Protección con cables 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 en acero galvanizado con un calibre mínimo de  $1/4''$ .

Si es factible desde el punto de vista técnico y económico, el sistema de cables 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.

**5.9.2 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.

**5.9.3 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 sistema de 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.

## 5.10 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 incluyen 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 62.

**Tabla 62. Distancias dieléctricas mínimas fase-tierra y fase-fase**

TENSIÓN NOMINAL (kV <sub>RMS</sub> )	DISTANCIA MÍNIMA FASE - FASE (m)	DISTANCIA MÍNIMA FASE - TIERRA (m)
13,2	0,30	0,18
34,5	0,38	0,32

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 111 de 181

*Nota:*

1. Las distancias de la tabla 62 corresponden a valores mínimos entre partes rígidas y conductores desnudos rígidos en instalaciones accesibles únicamente a personal calificado.
2. Las distancias de la tabla 62 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 62 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 2.61.

### **5.11 REQUISITOS PARA INSTALACIÓN Y CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES**

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 resistente 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.
- Año de fabricación.
- Clase de transformador.

- Número de fases.
- Diagrama fasorial.
- Frecuencia nominal.
- Tensiones nominales y número de derivaciones.
- Corrientes nominales.
- Impedancia de cortocircuito.
- 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, número de derivaciones.
- Corrientes nominales.
- Impedancia de cortocircuito.
- 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.

## **5.12 PLANTAS DE EMERGENCIA**

En todos los edificios de atención o prestación de algún servicio al público, con alta concentración de personas, es decir, que pueda concentrar más de 100 personas por piso o nivel, se debe instalar un sistema de emergencia para el suministro de energía.

Estos sistemas están destinados a suministrar energía eléctrica automáticamente dentro de los 10 segundos siguientes al corte, a los sistemas de alumbrado y fuerza para áreas y equipos previamente definidos, y en caso de falla del sistema destinado a alimentar circuitos esenciales para la seguridad y la vida humana.

Los sistemas de emergencia deben suministrar energía a las señales de salida, sistemas de ventilación, detección y alarma de sistemas contra incendio, bombas contra incendio, ascensores, sistemas de comunicación, procesos industriales y demás sistemas en los

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 113 de 181

que la interrupción del suministro eléctrico pueda producir serios peligros para la seguridad de la vida humana.

Los grupos de baterías de acumuladores deben proveerse con un cargador automático en los sitios donde se requiera respaldo adicional de energía. Este sistema debe proveer autonomía por 60 minutos a plena carga sin que la tensión baje del 87,5% de su valor nominal. Adicionalmente, cuando aplique, en el cuarto de la planta de emergencia debe disponerse de tomacorrientes para el precalentamiento o para cualquier otro uso necesario.

Las subestaciones para el servicio de lugares con alta concentración de personas no deben contener transformadores con aislamiento en aceite a menos que estén confinados en una bóveda con resistencia al fuego mínimo de tres horas.

En instalaciones que requieran planta de emergencia, las cargas esenciales se deben alimentar desde un barraje independiente con doble alimentación desde el transformador y la planta. Este barraje debe poseer elementos de corte provistos de enclavamiento electromecánico para el suministro alternativo suministro desde cualquiera de las fuentes. Para el diseño y montaje de plantas de emergencia debe tenerse en cuenta lo establecido en el capítulo 7 de la NTC 2050.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 114 de 181

## 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 EBSA 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 establecidas en la tabla 63.

**Tabla 63. Tensión de servicio de la red según tipo de usuario.**

APLICACIÓN	PROVENIENTE DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO	PROVENIENTE DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO
Residencial urbana	240-120 V	208/120 V 214/123 V
Residencial rural	240-120 V	208/120 V
Residencial e industrial	-	220/127 V
Industrial	-	440/254 V

La tensión de servicio para un usuario o grupo de usuarios está sujeta a la disponibilidad declarada por la EBSA E.S.P. y a las consideraciones de la tabla 55.

La conexión de cargas industriales está sujeta a consideraciones de la calidad de energía y confiabilidad del sistema de distribución por parte de la EBSA E.S.P., teniendo en cuenta la regulación vigente.

### 6.2 DISPONIBILIDAD DE SERVICIO EN BAJA TENSION

La demanda máxima que puede suministrar la red está limitada por la corriente máxima admitida por el conductor, la máxima caída de tensión permitida y las pérdidas de potencia. No obstante, la demanda máxima que la EBSA E.S.P. autoriza a nivel de baja tensión es de 30 kVA.

El tipo de acometida disponible para un usuario en baja tensión está sujeta a las condiciones técnicas de la red en baja tensión.

### 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 instalaciones 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 (Resolución CREG 082 de 2002).

### 6.4 DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA

Para el diseño y construcción de obras eléctricas por parte de la EBSA E.S.P., o por parte de particulares dentro de su área de operación, se tendrán en cuenta los factores de diversidad indicados en la tabla 64, los cuales son el resultado de las mediciones efectuadas por la firma Consultoría Colombiana, en el año 2003, para la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

**Tabla 64. Demanda máxima diversificada**

NÚMERO DE USUARIOS	ESTRATO 1 (kVA/Usu.)	ESTRATO 2 (kVA/Usu.)	ESTRATO 3 (kVA/Usu.)	ESTRATO 4 (kVA/Usu.)	ESTRATO 5-6 (kVA/Usu.)
1	1,229	4,510	8,793	12,728	12,956
2	1,090	3,031	3,051	3,118	6,823
3	0,990	2,319	1,970	1,939	4,646
4	0,913	1,901	1,514	1,478	3,531
5	0,854	1,625	1,262	1,233	2,854
6	0,806	1,429	1,103	1,081	2,398
7	0,766	1,284	0,992	0,977	2,071
8	0,733	1,171	0,912	0,902	1,825
9	0,705	1,081	0,850	0,845	1,632
10	0,681	1,008	0,801	0,800	1,478
11	0,660	0,947	0,762	0,764	1,352
12	0,641	0,895	0,730	0,734	1,246
13	0,625	0,851	0,702	0,709	1,157
14	0,610	0,813	0,679	0,688	1,080
15	0,598	0,779	0,659	0,670	1,014
16	0,586	0,750	0,642	0,654	0,955
17	0,575	0,724	0,626	0,641	0,904
18	0,566	0,701	0,613	0,628	0,858
19	0,557	0,680	0,601	0,617	0,817
20	0,549	0,661	0,590	0,608	0,780
21	0,541	0,643	0,580	0,599	0,747
22	0,535	0,628	0,571	0,591	0,716
23	0,528	0,613	0,563	0,584	0,689
24	0,522	0,600	0,556	0,577	0,663
25	0,517	0,588	0,549	0,571	0,640
26	0,511	0,576	0,543	0,565	0,618

27	0,507	0,566	0,537	0,560	0,598
28	0,502	0,556	0,532	0,555	0,579
29	0,498	0,547	0,527	0,551	0,562
30	0,494	0,538	0,522	0,547	0,562
31	0,490	0,530	0,518	0,543	0,562
32	0,486	0,523	0,514	0,539	0,562
33	0,483	0,516	0,510	0,536	0,562
34	0,480	0,509	0,506	0,533	0,562
35	0,477	0,503	0,503	0,530	0,562
36	0,474	0,497	0,500	0,527	0,562
37	0,471	0,491	0,497	0,524	0,562
38	0,469	0,486	0,494	0,521	0,562
39	0,466	0,481	0,491	0,519	0,562
40	0,464	0,476	0,489	0,517	0,562
41	0,461	0,471	0,486	0,515	0,562
42	0,459	0,467	0,484	0,512	0,562
43	0,457	0,463	0,482	0,511	0,562
44	0,455	0,459	0,479	0,509	0,562
45	0,453	0,455	0,477	0,507	0,562
46	0,451	0,455	0,476	0,505	0,562
47	0,450	0,448	0,474	0,503	0,562
48	0,448	0,445	0,472	0,502	0,562
49	0,446	0,441	0,470	0,500	0,562
50	0,445	0,438	0,469	0,499	0,562
51	0,443	0,435	0,467	0,498	0,562
52	0,442	0,432	0,466	0,496	0,562
53	0,440	0,430	0,464	0,495	0,562
54	0,439	0,427	0,463	0,494	0,562
55	0,438	0,424	0,461	0,493	0,562
56	0,436	0,422	0,460	0,491	0,562
57	0,435	0,420	0,459	0,490	0,562
58	0,434	0,417	0,458	0,489	0,562
59	0,433	0,415	0,456	0,488	0,562
60	0,432	0,413	0,455	0,487	0,562
61	0,431	0,411	0,454	0,486	0,562
62	0,429	0,409	0,453	0,485	0,562
63	0,428	0,407	0,452	0,484	0,562
64	0,427	0,405	0,451	0,483	0,562
65	0,426	0,403	0,450	0,483	0,562
66	0,426	0,401	0,449	0,482	0,562
67	0,425	0,399	0,448	0,481	0,562
68	0,424	0,398	0,448	0,480	0,562
69	0,423	0,396	0,447	0,480	0,562
70	0,422	0,395	0,446	0,479	0,562
71	0,421	0,393	0,445	0,478	0,562
72	0,420	0,392	0,444	0,477	0,562
73	0,420	0,390	0,444	0,477	0,562
74	0,419	0,389	0,443	0,476	0,562
75	0,418	0,387	0,442	0,475	0,562
76	0,417	0,386	0,441	0,475	0,562
77	0,417	0,385	0,441	0,474	0,562

78	0,416	0,383	0,440	0,474	0,562
79	0,415	0,382	0,439	0,473	0,562
80	0,415	0,381	0,439	0,473	0,562

Para proyectos que involucren a un número mayor de usuarios, se deberá utilizar el último valor unitario, en este caso, para 80 Usuarios en el estrato correspondiente.

Para el caso de instalaciones industriales, zonas comunes, hoteles, escuelas, restaurantes, locales comerciales, salones culturales; los cálculos se regirán por lo establecido en la norma NTC 2050 y los documentos que la complementen.

## 6.5 CONDUCTORES ELÉCTRICOS

**6.5.1 Características técnicas.** Considerando las tres formas constructivas posibles: red aérea abierta, red aérea trenzada y red subterránea, el conductor seleccionado para la construcción de redes de baja tensión, debe corresponder a alguna de las tecnologías y aplicaciones citadas en las tablas 65 a 67.

**Tabla 65. 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 66. 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 67. Conductores en cobre o aluminio aislado.**

DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN	APLICACIÓN
THHN	Conductor de cobre o aluminio aislado	Distribución aérea o subterránea urbana y rural.
THWN	Conductor de cobre o aluminio aislado	
THW	Conductor de cobre aluminio aislado	

**6.5.2 Criterios de selección de conductores.** El calibre del conductor debe seleccionarse con base en los siguientes criterios:

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

**Tabla 68. Calibres mínimos en baja tensión.**

TIPO DE RED	TIPO DE CONDUCTOR	CALIBRE MÍNIMO
Aérea trenzada	Triplex autosoportado	4 AWG o 21,15 mm <sup>2</sup>
	AAC con neutro	2 AWG o 33,6 mm <sup>2</sup>
Aérea abierta	ACSR	4 AWG
Aérea o subterránea	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 EBSA E.S.P. de acuerdo con los lineamientos establecidos para la expansión y operación del sistema ante contingencias.

**6.5.2.1 Por capacidad amperimétrica.** La selección del conductor por capacidad amperimétrica, 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 a 310-19 de la NTC 2050.

En la tabla 69, se indica la capacidad amperimétrica para conductores trenzados.

**Tabla 69. Capacidades de corriente para cables de aluminio aislado múltiple en polietileno reticulado, redes aéreas.**

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

De forma 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 la regulación o caída de tensión establecida en la tabla 70.

**Tabla 70. 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	5,0	7,0
208 - 120	5,0	5,0

El cálculo de las pérdidas de potencia y energía, se efectúan de acuerdo con lo expuesto en el numeral 2.4.2.2 de la presente norma.

Para efectos del cálculo de regulación, el factor de potencia de cada “usuario de mayor consumo”, debe obtenerse a partir de las características de las cargas conectadas a la instalación. En el Anexo II se indican las constantes de regulación para redes en baja tensión.

**6.5.2.3 Por pérdidas de potencia y energía.** Las pérdidas máximas de potencia y energía se establecen en la tabla 71. 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 71. Pérdidas máximas de potencia y energía en baja tensión.**

NIVEL DE TENSIÓN  (V)	PÉRDIDAS DE POTENCIA (%)			PÉRDIDAS DE ENERGÍA (%)		
	Sector urbano		Sector rural	Sector urbano		Sector rural
	Red aérea	Red subterránea	Red aérea	Red aérea	Red subterránea	Red aérea
240 - 120	2,5	2,5	3,0	2,0	2,0	5,0
208 - 120						
214 - 123	2,5	2,5	3,0	2,0	2,0	5,0
220 - 127						

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 sobrecorriente.** 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 fusibles, relés térmicos o interruptores termomagnéticos.

**6.6.2 Elementos de protección contra sobretensiones.** 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 eléctrico inherente a cada proyecto.

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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 121 de 181

## 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 en su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación.

Para redes de baja tensión 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 2.6.2 y en las tablas 26 a 29 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 puesta 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 100 m de incremento en altitud por encima de 1000 m.

## 6.8 SISTEMAS 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 se garantice su protección contra la corrosión durante la vida útil de la puesta a tierra y la resistencia del conductor del conductor no comprometa la efectividad de la puesta a tierra.

Las estructuras en ferroconcreto deben poseer preferiblemente, tubería conduit interna de 1/2" para instalación del conductor de puesta a tierra. Para redes existentes o que no cuente con ducto interior, las bajantes de puesta a tierra se instalarán en ducto conduit metálico galvanizado externo de 1/2" 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.

De existir solo una acometida en la estructura, la derivación se puede realizar sin necesidad de caja, mediante el uso de conectores de tornillo con chaqueta aislante, tipo DP9.

**6.10.2 Conductores.** Los conductores adoptados para la construcción de acometidas en baja tensión, se indican en la tabla 72. 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 72. Calibre de acometidas aéreas concéntricas e interruptor máximo de protección.**

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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 123 de 181

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 capacete, 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.

En acometidas subterráneas para instalaciones industriales o instalaciones residenciales colectivas para más de un usuario, se debe construir en la base del poste una caja de inspección tipo 1, para facilitar el tendido de conductores y la verificación de la instalación.

**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/mm<sup>2</sup>. 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 2%. Para el caso de acometidas subterráneas la caída de tensión debe ser menor al 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 20 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.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 124 de 181

## 7 CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN.

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.

### 7.1 REDES AÉREAS

**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 30 m. La interdistancia máxima recomendada entre cajas para redes subterráneas es de 30 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 capítulo 4,5 y 6 de las normas de construcción.

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 46.

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. Cuando se construyan redes subterráneas, se debe garantizar el mismo acabado que tienen las calles y andenes antes de la excavación.

**7.1.2 Codificación de estructuras.** La codificación de las estructuras en baja tensión se compone de cuatro partes:

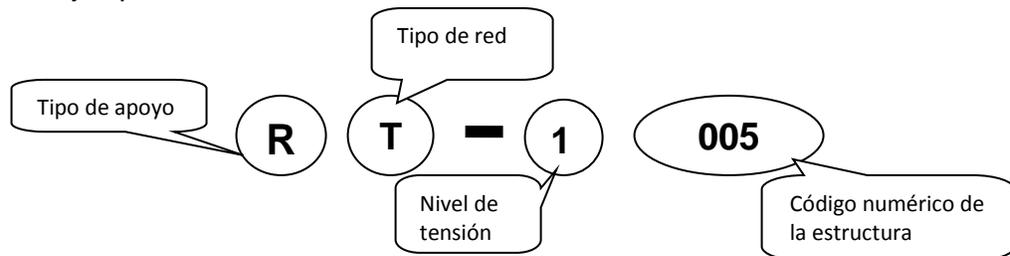
- *En la parte -1-*. Se describe e identifica al circuito instalado en la estructura así:  
**P** si es de paso, **R** si es de Retención o **S** si es de Suspensión.

- En la parte -2-. Se indica la forma constructiva de la red:
  - A, si es red abierta.
  - T, si es red trenzada.
- En la parte -3-. El número indica el nivel de tensión del circuito:
  - 1, para baja tensión.
- En la parte -4-. Se utiliza un código numérico de 3 cifras específico para cada estructura. Si la estructura existe en las normas ICEL, se toma el mismo número, en caso contrario será un número consecutivo a algún tipo de estructura similar de dichas normas.

**Tabla 73. Codificación de estructuras en baja tensión.**

NÚMERO DE CASILLA	CARACTER	DESCRIPCIÓN
1	P (Paso)	Tipo de apoyo en la estructura
	R (Retención)	
	S(Suspensión)	
2	T (Trenzada)	Tipo de red
	A (Abierta)	
3	1	Nivel de tensión
4	###	Código numérico de la estructura

A manera de ejemplo:



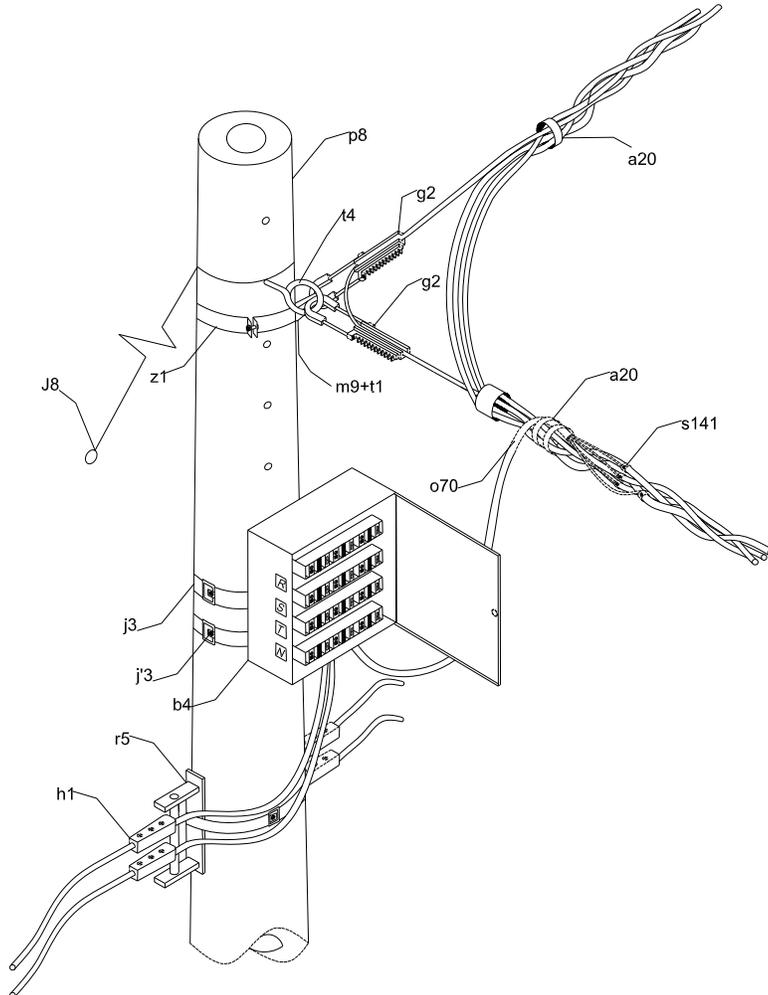
En este caso particular, el código describe una estructura de retención, red trenzada, construcción angular para baja tensión, tal como se ilustra en la figura 14.

**7.1.3 Detalles constructivos.** En la conformación de una estructura de baja tensión, intervienen varios elementos constructivos como apoyos, herrajes, templetas, 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, fibra de vidrio, madera o torrecillas, algunas de cuyas características técnicas, se encuentran en las tablas 48, 49 y 50.

**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 los artículos 17 y 32 del RETIE.

**Figura 14. Estructura de baja tensión, código RT-1005.**



	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 128 de 181

**7.1.3.3 Templetes o retenidas.** Se deben colocar en aquellos apoyos donde el cálculo mecánico lo justifique.

Para los templetes se utilizan cables de acero galvanizado mínimo de 1/4" y deben quedar alineados de acuerdo con los cálculos mecánicos.

La varilla de anclaje para estructuras de baja tensión deben ser de 5/8" x 1,50 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 entazar y rematar preferiblemente con alambre galvanizado. Se deben instalar grapas presoras RL 11 de 3/8" x 3 pernos, debidamente certificadas y de la forma ilustrada en las normas de construcción TE-007, TE-008, TE-009 y TE-010.

La vigueta de anclaje para las redes de distribución secundaria deben ser de concreto de 15 x 15 x 40 cm. No se permite la instalación de templetes en el sector urbano, en este caso se deben utilizar estructuras de tipo reforzado o extrarreforzado y con la cimentación calculada durante el diseño mecánico de la misma.

**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.

**7.1.3.5 Conductores.** 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 artículos 28 y 34 del RETIE y seleccionados de acuerdo con las tablas 68 y 69 de la presente norma.

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.**

**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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 129 de 181

chaqueta, en calibres N° 3 x 21,15 mm<sup>2</sup> + 1 x 21,15 mm<sup>2</sup> (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 mm<sup>2</sup> (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 REDES SUBTERRÁNEAS

**7.2.1 Generalidades.** Las redes subterráneas deben tener marcación de fases así: A, B, C, N o por colores, amarillo, azul y rojo en reemplazo de A, B, C respectivamente, y el neutro en color blanco.

Para empalmes y derivaciones se emplearán barrajes, conectores de compresión o conectores tubulares apropiados para las redes subterráneas. En caso de requerirse un empalme, este se debe realizar en la caja de inspección; no se podrán realizar empalmes que queden dentro de los ductos.

La aceptación de otros tipos de conectores o sistemas de conexión estará sujeta a la aprobación de la EBSA E.S.P., se toman en consideración los avances tecnológicos y se debe garantizar hermeticidad en la conexión y funcionamiento normal ante situaciones adversas como inundaciones temporales en las cajas. Los planos constructivos de las redes subterráneas de baja tensión se indican en el numeral 2.2 de las normas de construcción.

**7.2.2 Canalizaciones.** La pendiente de las canalizaciones entre cajas de inspección consecutivas deberá ser al menos de 0,5%. Se tenderá un ducto de diámetro mínimo de 2" y siempre se debe disponer de un 60% del área útil del ducto para su correcta ventilación.

**7.2.3 Ductos.** Los ductos más profundos deben quedar uniformemente instalados sobre lechos compactados y nivelados y se debe tener una capa de arena con espesor mínimo de 15 cm en el fondo de la zanja. Las uniones de los ductos deben quedar traslapadas dentro del tendido de los ductos, estos nunca deben quedar uno sobre el otro. Los

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 130 de 181

espacios entre los ductos deben ser llenados exclusivamente con arena compactada, libre de piedras, tal como se ilustra en la norma de construcción CD-2003.

Los ductos debe estar provistos de campanas o de boquillas terminales y los ductos de reserva deben taponarse, con el fin de mantenerlos libres de basura, tierra, roedores, etc. Los ductos de acero galvanizado se deben utilizar en los cambios de red subterránea a aérea o donde existan condiciones especiales que lo requieran.

Como señal preventiva de presencia de ductos eléctricos instalados se debe colocar a todo lo largo de la zanja, la banda de plástico que informe de la presencia de la red eléctrica, tal como se establece en la norma de construcción CD-2005.

El relleno de las zanjas, por encima de la arena que cubre los ductos se hará en capas del mismo material de la excavación, o si es requerido de materiales especiales y compactados, según la necesidad (Ver norma de construcción CD-2003).

**7.2.4 Cajas de inspección.** Se deben instalar cajas de inspección al menos cada 30 m, cuando haya cambio de pendiente, o cambio de dirección, además de ser obligatoria en cada derivación de acometida. Deben estar ubicadas fuera de áreas de circulación vehicular, de preferencia en zonas de andenes o zonas verdes, y no tener ningún elemento que obstruya su libre apertura. Cuando se requiera que estas cajas estén localizadas en lugares con tráfico vehicular, se debe realizar el diseño de la mampostería y la tapa, y deberá solicitar la aprobación por parte de la EBSA E.S.P.

Por ningún motivo, las cajas de inspección para redes en baja tensión pueden cruzarse por ductos de otros servicios públicos. En caso de derivación de redes subterráneas desde redes aéreas, es necesario instalar una caja de inspección cerca de la base de la estructura.

El fondo de las cajas de inspección debe estar formado por un lecho filtrante de gravilla con un espesor de 20 cm, cuando se requiera un diseño especial de caja de inspección, se debe cumplir con las especificaciones dadas en la NTC 2050, en la sección 370, y se debe solicitar la aprobación por parte de la EBSA E.S.P.

Los tamaños de las cajas, con sus correspondientes detalles constructivos, se muestran en las normas de construcción CD- 2006 a CD-2011.

**7.2.5 Instalación de conductores.** Los esfuerzos mecánicos que soporta un cable durante la instalación, no deben sobrepasar los límites elásticos del conductor ni exceder la presión lateral permisible sobre el aislamiento o chaqueta del cable.

### 7.3 SISTEMA 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 74.

**Tabla 74. Límites permitidos de valores de resistencia de puestas a tierra**

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

Si por consideraciones técnico-económicas no es posible lograr estos valores, se debe garantizar la seguridad de las personas e instalaciones (ver numeral 5.8.3).

### 7.4 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 termoajustable.

Un edificio u otro inmueble a la que se preste el servicio de energía, debe tener sólo una acometida, teniendo en cuenta la 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

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 132 de 181

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  $8,36 \text{ mm}^2$  (8 AWG) en cobre.

Los detalles constructivos de las acometidas, se ilustran en el numeral 5.1 de las normas de construcción.

## 8 MEDICIÓN DE ENERGÍA.

### 8.1 GENERALIDADES

En este capítulo se indican los requerimientos para el proceso de medición de energía, obligatorio para instalaciones alimentadas desde el sistema de distribución operado por la EBSA E.S.P.

Para efectos tarifarios, un usuario pertenece al nivel de tensión al cual está conectado el equipo de medida. Cuando un usuario se conecte al sistema de distribución mediante un transformador dedicado, tiene la opción de conectar su equipo de medida a nivel de media tensión (medida indirecta) y ser considerado usuario del nivel correspondiente. En este caso, el usuario debe cumplir con las normas aplicables y es, además, responsable del mantenimiento del transformador y de las instalaciones y equipos de desconexión en el lado de baja tensión.

A partir de la entrada en vigencia de la presente norma, todos los equipos asociados al proceso de medición deben ser visibles, de fácil supervisión y cumplir con los requisitos establecidos en este capítulo.

### 8.2 NORMATIVIDAD

Los equipos asociados al proceso de medición deben poseer certificado de conformidad expedido por un ente acreditado por la SIC. Para selección del equipo de Medida se debe realizar de acuerdo a la NTC 5019, RETIE y Código de medida establecido por la CREG.

Los terminales de los medidores deben rotularse según lo establecido en la NTC 4541 y los ensayos deben cumplir con las normas NTC 5226 e IEC 62052-11, 2003.

### 8.3 ELEMENTOS PARA EL PROCESO DE MEDIDA

El equipo de medida debe ser registrado ante el comercializador correspondiente, indicando en cada caso, los componentes: fabricante, características técnicas, números de serie, modelo y tipo. El sistema de medida y los equipos a instalar según la capacidad instalada se incluyen en la tabla 75.

**Tabla 75. Tipo de medición y equipos según la capacidad instalada**

CAPACIDAD INSTALADA	TIPO DE MEDICIÓN	EQUIPOS A INSTALAR
$S_{inst} \leq 30 \text{ kVA}$	Directa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Medidor de energía activa</li> </ul>
$30 \text{ kVA} < S_{inst} \leq 300 \text{ kVA}$	Semidirecta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transformador de corriente</li> <li>• Medidor de energía activa</li> <li>• Medidor de energía reactiva</li> </ul>

$S_{inst} > 300$ kVA	Indirecta o semidirecta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Transformador de potencial<sup>(1)</sup></li> <li>Transformador de corriente</li> <li>Medidor de energía activa</li> <li>Medidor de energía reactiva</li> </ul>
----------------------	-------------------------	--

**Notas:**

1. Aplica para medida indirecta.
2. Se puede utilizar un tipo de medida distinto al de tabla 75, para un valor determinado de capacidad instalada siempre y cuando el error en el proceso de medición se mantenga dentro de los límites correspondientes.
3. Los equipos deben satisfacer las clases de precisión de la tabla 76.

Los usuarios conectados a nivel de media tensión deben garantizar un factor de potencia igual o superior a 0,90. Si para un usuario el consumo de energía reactiva es mayor al 50% del consumo de energía activa, el exceso sobre dicho porcentaje será facturado como energía activa.

En aquellas edificaciones multifamiliares donde se requiera medir el consumo de las áreas comunes, se debe instalar un medidor particular para registrar la energía activa y reactiva de dichas áreas.

### 8.4 CLASE DE PRECISIÓN DE EQUIPOS

Las clases de precisión exigidos, por la unidad de control de pérdidas de EBSA de acuerdo con la reglamentación vigente, se indican en la tabla 76.

**Tabla 76. Clases de precisión mínimas para equipos.**

CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA	MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
$S_{inst} > 300$	1	3	0,5	0,5
$30 < S_{inst} \leq 300$	1	3	1	1
$S_{inst} \leq 30$	2	-	-	-

### 8.5 MEDIDORES DE ENERGÍA

Los medidores pueden ser monofásicos, bifásicos o trifásicos de acuerdo con la conexión a la red. Toda medición indirecta o semidirecta debe realizarse por lo menos con tres elementos.

Los equipos de medida deben instalarse en el predio del usuario, lo más cerca posible al punto de conexión teniendo en cuenta aspectos económicos y de seguridad. En el sector

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 135 de 181

rural donde no exista construcción civil que permita la ubicación de la caja del contador, se permitirá incrustarlo en una estructura construida en la base del poste.

No se permite la conexión de dos o más acometidas parciales o alimentadores desde un mismo medidor.

Los medidores de energía deben poseer como mínimo, la siguiente información:

- Número de fases.
- Número de hilos.
- Tensión nominal.
- Corriente nominal.
- Tipo de medidor (electrónico o de inducción, de energía activa o reactiva).

En equipos de medida semidirecta e indirecta, las señales de tensión y corriente al medidor deben llegar a un bloque de prueba cortocircuitable (bornera de conexiones de trece puntos), con las siguientes características:

- Debe ser de material termoplástico no inflamable.
- El diámetro de de los terminales deben ser al menos de 4 mm.
- Debe permitir una desconexión adecuada de las señales (cortocircuitar el secundario de los transformadores de corriente cuando se desconecte el medidor, o abrir la alimentación del secundario de los transformadores de tensión).
- Los terminales deben poseer elemento bimetálico.
- Debe poseer dispositivo para sello.
- El cableado debe cumplir con el código de colores establecido según RETIE.
- La sección transversal mínima de los conductores es 3,3 mm<sup>2</sup> (12 AWG) en cobre para las señales de corriente y de tensión.

## 8.6 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL

Los transformadores de medida deben ser aptos para operar en el ambiente correspondiente: instalación interior o exterior, temperatura, altitud, contaminación, etc. Los transformadores de corriente deben soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos propios de las corrientes de cortocircuito máximas en el punto de instalación.

Se debe utilizar un transformador de medida por cada elemento del medidor de energía. En medición semidirecta, el transformador de corriente debe ubicarse aguas arriba del interruptor-totalizador en baja tensión.

En medición indirecta o con acometida subterránea, los transformadores de medida deben ubicarse aguas arriba del medio de desconexión de la acometida en media tensión, pero protegidos contra sobretensión, mediante un DPS, seleccionado de acuerdo con el nivel de tensión de la instalación.

Los medidores de energía deben instalarse en devanados exclusivos para el proceso de medición de energía. Se prohíbe la instalación de elementos de medición de otras magnitudes y de elementos de protección o señalización, en los secundarios de transformadores de corriente y potencial en donde se instalen medidores de energía activa y/o reactiva.

**8.6.1 Tensiones y corrientes normalizadas.** Los devanados secundarios de los transformadores de potencial y corriente deben poseer valores nominales de 120 V (de línea) y 5 A respectivamente. Las tensiones nominales primarias de los transformadores de potencial se seleccionan de acuerdo con el nivel de tensión. Las corrientes nominales primarias de los transformadores de corriente se seleccionarán de tal forma que su valor sea lo más cercano posible a la corriente de demanda. La corriente nominal primaria debe estar comprendida entre el 80% y 120% de la máxima corriente de demanda a menos que se cuente con un informe de laboratorio que garantice exactitud y seguridad para valores por fuera de este rango. Las tablas 77 y 78 establecen las relaciones de transformación normalizadas para transformadores de corriente.

**Tabla 77. Relación de transformación de transformadores de corriente para medición semidirecta.**

TENSIÓN NOMINAL (V)	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (A/A)
120/208	28 a 43	100/5
	44 a 65	150/5
	66 a 86	200/5
	87 a 129	300/5
	130 a 162	400/5
	163 a 194	500/5
	195 a 259	600/5
	260 a 300	800/5
127/220	30 a 45	100/5
	46 a 68	150/5
	69 a 91	200/5
	92 a 137	300/5
	138 a 182	400/5
	183 a 228	500/5
	229 a 274	600/5
	275 a 300	800/5
254/440	60 a 91	100/5
	92 a 137	150/5
	138 a 183	200/5
	184 a 274	300/5
	275 a 300	400/5

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 137 de 181

120/240	30 a 43	100/5
	30 a 43	150/5
	44 a 50	200/5

**Tabla 78. Relación de transformación de transformadores de corriente para medición indirecta.**

TENSIÓN NOMINAL (kV)	CAPACIDAD INSTALADA (kVA)	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN (A/A)
13,2	91 a 137	5/5
	183 a 274	10/5
	275 a 411	15/5
	412 a 500	20/5
34,5	239 a 358	5/5
	478 a 717	10/5
	718 a 1.075	15/5
	1.076 a 1.314	20/5
	1.315 a 1.613	25/5
	1.614 a 2.151	30/5
	2.152 a 2.689	40/5
	2.690 a 3.226	50/5
	3.227 a 4.063	60/5
	4.064 a 4.780	75/5
4.781 a 5000	100/5	

Para transformadores de corriente, la corriente térmica nominal de corta duración y la corriente dinámica nominal deben seleccionarse según las ecuaciones 57 y 58.

$$I_{th} \geq I_{cc} t^{1/2} \quad (\text{Ec. 57})$$

$$I_{din} \geq 2,5 \cdot I_{th} \quad (\text{Ec. 58})$$

Donde:

$I_{th}$  es la corriente térmica nominal de corta duración.

$I_{din}$  es la corriente dinámica nominal.

$I_{cc}$  es la corriente máxima de cortocircuito en el punto de instalación del CT.

$t$  es el tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

**8.6.2 Burden.** El burden de los transformadores de medida debe ser tal que bajo las condiciones de operación se garantice que la medida, se encuentra dentro de la clase de precisión especificada.

En el cálculo del burden se deben incluir:

- La impedancia de los transformadores de instrumentación.
- La impedancia de los conductores del circuito secundario.
- La impedancia propia del equipo de medición de energía.

La carga de los circuitos secundarios de los transformadores de corriente y de tensión destinados a medición comercial, debe estar comprendida entre el 25% y el 100% de la potencia de nominal correspondiente. Se permitirá que la carga conectada sea inferior al 25% de la potencia nominal siempre y cuando se cuente con un informe de laboratorio que garantice la exactitud para tales niveles de carga.

Los conductores de los secundarios de los transformadores de medida deben tener una sección transversal mínima de 3,3 mm<sup>2</sup> (12 AWG) en cobre para circuitos de corriente y potencial. La regulación de tensión en los circuitos de potencial debe ser tal, que no introduzca un error en la medida de energía superior al 0,1%.

Los conductores para las señales de tensión del circuito secundario, deben cumplir con el código de colores: amarillo, azul y rojo para las fases, blanco para el neutro y verde para el conductor de puesta a tierra. Los conductores para las señales de corriente deben ser de los mismos colores, pero contar con una traza negra, para diferenciarlos de los circuitos de tensión.

**8.6.3 Clase de precisión.** La clase de precisión de los transformadores de medida, según la capacidad instalada, debe ser al menos la establecida en la tabla 76.

**8.6.4 Nivel de aislamiento.** El nivel de aislamiento de los transformadores de medida debe corresponder al del circuito primario en el cual se instala. Los niveles de aislamiento normalizados para media tensión se especifican en la tabla 23.

**8.6.5 Detalles de conexión.** De acuerdo con la tecnología de fabricación, los medidores pueden ser de conexión simétrica (UTE, americana) o asimétrica (DIN, europea). En este caso se debe tener la precaución antes de conectar, de revisar el diagrama unifilar del medidor. En los planos constructivos EM-001 a EM-009, se ilustran las diversas formas de conexión de los medidores.

## **8.7 CAJAS Y ARMARIOS PARA MEDIDORES**

**8.7.1 Cajas para uno a tres medidores.** Las cajas para instalación de medidores (máximo tres cuentas) deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Pueden ser metálicas, fabricadas en lámina de acero cold rolled, con calibre no inferior a 18 USG y acabado a base de pintura electrostática referencia 7032. También se permiten cajas en fibra de vidrio u otros materiales sintéticos no inflamables. Se prohíbe la madera.

- Debe llevar ventana de inspección con vidrio de seguridad con espesor mínimo de 4 mm, ancho de 250 mm y altura de 120 mm.
- Deben permitir la instalación de sellos de seguridad.
- Deben estar instaladas como mínimo a 80 cm del piso.
- El eje de la ventana de lectura debe estar a una altura de 1,60 m aproximadamente.
- Deben tener un tornillo de 9,5 mm (3/8") por 19,1 mm (3/4"), tuerca y agujero de 19,1 mm (3/8") ubicado lo más cerca posible al tornillo para conexión del conductor de puesta a tierra.

En casos especiales, por petición debidamente sustentada del usuario y con previa autorización de la EBSA E.S.P., se podrán utilizar cajas para contadores sobrepuestas, tipo intemperie.

**8.7.2 Armarios para más de tres medidores.** Los armarios para medidores deben contener entre 4 y 24 cuentas, incluyendo las reservas. Los tableros deben cumplir con los siguientes requisitos:

- No pueden estar localizados debajo de escaleras, ni empotrados en la pared. Se debe disponer de un espacio libre que permita la apertura de las puertas (120° mínimo), y deben estar a una altura mínima de 5 cm sobre el nivel del piso.
- Deben fabricarse en lámina de acero cold rolled, calibre mínimo de 16 USG, acabado a base de pintura electrostática referencia 7032, en fibra de vidrio o en otros materiales sintéticos.
- El vidrio de las ventanas de inspección debe ser de seguridad con espesor mínimo de 4 mm, ancho de 250 mm y altura de 120 mm.
- La altura máxima permitida de los armarios para la instalación de medidores debe ser de 2,2 m y la profundidad mínima de 0,4 m.
- Deben tener una puerta para armarios de hasta 12 cuentas y dos puertas para armarios de 13 cuentas en adelante. La puerta debe tener una ventana de inspección por cada hilera de medidores que contenga el compartimiento.
- Deben poseer conexión de puesta a tierra.

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

- **Compartimiento de corte y protección.** En este compartimiento se deben instalar los interruptores automáticos, identificados con el número de cuenta a la que pertenecen. Este compartimiento debe estar ubicado en la parte superior del tablero.
- **Compartimiento para medidores.** Debe estar ubicado en la parte central del armario, allí deben colocarse máximo tres líneas de medidores, cada una con una altura de 30 cm y una longitud en función de la cantidad de medidores que se deseen instalar.
- **Compartimiento para el totalizador y barraje.** Este debe ubicarse en la parte inferior del tablero. Las barras deben estar pintadas para la adecuada identificación de las fases y la separación mínima entre barras debe ser la indicada en la tabla 79. El barraje general debe instalarse en forma escalonada, colocando el neutro en la parte

superior y más cercana al fondo del armario, la distribución de las barras correspondientes a las fases A, B y C, se debe hacer desde el frente hacia atrás, de arriba a abajo o de izquierda a derecha tomando como referencia el frente del armario. El barraje debe montarse sobre aisladores de soporte, a la vista y protegido en toda su longitud contra contactos accidentales, por medio de una cubierta transparente aislante, tipo acrílico mínimo de 5 mm de espesor, removible frontalmente. Además, debe poseer dos puntos con espigos portasellos localizados diametralmente opuestos. Esto es, bajo ninguna condición se aceptan barrajes sin dicha protección.

**Tabla 79. Distancias mínimas entre barrajes**

TENSIÓN NOMINAL DE LÍNEA	DISTANCIA (cm)
≤ 125 V	1,9
≤ 250 V	3,2
≤ 600 V	5,1

Los planos constructivos para cajas y armarios de medidores se referencian en la sección 5.2 de las normas de construcción.

### **8.8 ACCESIBILIDAD A EQUIPOS DE MEDIDA**

Los equipos de medida deben ser accesibles tanto para el comercializador como para el operador de red, en este caso la EBSA E.S.P.

La EBSA E.S.P. accederá a la información, por lectura directa o por consulta a través de la base de datos del comercializador, con el fin de facturar los cargos por uso de la red.

### **8.9 PRUEBAS A EQUIPOS DE MEDIDA**

Los medidores deben ser certificados por un agente acreditado por la SIC. El protocolo de pruebas correspondiente, debe ser presentado ante la EBSA E.S.P. para su respectiva matrícula y antes de la energización del equipo

La EBSA E.S.P. puede efectuar las pruebas pertinentes para verificar el correcto funcionamiento de los medidores de energía. Si se detecta que un medidor no está funcionando correctamente, la Empresa notificará al usuario sobre los procedimientos y plazos pertinentes.

### **8.10 SELLOS EN EQUIPOS DE MEDIDA.**

Los equipos de medida deben instalarse en una caja de seguridad u otro dispositivo similar que asegure que el equipo de medida esté protegido contra interferencias. Para tal



## NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

VERSIÓN: 03
VIGENCIA: Enero de 2014
GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
PÁGINA: 141 de 181

fin, el comercializador debe suministrar e instalar sellos o sistemas similares y mantener el registro correspondiente, para detectar las interferencias sobre el equipo. Los sellos sólo pueden ser intervenidos por el comercializador con quien tenga el contrato el usuario y en presencia de personal de la EBSA E.S.P.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 142 de 181

## 9 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 proyectos, de la División de Ingeniería de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

### 9.1 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:

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

**9.1.2 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.

**9.1.3 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.

**9.1.4 Tabla de contenido.** Debe incluir los títulos correspondientes a cada una de las divisiones y subdivisiones del cuerpo del proyecto y la relación ordenada del material complementario del trabajo, en el mismo orden que aparece y con números de las páginas donde se encuentran.

Debe llevar como encabezamiento las palabras TABLA DE CONTENIDO con mayúsculas sostenidas, debidamente centradas en la hoja a cuatro centímetros del borde superior.

Los títulos correspondientes a las divisiones mayores o del primer nivel del texto (capítulos), deben escribirse en mayúsculas sostenidas, precedidos por el numeral correspondiente y separados de éste por dos espacios horizontales. La indicación de la página en la cual estén ubicados se debe colocar en una columna hacia el margen derecho. Esta va encabezada con la abreviatura “pág.” escrita con minúsculas, a doble interlínea de la palabra “contenido”, El texto se inicia a doble interlínea de la abreviatura pág.

Los títulos correspondientes a las primeras divisiones de los capítulos (segundo nivel) se deben escribir con mayúsculas sostenidas. Del tercer nivel, en adelante, se deben escribir con minúscula. En ambos casos deben ir precedidas por el numeral correspondiente y separado de éste por dos espacios horizontales. Se debe indicar la página en la cual estén ubicados.

Los títulos correspondientes al material complementario se deben escribir con mayúsculas sostenidas y se indicará la página en donde estén ubicados. No estarán precedidos por numerales.

**9.1.5 Síntesis del proyecto.** Se debe presentar una tabla, que contenga la siguiente información:

- *Número de usuarios:* cantidad de usuarios por atender, clasificada por tipo de usuario.
- *Demanda máxima por usuario:* demanda máxima por tipo de usuario.
- *Capacidad instalada:* capacidad en kVA de la totalidad del proyecto.
- *Cantidad de transformadores:* número de unidades por capacidad y relación de transformación.
- *Líneas y redes:* corresponde a la longitud en kilómetros de líneas y redes, clasificada por su forma de instalación (aérea o subterránea) y por su instalación así: Media tensión, baja tensión, alumbrado y acometidas.
- *Alumbrado público:* corresponde a la cantidad de luminarias de alumbrado público clasificada por fuentes y potencia de las bombillas.
- *Cantidad de contadores:* corresponde a la cantidad de contadores por capacidad y tipo de conexión.

**9.1.6 Cuerpo del trabajo.** El contenido del proyecto debe incluir los siguientes aspectos técnicos: Descripción del proyecto, memorias de cálculo, dibujos y planos.

Estos se dividen en capítulos para orientar y facilitar su revisión. Cada capítulo debe cubrir un título significativo del trabajo y podrá a su vez, subdividirse.

Para la numeración de los títulos de los capítulos y demás divisiones se tendrá en cuenta lo siguiente:

- Para la numeración se emplean los números arábigos.
- Las divisiones principales (primer nivel) del cuerpo del proyecto deben estar numerados en forma continua empezando por 1.
- Cada división principal, a su turno, puede subdividirse en cualquier número de subdivisiones (segundo nivel), las cuales también se numerarán en forma continua.
- La categoría de los títulos será indicada por el empleo de mayúsculas sostenidas. Los títulos se deben escribir debidamente alineados a la izquierda a cuatro centímetros del borde superior, precedidos por el numeral correspondiente y no llevarán punto final. Se debe prescindir de la palabra CAPÍTULO.
- Los títulos correspondientes a las primeras divisiones de los capítulos (segundo nivel) se deben escribir en mayúsculas sostenidas al margen izquierdo. Del tercer nivel en adelante, se debe escribir al borde del margen izquierdo y en minúsculas, primera letra en mayúscula. Se debe eliminar el espaciado de las letras y el subrayado en los títulos cualquiera que sea su importancia.
- La copia dura del proyecto debe presentarse en papel tamaño carta y a computador por una sola cara, sin borrones, tachaduras o enmendaduras.
- Cada inicio de capítulo debe comenzar en una hoja, al igual que el material complementario.
- Los márgenes que se utilizan en el cuerpo del proyecto son los especificados en la tabla 80.

**Tabla 80. Márgenes**

Margen	Izquierdo	Derecho	Superior	Inferior
cm	3,0	2,0	3,0	2,0

Cada hoja debe llevar el logotipo de la empresa diseñadora y/o constructora o ingeniero responsable del diseño, ciudad, fecha de elaboración, paginación y nombre del proyecto en la parte superior.

**9.1.7 Descripción del proyecto.** Todo diseño eléctrico presentado debe tener presente los reglamentos RETIE, RETILAP, RETIQ, RITEL, Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 y Normas EBSA.

**9.1.7.1 Instalaciones Eléctricas que debe Cumplir los Reglamentos Técnicos RETIE y RETILAP.**

Toda instalación eléctrica, los productos utilizados en ella y las personas que las intervienen deben cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) Resolución 90708 del 30 de Agosto del 2013 del Ministerio de Minas y Energía y aquellas que la sustituyan o agreguen. Se considera como instalación eléctrica los circuitos

eléctricos con sus componentes tales como, conductores, equipos, máquinas y aparatos que conforman un sistema eléctrico y que se utilizan para la generación, transmisión, transformación, distribución o uso final de la energía eléctrica; sean públicas o privadas y estén dentro de los límites de tensión nominal mayor o igual a 24 V en corriente continua o más de 25 V en corriente alterna, con frecuencia de servicio nominal inferior a 1000 Hz. Se exceptúan del cumplimiento RETIE las instalaciones y productos que hagan parte del numeral 2.4 EXCEPCIONES Resol 90708.

Las instalaciones de iluminación, tanto interior, como exterior y en estas ultima se incluye el alumbrado público y productos utilizados en ellas y las personas que las intervienen; sea la instalación de iluminación nueva, remodelada o ampliada; pública o privada deben cumplir con el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP) Resolución 180540 de Marzo 30 del 2010 del Ministerio de Minas y Energía y aquellas que la sustituyan o agreguen. Se exceptúan del cumplimiento RETILAP las instalaciones y productos que hagan parte del numeral 110.5 EXCEPCIONES Resol 180540.

#### **9.1.7.2 Contenido del Diseño Eléctrico.**

- Localización del proyecto **GEOREFERENCIADA** (coordenadas reales WGS84 en AutoCAD) indicando el punto de conexión.
- Detalle de la estructura de arranque con su respectivo seccionamiento.
- Detalle de la estructura de llegada y montaje subestación (aérea, pedestal o en Local).
- Detalle del Sistema de Puesta a tierra. Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad, presentar archivo fotográfico de las mediciones efectuadas en campo con equipo calibrado y geoposición con coordenadas reales WGS84. Para verificar que las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial, se deben dejar puntos de conexión accesibles e inspeccionables al momento de la medición. Cuando por este efecto se construyan cajas de inspección, sus dimensiones internas deben ser mínimos de 30 cm x 30 cm de diámetro si es circular y su tapa debe ser removible, no aplica a los electrodos de líneas de transporte.
- Detalle de la conexión, celda o gabinete del equipo de medida.
- Características el equipo de medida CTs – PTs – modo de conexión –clase de acuerdo al código de medida vigente previsto por la CREG.
- Localización en planta del equipo de medida.
- Localización en planta de la carga a instalar.
- Diagrama unifilar.
- Cuadro de cargas – carga diversificada.
- Detalle de cajas para instalaciones subterráneas.
- Diagrama instalación interna casa tipo – diagrama de conexión instalación industrial.
- Detalles de instalación de elementos para ambientes especiales (tomacorrientes de puesta a tierra GFCl, conduletas, sellos, bandejas, etc.
- Detalle de distancias mínimas de Seguridad y franjas de servidumbre, incluir fotografías.

- Detalle de Instalación del Sistema de Protección contra rayos si le aplica.
- Memorias de Cálculo de acuerdo a RETIE, RETILAP, RETIQ, RITEL, Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 y Normas EBSA.
- Perfil Topográfico
- Planimetría de la red
- Localización y disposición de las estructuras en la vía
- Detalle de zanjas y cajas para instalaciones subterráneas.
- Diseño de fundaciones
- Diagrama de la instalación interna de la casa modelo para urbanizaciones, o diagrama de conexión si se trata de una instalación comercial o industrial.
- Las demás que adicionen o sustituyan de acuerdo a el RETIE RETILAP, RETIQ, RITEL, Código Eléctrico Colombiano NTC 2050 y Normas EBSA.
- Notas aclaratorias

**9.1.8 Memorias de cálculo.** En las memorias de cálculo se deben incluir todos los aspectos tenidos en cuenta para el cálculo y presentación del proyecto, los cuales deben consignarse en el documento.

Cualquier indicación adicional que no se encuentre contemplada en el numeral 9.1, sobre la presentación del documento escrito correspondiente a cada proyecto, se rige por la norma NTC 1486 para presentación de trabajos escritos.

## 9.2 PRESENTACIÓN DE PLANOS

**9.2.1 Rótulo, convenciones y escalas.** El rótulo y las convenciones son los presentados en el anexo III. Las escalas son las establecidas internacionalmente para la presentación de proyectos, tal como se indica en las tablas 81 y 82.

**Tabla 81. Escalas.**

PLANO DE REDES	ESCALA	DESCRIPCIÓN
	1 : 5000	Para redes rurales con poca densidad de usuarios.
1 : 2500	Para zonas rurales con alta densidad de usuarios y caseríos.	
1 : 500	Para proyectos urbanos de acuerdo con el tamaño del proyecto.	
1: 250		
LOCALIZACIÓN	1 : 5000	Localización del proyecto
	1 : 2500	

**Tabla 82. Escala para planos de subestaciones.**

TIPO DE PLANO	ESCALA
Diagrama unifilar	Sin
Planta y perfil general	1 : 50

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 147 de 181

De obra civil	
Detalles de subestaciones y tableros	

### 9.3 RADICACIÓN DEL PROYECTO PARA APROBACIÓN

Presentar dos (2) juegos de planos impresos a **color en original**, firmados por el Ingeniero Diseñador, tamaño Pliego (100 x 70 cm.) doblado a 1/16 ó Medio pliego (70 x 50 cm.) doblado a 1/8 con el nombre del proyecto y la numeración de planos visible, en formato normalizado por EBSA. **No se aceptan heliografías, ni Fotoplanos.**

Dos (2) juegos en original de las memorias de cálculo del proyecto empastadas y firmadas por el Ingeniero diseñador.

Una (1) copia del proyecto en medio magnético en CD de planos en AutoCAD formato dwg, y plano de localización de la infraestructura eléctrica en formato dxf y memorias de cálculo en PDF.

- Anexar al final de **cada uno de de los 2 juegos** de memorias los siguientes documentos:
- Recibo de pago por revisión del proyecto y/o segunda o más revisiones y/o actualización de proyecto no mayor a dos años de aprobado.
- Disponibilidad de servicio firmada por el Jefe de Zona (vigencia un año a partir de su expedición).
- Declaración de cumplimiento del reglamento RETIE firmada por el Ingeniero Diseñador y el propietario del Proyecto. Diligenciar y anexar además los formatos 1 y 2 de acuerdo a la actividad según RETIE que le aplica a su diseño (Ver Numeral 9.4).
- Fotocopia de la matricula profesional del ingeniero diseñador. Ingenieros electricistas, electromecánicos, de distribución y redes eléctricas, de conformidad con las leyes 51 de 1986 de 2003, las demás que la adicionen, modifiquen o sustituyan.
- Original de respuesta curva de reconector del punto de conexión suministrado por el área de coordinación de protecciones en Tunja.
- Original de respuesta datos corriente de Cortocircuito suministrado por el Departamento de Calidad del Servicio, de acuerdo a disponibilidad de servicio.
- Declaración de cumplimiento del reglamento RETILAP firmada por el Ingeniero Diseñador y el propietario del Proyecto. Diligenciar y anexar además los formatos 3 y 4 de acuerdo a la actividad según RETILAP que le aplica a su diseño (Ver Numeral 9.4).

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 148 de 181

#### 9.4 DECLARACIONES DISEÑADOR Y FORMATOS

Para la radicación y posterior revisión y aprobación del proyecto, el diseñador y el propietario deben declarar el cumplimiento RETIE y RETILAP y diligenciar los formatos 1,2,3 y 4:

#### DECLARACION DE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DISEÑADOR Y PROPIETARIO

Yo \_\_\_\_\_, ingeniero \_\_\_\_\_, con la Matricula profesional No. \_\_\_\_\_, y \_\_\_\_\_, como propietario de la instalación, mayor de edad y domiciliado en \_\_\_\_\_, identificado con C. C. No. \_\_\_\_\_, declaramos bajo la gravedad de juramento que la instalación eléctrica, cuyo diseño eléctrico \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ cumplen con todos y cada uno de los requisitos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas RETIE que le aplican , incluyendo los productos utilizados en ella .

En constancia se firma en \_\_\_\_\_ a los \_\_\_\_\_ días del mes de \_\_\_\_\_ del año \_\_\_\_\_.

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_  
C .C. No.

Firma Propietario: \_\_\_\_\_  
C.C. No.

**DECLARACION DE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO TECNICO DE ILUMINACION  
Y ALUMBRADO PUBLICO DISEÑADOR Y PROPIETARIO**

Yo \_\_\_\_\_, ingeniero \_\_\_\_\_, con la  
Matricula profesional No. \_\_\_\_\_, y \_\_\_\_\_, como propietario  
de la instalación, mayor de edad y domiciliado en \_\_\_\_\_, identificado con C. C.  
No. \_\_\_\_\_, declaramos que tanto el diseño eléctrico  
\_\_\_\_\_ cumplen con  
todos y cada uno de los requisitos establecidos en el Reglamento Técnico de Iluminación  
y Alumbrado Público RETILAP que le aplican , incluyendo los productos utilizados en ella  
.

En constancia se firma en \_\_\_\_\_ a los \_\_\_\_\_ días del mes de  
\_\_\_\_\_ del año \_\_\_\_\_.

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_  
C .C. No.

Firma Propietario: \_\_\_\_\_  
C.C. No.

NOMBRE DEL PROYECTO: \_\_\_\_\_

Nombre del diseñador \_\_\_\_\_

Matrícula Profesional \_\_\_\_\_

Seleccionar las casillas con una X de acuerdo a RETIE que a su juicio los aspectos que aplica o no aplica en la elaboración de su diseño:

FORMATO 1 ASPECTOS QUE LE APLICAN AL DISEÑO DE ACUERDO AL TIPO DE INSTALACION	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACION
<b>DISEÑO DETALLADO SEGÚN RETIE</b>			
<b>a.</b> Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.			
<b>b.</b> Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.			
<b>c.</b> Análisis de cortocircuito y falla a tierra.			
<b>d.</b> Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.			
<b>e.</b> Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.			
<b>f.</b> Análisis del nivel tensión requerido.			
<b>g.</b> Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 Resol. 90708 RETIE			
<b>h.</b> Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.			
<b>i.</b> Cálculo del sistema de puesta a tierra.			
<b>j.</b> Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.			
<b>k.</b> Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma <b>IEC 60909, IEEE 242</b> , capítulo 9 o equivalente.			
<b>l.</b> Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos.			
<b>m.</b> Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación contra las características de limitación de corriente de los dispositivos según <b>IEC 60947- 2 Anexo A</b> .			
<b>n.</b> Cálculo de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).			
<b>o.</b> Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.			
<b>p.</b> Cálculos de regulación.			
<b>q.</b> Clasificación de áreas.			
<b>r.</b> Elaboración de diagramas unifilares.			
<b>s.</b> Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.			
<b>t.</b> Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.			
<b>u.</b> Establecer las distancias de seguridad requeridas.			
<b>v.</b> Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.			
<b>w.</b> Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.			

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_

Cedula No

NOMBRE DEL PROYECTO: \_\_\_\_\_

Nombre del diseñador \_\_\_\_\_

Matricula Profesional \_\_\_\_\_

Seleccionar las casillas con una X de acuerdo a RETIE que a su juicio los aspectos que aplica o no aplica en la elaboración de su diseño:

FORMATO 2 ASPECTOS QUE LE APLICAN AL DISEÑO DE ACUERDO AL TIPO DE INSTALACION	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACION
<b>DISEÑO SIMPLIFICADO SEGÚN RETIE</b>			
<b>a)</b> Instalaciones eléctricas de vivienda unifamiliar o bifamiliares y pequeños comercios o pequeñas industrias de capacidad instalable mayor de 7 KVA y menor o igual de 15 KVA, tensión no mayor a 240 V, no tengan ambientes o equipos especiales y no hagan parte de edificaciones multifamiliares o construcciones consecutivas objeto de una misma licencia o permiso de construcción que tengan más de cuatro cuentas del servicio de energía debe especificar lo siguiente:			
· Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.			
· Diseño del sistema de puesta a tierra.			
· Cálculos y coordinación de protecciones contra sobre corrientes.			
· Cálculos de canalización y volumen de encerramientos (tubos, ductos, canaletas. Electro ductos).			
· Cálculo de regulación.			
· Elaboración de diagramas unifilares.			
· Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.			
· Establecer las distancias de seguridad requeridas			
<b>b)</b> Ramales de redes aéreas rurales de hasta 50 KVA Y 13.2 KV, por ser de menor complejidad y menor riesgo. El diseño simplificado debe basarse en especificaciones predefinidas por EBSA y cumplir lo siguiente:			
· Análisis de riesgo de origen eléctrico para mitigarlos.			
· Diseño de puesta a tierra.			
· Protecciones contra sobrecorriente y sobretensión.			
· Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.			
· Especificar las distancias mínimas de seguridad requeridas.			
· Definir tensión mecánica máxima de conductores y templetes.			
<b>c)</b> Viviendas individuales que no hagan parte de edificaciones con más de cuatro cuentas de energía y de potencia instalable menor o igual a 7 KVA, debe especificar los siguientes aspectos:			
· Distancias mínimas de seguridad.			
· Esquema del sistema de puesta a tierra, especificando electrodo y cable de puesta a tierra.			
· Protecciones de sobrecorrientes conforme a la carga y calibre de conductores, sin sobrepasar la temperatura máxima de operación de aparatos asociados al circuito.			
· Diagrama unifilar de la instalación y cuadro de cargas.			
· Esquemas de construcción, identificando localización de aparatos, número y calibre de conductores, tipo y diámetro de tuberías.			

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_

Cedula No \_\_\_\_\_

NOMBRE DEL PROYECTO: \_\_\_\_\_

Nombre del diseñador \_\_\_\_\_

Matricula Profesional \_\_\_\_\_

Seleccionar las casillas con una X de acuerdo a RETILAP que a su juicio los aspectos que aplica o no aplica en la elaboración de su diseño:

FORMATO 3 DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE ACUERDO A RETILAP	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACION
<b>DISEÑO DETALLADO SEGÚN RETILAP; si aplica debe contener lo siguiente:</b>			
a. La selección de las luminarias. Planos de montaje y distribución de las luminarias			
b. El diseño geométrico y sistemas de montaje. Memorias descriptivas y cálculos fotométricos.			
c. Los sistemas de alimentación, comando y control eléctricos. Cálculos eléctricos.			
d. La instalación del alumbrado de emergencia y seguridad cuando se requiera.			
e. Análisis económico y presupuesto del proyecto.			
f. El esquema y programa de mantenimiento.			
g. Las especificaciones de los equipos recomendados.			
<b>ILUMINACION EXTERIOR O ALUMBRADO PUBLICO</b>			
1. Determinación de clases de Iluminación.			
2. Selección de las fuentes luminosas (IRC, vida útil) y comparabilidad con luminarias y ambiente de instalación (IP, IK, FHS).			
3. Información fotométrica de las luminarias utilizadas certificada (Matriz de Intensidades, Curvas o coeficientes de utilización).			
4. Localización de las luminarias en la instalación			
1. Validación de Software de diseño.			
2. Calculo manual (alcance, parámetros incluidos y supuestos realizados)			
3. Cumplimiento de los parámetros de diseño establecidos en el RETILAP.			
4. Resultado del diseño factor de uniformidad longitudinal UL			
5. Resultado del diseño relación de alrededores SR			
6. Resultado del diseño iluminancia promedio mínima mantenida (luxes)			
7. Resultado del diseño coeficiente de uniformidad de iluminancias.			
8. Resultado del diseño iluminancia horizontal promedio (luxes)			
9. Resultado del diseño luminancia promedio (cd/m2)			
10. Resultado del diseño factor de uniformidad general Uo.			
11. Resultado del diseño incremento de umbral TI (%)			
12. Determinación del factor de mantenimiento de la instalación de alumbrado.			
13. Esquema de Mantenimiento disponible al operador o propietario.			
14. Planos del proyecto de alumbrado aprobados por responsable de la prestación del servicio de alumbrado.			
15. Accesibilidad a todos dispositivos de control luminarias			
16. Control de iluminación de exteriores (incluye avisos)			
17. Cálculos de iluminancia en cada punto de la instalación (se realizan en base a los datos fotométricos certificados de la luminaria suministrados por los fabricantes o comercializadores)			
18. Número de puntos o áreas consideradas para el calculo			
19. Cálculos de Luminancia en cada punto			
20. Altura de montaje en metros de la luminaria por encima de la calzada.			
21. Calculo de deslumbramiento			
22. Uso racional y eficiente de energía en el diseño fotométrico del alumbrado.			
23. Costos de Inversión, evaluación financiera y comparación técnico económica para una vida útil de 30 años, comparando al menos tres alternativas o propuestas fotométricas para los proyectos de nivel C			
24. Todos los proyectos de alumbrado público de nivel C deben cumplir con todos los trámites y el procedimiento establecido en el capítulo 6 del RETILAP, sin perjuicio del alcance que se establezca por los municipios para otras categorías de proyectos de alumbrado público.			
25. El proyecto requiere Certificado de Inspección plena RETILAP			

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_

Cedula No \_\_\_\_\_

NOMBRE DEL PROYECTO: \_\_\_\_\_

Nombre del diseñador \_\_\_\_\_

Matricula Profesional \_\_\_\_\_

Seleccionar las casillas con una X de acuerdo a RETILAP que a su juicio los aspectos que aplica o no aplica en la elaboración de su diseño:

FORMATO 4 DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELECTRICAS DE ACUERDO A RETILAP	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACION
<b>DISEÑO DETALLADO SEGÚN RETILAP; si aplica debe contener lo siguiente:</b>			
a. La selección de las luminarias. Planos de montaje y distribución de las luminarias			
b. El diseño geométrico y sistemas de montaje. Memorias descriptivas y cálculos fotométricos.			
c. Los sistemas de alimentación, comando y control eléctricos. Cálculos eléctricos.			
d. La instalación del alumbrado de emergencia y seguridad cuando se requiera.			
e. Análisis económico y presupuesto del proyecto.			
f. El esquema y programa de mantenimiento.			
g. Las especificaciones de los equipos recomendados.			
<b>ILUMINACION INTERIOR</b>			
1. Determinación de clase de Iluminación.			
2. Estudio y aplicación del índice de Contribución de Luz diurna (CLD).			
3. Selección de la fuentes luminosas (IRC, vida útil) y comparabilidad con luminarias			
4. Información fotométrica de las luminarias utilizadas certificada (Matriz de Intensidades, Curvas o coeficientes de utilización).			
5. Localización de las luminarias			
6. Cumplimiento de los parámetros de diseño establecidos en el RETILAP.			
7. Validación de Software de diseño.			
8. Cálculos de iluminancia en cada punto de la instalación (se realizan en base a los datos fotométricos certificados de la luminaria suministrada por los fabricantes o comercializadores).			
9. Calculo de iluminancia (luxes) resultado del diseño. En ningún momento durante la vida útil del proyecto la iluminancia promedio podrá ser superior al valor máximo o inferior al valor mínimo establecido en la tabla 410.1 del RETILAP.			
10. Coeficiente de uniformidad de iluminancias resultado del diseño.			
11. Calculo de deslumbramiento unificado (UGR) resultado del diseño. El valor máximo permitido para el deslumbramiento (UGR) se encuentra establecido en la tabla 410.1 del RETILAP.			
12. Factor de mantenimiento de la instalación de alumbrado			
13. Esquema de Mantenimiento disponible al operador y propietario.			
14. Accesibilidad a todos los dispositivos de control de luminarias			
15. Cumplimiento de los valores ofrecidos en el diseño.			
16. Calculo de valores de eficiencia energética de la instalación (VEEI)			
17. Sistema de alumbrado de emergencia.			
18. El proyecto requiere Certificado de Inspección plena RETILAP			

Firma Diseñador: \_\_\_\_\_  
Cedula No

## ANEXO I

### CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA MEDIA TENSIÓN

Las tablas I1 a I6 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 5 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	$5,5060502 \times 10^{-8}$	$5,3856082 \times 10^{-8}$	$5,1457825 \times 10^{-8}$
	4/0 AWG	$4,1007211 \times 10^{-8}$	$3,9154293 \times 10^{-8}$	$3,6155409 \times 10^{-8}$

Notas:

1. Ver norma de construcción P-2509.
2. Temperatura del conductor 75°C.

**Tabla I2. Disposición horizontal semibandera, tres hilos, conductor ACSR.**

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	K (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
		13,2	2 AWG	$6,3988428 \times 10^{-7}$
1/0 AWG	$4,4206991 \times 10^{-7}$		$4,3721167 \times 10^{-7}$	$4,2406121 \times 10^{-7}$
2/0 AWG	$3,7568928 \times 10^{-7}$		$3,6753670 \times 10^{-7}$	$3,5125590 \times 10^{-7}$
4/0 AWG	$2,7968992 \times 10^{-7}$		$2,6710738 \times 10^{-7}$	$2,4672364 \times 10^{-7}$
34,5	2 AWG	$9,2388811 \times 10^{-8}$	$9,3083166 \times 10^{-8}$	$9,2503884 \times 10^{-8}$
	1/0 AWG	$6,4894776 \times 10^{-8}$	$6,4152451 \times 10^{-8}$	$6,2185017 \times 10^{-8}$
	2/0 AWG	$5,5177355 \times 10^{-8}$	$5,3952773 \times 10^{-8}$	$5,1527090 \times 10^{-8}$
	4/0 AWG	$4,1124064 \times 10^{-8}$	$3,9250984 \times 10^{-8}$	$3,6224673 \times 10^{-8}$

Notas:

1. Ver norma de construcción P-2103.
2. 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	$6,2865814 \times 10^{-7}$
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. Ver norma de construcción P-2105.
2. Temperatura del conductor 75°C.

**Tabla I4. Disposición vertical (pull over), tres hilos, conductor ACSR.**

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	K (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
13,2	2 AWG	$6,3719939 \times 10^{-7}$	$6,3261850 \times 10^{-7}$	$6,2958080 \times 10^{-7}$
	1/0 AWG	$4,3938501 \times 10^{-7}$	$4,3499003 \times 10^{-7}$	$4,2246974 \times 10^{-7}$
	2/0 AWG	$3,7300438 \times 10^{-7}$	$3,6531506 \times 10^{-7}$	$3,4966443 \times 10^{-7}$
	4/0 AWG	$2,7700502 \times 10^{-7}$	$2,6488574 \times 10^{-7}$	$2,4513217 \times 10^{-7}$
34,5	2 AWG	$9,2878025 \times 10^{-8}$	$9,3487970 \times 10^{-8}$	$9,2793865 \times 10^{-8}$
	1/0 AWG	$6,5383990 \times 10^{-8}$	$6,4557254 \times 10^{-8}$	$6,2474998 \times 10^{-8}$
	2/0 AWG	$5,5666569 \times 10^{-8}$	$5,4357576 \times 10^{-8}$	$5,1817071 \times 10^{-8}$
	4/0 AWG	$4,1613278 \times 10^{-8}$	$3,9655787 \times 10^{-8}$	$3,6514654 \times 10^{-8}$

*Notas:*

1. Ver norma de construcción R-2554.
2. 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. Ver norma de construcción P-2510.
2. Temperatura del conductor 75°C.

**Tabla I6. Red trifásica subterránea, cable monopolar MV-90, 15 kV y 35 kV**

TENSIÓN (kV)	CALIBRE	K (% / kVA . m)		
		FP = 0,85	FP = 0,90	FP = 0,95
13,2	2 AWG	$3,9249554 \times 10^{-7}$	$3,9206145 \times 10^{-7}$	$3,8815226 \times 10^{-7}$
	1/0 AWG	$2,6890596 \times 10^{-7}$	$2,6237797 \times 10^{-7}$	$2,6223325 \times 10^{-7}$
	2/0 AWG	$2,1995799 \times 10^{-7}$	$2,1718312 \times 10^{-7}$	$2,1527567 \times 10^{-7}$
	3/0 AWG	$1,8126532 \times 10^{-7}$	$1,8078487 \times 10^{-7}$	$1,7731044 \times 10^{-7}$
	4/0 AWG	$1,5307704 \times 10^{-7}$	$1,5129772 \times 10^{-7}$	$1,4662095 \times 10^{-7}$
	300 MCM	$1,2093418 \times 10^{-7}$	$1,1782308 \times 10^{-7}$	$1,1196473 \times 10^{-7}$
34,5	1/0 AWG	$3,9965005 \times 10^{-8}$	$3,9269205 \times 10^{-8}$	$3,9039300 \times 10^{-8}$
	2/0 AWG	$3,2646800 \times 10^{-8}$	$3,2643358 \times 10^{-8}$	$3,2123012 \times 10^{-8}$
	3/0 AWG	$2,7522998 \times 10^{-8}$	$2,7282248 \times 10^{-8}$	$2,6541814 \times 10^{-8}$
	4/0 AWG	$2,3355732 \times 10^{-8}$	$2,2931882 \times 10^{-8}$	$2,2025016 \times 10^{-8}$
	300 MCM	$1,8578404 \times 10^{-8}$	$1,7972011 \times 10^{-8}$	$1,6909059 \times 10^{-8}$

**Notas:**

1. Conductores dispuestos en forma plana. La separación entre fases corresponde al diámetro del cable.
2. Temperatura del conductor 90°C.

Para otras configuraciones u otros valores del factor de potencia, deberán efectuarse los cálculos de las constantes de regulación correspondientes.

## ANEXO II

### CONSTANTES DE REGULACIÓN PARA BAJA TENSIÓN

#### II. 1 CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN PARA REDES AEREAS ABIERTAS.

En las tablas II-1 y II-2 se presentan las constantes de regulación para circuitos en baja tensión para redes abiertas, con un factor de potencia de 0,90.

**Tabla II.1. Conductor ACSR.**

TENSIÓN (V)	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
208/120	4	3 fases + 1 neutro	0,00357762
	2		0,00249232
	1/0		0,00178577
	2/0		0,00149370
	4/0		0,00092590
240 - 120	4	2 fases + 1 neutro	0,005348
	2		0,0037177
	1/0		0,00265106
	2/0		0,00221760
120	4	1 fase + 1 neutro	0,021393
	2		0,014871
	1/0		0,0106042
	2/0		0,0088704

#### II. 2 CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN PARA REDES AÉREAS TRENZADAS.

En las tablas II-2 y II-3 se presentan las constantes de regulación para circuitos en baja tensión para redes trenzadas, con un factor de potencia de 0,95.

**Tabla II.2. Conductor múltiple I**

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
440 - 254	2	3 fases + 1 neutro	0,00042632
	1/0		0,00032468

	2/0		0,00022304
	4/0		0,00014723

**Tabla II.3. Conductor multiplex II**

TENSIÓN (V)	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
240 - 120	2	2 fases + 1 neutro	0,0031153
	1/0		0,0020368
	2/0		0,0016539
	4/0		0,0011014
120	2	1 fase + 1 neutro	0,00573167
	1/0		0,00436511
	2/0		0,00299856
	4/0		0,00197940

### II. 3 CONSTANTES DE REGULACIÓN EN BAJA TENSIÓN PARA REDES SUBTERRÁNEAS.

En las tablas II-4 se presentan las constantes de regulación para circuitos en baja tensión para redes subterráneas, con un factor de potencia de 0,90.

**Tabla II.4. Conductor aislado THHN, cuatro hilos, 208/120 V.**

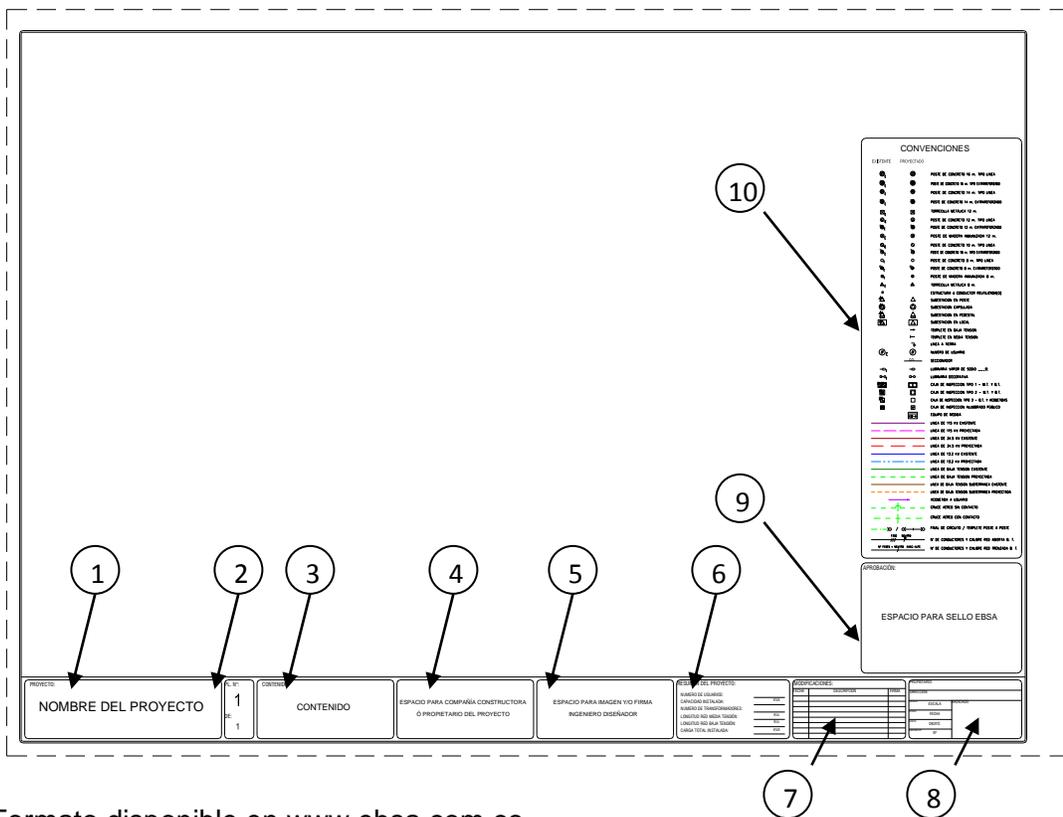
MATERIAL	CALIBRE	NÚMERO DE HILOS	K (% / kVA . m)
Cobre	6	3 fases + 1 neutro	0,00312320
	4		0,00201401
	2		0,00130761
	1/0		0,00086474
	2/0		0,00070927
	3/0		0,00053400
	4/0		0,00048176
Aluminio	4	3 fases + 1 neutro	0,00329242
	2		0,00210535
	1/0		0,00135991
	2/0		0,00109690
	4/0		0,00072183
Acometidas Antifraude Cobre	10	1 fase + 1 neutro	0,04582830
	8		0,02925020
	10	3 fases + 1 neutro	0,00777000
	8		0,00501000

### ANEXO III

#### PRESENTACIÓN DE PLANOS

#### III.1 ROTULO DE USO OBLIGATORIO Y EXCLUSIVO PARA PROYECTOS ELÉCTRICOS PARTICULARES QUE SE PRESENTEN A LA EBSA E.S.P.

Figura III.1. Rotulo.



Formato disponible en [www.ebsa.com.co](http://www.ebsa.com.co)

Tabla III.1. Características del rotulo

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS
1	Nombre del proyecto.
2	Número del plano (plano N° de Total).
3	Contenido.
4	Espacio para compañía constructora o propietario del proyecto.
5	Espacio para imagen y/o firma ingeniero diseñador.



## NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

- **ÍTEM 8:**

PROPIETARIO:	
DIRECCION:	
ESCALA:	ESCALA
FECHA:	FECHA
DIGITÓ:	DIGITÓ:
ARCHIVO N°:	N°
RADICADO:	

• **ÍTEM 9 Y 10:**

<b>CONVENCIONES</b>		
EXISTENTE	PROYECTADO	DESCRIPCIÓN
		Poste de ferroconcreto de 16 m, tipo linea.
		Poste de ferroconcreto de 16 m, tipo reforzado.
		Poste de ferroconcreto de 16 m, tipo extrarreforzado.
		Poste de ferroconcreto de 14 m, tipo linea.
		Poste de ferroconcreto de 14 m, tipo reforzado.
		Poste de ferroconcreto de 14 m, tipo extrarreforzado.
		Torreilla metálica galvanizada de 12 m.
		Poste de ferroconcreto 12 m, tipo linea.
		Poste de ferroconcreto de 12 m, tipo reforzado.
		Poste de ferroconcreto de 12 m, tipo extrarreforzado.
		Poste de madera inmunizada de 12 m.
		Poste de ferroconcreto de 10 m, tipo linea.
		Poste de ferroconcreto de 10 m, tipo reforzado.
		Poste de ferroconcreto 10 m, tipo extrarreforzado.
		Poste de ferroconcreto de 8 m, tipo linea.
		Poste de ferroconcreto de 8 m, tipo reforzado.
		Poste de ferroconcreto de 8 m, tipo extrarreforzado.
		Poste de madera inmunizada de 8 m.
		Torreilla metálica galvanizada de 8 m.
R		Estructura reutilizada o conductor reutilizado.
		Subestación en poste.
		Subestación capsulada.
		Subestación en pedestal.
		Subestación en local.
		Templete atierra en baja tensión.
		Templete a tierra en media tensión.

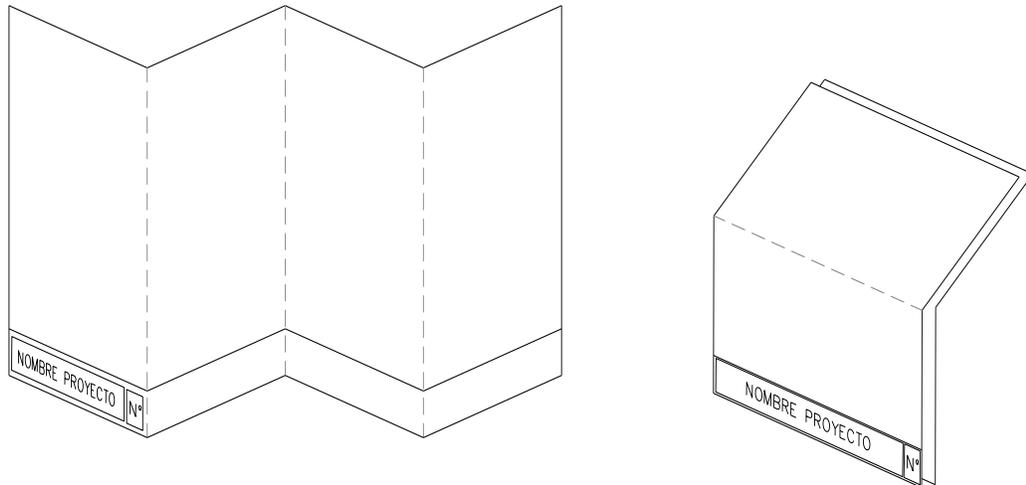
### ÍTEMES 9 Y 10 (Continuación):

<h1>CONVENCIONES</h1>		
EXISTENTE	PROYECTADO	DESCRIPCIÓN
		Línea a tierra.
		Número de usuario.
		Seccionador portafusible tipo cañuela.
		Descargador para sobretensión (DPS).
		Luminaria de vapor de sodio de ___ W.
		Luminaria decorativa.
		Caja de inspección tipo 1 para MT y BT.
		Caja de inspección tipo 2 para MT y BT.
		Caja de inspección tipo 3 para BT y acometidas.
		Caja de inspección para alumbrado público.
		Equipo de medida de energía.
		Línea de 115 kV existente.
		Línea de 115 kV proyectada.
		Línea de 34,5 kV existente.
		Línea de 34,5 kV proyectada.
		Red de 13,2 kV existente.
		Red de 13,2 kV proyectada.
		Red de 13,2 kV subterránea existente.
		Red de 13,2 kV subterránea proyectada.
		Red de baja tensión existente.
		Red de baja tensión proyectada.
		Red de baja tensión subterránea existente.
		Red de baja tensión subterránea proyectada.
		Acometida a usuario.
		Cruce aéreo sin contacto.
		Cruce aéreo con contacto.
		Final de circuito / Templete poste a poste.
		Nº de conductores y calibre red abierta BT.
		Nº de conductores y calibre red trenzada BT.

### III.2 TAMAÑO DE LOS DOBLECES.

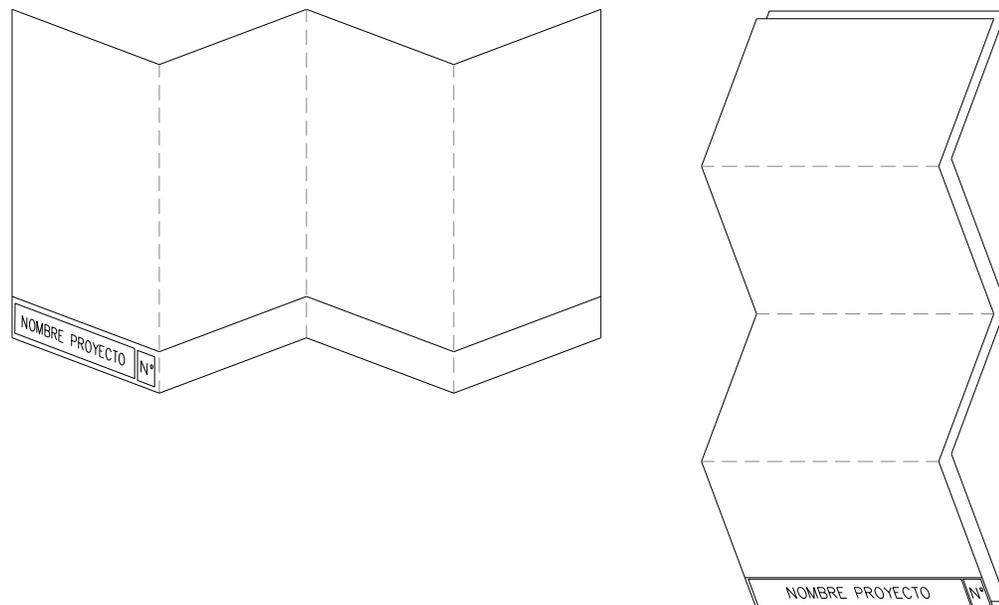
- **DOBLADO MEDIO PLIEGO:**

**Figura III.2. Doblado de medio pliego.**



- **DOBLADO PLIEGO COMPLETO:**

**Figura III.3. Doblado de pliego.**



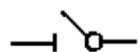
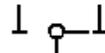
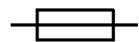
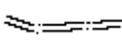
### III.3. OBSERVACIONES:

- Los tamaños a utilizar son pliego y medio pliego:
  - Pliego doblado a 1/16.
  - Medio pliego doblado a 1/8.
- La parte visible una vez doblado debe ser el nombre del proyecto y el número del plano.
- **Está prohibido el uso del logotipo de la EBSA.**
- Para ahorro de espacio se pueden dejar únicamente las convenciones que se utilizan en el proyecto.
- Se debe ajustar la escala de los tipos de línea de acuerdo a la escala general utilizada.
- Es obligatorio utilizar los colores de las líneas establecidos en las convenciones.

### III.4. OTRAS CONVENCIONES:

**Tabla III.2. Convenciones para vías, cuerpos de agua y subestaciones.**

	Carretera		Tanques
	Carreteable		Central hidroeléctrica
	Camino		Termómetro
	Sendero		Transformador bidevanado
	Ferrocarril		Transformador tridevanado
	Puente de madera		Auto transformador
	Puente de Hierro		Capacitancia
	Puente de Concreto		Termómetro
	Puente Cubierto		Interruptor ( o disyuntor )

	Puente no clasificado		Interruptor Termo magnético
	Túnel		Seccionador
	Casas		Seccionador de dos vías
	Carretera		Fusible
	Río		Seccionador bajo carga con fusible
	Quebrada		Tierra
	Lago		Tierra aislada
	Laguna		Tierra de protección
	Pantano		Transformador de corriente
	Bosque		Transformador de corriente con dos arrollamiento y dos circuito magnéticos

**Tabla III.3. Convenciones para transformadores de medida.**

	Transformador de corriente con dos arrollamiento y un circuito magnético		Resistencia (inductiva o no)
	Conector removible		Resistencia no inductiva
	Transformador de potencial		Conector coaxial

#( )#			
	Divisor de tensión capacitivo		Inductancia o arrollamiento
	Acople macho-hembra		Registrador de vatios
	Trampa de onda		Contador de amperios-hora
	Cortacircuito		Medidor de energía activa
	Pararrayos		Medidor de energía reactiva
	Arrollamientos en conexión zigzag		Contactador
	Tres conductores		Descargador de sobretensión
	n conductores (más de tres)		Señal de voltaje peligroso

**Tabla III.4. Convenciones para dispositivos de medición.**

	Amperímetro		Frecuencímetro
	Voltímetro		Cosenofímetro
	Watímetro		Sincronoscopio
	Ohmímetro		Voltímetro diferencial
	Varímetro		Contador de tiempo
	Fasímetro		Selector de fases

## GLOSARIO

**ACOMETIDA:** derivación que se hace de la red local para suministrar el servicio a un cliente. Se considera que está conformada por los conductores que van desde la red hasta el registro de corte ubicado aguas arriba del medidor. En edificios de propiedad horizontal o condominios, y en general, en las unidades inmobiliarias cerradas de que trata la Ley 428 de 1998, la acometida llega hasta el registro de corte general.

**AISLAMIENTO:** conjunto de materiales utilizados para proveer aislamiento eléctrico entre partes conductoras.

**AJUSTE:** valor que representa las condiciones de operación de algún tipo de elemento tal como relé, interruptor automático, etc.

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

**ALIMENTADOR EN MEDIA TENSIÓN:** circuito energizado a nivel de tensión II ó III y que parte de una subestación de potencia conectada a un STN o SDL. También conocido como troncal principal.

**ALTO RIESGO:** riesgo cuya frecuencia esperada de ocurrencia y gravedad de sus efectos puedan comprometer fisiológicamente el cuerpo humano, produciendo efectos como quemaduras, impactos, paro cardíaco, fibrilación; u otros efectos físicos que afectan el entorno de la instalación eléctrica, como contaminación, incendio o explosión.

**APANTALLAMIENTO:** conjunto de elementos tales como cables de guarda, mástiles o puntas cuyo fin es cubrir al sistema eléctrico contra descargas atmosféricas.

**APOYO:** véanse definiciones de poste y estructura.

**APROBADO:** aceptado por la autoridad competente.

**ASKAREL:** término genérico de un grupo de hidrocarburos aromáticos sintéticos, resistentes al fuego, clorados, usados como líquidos de aislamiento eléctrico. Tienen la propiedad de que bajo condiciones de arco, cualquier gas producido consistirá predominantemente de hidrógeno clorado no combustible con la más pequeña cantidad de gases combustibles. No son biodegradables y se consideran cancerígenos.

**BAJA TENSIÓN:** nivel de tensión mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1 kV.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 171 de 181

**BANDEJA PORTACABLES:** unidad o conjunto de unidades, con sus accesorios, que forman una estructura rígida utilizada para soportar cables y canalizaciones.

**BARRAJE DE PUESTA A TIERRA:** conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable de diámetro equivalente.

**BIFENILO POLICLORADO (PCB):** clorobifenilos que tienen la fórmula molecular  $C_{12}H_{10-n}Cl_n$  donde n es mayor que uno (1).

**BÓVEDA:** estructura sólida resistente al fuego, ubicada sobre o bajo el nivel del suelo con acceso limitado a personal calificado para instalar, mantener, operar o inspeccionar equipos o cables.

**CABLE:** conjunto de alambres sin aislamiento entre sí y entorchado por medio de capas concéntricas.

**CABLE APANTALLADO:** cable con una envoltura conductora alrededor del aislamiento que le sirve como blindaje electromagnético.

**CABLE DE GUARDA:** conductor utilizado para proteger equipos contra descargas atmosféricas.

**CALIBRACIÓN:** proceso que tiene por finalidad determinar los errores de un instrumento de medida y, de ser necesario, otras características metrológicas.

**CANALIZACIÓN:** canal cerrado de materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener alambres, cables o barras.

**CAPACIDAD DE CORRIENTE:** corriente máxima que puede soportar un conductor en forma continua y bajo unas condiciones específicas sin perder sus propiedades eléctricas, mecánicas y dieléctricas.

**CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN NOMINAL:** la mayor corriente a tensión nominal que un dispositivo eléctrico tiene previsto interrumpir bajo condiciones normales de operación.

**CAPACIDAD INSTALADA:** capacidad del componente límite de una instalación eléctrica.

**CAPACIDAD NOMINAL:** potencia de diseño de un equipo.

**CARGA:** potencia de demanda nominal de un equipo.

**CERTIFICADO:** documento que indica si el equipo o material cumple unas normas debidamente establecidas o si ha sido probado y encontrado apto para su uso de una manera determinada.

**CIRCUITO:** red o tramo de red eléctrica monofásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador o de otra red

**CIRCUITO RAMAL DE MEDIA TENSIÓN:** conductores de un circuito en media tensión, entre el dispositivo final de protección contra sobrecorriente y la salida o salidas.

**CLASE DE PRECISIÓN:** es el máximo error, expresado en porcentaje, que puede introducir un instrumento de medida cuando el proceso de medida se realiza bajo unas condiciones específicas.

**CLIENTE:** persona natural o jurídica que se beneficia del servicio público de energía eléctrica, bien como propietario del inmueble en donde éste se presta, o como receptor directo del servicio.

**COEFICIENTE DE DILATACIÓN:** incremento de la longitud de un cuerpo por cada grado de variación de temperatura.

**COMERCIALIZADOR:** persona cuya actividad principal es la comercialización de energía eléctrica.

**CONDUCTOR ELÉCTRICO:** elemento destinado en su condición de operación normal a la transmisión de electricidad.

**CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA DE LOS EQUIPOS:** conductor utilizado para conectar las partes metálicas que no transportan corriente de los equipos, canalizaciones y otros encerramientos, al conductor puesto a tierra, al conductor del electrodo de tierra de la instalación o a ambos, en los equipos de acometida o en el punto de origen de un sistema derivado independiente.

**CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA:** conductor utilizado para conectar el electrodo de puesta a tierra al conductor de puesta a tierra de los equipos, al conductor puesto a tierra o a ambos, del circuito en los equipos de acometida o en punto de origen de un sistema derivado independiente.

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

**CONTACTO DIRECTO:** contacto de personas o animales con conductores activos de una instalación eléctrica.

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

**CORRIENTE DE DESCARGA:** corriente que circula a través de un descargador.

**CUERNOS DE ARCO (EXPLOSORES):** electrodos separados por un espacio de aire el cual tiene unas características disruptivas determinadas y utilizado como protección contra sobretensiones.

**CURVA DE DISTANCIA MÍNIMA AL TERRENO:** curva de flecha máxima desplazada verticalmente hacia abajo con respecto a la curva del conductor en caliente, una distancia igual a la distancia mínima del conductor al terreno en la plantilla.

**CURVA DE MÍNIMA TEMPERATURA:** curva de flecha mínima determinada mediante la hipótesis de temperatura mínima, pertenece a la plantilla.

**CURVA DE PIE DE APOYOS:** curva de flecha máxima en terreno llano desplazada verticalmente una distancia igual a la distancia existente entre el punto de amarre del conductor más bajo y la superficie del suelo, pertenece a la plantilla.

**CURVAS DE TENDIDO:** conjunto de curvas en donde se determina la tensión horizontal de tendido de un conductor en función de la temperatura ambiente y la longitud del vano regulador.

**CURVA DE TEMPERATURA MÁXIMA:** curva de flecha máxima determinada mediante la hipótesis de temperatura máxima, también conocida como curva de plantillado.

**DERIVACIÓN EN MEDIA TENSIÓN:** circuito energizado al nivel de tensión II ó III y que parte de un ramal o de otra derivación en media tensión.

**DESCARGADOR DE ÓXIDO METÁLICO:** descargador de sobretensiones constituido por pastillas de óxido metálico de resistencia eléctrica no lineal. Un ejemplo de esta tecnología son los descargadores de óxido de zinc ZnO.

**DESCARGADOR DE CARBURO DE SILICIO (SIC):** descargador de sobretensiones constituido por pastillas de Carburo de Silicio resistencia eléctrica no lineal conectadas en serie con entrehierros.

**DESCARGADOR PARA SOBRETENSIONES (DPS):** elemento de protección utilizado para servir de camino a la descarga de parte de la energía asociada a una sobretensión, con el fin de evitar que la sobretensión plena llegue a los equipos del sistema eléctrico y produzca su deterioro.

**DISTANCIA DE SEGURIDAD:** mínima distancia entre una masa y otra para garantizar que no habrá descarga por acercamiento.

**DISTRIBUIDOR LOCAL (DL):** persona que opera y transporta energía eléctrica en un SDL, o que ha constituido una empresa cuyo objeto incluye el desarrollo de dichas actividades; y la operará directamente o por interpuesta persona (Operador).

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 174 de 181

**EFECTO JOULE:** calor generado en un conductor debido a la circulación de corriente eléctrica a través del mismo.

**ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA:** elemento o conjunto metálico conductor que se pone en contacto con la tierra física o suelo, ubicado lo más cerca posible del área de conexión del conductor de puesta a tierra al sistema.

**EMPRESA:** hace referencia a la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P.

**EQUIPO DE MEDICIÓN:** todos los transformadores de medición, medidores y el cableado necesario para realizar la medición en un punto de conexión.

**ESTRUCTURA:** conjunto de elementos que sirven de soporte para los conductores, aisladores y accesorios de redes eléctricas. Pueden ser en concreto, fibra de vidrio, madera o metálicas.

**FACTOR DE DEMANDA:** razón entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga instalada en la instalación considerada.

**FACTOR DE POTENCIA:** razón entre potencia activa y potencia aparente de un sistema eléctrico o parte de él.

**FACTOR DE SEGURIDAD:** razón entre el esfuerzo máximo permisible y el esfuerzo de trabajo de un componente.

**FLAMEO:** descarga disruptiva a través del aire, o sobre la superficie de aislamiento sólido o líquido, entre partes a diferente potencial producida por la aplicación de una tensión que ocasiona suficiente ionización del medio para sostener el arco eléctrico.

**FLAMEO INVERSO:** flameo ocasionado por una descarga sobre una parte del sistema eléctrico desde una parte que se encuentra conectada a tierra.

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

**FRENTE MUERTO:** parte de un equipo accesible a las personas y sin partes activas.

**FRONTERA COMERCIAL:** se define como frontera comercial entre el OR, o el Comercializador y el Usuario los puntos de conexión del equipo de medida, a partir del cual este último se responsabiliza por los consumos, y riesgos operativos inherentes a su red interna.

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

**GABINETE:** caja metálica diseñada para instalarse de forma empotrada, sobrepuesta o autosoportada, provista de un marco, dispuesta para alojar elementos o equipos.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 175 de 181

**IMPULSO:** onda de corriente o tensión de muy corta duración y de una magnitud determinada.

**INFLAMABLE:** material que se puede encender y quemar rápidamente.

**INTERRUPTOR:** dispositivo destinado al cierre y apertura de un circuito bajo condiciones normales o de sobrecarga.

**INTERRUPTOR DE POTENCIA (DISYUNTOR):** dispositivo capaz de cerrar y abrir un circuito bajo condiciones nominales, de sobrecarga y de cortocircuito.

**MARGEN DE PROTECCIÓN:** diferencia entre la tensión que soporta del equipo a proteger ante unas condiciones dadas y la tensión real que aparece en el equipo ante la operación del descargador, expresada en porcentaje con respecto a esta última.

**MEDIA TENSIÓN:** nivel de tensión mayor a 1 kV y menor a 57,5 kV.

**MEDIDOR:** aparato que mide la demanda máxima y los consumos de energía activa o reactiva o las dos. La medida de energía puede ser realizada en función del tiempo y puede o no incluir dispositivos de transmisión de datos.

**MÓDULO DE ELASTICIDAD:** cantidad de tensión mecánica que se puede aplicar a un material por unidad de área y por alargamiento unitario para que éste presente alguna deformación.

**MT:** designa circuitos, equipos o materiales al nivel de media tensión.

**MV:** médium voltage. Designación utilizada para identificar cables aislados en media tensión.

**NIVEL BÁSICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO (BIL):** tensión pico de referencia que representa el nivel de soportabilidad del aislamiento con respecto al impulso tipo rayo normalizado (1,2/50  $\mu$ s).

**NIVEL DE AISLAMIENTO:** capacidad de aislamiento expresada en términos de la tensión no disruptiva.

**NIVEL DE TENSIÓN:** es el rango de tensión desde el cual se presta el servicio según la siguiente clasificación:

*Extra alta tensión (EAT):* corresponde a tensiones superiores a 230 kV.

*Alta tensión (AT):* tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.

*Media tensión (MT):* los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.

*Baja tensión (BT):* los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000 V.

*Muy baja tensión (MBT):* tensiones menores de 25 V.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 176 de 181

**NORMA:** documento aprobado por una institución reconocida, que prevé, para un uso común y repetido, reglas, directrices o características para los productos o los procesos y métodos de producción conexos, servicios o procesos, cuya observancia no es obligatoria.

**OPERADOR DE RED (OR):** persona encargada de la planeación de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un STR<sup>xv</sup> o SDL<sup>xvi</sup>.

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

**PERSONA CALIFICADA:** persona capacitada, familiarizada y apta en la construcción y funcionamiento de los equipos y los riesgos que conllevan.

**POSTE:** elemento de forma troncocónica, fabricado de madera o concreto cuya función es servir de apoyo a los conductores y herrajes en redes aéreas.

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

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

**PUNTO DE CONEXIÓN:** punto eléctrico común en el cual el equipo de un usuario está conectado a un STR o SDL para propósito de transferir energía eléctrica entre las partes.

**PUNTO DE MEDICIÓN:** punto de conexión eléctrico del circuito primario del transformador de corriente que está asociado al punto de conexión o a los bornes del medidor, en el caso del nivel de tensión I.

**RADIACIÓN SOLAR:** energía radiada por el sol, produciendo calentamiento en el conductor y afectando la temperatura del mismo.

**RAMAL EN MEDIA TENSIÓN:** circuito energizado a nivel de tensión II ó III que parte de un alimentador.

**RECONECTADOR:** interruptor automático de protección contra sobrecorrientes y programado para recierres en una secuencia determinada.

**RED DE DISTRIBUCIÓN:** conjunto de las instalaciones cuyo propósito es el suministro de electricidad a usuarios situados en un área, a niveles de media y/o baja tensión. Conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinados a la distribución de energía eléctrica.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 177 de 181

**REGULACIÓN DE TENSIÓN:** diferencia entre la magnitud de la tensión en un punto del sistema eléctrico en vacío y la magnitud de la tensión a plena carga en dicho punto, expresada en porcentaje con respecto a esta última.

**RELÉ:** dispositivo de estado sólido o electromecánico cuya función es inducir acciones en un sistema o circuito ante cierto tipo de condiciones en tal sistema.

**SECCIONADOR:** dispositivo destinado a hacer un corte visible en un circuito eléctrico, está diseñado para que se manipule después de que el circuito se ha abierto por otros medios.

**SECCIONALIZADOR:** seccionador automático que opera en una secuencia lógica y coordinada para aislar tramos de un sistema que potencialmente se encuentren bajo falla.

**SEÑALIZACIÓN:** conjunto de medios, dispuestos para reflejar las advertencias de seguridad en una instalación.

**SERVIDUMBRE:** franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea o red 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 el entorno.

**SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL (SDL):** sistema de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes de distribución municipales o distritales; conformado por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un STR por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL (STN):** sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por el conjunto de líneas, con sus correspondientes módulos de conexión, que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV.

**SISTEMA DE TRANSMISIÓN REGIONAL (STR):** sistema interconectado de transmisión de energía eléctrica compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, conformado por el conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un SDL.

**SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (SPT):** conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

**SOBRETENSIÓN:** tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

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

**SUBESTACIÓN AÉREA:** subestación que se instala a la intemperie sobre una estructura.

**SUBESTACIÓN CAPSULADA:** subestación en la que los equipos, conexiones y barraje se encuentran localizados dentro de módulos o celdas.

**SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN:** subestación que toma potencia de circuitos de media tensión y la entrega al nivel requerido por el usuario.

**SUBESTACIÓN DE PEDESTAL:** subestación que se instala a la intemperie y en la cual el transformador se instala sobre una fundación en concreto.

**TENSIÓN CRÍTICA DE FLAMEO (CFO):** valor pico de la onda de tensión tipo impulso que ocasiona, bajo condiciones específicas, flameo del medio circundante en el 50 % de las aplicaciones.

**TENSIÓN DE CONTACTO:** diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que puede soportar una persona al extender un brazo.

**TENSIÓN DE DESCARGA:** tensión que aparece entre los terminales de un descargador de sobretensiones cuando circula determinada corriente de descarga.

**TENSIÓN DE PASO:** diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un metro (aproximadamente un paso).

**TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN CONTINUA (MCOV):** el máximo valor eficaz de la tensión a frecuencia industrial que puede ser aplicado a los terminales de un descargador de óxido de Zinc.

**TENSIÓN TRANSFERIDA:** caso especial de tensión de contacto, donde se induce una tensión en un sitio remoto de la subestación o a una puesta a tierra.

**TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO:** valor promedio de la serie de registros de temperatura promedio anual.

**TEMPERATURA COINCIDENTE:** también conocida como temperatura mínima promedio. Valor promedio de la serie de registros de temperatura mínima absoluta.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 179 de 181

**TEMPERATURA MÁXIMA ABSOLUTA:** es la temperatura máxima medida en un período de tiempo determinado.

**TEMPERATURA MÁXIMA:** es el valor que con una probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), puede ser excedido en un año. Se obtiene a partir de la serie de registros anuales de temperaturas máximas absolutas.

**TEMPERATURA MÁXIMA DEL CONDUCTOR:** valor promedio de la serie de registros de temperatura máxima absoluta sumado junto con las variaciones de los efectos Joule, Creep y radiación solar.

**TEMPERATURA MÁXIMA PROMEDIO:** valor promedio de la serie de registros de temperatura máxima absoluta.

**TEMPERATURA MÍNIMA ABSOLUTA:** es la temperatura mínima medida en un período de tiempo determinado.

**TEMPERATURA MÍNIMA:** valor de temperatura para la cual, en un período de un año, existe una probabilidad del 2% (período de retorno de 50 años), de que no se presenten temperaturas inferiores. Se obtiene a partir de la serie de registros anuales de temperaturas mínimas absolutas.

**TEMPERATURA MÍNIMA PROMEDIO:** valor promedio de la serie de registros de temperatura mínima absoluta. Se le conoce también como temperatura coincidente.

**TEMPERATURA PROMEDIO:** valor promedio de la serie de registros de temperatura media anual.

**TEMPLETE:** elemento que se utiliza para contrarrestar los esfuerzos horizontales en estructuras no autosoportantes.

**TRANSFORMADOR DE MEDIDA:** transformador utilizado para adecuar señales de tensión o corriente a niveles admisibles o nominales para un medidor de energía.

**VALOR PICO:** valor máximo que alcanza una onda tipo impulso.

**VANO:** distancia horizontal entre dos apoyos adyacentes de una línea o red.

**VANO CRÍTICO:** vano teórico en donde los esfuerzos mecánicos de máxima velocidad de viento coinciden con los esfuerzos mecánicos de mínima temperatura.

**VANO MÁXIMO:** vano permitido según permita la altura de la estructura o la distancia entre conductores en la estructura.

**VANO PESO:** longitud existente entre los vértices, ya sean ficticios o reales, de las catenarias de los vanos contiguos a un apoyo o estructura.

	<b>NORMAS DE DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b>	VERSIÓN: 03
		VIGENCIA: Enero de 2014
		GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
		PÁGINA: 180 de 181

**VANO REGULADOR:** vano teórico equivalente a un conjunto de vanos comprendidos entre dos estructuras de retención que simula las variaciones de esfuerzos por cambio de temperatura y velocidad de viento.

**VANO VIENTO:** media de las longitudes reales de los vanos contiguos a un apoyo o estructura.

**VELOCIDAD DE VIENTO DE DISEÑO:** velocidad resultante de aplicar a la velocidad máxima de viento todas las correcciones por altura sobre el suelo y categoría del suelo.

**VELOCIDAD DE VIENTO MÁXIMO PROMEDIO:** valor promedio de la serie de registros de velocidad máxima anual.

**VELOCIDAD DE VIENTO PROMEDIO DE DISEÑO:** velocidad resultante de aplicar a la velocidad promedio de viento todas las correcciones por altura sobre el suelo y categoría del suelo.

**VELOCIDAD MÁXIMA DE VIENTO:** también conocida como velocidad de viento básico, es la velocidad de ráfaga de 3 segundos, que se estima será excedida en promedio una vez cada 50 años, medida a 10 m de altura del terreno y en campo abierto.

**VELOCIDAD PROMEDIO DE VIENTO:** valor promedio de la serie de registros de velocidad media anual.

**VIDA ÚTIL:** tiempo durante el cual un bien cumple la función para la que fue diseñado.

---

<sup>i</sup> CASAS RODRIGUEZ, Dolcey. Memorias de la normalización en el Sector Eléctrico Colombiano. En: Revista Mundo Eléctrico. Vol. 23, No. 74 (enero-marzo. 2009). Bogotá D.C.

<sup>ii</sup> MME, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Art. 15, Bogotá, agosto 6 de 2008, p. 65

<sup>iii</sup> GUTIERREZ B, Víctor Hugo. Diseño de una puesta a tierra a la luz del RETIE. En: Revista Mundo Eléctrico. Vol. 23, No. 76 (julio-septiembre. 2009). Bogotá D.C.

<sup>iv</sup> MARCOMBO S.A. Checa Luis María. Líneas de transporte de energía. Primera edición. 1973, Barcelona España-Pág. 135.

<sup>v</sup> Checa Luis María. Op. Cit. Pág. 155.

<sup>vi</sup> Checa Luis María. Op. Cit. Pág. 175.

<sup>vii</sup> Checa Luis María. Op. Cit. Pág. 268.

<sup>viii</sup> Checa Luis María. Op. Cit. Pág. 271.

<sup>ix</sup> Checa Luis María. Op. Cit. Pág. 118.

<sup>x</sup> FIBRATORE, Crucetas en poliéster reforzado con fibra de vidrio: [www.fibratoresa.com](http://www.fibratoresa.com)

<sup>xi</sup> MME, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Art. 17.17, Bogotá, agosto 6 de 2008, p. 128

<sup>xii</sup> MME, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Art. 3, Bogotá, agosto 6 de 2008, p. 26

<sup>xiii</sup> MME, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Art. 3, Bogotá, agosto 6 de 2008, p. 40

<sup>xiv</sup> MME, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, Art. 34.2, Bogotá, agosto 6 de 2008, p. 163

<sup>xv</sup> Ver definición en Sistema de Transmisión Regional.

<sup>xvi</sup> Ver definición en Sistema de Distribución Local.