

CELSIA

Manual Norma de
Red Aérea MT

MANUAL RED AEREA MEDIA TENSION CELSIA

CONTENIDO

1	OBJETIVO	10
2	GLOSARIO DE TERMINOS.....	10
3	DELIMITACIÓN DE ZONAS PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS	12
3.1	ZONAS POR ALTITUD Y TEMPERATURA AMBIENTAL	12
4	ELEMENTOS DE LA LÍNEA	12
4.1	AISLAMIENTO	13
4.2	CONDUCTORES	15
4.3	POSTES Y CIMENTACIONES.....	15
4.3.1	Postes.....	15
4.3.2	Cimentaciones.....	17
4.4	CONJUNTOS	19
4.4.1	Configuración en bandera	19
4.4.2	Configuración triangular – compacta vano largo	19
4.4.3	Configuración horizontal.....	20
4.4.4	Configuración compacta	20
4.4.5	Configuración vertical	21
4.4.6	Configuración en H.....	21
4.4.7	CODIFICACIÓN.....	22
4.5	RETENIDAS	24
4.6	PUESTA A TIERRA.....	28
4.6.1	Generalidades	28
4.6.2	Conductor a tierra	29
4.6.3	Electrodo de puesta a tierra.....	29
4.7	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA	31
5	DISTANCIAS DE SEGURIDAD	31
5.1	GENERALIDADES	31
5.2	DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA.....	32
5.2.1	Distancia entre conductores soportados en la misma estructura.....	32
5.2.2	Distancia de conductores o elementos energizados a soportes y demás elementos conectados normalmente a tierra.....	35
5.2.3	Distancia entre conductores energizados de distinta fase del mismo o diferente circuito (Derivaciones)	35
5.2.4	Distancia vertical sobre suelo de equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras	35
5.3	CRUZAMIENTOS	36
5.3.1	Líneas eléctricas y de telecomunicaciones soportadas por diferentes estructuras.....	36

5.3.2	Distancias mínimas en cruzamientos con diferentes lugares y situaciones. Red secundaria en cable aislado.....	37
5.4	PASO POR ZONAS.....	38
5.4.1	Paso por zonas con edificaciones	38
5.4.2	Bosques, árboles y masas de arbolado.....	41
5.5	PARALELISMO	41
5.5.1	Con líneas eléctricas	41
5.5.2	Con líneas de telecomunicación	41
5.5.3	Con retenidas y mensajeros sujetos a la misma estructura.....	41
5.5.4	Carreteras, camiones y calles	41
5.5.5	Vías de ferrocarril	42
6	CALCULO ELÉCTRICO.....	42
6.1	CORRIENTE NOMINAL	42
6.2	CAÍDA DE TENSIÓN.....	42
7	CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	43
7.1	SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A TIERRA	43
7.2	SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.....	44
8	CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES	45
8.1	GENERALIDADES	45
8.2	HIPÓTESIS Y LÍMITES DE TENSIÓN MECÁNICA.....	46
8.3	PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR	48
8.4	VANOS IDEALES DE REGULACIÓN	49
8.5	TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO.....	50
8.6	CURVAS DE PLANTILLADO	50
8.7	TABLAS DE REGULACIÓN	51
9	CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES	52
9.1	GENERALIDADES	52
9.2	ESFUERZO EQUIVALENTE DE UNA FUERZA	54
9.3	HIPÓTESIS NORMALES	55
9.3.1	Esfuerzos verticales.....	55
9.3.2	Esfuerzos horizontales transversales	56
9.3.3	Esfuerzos horizontales longitudinales.....	61
9.4	HIPÓTESIS ANOMARMALES.....	62
9.4.1	Esfuerzos verticales.....	62
9.4.2	Esfuerzo horizontal longitudinal.....	62
9.5	SELECCIÓN DE POSTE AUTOSOPORTADO	63

9.5.1	Esfuerzos últimos y factores de mayoración	63
9.5.2	El poste seleccionado debe cumplir la siguiente relación	64
10	CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS	64
10.1	RETENIDAS	64
10.1.1	Cable de retenida	65
10.1.2	Compresión en el poste	65
10.1.3	Anclaje de retenida	67
10.1.4	Consideraciones respecto al diseño y la instalación de la retenida	72
11	CÁLCULO DE CIMENTACIONES	72
11.1	CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE TERRENO	72
11.2	MÉTODO DE CÁLCULO	74
11.2.1	Consideraciones generales	74
11.2.2	Consideraciones particulares para terrenos flojos	75
12	CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO	75
12.1	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA ESCOGENCIA DE LA ZONA DE CONTAMINACIÓN Y DE VIENTO	75
12.2	CRITERIOS RELACIONADOS CON EL TRAZADO DE LA LÍNEA	76
12.3	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR	76
12.4	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN	76
12.5	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE POSTES	77
12.6	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA ESCOGENCIA DEL TIPO DE CIMENTACIÓN	77
12.7	CRITERIOS RELACIONADOS CON LA UBICACIÓN Y EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	77
13	COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y USO DE EQUIPOS	77
13.1	GENERAL	77
13.2	FUNDAMENTOS DE LA COORDINACIÓN	78
13.2.1	Fusibles	78
13.3	PROTECCIÓN CON FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	85
13.3.1	CRITERIOS GENERALES	85
13.4	PROTECCIÓN CON FUSIBLES PARA CONDENSADORES DE DISTRIBUCIÓN	89
13.4.1	CRITERIOS GENERALES	89
13.5	RECONECTADORES DE CIRCUITO	93
13.5.1	CLASIFICACIÓN DE LOS RECONECTADORES	94
13.5.2	USOS DE LOS RECONECTADORES	94
13.5.3	FACTORES PARA SELECCIONAR EL RECONECTADOR	95
13.5.4	ESQUEMAS DE RECONECTADORES	95
13.6	INSTALACIÓN DEL RECONECTADOR	97

13.7	PRINCIPIOS DE BÁSICOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	101
13.8	COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE LADO DE FUENTE	101
13.9	COORDINACIÓN RECONECTADOR - FUSIBLE EN EL LADO DE CARGA	103
13.10	COORDINACIÓN RECONECTADOR – RECONECTADOR.....	106
13.10.1	Reconectores hidráulicos.....	106
13.10.2	Reconectores controlados electrónicamente	106
13.11	SECCIONALIZADOR	107
13.12	CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN RECONECTADOR-SECCIONALIZADOR	108
13.13	COORDINACIÓN RECONECTADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE.....	110
14	PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	111
14.1	CLASES DE DPS	111
14.2	SELECCIÓN DEL DPS.....	112
14.3	DPS PARA LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE CELSIA	113
15	REGULADORES DE TENSIÓN	114
15.1	GENERAL	114
15.2	COMPENSACIÓN DE CAIDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA (Line Drop Compensation LDC)	119
15.3	TIPOS DE REGULADORES	119
15.4	CLASES DE REGULADORES	123
15.5	CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO	126
15.6	SELECCIÓN DEL REGULADOR	127
16	NORMAS.....	129
17	BIBLIOGRAFÍA.....	130

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Altitudes y Temperaturas Ambientales por zona	12
Tabla 2 Aislamiento 13,2 kV	13
Tabla 3 Aislamiento para 34,5 kV	13
Tabla 4 Características Generales de los Aisladores Tipo Poste	13
Tabla 5 Características Generales de los Aisladores Tipo Cadena	14
Tabla 6 Características Generales de los Conductores ACSR	15
Tabla 7. Características Generales de los Postes de Hormigón	16
Tabla 8. Nomenclatura para las diferentes estructuras	23
Tabla 9. Nomenclatura para las retenidas	24
Tabla 10. Características Generales de los Cables de Acero Galvanizado	27
Tabla 11. Características Generales de las Varillas de Anclaje	28
Tabla 12. Características Generales de los Aisladores Tensores	28
Tabla 13. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. RETIE Tabla 15.4	29
Tabla 14. Características Generales de los electrodos de PAT. RETIE tabla 15.2	30
Tabla 15. distancias verticales mínimas en vanos con líneas.	33
Tabla 16. Distancia horizontal entre conductores soportados	33
Tabla 17. Distancia vertical mínima entre conductores	34
Tabla 18. Distancias de seguridad vertical sobre el suelo	36
Tabla 19. Distancias mínimas verticales para cruce de líneas	37
Tabla 20. Altura mínima de conductores sobre diferentes superficies	37
Tabla 21. Distancia mínima de conductores al paso por diferentes zonas	38
Tabla 22. Separación mínima a estructuras varias (m)	39
Tabla 23. Separación mínima entre conductores y líneas de comunicación paralelos (m)	41
Tabla 24. Valores típicos de resistividad del terreno	44
Tabla 25. Configuraciones PAT de acuerdo a Resistividad Aparente del Terreno	44
Tabla 26. Hipótesis de cálculo mecánico	46
Tabla 27. Límites de tensión mecánica	47
Tabla 28. Fuerza unitaria de viento por conductor	48
Tabla 29. Peso unitario aparente por conductor	49
Tabla 30. Hipótesis y tipos de esfuerzos	53
Tabla 31. Esfuerzo equivalente por viento sobre el poste	56
Tabla 32. Esfuerzo equivalente por viento sobre transformadores hasta 112.5 kVA	57
Tabla 33. Hipótesis Normales para postes de hormigón	63
Tabla 34. Hipótesis Anormales para postes de hormigón	63
Tabla 35. Capacidad mecánica de postes	64
Tabla 36. Capacidad vertical de postes de concreto con retenidas	66
Tabla 37. Características de los terrenos para el cálculo mecánico de retenidas	67
Tabla 38. Dimensiones de las cimentaciones de retenidas con aporte de hormigón	67
Tabla 39. Características de los terrenos	70
Tabla 40. Tipificación de terrenos y sus características	72
Tabla 41. Resumen de valores nominales para cortacircuitos	80
Tabla 42. Fusibles tipo K	84
Tabla 43. Fusibles tipo T	84
Tabla 44. Fusible tipo H	85
Tabla 45. Protección de transformadores trifásicos con fusible tipo Dual	88
Tabla 46. Protección de transformadores monofásicos con fusibles tipo Dual	88
Tabla 47. Recomendaciones de fusibles para la solución de problemas de condensadores	89
Tabla 48. Corriente de falla simétrica máxima	90
Tabla 49. Grupo de fusibles recomendado para capacitores	92

Tabla 50. Conjuntos para montaje de reconectores	101
Tabla 51. Factores multiplicadores para la coordinación de curvas de Reconector fusible en el lado de fuente del Reconector.....	103
Tabla 52. Factor para referir fusibles del lado de AT al lado de BT de transformadores conexión Dyn.....	103
Tabla 53. Factores multiplicadores para la coordinación de curvas de reconector fusible en el lado de carga del reconector	104
Tabla 54. Voltajes nominales para las diferentes clases de DPS.....	112
Tabla 55: MCOV de los DPS de óxido de zinc.	112
Tabla 56. Voltajes nominales MCOV de DPS en sistemas de distribución.	113
Tabla 57. Sistemas de distribución de CELSIA y DPS recomendados	114
Tabla 58. Aplicación de reguladores según el sistema de distribución.	124
Tabla 59 Incremento de la corriente del regulador mediante la reducción del porcentaje de regulación.....	127
Tabla 60. Características de los reguladores de tensión.....	129

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Solado base	17
Figura 2 – Cimentación en terreno con nivel freático bajo.	18
Figura 3. Configuración en bandera corrido	19
Figura 4. Configuración triangular – compacta vano largo	20
Figura 5. Configuración horizontal.....	20
Figura 6. Configuración compacta.....	21
Figura 7. Configuración vertical.....	21
Figura 8. Retenida Bisectora	25
Figura 9. Retenida Alineada	25
Figura 10. Retenida Especial 90º.....	25
Figura 11. Retenida a Poste Auxiliar	26
Figura 12. Retenida Directa a Tierra	27
Figura 13. Distancias de seguridad en zonas de construcciones.....	38
Figura 14. Estructuras normalizadas	40
Figura 15. A edificaciones	40
Figura 16. Diagrama Caída de Tensión	43
Figura 17. Peso unitario aparente	48
Figura 18. Curva de replanteo (parábola máxima)	51
Figura 19. Sistema cartesiano de esfuerzos	53
Figura 20. Esfuerzo equivalente de una fuerza	55
Figura 21. F^*_{TEC}	58
Figura 22. F^*_{TEE}	59
Figura 23. F_{TVC}	60
Figura 24. Desequilibrio real de tensiones	62
Figura 25. 50% de desequilibrio de tensiones.....	63
Figura 26. Ancla de hormigón tipo bloque.....	68
Figura 27. Ancla de hormigón tipo bloque (acercamiento)	68
Figura 28. Ancla de hormigón tipo pirámide truncada	70
Figura 29. Ancla de hormigón tipo pirámide truncada (acercamiento)	71
Figura 30. Cimentación	74
Figura 31. Esquema convencional de los dispositivos de protección basados en localización de fusibles.....	78
Figura 32. Componentes de un cortacircuitos de expulsión	79
Figura 33. Características constructivas de los fusibles tipo dual y tipo sencillo.	80
Figura 34. Curva típica de corriente Vs tiempo de fusibles.	81
Figura 35. Comparación de velocidad de los distintos tipos de fusibles. Cortesía S&C.....	82
Figura 36. Curvas Tiempo Corriente de un fusible apropiado para	86
Figura 37. Curvas Tiempo-Corriente de la combinación de fusibles de expulsión	87
Figura 38. Curva de ruptura de tanque de condensador. www.skm.com	91
Figura 39. Curva típica de reconectores	93
Figura 40. Operación del reconector	94
Figura 41. Reconector con bujes en disposición vertical.....	96
Figura 42. Reconector con disposición horizontal de bujes de salida	96
Figura 43. Numeración de reconector con disposición horizontal de bujes.....	97
Figura 44. Esquema 1 de instalación de reconector	97
Figura 45. Esquema 2 de instalación de reconectores.....	98
Figura 46. Montaje de reconector, control, transformador auxiliar, DPS y sistema de puesta a tierra recomendado. Cooper Power Systems.....	98
Figura 47 Montaje de reconector en poste	99

Figura 48. Montaje de reconectador en estructura metálica	100
Figura 49. Coordinación reconectador-fusible, con el fusible en el lado de fuente del reconectador	102
Figura 50. Coordinación reconectador-fusible con el fusible en el lado de carga.....	105
Figura 51. Seccionalizador operado hidráulicamente.....	107
Figura 52 Seccionalizador controlado hidráulicamente visto sin tanque.	108
Figura 53: Diagrama de coordinación Reconectador Seccionalizador con falla permanente después del Seccionalizador	109
Figura 54: Coordinación Reconectador-Seccionalizador. Teniendo en cuenta el tiempo de memoria de este.	110
Figura 55. Coordinación Reconectador-Seccionalizador-Fusible.....	110
Figura 56. Representación esquemática de la magnitud de voltajes y sobrevoltajes en sistemas de potencia versus duración y apariencia ($1 p.u. = 2 \cdot U_s/\sqrt{3}$).....	111
Figura 57. Soporte en fibra de vidrio para DPS.....	114
Figura 58. Caída de tensión en un circuito de distribución.....	115
Figura 59. Curva de carga en el día.....	115
Figura 60. Perfil de voltaje con reguladores en	116
Figura 61. Transformador con relación 10:1	116
Figura 62. Conexión para autotransformador elevador	117
Figura 63. Conexión para autotransformador reductor.....	117
Figura 64. Conexión de devanados de un regulador.....	117
Figura 65. Los dos contactos móviles en el mismo contacto; el tap central del reactor está al mismo potencial.....	118
Figura 66. Los dos contactos móviles en diferentes taps; el cambio de voltajes es la mitad de $1 \frac{1}{4}$ % del voltaje del tap del devanado serie, debido al tap central del devanado serie.....	118
Figura 67. Circuito típico de compensación de línea (LDC)	119
Figura 68. Regulador tipo A. Con TP independiente.	120
Figura 69. Placa de regulador de tipo A o de diseño directo.	120
Figura 70. Regulador tipo B. Con devanado de control.....	121
Figura 71. Placa de regulador de tipo B o de diseño invertido.	121
Figura 72. Componentes externos de un regulador de tensión monofásico.	122
Figura 73. Regulador de tensión trifásico.....	123
Figura 74. Regulación de una fase en circuitos monofásico y trifásico a cuatro hilos.	124
Figura 75. Regulación de un circuito trifásico a tres hilos. Conexión en Delta Abierta.....	125
Figura 76. Regulación de un circuito trifásico a cuatro hilos. Conexión en "Y".....	125
Figura 77. Regulación de un circuito trifásico a tres hilos. Conexión Delta Cerrada.	125
Figura 78. Indicadores de posición con limitadores de regulación, en este caso son las señales tipo aguja en la posición 16.....	126

1 OBJETIVO

El objeto del presente Manual es establecer las características técnicas que debe cumplir la construcción de redes aéreas desnudas de MT para 13,2 kV y 34,5 kV en el sistema eléctrico operado por CELSIA en Colombia.

2 GLOSARIO DE TERMINOS

ANCLAJE: Poste cuya función es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor.

ARMADO: Conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos.

ASCE: American Society of Civil Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Civiles).

CANTON: Conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre, donde se tiende y se regula el conductor.

CIGRE: Conseil International des Grands Réseaux Electriques (Consejo Internacional de Grandes Investigaciones Eléctricas).

CIMENTACIÓN: Obra civil cuya función es transmitir las cargas de los postes al suelo, distribuyéndolas de manera que no superen su presión admisible.

CONJUNTO: Grupo de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos. Es lo mismo que el armado.

CURVAS DE PLANTILLADO: Curvas que muestran la geometría del conductor tendido. Se utilizan durante la etapa de distribución de postes a lo largo del perfil longitudinal de la línea, para comprobar los requerimientos de distancias eléctricas de seguridad e identificar los postes sometidos a tracción ascendente.

EOLOVANO: Distancia para determinar la carga transversal debido a la acción del viento sobre los conductores.

GRAVIVANO: Distancia para determinar la carga vertical debido al peso propio del conductor.

HIPOTESIS DE CÁLCULO MECANICO: Conjunto de los casos climáticos más representativos a los que estaría expuesto el conductor de la línea. Corresponden a combinaciones de temperaturas y sobrecargas durante las cuales se espera que el conductor trabaje dentro de unos límites de tensión mecánica específicos.

ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

IEC/CEI: International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).

NIVELES DE CONTAMINACION: Equivale al grado de contaminación ambiental al que se encuentran expuestas las líneas de distribución. Los niveles se definen de acuerdo al grado de exposición de las líneas a la salinidad marina, contaminación industrial, polución, etc.

PROYECTO ESPECIFICO: Es un documento que hace parte del proyecto tipo. Establece un modelo para el diseño de una línea que regula: presentación de los cálculos eléctricos y mecánicos, presentación de planos, informe de cruzamientos y paso por zonas, presupuesto de obra, etc.

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.

RETIE: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Colombia. Fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

SISTEMA ELECTRICO: Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica.

TABLA DE CÁLCULO MECANICO: Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en cada una de las hipótesis de cálculo mecánico.

TABLA DE REGULACION: Tabla que indica las tensiones con las que se deberá tender el conductor en un cantón determinado, bajo las condiciones climáticas señaladas en la Tabla de Tendido. Además, indica el valor de la flecha que se espera en cada vano que conforma el cantón.

TABLA DE TENDIDO: Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en aquellas condiciones climáticas establecidas (temperaturas sin sobrecarga) para el tendido en un cantón de la línea.

TENSE NORMAL: Surge de aplicar las condiciones iniciales en la tensión del conductor, según la directriz de la Cigré.

TENSE REDUCIDO: Se calcula a partir de considerar una única condición inicial de tensión (CHS 8%) más restrictiva que la de tense normal. Su aplicación es para cantones cuyo vano regulador es menor o igual a 50 metros en áreas urbanas.

TENSION DE SERVICIO: Valor de tensión, bajo condiciones normales, en un instante dado y en un nodo del sistema. Puede ser estimado, esperado o medido.

VANO: Distancia horizontal entre postes contiguos en una línea de distribución.

VANO REGULADOR: Vano a considerar para obtener la tensión mecánica que se debe dar al conductor en un cantón, de manera que se puedan obtener las tensiones y flechas en todos los vanos individuales, para cualquier condición climática que se presente en la línea.

VIENTO DE RAFAGA: Velocidad de viento que corresponde al promedio de las velocidades observadas durante un período de 3 segundos. Se expresa en km/h.

VIENTO MÁXIMO: Viento máximo de ráfaga, con período de retorno de 36 años, a considerar para calcular la sobrecarga transversal máxima esperada en los elementos de la línea (conductores, aisladores, postes, etc.).

VIENTO REDUCIDO: Viento ráfaga calculado con un período de retorno de 3 años. Se obtiene a partir del viento máximo según el Estándar IEC 60826/2003. Se utiliza en la hipótesis de rotura de conductores, siguiendo la tercera medida de seguridad recomendada por IEC 60826/2003.

VIENTO SOSTENIDO: Velocidad de viento que corresponde al promedio de las velocidades observadas durante un período de 10 minutos. Se expresa en m/s.

3 DELIMITACIÓN DE ZONAS PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS

Para todos los Proyectos diseñados en el área de operación de CELSIA se debe definir la zona territorial donde se encuentra emplazada la línea objeto del proyecto, determinada por las temperaturas ambientales.

3.1 ZONAS POR ALTITUD Y TEMPERATURA AMBIENTAL

En CELSIA VALLE Y TOLIMA, se establecieron tres zonas geográficas determinadas por la altitud sobre el nivel del mar y la temperatura ambiental de cada una de ellas. La velocidad de viento máxima es de 100 km/h para las tres zonas. Debido a la similitud geográfica del Tolima con el Valle del Cauca, las condiciones ambientales también aplican para este departamento.

En la Tabla 1 se presentan las temperaturas establecidas para el diseño de líneas aéreas MT.

Tabla 1. Altitudes y Temperaturas Ambientales por zona

Zona	Altitud (m.s.n.m.)	Temperaturas (°C)			
		Mínima	Máxima	Mínima (mes más frío)	Promedio
A	0 – 1000	15	40	18	26
B	1000 – 2000	10	35	14	20
C	2000 – 3000	5	30	10	15

4 ELEMENTOS DE LA LÍNEA

Todos los materiales empleados para la construcción de redes eléctricas aéreas se encuentran definidos en las respectivas Especificaciones Técnicas de Materiales.

4.1 AISLAMIENTO

El aislamiento se realizará mediante cadenas de amarre de material compuesto para ángulos fuertes, anclajes y finales de línea; y aisladores tipo poste para alineaciones y pequeños ángulos.

La Tabla 2 y Tabla 3 definen los aisladores a utilizar por cada nivel de tensión:

Tabla 2 Aislamiento 13,2 kV

Tipo	Descripción	Denominación
Tipo poste	Aislador porcelana Line post	ANSI 57-1
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS15

Tabla 3 Aislamiento para 34,5 kV

Tipo	Descripción	Denominación
Tipo Poste	Aislador Porcelana Tipo Poste	ANSI 57-3
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS35

En la Tabla 4 y Tabla 5 se indican las características dimensionales, mecánicas, radioeléctricas y eléctricas para los Aisladores Tipo poste y los Aisladores Tipo cadena.

Tabla 4 Características Generales de los Aisladores Tipo Poste

Denominación		Denominación	
		ANSI 57-1	ANSI 57-3
Características Dimensionales	Longitud (mm)	228	381
	Distancia de Fuga (mm)	≥356	≥736
	Distancia de Arco Seco (mm)	≥165	≥311
Características Mecánicas	Carga de Falla a Flexión (daN)	≥1245	≥1245
	Carga de Rutina a Flexión (daN)	≥498	≥498

Características Radio Eléctricas	Tensión R.I.V. a tierra (kV)	15	30
	Máximo RIV a 1 MHz (μ V)	100	200
Características Eléctricas	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)	≥ 70	≥ 125
	Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	≥ 50	≥ 95
	Tensión crítica de contorno a impulso (+) (kV) pico	≥ 120	≥ 200

Tabla 5 Características Generales de los Aisladores Tipo Cadena

Denominación		Contaminación Normal	
		DS - 15	DS - 35
Características Dimensionales	Longitud (mm)	330 \pm 15	525 \pm 60
	Distancia de Fuga (mm)	≥ 355	≥ 730
Características Mecánicas	Carga de falla a tracción (daN)	≥ 7000	≥ 7000
	Carga de torsión (daN m)	$\geq 4,8$	$\geq 4,8$
Características Radio Eléctricas	Tensión de ensayo R.I.V. a tierra (kV)	15	30
	Máximo RIV a 1 MHz (μ V)	10	10
Características Eléctricas	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)	≥ 90	≥ 145
	Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	≥ 65	≥ 130
	Tensión crítica de contorno a impulso (+) (kV) pico	≥ 140	≥ 250

4.2 CONDUCTORES

Los conductores para emplear serán de aluminio – acero (ACSR).

En la Tabla 6 se indican las principales características de los conductores.

Tabla 6 Características Generales de los Conductores ACSR

Denominación		477kcmil	336,4 kcmil	266,8 kcmil	4/0 AWG	1/0 AWG	
		Hawk	Linnet	Partridge	Penguin	Raven	
Sección Transversal		Total (mm²)	280.86	198,17	157,21	125,09	62,43
		Aluminio (mm²)	241.53	170,45	135,19	107,22	53,54
		Acero (mm²)	39.33	27,72	22,02	17,87	8,92
Composición	Aluminio	Nº Alambres	26	26	26	6	6
		Diámetro (mm)	3.44	2,89	2,57	4,77	3,37
	Acero	Nº Alambres	7	7	7	1	1
		Diámetro (mm)	2,67	2,25	2,00	4,77	3,37
Diámetro Nominal del Cable (mm)		21.79	18,29	18,29	18,29	10,109	
Peso (daN/m)		0,956	0,6747	0,6747	0,6747	0,2118	
Carga de Rotura (daN)		≥8677	≥6270	≥6270	≥6270	≥1949	
Módulo de elasticidad (daN/mm²)		≤7700	≤7700	≤7700	≤7700	≤8100	
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		≤ 19,1 x 10 ⁻⁶	≤ 18,9 x 10 ⁻⁶		≤ 19,1 x 10 ⁻⁶		
Resistencia Eléctrica en CA a 75°C (Ω/km)		0,1437	0,2038	0,2570	0,3928	0,6494	
Resistencia Eléctrica en CC a 20°C (Ω/km)		0.1165	0,1652	0,2083	0,2627	0,5264	
Densidad máxima de corriente (A/mm²)		2.74	2,90	3,16	3,12	4,22	
Intensidad Max. Admisible (A) (*)		661.00	494,52	427,67	334,54	226,06	

(*) NOTA: Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: Temperatura ambiente: 30°C.; Temperatura de conductor: 75°C; Velocidad del viento: 0,61 m/s

4.3 POSTES Y CIMENTACIONES

4.3.1 Postes

Los postes serán de hormigón pretensado y metálicos, de resistencia adecuada al esfuerzo que han de soportar. Se aceptarán postes de fibra de vidrio solamente cuando se trate de casos excepcionales de protección de vida silvestre.

En la Tabla 7 se indican las principales características de los postes de hormigón.

Tabla 7. Características Generales de los Postes de Hormigón

Denominación	Altura (m)	Carga de Rotura (daN) (1)	Diámetro cima (cm)	Diámetro base (cm)
PH-11/500 daN	11	500	14	30,5
PH-11/735 daN	11	735	14	30,5
PH-11/1030 daN	11	1 030	19	35,5
PH-11/1324 daN	11	1 324	20	36,5
PH-12/500 daN	12	500	14	32
PH-12/735 daN	12	735	14	32
PH-12/1030 daN	12	1 030	19	37
PH-12/1324 daN	12	1 324	20	38
PH-14/735 daN	14	735	16	37
PH-14/1030 daN	14	1 030	19	40
PH-14/1324 daN	14	1 324	20	41

Nota: (1) Especificado a 0,2 m por debajo de la cima

Los postes se clasifican según su función en:

Postes de alineación (AL)

Postes de ángulo (ANG)

Postes de anclaje (ANC)

Postes de fin de línea (FL)

Postes especiales (AE)

La función del poste de anclaje es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor. Poseen cadenas de amarre, deben colocarse en alineación y primordialmente utilizando la configuración vertical.

Por otro lado, se conformarán tramos de uno o varios cantones constituidos en sus extremos por dos postes con función anclaje o un anclaje y un fin de línea, cuya longitud será aproximadamente de 1.0 km en líneas rurales y 0.5 km en líneas urbanas.

Los postes especiales son "aquellos que tienen una función diferente a las definidas para los anteriores" y dado el carácter de Manual del presente documento, se prescindirá de su consideración, debiendo justificarse su utilización en cada Proyecto Específico de línea en que hayan de utilizarse.

La nomenclatura a emplear para designar los postes es la siguiente

PA – B / C

A = H si Hormigón, C si es metálico.

B = Altura (m)

C = Esfuerzo de rotura (daN)

Ejemplo: PH –A- 12 / 735. Es un Poste de Hormigón, de 12 metros de altura y 735 daN de resistencia.

4.3.2 Cimentaciones

Las cimentaciones se realizarán enterrando el poste directamente en el suelo o mediante aporte de hormigón. Las cimentaciones con aporte de hormigón serán del tipo cilíndrica o prismática recta de sección cuadrada.

La elección de un tipo de cimentación u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible.

Se empleará hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 21Mpa (3000 psi). Los agregados cumplirán las condiciones adecuadas relativas al tamaño, las condiciones físico-químicas, las condiciones físico-mecánicas, la granulometría y el coeficiente de forma. Se prohíbe el empleo de agregados que contengan sulfuros oxidables. El cemento usado para el concreto será Portland Tipo I. La calidad del agua debe garantizarse con el cumplimiento mínimamente de: un PH ≥ 5 , Sustancias Disueltas ≥ 15 g/l, sin hidratos de carbono. Se prohíbe la utilización de agua de mar.

A la peana (parte de la cimentación que sobresale por encima del nivel del suelo) se le dará una ligera pendiente, con un mínimo del 10%, como vierteaguas.

Para las cimentaciones con aporte de hormigón, cilíndricas o prismáticas se fabricará un solado base en el fondo de la cimentación, de una altura de 0,10 m. Su función es eliminar las presiones diferenciales producidas sobre la base del poste, evitando su hundimiento. Se empleará un hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 17,5 Mpa (2500 psi).

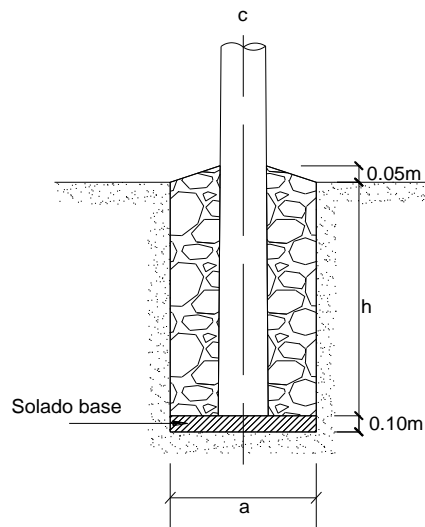


Figura 1 - Solado base

Para las cimentaciones directamente enterradas no se permite el uso de tierra vegetal como relleno y deberá ser reemplazada por una mezcla de grava y tierra.

La nomenclatura a emplear para designar las cimentaciones es la siguiente:

CXXX – YY

XXX = Tipo de Cimentación

051: Monobloque cilíndrico

052: Monobloque cuadrada

053: Directamente enterrado

YY = Factor de Compresibilidad del Terreno

8: Terreno Flojo

12: Terreno Normal

16: Terreno Duro

20: Terreno Muy Duro

Ejemplo: C052 – 12 = Cimentación Monobloque cuadrada en terreno normal.

Ver anexo B6 Cálculo de cimentaciones.

En los sistemas de distribución operados por CELSIA, se usarán cimentaciones monobloque circulares.

Para nivel freático superior a 2 metros, la cimentación será de 30 cm alrededor del poste y la mitad de la profundidad de enterramiento.

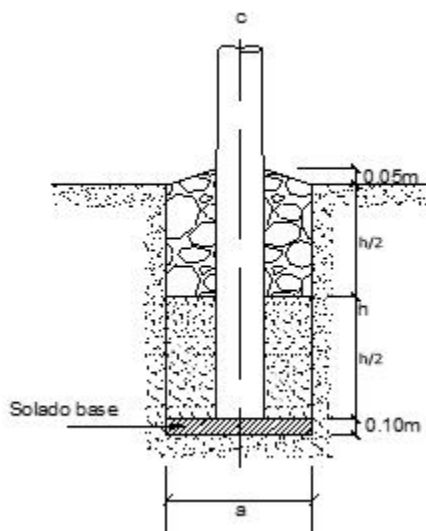


Figura 2 – Cimentación en terreno con nivel freático bajo.

4.4 CONJUNTOS

Un conjunto es una agrupación de herrajes, accesorios (crucetas, soportes, flejes, etc.) y aislamiento con sus accesorios (aisladores, cadenas de amarre, grapas, retenciones, etc.), cuya función es transferir los esfuerzos de los conductores a los postes.

Por otro lado, define la ubicación en el espacio de los conductores o lo que llamaremos CONFIGURACIÓN de la estructura. Las distintas configuraciones posibles son las siguientes:

4.4.1 Configuración en bandera

Aquella en la cual los conductores se instalan a la misma altura sobre el terreno y a un solo lado del eje del poste. Es utilizada para lograr las distancias de seguridad, principalmente en áreas urbanas, por restricciones de espacio.

Para este tipo de configuración se utilizara cruceta angular metálica con una longitud de 2,4 m para 13,2 kV y 3 m para 34,5 kV soportada con diagonal en L o recta,

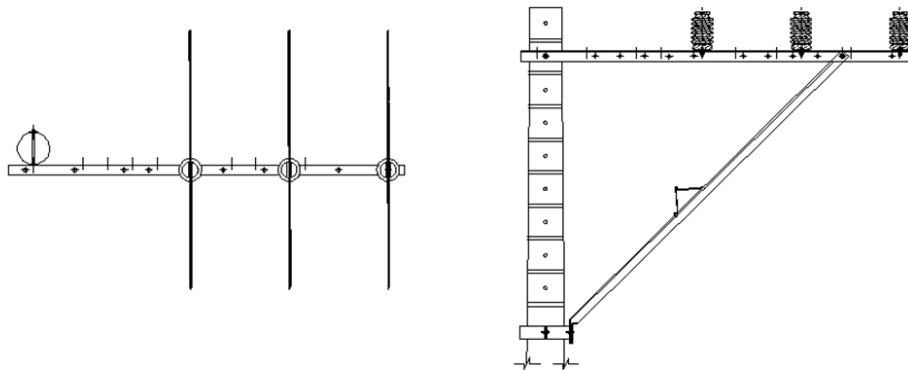


Figura 3. Configuración en bandera corrido

4.4.2 Configuración triangular – compacta vano largo

Se presenta solamente en líneas trifásicas, cuando dos de los conductores de la línea están instalados a la misma altura y el tercero (central) a una altura superior, formando un triángulo al ser vistos desde un corte transversal. Los conductores están instalados a ambos lados del eje del poste.

Para este tipo de configuración se utilizará cruceta angular metálica auto soportada con una longitud de 2,4 m para el nivel de 13,2 y 3,0 m para 34,5 kV.

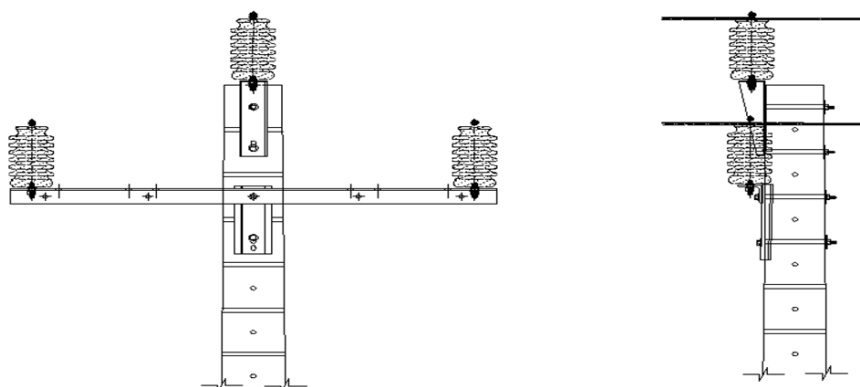


Figura 4. Configuración triangular – compacta vano largo

Cuando por requerimiento de diseño se utilicen estructuras tipo H sencilla la cruceta será de 4.0 m de longitud y para doble H conformada por tres postes, será cruceta de 6.0 m.0

4.4.3 Configuración horizontal

Se considera una línea en configuración horizontal cuando los conductores que la conforman están instalados en un mismo plano horizontal, es decir, a la misma altura sobre el nivel del suelo y a ambos lados del eje longitudinal del poste, visto desde la perspectiva de un corte transversal de la línea.

Para este tipo de configuración se utilizará cruceta angular metálica autosoportada con una longitud de 2,4 m para 13,2 kV y 3 m para 34,5 kV para líneas trifásicas y de las mismas medidas para líneas bifásicas. Igualmente, para estructuras tipo H la cruceta utilizada será de 4.0 m de longitud.

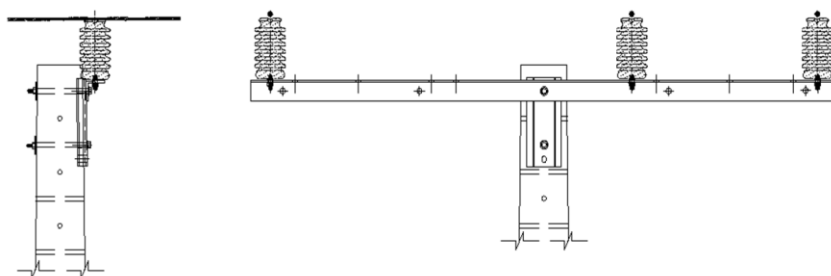


Figura 5. Configuración horizontal

4.4.4 Configuración compacta

Los conductores de la línea están instalados en disposición triangular. Uno de los aisladores va en la punta del poste y los otros dos a ambos lados de este. Éstos últimos, en el caso de

ángulo hasta 3° se instalan sobre soportes y sobre cruceta angular metálica auto soportado de longitud de 1,4 m para el resto de los casos.

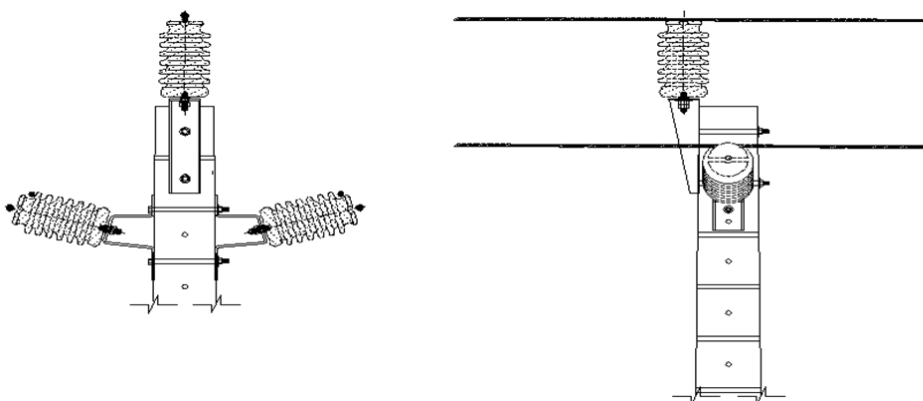


Figura 6. Configuración compacta

4.4.5 Configuración vertical

Aquella en la cual los conductores se instalan en el mismo plano vertical y a diferentes alturas, en una o dos caras del poste, dependiendo del ángulo de deflexión de la línea.

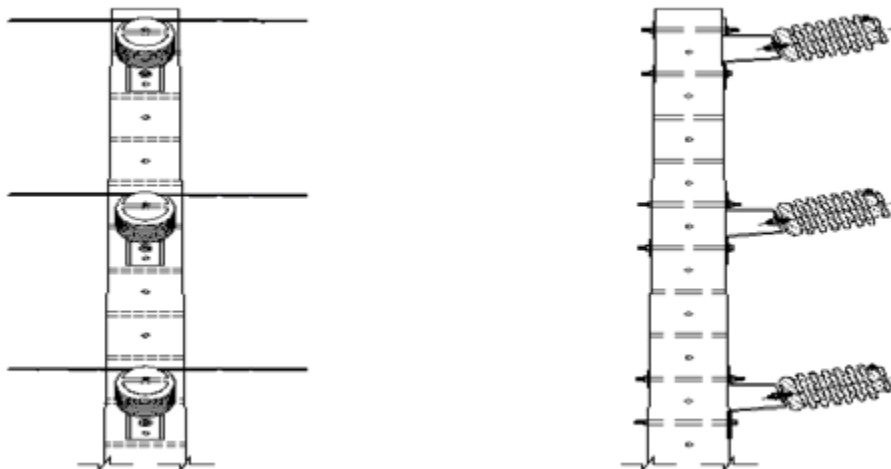


Figura 7. Configuración vertical

4.4.6 Configuración en H

Cuando por requerimiento de diseño se utilicen estructuras tipo H la cruceta será de 4.0 m o 6 m de longitud.

4.4.7 CODIFICACIÓN

Las estructuras se codificarán según la siguiente regla mnemotécnica:

El primer carácter será una letra, B para 13.2 Kv, C para 34.5 kV y D para 7.62 kV.

Caracteres numéricos que le siguen a los caracteres literales:

El número 5, para conjuntos trifásicos, cruceta centrada en disposición triangular.

Sin número, para conjuntos bifásicos cruceta centrada o abanico. En este caso el conjunto se identifica solamente con el número que sigue a la letra. Por ejemplo, B2 para tendido monofásico centrado o B3 para conjunto en abanico de 30°-60°

El número 6, para conjuntos trifásicos en bandera.

El número 2, para conjuntos monofásicos a dos hilos en bandera.

Siguen los caracteres numéricos para definir el ángulo de alineación así:

- 1 : Disposición Horizontal, Triangular y Bandera, desde 0° hasta 3°.
- 2 : Disposición Horizontal, Triangular y Bandera, >3° hasta 30°.
- 3 : Disposición Vertical en Abanico Sencillo Corrido, >3° hasta 60°.
- 4 : Disposición Vertical en Abanico Doble Terminal o Retención, >60° hasta 90°.
- 5 : Disposición Vertical en Abanico Sencillo Terminal, >3° hasta 60°.
- 6 : Disposición Horizontal, Triangular y Bandera, Terminal (Retención Sencilla).
- 7 : Disposición Horizontal y Bandera (Retención Doble), desde 0° hasta 60°
- 8 : Disposición Horizontal, Doble Terminal, > 60° hasta 90°

Tabla 8. Nomenclatura para las diferentes estructuras

CONFIGURACIÓN	CONJUNTO		DESCRIPCIÓN	ÁNGULO
	3Φ	1Φ		
Cruceta Centrada Triangular	B51 - C51	B1-C1	Alineación	0° - 3°
	B52 - C52	B2-C2	Ángulo	3° - 30°
	B56 - C56	B6-C6	Terminal Sencillo	N A
	B57 - C57	B7-C7	Doble Terminal	30° - 60°
	B58 - C59	B8-C8	Doble Terminal en Doble Nivel	60° - 90°
	B59 - C59	B9-C9	Arranque	
Cruceta Centrada Horizontal	B151 - C151	N A	Alineación	0° - 3°
	B152 - C152	N A	Ángulo	3° - 30°
	B156 - C156	N A	Terminal Sencillo	N A
	B157 - C157	N A	Doble Terminal	30° - 60°
	B158 - C159	N A	Doble Terminal en Doble Nivel	60° - 90°
	B159 - C159	N A	Arranque	
Vertical o Abanico	B53 - C53	B3-C3	Ángulo	30° - 60°
	B54 - C54	B4-C4	Doble Terminal	60° - 90°
	B55 - C55	B5-C5	Terminal Sencillo	N A
Bandera	B61 - C61	B21-C21	Alineación	0° - 3°
	B62 - C62	B22-C22	Ángulo	3° - 30°
	B66 - C66	B26-C26	Terminal Sencillo	N A
	B67 - C67	B27-C27	Doble Terminal	30° - 60°
	B68 - C68	B28-C28	Doble Terminal en Doble Nivel	60° - 90°
	B69 - B69	B29-C29	Arranque	N A
H	BH11-CH11	BH1-CH1	Alineación	0°-3°
	BH11S-CH11S	BH9-CH9	Alineación en Suspensión	0°
	BH26-CH26	BH6-CH6	Terminal Sencillo	N A
	BH17-CH17	BH7-CH7	Doble Terminal un Nivel	3°-60°
	BH18-CH18	NA	Doble Terminal en Doble Nivel	3°-30°

Disposición Vertical	BU51-CU51	BU1-CU1	Alineación	0°-30°
	BT51-CT51	N A	Alineación Tresbolillo	0°-30°
	BU151-CU151	N A	Alineación Segundo Circuito	0°-30°
	BU156-CU156	N A	Terminal Segundo Circuito	N A
Bayonetas	HG1		Alineación en Conjunto Centrado	0°-3°
	HG2		Ángulo en Conjunto Centrado	3°-30°
	HG6		Terminal Sencillo	N A
	HG7		Terminal Doble	0°-60°
	HG8		Ángulo en Conjunto Centrado	60°-90°
	HG9		Derivación de Circuito	N A
	HG61		Alineación en Bandera	0°-3°
	HG62		Ángulo en Bandera	3°-30°

N A: No Aplica

Los conjuntos a 34,5 kV tendrán cruceta de 3 m

Los conjuntos de 13,2 kV tendrán crucetas de 2,4 m

4.5 RETENIDAS

Es el conjunto de elementos estructurales que tienen por objeto absorber el exceso de esfuerzos que superan la capacidad mecánica del poste y transmitirlos directamente al suelo.

Las retenidas y sus códigos se presentan en Tabla 9 Resumen de retenidas.

La nomenclatura a emplear para designar las retenidas es la siguiente:

Es un código alfanumérico cuya letra inicial es la V seguida de dos números que dependen de la función de la retenida salvo en las retenidas a Riel y a Poste en Pie Amigo, en las que se inicia con los caracteres VR y VP respectivamente

Primer caracter literal V = Distintivo de las retenidas

Segundo caracter literal R = Retenida a riel

Segundo caracter literal P = Retenida a poste en pie amigo

Primer caracter numeral = Define la función de la retenida

Segundo caracter numeral = Identifica si es 13.2 kV o 34.5 kV

	CONJUNTO	VOLTAJE (kV)	DESCRIPCIÓN
Retenidas	V02-V03	13,2-34,5	Retenida Sencilla a Tierra
	V22-V23	13,2-34,5	Retenida a Poste Auxiliar
	V42-V43	13,2-34,5	Retenida de Bandera a Poste Auxiliar
	V62-V63	13,2-34,5	Retenida Abanico Sencilla a tierra
	V72-V73	13,2-34,5	Retenida de Abanico a Poste Auxiliar
	V12-V14	13,2-34,5	Retenida Cuerda de Guitarra
	VR2-VR3	13,2-34,5	Retenida Sencilla a Riel
	VP2-VP3	13,2-34,5	Retenida a Poste Pie Amigo

Tabla 9. Nomenclatura para las retenidas.

Se clasifican en tres categorías, según su función:

- a) Bisectora (Figura)
- b) Alineada (Figura)
- c) Especial 90° (Figura)

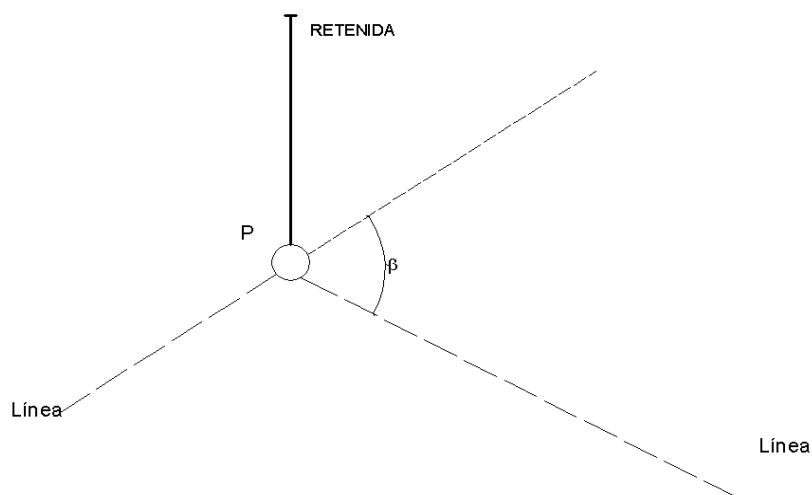


Figura 8. Retenida Bisectora

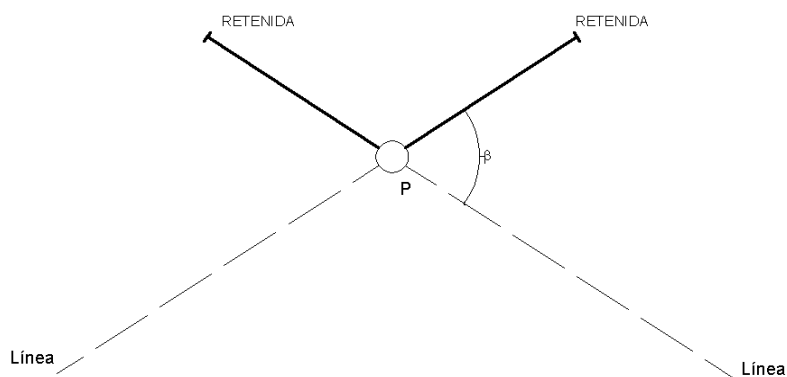


Figura 9. Retenida Alineada

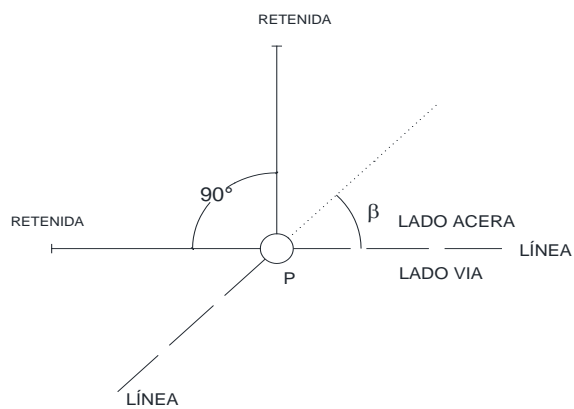


Figura 10. Retenida Especial 90°

En ANG las retenidas bisectoras deben emplearse en postes sin cadenas de amarre. Es decir, en ángulos de línea hasta 30° para todos los conductores. En cualquier otro caso, se utilizará la solución de retenidas alineadas.

Las retenidas especiales se utilizarán en zonas urbanas y en postes de ángulo, cuando se presenten problemas de espacio y no sea posible instalar ni bisectora ni alineada.

Atendiendo a su tipo, las retenidas se clasifican así:

- a) Retenida a poste auxiliar (Figura 11)
- b) Retenida directa a tierra (Figura 12)

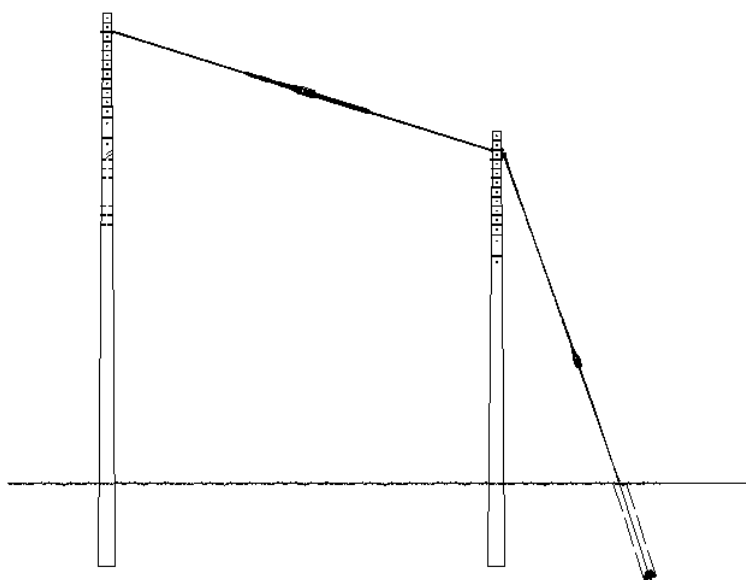


Figura 11. Retenida a Poste Auxiliar

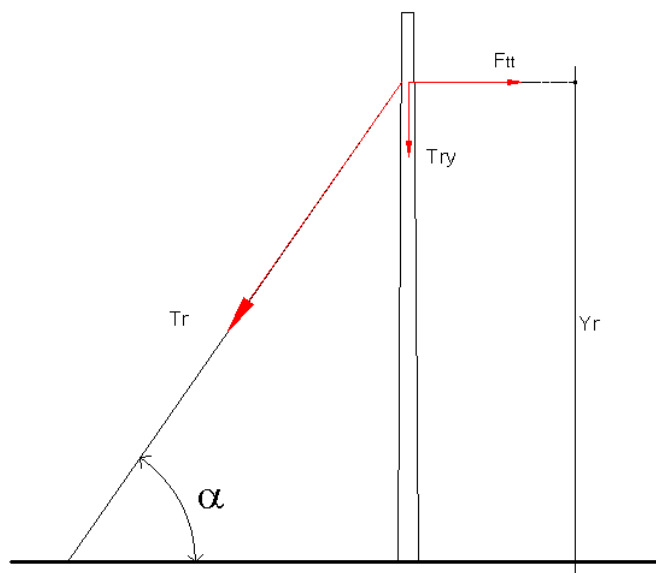


Figura 12. Retenida Directa a Tierra

En las Tabla 10, Tabla 11 y Tabla 12 se indican las principales características de los cables de acero galvanizado, varillas de anclaje, aislador tensor y platina de fijación para retenida.

Ver Anexo 7 Tablas de Utilización de Retenidas

Tabla 10. Características Generales de los Cables de Acero Galvanizado

Denominación		3/8"	1/2"
Sección Transversal	Total (mm ²)	51,1	96,5
Composición	Nº Alambres	7	7
	Diámetro nominal del alambre (mm)	3,05	4,19
Diámetro Nominal del Cable (mm)		9,52	12,7
Peso (daN/m)		0,399	0,755
Carga de Rotura (daN)		≥ 6 840	≥ 11960
Módulo de Elasticidad (daN/mm ²)		18 130	
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		11,5*10-6	

Tabla 11. Características Generales de las Varillas de Anclaje

Denominación	3 / 4"
Diámetro (mm)	19,05
Longitud (mm)	2 440
Carga de rotura mínima (daN)	10 000

Tabla 12. Características Generales de los Aisladores Tensores

Clase ANSI 29.4	54-2	54-3	54-4
Longitud (mm)	108	140	172
Distancia de fuga (mm)	48	57	76
Carga de rotura mínima (daN)	≥ 5300	≥ 8900	≥ 8900
Flameo de baja frecuencia en seco (kV)	30	35	40
Flameo de baja frecuencia en húmedo (kV)	15	18	23
Tensión de trabajo (V)	240/120 208/120	13.200 13.800	34.500

Los aisladores tensores que se deben usar en las redes de distribución de CELSIA se presentan en la tabla 12.

4.6 PUESTA A TIERRA

4.6.1 Generalidades

Se conectarán a tierra las instalaciones de MT donde existan apantallamientos, transformadores de distribución, equipos de seccionamiento, maniobra y protección, con objeto de limitar las tensiones de falla a tierra que se pueden originar en la propia instalación.

El diseño debe estar basado y respetar las normas establecidas en el capítulo 15 del RETIE. En la tabla 13 se presentan los valores aceptables de la resistencia de puesta a tierra.

Tabla 13. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. RETIE Tabla 15.4

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

Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra son el conductor a tierra y el electrodo de Puesta a Tierra.

4.6.2 Conductor a tierra

El conductor a tierra es el conductor que conecta el equipo al electrodo de puesta a tierra. Los tipos son: Acero Austenítico, cable de cobre calibre mínimo No. 2 AWG, cable de acero galvanizado de 3/8" y cable de acero recubierto de cobre duro No. 2 AWG (cable Copperclad steel).

4.6.3 Electrodo de puesta a tierra

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

En la Tabla 14 se indica las principales características de los electrodos utilizados en los sistemas de puesta a tierra.

Tabla 14. Características Generales de los electrodos de PAT. RETIE tabla 15.2

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		DIÁMETRO mm	Área mm ²	Espesor mm	Recubrimiento mm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de Cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		2500 00	1,5	
	Acero inoxidable		3600 00	6	

La varilla de puesta a tierra debe instalarse a una distancia mínima de 1 m del borde del poste o de la cimentación si está hormigonado. La profundidad mínima será de 0,5 m del nivel del suelo.

El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2.4 metros de longitud.

La nomenclatura a emplear para designar las puestas a tierra es la siguiente:

T0: Puesta a tierra en anillo

T1: Puesta a tierra de un electrodo.

4.7 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA

Los siguientes elementos se consideran para protección y maniobra de las redes de distribución.

1. Interruptor Telecontrolado
2. Reconectador
3. Seccionalizador o Autoseccionador
4. Seccionador.
5. Cortacircuitos Fusibles de Expulsión (XS)
6. Fusibles
7. Pararrayos
8. Detector Paso de Falla

5 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

5.1 GENERALIDADES

Las distancias mínimas de seguridad cumplen una doble función:

- Limitar la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o equipos.
- Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.

Todas las distancias de seguridad se deben medir de superficie a superficie.

En la medición de distancias, los herrajes y accesorios que están energizados debido a su conexión eléctrica a los conductores de la línea se deben considerar como parte integral de los mismos conductores. Además, las partes metálicas de los pararrayos y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte.

En el Artículo 13 del RETIE se han marcado unas distancias mínimas que se deben respetar horizontal y verticalmente, en cualquier circunstancia. Transcribimos las notas de este artículo para que se tenga la debida claridad de las condiciones en las que se aplican estas distancias.

“Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas, aplican a conductores desnudos.

Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Nota 4: La distancia horizontal “b” se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.

Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Nota 6: Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca de los conductores; la distancia horizontal “b”, se podrá reducir en 0,6 m.

Nota 7: Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.

Nota 8: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

Nota 9: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.

Nota 10: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado.

En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

Nota 11: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión.”

Las distancias de seguridad que se deben seguir no serán menores que los valores requeridos en las Tablas 13.1, hasta la 13.7 del RETIE.

5.2 DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA

5.2.1 Distancia entre conductores soportados en la misma estructura

En este apartado se indican las separaciones, tanto horizontales como verticales, que deben mantenerse entre los diferentes conductores de línea, en función de la longitud del vano entre dos apoyos.

Tabla 15. distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones. RETIE Tabla 13.3

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

Tabla 16. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo. RETIE Tabla 13.4

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos	15 ⁽¹⁾ 7,5 ⁽²⁾
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Más de 50 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito ⁽³⁾ 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

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

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

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

**Tabla 17. Distancia vertical mínima entre conductores
sobre la misma estructura. RETIE Tabla 13.5**

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

Nota 1: Estas distancias son para circuitos de una misma empresa operadora. Para circuitos de diferentes empresas la distancia se debe aumentar en 0,6 m.

Nota 2: Para las tensiones que excedan los 66 kV, la distancia de seguridad vertical entre conductores debe ser incrementada por el factor de corrección por altura.

Nota 3: Los conductores del mismo circuito de una red compacta con cables cubiertos o semiaislados, no deben tener una separación menor a 18 cm para tensiones menores de 15 kV, ni menor a 27 cm para tensiones entre 15 kV y 34,5 kV.

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

A excepción de la estructura tipo bandera para configuración especial de red trenzada, donde se disminuye la separación entre conductores a 0,45 m para 13,2 kV, restringiendo los vanos máximos permitidos a 40 m.

Para el cálculo y verificación de la distancia horizontal se aplicará la siguiente fórmula que indica la separación horizontal de seguridad para conductores en soportes fijos, de acuerdo con la flecha:

$$S = 0,0076U + 0,368\sqrt{f}$$

Siendo:

S: Separación de seguridad entre conductores (m).

U: Tensión existente entre los conductores para los que se calcula la distancia (kV).

f: Flecha máxima del conductor en el vano (m).

En el apartado A5.1 del anexo A se muestran los vanos máximos admisibles limitados por la separación horizontal entre conductores; para las distintas combinaciones de conductor, configuración de la estructura y zona / área.

5.2.2 Distancia de conductores o elementos energizados a soportes y demás elementos conectados normalmente a tierra

A continuación, se muestran las distancias mínimas que se deben mantener, tanto horizontal como verticalmente, entre los conductores de línea o elementos energizados y cualquier parte de las estructuras, soportes y demás elementos que están normalmente conectados a tierra. Estas distancias se tendrán en cuenta y se rigen por la fórmula.

$$e = 0.1 + kV/150 \text{ (Normas IPSE Capítulo 6)}$$

Donde

e: Es la distancia entre el punto energizado y el poste o estructura

kV: Es el voltaje entre fases.

Aplicando esta fórmula para los valores de la clase de aislamiento en redes aéreas, 15 kV y 35 kV, las distancias mínimas de seguridad son:

- Para 15 kV: 0,20 m.
- Para 35 kV: 0,34 m.

5.2.3 Distancia entre conductores energizados de distinta fase del mismo o diferente circuito (Derivaciones)

Cuando se realicen derivaciones o conexiones, el conductor debe mantener con otros conductores de distinta fase del mismo o de un circuito diferente, las separaciones mínimas indicadas a continuación:

- Para 13,2 kV: 0,30 m.
- Para 34,5 kV: 0,41 m.

Cuando en una conexión o derivación exista la posibilidad de desplazamiento de un conductor por causa del viento se fijará el mismo, adecuadamente, para garantizar dicha separación en cualquier circunstancia normal de funcionamiento.

5.2.4 Distancia vertical sobre suelo de equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras

En el caso de equipos de servicio eléctrico instalados en estructuras, las distancias de seguridad vertical sobre el suelo vendrán dadas en la tabla 18.

Tabla 18. Distancias de seguridad vertical sobre el suelo

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)		
	Partes del equipo puestas a tierra	Partes del equipo no puestas a tierra	
		13,2 kV	34,5 kV
Áreas accesibles solo a peatones	3,5	5,6	
Áreas transitadas por vehículos	4,6		

5.3 CRUZAMIENTOS

La altura de los apoyos será la necesaria para que los conductores, con su máxima flecha vertical, queden situados a la distancia indicada en los siguientes apartados por encima de cualquier punto del terreno o superficie.

5.3.1 Líneas eléctricas y de telecomunicaciones soportadas por diferentes estructuras

En los cruces de líneas eléctricas se situará a mayor altura la de tensión más elevada y en caso de líneas de igual tensión, la que se instale con posterioridad.

En los casos que por circunstancias singulares sea preciso que la línea de menor tensión cruce por encima de la tensión superior, será preciso obtener una autorización expresa del operador de red, teniendo en cuenta en el cruce todas las prescripciones y criterios expuestos en este apartado.

Cuando el cruce sea en diferentes estructuras se procurará que se efectúe en la proximidad de uno de los apoyos de la línea más elevada (por tener los conductores superiores a la mayor altura).

Las distancias mínimas indicadas en este apartado se medirán en el punto de mayor acercamiento entre los dos conductores, considerando las posibles posiciones de estos y teniendo en cuenta el desplazamiento más desfavorable de la línea.

Para el análisis del cruzamiento y determinación de distancias, ver el apartado 8.6 “Curvas de Plantillado”.

Las distancias horizontales y verticales entre conductores adyacentes, soportados en diferentes estructuras, no deberá ser menor que las distancias indicadas en los siguientes apartados.

- **Distancia Horizontal**
La distancia horizontal en cruzamientos o entre conductores adyacentes será como mínimo de 1,5 m.
- **Distancia Vertical**
Las mínimas distancias verticales que se deben respetar serán las que indica la Tabla 19:

Tabla 19. Distancias mínimas verticales para cruce de líneas

Nivel superior	Nivel inferior (Dimensiones en metros)			
	Cables de Comunicaciones	Tensión Nominal hasta 1 kV	Tensión Nominal 13,2 kV	Tensión Nominal 34,5 kV
Cables de Comunicaciones	0,15	0,4		
Tensión Nominal hasta 1 kV	0,4	0,4		
Tensión Nominal 13,2 kV	1,8	1,2	1,2	
Tensión Nominal 34,5 kV	1,8	1,2	1,2	1,3
Tensión Nominal 69 kV	2	1,4	1,4	1,4
Tensión Nominal 110 kV	2,3	1,7	1,7	1,7
Tensión Nominal 220 kV	3	2,4	2,4	2,4
Tensión Nominal 500 kV	4,8	4,2	4,2	4,2

5.3.2 Distancias mínimas en cruzamientos con diferentes lugares y situaciones. Red secundaria en cable aislado.

La altura mínima de los conductores al cruzar con diferentes lugares y situaciones será de acuerdo con la Tabla 20:

Tabla 20. Altura mínima de conductores sobre diferentes superficies

Naturaleza de la superficie	Distancia de seguridad mínima (m)	
	13,2 kV	34,5 kV
Carreteras, avenidas, calles, callejones, zonas peatonales y áreas sujetas a tráfico vehicular.	5,6	
Bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc.	5,6	
Ferrocarriles sin electrificar.	8,1	
Aguas navegables adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m	10,2	
Aguas navegables no adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m	5,2	
Aguas navegables no adecuadas para embarcaciones con altura superior a 2 m	5,2	

No se permite cruzamientos sobre campos deportivos abiertos.

Las distancias mínimas indicadas en este apartado se medirán en el punto de mayor acercamiento entre la línea y la superficie a cruzar, teniendo en cuenta el desplazamiento más desfavorable de la línea, producido por la hipótesis de flecha final calculada a una temperatura de 75°C sin viento.

5.4 PASO POR ZONAS

5.4.1 Paso por zonas con edificaciones

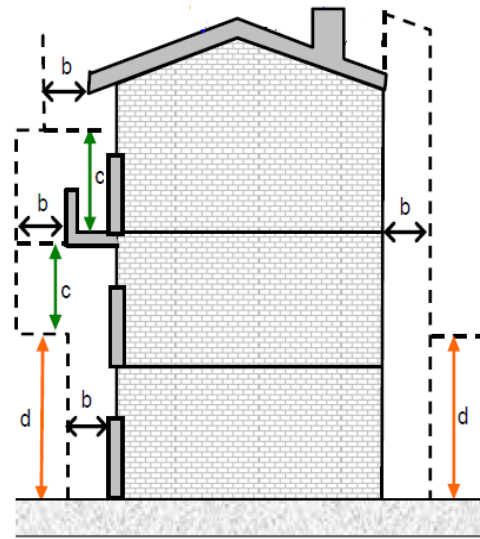


Figura 13. Distancias de seguridad en zonas de construcciones

No se permite proyectar conductores sobre edificaciones, lotes baldíos destinados para edificación, monumentos, plazas públicas, etc.

Tabla 21. Distancia mínima de conductores al paso por diferentes zonas

Naturaleza de la superficie		Distancia de seguridad mínima (m)	
		13,2 kV	34,5 kV
Horizontal	Muros, proyecciones, ventanas, independientes de la facilidad de acceso a las personas Distancia b	2,3	
Vertical	Zonas accesibles a personas y de tránsito de vehículos de menos de 2,45 m de altura Distancia c	4,1	

Carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular Distancia d	5,6
----------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

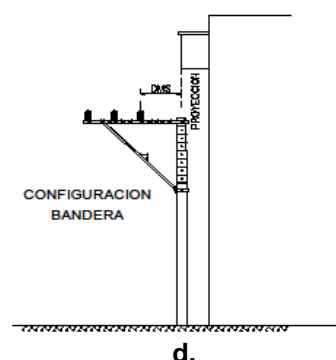
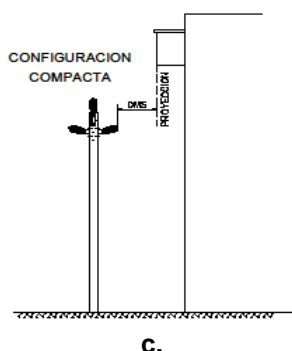
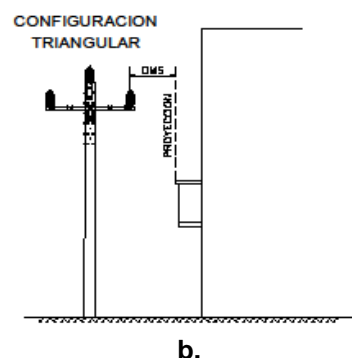
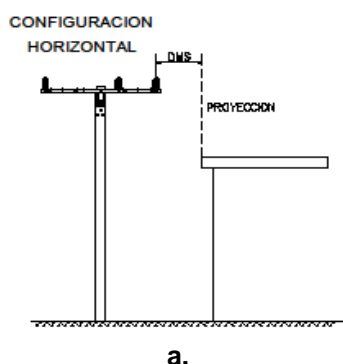
(*) Las distancias verticales se respetarán tanto por encima como por debajo de la superficie de referencia en las condiciones indicadas en este apartado.

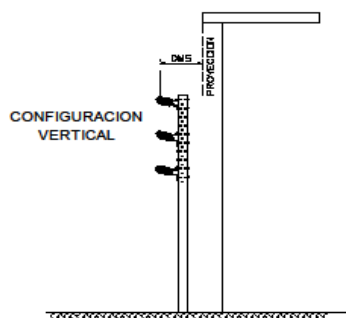
Cuando los conductores pasen próximos a estructuras de alumbrado público, soportes de semáforos o soportes de una segunda línea, deben estar separados de cualquier parte de estas estructuras, una distancia no menor a la indicada en la Tabla 22.

Tabla 22. Separación mínima a estructuras varias (m)

Distancia	13,2 kV	34,5 kV
Horizontal sin viento	1,5	
Vertical	1,5	

Cuando los conductores pasen próximos a campos deportivos abiertos deben estar separados a una distancia vertical no menor a 12 m y una distancia horizontal no menor a 7m sobre cualquier parte de los campos deportivos.





e.

Figura 14. Estructuras normalizadas



NOTA:

LA PARTE SOMBRREADA CORRESPONDE A LA ZONA DONDE ESTA PROHIBIDO INSTALAR CONDUCTORES
POR ENCIMA O POR DEBAJO DE TECHOS Y BALCONES NO SE PODRÁ CONSTRUIR REDES DE M.T.

DMS = DISTANCIA MINIMA DE SEGURIDAD SEGUN RETE PARA REDES AEREAS DESNUDAS

Figura 15. A edificaciones

5.4.2 Bosques, árboles y masas de arbolado

Para evitar las interrupciones del servicio y los posibles incendios producidos por el contacto de ramas o troncos de árboles con los conductores de la línea eléctrica, se establecerá, mediante la indemnización correspondiente, una zona de corte y/o tala de arbolado a ambos lados de la línea cuya anchura será la necesaria para que, considerando los conductores en su posición de máxima desviación bajo la acción de la hipótesis de viento, su separación de la masa de arbolado en situación normal, medida horizontalmente al conductor más extremo, no será inferior a 3 m.

Igualmente, deberán ser talados todos aquellos árboles que constituyen un peligro para la conservación de la línea, entendiéndose como tales los que, por su flexibilidad puedan alcanzar a los conductores en su posición normal.

5.5 PARALELISMO

5.5.1 Con líneas eléctricas

Se mantendrá una distancia mínima igual a la señalada para la separación entre conductores, considerando como valor de la tensión el de la línea de mayor voltaje.

5.5.2 Con líneas de telecomunicación

La distancia vertical mínima de seguridad entre los conductores y la línea de comunicación será como mínimo:

Tabla 23. Separación mínima entre conductores y líneas de comunicación paralelos (m)

Mismo Soporte	Distinto Soporte
1	1,5

5.5.3 Con retenidas y mensajeros sujetos a la misma estructura

Cuando por determinadas circunstancias existan retenidas o mensajeros que discurren paralelos a la línea y estén sujetos a la misma estructura, las distancias de seguridad que se han de respetar son las siguientes:

- Para 13,2 kV: 0,35 m.
- Para 34,5 kV: 0,56 m.

5.5.4 Carreteras, camiones y calles

Las estructuras, incluyendo sus retenidas deberán estar colocadas lo más separado posible de la orilla de la carretera, camino o calle. En el caso de que existan bordillos la estructura deberá colocarse lo más separado posible de la orilla del bordillo y nunca a menos de 0,15 m.

Las estructuras deben estar colocadas lo más lejos posible del inicio de la curvatura de las esquinas.

Cuando se proyecte construir líneas nuevas se deberá cumplir con los retiros establecidos en la Ley 1228 del 2008 por la cual se determinan las franjas mínimas de retiro obligatorio o áreas de exclusión para las carreteras del sistema vial nacional.

5.5.5 Vías de ferrocarril

Todos los elementos de la estructura de soporte deben estar a un mínimo de 6,7 m de altura sobre la cabeza del riel más cercano, y no estarán en ningún caso a una distancia horizontal menor de 4 m.

6 CALCULO ELÉCTRICO

6.1 CORRIENTE NOMINAL

Se debe calcular la corriente nominal de operación de la instalación mediante:

Sistema Trifásico:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V}$$

Sistema Bifásico (Monofásico Bifilar):

$$I = \frac{S}{V}$$

Siendo:

I: Intensidad de Línea o Corriente Nominal de Operación (A).

S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA)

V: Tensión de Línea fase - fase (kV)

Se seleccionará aquel conductor cuya intensidad máxima admisible (ver apartado 4.2. Tabla 7 y Tabla 10), es mayor que la corriente nominal de operación de la instalación.

6.2 CAÍDA DE TENSIÓN

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

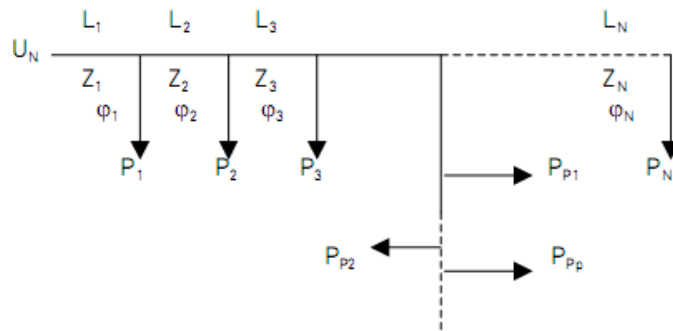


Figura 16. Diagrama Caída de Tensión

Para el cálculo de la caída de tensión se utiliza el método del momento eléctrico. El porcentaje de caída de tensión está dado por:

$$\% \Delta V = K_v * P * L$$

Siendo:

K_v : Constante de Regulación

P : Potencia a transportar (kW)

L : Longitud de la línea (km)

Las máximas variaciones de tensión permisibles en estado estacionario a 60 Hz están definidas en la norma NTC1340, o aquella que la modifique o sustituya, de acuerdo con esto se seleccionará aquel conductor cuya caída de tensión sea menor o igual a los siguientes límites:

- 13,2 kV: -10% + 5% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación.
- 34,5 kV: -10% + 5% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación.

En el apartado B1.3 del anexo B se presenta el cálculo de la constante de regulación. En el capítulo A2 del anexo A aparecen las tablas para obtener la constante de regulación, dependiendo de las diferentes configuraciones de estructuras, niveles de tensión, conductores normalizados y para diferentes factores de potencia.

En el capítulo B1 del anexo B se desarrolla el cálculo eléctrico de los conductores, que incluye resistencia, reactancia inductiva, pérdidas de potencia y potencia máxima a transportar.

7 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

7.1 SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A TIERRA

La selección del conductor a tierra depende del valor de la corriente de cortocircuito de régimen transitorio a 150ms, en el punto de instalación de la puesta a tierra. Este valor será suministrado por EPSA.

El conductor a seleccionar debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm}$$

Donde:

I_{cc} = corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la puesta a tierra (kA)

I_{cc_adm} = Intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor (ver Tabla 13)

7.2 SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

La resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, su máximo valor establecido para protección contra rayos es de 10Ω , este es el valor que determina la selección del electrodo.

Se deberá medir la resistividad aparente del terreno, siguiendo los métodos establecidos en el RETIE. En la Tabla 24 se presentan valores típicos de resistividad del terreno.

Tabla 24. Valores típicos de resistividad del terreno

Descripción de suelo	Símbolo del Grupo	Resistividad Media ($\Omega \times m$)
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	CH	10-55*
Arcillas inorgánicas de plasticidad baja a media, arcillas gravosas, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas magras (pulpa)	CL	25-60*
Limos inorgánicos y arenas muy finas, polvo de roca, limo arcilloso, poco plástico, arenas finas limosas, arenas finas arcillosas	ML	30-80
Arenas arcillosas, mezclas mal graduadas de arena y arcilla	SC	50-200
Arenas limosas, mezclas de arena y limo mal graduados	SM	100-500

La terminología utilizada en esta tabla corresponde a la "United Soil Classification" y es un método estándar de describir los suelos en un informe geotécnico y geofísico.



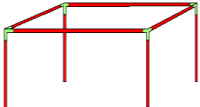

*Estos resultados de clasificación de resistividad son altamente influenciados por la presencia de humedad

La selección del tipo de configuración del electrodo de puesta a tierra se hará de la siguiente manera.

Partiendo del valor medido de resistividad aparente del terreno, se selecciona la configuración en la Tabla 25 cuya resistividad aparente sea mayor o igual a la medida en campo.

Tabla 25. Configuraciones PAT de acuerdo a Resistividad Aparente del Terreno

Tipo de electrodo	Configuración		Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
	Nombre	Diagrama	

CopperClad Steel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

Los valores de la Tabla 25, se calcularon siguiendo la metodología establecida en el anexo B4, con las siguientes premisas:

- El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es menor o igual a 10Ω .
- Los valores máximos de resistividad aparente del terreno se obtuvieron considerando un electrodo de difusión vertical de 2,4 m y un diámetro de 16mm.
- Para calcular la configuración cuadrada se tomó $n=4$ y $F=1,36$ (según tabla B4.1 del anexo B4)
- Para calcular el anillo se consideró un cable copper-clad steel de diámetro 9,52 mm (3/8") formado una circunferencia alrededor del poste de 1 m de radio.

Si la resistividad aparente del terreno supera el valor establecido en la Tabla 25 remítase al anexo B4 donde se desarrolla el método de cálculo de la puesta a tierra y se dan recomendaciones para mejorar la resistencia de puesta a tierra mediante el tratamiento del terreno.

8 CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

8.1 GENERALIDADES

El objeto del cálculo es controlar la tensión mecánica de los conductores para los distintos regímenes de carga / condiciones climáticas para: evitar fatigas y daños que pongan en riesgo la seguridad / continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios y aprovechar la capacidad mecánica de los mismos, logrando un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de postes.

Básicamente, este cálculo dependerá de los siguientes factores:

- a) Las características meteorológicas y geográficas del sitio en la que se instalen las líneas.

- b) La tensión mecánica a la que se verán sometidos los conductores al variar las condiciones ambientales en los distintos casos de carga.
- c) La flecha que tomarán los mismos en los diferentes vanos y para los distintos casos de carga.
- d) Su comportamiento frente a la posible aparición de fenómenos vibratorios. Para estas condiciones a la hora de establecer los límites de tensionado, el presente proyecto tipo se guiará de las recomendaciones establecidas por el CIGRÉ en el campo de las vibraciones eólicas.
- e) Las características mecánicas de postes y crucetas utilizados en el presente proyecto tipo.
- f) Los criterios constructivos adoptados para las áreas rural y urbana

8.2 HIPÓTESIS Y LÍMITES DE TENSIÓN MECÁNICA

La Tabla 26 resume las distintas condiciones, hipótesis y sobrecargas por viento consideradas.

Tabla 26. Hipótesis de cálculo mecánico

Condición		Temperatura (°C)			Sobrecarga Qo (daN/m²)	
		Zona A	Zona B	Zona C	Zona Valle del Cauca	
					Rural	Urbana
Tracción máxima	Hipótesis de Viento máximo	20	16	12	A = 42.11 B = 37.38 C = 32.65	A = 25.58 B = 22.44 C = 19.60
	Hipótesis de Viento reducido	26	20	15	A = 25.27 B = 22.43 C = 19.59	A = 15.17 B = 13.46 C = 11.76
	Hipótesis de Temperatura mínima	15	10	5	Ninguna	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis de Temperatura máxima	40	35	30	Ninguna	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis de Temperatura mínima	15	10	5	Ninguna	Ninguna
Fenómenos vibratorios	EDS	26	20	15	Ninguna	Ninguna
	CHS	18	14	10	Ninguna	Ninguna

Nota: En el numeral B.2.2.1 del Anexo B se describe con detalle el cálculo de las sobrecargas por viento en el conductor.

En la condición de tracción máxima se determinará la máxima tensión en los cables mediante la suposición de las condiciones de mayor exigencia mecánica, comparando las tracciones resultantes de las hipótesis de viento máximo, viento reducido y temperatura mínima.

En la condición flecha máxima se verificarán las distancias de seguridad eléctrica a respetar por los conductores. Mediante la flecha resultante de la hipótesis de temperatura máxima se verificarán las separaciones horizontal y vertical entre conductores situados en una misma estructura. La flecha resultante de la hipótesis de temperatura máxima excepcional permitirá verificar el acercamiento del conductor al terreno.

Bajo la condición de flecha mínima, se comprobará que no existan arrancamientos en los postes por causa del tiro vertical resultante hacia arriba (efecto “Up-lift”). El valor de flecha se calculará con la hipótesis de temperatura mínima.

Las hipótesis de EDS y CHS tienen en cuenta el fenómeno de vibración eólica del cable. La primera, en condiciones de temperatura promedio, sin sobrecarga alguna. La segunda, en las condiciones de tensión más elevada que es probable que ocurra a temperatura baja frecuente, sin sobrecarga.

Teniendo en cuenta las recomendaciones del CIGRÉ TB273/2005 y del EPRI Orange Book/2008 se han adoptado los siguientes límites de tensión mecánica, expresados como porcentaje de la carga de rotura del conductor (CR), para cada una de las hipótesis:

Tabla 27. Límites de tensión mecánica

Conductor	Porcentajes de la carga de rotura (% CR)					
	Viento máximo	Temperatura mínima	Temperatura máxima	EDS	CHS	
					Tense normal	Tense reducido
ACSR 477 MCM (HAWK)	12,5	12,5	12,5	12,0	12,0	8,0
ACSR 336,4 MCM (LINNET)	17,5	17,5	17,5	12,5	12,0	8,0
ACSR 266,8 MCM (PARTRIDGE)	21,5	21,5	21,5	13,0	11,5	8,0
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	29,5	29,5	29,5	13,5	12,5	8,0
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	33,0	33,0	33,0	15,0	12,0	8,0

Con el objetivo de reducir las tensiones máximas y por ende el dimensionamiento de los postes requeridos, sin comprometer las flechas, se ha considerado un estado de tense reducido, cuya aplicación es para áreas urbanas y cantones cuyo vano regulador es menor o igual a 50 metros. Si como consecuencia del análisis de flechas / distancias de seguridad no pudieran respetarse las mismas, deberá adoptarse el estado de tense normal.

Para líneas rurales, cuando por características de la topografía de la ruta de la línea de distribución, se requiera emplear tensiones mecánicas superiores a las señaladas en la Tabla 27 para lograr vanos de gran longitud y/o guardar las distancias verticales de seguridad al terreno (por ejemplo, cruces de ríos, canales navegables y/o grandes depresiones en el terreno, etc.); se deberá aplicar la metodología del capítulo B.2 del Anexo B.

8.3 PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR

Los conductores en determinadas condiciones se encuentran sometidos a una fuerza horizontal transversal debida al viento. La cual se expresa por unidad de longitud y está relacionada con el diámetro del conductor y la sobrecarga por viento. Se determina mediante la siguiente expresión:

$$p_v = Q_0 \cdot d \cdot 10^{-3}$$

Siendo el peso unitario aparente del conductor:

$$p = \sqrt{p_c^2 + p_v^2}$$

Donde:

p: Peso unitario aparente del conductor (daN/m)

p_c: Peso unitario propio del conductor (daN/m)

p_v: Fuerza unitaria de viento sobre el conductor (daN/m)

Q₀: Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²) (ver Tabla 29)

d: Diámetro total del conductor (mm)

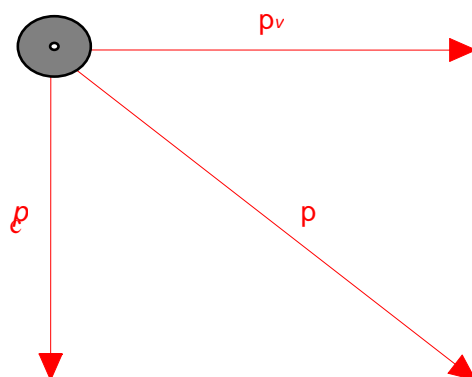


Figura 17. Peso unitario aparente

Se asume que la dirección del peso unitario aparente (p) define el plano que contiene a la catenaria bajo la acción del viento.

Tabla 28. Fuerza unitaria de viento por conductor

Conductor	p _c (daN/m)	p _v (daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana

ACSR 477 MCM (HAWK)	0.956	0.918	0.551	0.815	0.489	0.712	0.427
ACSR 336,4 MCM (LINNET)	0,675	0.770	0.462	0.684	0.410	0.597	0.358
ACSR 266,8 MCM (PARTRIDGE)	0,536	0.687	0.412	0.610	0.366	0.532	0.320
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	0,424	0.603	0.362	0.535	0.321	0.467	0.280
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0.426	0.256	0.378	0.227	0.330	0.290

Tabla 29. Peso unitario aparente por conductor

Conductor	p _c (daN/m)	pa(daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477 MCM (HAWK)	0.956	1.326	1.104	1.256	1.074	1.192	1.047
ACSR 336,4 MCM (LINNET)	0,675	1.024	0.818	0.961	0.790	0.901	0.764
ACSR 266,8 MCM (PARTRIDGE)	0,536	0.871	0.676	0.812	0.649	0.755	0.624
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	0,425	0.737	0.558	0.683	0.532	0.631	0.509
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0.476	0.332	0.433	0.310	0.392	0.198

8.4 VANOS IDEALES DE REGULACIÓN

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre de la línea se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano tipo llamado vano ideal de regulación.

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \cdot \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^3}{a_i^3}}}$$

Con:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^2}{a_i}}$$

$$a_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2}$$

Siendo:

- a_r: Longitud del vano ideal de regulación (m)
- k: Factor de Truxá (k=1 para vanos nivelados)
- á_i: Longitud del vano real i (m)
- a_i: Longitud del vano individual i (m)
- b_i: Desnivel del vano i (m)

8.5 TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO

Las tensiones en el conductor, correspondientes a cada una de las hipótesis de carga, consignadas en las respectivas tablas de cálculo mecánico y tablas de tendido, se han obtenido aplicando la ecuación de cambio de condiciones para vano nivelado (apartado B.2.2 del Anexo B). En dicha ecuación, se ha tomado como situación inicial o de partida la hipótesis más desfavorable. Es decir, aquella cuya tensión coincide con el valor límite de tensión mecánica establecido en la Tabla 27. Así mismo, las flechas se han calculado para vanos nivelados según la expresión del numeral B.2.1.3 del Anexo B.

Finalmente, las tablas de cálculo mecánico reflejan los valores de los parámetros de la catenaria de flecha máxima (40, 35 o 30 °C) y mínima (15, 10 o 5 °C). Dicho parámetro se ha calculado según la expresión del numeral B.2.1.1 del Anexo B.

Las tablas de cálculo mecánico y las tablas de tendido para los distintos conductores normalizados se han elaborado para las zonas y áreas que cubre el presente proyecto tipo. Estas tablas se encuentran en los capítulos A.2 y A.3 del Anexo A, respectivamente.

8.6 CURVAS DE PLANTILLADO

Las curvas de plantillado (parábolas máxima y mínima) se utilizan durante la etapa de distribución de postes a lo largo del perfil longitudinal de la línea, para comprobar los requerimientos de distancias eléctricas de seguridad e identificar los postes sometidos a tracción ascendente.

La parábola máxima (Figura) se usará para verificar que se respeten las distancias de seguridad al terreno, así como las requeridas en cruzamientos (por encima) con obstáculos u otras líneas.

La parábola mínima se empleará para determinar si existen postes bajo el Efecto “Up-lift” y para comprobar que se cumplan las distancias de seguridad en cruzamientos (por debajo) con otras líneas.

Para la elaboración de las curvas de plantillado, se empleará la siguiente expresión:

$$y = \frac{x^2}{2 \cdot C}$$

Siendo:

x: Semivanos para generar la curva (m).

C: Parámetro de la catenaria correspondiente al vano de regulación (m)

Para generar las curvas de parábola máxima y mínima, para un determinado vano regulador, se obtendrán de la tabla de cálculo mecánico correspondiente, los parámetros de la catenaria de flecha máxima (40, 35 o 30 °C) y mínima (15, 10 o 5 °C), respectivamente.

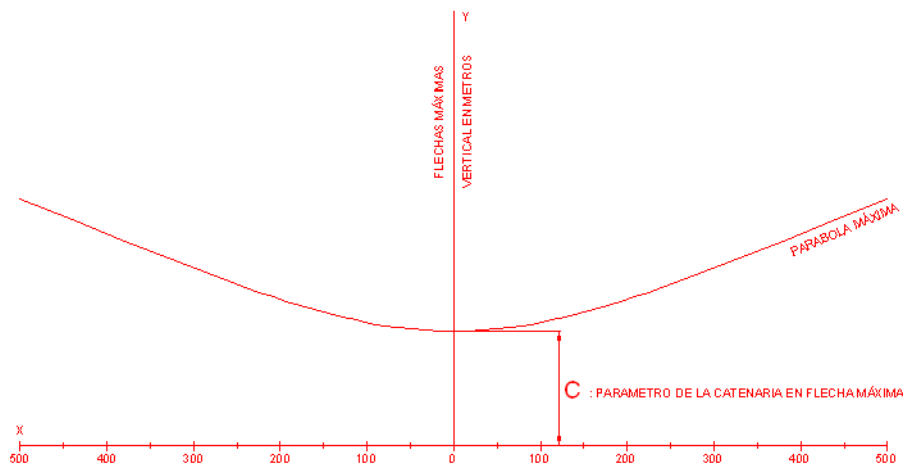


Figura 18. Curva de replanteo (parábola máxima)

8.7 TABLAS DE REGULACIÓN

Las tablas de regulación indican las flechas y tensiones con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna.

A diferencia de la tabla de tendido, la cual está concebida para vanos ideales de regulación, se tendrá en cuenta el desnivel existente entre los postes que constituyen cada vano.

Para cada cantón y una vez calculado su vano ideal de regulación, la flecha (fr) se obtendrá de la correspondiente tabla de tendido (capítulo A.4 del Anexo A).

$$f_{i,t} = f_{r,t} \cdot \left(\frac{a_i \cdot \dot{a}_i}{a_r^2} \right)$$

Siendo:

$f_{i,t}$: Flecha de instalación del conductor para el vano i del cantón, a la temperatura t (m)

$f_{r,t}$: Flecha del vano ideal de regulación del cantón a la temperatura t (m)

a_i : Longitud del vano individual i (m)

\dot{a}_i : Longitud del vano real i (m)

a_r : Longitud del vano ideal de regulación (m)

La expresión anterior aplica siempre y cuando se cumplan las siguientes condiciones, simultáneamente:

$$a_i < 300 \text{ m}$$

$$\frac{b_i}{a_i} < 0,20, \text{ (} b_i \text{ es el desnivel del vano } i \text{)}$$

$$\frac{f_i}{a_i} < 0,05$$

En cualquier otro caso, emplear el método exacto de cálculo, contemplado en el numeral B2.2.3 del Anexo B.

9 CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES

9.1 GENERALIDADES

Se realizará el cálculo mecánico en condición normal y anormal de forma individual para cada uno de los postes. Dependerá de su función (AL, ANG, ANC y FL) y del cumplimiento de todas las hipótesis y condiciones de esfuerzo consideradas según la Tabla 30.

Los esfuerzos se referirán a un sistema de coordenadas cartesiano ortogonal a derechas (verticales, transversales, longitudinales).

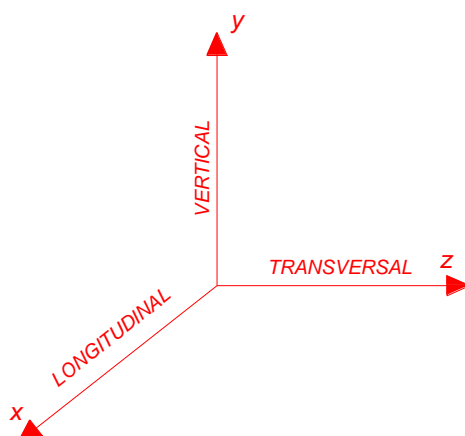


Figura 19. Sistema cartesiano de esfuerzos

Tabla 30. Hipótesis y tipos de esfuerzos

Función	HIPÓTESIS NORMAL	HIPÓTESIS ANORMAL
	Condición 1	Condición 2 (desequilibrio 50% de tensiones)
AL	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por conductores debido a la acción del viento máximo (1)	
	Esfuerzo horizontal transversal debido a la acción del viento máximo (1) en crucetas, aisladores, postes y equipos	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores	
	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos	
Función	HIPÓTESIS NORMAL	HIPÓTESIS ANORMAL
	Condición 1	Condición 2 (desequilibrio 50% de tensiones)
ANG	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por conductores debido a la resultante de tensiones y a la acción del viento máximo (1)	
	Esfuerzo horizontal transversal debido a la acción del viento máximo (1) en crucetas, aisladores, postes y equipos	

	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores	
	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos	
ANC (0°)	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes
	Esfuerzo horizontal transversal por conductores debido a la acción del viento máximo (1)	Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones bajo la acción del viento máximo (1)
	Esfuerzo horizontal transversal debido a la acción del viento máximo (1) en crucetas, aisladores, postes y equipos	
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.
FL	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por conductores debido a la acción del viento máximo (1)	
	Esfuerzo horizontal transversal debido a la acción del viento máximo (1) en crucetas, aisladores, postes y equipos	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso de equipos	
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)	

Nota:(1) a100 km/h y temperatura según Zona y Área y (2) a60 km/h y temperatura según Zona y Área.

Preferiblemente se diseñarán las líneas con postes auto soportados, por lo tanto, el siguiente paso después del cálculo mecánico del poste es verificar el cumplimiento de las condiciones para que el poste pueda ser instalado sin requerir ayudas adicionales. De no ser esto posible, se seleccionará la retenida que sea factible instalar en campo y esté en capacidad de absorber los esfuerzos considerados para las distintas hipótesis.

En las estructuras tipo H con cadenas de suspensión la condición limitante para el vano máximo, además de la capacidad de los postes, es el ángulo de oscilación de la cadena de aisladores. Debido a que este ángulo depende también del vano, el cálculo de este tipo de estructuras se hará considerando ambos factores al mismo tiempo.

9.2 ESFUERZO EQUIVALENTE DE UNA FUERZA

La capacidad mecánica a flexión de un poste está definida por el esfuerzo nominal aplicado a 0,2 m por debajo de la cima del poste y por lo tanto se deberá calcular con base en la fuerza a soportar por el poste según la hipótesis por la relación de la altura real de aplicación h_F y la altura referida h_N (Altura libre menos 0,2m).

El esfuerzo equivalente F_X^* de la fuerza F_X viene dado por:

$$F_X^* = \frac{h_F}{h_N} \cdot F_X$$

donde:

F_X^* : Esfuerzo EQUIVALENTE de la fuerza F_X (daN)

F_X : Fuerza x aplicada en el punto h_F (daN)

h_F : Altura del punto de aplicación de F_X medida desde la base del poste (m)

h_N : Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m)

Nótese que el esfuerzo EQUIVALENTE de una fuerza F_X se designa igual que dicha fuerza, con el símbolo * como superíndice.

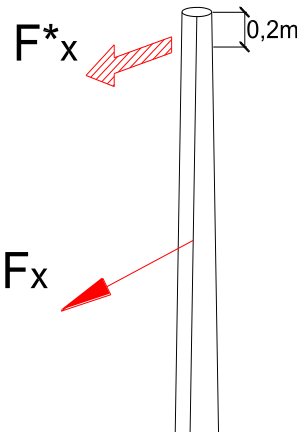


Figura 20. Esfuerzo equivalente de una fuerza

9.3 HIPÓTESIS NORMALES

9.3.1 Esfuerzos verticales

Se considerarán como esfuerzos verticales los esfuerzos debidos al peso propio de conductores, aisladores, herrajes, equipos, etc. correspondientes a la hipótesis y condición que se esté evaluando.

Los pesos aproximados de los aisladores, herrajes, equipos, etc. figuran en las correspondientes Especificaciones Técnicas.

El cálculo de las esfuerzos verticales que los conductores transmiten a los postes se realizará mediante la teoría del gravivano (ver apartado B5.2 del Anexo B).

En los postes de ángulo fuerte (amarres que dividen 2 cantones) y anclajes se tendrá presente la diferencia de tensiones entre cantones y del parámetro de la catenaria en cada semigravivano.

9.3.2 Esfuerzos horizontales transversales

Se considerarán esfuerzos transversales horizontales aquellos debidos al viento en conductores, postes, equipos, etc. De igual manera y cuando apliquen, las debidas a la resultante de tensiones (postes con función de ANG) y como consecuencia de la excentricidad del peso propio de conductores (configuración en bandera y horizontal) y equipos (generalmente en postes con función FL).

El cálculo de los esfuerzos por viento en conductores se realizará mediante la teoría del eolovano (ver apartado B5.3 del Anexo B).

9.3.2.1 Por viento en postes, aisladores y equipos

El esfuerzo horizontal transversal F_{TVP}^* se obtendrá de la Tabla 31 y la Tabla 32. Los valores están ya calculados como esfuerzo EQUIVALENTE.

Tabla 31. Esfuerzo equivalente por viento sobre el poste

Tipo de poste	Esfuerzo EQUIVALENTE por viento sobre el poste (daN)					
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
PH-11/500 daN	42.66	35.97	37.87	31.93	33.07	27.89
PH-11/735 daN	42.66	35.97	37.87	31.93	33.07	27.89
PH-11/1030 daN	51.48	45.68	45.70	40.55	39.91	35.42
PH-11/1324 daN	51.72	47.67	45.91	42.32	40.10	36.96

PH-12/500 daN	48.14	40.56	42.73	36.00	37.32	31.44
PH-12/735 daN	48.14	40.56	42.73	36.00	37.32	31.44
PH-12/1030 daN	55.55	51.21	49.31	45.46	43.07	39.70
PH-12/1324 daN	55.71	53.37	49.45	47.38	43.19	41.38
PH-14/735 daN	62.64	55.29	55.60	49.08	48.56	42.86
PH-14/1030 daN	63.29	62.92	56.18	55.85	49.07	48.78
PH-14/1324 daN	63.24	65.42	56.14	58.07	49.03	50.72

Tabla 32. Esfuerzo equivalente por viento sobre transformadores hasta 112.5 kVA

Referencia	Esfuerzo EQUIVALENTE por viento sobre el transformador hasta de 112.5 kVA (daN)					
	Zona A		Zona B		Zona C	
	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Postes hasta 12 m	39.10	32.66	34.70	28.99	30.31	25.32
Postes de 14 m	41.95	34.93	37.23	31.00	32.52	27.08

9.3.2.2 Por excentricidad del peso propio de conductores

Aplica a configuraciones en bandera y horizontal. El esfuerzo transversal que se transmite al poste debido a la excentricidad del peso propio de conductores y aisladores se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$F_{TEC}^* = \frac{1}{h_N} \cdot \sum (P_j + P_s) \cdot L_j$$

donde:

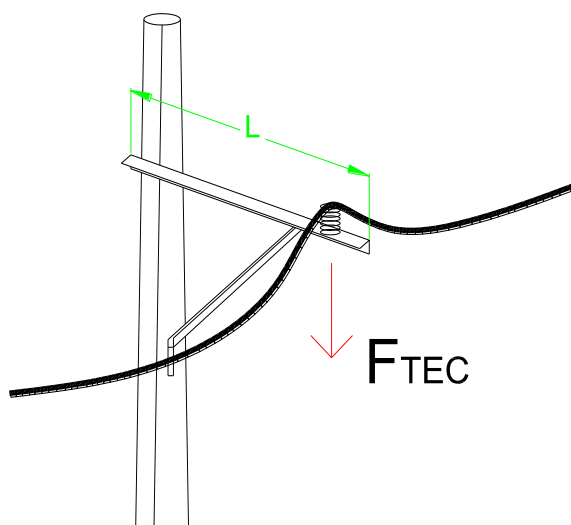
F_{TEC}^* : Esfuerzo transversal equivalente por excentricidad del peso propio de conductores (daN)

P_j : Esfuerzo vertical debido al peso propio del conductor j (daN)

P_s : Esfuerzo vertical debido al peso del aislador (o cadena) (daN)

L_j : Distancia horizontal del punto de aplicación del conductor j al eje del poste (m). Este valor puede ser negativo dependiendo de la ubicación de los conductores.

h_N : Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m)

Figura 21. F_{TEC}^*

9.3.2.3 Por excentricidad del peso propio de equipos

Aplica comúnmente, para el caso de los transformadores ubicados en postes tipo FL. Este esfuerzo transversal se calcula:

$$F_{TEE}^* = L_E \cdot P_E \cdot \frac{1}{h_N}$$

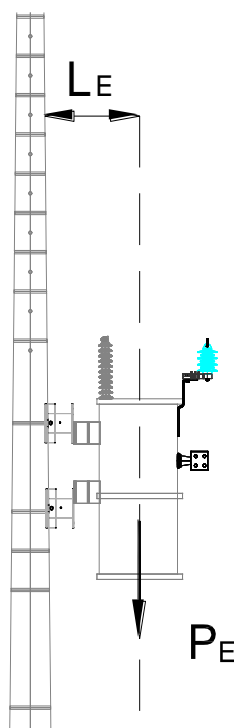
donde:

F_{TEE}^* : Esfuerzo transversal equivalente por excentricidad del peso propio de equipos (daN)

P_E : Peso propio del equipo (daN)

L_E : Distancia horizontal del centro de gravedad del equipo al eje del poste (m).

h_N : Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m)

Figura 22. F_{TEE}^*

9.3.2.4 Por conductores en postes AL

El esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores es:

$$F_{TVC} = n \cdot P_{V,C} \cdot a_v$$

donde:

F_{TVC} : Esfuerzo transversal por viento sobre el conductor (daN)

n : Número de fases

$P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m). Ver Tabla 28 en el apartado 8.3 del presente documento.

a_v : Longitud del eolovano (m)

El esfuerzo EQUIVALENTE F_{TVC}^* se calculará según 9.2 y la definición respectiva.

9.3.2.5 Por conductores en postes ANG

El esfuerzo horizontal transversal por la resultante de tensiones y la acción del viento sobre conductores es:

$$F_{TVC} = n \cdot \left(P_{V,C} \cdot a_v \cdot \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{(T_{02} - T_{01})^2 \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + (T_{02} + T_{01})^2 \cdot \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right)} \right)$$

donde:

F_{TVC} : Esfuerzo transversal por resultante de ángulo y viento sobre el conductor (daN)

n : Número de fases

$P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m). Ver Tabla 28 en el apartado 8.3 del presente documento.

a_V : Longitud del Eolovano (m)

β : Ángulo de deflexión de la línea ($^\circ$)

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano anterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo 100 km/h y temperatura según zona. (ver Tabla 22).

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano posterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22).

El primer término corresponde con la acción del viento sobre los conductores en la dirección de la resultante de ángulo. El segundo, con la resultante de tensiones. En el caso de pequeños ángulos (pertenecen al mismo cantón), se cumple que $T_{01} = T_{02} = T_0$; donde T_0 es la componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste. En este caso:

$$F_{TVC} = n \cdot \left(P_{V,C} \cdot a_V \cdot \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 \cdot T_0 \cdot \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \right)$$

El esfuerzo EQUIVALENTE F_{TVC}^* se calculará según 9.2 y la definición respectiva.

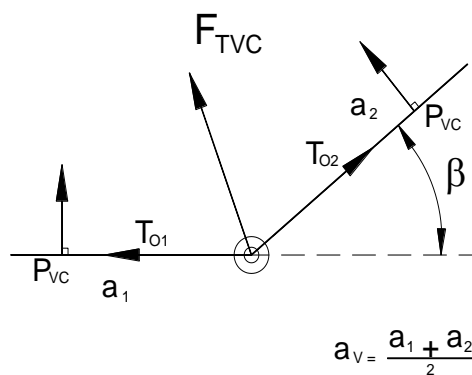


Figura 23. F_{TVC}

9.3.2.6 Por conductores en postes ANC

Como este tipo de poste debe colocarse en la medida de lo posible en alineación, aplica todo lo establecido en el punto 9.3.2.4

9.3.2.7 Por conductores en postes FL

El esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores es:

$$F_{TVC} = n \cdot P_{V,C} \cdot \frac{a}{2}$$

donde:

F_{TVC} : Esfuerzo transversal por viento sobre el conductor (daN)

n : Número de fases

$P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m). Ver Tabla 28 en el apartado 8.3 del presente documento.

a : Longitud del vano anterior (m)

El esfuerzo EQUIVALENTE F_{TVC}^* se calculará según 9.2 y la definición respectiva.

9.3.3 Esfuerzos horizontales longitudinales

9.3.3.1 Por excentricidad del peso de equipos

Aplica para el caso de equipos ubicados en postes tipo AL y ANG. Este esfuerzo longitudinal se calcula exactamente igual que en el punto 9.3.2.3. Se designará como F_{LEE}^* .

9.3.3.2 Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio real

Aparece como consecuencia del desequilibrio real de tensiones que hay entre las componentes horizontales de la tensión del vano regulador anterior y posterior. Para postes ANC se calcula:

$$F_{LTC} = n \cdot |T_{02} - T_{01}|$$

donde:

F_{LTC} : Carga longitudinal real por diferencia de tensiones en los conductores (daN)

n : Número de fases

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22)

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22)

Para postes tipo FL (caso particular del anterior en el cual no existe vano posterior - desequilibrio 100%):

$$F_{LTC} = n \cdot T_0$$

donde:

T_0 : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22).

El esfuerzo EQUIVALENTE F_{LTC}^* se calculará según 9.2 y la definición respectiva.

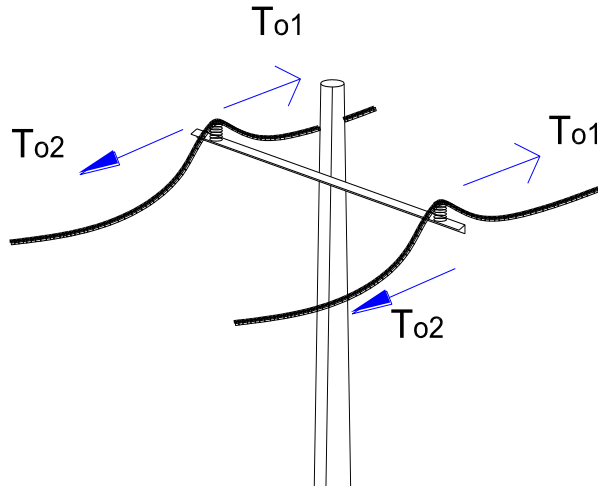


Figura 24. Desequilibrio real de tensiones

9.4 HIPÓTESIS ANOMARMALES

9.4.1 Esfuerzos verticales

Aplica lo indicado en el numeral 9.3.1.

9.4.2 Esfuerzo horizontal longitudinal

Se utiliza para evaluar ANC y para la condición de 50% desequilibrio de tensiones (hipótesis anormal – condición 2 en la Tabla 30). Se calcula de la manera siguiente:

$$F_{LMC} = n \cdot 0,5 \cdot \max(T_{02}, T_{01})$$

donde:

F_{LMC} : Carga longitudinal máxima por desequilibrio de tensiones en los conductores (daN)

n : Número de fases

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22)

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo 100 km/h y temperatura según zona (ver Tabla 22)

El esfuerzo EQUIVALENTE F_{LMC}^* se calculará según 9.2

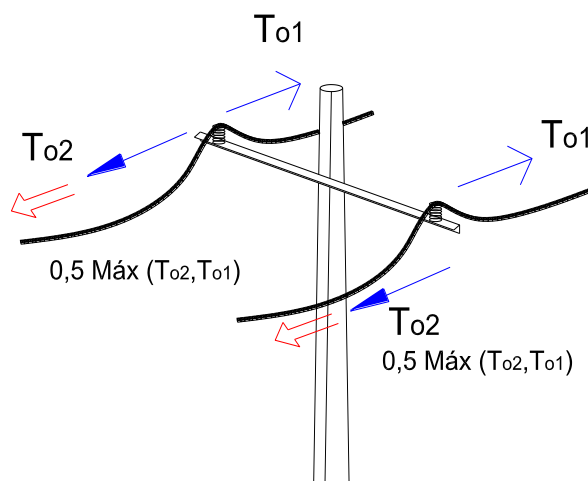


Figura 25. 50% de desequilibrio de tensiones

9.5 SELECCIÓN DE POSTE AUTOSOPORTADO

9.5.1 Esfuerzos últimos y factores de mayoración

La Tabla 33 y la Tabla 34, relacionan los esfuerzos calculados según los numerales 9.3.1, 9.3.2, 9.3.3, 9.4.1, 9.4.2 con los factores de mayoración y valores últimos a aplicar para seleccionar el poste.

Tabla 33. Hipótesis Normales para postes de hormigón

Tipo de esfuerzo calculado	Factor de mayoración	Esfuerzo último
Esfuerzo total vertical	1,5	Esfuerzo de rotura a compresión ó esfuerzo vertical último
Esfuerzo resultante total por efecto combinado de esfuerzos horizontales (transversales y longitudinales)	2,5	Esfuerzo de rotura a flexión

Tabla 34. Hipótesis Anormales para postes de hormigón

Tipo de esfuerzo calculado	Factor de mayoración	Esfuerzo último
Esfuerzo total vertical	1,5	Esfuerzo de rotura a compresión ó esfuerzo vertical último
Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tracciones	1,5	Esfuerzo de rotura a flexión (definido a 0,2m por debajo de la cima)

El esfuerzo EQUIVALENTE resultante de la Tabla 34 se obtiene combinando los esfuerzos EQUIVALENTES horizontales transversales ($\sum T^*$) y los horizontales longitudinales ($\sum L^*$):

$$R^* = \sqrt{(\sum T^*)^2 + (\sum L^*)^2}$$

Los valores de esfuerzos últimos para los distintos postes de hormigón normalizados son los siguientes:

Tabla 35. Capacidad mecánica de postes

Tipo de poste	Esfuerzo de rotura a flexión (daN)	Esfuerzo vertical último para postes autoportados (daN) (1)			
		h _N	h _N – 0,4m	h _N – 0,8m	h _N – 3,3m
PH-11/500 daN	500	709	936	1074	6888
PH-11/735 daN	735	709	936	1074	6888
PH-11/1030 daN	1030	2539	3199	3591	18228
PH-11/1324 daN	1324	3240	4067	4558	22720
PH-12/500 daN	500	568	742	847	4919
PH-12/735 daN	735	568	742	847	4919
PH-12/1030 daN	1030	2034	2538	2835	13060
PH-12/1324 daN	1324	2608	3243	3616	16365
PH-14/735 daN	735	652	821	920	4139
PH-14/1030 daN	1030	1372	1687	1869	7474
PH-14/1324 daN	1324	1779	2180	2412	9478

(1) h_N= Altura libre – 0,2 m

9.5.2 El poste seleccionado debe cumplir la siguiente relación

El poste seleccionado debe cumplir la siguiente relación:

$$\text{Esfuerzo Último} \geq \text{Esfuerzo calculado} * \text{Factor de Mayoración}$$

Y simultáneamente para TODOS los distintos tipos de “esfuerzos calculados” considerados en la Tabla 33 y la Tabla 34.

Para el caso particular de las cargas verticales, el análisis debe hacerse para cada nivel o altura del punto de aplicación de estas.

10 CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS

10.1 RETENIDAS

Las retenidas se utilizarán para contrarrestar los esfuerzos horizontales que no pueda soportar el poste por sí mismo: Fuerzas transversales debidas al viento y a la resultante de tensiones por el ángulo de deflexión de la línea, así como las fuerzas longitudinales debidas a tensiones desequilibradas en los vanos adyacentes.

Se deberá comprobar que el cable de la retenida a utilizar pueda soportar dichos esfuerzos, así como verificar que la fuerza cortante absorbida por el poste (fuerza residual) no supere su esfuerzo último a la flexión y que las cargas verticales no sobrepasen el esfuerzo último a compresión de éste.

10.1.1 Cable de retenida

Se debe calcular la carga mecánica máxima absorbida por cada cable de la retenida (T_r):

$$T_r = \frac{F_h}{\cos(\alpha)}$$

F_h es la fuerza horizontal resultante que debe ser contrarrestada por el sistema Poste-Retenida en cada altura o nivel del punto de aplicación (No es un esfuerzo EQUIVALENTE). Esta fuerza se evaluará para la hipótesis normal y sin aplicar factor de mayoración alguno (daN).

T_r es la tensión máxima a lo largo del cable de acero (daN).

α es ángulo que forma la retenida con el suelo ($^\circ$)

En todos los casos se debe verificar que:

$$\frac{C_r}{T_r} \geq C_s$$

donde:

C_r : Carga de rotura del cable de la retenida (daN)

C_s : Coeficiente de seguridad para el cable de la retenida, igual a 1,5.

Si no se cumple la condición anterior, entonces deberá seleccionarse un cable de retenida con una carga de rotura mayor.

10.1.2 Compresión en el poste

Los postes con retenidas están sujetos a grandes fuerzas de compresión debidas a las cargas verticales que los templetes transmiten. Luego, deberá verificarse que el poste seleccionado posea la suficiente capacidad de carga vertical (Esfuerzo último vertical) para soportar tales esfuerzos y evitar deflexiones o pandeos desfavorables en el mismo.

La carga vertical transmitida por cada conjunto de retenidas al poste se calculará mediante las siguientes expresiones:

$$F_{VERT} = F_h \cdot \tan(\alpha)$$

donde:

F_{VERT} : Carga vertical que transmite la retenida al apoyo (daN)
 F_h : Fuerza horizontal resultante a contrarrestar por el sistema Poste-Retenida (daN)
 α : Ángulo que forma la retenida con el suelo (°)

A estas cargas se le adicionarán los esfuerzos verticales que resultasen del peso de conductores y de algunos otros elementos, para entonces verificar que se cumpla la siguiente condición:

$$1 \geq f_m \cdot \sum \frac{(F_{VERT,i} + P_{s,i})}{P_{U,i}}$$

donde:

$P_{U,i}$: Capacidad vertical del poste calculada para el punto i (daN). Tabla 36.
 $P_{s,i}$: Esfuerzo total vertical sobre el poste en el punto i (daN). Este esfuerzo resulta del peso de los conductores y de algunos otros elementos; como se establece en el Capítulo 9 de la presente Memoria.
 f_m : Factor de mayoración para esfuerzos verticales (Tabla 33)

Tabla 36. Capacidad vertical de postes de concreto con retenidas

Tipo de poste	Esfuerzo vertical último para postes con retenidas (daN)			
	h_N	$h_N - 0,4m$	$h_N - 0,8m$	$h_N - 3,3m$
PH-11/500 daN	2127	2808	3222	20664
PH-11/735 daN	2127	2808	3222	20664
PH-11/1030 daN	7617	9597	10773	54684
PH-11/1324 daN	9720	12201	13674	68160
PH-12/500 daN	1704	2226	2541	14757
PH-12/735 daN	1704	2226	2541	14757
PH-12/1030 daN	6102	7614	8505	39180
PH-12/1324 daN	7824	9729	10848	49095
PH-14/735 daN	1956	2463	2760	12417
PH-14/1030 daN	4116	5061	5607	22422
PH-14/1324 daN	5337	6540	7236	28434

Nota: h_N = Altura libre – 0,2 m.

Si no se cumple esto, entonces deberá seleccionarse un poste con una Capacidad vertical mayor.

10.1.3 Anclaje de retenida

El esfuerzo máximo que es capaz de transmitir un ancla al terreno varía en función de las características de este. En el presente proyecto tipo se han considerado dos tipos de terreno, cuyas características se muestran en la Tabla 37.

Tabla 37. Características de los terrenos para el cálculo mecánico de retenidas

Característica	Tipo de terreno	
	Normal	Flojo
Densidad (daN/m ³)	1400	
Ángulo natural del talud	45°	50°

Cuando las características del terreno sean iguales o superiores a las mostradas en la tabla para el terreno normal, no hará falta el adicionar hormigón a la instalación del ancla.

En los casos en los que las características del terreno lo clasifiquen entre normal y flojo, se realizará una zanja en la cual se enterrará el ancla, añadiéndose a continuación hormigón hasta completar un bloque del volumen que se muestra a continuación:

Tabla 38. Dimensiones de las cimentaciones de retenidas con aporte de hormigón

Dimensiones (m)		
Zanja	Lado	0.6
	Profundidad	2.0
Bloque de hormigón	Lado	0.6
	Alto	0.4

El objetivo de este suplemento de hormigón es aumentar la superficie de contacto entre el ancla y el terreno que, junto con la propia masa del bloque, consiguen un aumento del esfuerzo que es capaz de transmitir al terreno.

10.1.3.1 Dimensionamiento del ancla tipo bloque de hormigón

Las figuras 20 y 21 muestran el sistema de anclaje que emplea anclas de hormigón del tipo bloque prismático recto.

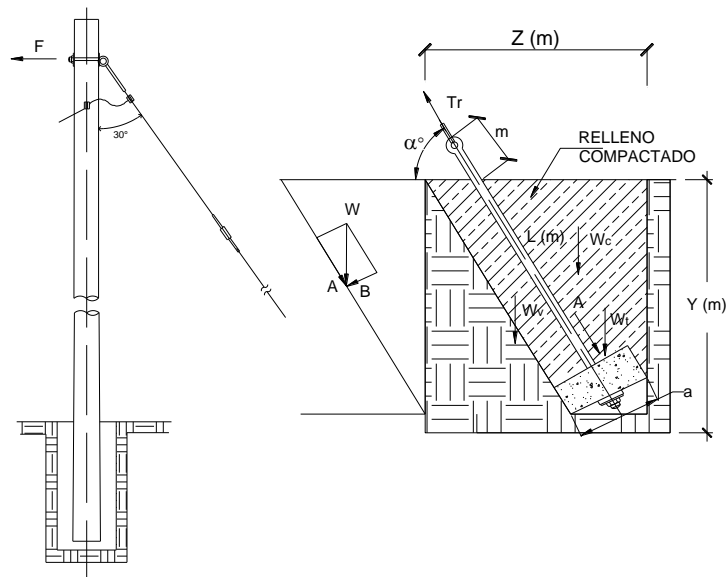


Figura 26. Ancla de hormigón tipo bloque

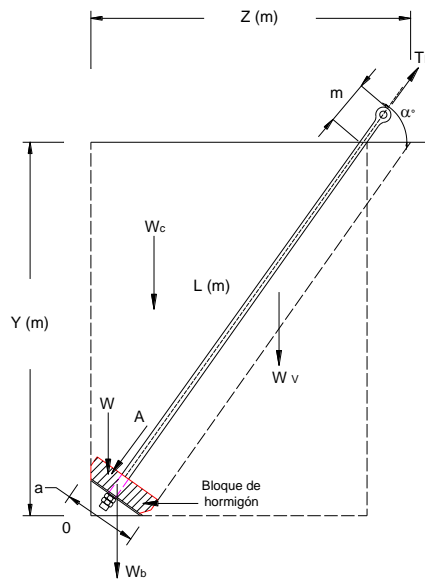


Figura 27. Ancla de hormigón tipo bloque (acercamiento)

Se debe verificar que las dimensiones del bloque de anclaje sean las adecuadas, mediante el procedimiento que se señala a continuación:

- Calcular las dimensiones de la zanja del anclaje:

$$Y = a \cdot \cos \alpha + \left[(L-m) \cdot \sin \alpha - \frac{a}{2} \cdot \cos \alpha \right]$$

$$Z = a \cdot \sin \alpha + \left[(L-m) \cdot \sin \alpha + \frac{a}{2} \cdot \cos \alpha \right] \cdot \cot \alpha$$

donde:

Y: Profundidad de la zanja (m)
 Z: Lado de la zanja (m)
 L: Longitud total de la varilla de anclaje (m)
 m: Longitud libre de la varilla de anclaje (m)
 a: Lado del bloque de hormigón (m)
 α : Ángulo que forma la retenida con el suelo (°)

b) Calcular el peso a mover:

$$W = W_c + W_v + W_b$$

$$W_c = \gamma \cdot a \cdot \left[\frac{y^2}{2} \cdot \cot \alpha + a \cdot x \cdot \sin^2 \alpha \right]$$

siendo:

W: Peso total a mover por (daN)
 W_c : Peso del volumen del relleno (daN)
 W_v : Peso de la varilla de anclaje (incluyendo su arandela) (daN)
 W_b : Peso del bloque o muerto de hormigón (daN)
 γ : Peso específico del material de relleno de la zanja (daN/m³)

c) Calcular la fuerza lateral actuante del terreno:

$$F_T = \frac{W \cdot \sin \alpha}{\mu}$$

donde:

F_T : Fuerza lateral actuante del terreno (daN)
 μ : Coeficiente de fricción al arrastre

d) Verificar que se cumpla el coeficiente de seguridad:

$$\frac{C_s \cdot F_T}{C_r} \geq C_{sa}$$

siendo:

- C_{sa} : Coeficiente de seguridad del anclaje, igual a 1,2
 C_s : Coeficiente de seguridad del cable de la retenida, igual a 1,5
 C_r : Carga de rotura del cable de la retenida (daN)

A continuación se muestran los tipos de terreno a considerar:

Tabla 39. Características de los terrenos

TIPO DE TERRENO	Peso específico γ (daN/m ³)	Ángulo de rozamiento (°)
Terreno flojo	1400	10° - 20°
Terreno normal	1400	20° - 30°
Cimentación de concreto ciclópeo	2400	-

10.1.3.2 Dimensionamiento del ancla tipo pirámide truncada

La forma tronco-piramidal del bloque de hormigón es la más utilizada ya que la mayor resistencia al arrancamiento la hace el volumen del relleno (asociado) (Figura 28), el cual se determina de la siguiente manera:

$$V_t = V_{ct} - V_b$$

donde:

- V_t : Volumen del relleno asociado (m³)
 V_{ct} : Volumen del cono invertido del relleno (m³)
 V_b : Volumen del bloque o muerto de hormigón (m³)

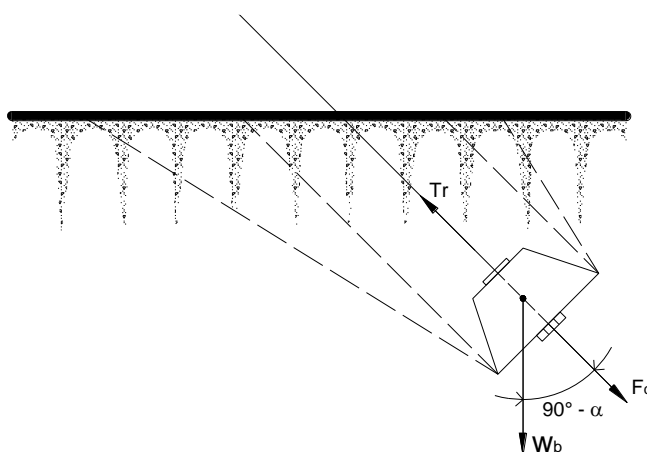


Figura 28. Ancla de hormigón tipo pirámide truncada

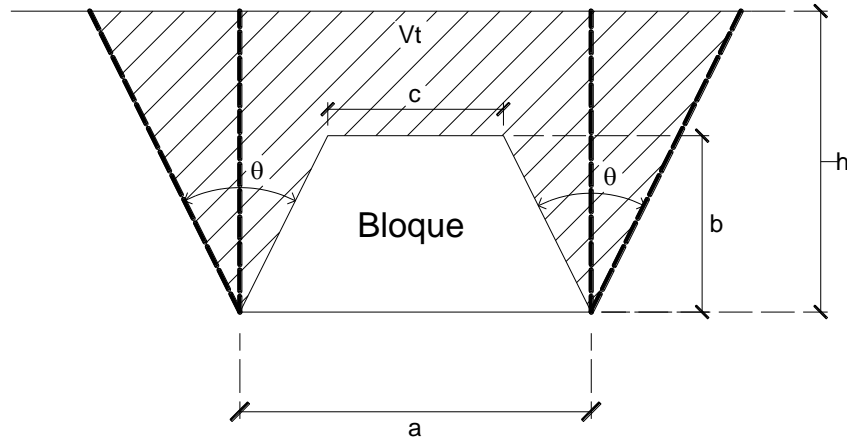


Figura 29. Ancla de hormigón tipo pirámide truncada (acercamiento)

El volumen del cono invertido viene dado por:

$$V_{ct} = \frac{h}{3} \cdot (a^2 + (a + 2 \cdot h \cdot \tan \theta)^2 + \sqrt{a^2 \cdot (a + 2 \cdot h \cdot \tan \theta)^2})$$

siendo:

a, b, c: Dimensiones del bloque o muerto de hormigón(m)

h: Profundidad de enterramiento del bloque (m)

θ: Ángulo de rozamiento entre el bloque y el terreno removido (°) (tabla 35)

Los volúmenes del relleno (asociado) y del bloque de hormigón ejercen la fuerza necesaria para soportar la tensión ejercida por el cable de la retenida (Figura 28).

$$F_c = (W_b + V_{ct} \cdot \gamma) \cdot \csc \alpha$$

donde:

F_c : Fuerza del anclaje (daN)

W_b : Peso del bloque o muerto de hormigón (daN)

γ : Peso específico del relleno de la zanja (daN/m³)

α : Ángulo que forma la retenida con el suelo (°)

Se debe verificar que se cumpla el coeficiente de seguridad:

$$\frac{C_s \cdot F_c}{C_r} \geq C_{sa}$$

siendo:

C_{sa} : Coeficiente de seguridad del anclaje, igual a 1,2

C_s : Coeficiente de seguridad del cable de la retenida, igual a 1,5

C_r : Carga de rotura del cable de la retenida (daN)

10.1.4 Consideraciones respecto al diseño y la instalación de la retenida

Las características de las retenidas (número de anclas y cables, tipo de fijación del cable al poste, etc.) variarán en función del conductor y del poste.

Los cables se instalarán formando un ángulo de 30° con el eje vertical del poste. Cuando un ancla soporte más de una retenida, el ángulo de 30° lo formarán el cable que se sujete a mayor altura y el eje vertical del poste.

Excepto cuando se aplique hormigón, la distancia horizontal de la separación entre las anclas es de un metro. Cuando, debido a la configuración empleada no se pueda conseguir esta separación, el ancla que sujete al cable fijado al poste a una altura mayor, se instalará con el ángulo necesario (siempre mayor que 30°) para obtener dicha separación.

La varilla del ancla se entierra en línea con el cable de retenida. En aquellos casos en los que se sujete más de un cable o varilla, esta se entierra en línea con el cable que forme el ángulo menor con el eje vertical del poste, es decir, en línea con el cable que se ancle a mayor altura.

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

11 CÁLCULO DE CIMENTACIONES

11.1 CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE TERRENO

Los cálculos de cimentaciones del presente Proyecto Tipo se realizan teniendo en cuenta los siguientes tipos de terreno y características:

Tabla 40. Tipificación de terrenos y sus características

Terreno	σ_{adm} (daN/cm ²)	$K = C_h = C_k$ (daN/cm ³) (*)	β (°)	μ	γ (daN/cm ³)
Flojo	1	8	3	0,2	1400
Normal	2	12	6	0,3	1400
Duro	4	16	10	0,4	1400
Muy duro	5	20	15	0,5	1400

(*) **Nota:** Coeficiente de compresibilidad único para paredes y el fondo

- **Terreno flojo:** Arena fina húmeda y arcilla blanda
- **Terreno normal:** Arcilla medio dura y arcilla fina seca
- **Terreno duro:** Arcilla rígida, Arena gruesa y pedregullo
- **Terreno muy duro:** Arcilla gruesa dura, gravera rodada y pedregullo rígido

donde:

σ_{adm} : Capacidad portante del terreno (daN/cm²)
 C_h : Coeficiente de compresibilidad del terreno en las paredes laterales (daN/cm³)
 C_k : Coeficiente de compresibilidad del terreno en el fondo del macizo (daN/cm³)
 K : Coeficiente de compresibilidad del terreno (daN/cm³)
 β : Ángulo de tierra gravante (°)
 μ : Coeficiente de fricción entre el terreno y el hormigón
 γ : Peso específico del terreno (daN/cm³)

Todos los postes en terreno flojo deben hormigonarse utilizando como solución prioritaria la cimentación tipo monobloque prismática.

En el capítulo A6 del Anexo A se encuentran tabuladas las dimensiones de las cimentaciones normalizadas, así como, los valores de compresión máxima admisible de las mismas ($P_{MÁX}$ expresada en daN). Tanto para las cimentaciones normales como especiales. Estas últimas tienen unos valores de $P_{MÁX}$ muy superiores a las primeras, y son indicadas cuando las cargas verticales debidas a las retenidas y calculadas según 10.1.2 son elevadas, por ejemplo, postes retenidos de redes rurales trifásicas con conductores de gran sección y grandes ángulos o incluso fines de línea.

La metodología de selección de la cimentación teniendo en cuenta los valores de $P_{MÁX}$ es la siguiente:

- Conocido / categorizado el tipo de terreno y seleccionado el tipo de poste y su función (AL, ANG, ANC ó FL), si inicialmente estamos evaluando una cimentación tipo directa, verificar que el esfuerzo vertical total transmitido a la cimentación por: el conjunto poste / retenida, gravivano y peso propio de equipos es menor o igual a $P_{MÁX}$ de la tabla. En caso contrario, hay que adoptar una solución hormigonada (ver puntos siguientes).
- Si estamos evaluando una cimentación tipo monobloque cilíndrica normal, de igual manera, comprobar que el esfuerzo vertical total transmitido a la cimentación es menor o igual a $P_{MÁX}$. En caso contrario, verificar primero, si cumple la relación anterior, la solución equivalente, pero monobloque prismática normal. En caso afirmativo, adoptar esta solución. Si esto no ocurre, se recurrirá a la cimentación tipo ESPECIAL (monobloque prismática).
- Si estamos evaluando una cimentación tipo monobloque prismática normal, comprobar que el esfuerzo vertical total transmitido a la cimentación es menor o igual a $P_{MÁX}$. En caso contrario, se recurrirá a la cimentación tipo ESPECIAL (monobloque prismática).

Por lo tanto, su selección depende de las características del terreno, la función del poste, el esfuerzo máximo vertical que puede soportar la cimentación y de las recomendaciones del capítulo 12.

En caso de que el terreno tenga propiedades distintas a las indicadas en la tabla 36, la cimentación debe calcularse conforme a lo establecido en el apartado 11.2 y en el capítulo B6 del Anexo B.

11.2 MÉTODO DE CÁLCULO

11.2.1 Consideraciones generales

El coeficiente de seguridad al vuelco se ha calculado mediante la expresión:

$$C_s = \frac{M_e}{M_v}$$

donde:

M_e : Momento estabilizador total (daN.m)

M_v : Momento de vuelco (daN.m)

El coeficiente de seguridad al vuelco no será inferior a 1,50 calculado para las distintas hipótesis. Este coeficiente se verá aumentado un 25 % para las hipótesis normales en aquellos postes que intervengan en cruzamientos con otras líneas o con vías de comunicación y paso sobre zonas urbanas.

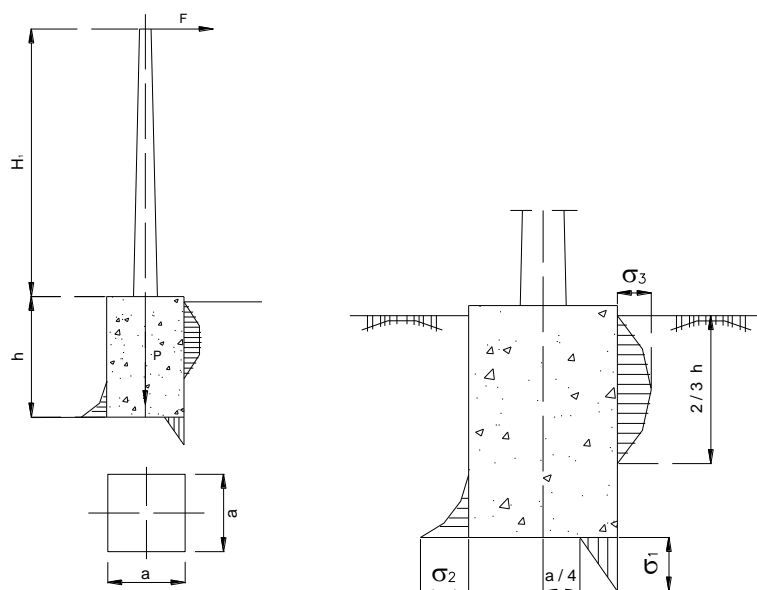


Figura 30. Cimentación

El momento de vuelco de la cimentación se ha determinado mediante la siguiente expresión:

$$M_v = F \cdot \left(H_i + \frac{2}{3} \cdot h \right)$$

con:

$$F = \frac{CR}{F_s}$$

siendo:

Mv: Momento de vuelco (daN.m)

F: Fuerza horizontal resultante de la solicitación combinada (m)

H_i: Altura sobre el terreno del punto de aplicación de F (m).

h: Profundidad de la cimentación (m).

CR: Esfuerzo de rotura a flexión del poste (daN)

F_s: Factor de seguridad, igual a 2,5.

El momento estabilizador total se obtiene por el método de Sulzberger (ver apartado B6.1 del Anexo B). De igual manera, se debe comprobar que las presiones máximas que la cimentación transmite al terreno no exceden los valores máximos fijados para el mismo (tabla 36).

Se supone que la tangente del ángulo de giro máximo permitido al alcanzar el equilibrio (inclinación del poste) no será superior a 0,01 (tan (α) = 0,01).

Se considerará, para los postes directamente empotrados, una profundidad mínima de la cimentación del 10% de la longitud total del poste más 0,6 m. Para los postes hormigonados, esta magnitud se incrementa en 0,10 m. En terrenos inclinados esta longitud se medirá desde el lado del poste que quede menos enterrado.

Se debe tomar como espesor de la pared de la cimentación un mínimo 0,10 m, no considerándose como espesor útil el sello de hormigón que se introduce entre el poste y la cimentación.

El solado base se calcula según el método descrito en el apartado B.6.2 del Anexo B.

11.2.2 Consideraciones particulares para terrenos flojos

En terrenos flojos o suelos con alto nivel freático se dará preferencia a las cimentaciones tipo prismática. Para calcular el momento estabilizador total de la cimentación y las reacciones en el fondo de la excavación, se han tenido en cuenta el peso de la tierra gravante y el peso de la napa de agua (ver apartados B6.3 y B6.4 del Anexo B). En el apartado B6.5 del Anexo B se describe toda la formulación para el cálculo de este tipo de cimentaciones.

12 CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

12.1 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA ESCOGENCIA DE LA ZONA DE CONTAMINACIÓN Y DE VIENTO

En aquellos casos en los cuales el trazado de la línea involucre más de una zona se establece el siguiente criterio para seleccionar la zona de diseño:

Si el tramo más corto que involucra una zona específica representa menos del 10% de la longitud total de la línea, se seleccionará como zona de diseño la que involucra el tramo más largo. En los otros casos se deberá diseñar cada tramo con la zona específica en la que esté cobijada. Para los casos de diferentes zonas de viento, se instalará un anclaje lo más cercano posible al límite entre las dos zonas.

Ante dudas e incertidumbres respecto a la selección de zona de contaminación y viento se seleccionará la zona de mayor exigencia.

12.2 CRITERIOS RELACIONADOS CON EL TRAZADO DE LA LÍNEA.

El trazado de línea se hará lo más recto posible.

La línea debe ser fácilmente accesible para efectos de mantenimiento, evitando zonas protegidas, de cultivos altos, de alto riesgo y rondas de ríos y ciénagas y mar.

En el trazado de la línea se debe evaluar la facilidad de la construcción de la línea, la facilidad en la negociación y obtención de los trámites y permisos.

Se debe contemplar al menos dos alternativas para la selección óptima de la ruta.

Se debe cumplir con la reglamentación vigente en el Ministerio de Obras Públicas y Transporte en la ubicación de la línea respecto a los tipos de vías, tanto en su ubicación en paralelo como en los cruces obligados.

El trazado de las líneas de media tensión deberá ser hecho con topografía o con tecnología que garantice la calidad y precisión requerida. (Tipo LIDAR Technology-Laser Detection and Ranging)

12.3 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.

Los conductores Linnet (336.4 kcmil ACSR) y Hawk (477ACSR) solo aplican para líneas de 34.5 kV.

En la selección del conductor se debe considerar una pérdida de potencia máxima del 2.8 % en 13.2 kV. y de 3.0% en 34.5 kV.

El conductor será único para troncales y será de un solo calibre en derivadas o ramales de uso general seleccionado de los conductores normalizados. Si se trata de alimentación de clientes por fuera de troncales y ramales, el calibre será de acuerdo con la demanda. Los conductores de troncales serán seleccionados por el área de Planificación de CELSIA del material y los calibres normalizados

12.4 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN.

La configuración prioritaria es la compacta para la zona urbana y la compacta vano largo para la zona rural.

La configuración bandera solo se utilizará para proyectos especiales y en situaciones de riesgo de incumplimiento de distancias de seguridad.

12.5 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE POSTES.

Será prioritario el uso de postes de hormigón, permitiéndose la utilización de postes metálicos o de fibra de vidrio cuando las características de la línea y acceso así lo requieran. De igual manera, se adoptará la solución autosoportado; minimizando la utilización de retenidas, siempre y cuando la solución mecánica sea obtenida con los postes normalizados.

La altura del poste se debe seleccionar para cumplir las distancias de seguridad y la aparición de posibles nuevos circuitos (primeros tramos de troncales), evitando sobredimensionar esta característica por otras circunstancias. Se priorizará el uso de postes de 12 m para derivadas y sub-derivadas. En zonas rurales se seleccionará la combinación óptima de altura de postes y configuración de estructuras para minimizar los costes.

El poste metálico será una solución directa ante condiciones que no permitan la ubicación de las retenidas y su diámetro estará limitado al mayor diámetro del poste de concreto normalizado.

12.6 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA ESCOGENCIA DEL TIPO DE CIMENTACIÓN.

El diseñador debe realizar estudios de suelo en los puntos críticos (Ángulos fuertes mayores de 30°, postes con función fin de línea y anclaje) para establecer el tipo de terreno. En los alineamientos se deberá registrar el tipo de terreno según la experiencia del ingeniero diseñador y con base en los resultados del estudio de suelos.

Se dará preferencia a las cimentaciones del tipo monobloque cilíndrica; sin embargo, en terrenos muy duros es recomendable que los postes se entierren directamente en el suelo. Si se tratase de terrenos flojos, entonces las cimentaciones serán hormigonadas y del tipo monobloque prismática.

12.7 CRITERIOS RELACIONADOS CON LA UBICACIÓN Y EL DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

El diseñador debe calcular la puesta a tierra con base en medidas de resistividad en al menos el 10% de los equipos a instalar y como mínimo una medida.

El uso de la puesta a tierra en acero austenítico se limitará a las condiciones de corriente de falla transitoria en el punto de instalación y que esté en capacidad de soportar. Aplicaciones por fuera de esta condición deberán ser aprobadas.

13 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES Y USO DE EQUIPOS

13.1 GENERAL.

En los sistemas de distribución los dispositivos de sobrecorriente son el principal equipo de protección. Los circuitos de media tensión, son principalmente radiales con flujos de corrientes de falla predecibles sin que haya la necesidad de esquemas de protección de impedancia o diferencial. Mientras se implanta a gran escala la tecnología que permita la auto regeneración de

los sistemas de distribución, el tener sistemas sencillos ha favorecido a los operadores de red, siendo los que están mejor equipados para manejar este cambio debido a su topología de circuitos, niveles de carga e infraestructura existente, los que mejor se adaptan.

El desafío que afrontan los ingenieros de distribución es segmentar los circuitos en tantas zonas como sea posible, para maximizar la efectividad del sistema auto regenerativo. Uno de sus principios básicos de coordinación y de incremento de la confiabilidad del sistema es restringir las interrupciones de servicio a la sección del sistema más pequeña posible. Los ingenieros también deben enfrentar nuevas configuraciones de circuito, que no se consideraban en el diseño de protecciones para el sistema radial, cuando los circuitos están anillados en sus extremos.

13.2 FUNDAMENTOS DE LA COORDINACIÓN

Antes de entrar en el detalle de la coordinación de equipos de protección de sobrecorriente, se deben establecer los principios fundamentales de coordinación de estos dispositivos en serie:

Primero, los equipos cuyas zonas de protección se superpongan, deben ser coordinados de tal forma que el dispositivo más cercano a la falla o dispositivo “protector” operará antes que el dispositivo aguas arriba más cercano a la falla (dispositivo protegido o de respaldo).

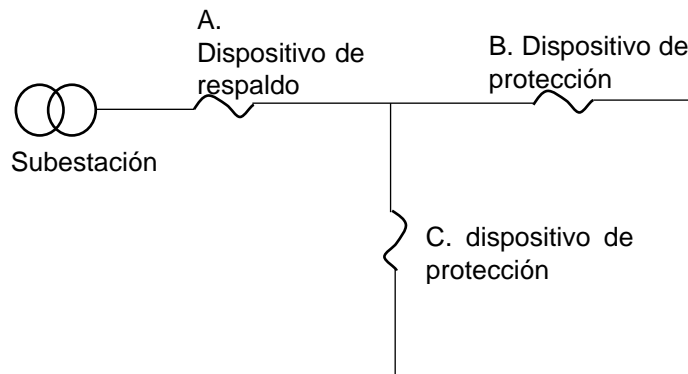


Figura 31. Esquema convencional de los dispositivos de protección basados en localización de fusibles

La coordinación apropiada de los equipos adecuadamente seleccionados e instalados permitirá lograr el cumplimiento de las siguientes reglas básicas de protección de distribución.

- 1 Darles una oportunidad a las fallas de ser temporales, aproximadamente entre el 70% y el 80% lo son.
- 2 Interrumpir el servicio únicamente cuando la falla sea permanente.
- 3 Remover del servicio únicamente la zona más pequeña posible.

13.2.1 Fusibles

Los fusibles son los dispositivos de sobrecorriente más básicos disponibles para un sistema de distribución. Su función principal es servir como un eslabón débil de bajo costo y proteger al equipo contra sobrecargas y cortocircuitos. Van montados en portafusibles tipo expulsión, siendo el cortacircuitos el más conocido en redes distribución, que se abre para despejar las sobrecorrientes sin que se dañe para luego ser reutilizado reponiendo el fusible.

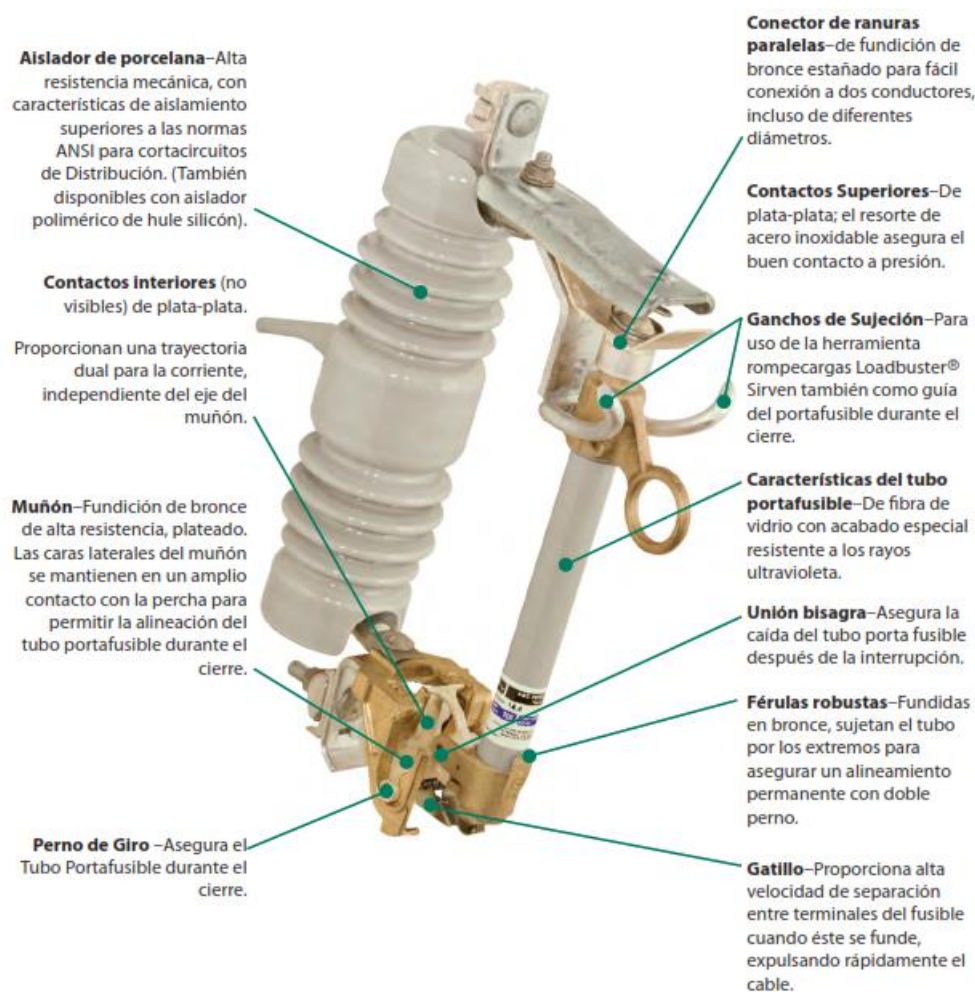


Figura 32. Componentes de un cortacircuitos de expulsión

Tabla 41. Resumen de valores nominales para cortacircuitos

Max. Voltaje de diseño (kV)	tipo	Corriente continua nominal (A)	Corriente simétrica de interrupción (kA)
5.2	Encapsulado	50, 100 & 200	Desde 1.6 hasta 12.5
7.8	Encapsulado	50, 100	Desde 1.4 hasta 8
7.8	Puente abierto	50	1.2
7.8/13.2	Abierto	100, 200	Desde 3.6 hasta 12.5
15	Puente abierto	50	1.2
15	Abierto	100, 200	Desde 2.8 hasta 10
15/26	Abierto	100, 200	Desde 1.8 hasta 5.6
18	Puente abierto	50	0.75
27	Abierto	100	Desde 1.1 hasta 8
38	Abierto	100	Desde 1.3 hasta 8

El principal componente del fusible es el eslabón fusible hecho de diferentes materiales y dimensiones que determinan las características de las curvas de tiempo corriente, en paralelo con el elemento fusible, se encuentra el alambre de esfuerzo para que el esfuerzo mecánico no lo soporte el fusible. En la construcción se utiliza una cabeza tipo botón y al otro extremo una guaya que permite la intercambiabilidad en los cortacircuitos. Rodeando el fusible se encuentra un tubo que ayuda a extinguir las fallas de baja corriente.

Tipo sencillo

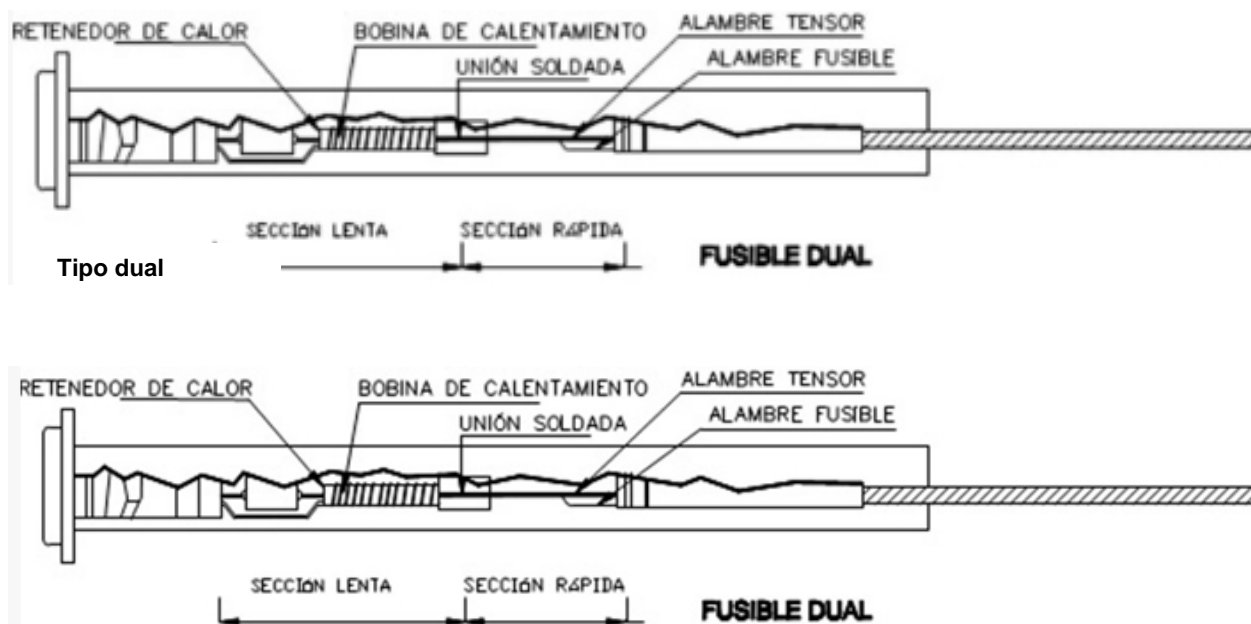


Figura 33. Características constructivas de los fusibles tipo dual y tipo sencillo.

13.2.1.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FUSIBLES

Las características de los fusibles de expulsión están definidas por las curvas tiempo-corriente (TCC). La curva de fusión mínima es el promedio de fusión menos la tolerancia del fabricante de aproximadamente el 10% con variaciones positivas. El tiempo total de despeje es el promedio de fusión más la tolerancia de fabricante más el tiempo de arco eléctrico con variaciones en sentido negativo.

Los fusibles tipo K o rápidos y los tipo T o lentos; tienen una relación de velocidad de 6 a 8 y de 10 a 13 respectivamente. La relación de velocidad es la relación entre la corriente mínima de fusión a 0.1 segundo y la corriente mínima de fusión a 300 o 600 segundos, dependiendo de la capacidad nominal fusible.

Usando este sistema se definieron tres puntos para las curvas TCC: 0.1 segundo, 10 segundos y 300 segundos, (600 segundos para fusibles de 140 A y 200 A).

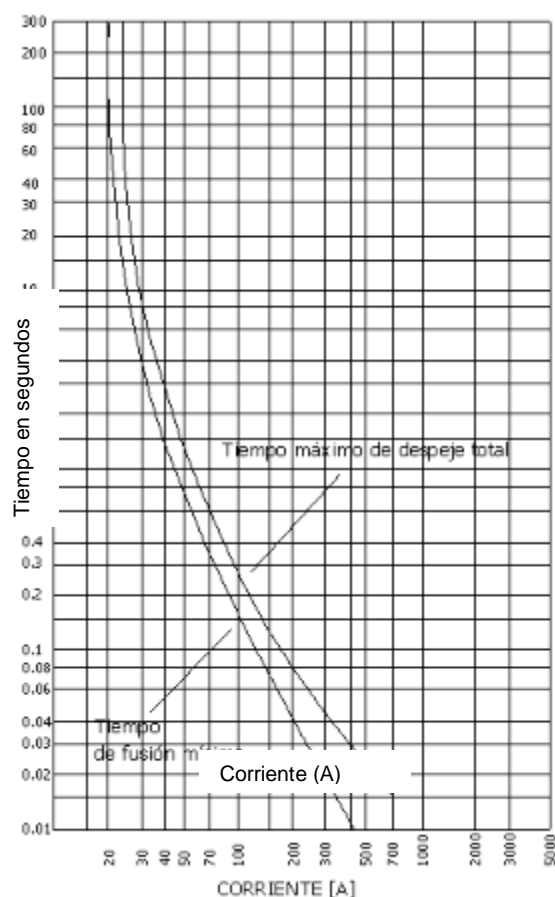


Figura 34. Curva típica de corriente Vs tiempo de fusibles.

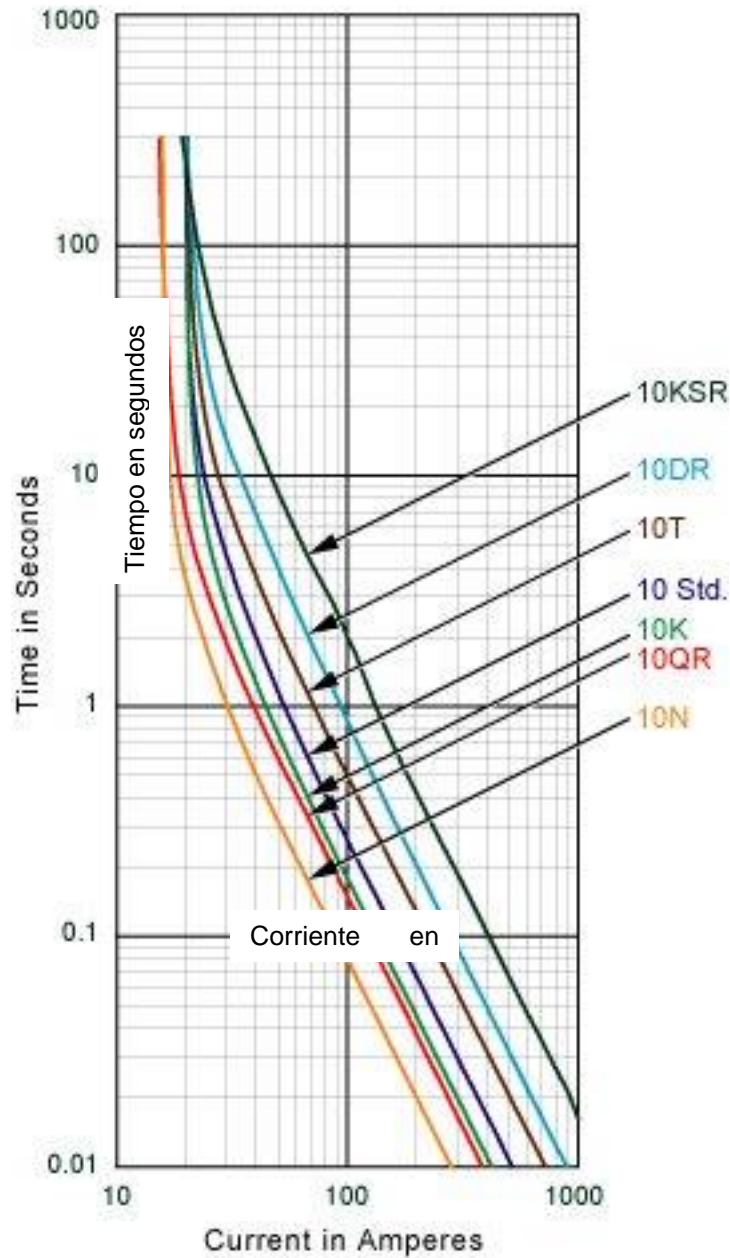


Figura 35. Comparación de velocidad de los distintos tipos de fusibles. Cortesía S&C

13.2.1.2 COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE

Teniendo en mente las reglas básicas arriba mencionadas, para la coordinación fusible-fusible, las zonas de protección se traslapan. Una regla aceptada es que el tiempo máximo de despeje del elemento protector no debe exceder el 75% del tiempo mínimo de fusión del elemento protegido. Esto nos garantiza que el elemento protector interrumpirá y despejará la falla antes de que el elemento protegido, sea dañando de alguna forma.

Se pueden usar tres métodos para la coordinación entre fusibles: las curvas tiempo corriente, las tablas de coordinación de fusibles basadas en las curvas de tiempo corriente y las reglas prácticas.

13.2.1.3 COORDINACIÓN FUSIBLE- FUSIBLE CON CURVAS TIEMPO CORRIENTE (TCC)

En la mayoría de los sistemas, la coordinación está basada en las curvas tiempo corriente de un tipo particular de fusible (H, K, N, T, etc.).

Los factores para considerar en la coordinación entre fusibles son:

Tolerancia de las curvas. Es tomada en cuenta en representación gráfica, cuando las curvas se superponen teniendo en cuenta el máximo tiempo de despeje del elemento protector sea inferior al 75% del tiempo mínimo de fusión del elemento protegido.

Temperatura ambiente. Las curvas tiempo corriente se basan en la temperatura de 25°C, temperaturas superiores reducirán el tiempo de fusión y temperaturas inferiores lo incrementarán. Esta dificultad para evaluar se soluciona definiendo un rango de temperaturas con base en la máxima y la mínima temperatura anual.

Efectos de las cargas previas a la falla. La carga incrementa la temperatura del fusible y por lo tanto reducen el tiempo de fusión. Es un efecto difícil de evaluar porque depende del ciclo de carga del fusible.

Efectos de fallas previas. Como en el caso anterior los efectos de las fallas previas son difíciles de evaluar, para evitar esto, se recomienda que en ningún caso el fusible protegido, experimente una corriente dentro del 90% de su corriente mínima de fusión.

13.2.1.3.1 TABLAS DE COORDINACIÓN FUSIBLE-FUSIBLE

La coordinación entre fusibles es un ejercicio repetitivo, se trata de la superposición de las curvas tiempo-corriente teniendo en cuenta un factor multiplicador del 75% y la corriente de falla que nos definirá el rango en el cual dos fusibles coordinarán.

Las Tablas 39 a 41 muestran los valores máximos de las corrientes de falla a las cuales los fusibles EEI, NEMA se coordinan (K con K, T con T, K con H, T con H y N con N). Estas tablas están basadas en las curvas de tiempo de despeje máximo para los fusibles de protección y el 75% de las curvas de tiempo fusión mínima para los fusibles protegidos.

Tabla 42. Fusibles tipo K

Valor nominal del fusible	Valor nominal del fusible													
	8K	10K	12K	15K	20K	25K	30K	40K	50K	65K	80K	100K	140K	200K
	Máxima protección de corriente de falla otorgada - A													
6K		190	350	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8K			210	440	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
10K				300	540	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
12K					320	710	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
15K						430	870	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
20K							500	1100	1700	2200	2800	3900	5800	9200
25K								660	1350	2200	2800	3900	5800	9200
30K									850	1700	2800	3900	5800	9200
40K										1100	2200	3900	5800	9200
50K											1450	3500	5800	9200
65K												2400	5800	9200
80K													4500	9200
100K													2400	9100
140K														4000

Esta tabla muestra valores máximos de corriente de falla a la cual el fusible EEI-NEMA tipo K puede ser coordinado. La tabla está basada en la curva de tiempo máximo de despeje FL2B para la protección y 75 % de la curva de tiempo mínimo de fusión FL1B.

Tabla 43. Fusibles tipo T

Valor nominal del fusible	Valor nominal del fusible													
	8T	10T	12T	15T	20T	25T	30T	40T	50T	65T	80T	100T	140T	200T
	Máxima protección de corriente de falla otorgada - A													
6T		350	680	920	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
8T			375	800	1200	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
10T				530	1100	1500	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
12T					680	1280	2000	2540	3200	4100	5000	6100	9700	15200
15T						730	1700	2500	3200	4100	5000	6100	9700	15200
20T							990	2100	3200	4100	5000	6100	9700	15200
25T								1400	2600	4100	5000	6100	9700	15200
30T									1500	3100	5000	6100	9700	15200
40T										1700	3800	6100	9700	15200
50T											1750	4400	9700	15200
65T												2200	9700	15200
80T													7200	15200
100T													4000	13800
140T														7500

Esta tabla muestra valores máximos de corriente de falla a la cual el fusible EEI-NEMA tipo K puede ser coordinado. La tabla está basada en la curva de tiempo máximo de despeje FL4B para la protección y 75 % de la curva de tiempo mínimo de fusión FL3B.

Tabla 44. Fusible tipo H

Valores nominales para fusibles	Valores nominales para fusibles													
	8H	10H	12H	15H	20H	25H	30H	40H	50H	65H	80H	100H	140H	200H
	Máxima protección de corriente de falla otorgada - A													
1H	125	280	680	510	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
2H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
3H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
5H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200
8H		45	220	450	650	840	1060	1340	1700	2200	2800	3900	5800	9200

13.3 PROTECCIÓN CON FUSIBLES PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

13.3.1 CRITERIOS GENERALES

Los aspectos para considerar dentro de una filosofía de protección de transformadores mediante fusibles incluyen la continuidad de servicio, las fallas del transformador debido a la sobrecarga, la coordinación de los fusibles con los equipos de seccionalización como reconectores, seccionalizadores y otros fusibles, los efectos de la corriente de inrush y el enganche de carga en frío (cold load pick-up).

Un esquema total de protección de sobrecorriente para transformadores debe cumplir con los siguientes requerimientos:

1. Proteger al sistema de las fallas del transformador.
2. Proteger al transformador de sobrecargas severas.
3. Sacar al transformador de sistema tan pronto como sea posible.
4. Soportar las sobrecargas de corto tiempo.
5. Soportar las corrientes de inrush y de enganche de carga fría.
6. Resistir sin dañarse las ondas de choque.

Todos estos requerimientos son considerados dentro de cualquier software de distribución que tenga módulo de coordinación de protecciones como el DIgSILENT, NEPLAN, ETAP, etc.

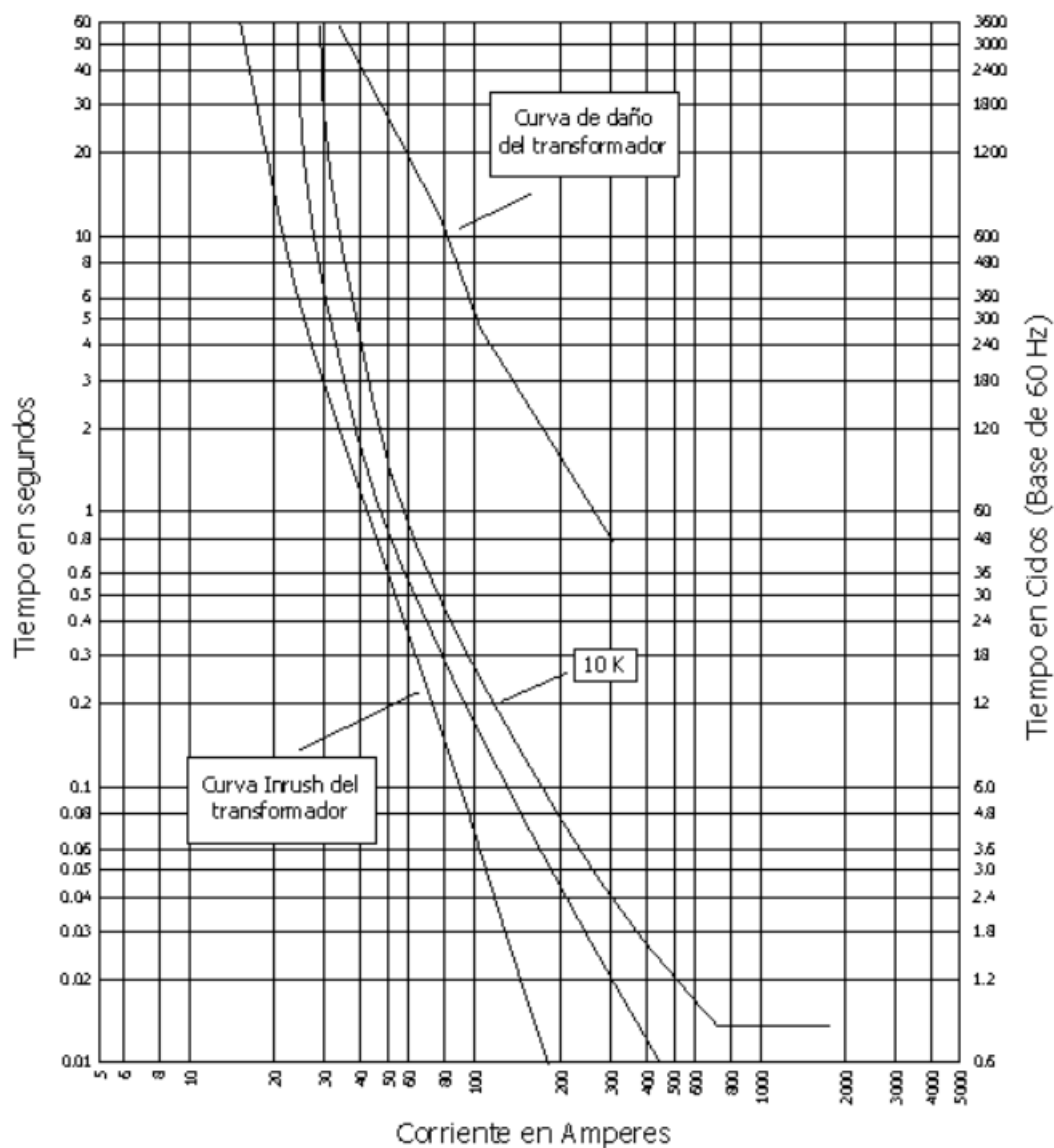


Figura 36. Curvas Tiempo Corriente de un fusible apropiado para la adecuada protección de un transformador de 50 kVA 1Φ.

En la gráfica se observa que las curvas de mínimo tiempo de fusión y el tiempo máximo de despeje se ubican entre las curvas de corriente de inrush y la de daño del transformador, se logra una coordinación que permite la adecuada protección del transformador.

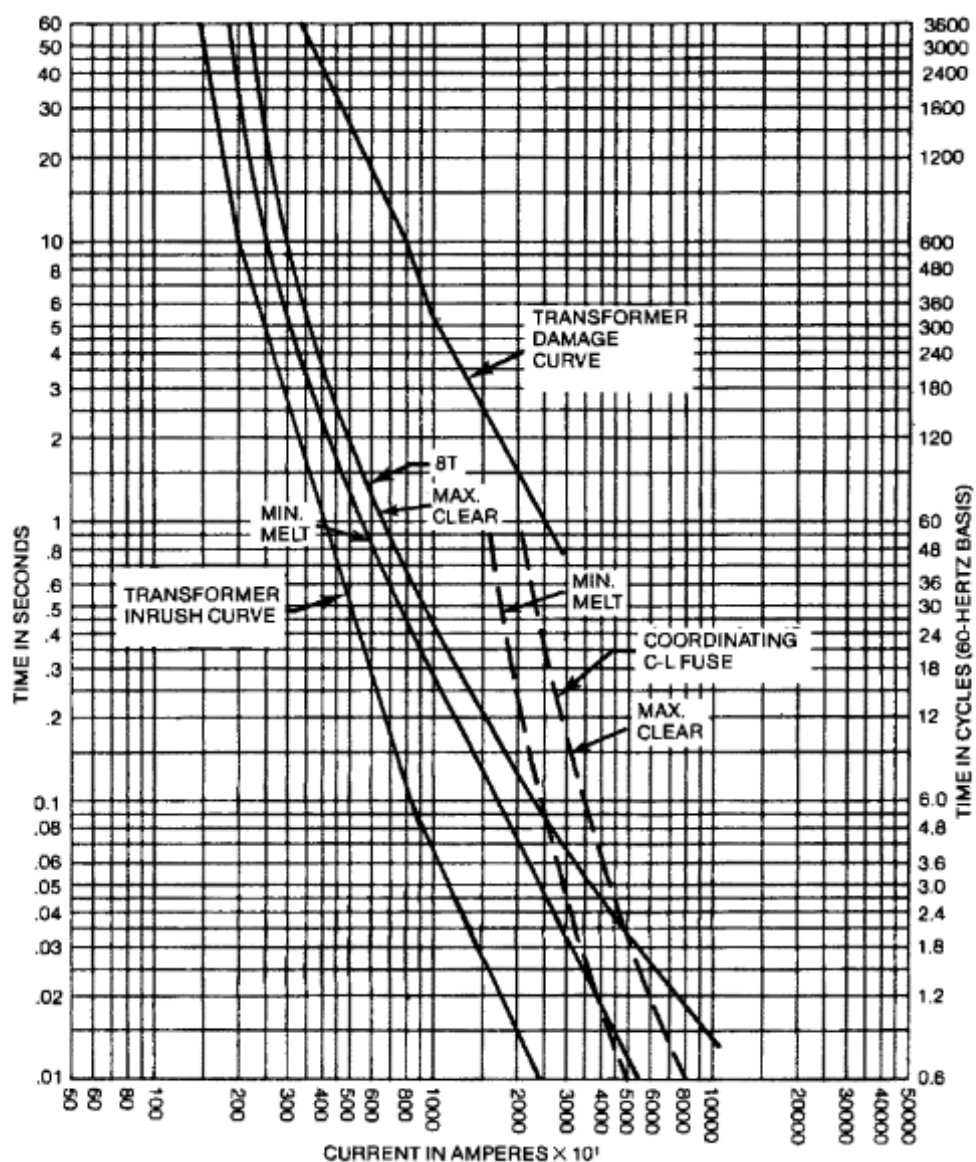


Figura 37. Curvas Tiempo-Corriente de la combinación de fusibles de expulsión y fusibles limitadores de corriente para protección de transformadores.

**Protección de sobrecarga y cortocircuito
para transformadores trifásicos aislados
en aceite y transformadores tipo seco**

Transformador (kVA)	Corriente nominal (A)	Voltaje nominal (kV)
		13,2
	Fusible tipo DUAL (A)	
15	0.66	0.4
30	1.31	0.7
45	1.97	1.0
75	3.28	2.1
112,5	4.92	3.1
150	6.56	4.2
225	9.84	6.3
300	13.1	7.8
500	21.9	14.0

Tabla 45. Protección de transformadores trifásicos con fusible tipo Dual

**Protección de sobrecarga y cortocircuito para
transformadores monofásicos aislados en
aceite y transformadores tipo seco**

Transformador (kVA)	Corriente nominal (A)	Voltaje nominal (kV)
		13,2
	Fusible tipo DUAL (A)	
3	0.23	0.2
5	0.38	0.4
10	0.76	0.7
15	1.14	1
25	1.89	2.1
37,5	2.84	3.1
50	3.79	3.5
75	5.68	5.2

Tabla 46. Protección de transformadores monofásicos con fusibles tipo Dual

13.4 PROTECCIÓN CON FUSIBLES PARA CONDENSADORES DE DISTRIBUCIÓN

13.4.1 CRITERIOS GENERALES

Los objetivos generales en la selección de fusibles para capacitores son:

Los fusibles deben tener la capacidad de soportar las corrientes de estado estable y transitorias para evitar la operación espuria de los fusibles.

Los fusibles deben sacar de servicio el capacitor fallado o en falla sin causar otro daño o una interrupción del servicio.

Estos objetivos se logran mediante dos diferentes métodos: fusibles para un grupo de condensadores o fusibles individuales para cada condensador. En el primer caso, un fusible protege dos o más condensadores, este sistema se emplea los bancos de condensadores montados en postes; en el segundo caso, cada condensador es protegido por su correspondiente fusible, es comúnmente usado en bancos de condensadores en subestaciones tipo exterior.

El eslabón fusible se debe seleccionar con el 120% o el 135% de la corriente nominal. Este sobredimensionamiento se debe a las condiciones de voltaje, tolerancia de la capacitancia y a los armónicos.

Fusibles para grupos de condensadores

Para la selección de fusibles se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

1. Corriente continua de operación.
2. Corriente transitoria.
3. Corriente de falla.
4. Coordinación con la curva de ruptura de tanque.
5. Voltaje de los condensadores en buen estado.
6. Coordinación con las protecciones de sobrecorriente de respaldo.

Tabla 47. Recomendaciones de fusibles para la solución de problemas de condensadores

PROBLEMA	CORRECTIVO
Minimizar operaciones espurias.	Usar fusibles tipo T hasta 25 A y tipo K para corrientes superiores.
Nivel cerámico alto	Usar fusible tipo T porque soporta mejor que el tipo K las ondas de corriente.
Daño en fusibles de bancos de condensadores en el mismo poste por ondas de choque de rayos.	Instalar los bancos de condensadores a más de 40 metros.
Falsa operación de fusibles.	Instalar los portafusibles entre los DPS y el banco de condensadores
Ruptura del tanque o caja del condensador.	La máxima curva Tiempo-Corriente del fusible debe coordinar con la curva de ruptura del condensador, la curva del fusible debe quedar a la izquierda de la curva Tiempo-Corriente de ruptura del tanque Figura 38.

--	--

Para los fusibles T o K, la corriente de falla simétrica no debe superar los límites mostrados en la Tabla 48

Tabla 48. Corriente de falla simétrica máxima

Voltaje Nominal del Cortacircuitos (kV)	Máxima corriente simétrica de falla (RMS A) Cuando X/R es:				Máximo fusible que coordina con la corriente de falla disponible	
	0	5	10	15	K-Tin	T-Tin
Hasta 25	12.000	8.500	7.400	7.100	100	80
38	8200	5700	5000	4700	100 EK	80 ET
Capacitores línea EX de Cooper Power Systems o equivalente						

Coordinación de fusibles para condensadores individuales

- Corriente continua de operación.
- Corriente transitoria.
- Corriente de falla.
- Coordinación con la curva de ruptura de tanque.
- Voltaje de los condensadores en buen estado.
- Energía de descarga hacia la unidad en falla.
- Corriente hacia la unidad en falla (de outrush).
- Coordinación con un esquema de detección de desbalance.

El tamaño mínimo del fusible para condensadores individuales se define con la siguiente fórmula:

$$I_{fus.} = 1.35 \cdot (kVA_{unidad} / kV_{unidad})$$

Para los fusibles T o K, la corriente de falla simétrica no debe superar los límites mostrados en la Tabla 48.

No instalar dos bancos de condensadores en el mismo poste o en postes adyacentes porque sus fusibles pueden ser dañados por las ondas de alta frecuencia de descargas atmosféricas.

Con base en estos criterios se presentan las siguientes tablas para cada sistema de conexión.

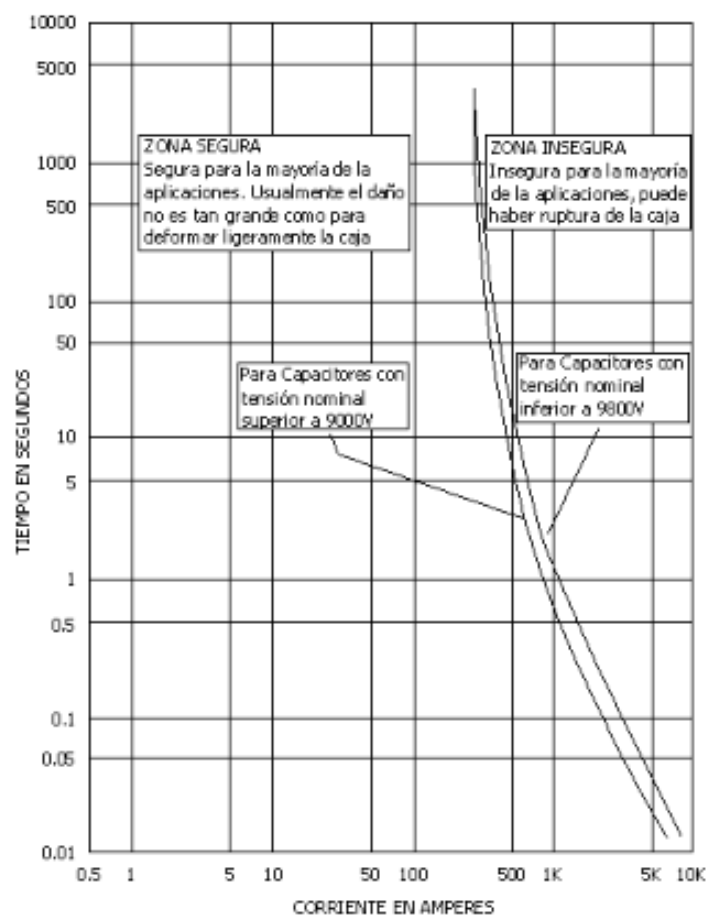


Figura 38. Curva de ruptura de tanque de condensador. www.skm.com

Tabla 49. Grupo de fusibles recomendado para capacitores

Fusible recomendados para capacitores tipo película, usando EEI-NEMA Fusibles de expulsión tipo lámina*					
Voltaje Línea-Línea del sistema (V)	Voltaje del Capacitor (V)	Banco trifásico (kVAR)	Corriente nominal (A)	Fusible recomendado	
				Conexión Y a tierra	Y sin conexión a tierra
13200	7620	150	6,6	6 T	6 T
		300	13,1	12 T	12 T
		450	19,7	20 T	20 T
		600	26,2	25 T	25 T
		900	39,4	40 K	40 K
		1200	52,5	50 K	50 K
		1350	59	50 K	50 K
		1800	78,7	80 K	65 K
		2400	105	100 K	100 K
		2700	118,1	-	100K
13800	7960	150	6,3	6 T	6 T
		300	12,6	12 T	12 T
		450	18,8	20 T	20 T
		600	25,1	25 T	25 T
		900	37,7	40 K	40 K
		1200	50,2	50 K	50 K
		1350	56,5	50 K	50 K
		1800	75,4	80 K	65 K
		2400	100,5	100 K	100 K
		2700	113,1	-	100 K
34500	19920	300	5	5 ET	5 ET
		450	7,5	8 ET	8 ET
		600	10	10 ET	10 ET
		900	15,1	15 ET	15 ET
		1200	20,1	20 ET	20 ET
		1350	22,6	20 ET	20 ET
		1800	30,2	30 EK	25 ET
		2400	40,2	40 EK	40 EK
		2700	45,2	40 EK	40 EK
		3600	60,3	65 EK	50 EK

13.5 RECONECTADORES DE CIRCUITO

El reconectador es un dispositivo autocontenido con la capacidad de detectar fallas entre fases o fase a tierra. Una vez interrumpido el circuito, después de un tiempo predeterminado el reconectador cierra el circuito; si la falla fuera de carácter temporal y fue despejada, el reconectador queda cerrado y el circuito continúa en servicio; en caso contrario el reconectador hace la secuencia de operaciones para las que fue programado y quedará abierto permanentemente hasta que una cuadrilla de mantenimiento vaya a atender la emergencia.

Principios de funcionamiento del reconectador:

Característica dual de curvas de Tiempo-Corriente, una rápida y dos temporizadas también llamadas tipo A, B o C que vienen normalmente programadas; en el caso de los reconectadores con control electrónico basado en microprocesador tienen curvas seleccionables para lograr una coordinación de protecciones muy precisa. Figura 39

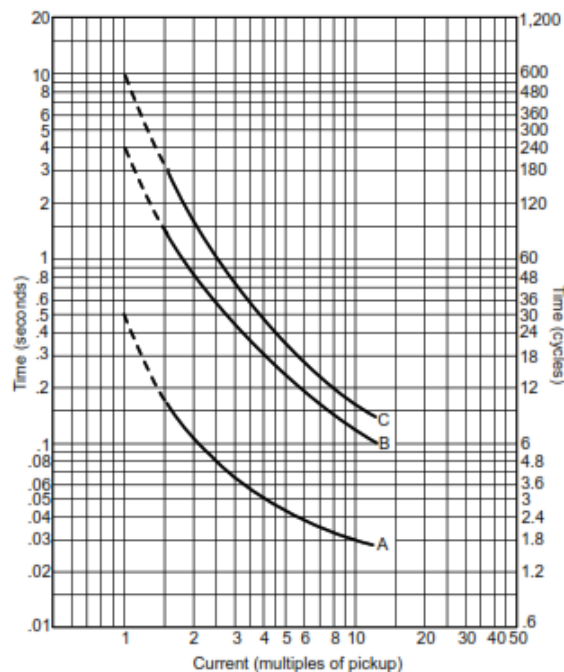


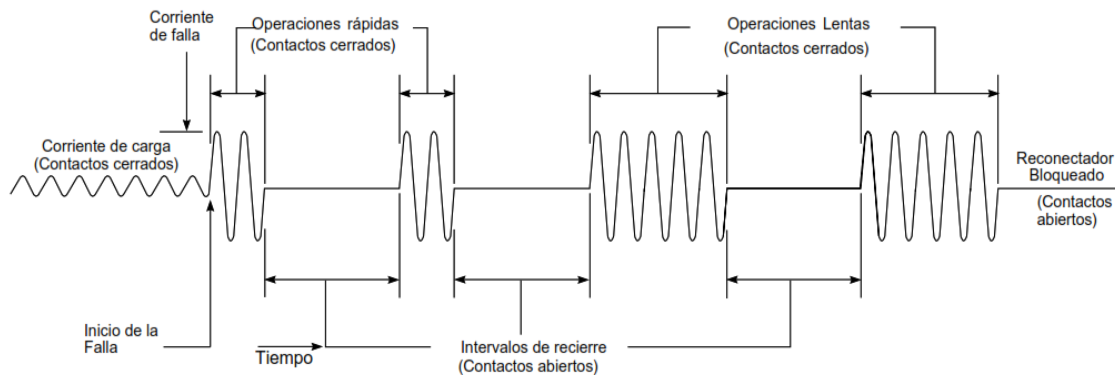
Figura 39. Curva típica de reconectadores

Capacidad de hacer una secuencia de hasta cuatro disparos y tres recierres, con dos tipos de curvas e intervalos de tiempo programables, en coordinación con los equipos de protección de respaldo y con los que haya corriente abajo.

La corriente mínima de operación de un reconectador accionado por bobinas en serie de disparo es el 200% del valor nominal de estas.

La corriente mínima de operación de un reconectador controlado electrónicamente, es la que se ajusta en el control.

En la Figura 40 se presenta la secuencia de operación de un reconectador programado con dos curvas rápidas o tipo A en las dos primeras operaciones de apertura y dos curvas lentas o tipo B en las dos últimas operaciones de apertura, esta secuencia se denomina 2A + 2B. Los intervalos de tiempo entre el disparo y la reconexión, así como la cantidad de operaciones de disparo, también son programables. En este ejemplo la falla es permanente y el reconectador queda abierto y bloqueado hasta que la falla sea reparada y se restablezca el servicio.



Secuencia de operación del reconectador cuando ocurre una falla permanente

Figura 40. Operación del reconectador

13.5.1 CLASIFICACIÓN DE LOS RECONECTADORES

Los reconectadores se pueden clasificar como sigue:

- Monofásicos y trifásicos
- Mecanismos de operación hidráulica o electrónica
- Cámaras de extinción en aceite, vacío o en SF6

13.5.2 USOS DE LOS RECONECTADORES

- En subestaciones para suministrar protección primaria a los circuitos
- En los alimentadores, para seccionar las líneas largas y evitar la salida del circuito completo por fallas al final de este.
- En ramales para evitar la salida del circuito por fallas en estos.

13.5.3 FACTORES PARA SELECCIONAR EL RECONECTADOR

- Tensión del sistema
- Nivel de corto circuito en el punto de conexión
- Máxima corriente de carga
- Mínima corriente de corto circuito dentro de la zona de protección del reconectador
- Coordinación con otros dispositivos de protección corriente arriba hacia la fuente y corriente abajo hacia la carga
- Sensibilidad a las fallas a tierra

13.5.4 ESQUEMAS DE RECONECTADORES

13.5.4.1 NOMENCLATURA DE LOS BUJES PRIMARIOS

Los reconectadores vienen con dos tipos de disposición de bujes de entrada y de salida, la primera es cuando los bujes se encuentran en disposición vertical Figura 41 y la segunda cuando se encuentran sobre la tapa superior o en dos caras laterales opuestas del reconectador y enfrentados los de entrada con los de salida Figura 42.

Los números 1, 3 y 5 corresponden a los bujes de entrada de las fases A, B y C respectivamente. Deben ir del lado de fuente.

Los números 2, 4 y 6 corresponden a los bujes de salida de las fases A, B y C respectivamente. Deben ir del lado de carga.

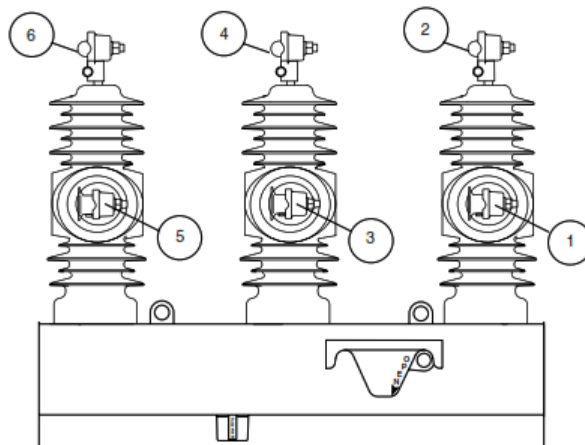


Figura 41. Reconector con bujes en disposición vertical

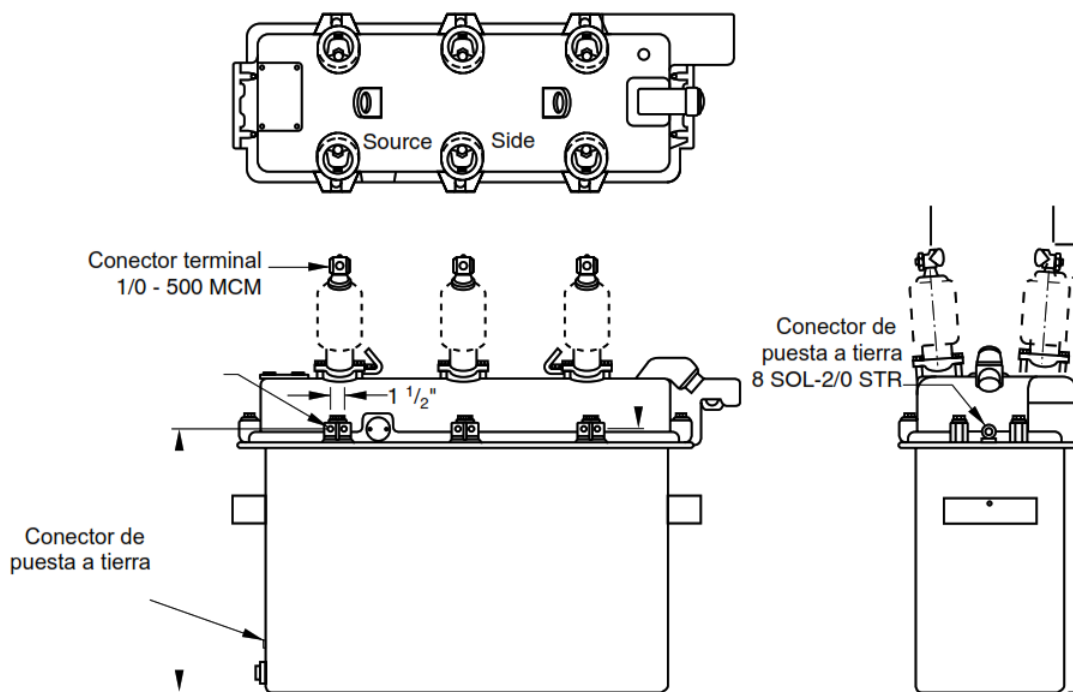


Figura 42. Reconector con disposición horizontal de bujes de salida

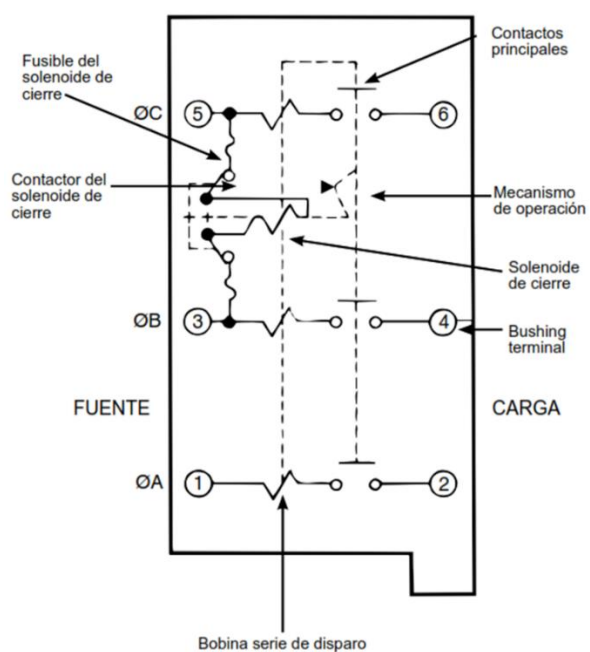


Figura 43. Numeración de reconectador con disposición horizontal de bujes

13.6 INSTALACIÓN DEL RECONECTADOR

La instalación del reconectador debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Deben contar con seccionadores de entrada, by-pass y salida.
- Se deben proteger con DPS tanto en el lado de fuente como en el de carga.
- El transformador auxiliar para la alimentación debe tener fusible de protección primario y DPS tanto en el lado de alta como baja tensión.
- El sistema de puesta a tierra de ser único para los elementos que conforman el montaje, como lo son el reconectador, el transformador auxiliar, los DPS y el control.

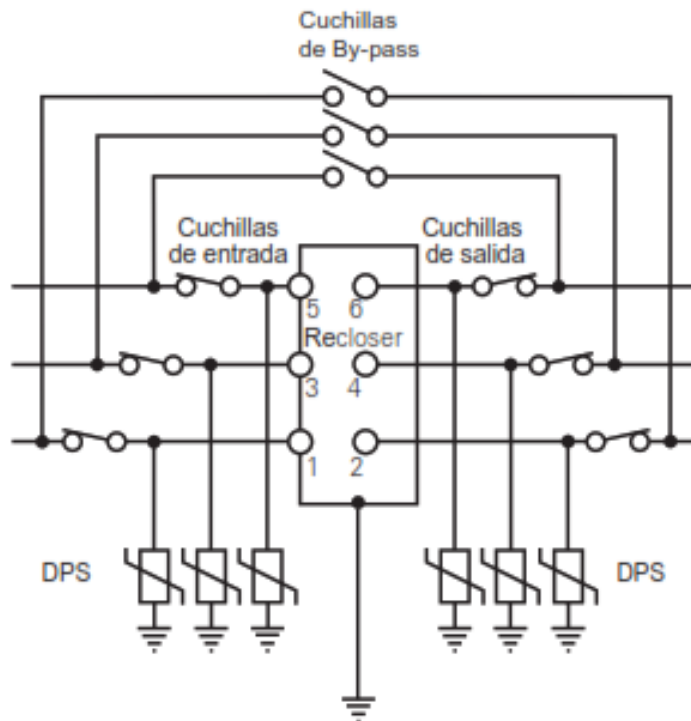


Figura 44. Esquema 1 de instalación de reconectador

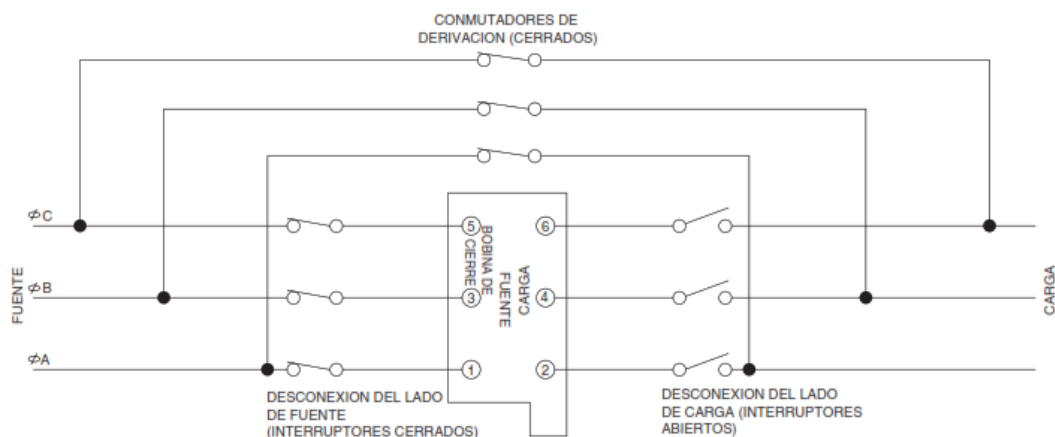


Figura 45. Esquema 2 de instalación de reconectadores

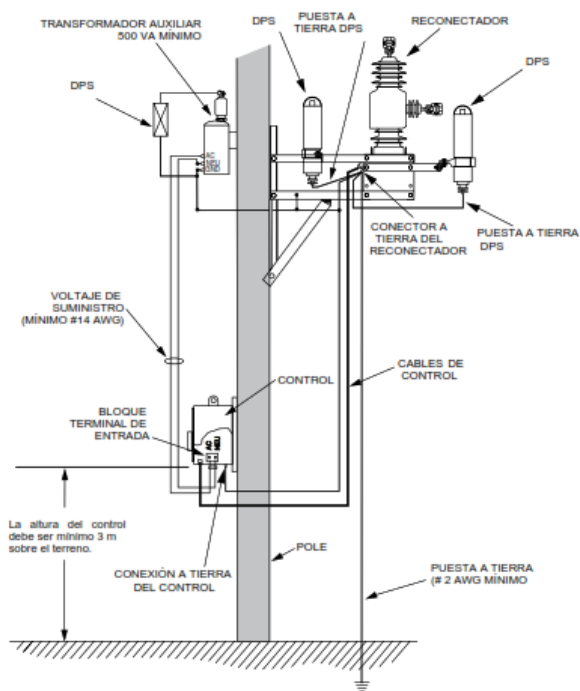


Figura 46. Montaje de reconectador, control, transformador auxiliar, DPS y sistema de puesta a tierra recomendado. Cooper Power Systems.

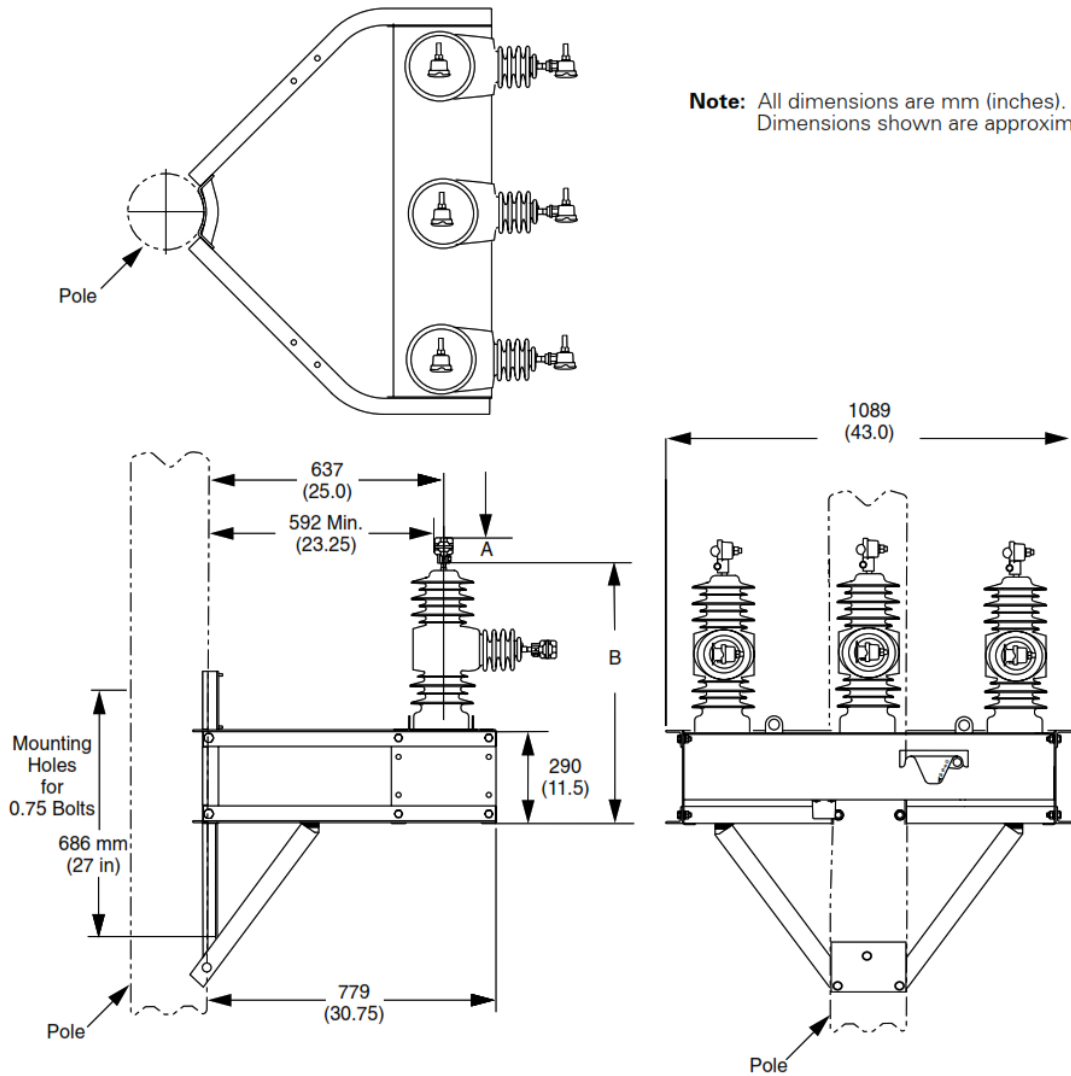


Figura 47 Montaje de reconectador en poste

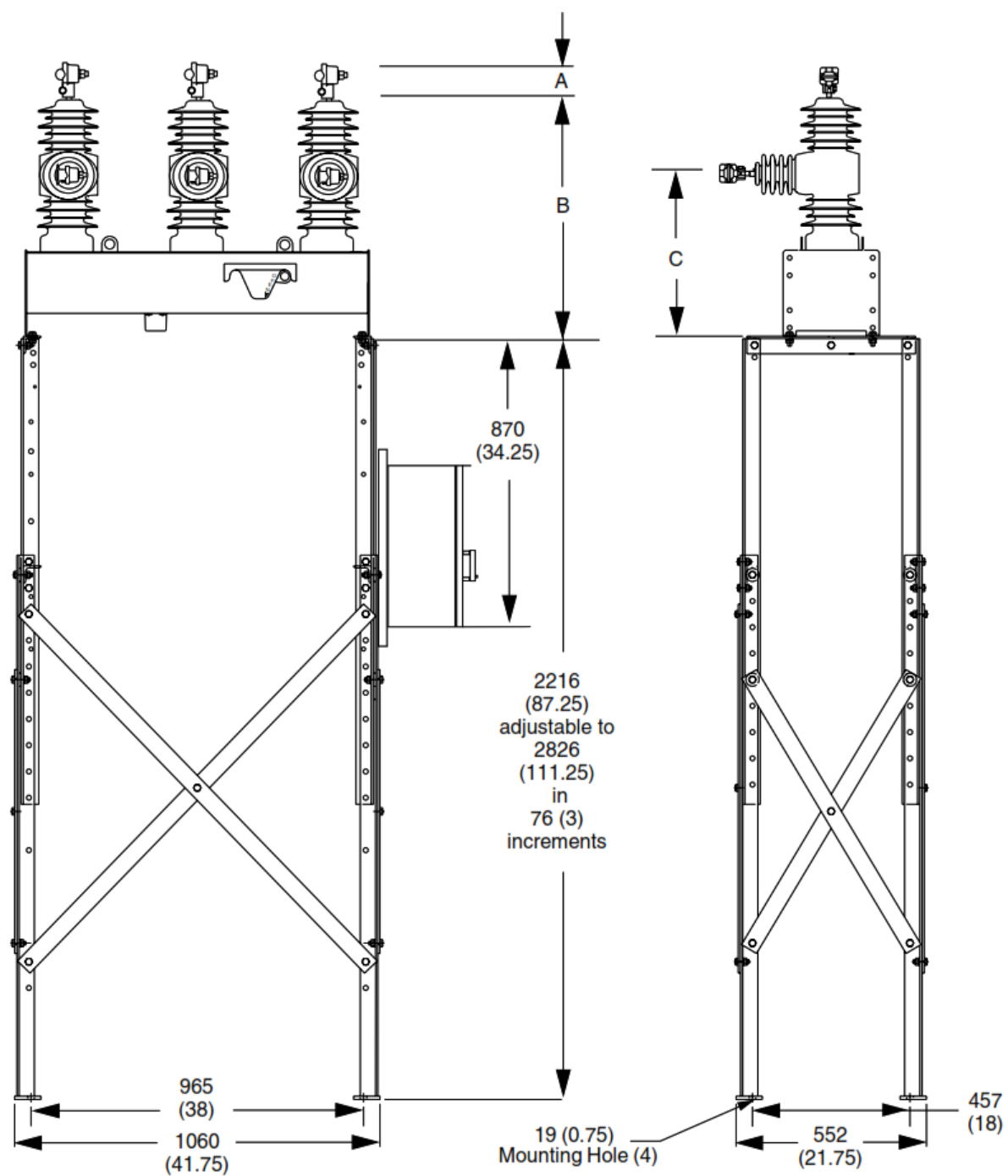


Figura 48. Montaje de reconectador en estructura metálica

CONFIGURACIÓN	CONJUNTO	DESCRIPCIÓN
Reconectador Red Aérea	RCLB5 - RCLC5	RECONECTADOR A CONJUNTO CON CRUCETA CENTRADA
	RCLB6 - RCLC6	RECONECTADOR A CONJUNTO EN BANDERA
	RCLBH - RCLCH	RECONECTADOR A ESTRUCTURA EN H
	RECBSM - RECCSM	RECONECTADOR RED SEMIAISLADA COMPACTA

Tabla 50. Conjuntos para montaje de reconectores

13.7 PRINCIPIOS DE BÁSICOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Los reconectores son los equipos de protección más adecuados para cumplir con los principios básicos que rigen la coordinación de protecciones en distribución:

- Darles una oportunidad a las fallas de ser temporales; aproximadamente entre el 70% y el 80% lo son.
- Interrumpir el servicio únicamente cuando la falla sea permanente.
- Remover del servicio únicamente la zona más pequeña posible.
- Con base en estos principios, los criterios para la adecuada coordinación de reconectores son dos:
- El equipo del lado de carga debe despejar las fallas temporales o permanentes antes de que el equipo del lado de fuente interrumpa el circuito u opere hasta el bloqueo permanente.
- Las salidas de circuito causadas por fallas permanentes se deben restringir a la menor sección del sistema afectando la menor cantidad de usuarios.

Estos principios influyen en la selección de las curvas y la secuencia de operación de los equipos de protección tanto del lado de carga como del lado de fuente.

13.8 COORDINACIÓN RECONECTADOR – FUSIBLE LADO DE FUENTE

Quando un fusible se encuentra del lado de fuente del reconector, todas sus operaciones deben ser más rápidas que el tiempo mínimo de fusión del fusible. Esto se logra mediante el uso de factores multiplicadores en las curvas Tiempo-Corriente del reconector, con el fin de compensar el debilitamiento del fusible producido por el efecto de calentamiento acumulativo del fusible generado por las operaciones del reconector.

Esto se logra mediante un factor multiplicador “K”, en las curvas del reconector que se determina con la curva de daño o de fatiga del fusible. La curva retardada del reconector debe ser más rápida que la curva mínima de fusión del fusible.

El factor “K”, el cual está definido para varios intervalos de recierre y secuencias de operación del reconnector. La Tabla presenta los factores “K” recomendados por el fabricante COOPER POWER SYSTEMS.

En el caso de fusibles ubicados en el lado de fuente de un transformador, estos generalmente protegen al sistema de una falla del transformador y al transformador de una falla en el barraje secundario. Esta situación se presenta en Figura 49. Las curvas del reconnector, deben seleccionarse para que coordinen con el fusible en el lado de fuente del transformador y así lograr que la operación del fusible no interrumpa el circuito para cualquier corriente de falla en el lado de carga del reconnector.

Puesto que el fusible está ubicado en el lado de alta tensión del transformador y el reconnector en el lado de baja tensión, se deben referir las curvas del fusible al lado de baja o referir las curvas del reconnector al lado de alta del transformador, para hacer la coordinación con la misma tensión de referencia. La especifica los factores multiplicadores para referir los fusibles los diferentes tipos de falla.

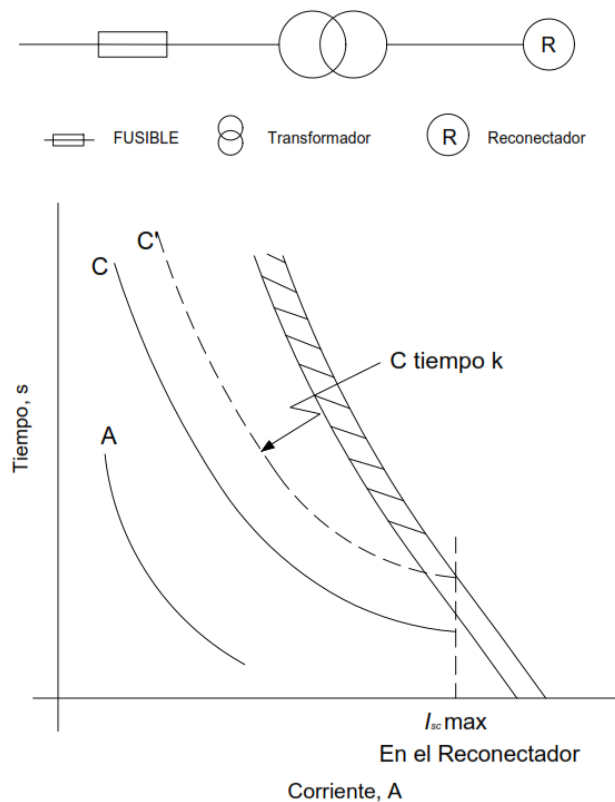


Figura 49. Coordinación reconnector-fusible, con el fusible en el lado de fuente del reconnector

Factor "K" para fusibles del lado de carga			
Para la coordinación de fusible del lado de fuente, el factor "K", graficado para valores promedio, es usado para multiplicar los valores de tiempo de las curvas temporizadas (curvas lentas B,C,D,E, etc.). La intersección de esta curva de referencia con la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible, determina la máxima corriente de coordinación. Tener en cuenta que las curvas del reconectador o las del fusible se deben referir al mismo nivel de tensión para ser graficadas al mismo			
Tiempo de Recierre en Ciclos	Multiplicadores para:		
	Secuencia Dos - Rápidas, Dos - Lentas	Secuencia Una - Rápida, Tres - Lentas	Secuencia Cuatro - Lentas
25	2,7	3,2	3,7
30	2,6	3,1	3,5
60	2,1	2,5	2,7
90	1,85	2,1	2,2
120	1,7	1,8	1,9
240	1,4	1,4	1,45
600	1,35	1,35	1,35

Tabla 51. Factores multiplicadores para la coordinación de curvas de Reconectador fusible en el lado de fuente del Reconectador.

Tipo de Falla	Factor Multiplicador
Tres Fases	N
Fase Fase	0.87 N
Fase Tierra	1.73 N
Donde N es la Relación de Transformación	

Tabla 52. Factor para referir fusibles del lado de AT al lado de BT de transformadores conexión Dyn.

13.9 CORDINACIÓN RECONECTADOR - FUSIBLE EN EL LADO DE CARGA

Para la coordinación entre el reconectador y el fusible, cuando éste se encuentra en el lado de carga, se deben seguir las siguientes reglas:

El tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que la curva rápida del reconectador multiplicada por un factor "K". Este factor se define en la Tabla 53.

El tiempo máximo de despeje del fusible, debe ser menor que la curva temporizada del reconector sin aplicar ningún factor multiplicador; el reconector debe tener al menos dos o más operaciones temporizadas para evitar la pérdida de servicio en caso de que el reconector se dispare cuando el fusible actúe.

Para coordinación de reconector con fusible, los factores "K" se usan para multiplicar los valores de las curvas rápidas del reconector. La intersección de esta curva de referencia con la curva de tiempo mínimo de fusión del fusible, determina la corriente máxima de coordinación. Estos factores "K" se basan en las gráficas de las curvas rápidas del reconector dibujadas al máximo tiempo.		
Tiempo de Recierre en Ciclos	Multiplicadores "K" para:	
	Una Operación Rápida	Dos Operaciones Rápidas
25-30	1,25	1,8
60	1,25	1,35
90	1,25	1,35
120	1,25	1,35

Tipo de Falla	Factor Multiplicador
Trifásica	N
Fase - Fase	0,87 N
Fase - Tierra	1,73 N

Donde N es la relación de transformación

Tabla 53. Factores multiplicadores para la coordinación de curvas de reconector fusible en el lado de carga del reconector

La aplicación de estas dos reglas se ilustra en la Figura 50.

La mejor coordinación entre el reconector y los fusibles se obtiene ajustando el reconector con dos operaciones rápidas y dos temporizadas o lentas (2A + 2B o 2A + 2C). Generalmente durante la primera operación del reconector se ha despejado el 80% de las fallas, mientras que en la segunda el 10%.

Una coordinación menos efectiva se logra programando una operación de curva rápida y tres temporizadas o curvas lenta (1A + 3B o 1A + 3C).

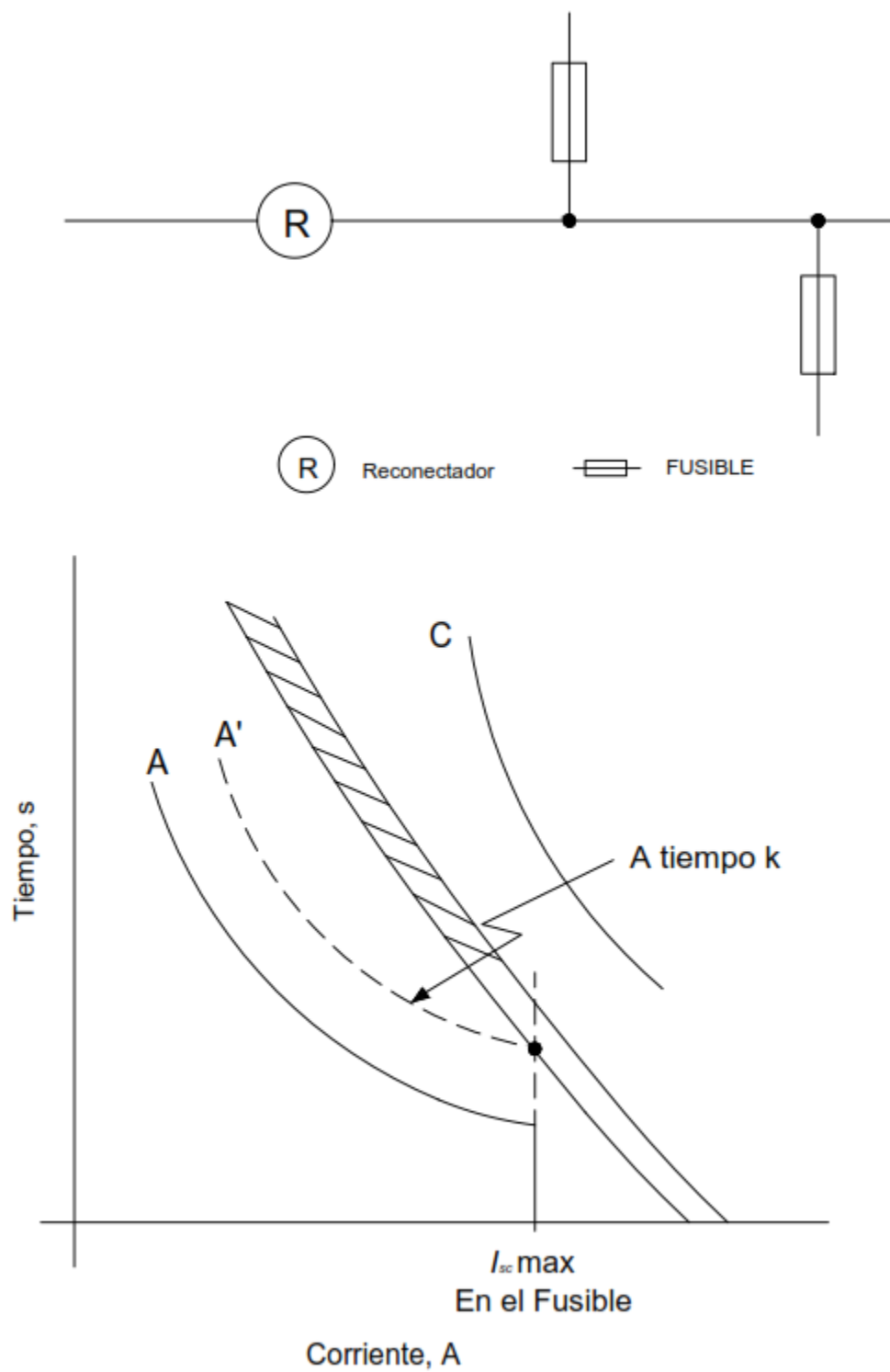


Figura 50. Coordinación reanector-fusible con el fusible en el lado de carga

13.10 COORDINACIÓN RECONECTADOR – RECONECTADOR

La coordinación entre reconectores se obtiene seleccionando apropiadamente el ajuste de corriente de las bobinas de disparo de los reconectores hidráulicos o el ajuste de las corrientes de enganche (pick-up) en los reconectores electrónicos.

13.10.1 Reconectores hidráulicos

Los márgenes de coordinación con reconectores hidráulicos dependen del tipo de equipo utilizado. In los reconectores pequeños, donde la bobina y su pistón produce la apertura de los contactos, se deben tener en cuenta los siguientes criterios:

1. La separación de curvas de menos de 2 ciclos siempre resulta en operación simultánea.
2. La separación de curvas entre 2 y 12 ciclos puede resultar en operación simultánea.
3. La separación mayor a 12 ciclos asegura una operación no simultánea.
4. Con reconectores de gran capacidad, el pistón asociado con la bobina de corriente solamente activa el mecanismo de apertura. En este caso los márgenes de coordinación son como sigue:
5. La separación de curvas de menos de 2 ciclos siempre resulta en operación simultánea.
6. La separación mayor a 8 ciclos garantiza una operación no simultánea.

El principio de coordinación entre dos unidades grandes en serie está basado en el tiempo de separación entre las características de operación, de la misma forma que para las unidades pequeñas.

13.10.2 Reconectores controlados electrónicamente

Los reconectores de este tipo se pueden coordinar con mayor precisión puesto que no tienen los problemas inherentes de los mecanismos electromecánicos debidos a la sobrevelocidad, inercia, etc. El reconector ubicado corriente abajo debe ser más rápido que el ubicado corriente arriba y el tiempo de despeje del reconector corriente abajo más su tolerancia debe ser menor que el tiempo de despeje del reconector corriente arriba menos su tolerancia.

El reconector instalado en una subestación, normalmente se programa para hacer una operación rápida de recierre, para despejar fallas temporales entre la subestación y el reconector del lado de carga. Este último se debe programar con el mismo o mayor número de operaciones rápidas que el reconector de la subestación. Se debe anotar que los criterios de espaciamiento de las características tiempo-corriente de los reconectores

controlados electrónicamente controlados son diferentes a las de los reconectores hidráulicamente controlados.

13.11 SECCIONALIZADOR

El seccionalizador es un equipo de maniobra que aísla secciones en falla de sistemas de distribución y no tiene curvas tiempo-corriente, por lo tanto, su coordinación no requiere el análisis de estas curvas. Su funcionamiento se basa en los siguientes principios:

1. Trabajan con un reconector o interruptor de respaldo.
2. No tienen capacidad de interrupción en falla. Su apertura definitiva se hace cuando el reconector o el interruptor de respaldo están abiertos.
3. Tienen capacidad de cierre y apertura con carga.
4. Cuentan las interrupciones y una vez alcanzan el número programado de conteo de fallas se abren cuando el reconector de respaldo está abierto y se bloquean, de esta forma al reconector le queda una oportunidad de recierre exitosa.
5. Se deben programar con un conteo menos que el reconector de respaldo.



Figura 51. Seccionalizador operado hidráulicamente

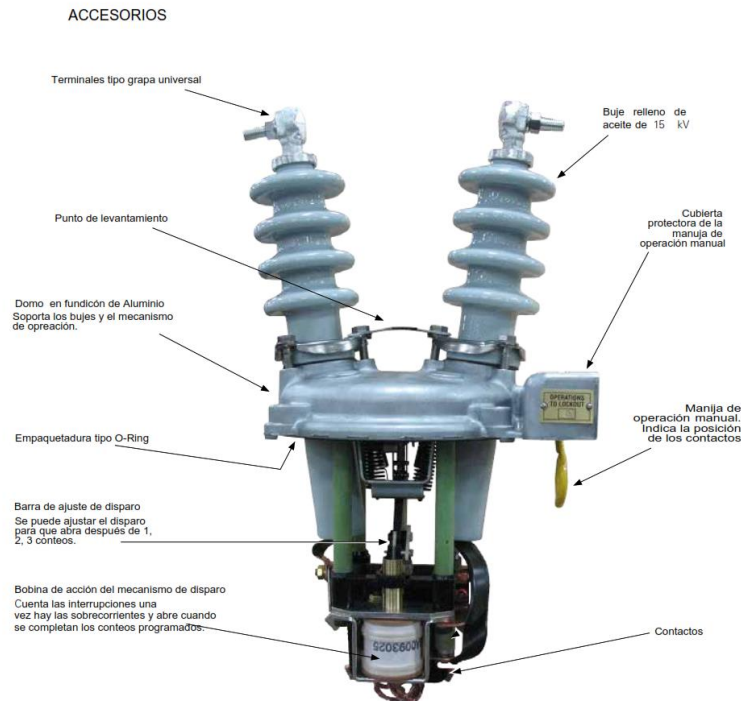


Figura 52 Seccionalizador controlado hidráulicamente visto sin tanque.

13.12 CRITERIOS PARA LA COORDINACIÓN RECONECTADOR-SECCIONALIZADOR

1. La corriente actuante mínima de los seccionalizadores debe ser el 80% del disparo mínimo de los dispositivos del lado fuente.
2. El nivel de disparo mínimo de las unidades controladas electrónicamente es ajustado directamente.
3. El nivel mínimo de disparo de las unidades controladas hidráulicamente es el 160% del valor de la bobina de disparo.
4. El seccionalizador debe ser ajustado al lockout en una operación menos que el dispositivo de respaldo. Esta regla general no necesita aplicarse en el caso de muchos seccionalizadores en serie, donde unidades sucesivas pueden estar ajustadas para 1, 2 o 3 operaciones menos que el reconectador de respaldo.
5. Los tiempos de apertura y recierre del dispositivo de respaldo debe ser coordinado con el tiempo de retención de conteos del seccionalizador. El disparo combinado (excepto para el primer disparo) y los tiempos de

recierre del respaldo deben ser más cortos que el tiempo de memoria del seccionalizador. Si el tiempo de operación del respaldo es más grande que el tiempo de memoria del seccionalizador, el seccionalizador parcialmente olvidará el número de operaciones de disparo del respaldo. Esto resultará en una apertura de bloqueo del respaldo para una falla más allá del seccionalizador y puede requerir una operación de disparo extra del respaldo, y luego ambos (dispositivo de respaldo y seccionalizador) terminan abiertos y bloqueados.

6. Los seccionadores trifásicos están limitados a la coordinación con las aperturas trifásicas simultáneas de los dispositivos de respaldo. Los disparos no simultáneos de los dispositivos de respaldo pueden resultar en un intento de interrupción de falla por el seccionalizador, el cual no está diseñado para tal operación.

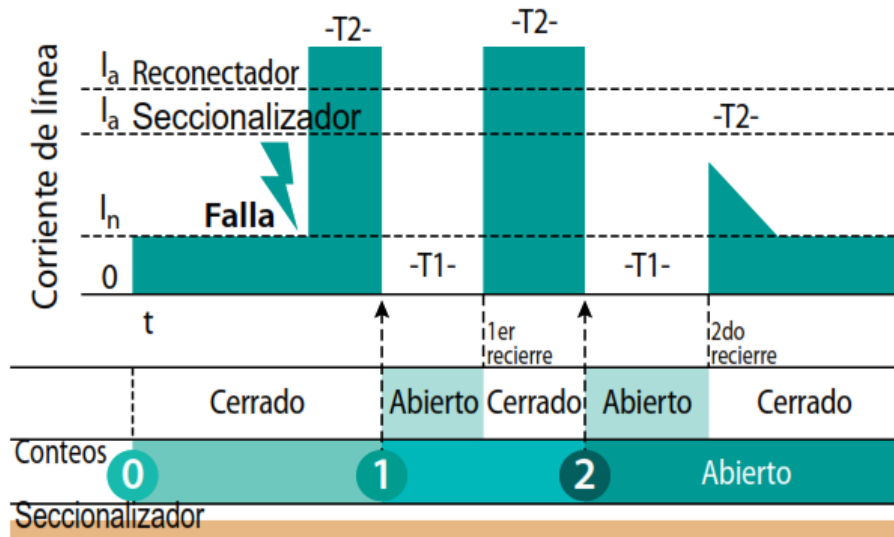


Figura 53: Diagrama de coordinación Reconectador Seccionalizador con falla permanente después del Seccionalizador

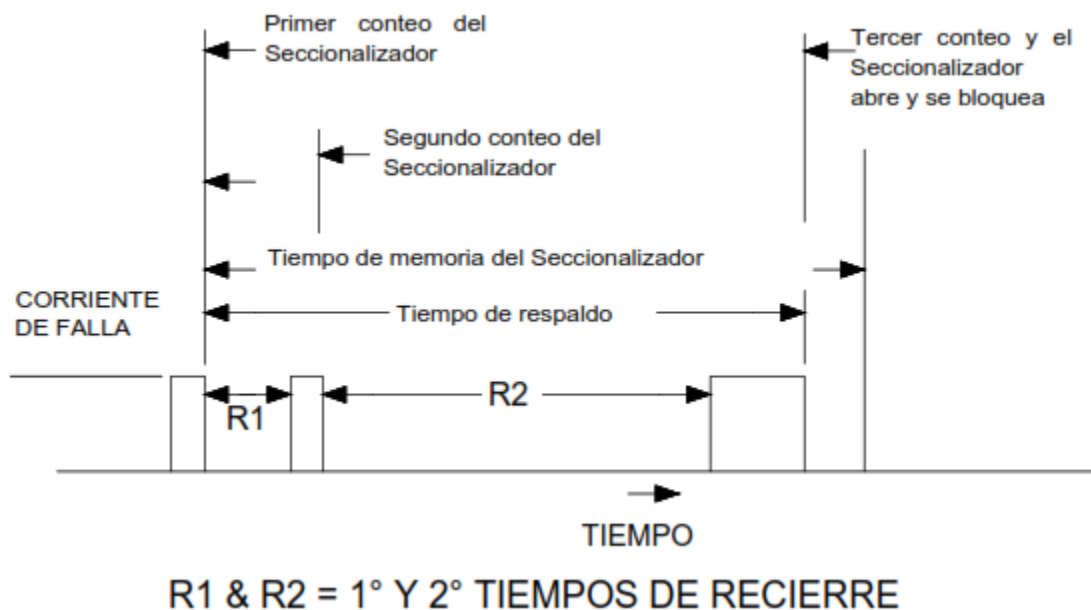


Figura 54: Coordinación Reconectador-Seccionalizador. Teniendo en cuenta el tiempo de memoria de este.

13.13 COORDINACIÓN RECONECTADOR-SECCIONALIZADOR-FUSIBLE

Estos equipos se deben ajustar con el fin de coordinar con el reconectador. A su vez, la secuencia de operación del reconectador se debe ajustar para obtener la coordinación adecuada para las fallas más allá del fusible con base en los criterios ya definidos.

Para la adecuada coordinación de la secuencia Reconectador-Seccionalizador-Fusible, se debe programar el Reconectador con una curva rápida y tres lentas (1A y 3 B o C).

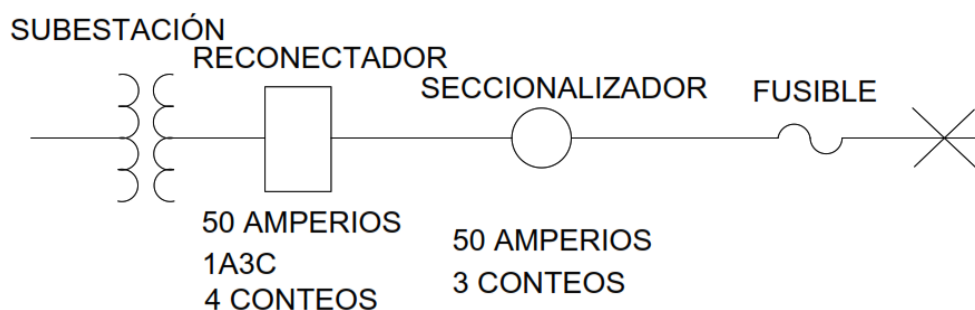


Figura 55. Coordinación Reconectador-Seccionalizador-Fusible

14 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Los DPS son necesarios en la coordinación de aislamiento en los sistemas eléctricos de potencia, la

Figura 56, muestra en detalle coordinación de acuerdo con la magnitud de voltaje y la velocidad de los frentes de onda. En ella los voltajes se presentan en por unidad del voltaje pico continuo más alto fase tierra, dependiendo de su forma y duración.

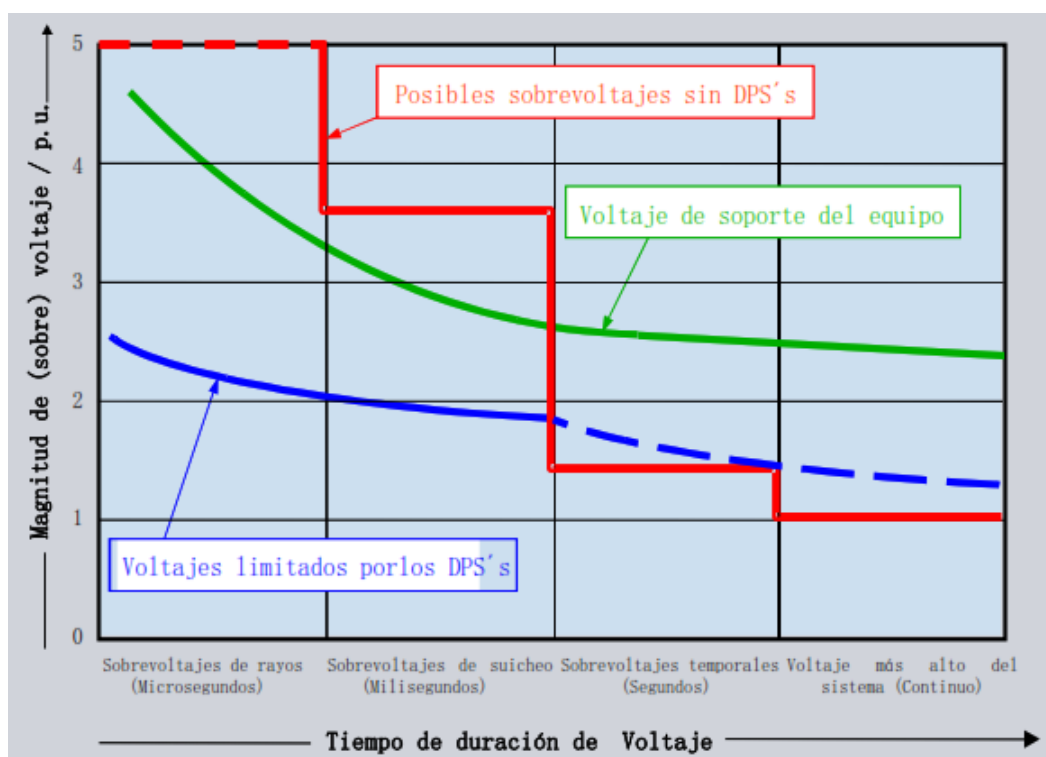


Figura 56. Representación esquemática de la magnitud de voltajes y sobrevoltajes en sistemas de potencia versus duración y apariencia ($1 \text{ p.u.} = \sqrt{2} \cdot U_s / \sqrt{3}$).

14.1 CLASES DE DPS

Existen tres clases de DPS de ZnO: El de distribución, el intermedio y el tipo estación. La principal diferencia de estos tipos de pararrayos es el tamaño del bloque de ZnO. Un bloque más grande reduce el voltaje de descarga IR e incrementa fuertemente la capacidad de energía y su confiabilidad. Los de distribución se usan en las redes, los intermedios y los tipo subestación se emplean en las subestaciones.

Estas clases de DPS se fabrican en los voltajes nominales, según Tabla 54.

Tabla 54. Voltajes nominales para las diferentes clases de DPS.

Clase de DPS	Voltajes nominales en kV
Distribución	1 - 3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 18 - 21 - 25 - 27 - 30
Intermedio	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30
Estación	3 - 6 - 9 - 12 - 15 - 21 - 24 - 30

14.2 SELECCIÓN DEL DPS

En distribución, el voltaje nominal del pararrayos está basado en el voltaje máximo línea-tierra de estado estable que el pararrayos debe soportar. Esta condición limitante es normalmente causada cuando existe una falla línea a tierra en una de las otras fases. Para seleccionar un DPS, se deben tener en consideración los siguientes puntos:

1. El voltaje máximo de operación del sistema.
2. La magnitud y operación de los sobrevoltajes temporales TOV (Temporary Overvoltage), durante condiciones anormales de operación.
3. Esta información debe ser comparada con el MCOV (Maximum Continuous Operating Voltage) nominal y la capacidad TOV del pararrayos. El valor del MCOV debe ser mayor que el TOV y el voltaje máximo del sistema.

El MCOV se define aproximadamente como el 84% del voltaje nominal de trabajo. Tabla 55

Tabla 55: MCOV de los DPS de óxido de zinc.

Valor nominal del DPS (kV)	3	6	9	10	12	15	18	21	24	27	30
MCOV (kV)	2.55	5.1	7.65	8.4	10.2	12.7	15.3	17	19.5	22	24.4

Lo que esto significa es que un pararrayos de tensión de trabajo de 10 kV, típicamente usado para un sistema de 13.2 kV, puede operar continuamente con un voltaje máximo continuo línea-tierra de 8.4 kV o menos. Esto quiere decir que al aplicar al DPS voltajes superiores al MCOV, este se daña.

Tabla 56. Voltajes nominales MCOV de DPS en sistemas de distribución.

Voltaje del sistema kV rms		Voltajes nominales de pararrayos comúnmente aplicados kV rms (MCOV) +++ Ciclo de trabajo nominal		
Voltaje nominal	Voltaje máximo rango B **	Multiterrizado 4 h Y y con neutro.	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de baja impedancia. *** +	Sistema 3 hilos con puesta a tierra de alta impedancia.
4160 Y / 2400	4400 Y / 2540	3 (2.55)	6 (5.1)	6 (5.1)
4160	4400			6 (5.1)
13200 Y / 7620	13970 Y / 8070	10 (8.4)	15 (12.7) ++	
13800 Y / 7970	14605 Y / 8430	12 (10.1)	15 (12.7) ++	
13800	14520			18 (15.3)
34500 Y / 17920	36510 Y / 21080	27 (22)	36 (29) ++	
<p>* Los circuitos (Spacer Cable) no han sido incluidos. La experiencia ha sido insuficiente con la aplicación de pararrayos de óxido metálico en estos circuitos para incluirlos en esta tabla.</p> <p>** Ver ANSI C84.1 - 1989.</p> <p>*** La duración de la falla línea - tierra no excede en 30 min.</p> <p>+ Los circuitos de baja impedancia típicamente son: 3 hilos uniterrizados en la fuente. Los circuitos de alta impedancia son Δ o no aterrizados.</p> <p>++ Estudios de casos individuales que muestran voltajes nominales más bajos que pueden ser usados.</p> <p>+++ Para cada valor nominal de trabajo pesado el MCOV está también listado entre paréntesis</p>				

De la norma IEEE Std C62.22-1997, IEEE Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, se extractaron los voltajes que se aplican en los sistemas de distribución de CELSIA. Tabla 52

14.3 DPS PARA LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE CELSIA

En CELSIA se tipifican dos sistemas de distribución a 13.2 kV; el primero es un sistema a 3 hilos puesto a tierra en la fuente, propio de las redes de TOLIMA y VALLE exceptuando BUENAVENTURA; el segundo es un sistema a 4 hilos puesto a tierra en múltiples puntos para la zona BUENAVENTURA.

Tanto en el Tolima como en el Valle del Cauca, hay circuitos a 34.5 kV para la atención de subestaciones propias de Media Tensión con relación 34.5 / 13.2 kV y para clientes con transformadores a 34.5 kV.

Todo esto implica que se deben normalizar los DPS's para los voltajes de operación tipificados en estos sistemas. En la Tabla 53 se resumen los DPS a emplear en los sistemas de distribución de CELSIA en Tolima y Valle del Cauca.

En los equipos electrónicos como televisores y equipos de cómputo el bajo voltaje los puede volver inoperantes.

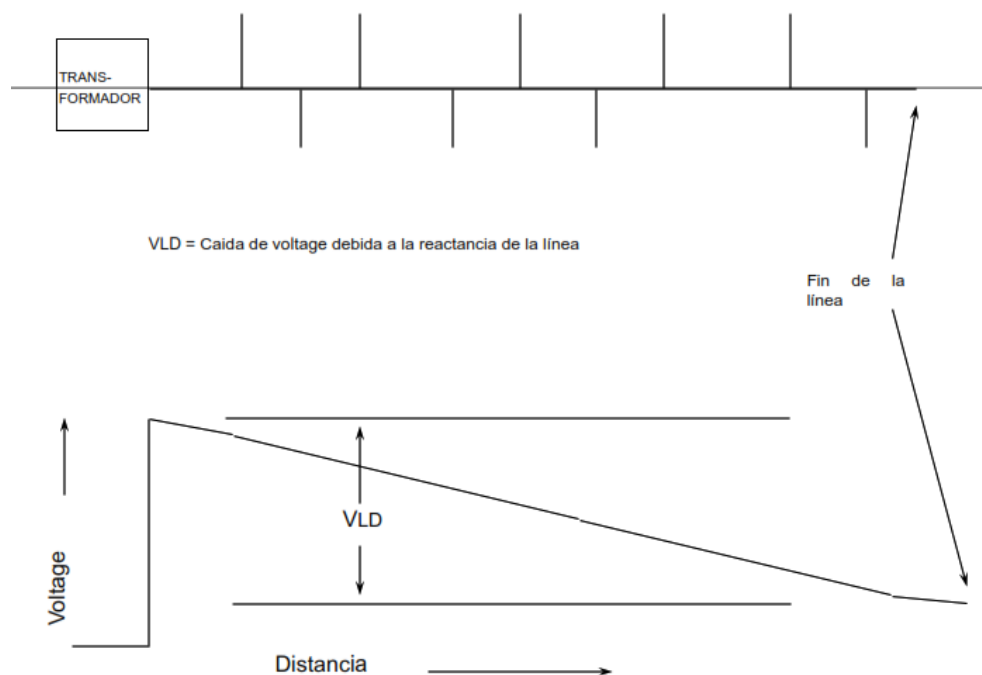


Figura 58. Caída de tensión en un circuito de distribución

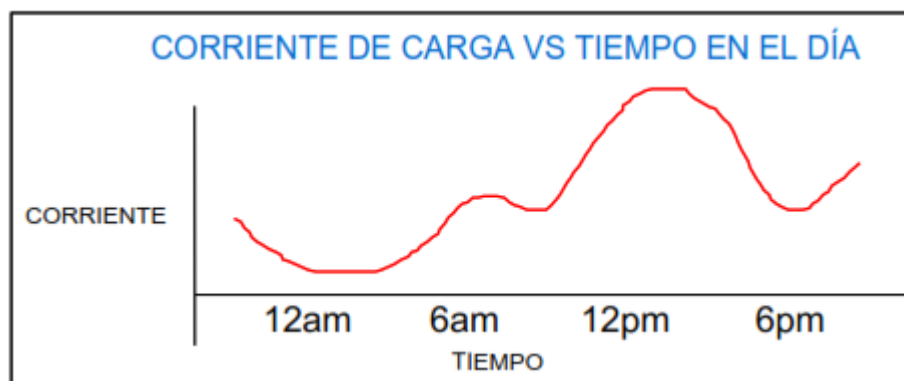
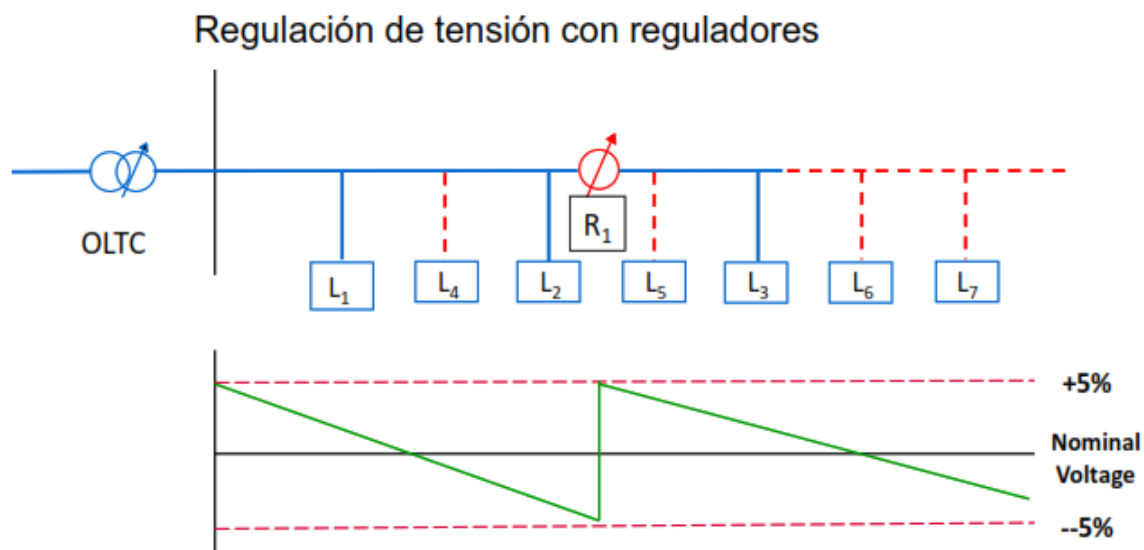


Figura 59. Curva de carga en el día



OPERACIÓN DEL REGULADOR DE VOLTAJE

Un regulador de voltaje mantiene el voltaje de línea dentro de unos límites predeterminados para que los equipos de los usuarios operen correctamente. Para entender cómo funciona el regulador de voltaje, es necesario ver cómo funciona un transformador de dos devanados y cómo se convierte en un autotransformador, con el ejemplo siguiente. Figura 61, Figura 62 y Figura 63.

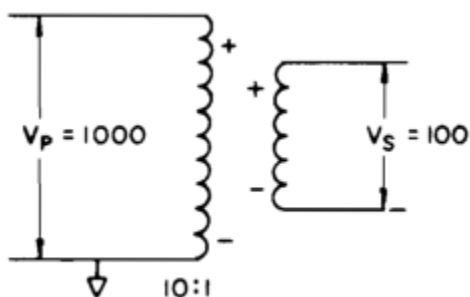


Figura 61. Transformador con relación 10:1

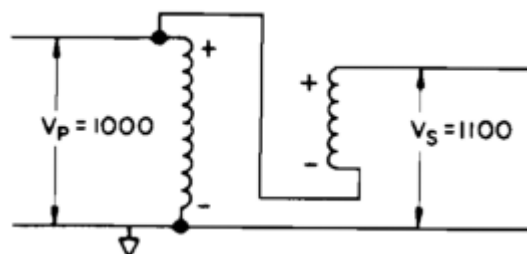


Figura 62. Conexión para autotransformador elevador

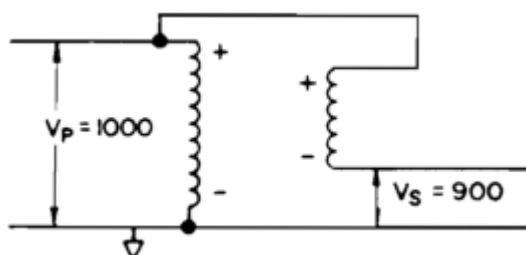


Figura 63. Conexión para autotransformador reductor

En la Figura 64, se presenta la disposición real de los devanados de serie y shunt de un regulador de voltaje de 32 pasos.

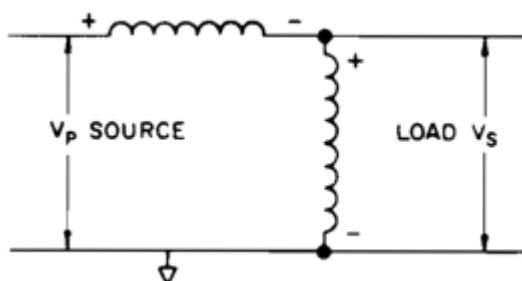


Figura 64. Conexión de devanados de un regulador

Si se construye el devanado serie con 8 taps de 1 ¼ % y se adiciona un devanado con derivación central conectado a dos contactos móviles, espaciados de tal forma que uno de ellos esté siempre conectado a un contacto estacionario, podremos hacer el cambio de derivaciones sin desconectar la carga.

En la Figura 65 se presentan los dos contactos móviles conectados al mismo contacto estacionario y el tap central del reactor queda al mismo potencial.

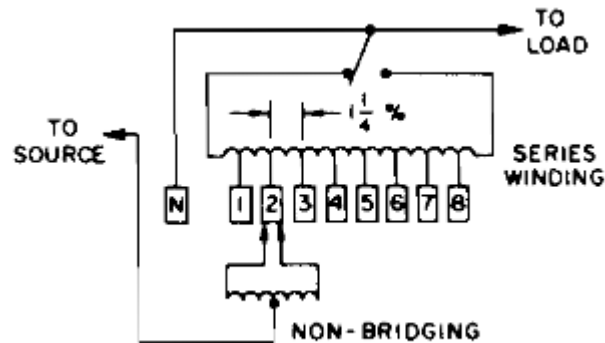


Figura 65. Los dos contactos móviles en el mismo contacto; el tap central del reactor está al mismo potencial.

La Figura 66 muestra los contactos móviles en posición de puenteo de dos contactos fijos, en este caso los contactos 2 y 3. El reactor de puenteo limita la corriente causada por la conexión a diferente potencial. La diferencia hace que el voltaje sea la mitad del $1 \frac{1}{4} \%$ del valor de cada tap, generando un punto intermedio de $\frac{5}{8} \%$.

Con la adición de un suiche inversor (reversing switch), se invierte el devanado serie y así se logra que haya una regulación en un sentido del +10% y en el sentido contrario del -10%.

De esta forma se configuran 16 pasos de $+5/8\%$ hacia arriba y $-5/8 \%$ hacia abajo, para un total de 32 pasos fuera de la posición neutral o cero. En inglés se conocen como 32 steps Automatic Regulator.

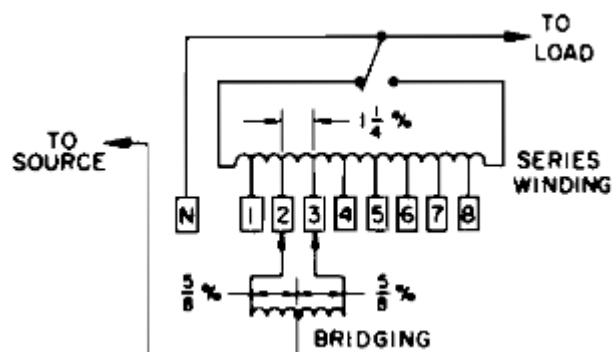


Figura 66. Los dos contactos móviles en diferentes taps; el cambio de voltajes es la mitad de $1 \frac{1}{4} \%$ del voltaje del tap del devanado serie, debido al tap central del devanado serie.

15.2 COMPENSACIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA (Line Drop Compensation LDC)

Los reguladores de tensión internamente tienen un transformador de corriente y uno de potencial, cuyas señales van al control electrónico, el cual a su vez está dotado de un elemento reactivo y resistivo para simular la resistencia y la reactancia de la línea hacia el centro de carga. Una muestra de la corriente y el voltaje de la línea se aplica a los elementos, resistivo y reactivo para simular la caída de tensión en la carga, esto hace que el control compense esta caída de tensión simulada. Figura 67.

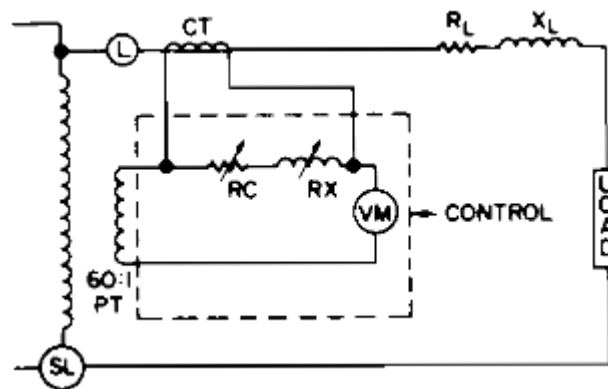


Figura 67. Circuito típico de compensación de línea (LDC)

15.3 TIPOS DE REGULADORES

Hay dos formas de construcción de los reguladores de tensión definidos por la ANSI, tipos A y B, también conocidos como diseños “Derecho” Tipo A e “Invertido” Tipo B. Su construcción eléctrica interna es diferente pero externamente son iguales. Figura 68 hasta la Figura 73.

- Aspectos relacionados con los tipos de reguladores
- No hay diferencia externa o en la operación
- El rango de regulación del tipo B es -8.3% y +10%. El del tipo A es -10% y +10%
- No hay inconvenientes al combinar para bancos trifásicos en estrella unidades tipo A y Tipo B.
- Si se conectan dos reguladores en paralelo, ubique las unidades en la posición de NEUTRO, esto evita corrientes circulantes por diferencias de potencial.

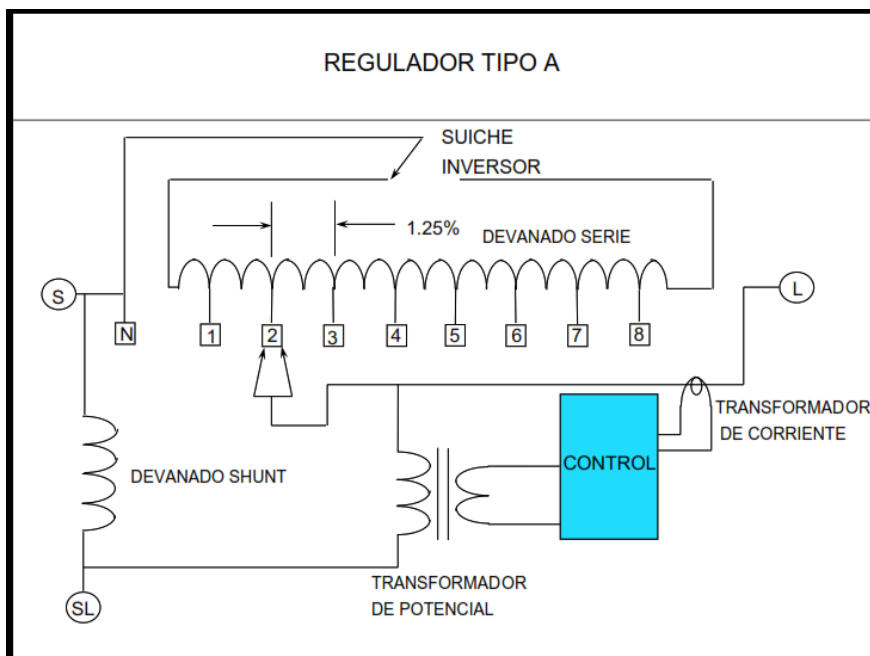


Figura 68. Regulador tipo A. Con TP independiente.

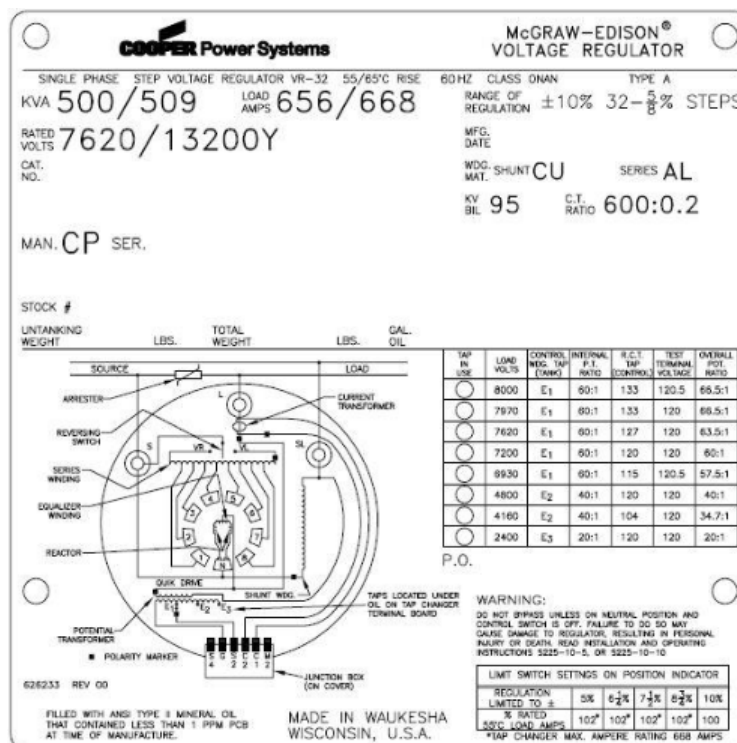


Figura 69. Placa de regulador de tipo A o de diseño directo.

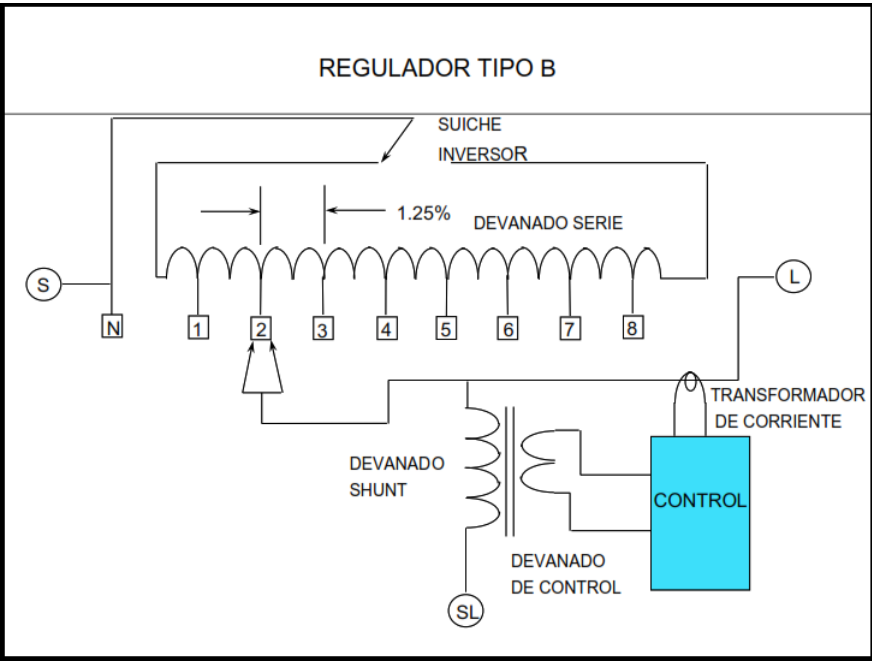


Figura 70. Regulador tipo B. Con devanado de control.

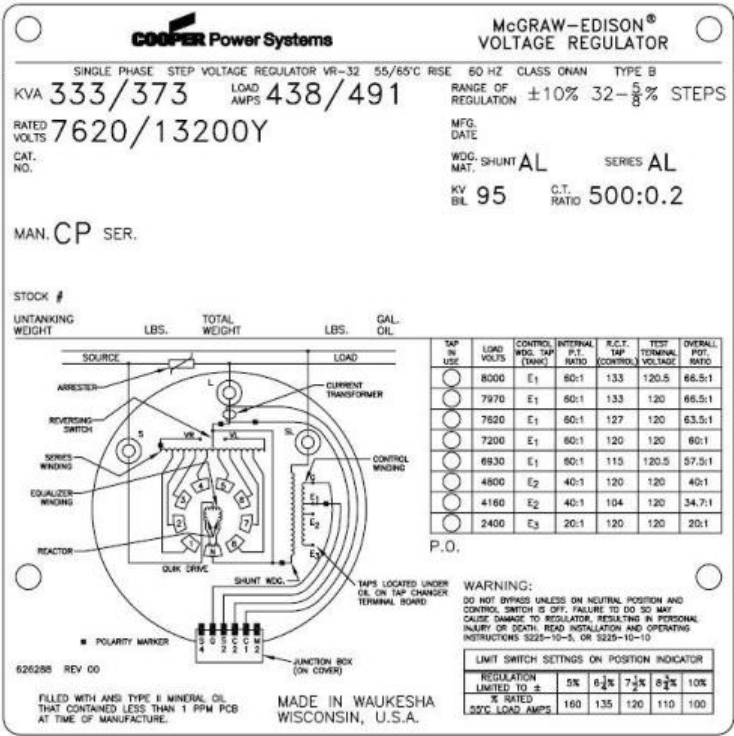


Figura 71. Placa de regulador de tipo B o de diseño invertido.

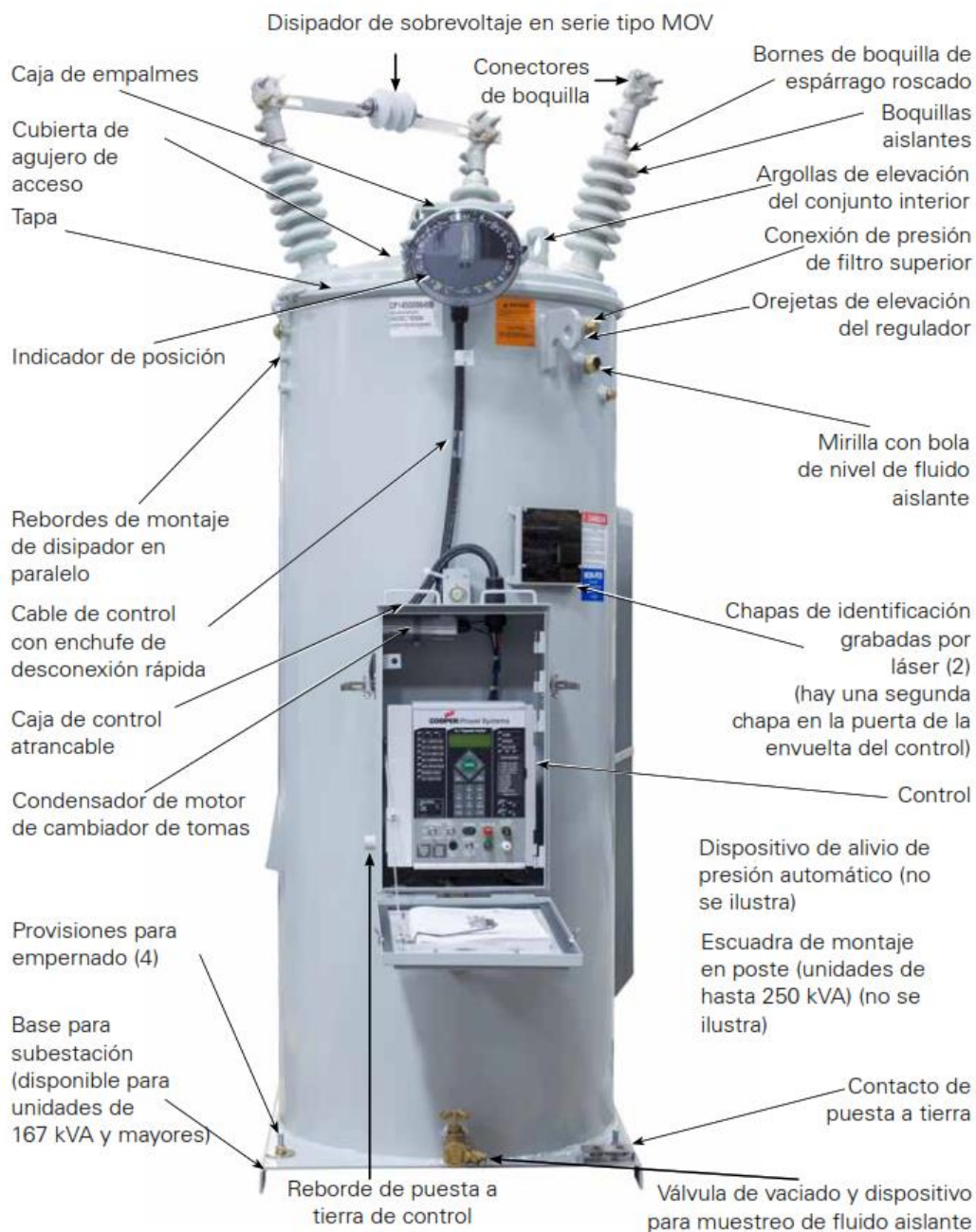


Figura 72. Componentes externos de un regulador de tensión monofásico.



Figura 73. Regulador de tensión trifásico.

15.4 CLASES DE REGULADORES

Los reguladores se pueden clasificar con base en el número de fases que regulen, pueden ser monofásicos o trifásicos y en la potencia o corriente para las cuales fueron diseñados.

Los reguladores trifásicos se construyen únicamente con conexión en “Y”, por esta razón son recomendados para los circuitos en las subestaciones para los circuitos de media tensión. Figura 74.

En la Tabla 58, se presentan los tipos de reguladores, las conexiones y las capacidades de acuerdo con la configuración de los circuitos a regular, utilizando reguladores monofásicos.

Tabla 58. Aplicación de reguladores según el sistema de distribución.

Tipo de Circuito	Tensión de Circuito (V)	Capacidad de corriente recomendada (A)	Unidades, Fases y Tipo de conexión	Regional CELSIA
Subestación de media tensión transformador 34500/13200 DYn.	13200/7620	50	3x1 Φ 7620 V	TOLIMA VALLE
		100	3x1 Φ 7620 V	
		219	1x3 Φ 13200/7620 V	
Red a 3 hilos puesta a tierra en la fuente	13200	50	3x1 Φ 13800 V	TOLIMA VALLE
		100		
		200		
Red a 4 hilos puesta a tierra múltiple	13200/7620	50	3 Φ 13200/7620 V	BUENAVENTURA
		100	3x1 Φ 7620 V	
		200		

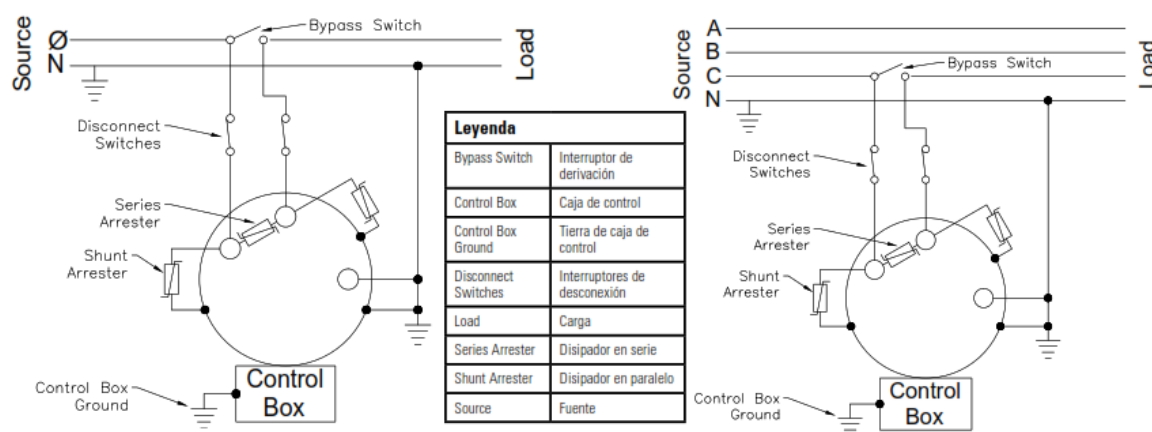
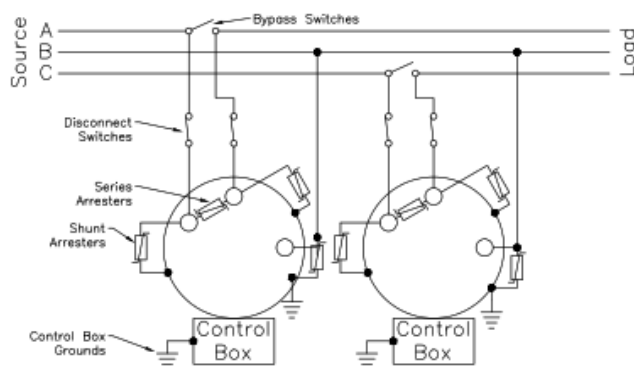
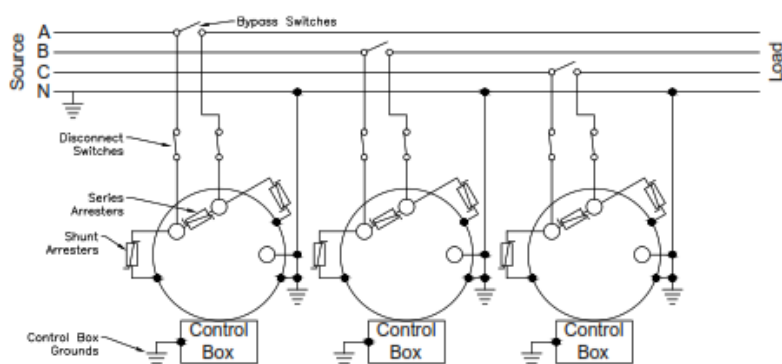


Figura 74. Regulación de una fase en circuitos monofásico y trifásico a cuatro hilos.



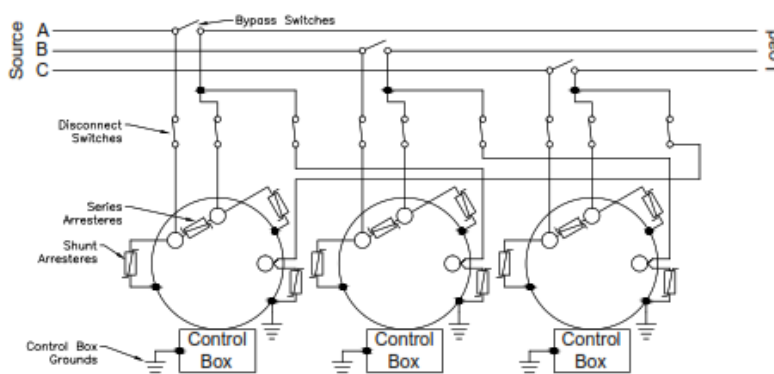
Leyenda	
Bypass Switch	Interruptor de derivación
Control Box	Caja de control
Control Box Ground	Tierra de caja de control
Disconnect Switches	Interruptores de desconexión
Load	Carga
Series Arrester	Disipador en serie
Shunt Arrester	Disipador en paralelo
Source	Fuente

Figura 75. Regulación de un circuito trifásico a tres hilos. Conexión en Delta Abierta.



Leyenda	
Bypass Switch	Interruptor de derivación
Control Box	Caja de control
Control Box Ground	Tierra de caja de control
Disconnect Switches	Interruptores de desconexión
Load	Carga
Series Arrester	Disipador en serie
Shunt Arrester	Disipador en paralelo
Source	Fuente

Figura 76. Regulación de un circuito trifásico a cuatro hilos. Conexión en "Y".



Leyenda	
Bypass Switch	Interruptor de derivación
Control Box	Caja de control
Control Box Ground	Tierra de caja de control
Disconnect Switches	Interruptores de desconexión
Load	Carga
Series Arrester	Disipador en serie
Shunt Arrester	Disipador en paralelo
Source	Fuente

Figura 77. Regulación de un circuito trifásico a tres hilos. Conexión Delta Cerrada.

- No se deben instalar tres reguladores conectados en "Y" no puestos a tierra, en circuitos trifásicos a tres hilos. Por posibles desplazamientos del neutro que incrementan el voltaje en una de las fases.

- Al reducir el rango de regulación, se obtiene un incremento en capacidad de corriente y es posible utilizar reguladores de menor capacidad. Esto se hace mediante los limitadores de regulación de tensión, en el indicador de posición. Figura 78.

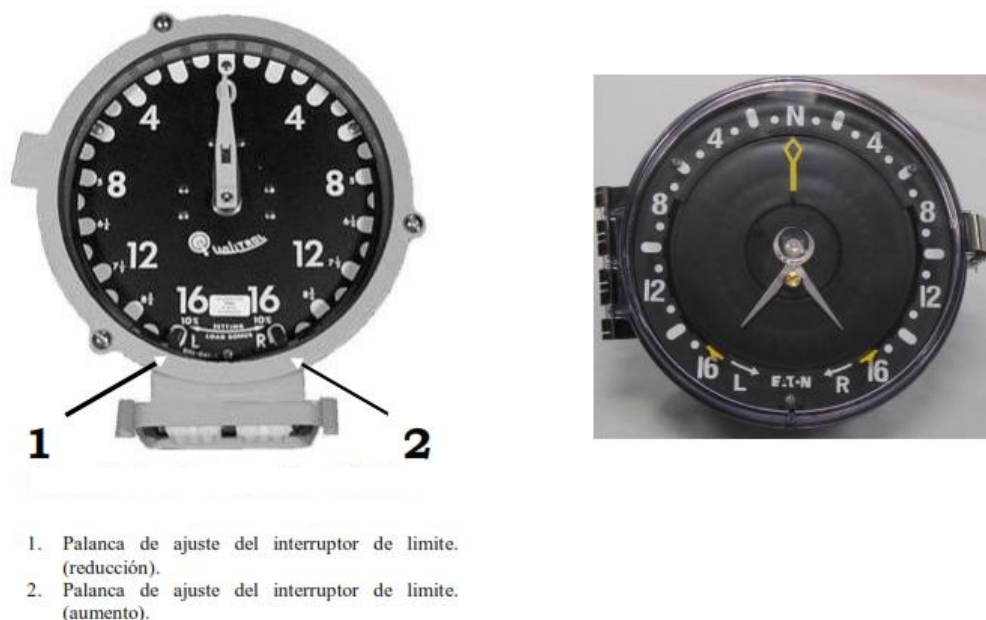


Figura 78. Indicadores de posición con limitadores de regulación, en este caso son las señales tipo aguja en la posición 16.

15.5 CORRIENTES DE CORTOCIRCUITO

La norma ANSI IEEE 57.15-2009 (IEC 60076-21), revisó los requerimientos de cortocircuito para los reguladores de tensión de 32 pasos y definió los siguientes puntos:

El Primer Ciclo del Pico Asimétrico lo incrementó 2.26 a 2.6 para potencias nominales mayores que 165 kVA.

La máxima corriente de cortocircuito, la redujo de 20.000 A a 16.000 A. Se debe cumplir que la capacidad de cortocircuito debe ser la menor entre 25 veces la corriente nominal y 16.000 A.

Se debe verificar que el regulador soporta el nivel de corto circuito en el punto de instalación.

Tabla 59 Incremento de la corriente del regulador mediante la reducción del porcentaje de regulación.

CAPACIDAD DE CORRIENTE SEGÚN LA REGULACIÓN PARA BANCOS DE REGULADORES MONOFÁSICOS A 60 Hz						
Voltaje Nominal	kVA Nominales	Corrientes de carga nominales (A)				
		Gama de regulación (Estrella y Delta abierta)				
		±10%	±10%	±8.75%	±7.5%	±5%
		Gama de regulación (Delta cerrada)				
		±15%	±13.1%	±11.3%	±9.4%	±7.5%
7620	38.1	50	55	60	68	80
	76.2	100	110	120	135	160
	167	219	241	263	296	350
13800	69	50	55	60	68	80
	138	100	110	120	135	160
	276	200	220	240	270	320
19920	100	50.2	55	60	68	80
	200	100.4	110	120	136	160
	333	167	184	200	225	267
	400	200.8	220	240	270	320
	500	250	275	300	338	400
	667	335	369	402	452	536
	833	418	460	502	564	668
	1000	502	552	602	668	668
34500	172.5	50	55	60	68	80
	345	100	110	120	135	160
	517	150	165	180	203	240
	690	200	220	240	270	320

15.6 SELECCIÓN DEL REGULADOR

Se presentan los pasos básicos para determinar el tamaño y el tipo de conexión del regulador de voltaje:

1. Determinar la configuración del sistema. Trifásico, Estrella 4 hilos multi puesto a tierra; 3 hilos en Estrella puesto a tierra en subestación, Delta; monofásico.
2. Definir la cantidad de regulación de voltaje. Por ejemplo $\pm 5\%$ o $\pm 10\%$.

3. Determinar el voltaje de fase del sistema al cual será conectado el regulador. Recordar que el voltaje de fase es afectado por la configuración del sistema.
4. Determinar la máxima corriente de línea del circuito.
5. Multiplique la cantidad de voltaje de regulación (2), el voltaje de fase del sistema (3), y la corriente máxima de línea (4) para obtener la potencia en kVA del regulador.

EJEMPLO 1: Calcular la potencia del regulador para un circuito trifásico, de 4 hilos, Estrella multi puesto a tierra, con una tensión de 13800 / 7970 V. La regulación de voltaje requerida es 10% y la carga pico conectada es 1.25 MVA.

La configuración del sistema es 3 fases, 4 hilos, Estrella, multipuesto a tierra, significa que los reguladores se deberán conectar en Estrella puesta a tierra.

Regulación de voltaje = 10%

El voltaje de fase el voltaje línea neutro = 7.97 kV (Debido a que es un sistema a 4 hilos, Estrella multi puesto a tierra).

Corriente de carga = $1.25 \text{ MVA} / (1.732 \times 13.2 \text{ kV}) = 54.7 \text{ A}$.

Potencia en kVA del regulador = $10\% \times 7.97 \text{ kV} \times 54.7 \text{ A} = 41.7 \text{ kVA}$.

R/ Se selecciona un regulador de **57.2 kVA, 7620 V, 75 A**, más o menos 10% de regulación.

EJEMPLO 2: Calcular la potencia del regulador para un circuito trifásico, de 3 hilos, con una tensión de 13800 V. La regulación de voltaje requerida es 10% y la carga pico conectada es 1.25 MVA.

La configuración del sistema es 3 fases, 3 hilos, significa que los reguladores se deberán conectar en Delta.

Regulación de voltaje = 10%

El voltaje de fase el voltaje línea neutro = 13.8 kV (Debido a que es un sistema a 3 hilos,).

Corriente de carga = $1.25 \text{ MVA} / (1.732 \times 13.8 \text{ kV}) = 52.7 \text{ A}$.

Potencia en kVA del regulador = $10\% \times 13.8 \text{ kV} \times 52.3 \text{ A} = 72.2 \text{ kVA}$.

R/ Se selecciona un regulador de **138 kVA, 13800 V, 100 A**, más o menos 10% de regulación. Verificar en la Tabla 60

Table 3. ADD-AMP Capabilities of 60 Hz Ratings
Load Current Ratings (Amperes)¹

Rated Volts	Rated kVA	Regulation Range				
		±10%	±8 3/4%	±7 1/2%	±6 1/4%	±5%
2500	25	100	110	120	135	160
	50	200	220	240	270	320
	75	300	330	360	405	480
	100	400	440	480	540	640
	125	500	550	600	668	668
	167	668	668	668	668	668
	250	1000	1000	1000	1000	1000
	333	1332	1332	1332	1332	1332
	416.3	1665	1665	1665	1665	1665
	500	2000	2000	2000	2000	2000
5000	25	50	55	60	68	80
	50	100	110	120	135	160
	75	150	165	180	203	240
	100	200	220	240	270	320
	125	250	275	300	336	400
	167	334	367	401	451	534
	250	500	550	600	668	668
	333	668	668	668	668	668
	416.3	833	833	833	833	833
	500	1000	1000	1000	1000	1000
7620	25	50	55	60	68	80
	50	100	110	120	135	160
	75	150	165	180	203	240
	100	200	220	240	270	320
	125	250	275	300	336	400
	167	334	367	401	451	534
	250	500	550	600	668	668
	333	668	668	668	668	668
	416.3	833	833	833	833	833
	500	1000	1000	1000	1000	1000
13800	25	50	55	60	68	80
	50	100	110	120	135	160
	75	150	165	180	203	240
	100	200	220	240	270	320
	125	250	275	300	336	400
	167	334	367	401	451	534
	250	500	550	600	668	668
	333	668	668	668	668	668
	416.3	833	833	833	833	833
	500	1000	1000	1000	1000	1000
14400	25	50	55	60	68	80
	50	100	110	120	135	160
	75	150	165	180	203	240
	100	200	220	240	270	320
	125	250	275	300	336	400
	167	334	367	401	451	534
	250	500	550	600	668	668
	333	668	668	668	668	668
	416.3	833	833	833	833	833
	500	1000	1000	1000	1000	1000

Tabla 60. Características de los reguladores de tensión.

16 NORMAS

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MERP No. 91: Design of Guyed Electrical Transmission Structures – 1997.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / PRECAST-PRESTRESSED CONCRETE INSTITUTE (PCI) – W1814-JR412: Guide for the Design of Prestressed Concrete Poles – 1997.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 111: Reliability-Based Design of Utility Pole Structures – 2006.

AMERICAN SOCIETY OF CIVIL ENGINEERS (ASCE) / STRUCTURAL ENGINEERING INSTITUTE (SEI) – MOP No. 74 3rd Ed.: Guidelines for Electrical Transmission Structural Loading – 2010.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE INGENIERÍA SISMICA (AIS) – Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente (NSR-10) – 2010.

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – WG 22.06 Technical Brochure 178: Probabilistic Design of Overhead Transmission Lines – 2001.

CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDES RÉSEAUX ELECTRIQUES (CIGRÉ) – TF B2.11.04 Technical Brochure 273: Overhead Conductor Safe Design Tension with respect to Aeolian Vibrations – 2005.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI) – Transmission Line Reference Book: Wind-Induced Conductor Motion (The Orange Book) 2nd Ed. - 2008.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS (ICONTEC) - NTC 3524: Electrotecnia. Herrajes y accesorios para redes y líneas aéreas de distribución de energía eléctrica - Guía para la selección y localización de amortiguadores tipo Stockbridge – 1993.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – Technical Report IEC TR 61774 1st Ed.: Overhead Lines - Meteorological data for assessing climatic loads – 1997.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – International Standard IEC 60826 3rd Ed.: Design Criteria of Overhead Transmission Lines – 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC) – International Standard IEC 60815-1: Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions – 1986.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA – REPUBLICA DE COLOMBIA (MINMINAS) Resolución No.18 1294: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – 2008

THE CANADIAN STANDARDS ASSOCIATION (CSA) – CSA International A14-00: Concrete poles – 2000.

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE) Standard 142: Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems – 1991

THE INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, INC. (IEEE) Standard 738: Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors – 2006.

Resolución 90708 de 30 de Agosto de 2013 del Ministerio de Minas y Energías. Anexo general Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)

17 BIBLIOGRAFÍA

Metal-Oxide Surge Arresters in High-Voltage Power Systems Fundamentals. 3rd edition
Volker Hinrichsen SIEMENS. 2011

Electrical-distribution-system-protection-cooper-power-systems. COOPER POWER SYSTEMS.
2005

Protección de Sistemas Eléctricos. Samuel Ramírez Castaño. Universidad Nacional de Colombia
Manizales. Primera edición. 2003.

Manual norma de **Red Aérea MT**



CELSIA