



La fuerza que transforma

Manual

Proyecto Tipo: Líneas Eléctricas Aéreas M.T. Sin Neutro

Código: **DE.MA.020**

Edición: **01**

Fecha de aprobación: 07/01/2022

Elaborador(es):

ING. JUAN DE DIOS SUAREZ FORERO
Normativas Técnicas

ING. ALBERTO GIRALDO OCAMPO
Normativas Técnicas

Revisor(es):

ING. RAÚL LOBO GUARDIOLA
Normativas Técnicas e Investigación & Desarrollo.

ING. JAVIER MELGAREJO CALDERÓN
Gerencia Gestión Normativa y BDA.

Aprobador(es):

ING. CESAR MONTOYA ROMÁN
Gerencia técnica

ING. SANTIAGO POSSO MARMOLEJO
Gestión de Red.

INDICE DOCUMENTOS

Documento N° 1: **GENERALIDADES**

Documento N° 2: **MEMORIA**

DOCUMENTO N.º 1 GENERALIDADES

GENERALIDADES

ÍNDICE

- 1. INTRODUCCIÓN**
- 2. OBJETO**
- 3. REGLAMENTACIÓN**
- 4. CAMPO DE APLICACIÓN**

1. INTRODUCCION

El presente documento constituye el PROYECTO TIPO AIR-E aplicable a líneas eléctricas de simple circuito, con conductores ACSR 336.4 MCM (LINNET), 266 MCM (PARTRIGDE), 4/0 AWG (PENGUIN) 1/0 AWG (RAVEN), o conductores AAAC, 394.5 MCM (CANTON), 312.8 (BUTTE), 246.9 MCM (ALLIANCE), 123.3 MCM (AZUSA), con aislamiento rígido, frecuencia nominal de 60 Hz y tensiones nominales de 13.2 y 34.5 kV.

2. OBJETO

Tiene por objeto el presente PROYECTO TIPO, establecer y justificar todos los datos constructivos que permiten la ejecución de cualquier obra que responda a las características indicadas anteriormente, sin más que aportar cada proyecto concreto las particularidades específicas del mismo (cálculos eléctricos y mecánicos, plano de situación y emplazamiento, plano de perfil, relación de propietarios, cruzamientos, presupuestos, etc.

Por otro lado, el presente documento servirá de base genérica para la tramitación oficial de cada obra, en cuanto a la Autorización Administrativa, Autorización de Ejecución y Declaración de Utilidad Pública en concreto, sin más requisitos que la presentación de las características particulares de la misma, haciendo constar que su diseño se ha realizado de acuerdo con el PROYECTO TIPO AIR-E DE LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS M.T. SIN NEUTRO

3. REGLAMENTACIÓN

La reglamentación y documentos técnicos de referencia consisten en el marco normativo e información técnica que se ha utilizado para la elaboración del presente documento del Proyecto Tipo. En el numeral 15, se presenta en detalle las referencias normativas; a continuación, se hace un resumen de las normas nacionales e internacionales utilizadas:

Normas y reglamentos nacionales

- ICONTEC. (2013). Prefabricados en concreto. Postes de concreto para líneas de energía eléctrica y telecomunicaciones (NTC 1329). <https://www.icontec.org/>
- Norma Técnica Colombiana NTC 2050.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE.
- Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público – RETILAP.
- Comité AIS 100. (2010). Reglamento Colombiano de Construcción Sismo Resistente NSR-10. Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica.

Normas y reglamentos internacionales

- ACI Committee 318. (2019). 318-19: Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary.
- ASCE. (2016). Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures (ASCE/SEI 7-16). American Society of Civil Engineers.
- National Electrical Safety Code (NESC) - Estados Unidos. Edición 2017.
- Norma IEEE 80 – 2000. Sistemas de Puesta Tierra.
- International Electrotechnical Commission, 2017. IEC 60826: Design criteria of overhead transmission lines. Geneva, Switzerland: IEC.
- 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.

Además, como documentación complementaria se han consultado los siguientes, entre otros:

- Criterios de Arquitectura de Red - Área Caribe.
- Decreto 0283 del Ministerio de Minas y Energía del 30 enero de 1.990
- Norma NTC 1914. Dibujo Técnico. Rotulado de planos
- Hardy, C., Krispin, H., Leblond, A., Rawlins, C., Papailiou, K., Cloutier, L., & Dulhunty, P. (2005). Overhead conductor safe design tension with respect to aeolian vibrations (Issue June).
- Müller, R., Pfeifroth, U., Träger-Chatterjee, C., Trentmann, J., & Cremer, R. (2015). Digging the METEOSAT treasure-3 decades of solar surface radiation. Remote Sensing, 7(6), 8067–8101. <https://doi.org/10.3390/rs70608067>
- Rienecker, M. M., Suarez, M. J., Gelaro, R., Todling, R., Bacmeister, J., Liu, E., Bosilovich, M. G., Schubert, S. D., Takacs, L., Kim, G. K., Bloom, S., Chen, J., Collins, D., Conaty, A., Da Silva, A., Gu, W., Joiner, J., Koster, R. D., Lucchesi, R., ... Woollen, J. (2011). MERRA: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications. Journal of Climate, 24(14), 3624–3648. <https://doi.org/10.1175/JCLI-D-11-00015.1>.
- Kiessling, F., Nefzger, P., Nolasco, J. F., Kaintzyk, U., Overhead Power Lines Planning, Designing and Construction (Springer, Berlin, 2003), pp. 565–570.
- Seiler, P. S. (2013). Hendrix Covered Conductor Manual. Albany, Australia.
- LESKINEN, T., & LOVRENČIĆ, V. (2004). B2-207-Finnish and Slovene Experience of Covered conductors Overhead Lines.

4. CAMPO DE APLICACIÓN

El proyecto tipo AIR-E de Líneas Eléctricas Aéreas de MT, sin neutro se aplicará al diseño general y cálculo de los diferentes elementos que intervienen en la construcción de líneas eléctricas aéreas de simple circuito, en las que se empleen conductores ACSR 477 MCM (HAWK), 336.4 MCM (LINNET), 266 MCM (PARTRIGDE), 4/0 AWG (PENGUIN) 1/0 AWG (RAVEN), o conductores AAAC, 559.5 MCM (DARIEN), 394.5 MCM (CANTON),

312.8 (BUTTE), 246.9 MCM (ALLIANCE), 123.3 MCM (AZUSA), con aislamiento rígido, frecuencia nominal de 60 Hz y tensiones nominales de 13.2 y 34.5 kV.

Para su aplicación al proyectar una obra concreta deberán tenerse en cuenta las siguientes circunstancias:

- a) Longitud, topología de la línea y potencia a transportar
- b) Máxima caída de tensión porcentual admisible hasta las distintas cargas
- c) Factores de potencia de las distintas cargas
- d) Expansión futura (nuevos suministros y/o incrementos de demanda)
- e) Accesibilidad de la línea
- f) Características de la red existente a la que ha de ser conectada
- g) Consideraciones económicas

Los puntos (a) y (c) permiten calcular el “momento eléctrico”, que junto con (b) limitarán la sección del conductor a utilizar. La potencia para transportar deber ser aquella que se prevea a largo plazo.

Es aconsejable en algunos casos, punto (f), que cuando se construyan derivadas de líneas ya existentes, se debe seleccionar la clase de apoyos y el tipo de aislamiento con las mismas características de la red existente, con el objeto de mantener cierta uniformidad. Si la red existente posee apoyos de madera no implica que en la línea o ramal nuevo se deban utilizar este tipo de apoyos.

Cuando las características particulares de la línea aconsejen hacer un proyecto especial, por ejemplo, nivel de tensión o uso de conductores distintos a los establecidos, no se tendrá que adoptar estrictamente este PROYECTO TIPO.

DOCUMENTO N.º 2 MEMORIA

ÍNDICE

1. OBJETO	17
2. GLOSARIO DE TÉRMINOS	18
3. DELIMITACIÓN DE ZONAS PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS	22
3.1. ZONAS POR VELOCIDAD DE VIENTO	22
3.2. ZONAS POR NIVELES DE CONTAMINACIÓN	23
4. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS	23
4.1. AISLAMIENTO	23
4.2. CONDUCTORES	26
4.3. CABLE DE GUARDA	28
4.4. POSTES Y CIMENTACIONES	29
4.4.1. Postes	29
4.4.2. Cimentaciones	31
4.5. ESTRUCTURAS	32
4.5.1. Configuración en Bandera	32
4.5.2. Configuración Triangular – Compacta vano largo	32
4.5.3. Configuración Horizontal	33
4.5.4. Configuración Compacta	34
4.5.5. Configuración Vertical	34
4.6. RETENIDAS	36
4.6.1. Consideraciones respecto a la instalación de la retenida	40
4.7. PUESTA A TIERRA	42
4.7.1. Generalidades	42
4.7.2. Conductor a tierra	42
4.7.3. Electrodo de Puesta a Tierra	43
4.8. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA	43
4.8.1. Conexión de clientes a la red de media tensión de 13,2 kV	44
4.8.1.1. Aspectos generales	44
4.8.1.2. Conexión de cargas potencialmente perturbadoras	47
5. DISTANCIAS DE SEGURIDAD	48
5.1. GENERALIDADES	48
5.2. DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA	48

5.2.1. Distancia entre conductores de línea	48
5.2.2. Distancia de conductores o elementos energizados a soportes y demás elementos conectados normalmente a tierra.	49
5.2.3. Distancia entre conductores energizados de distinta fase del mismo o diferente circuito (Derivaciones)	49
5.2.4. Distancia vertical sobre suelo de equipo de servicio eléctrico instalado en estructuras	50
5.3. CRUZAMIENTOS	50
5.3.1. Líneas eléctricas y de telecomunicación soportadas por diferentes estructuras	50
5.3.2. Distancias mínimas en cruzamientos con diferentes lugares y situaciones	51
5.4. PASO POR ZONAS	53
5.4.1. Paso por zonas con edificaciones	53
5.4.2. Bosques, árboles y masas de arbolado	54
5.5. PARALELISMOS	54
5.5.1. Con líneas eléctricas	54
5.5.2. Con líneas de telecomunicación	55
5.5.3. Con retenidas y mensajeros sujetos a la misma estructura	55
5.5.4. Carreteras, caminos y calles	55
5.5.5. Vías de ferrocarril	55
6. CALCULO ELÉCTRICO	56
6.1. CORRIENTE NOMINAL	56
6.2. CAÍDA DE TENSIÓN	56
7. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (PAT)	58
7.1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR A TIERRA	58
7.2. SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA	58
8. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES	60
8.1. GENERALIDADES	60
8.2. HIPÓTESIS DE CARGA	60
8.3. LÍMITES DE TENSE	62
8.4. PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR	63
8.1. VANOS IDEALES DE REGULACIÓN	66
8.2. TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO	67
8.3. TABLAS DE REGULACIÓN	67
8.4. CURVAS DE PLANTILLADO	67
9. CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES	69

9.1. GENERALIDADES	69
9.2. HIPÓTESIS NORMALES	71
9.2.1. Fuerzas Verticales Permanentes	71
9.2.2. Fuerzas horizontales transversales	72
9.2.2.1. Fuerza Horizontal Transversal por la Acción del Viento sobre conductores - Viento Máximo. Apoyos FL, ANC (0°)	72
9.2.2.2. Fuerza Horizontal Resultante debida a la Acción del Viento transversal sobre conductores (Viento Máximo) y Resultante de Tensiones. Apoyos AL, ANG, ANC.	73
9.2.2.3. Fuerzas Horizontal Transversal por la acción del Viento en postes, aisladores y Equipos -Viento Máximo	74
9.2.2.3.1. Sobre postes	74
9.2.2.3.2. Sobre aisladores	75
9.2.2.3.3. Sobre equipos	76
9.2.2.4. Fuerzas Horizontales por Excentricidad del Peso Propio de Conductores.	76
9.2.2.5. Fuerzas Horizontales por Excentricidad del Peso de Equipos	77
9.2.3. Fuerzas Horizontales Longitudinales	77
9.2.3.1. Fuerza Horizontal Longitudinal por Desequilibrio Real de Tensión. Apoyos ANC (0°) y FL.	77
9.2.3.2. Fuerza Horizontal Longitudinal por Excentricidad del peso propio de Equipos.	79
9.3. HIPÓTESIS ANORMALES	79
9.3.1. Fuerzas verticales permanentes	79
9.3.2. Fuerza horizontal longitudinal por rotura de conductor – Tensión con Viento reducido	79
9.3.3. Fuerza horizontal longitudinal por 50% de Desequilibrio de Tensiones con Viento Máximo	80
9.4. SELECCIÓN DEL APOYO AUTOSOPORTADO	81
9.4.1. Cargas últimas y factores de mayoración	81
9.4.2. Método de selección Apoyo de hormigón Autosoportado	83
9.4.2.1. Carga Vertical	83
9.4.2.2. Rotura a Flexión – Hipótesis Normal	83
9.4.2.2.1. Para Postes de Alineación y Angulares	83
9.4.2.2.2. Para Postes de FL	83
9.4.2.2.3. Para Postes de ANC (0°)	83
9.4.2.3. Rotura a Flexión – Hipótesis Anormal	83
9.4.2.4 Momento Torsor – Hipótesis Anormal	84

10. CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS	86
10.1. RETENIDAS	86
10.1.1. Retenida Bisectora. Método Simplificado	86
10.1.1.1. Apoyos tipo ANG	86
10.1.1.2. Postes tipo FL y ANC (0°)	89
10.1.2. Conjunto a 90°. - Método Simplificado	92
10.2. Ancla de la retenida	96
11. CÁLCULO DE CIMENTACIONES	99
11.1. CARACTERIZACIÓN DE LOS TIPOS DE TERRENO	99
11.2. MÉTODO DE CÁLCULO	100
11.2.1. Consideraciones generales	100
12. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS.	102
13. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO	105
13.1. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA ESCOGENCIA DE LA ZONA DE CONTAMINACIÓN Y DE VIENTO.	105
13.2. CRITERIOS RELACIONADOS CON EL TRAZADO DE LA LÍNEA.	105
13.3. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR.	106
13.4. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN.	106
13.5. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE POSTES.	106
13.6. CRITERIOS PARA EL MUESTREO DE SUELOS.	106
14. ANEXOS	107
15. NORMAS	108

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 - Aislamiento de acuerdo con los Niveles de contaminación para 13,2 kV	24
Tabla 2 - Aislamiento de acuerdo con los Niveles de contaminación para 34,5 kV	24
Tabla 3 - Características Generales de los Aisladores Tipo Poste	25
Tabla 4 - Características Generales de los Aisladores Tipo Cadena	26
Tabla 5 - Conductores de acuerdo con los Niveles de contaminación	26
Tabla 6 - Características Generales de los Conductores ACSR	27
Tabla 7 - Características Generales de los Conductores AAAC	28
Tabla 8 - Características Generales del cable de guarda	29
Tabla 9 - Características Generales de los Postes de Hormigón	30
Tabla 10 - Tipo de Configuración	35
Tabla 11 - Características Generales de los Cables de Acero Galvanizado	39
Tabla 12 - Características Generales de las Varillas de Anclaje	39
Tabla 13 - Características Generales de los Aisladores Tensores	39
Tabla 14 - Características Generales de la Pletina de Sujeción de Retenida	39
Tabla 15 - Características Generales de los conductores a tierra	43
Tabla 16 - Características Generales de los electrodos de PAT	43
Tabla 17 - Selección equipo conexión a 13,2 kV en SE Rural	44
Tabla 18 - Selección equipo conexión a 13,2 kV en SE Urbana	44
Tabla 19 - Criterio de cortacircuitos caso 2-R	45
Tabla 20 - Criterio de cortacircuitos caso 2-U	46
Tabla 21 - Distancias de seguridad vertical sobre el suelo	50
Tabla 22 - Distancias mínimas verticales para cruce de líneas	51
Tabla 23 - Altura mínima de conductores sobre diferentes superficies	52
Tabla 24 - Distancia mínima de conductores al paso por diferentes zonas	53
Tabla 25 - Separación mínima a estructuras varias (m)	54
Tabla 26 - Separación mínima entre conductores y líneas de comunicación	55
Tabla 27 - Valores típicos de resistividad del terreno	58
Tabla 28 - Configuraciones PAT de acuerdo con Resistividad Aparente del Terreno	59
Tabla 29 - Hipótesis de carga para conductores	60
Tabla 30 - Temperaturas para Hipótesis de carga	61
Tabla 31 - Sobrecarga (por viento) para las Hipótesis	61
Tabla 32 - Límites de Tense por Conductor para la Hipótesis EDS	63

Tabla 32a - Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m) - Viento máximo y viento reducido	65
Tabla 32b - Peso unitario aparente del conductor (daN/m) - Viento máximo y viento reducido	66
Tabla 33 - Hipótesis y tipos de cargas	69
Tabla 34 - Fuerza equivalente por viento sobre el poste	75
Tabla 35 - Fuerza Equivalente por viento sobre el aislador tipo poste.	76
Tabla 36 - Fuerzas calculadas según numerales 9.2 y 9.3 para cada tipo de apoyo.	81
Tabla 37 - Hipótesis Normales para apoyos de hormigón	81
Tabla 38- Hipótesis Anormales para postes de hormigón	82
Tabla 39- Capacidad mecánica de postes	82
Tabla 40- Formulación Método Simplificado para Apoyo Autosoportado	85
Tabla 41- Cálculo de resistencia de retenida ANG - Bisectora	87
Tabla 42- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Bisectora	88
Tabla 43- Cálculo de resistencia Poste FL y ANC -Bisectora	89
Tabla 44- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Bisectora	90
Tabla 45- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Conjunto a 90°	92
Tabla 46- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Conjunto a 90°	94
Tabla 47- Fuerza vertical última para Apoyos con retenidas	95
Tabla 48- Carga máxima que puede ser aplicada a la retenida de acuerdo con el tipo de ancla y el tipo de suelo [kN]	97
Tabla 49 – Carga máxima que puede ser aplicada a la retenida de acuerdo con el tipo de poste y tipo de retenida [kN]	98
Tabla 50- Clasificación 1 de terrenos y sus características	99
Tabla 51- Clasificación 2 de terrenos y sus características	99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Mapa de Vientos	22
Figura 2 - Mapa de Niveles de Contaminación	23
Figura 3 - Solado base de cimentaciones prismáticas o cilíndricas	31
Figura 4 - Configuración en Bandera	32
Figura 5 - Configuración Triangular – Compacta vano largo	33
Figura 6 - Configuración Horizontal	33
Figura 7 - Bayonetas metálicas	34
Figura 8 - Configuración Compacta	34
Figura 9 - Configuración Vertical	35
Figura 10 - Retenida Bisectora	37
Figura 11 - Conjunto a 90°	37
Figura 12 - Retenida a Poste Auxiliar	38
Figura 13 - Retenida Directa a Tierra	38
Figura 14 - (FANT \approx FPOST)	41
Figura 15 - FANT » FPOST	41
Figura 16 - FANT « FPOST	42
Figura 17 - Distancias de seguridad en zonas de construcciones	53
Figura 18 - Diagrama Caída de Tensión	56
Figura 19 - Diagrama de fuerzas en conductores de líneas aéreas.	64
Figura 20 - Curva de plantillado (parábola máxima)	68
Figura 21 - Sistema cartesiano de cargas	69
Figura 23 - FTEC	77
Figura 25 - Rotura de Conductor	80
Figura 26 - 50% de desequilibrio de tensiones	80
Figura 27 - Fuerzas actuantes sobre apoyo con retenidas.	86
Figura 28 - Dimensiones del Ancla de Concreto	96
Figura 29 - Matriz de riesgo de descargas atmosféricas	102
Figura 30 - Configuraciones para niveles de riesgo medio a muy alto	104

1. OBJETO

El objeto del presente documento Memoria es establecer las características técnicas que debe cumplir la construcción de redes aéreas desnudas de MT para 13,2 y 34,5 kV en el sistema eléctrico operado por AIR-E S.A.S. E.S.P. en Colombia.

2. GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANCLAJE: Poste cuya función es contener ó 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).

BAYONETA: Estructura de perfiles angulares metálicos cuya función es soportar el cable de guarda de la línea eléctrica de media tensión.

CABLE DE GUARDA: Cable sin tensión eléctrica tendido en paralelo y sobre los conductores de fase de una línea de media tensión. Se instala en la parte superior de las estructuras y sirve como cobertura o apantallamiento para los conductores ante las descargas atmosféricas.

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

CIGRE: International Council On Large Electric Systems (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos).

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

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. Se calcula como la semisuma de las longitudes de los vanos anterior y posterior.

ESFUERZO EQUIVALENTE: de una fuerza F_x , aplicada a una altura h_F del poste, es aquella que crea el mismo momento flector que F_x , pero aplicada a la misma altura que el esfuerzo nominal del poste. Se calcula así:

$$F_x^* = \frac{h_F}{h_N} F_x$$

donde:

F^* : Esfuerzo EQUIVALENTE de la fuerza (daN)
FX: Fuerza x aplicada en el punto hF (daN)
hF: Altura del punto de aplicación de FX medida desde el nivel del terreno (m)
 h_N : Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre poste, medido desde el nivel del terreno, menos 0,2 m).

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

HIPÓTESIS DE CÁLCULO MECÁNICO: 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 CONTAMINACIÓN: Equivale al grado de contaminación ambiental al que se encuentran expuestas las líneas de distribución. Los niveles se definen de acuerdo con el grado de exposición de las líneas a la salinidad marina, contaminación industrial, polución, etc.

PROYECTO ESPECÍFICO: 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 ELÉCTRICO: Conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transporte, distribución y uso final de la energía eléctrica.

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

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

TABLA DE TENDIDO: Tabla que indica los tenses 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 CIGRE.

TENSE REDUCIDO: Se calcula a partir de considerar una condición de tensión (un % de la tensión última de ruptura del conductor-TUR, actualmente fijada en el 8%) más restrictiva que la de tense normal, en la cual se garantice el cumplimiento de las restricciones de flechas / distancias de seguridad, y a su vez los tenses transmitidos por los conductores a las estructuras sean menores. Su aplicación es para cantones cuyo vano regulador es menor o igual a 50 metros en áreas urbanas.

TENSIÓN 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 RÁFAGA: 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 50 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 60826/2017. Se utiliza en la hipótesis de rotura de conductores, siguiendo la tercera medida de seguridad recomendada por IEC 60826/2017.

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

PERIODO DE RETORNO VARIABLE CLIMÁTICA: Es la estimación del intervalo de tiempo entre eventos climáticos de cierta intensidad. El período de retorno teórico es el inverso de la probabilidad de que la intensidad del evento climático exceda al valor máximo en un año, por ejemplo, si se considera un periodo de retorno de 50 años para viento máximo, significa, que anualmente se tiene una probabilidad del 2% que dicha velocidad sea excedida.

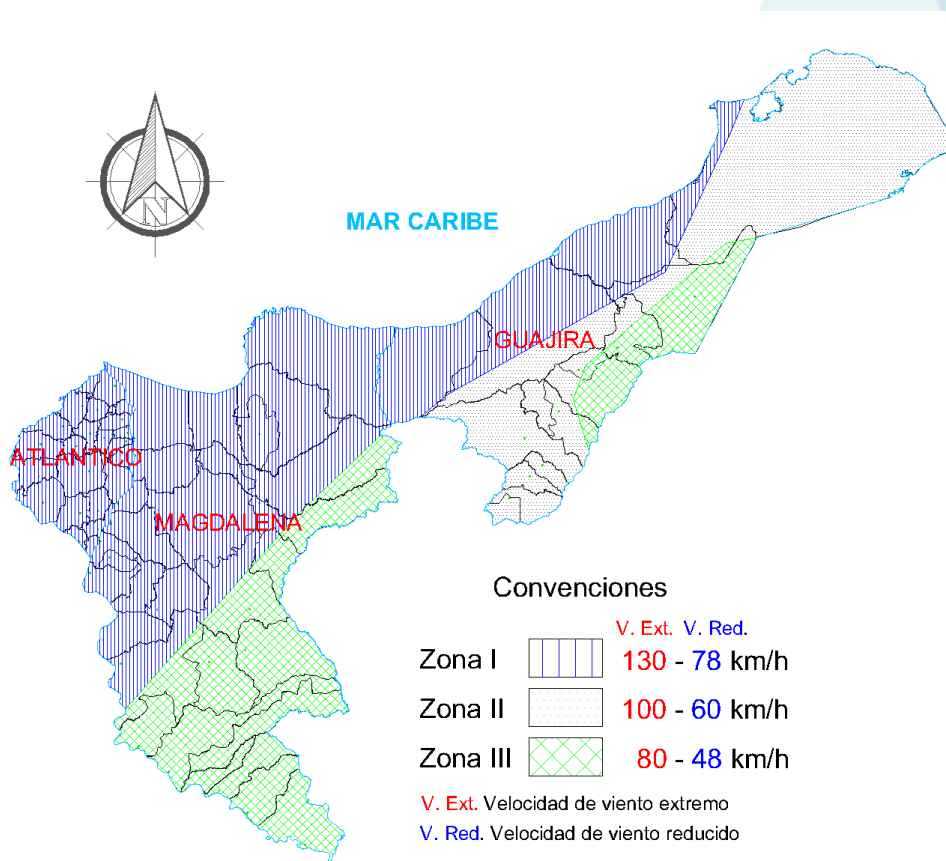
3. DELIMITACIÓN DE ZONAS PARA EL DISEÑO DE LÍNEAS

Para todos los Proyectos Específicos diseñados en el área de operación de AIR-E S.A.S. E.S.P. se debe definir la zona territorial donde se encuentra emplazada la línea objeto del proyecto, determinada por las velocidades de viento y los niveles de contaminación.

3.1. ZONAS POR VELOCIDAD DE VIENTO

En la Figura 1, se presenta la cobertura de cada zona en el área geográfica operada por AIR-E S.A.S. E.S.P y en el anexo A GENERALIDADES numeral A1.1 se presentan las zonas de viento por departamento. La justificación de los valores calculados para ambas velocidades de viento y para cada una de las zonas y áreas, se encuentra en el apartado B2.1 del anexo B.

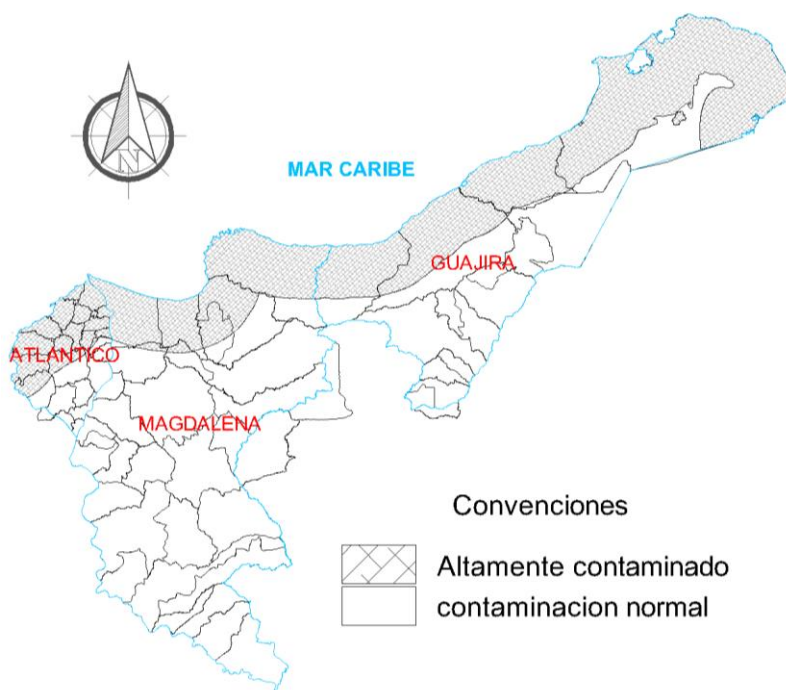
Figura 1 - Mapa de Vientos



3.2. ZONAS POR NIVELES DE CONTAMINACIÓN

En la Figura 2, se presenta la cobertura de las zonas por nivel de contaminación en el área geográfica operada por AIR-E S.A.S. E.S.P. Se toma como referencia lo establecido en la resolución CREG 015-2018 capítulo 4 numeral 4.1.5; el valor adicional de reconocimiento para administración, operación y mantenimiento (A.O.M) por condiciones ambientales, aplicable a todos los activos del OR que están a menos de 30 km de la orilla del mar. En el Anexo A GENERALIDADES numeral A1.2 se muestran dichas zonas por departamento.

Figura 2 - Mapa de Niveles de Contaminación



4. ELEMENTOS DE LAS LÍNEAS

Todos los materiales empleados para la construcción de líneas 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.

Las tablas 1 y 2 definen los aisladores a utilizar según nivel de contaminación y tensión.

Tabla 1 - Aislamiento de acuerdo con los Niveles de contaminación para 13,2 kV

Tipo	Descripción	Denominación	Nivel de Contaminación
Tipo poste	Aislador porcelano Line post	ANSI 57-1	Contaminación Normal (1)
	Aislador Compuesto Hibrido	PH-13,2	Altamente contaminado (2)
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS15	Contaminación Normal (1)
		ANSI DS28	Altamente contaminado (2)

Tabla 2 - Aislamiento de acuerdo con los Niveles de contaminación para 34,5 kV

Tipo	Descripción	Denominación	Nivel de Contaminación
Tipo Poste	Aislador Porcelana Tipo Poste	ANSI 57-3	Contaminación Normal (1)
	Aislador polimérico tipo poste	PC 69	Altamente contaminado (2)
	Aislador Porcelana Tipo Poste	ANSI 57-5	Altamente contaminado (2)
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS35	Contaminación Normal (1)
		ANSI DS46	Altamente contaminado (2)

Notas:

- (1) El nivel de contaminación normal corresponde al nivel II de acuerdo con la norma IEC 60815, con una distancia de fuga de 20 mm/kV.
- (2) El nivel altamente contaminado, corresponde al nivel IV de acuerdo con la norma IEC 60815, con una distancia de fuga de 31 mm/kV.

En las tablas 3 y 4 se indican las características dimensionales, mecánicas, radioeléctricas y eléctricas para los Aisladores Tipo poste y los Aisladores Tipo cadena.

Tabla 3 - Características Generales de los Aisladores Tipo Poste

Denominación		Contaminación Normal		Altamente Contaminado		
		ANSI 57-1	ANSI 57-3	PH-13,2	ANSI 57 -5	PC 69
Características Dimensionales	Longitud (mm)	228	381	254	508	570
	Distancia de Fuga (mm)	≥356	≥736	≥465	≥1143	≥1143
	Distancia de Arco Seco (mm)	≥165	≥311	≥ 185	≥ 438,5	483
Características Mecánicas	Carga de Falla a Flexión (daN)	≥ 1,245	≥ 1,245	≥ 1,245	≥ 1,245	≥ 1,245
	Carga de Rutina a Flexión (daN)	≥498	≥498	≥498	≥498	≥498
Características Radio Eléctricas	Tensión R.I.V. a tierra (kV)	15	30	15	44	44
	Máximo RIV a 1 MHz (μV)	100	200	100	200	100
Características Eléctricas	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)	≥70	≥125	≥70	≥160	251
	Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	≥50	≥95	≥50	≥130	209
	Tensión crítica de contorno a impulso (+) (kV) pico	≥120	≥200	≥120	≥265	385

Tabla 4 - Características Generales de los Aisladores Tipo Cadena

Denominación		Contaminación Normal		Altamente Contaminado	
		DS - 15	DS - 35	DS - 28	DS - 46
Características Dimensionales	Longitud (mm)	330±15	525±60	430±25	590±50
	Distancia de Fuga (mm)	≥355	≥730	≥550	≥1.085
Características Mecánicas	Carga de falla a tracción (daN)	≥7.000	≥7.000	≥7.000	≥7.000
	Carga de torsión (daN m)	≥4,8	≥4,8	≥4,8	≥4,8
Características Radio Eléctricas	Tensión de ensayo R.I.V. a tierra (kV)	15	30	20	30
	Máximo RIV a 1 MHz (µV)	10	10	10	10
Características Eléctricas	Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)	≥90	≥145	≥130	≥180
	Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)	≥65	≥130	≥100	≥145
	Tensión crítica de a contorno impulso (+) (kV) pico	≥140	≥250	≥190	≥280

4.2. CONDUCTORES

Los conductores para emplear serán de aluminio – acero (ACSR), y de aleación de aluminio AAAC 6201-T81. En la Tabla 5 se definen las zonas donde se deben proyectar la utilización de uno u otro conductor.

Tabla 5 - Conductores de acuerdo con los Niveles de contaminación

Designación	Descripción	Aplicación
AAAC	Conductor de aleación de aluminio	líneas de distribución aérea, urbana y rural, zonas con niveles de alta contaminación
ACSR	Conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con Zinc	líneas de distribución aérea, urbana y rural, zonas con niveles de contaminación normal

En las tablas 6 y 7 se indican las principales características de los conductores.

Tabla 6 - Características Generales de los Conductores ACSR

Denominación			477 kcmil	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	53,51
	Acero (mm²)		39,93	27,72	22,02	17,87	8,92
Composición	Aluminio	N° Alambres	26	26	26	6	6
		Diámetro (mm)	3,44	2,89	2,57	4,77	3,37
	Acero	N° Alambres	7	7	7	1	1
		Diámetro (mm)	2,67	2,25	2,00	4,77	3,37
Diámetro Nominal del Cable (mm)			21,793	18,29	16,307	14,31	10,109
Peso (daN/m)			0,9561	0,6747	0,5355	0,4246	0,2118
Carga de Rotura (daN)			≥ 8.677	≥ 6.270	≥ 5.028	≥ 3.716	≥ 1.949
Módulo de elasticidad (daN/mm²)			≤ 7.700	≤ 7.700	≤ 7.700	≤ 8.100	≤ 8.100
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)			≤ 18,9 x 10 ⁻⁶			≤ 19,1 x 10 ⁻⁶	
Resistencia eléctrica en CA a 75°C (Ω/km)			0,1432	0,2038	0,2570	0,3241	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)			2,55	2,90	3,16	3,16	4,22
Intensidad Max. Admisible (A) (*)			616,96	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

Tabla 7 - Características Generales de los Conductores AAAC

Denominación		559,5 Kcmil	394,5 kcmil	312,8 kcmil	246,9 kcmil	123,3 kcmil
		Darien	Canton	Butte	Alliance	Azusa
Sección Transversal	Total (mm ²)	283,67	199,91	158,58	125,08	62,43
Composición	Nº Alambres	19	19	19	7	7
	Diámetro (mm)	4,36	3,66	3,26	4,77	3,37
Diámetro Nominal del Cable (mm)		21,8	18,30	16,30	14,31	10,11
Peso (daN/m)		0,7631	0,5379	0,4267	0,3366	0,1680
Carga de Rotura (daN)		≥ 8.364	≥ 5.860	≥ 4.650	≥ 3.780	≥ 1.890
Módulo de Elasticidad (daN/mm ²)		≥ 6 180				
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		≤ 23 x 10 ⁻⁶				
Resistencia Eléctrica en CA a 75°C (Ω/km)		0,1388	0,1975	0,2491	0,3155	0,6316
Resistencia Eléctrica en CC a 20°C (Ω/km)		0,1158	0,1643	0,2072	0,2625	0,5255
Densidad máxima de corriente (A/mm ²)		2,21	2,51	2,74	2,98	3,87
Intensidad Max. Admisible (A)(*)		626,76	502,48	434,38	373,31	241,58

(*) 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. CABLE DE GUARDA

Se instalará cable de guarda en las líneas de media tensión; siempre y cuando se requiera, según los resultados del análisis de riesgo por rayos, siguiendo las consideraciones del Apartado 12 de esta Memoria. El cable para utilizar será el Aluminium Clad Steel 7 N°8 el cual tiene las siguientes características:

Tabla 8 - Características Generales del cable de guarda

Denominación		Aluminium Clad Steel
Sección Transversal	Total (mm ²)	58.56
Composición	Nº Alambres	7
	Diámetro nominal del alambre (mm)	3.264
Diámetro Nominal del Cable (mm)		9,78
Peso (daN/m)		0,382
Carga de Rotura (daN)		≥ 7.086
Módulo de Elasticidad (daN/mm ²)		15.886
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		13*10 ⁻⁶

4.4. POSTES Y CIMENTACIONES

4.4.1. Postes

Los postes serán de hormigón pretensado, fibra de vidrio y metálicos, de resistencia adecuada al esfuerzo que han de soportar.

En la Tabla 9 se indican las principales características de los postes de hormigón. 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)

Tabla 9 - Características Generales de los Postes de Hormigón

Denominación	Altura (m)	Carga de Rotura (daN) (1)	Diámetro cima (cm)	Diámetro base (cm)
PH-12/500 daN	12	500	14	32
PH-12/735 daN	12	735	16	34
PH-12/1030 daN	12	1.030	19	37
PH-12/1324 daN	12	1.324	20	38
PH-12/1600 daN	12	1600	23,5	41,5
PH-12/2500 daN	12	2500	27	45
PH-12/4000 daN	12	4000	34	52
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
PH-14/1600 daN	14	1600	23,5	44,5
PH-14/2500 daN	14	2500	27	48
PH-14/4000 daN	14	4000	34	55
PH-16/1600 daN	16	1600	21	45
PH-16/2000 daN	16	2000	26	50
PH-16/2500 daN	16	2500	28	52

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

La función del poste de anclaje es contener o evitar la propagación de una falla como consecuencia de la rotura de un conductor; se instalan para proporcionar puntos fuertes en la red que impidan la destrucción total de la misma, en caso de ruptura de un conductor o colapso de alguna estructura contenida en el tramo. Poseen cadenas de amarre, primordialmente deben colocarse en alineación y utilizando la configuración vertical¹; igualmente se considerará anclaje cuando exista un cambio de sección del conductor.

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 3 km en líneas rurales y 1,5 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 Proyecto Tipo del presente documento, se prescindirá de su consideración, debiendo justificarse su utilización en cada Proyecto Específico de línea en que hayan de utilizarse.

¹ Se considera usar la configuración vertical debido a que es la que genera menor brazo de momento de giro, permitiendo el uso de estructuras menos robustas.

4.4.2. 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. Se dará preferencia a las cimentaciones tipo directa, excepto en terrenos poco rígidos que será tipo monobloque.

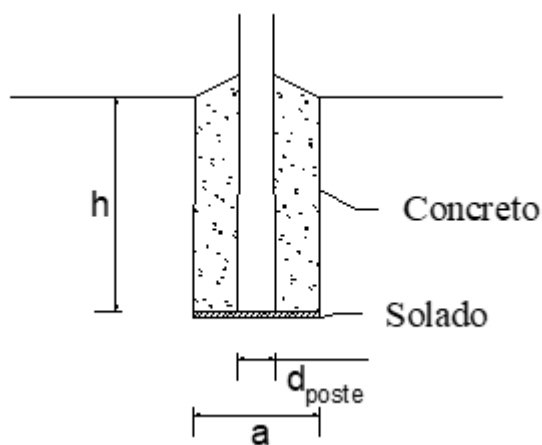
La elección de un tipo de cimentación u otro dependerá del tipo de terreno y de la maquinaria disponible.

Se empleará un hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 21 MPa (3000 psi), el cemento, agua y agregados deben cumplir con las normas relevantes de acuerdo con lo estipulado en el capítulo C.3 de la norma sismo resistente NSR-10. 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 $\text{PH} \geq 5$, Sustancias Disueltas $\geq 15 \text{ g/l}$, 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 cimentaciones cilíndricas o prismáticas, se fabricará un solado base en el fondo de la cimentación, de un espesor de 5 cm. En los casos de postes directamente empotrados y cimientos diseñados mediante el método de Apoyo rígido se debe reemplazar el solado por una placa de apoyo de mínimo 12 cm de espesor. Para el solado se empleará un hormigón cuya resistencia mecánica sea mínima de 17.5 MPa (2500 psi). Para el caso de las cimentaciones directas y cuando se utilice el método de apoyo rígido, se dispondrá una placa de apoyo, de mínimo 21 MPa (3000 psi), que debe cumplir con lo estipulado en el título B7.6 del anexo B7.

Figura 3 - Solado base de cimentaciones prismáticas o cilíndricas



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 o suelo compactado o según recomendaciones del estudio de suelos.

4.5. ESTRUCTURAS

Una estructura es un conjunto 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.

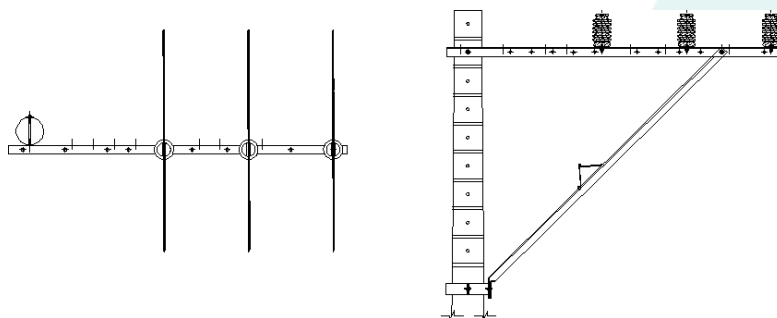
Por otro lado, define la ubicación en el espacio de los conductores ó lo que llamaremos CONFIGURACIÓN de la estructura. Las distintas configuraciones posibles son las siguientes:

4.5.1. 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 utilizará cruceta angular metálica soportada con diagonal, con una longitud de 2,4 m para 13.2 kV y 3 m para 34,5 kV.

Figura 4 - Configuración en Bandera

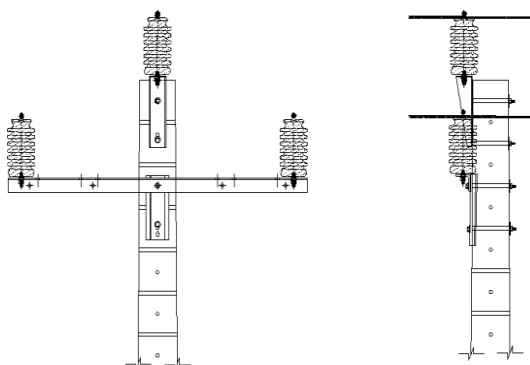


4.5.2. Configuración Triangular – Compacta vano largo

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 1,4 m para el nivel de 13,2 y 34,5 kV.

Figura 5 - Configuración Triangular – Compacta vano largo

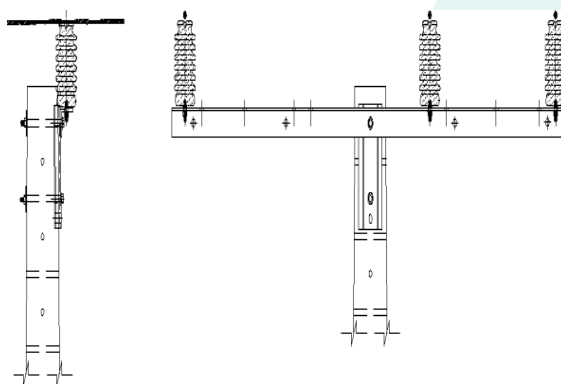


4.5.3. Configuración Horizontal

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.

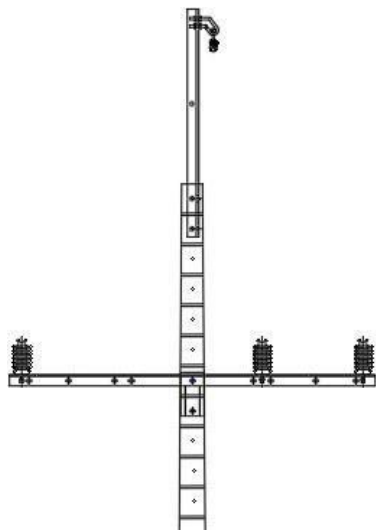
Para este tipo de configuración se utilizará cruceta angular metálica auto soportada con una longitud de 2,4 m para 13,2 kV y 3 m para 34,5 kV para líneas trifásicas y 1,4 m para líneas bifásicas.

Figura 6 - Configuración Horizontal



Cuando sea necesario el apantallamiento de la línea, se instalarán bayonetas metálicas en la cima del poste para sujetar el cable de guarda. En postes de fin de línea y de retención 60°-90° dicho cable será anclado directamente al poste.

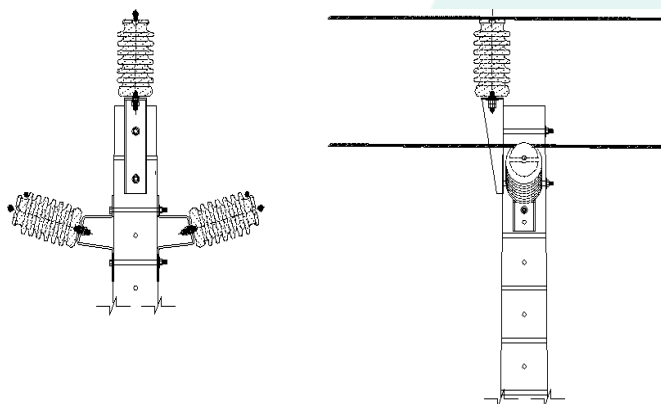
Figura 7 - Bayonetas metálicas



4.5.4. 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 5° se instalan sobre soportes y sobre cruzeta angular metálica auto soportado de longitud de 1,4 m para el resto de los casos.

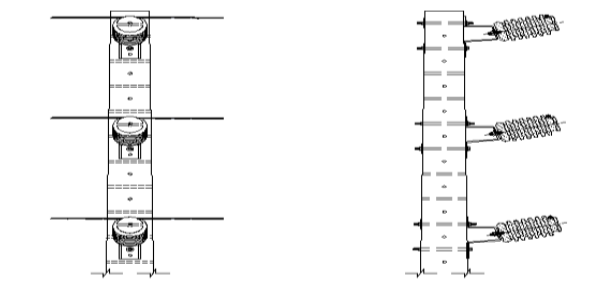
Figura 8 - Configuración Compacta



4.5.5. 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 9 - Configuración Vertical



Las estructuras se codificarán según la siguiente regla nemotécnica: MT ABC - X - Y - Z

A = Código de la Configuración:

1. Tipo Bandera
2. Tipo Triangular – Vano Largo
3. Tipo Horizontal
4. Tipo Vertical
5. Tipo Compacta

B = Número de Fases

- 1 Una Fase - Monofásico
- 2 Dos Fases - Bifásico
- 3 Tres Fases Trifásico

C = Tipo de Configuración

Tabla 10 - Tipo de Configuración

Configuración	C	Descripción
Bandera	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5°- 20/30° ⁽²⁾
	4	ANG 20/30° - 60° ⁽²⁾
Triangular – Vano largo	2	AL y ANG < 5
Horizontal	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5°- 20/30° ⁽²⁾
	4	ANG 20/30° - 60° ⁽²⁾
	5	ANG 60°-90°
	6	ANC hasta 60° ⁽¹⁾
Horizontal con cable de guarda ⁽³⁾	2G	AL y ANG < 5° con cable de guarda
	3G	ANG 5°-20/30° con cable de guarda ⁽²⁾
	4G	ANG 20/30°-60° con cable de guarda ⁽²⁾
	6G	ANC hasta 60° ⁽¹⁾ con cable de guarda

Vertical	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5° - 20/30° ⁽²⁾
	4	ANG 20/30° - 60° ⁽²⁾
	5	ANG 60°-90°
	6	ANC hasta 60° ⁽¹⁾
Vertical con cable de guarda	5G	ANG 60°-90° con cable de guarda
Compacta	1	FL
	2	AL y ANG < 5
	3	ANG 5° - 20/30° ⁽²⁾
	4	ANG 20/30° - 60° ⁽²⁾
	6	ANC hasta 60° ⁽¹⁾

- (1) Siendo la solución prioritaria el ANC a 0°
 (2) Hasta 20° aplica para conductores Linnet, Canton, Hawk y Darien. Hasta 30° para el resto.
 (3) Para el caso que se requiera configuración horizontal ANG 60°-90° con cable de guarda se construirá en su reemplazo la estructura vertical ANG 60-90 con cable de guarda (5G).

X = Nivel de tensión

- 1 13,2 kV
- 2 34,5 kV

Y = Nivel de contaminación del aislamiento:

- N Nivel contaminación normal
- R Altamente contaminada

Z = Conductor:

- 1. 1/0 ACSR – 123 AAAC
- 2. 4/0 ACSR – 246 AAAC
- 3. 266 ACSR – 312 AAAC
- 4. 336 ACSR – 394 AAAC
- 5. 477 ACSR – 559 AAAC

4.6. 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.

En armados con cable de guarda, se instalarán retenidas a las bayonetas cuando los esfuerzos mecánicos sobre éstas sean mayores a su capacidad resistente. Las retenidas se clasifican en dos categorías, según su función:

- Bisectora (Figura 10)
- Conjunto a 90° (Figura 11)

Atendiendo a su tipo, las retenidas se clasifican así:

- Retenida a poste auxiliar (Figura 12)
- Retenida directa a tierra (Figura 13)

Figura 10 - Retenida Bisectora

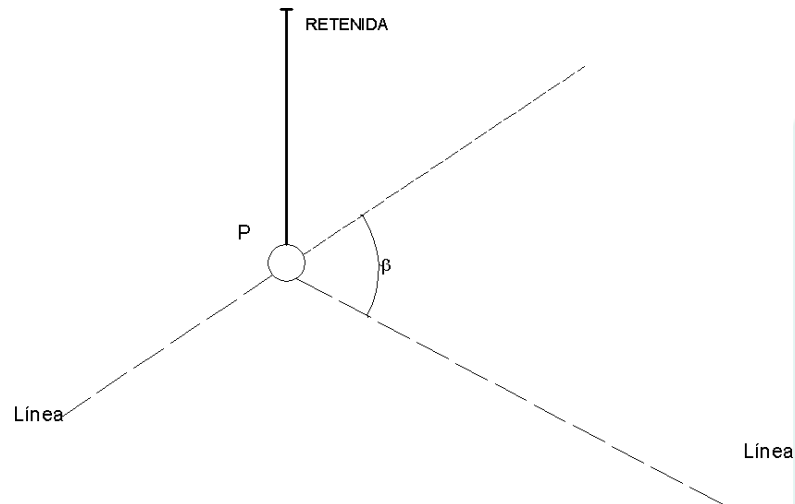
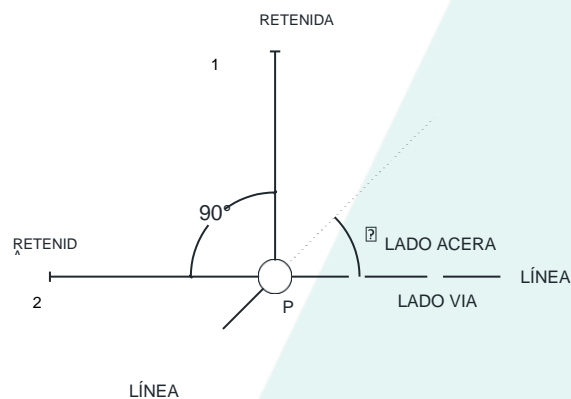


Figura 11 - Conjunto a 90°



En ANG las retenidas bisectoras deben emplearse en postes sin cadenas de amarre. Es decir, en ángulos de línea hasta 30° para los conductores: Raven, Penguin, Partridge, Azusa, Alliance y Butte. De igual manera, hasta 20°, para los cables Linnet, Canton, Hawk y Darien.

El conjunto a 90° se utilizará en áreas rurales para ángulos mayores a 30°/20° y en áreas urbanas en todos los postes de ángulo que requieran retenidas.

Figura 12 - Retenida a Poste Auxiliar

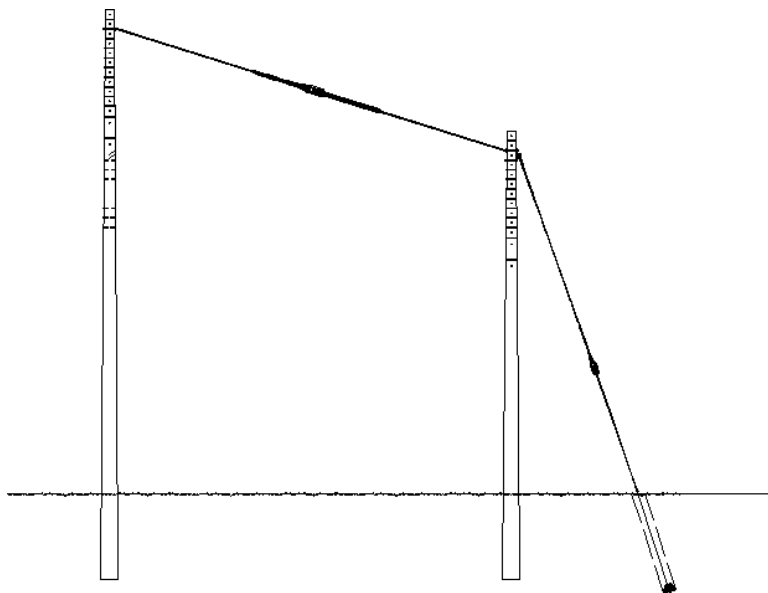
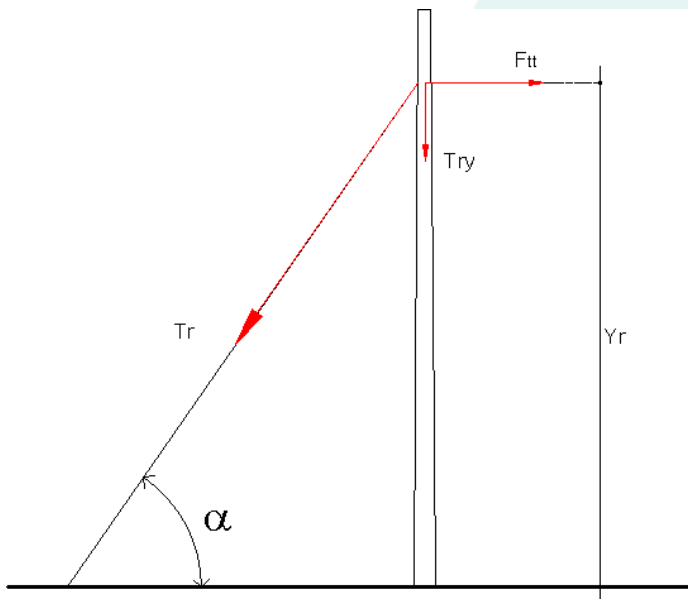


Figura 13 - Retenida Directa a Tierra



En las tablas 11, 12, 13 y 14 se indican las principales características de los cables de acero galvanizado, varillas de anclaje, aislador tensor y perno de fijación para retenida.

Tabla 11 - Características Generales de los Cables de Acero Galvanizado

Denominación		3/8"	1/2"
Sección Transversal	Total (mm²)	51,1	96,5
Composición	Nº Alambres	7	7
	Diámetro nominal del alambre (mm)	3,05	4,19
Diámetro Nominal del Cable (mm) Peso		9,52	12,7
(daN/m)		0,399	0,755
Carga de Rotura (daN)		≥ 6.840	≥ 11.960
Módulo de Elasticidad (daN/mm²)		18 130	
Coeficiente de dilatación lineal (°C ⁻¹)		11,5*10 ⁻⁶	

Tabla 12 - 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 13 - Características Generales de los Aisladores Tensores

Denominación	Clase 54-2	Clase 54-4
Longitud (mm)	108	171
Carga de rotura mínima (daN)	≥ 5.300	≥ 8.900

Tabla 14 - Características Generales de la Pletina de Sujeción de Retenida

Denominación	Pletina
Espesor (mm)	17,5
Diámetro taladro (mm)	17,5
Carga de rotura mínima (daN)	8.900

4.6.1. Consideraciones respecto a la instalación de la retenida

Las características de las retenidas (número de anclas y cables, sección del cable, dimensiones del ancla, etc.) variarán en función del conductor, poste y tipo de terreno.

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.

Se instalará un aislador tensor en el recorrido del cable de la retenida, a una distancia desde el poste hacia abajo, tal que permita la colocación de las respectivas retenciones preformadas, constituyendo así un medio de protección al aislar la parte inferior de la retenida.

La distancia mínima horizontal de separación entre anclas es 1 metro. Cuando, debido a la configuración empleada no se pueda conseguir esta separación, el ancla que sujeta el 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 una misma ancla sujete más de un cable, se debe enterrar en línea con el cable colocado a mayor altura en el poste.

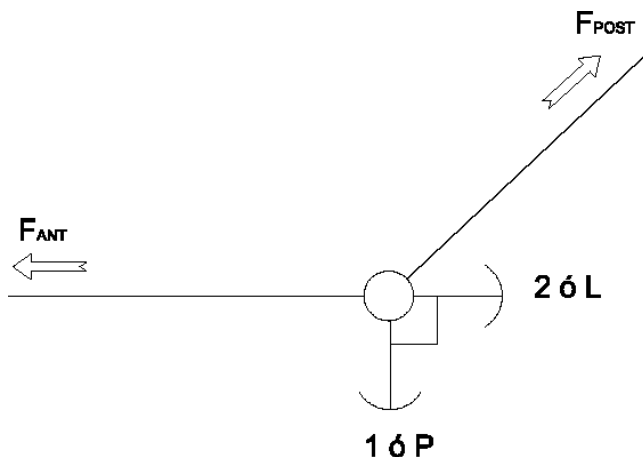
Cuando otras empresas instalen otros conductores para diversos usos (telefonía, baja tensión, etc.) en los postes de AIR-E S.A.S. E.S.P., añadirán, en el caso de ser necesario, las correspondientes retenidas para soportar los nuevos esfuerzos a los que se verán sometidos los postes, incluyendo el respectivo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

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

La instalación de la retenida a 90° se realizará utilizando el mismo tipo de cable de acero para ambas retenidas y debe regirse atendiendo a los siguientes casos:

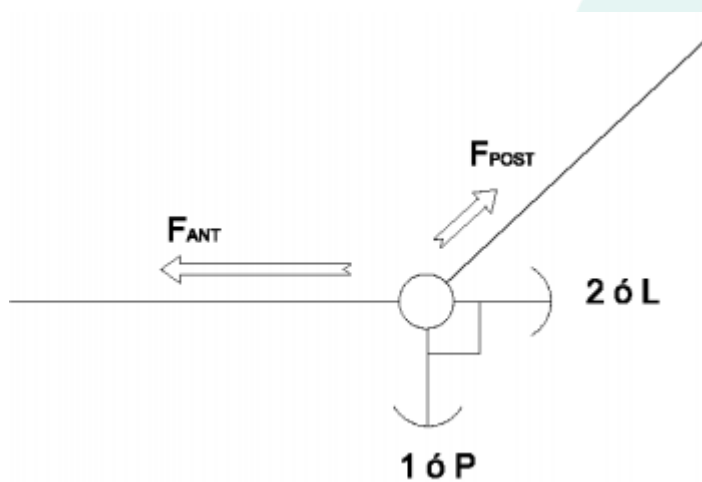
Caso 1: Siempre en área urbana y en rural cuando no existe desequilibrio entre las tensiones del cantón anterior y posterior o éste es muy pequeño ($F_{ANT} \approx F_{POST}$).

Figura 14 - ($F_{ANT} \approx F_{POST}$)



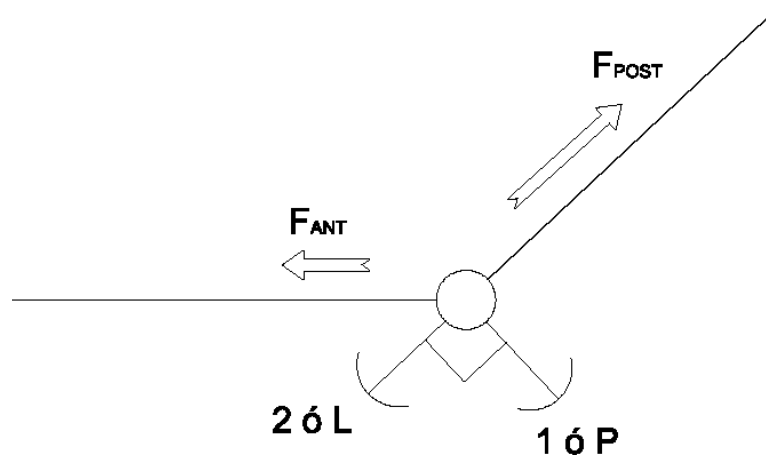
Caso 2: En área rural cuando existe gran desequilibrio entre las tensiones del cantón anterior y posterior siendo $F_{ANT} \gg F_{POST}$.

Figura 15 - $F_{ANT} \gg F_{POST}$



Caso 3: Área rural cuando existe gran desequilibrio entre las tensiones del cantón anterior y posterior siendo $F_{ANT} \ll F_{POST}$.

Figura 16 - FANT « FPOST



4.7. PUESTA A TIERRA

4.7.1. Generalidades

Se conectarán a tierra las instalaciones de MT donde existan transformadores de distribución, equipos de seccionamiento, maniobra y/o protección y estructuras que soporten redes de media tensión, con objeto de limitar las tensiones de defecto a tierra que se pueden originar en la propia instalación.

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

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

Para el caso del bajante de acero austenítico, que desciende por fuera del poste, se protegerá en la zona inferior la cual es accesible a contacto accidental, el bajante incluirá un recubrimiento en PVC, XLPE o similar con aislamiento mínimo de 600 V. El bajante se sujetará al poste con flejes de acero colocados aproximadamente a 0,6 m entre sí los primeros 2,4 m a partir de la línea de empotramiento del poste y a partir de los 3m de altura sobre el suelo los flejes se colocarán cada 1 m hasta la cima del poste. En el caso de Copper Clad el bajante se instalará por dentro del poste.

4.7.2. Conductor a tierra

Es el conductor que conecta el equipo al electrodo de puesta a tierra. Los tipos de conductores empleados son: Acero Austenítico, Cable Copper-clad Steel 3/8" y en caso excepcional cable de cobre de acuerdo con la especificación técnica de conductores desnudos de cobre de Air-e.

A modo de referencia, en la Tabla 15 se indican las principales características de Acero Austenítico y Cable Copper-clad Steel 3/8".

Tabla 15 - Características Generales de los conductores a tierra

Denominación	Copper-clad Steel	Fleje Acero Austenítico
	3/8"	22,22 x 1.2 mm
Sección Transversal Total (mm ²)	58, 56	26,66
Dimensiones (mm)	Ø = 9,8	1,2 x 22,22
Conductividad (%) *	30	2,4
Temperatura de Fusión (°C)*	1.084	1.400
Constante K _F *	14,64	30,05
Intensidad de Cortocircuito Max. Admisible (kA)	20,38	4,52

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

4.7.3. 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 Copper-clad Steel o combinación de ambas (cuadrada con varios electrodos de difusión vertical). Cuando se utilice electrodo de acero austenítico el conductor a tierra debe ser del mismo material. En la Tabla 16 se indica las principales características de la varilla utilizada como electrodo de difusión vertical.

Tabla 16 - Características Generales de los electrodos de PAT

Denominación	Varilla Tipo Copper-clad	Varilla de Acero
Diámetro (mm)	16,0	16,0
Longitud (mm)	2.400	2.400

4.8. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y/O MANIOBRA

Los siguientes elementos se consideran para protección y/o maniobra de las redes de distribución. De acuerdo a los criterios de arquitectura de Red, se determina su funcionalidad para las redes de distribución del sistema operado por AIR-E S.A.S. E.S.P.

- Interruptor Tele controlado
- Reconectador

- Autoseccionador (seccionalizador de corte trifásico)
- Seccionador.
- Cortacircuitos Fusibles de Expulsión (XS)
- Fusibles
- Pararrayos
- Detector Paso de Falla
- Conexión Amovible

4.8.1. Conexión de clientes a la red de media tensión de 13,2 kV

4.8.1.1. Aspectos generales

Cuando la instalación particular a conectar es una derivada o ramal de longitud L_d , la selección del elemento de protección y/o maniobra a instalar en el punto de conexión se rige, dependiendo del tipo de subestación eléctrica (SE), por las siguientes tablas:

Tabla 17 - Selección equipo conexión a 13,2 kV en SE Rural

Caso	Potencia instalada transformación MT/BT en kVA	$L_d \leq 1 \text{ km}$	$L_d > 1 \text{ km}$
1-R	$S \leq 500$	Cortacircuito	
2-R	$500 < S \leq 2.000$	Cortacircuito	Seccionalizador de corte trifásico
3-R	$2.000 < S \leq 4.000$	Seccionalizador de corte trifásico	
4-R	$S > 4.000$	Reconectador	

Tabla 18 - Selección equipo conexión a 13,2 kV en SE Urbana

Caso	Potencia instalada transformación MT/BT en kVA	$L_d \leq 1 \text{ km}$	$L_d > 1 \text{ km}$
1-U	$S \leq 500$	Cortacircuito	
2-U	$500 < S \leq 2.000$	Cortacircuito	Caso a caso
3-U	$2.000 < S \leq 4.000$	Caso a caso	
4-U	$S > 4.000$	Reconectador	

En el diseño de la instalación y durante su proceso de revisión y/o aprobación se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

Caso 1-R:

Siempre Cortacircuito con fusibles de 20 A tipo

Caso 2-R:

A. Cortacircuitos

Se propondrá inicialmente en el diseño fusible de 20, 40 o 65 A tipo K atendiendo al siguiente criterio:

Tabla 19 – Criterio de cortacircuitos caso 2-R

Rango (Amperios)	Fusible
$I_n \leq 20$	20 K
$20 < I_n \leq 40$	40 K
$40 < I_n \leq 90$	65 K

Nota: I_n es la intensidad calculada en función de la potencia instalada AIR-E, una vez efectuado el análisis de coordinación de protecciones con la SE, si el fusible propuesto, según el paso anterior, no es idóneo informará del requerido a instalar.

B. Seccionalizador de corte trifásico

AIR-E entregará la siguiente información para la correcta selección / calibración / programación del equipo: intensidad nominal, nivel de cortocircuito y número de conteos.

Caso 3-R:

AIR-E entregará la siguiente información para la correcta selección / calibración / programación del **Seccionalizador**: intensidad nominal, nivel de cortocircuito y número de conteos.

Caso 4-R:

AIR-E entregará la siguiente información para la correcta selección / calibración / programación del **reconectador**: intensidad nominal, nivel de cortocircuito y tipo de curva (IEC, ANSI, etc.).

Caso 1-U:

Siempre cortacircuito con fusibles de 20 A tipo K

Caso 2-U:

A. Cortacircuito

- ❖ El fusible propuesto será de 20, 40 o 65 A tipo K y se seleccionará atendiendo al siguiente criterio:

Tabla 20 - Criterio de cortacircuitos caso 2-U

Rango (Amperios)	Fusible
$I_n \leq 20$	20 K
$20 < I_n \leq 40$	40 K
$40 < I_n \leq 90$	65 K

Nota: I_n es la intensidad calculada en función de la potencia instalada

B-Caso a caso

- ❖ Se analizará conjuntamente con AIR-E y se seleccionará el equipo técnico- económico más viable, primando los criterios de calidad de suministro y seguridad.

Caso 3-U:

- ❖ Se analizará conjuntamente con AIR-E y se seleccionará el equipo técnico- económico más viable, primando los criterios de calidad de suministro y seguridad.

Caso 4-U:

- ❖ AIR-E entregará la siguiente información para la correcta selección / calibración / programación del **reconectador**: intensidad nominal, nivel de cortocircuito y tipo de curva (IEC, ANSI, etc.)

4.8.1.2. Conexión de cargas potencialmente perturbadoras

En el proceso de Factibilidad de Distribución, los tipos de industria susceptibles de ser analizadas son las siguientes:

- Siderurgia, acerías
- Tracción ferroviaria
- Industria del cemento
- Industria cerámica
- Industrial del automóvil
- Talleres mecánicos
- Construcción
- Astilleros
- Grandes industrias
- Tratamiento metalúrgico
- Procesos electrolíticos

Inicialmente se entregará AIR-E:

A. Relación de equipos potencialmente perturbadores:

- ✓ Horno de arco
- ✓ Rectificador inversor
- ✓ Cicloconvertidor
- ✓ Horno de inducción
- ✓ Soldadura
- ✓ Motores de arranque frecuente
- ✓ Carga fluctuante
- ✓ Control por tiristores

B. Esquema unifilar detallado de la instalación indicando:

- ✓ Ubicación de las cargas perturbadoras
- ✓ Longitud y características técnicas de cables y conductores, incluyendo los valores de impedancia
- ✓ Características técnicas de transformadores, incluyendo grupo de conexión
- ✓ Características de los filtros pasivos instalados en cada nodo y en el punto de conexión (PCC)

Atendiendo a la documentación suministrada y a la relación entre la potencia de cortocircuito en el punto de conexión y la potencia total solicitada a ser conectada, AIR-E podrá requerir información y/o estudios complementarios con el objetivo de analizar y verificar el cumplimiento de la Norma CREG 024 2005 de Calidad de la Potencia Eléctrica.

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.

Cuando los conductores se encuentren en distinto plano vertical se mantendrá la separación indicada como distancia de seguridad vertical, para ángulos mayores o iguales de 45°. Para ángulos inferiores su separación mínima será la considerada como distancia de seguridad horizontal.

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 DPS y equipos similares deben considerarse como parte de la estructura de soporte. Las distintas distancias de seguridad para tener en cuenta en el presente Proyecto Tipo serán las siguientes:

5.2. DISTANCIA ENTRE ELEMENTOS SOPORTADOS EN LA MISMA ESTRUCTURA

5.2.1. Distancia entre conductores de línea

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.

Las distancias mínimas que hay que respetar horizontal y verticalmente, en cualquier circunstancia:

- Para 13,2 kV: 0,50 m.
- Para 34,5 kV: 0,70 m.

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:

$$S = 0,0076U + 0,368 \sqrt{f} \quad (1)$$

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.

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, son:

- Para 13,2 kV: 0,20 m.
- Para 34,5 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 21:

Tabla 21 - 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	
		12,3 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 telecomunicación 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, 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 8.8 "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 22:

Tabla 22 - Distancias mínimas verticales para cruce de líneas

Nivel superior	Nivel inferior			
	Cables de comunicaciones	Tensión Nominal hasta 1 kV	Tensión Nominal 13,2 kV	Tensión Nominal 34,5 kV
Cables de comunicaciones	0,6			
Tensión Nominal hasta 1 kV	1,2	0,6		
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

La altura mínima de los conductores al cruzar con diferentes lugares y situaciones será de acuerdo con la Tabla 23:

En caso de cruces con aguas navegables para embarcaciones de alturas mayores a 7 m, el diseñador deberá consultar con la autoridad competente según el Artículo 10º de la Ley 1242 del 5 de agosto de 2008. Además, 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.

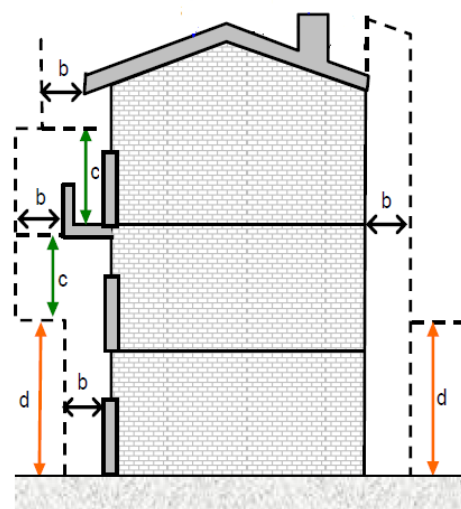
Tabla 23 - Altura mínima de conductores sobre diferentes superficies

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	

5.4. PASO POR ZONAS

5.4.1. Paso por zonas con edificaciones

Figura 17 - Distancias de seguridad en zonas de construcciones



Nota: Tomado del RETIE

Tabla 24 - 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	
	Zonas accesibles a personas y de tránsito de vehículos de menos de 2,45 m de altura Distancia c	4,1	
Vertical	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.

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

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 25.

Tabla 25 - 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 7 m sobre cualquier parte de los campos deportivos.

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 y/o altura puedan alcanzar a los conductores en su posición normal.

5.5. PARALELISMOS

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 26 - 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 discurran 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, caminos 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

El conductor por seleccionar debe cumplir simultáneamente las restricciones de los apartados 6.1 y 6.2.

6.1. CORRIENTE NOMINAL

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

Sistema Trifásico:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} * V} \quad (2)$$

Sistema Bifásico (Monofásico Bifilar):

$$I = \frac{S}{V} \quad (3)$$

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)

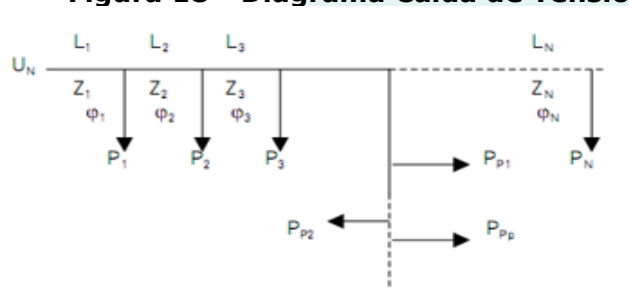
V: Tensión de Línea fase - fase (kV)

Se seleccionará aquel conductor cuya intensidad máxima admisible (ver apartado 4.2 Tablas 7 y 8), 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 18 - 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:

$$\% \Delta V = K_v * P * L \quad (4)$$

Siendo:

K_v : Constante de Regulación
 P : Potencia a transportar (kW)
 L : Longitud de la línea (km)

De igual manera se seleccionará aquel conductor cuya caída de tensión total ó acumulada sea menor o igual a los siguientes límites:

- 13,2 kV: 5% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.
- 34,5 kV: 10% de la Tensión Nominal desde la subestación de alimentación en este nivel de tensión.

En el apartado B1.3 del anexo B se justifica el cálculo de la constante de regulación. En el capítulo A2 del anexo A están 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 (PAT)

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 150 ms, en el punto de instalación de la puesta a tierra. Este valor será suministrado por AIR-E S.A.S. E.S.P.

El conductor por seleccionar debe cumplir la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm} \quad (5)$$

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 (kA) (ver Tabla 16)

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. El máximo valor establecido por el RETIE y que determina la selección del electrodo es 10 Ω .

Se deberá medir la resistividad aparente del terreno, siguiendo los métodos establecidos en el RETIE. En la Tabla 27 se presentan valores típicos de resistividad del terreno.

Tabla 27 - Valores típicos de resistividad del terreno



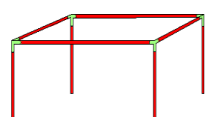

Descripción de suelo	Símbolo del Grupo	Resistividad Media ($\Omega \times m$)
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	CH	10-55*
Arcillas inorgánicas de plasticidad baja a media, arcillas gravosas, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas magras (pulpa)	CL	25-60*
Limos inorgánicos y arenas muy finas, 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 y tipo de electrodo en la Tabla 28 cuya columna A (resistividad aparente) sea mayor o igual a la medida en campo.

Tabla 28 - Configuraciones PAT de acuerdo con Resistividad Aparente del Terreno

Tipo de electrodo	Configuración		Columna A 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 28, se calcularon siguiendo la metodología establecida en el anexo B5, 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 16 mm.
- Para calcular la configuración cuadrada se tomó $n=4$ y $F=1,36$ (según tabla B5.1 del anexo B5)
- 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 28 remítase al anexo B5 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.

El sistema de puesta a tierra debe garantizar que los valores de las tensiones de paso y de contacto sean menores a los máximos admisibles indicados en el RETIE.

8. CÁLCULO MECÁNICO DE CONDUCTORES

8.1. GENERALIDADES

El cálculo mecánico de conductores tiene por objeto determinar los tenses y flechas a desarrollarse en los vanos de la línea de distribución durante los cambios de temperatura y sobrecarga climática a los que esta estará expuesta durante su tiempo de servicio. Las diferentes combinaciones de temperatura y sobrecarga se establecen desde el diseño por medio de las hipótesis de carga, las cuales, se han definido con base en los siguientes criterios:

- Minimizar el riesgo de falla en la continuidad del servicio²
- Aprovechar la capacidad mecánica de los componentes principales de la línea³
- Respetar los criterios constructivos adoptados para las áreas rural y urbana

En general, se busca lograr un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de estructuras.

Considerando las hipótesis que se presentan en esta sección, es posible determinar el tense y la flecha de los conductores para una longitud de vano determinado, garantizando que no se superen los límites que permitan controlar su tense ni se reduzcan las distancias mínimas de seguridad establecidas por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

8.2. HIPÓTESIS DE CARGA

La acción de la temperatura y la presión del viento afectan el comportamiento mecánico de los conductores aéreos. En la siguiente tabla se indican las hipótesis de carga consideradas para determinar tenses y flechas en los conductores del proyecto tipo:

Tabla 29 - Hipótesis de carga para conductores

HIPÓTESIS	TEMPERATURA	SOBRECARGA (VIENTO)
Viento máximo	Coincidente ⁽¹⁾	Velocidad extrema ⁽⁴⁾
Viento reducido	Mínima ⁽²⁾	Velocidad reducida ⁽⁵⁾
EDS ⁽⁶⁾	Promedio ⁽³⁾	-
Temperatura mínima	Mínima	-
Temperatura máxima	50 °C	-
Temperatura máxima excepcional	75 °C	-

1. Temperatura ambiente coincidente con la aparición de la velocidad extrema de viento. Corresponde al valor promedio de las temperaturas mínimas anuales en el sitio de construcción del proyecto.
2. Mínimo valor esperado de la temperatura ambiente en un periodo de retorno de 50 años.
3. Valor medio anual de la temperatura ambiente.
4. Velocidad de viento con un periodo de retorno de 50 años, ráfaga de 3 segundos y medida a 10 m sobre el suelo.
5. Viento cuya velocidad equivale al 60% de la Velocidad extrema.
6. *Every Day Stress* – Bajo esta hipótesis se evalúan los fenómenos vibratorios y se determina el tense que producirá la elongación permanente del conductor a largo plazo (*"final after creep"*).

² La fatiga producida por la aparición de fenómenos vibratorios puede producir la rotura de cables.

³ Cables, postes, crucetas y aisladores estandarizados en el presente Proyecto Tipo.

Las temperaturas y sobrecargas (por viento) para las hipótesis de carga se presentan en la Tabla 30 y Tabla 31, respectivamente.

Tabla 30 - Temperaturas para Hipótesis de carga

Temperatura (°C)	Atlántico	Guajira	Magdalena
Temperatura coincidente	24		22
Temperatura mínima	22		18
Temperatura promedio	27		

En regiones de considerable altitud, tal como la Sierra Nevada, las temperaturas deben ajustarse con la elevación del sitio donde se construirá el proyecto. Una buena aproximación consiste en emplear el valor del gradiente medio vertical para la temperatura del aire, así⁴:

- Temperaturas mínima y coincidente: 0.610 °C por cada 100 metros
- Temperatura promedio: 0.625°C por cada 100 metros
- Temperatura máxima: 0.660 °C por cada 100 metros

Tabla 31 – Sobrecarga (por viento) para las Hipótesis

Velocidad de viento	Zona I	Zona II	Zona III
Extremo	130 km/h	100 km/h	80 km/h
Reducido	78 km/h	60 km/h	48 km/h

Para determinar cómo se distribuyen estas zonas en el territorio de influencia del operador de red se debe consultar el Anexo A1.1 "Planos de viento". Por otro lado, en los numerales B.2.1 y B.2.2. del Anexo B se describe con detalle las consideraciones para establecer las velocidades de viento y el cálculo de las sobrecargas por viento en el conductor.

La flecha mínima se supone bajo la hipótesis de temperatura mínima, mediante la cual se comprobará que no existan arrancamientos en los postes por causa del tiro vertical resultante hacia arriba (efecto "*Up-lift*"). Esta hipótesis se usará para determinar distancias verticales de seguridad en cruces de líneas, suponiéndola como la flecha del conductor en la línea que cruza por debajo. En cualquier caso, la flecha mínima se determina con el conductor en condición inicial, es decir, a una hora después de tendido, justo antes de empezar a desarrollar la elongación plástica permanente (condición final).

Bajo la hipótesis de temperatura máxima excepcional se determinará la máxima flecha vertical que permita verificar la distancia de seguridad eléctrica a respetar por los conductores respecto al terreno u obstáculos que crucen por debajo. Mediante la flecha resultante de la hipótesis de temperatura máxima se verificará la separación horizontal entre el conductor energizado, desplazado lateralmente por el viento y cualquier

⁴ INSTITUTO COLOMBIANO DE HIDROLOGIA, METEOROLOGIA Y ADECUACION DE TIERRAS - HIMAT, "ESTUDIO DEL REGIMEN DE TEMPERATURAS EN COLOMBIA," Bogotá, 1989.

obstáculo⁵. Estas flechas, consideradas como las mayores, se evaluarán bajo condición final; es decir, considerando la elongación permanente de largo plazo (10 años bajo tense EDS – “*final after creep*”) o el estiramiento plástico de corto plazo (debido a sobrecarga severa – “*final after load*”), aquel que resulte más desfavorable.

8.3. LÍMITES DE TENSE

El control del tense del conductor durante las variaciones climáticas permite mantenerlo dentro de los límites de fatiga establecidos para evitar daños a su estructura. El máximo tense se determinará suponiendo los escenarios de mayor exigencia mecánica, mediante la comparación de los tenses resultantes de las hipótesis de viento máximo y viento reducido.

La máxima exigencia mecánica determinará los esfuerzos transmitidos a las estructuras en régimen normal, así como el estiramiento permanente producido en el conductor a corto plazo⁶ (“*final after load*”).

La hipótesis de viento reducido es también necesaria para el cálculo de los esfuerzos transmitidos a las estructuras con cadenas de amarre y funciones de anclaje (ANC) y fin de línea o terminales (FL), en régimen anormal, por causa de rotura de conductores⁷. En general, los tenses deben evaluarse con el conductor en condición inicial y bajo ninguna circunstancia el tense del conductor podrá exceder el 50% de su tense ultimo de rotura (T.U.R.).

Por otro lado, las vibraciones eólicas⁸ pueden ocasionar fatiga mecánica en los conductores que puede terminar en su rotura. Para el control de estos fenómenos vibratorios se establecen límites en el tense y en los vanos, de conformidad con lo recomendado en el CIGRÉ TB273/2005 y el EPRI *Orange Book*/2008. En la **Tabla 32** se indican estos límites para cada uno de los conductores normalizados y para las áreas Rural y Urbana. Es importante anotar que, si se respetan estos límites, entonces no se requiere del uso de dispositivos antivibratorios, tales como los amortiguadores tipo *Stockbridge*.

En el caso de líneas rurales, cuando por características de la topografía de la ruta, se requiera emplear tensiones mecánicas superiores a las señaladas en la **Tabla 32** 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.); entonces se debe recurrir a los consignados en la Tabla B4.1 del anexo B4. Amortiguadores.

⁵ Permite también comprobar la suficiencia del ancho de servidumbre definido en líneas rurales.

⁶ Los fenómenos asociados a periodos de retorno se consideran de alta intensidad y corta duración.

⁷ Recomendación del Estándar IEC 60826/2003, numeral 6.6.3.3 (IEC 60826, 2017).

⁸ Ocasionadas por vientos laminares de muy baja velocidad.

Tabla 32 - Límites de Tense por Conductor para la Hipótesis EDS

Conductor	EDS	
	Rural	Urbana
	%TUR ⁽¹⁾	%TUR ⁽²⁾
ACSR 477 MCM (HAWK)	≤ 12,0	≤ 13,5
ACSR 336,4 MCM (LINNET)		≤ 13,0
ACSR 266,8 MCM (PARTRIDGE)		
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	≤ 12,5	≤ 14,0
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	≤ 12,0	≤ 13,0
AAAC 559,5 MCM (DARIEN)	≤ 10,0	≤ 11,0
AAAC 394,5 MCM (CANTON)		
AAAC 312,8 MCM (BUTTE)		≤ 10,5
AAAC 246,9 MCM (ALLIANCE)		
AAAC 123,3 MCM (AZUSA)		

(1) Tenses que, bajo la hipótesis EDS, corresponden a valores del parámetro de la catenaria inferiores a 1125 m, recomendados para terreno tipo B.

(2) Tenses que, bajo la hipótesis EDS, corresponden a valores del parámetro de la catenaria inferiores a 1225 m, recomendados para terreno tipo C.

Con el objetivo de reducir los tenses máximos que transmite el conductor a las estructuras y, por ende, la capacidad de los postes que se pueden requerir en un proyecto bajo ciertas circunstancias y sin comprometer las flechas, se ha considerado un estado de tense reducido, cuya aplicación puede ser costo-efectiva para áreas urbanas y cantones cuyo vano regulador no supere los 50 metros de longitud. Si como consecuencia del análisis de flechas / distancias de seguridad no pudieran respetarse las mismas, entonces deberá adoptarse el estado de tense normal (Tabla 32). Este tense reducido es el mismo para todos los conductores normalizados y no debe exceder el 8 % de su T.U.R.

Para aquellos casos de instalación de postes de FL en área urbana, cuando por razones de espacio sea imposible recurrir a solución autosoportada o con poste retenido bajo los tenses comentados anteriormente, se podrá ejecutar un vano flojo o destensado. Estos vanos destensados serán de una longitud máxima de hasta 30 metros. El tense máximo para los conductores ACSR y AAAC se limitará entre el 3% y 5% de su T.U.R.

8.4. PESO UNITARIO APARENTE DEL CONDUCTOR

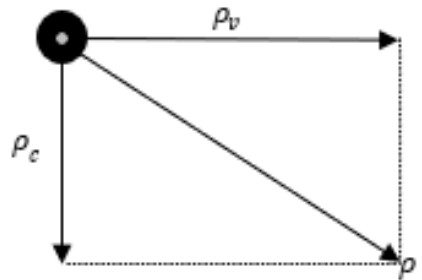
Bajo la acción del viento, los conductores se encuentran sometidos a una fuerza horizontal transversal, la cual se expresa por unidad de longitud y está relacionada con el diámetro del conductor y la sobrecarga por viento.

Esta fuerza se determina mediante la siguiente expresión:

$$p_v = Q_0 \cdot d \cdot 10^{-3} \quad (6)$$

Donde, Q_0 es la sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²), d es el diámetro total del conductor (mm) y p_v es la fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m). La interacción de esta fuerza horizontal p_v con el peso unitario propio del conductor p_c , produce el peso unitario aparente, como se muestra en la Figura 19.

Figura 19 - Diagrama de fuerzas en conductores de líneas aéreas.



Por lo tanto, su peso unitario se estima como:

$$p = \sqrt{p_v^2 + p_c^2} \quad (7)$$

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

Las Tablas 32a y 32b indican los valores de fuerza unitaria del viento y el peso unitario aparente para conductores, utilizados en las configuraciones convencionales, dichos valores se han calculado aplicando la metodología indicada en el Anexo B2; numeral B2.2.

Tabla 32a - Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m) - Viento máximo y viento reducido

Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m) - Viento máximo							
DENOMINACIÓN	Diámetro mm	Zona I		Zona II		Zona III	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477 MCM (HAWK)	21,793	1,893	0,957	1,032	0,567	0,660	0,363
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	18,290	1,589	0,803	0,866	0,476	0,554	0,304
ACSR 266.8 MCM (PARTRIDGE)	16,307	1,416	0,716	0,772	0,424	0,494	0,271
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	14,310	1,243	0,629	0,677	0,372	0,433	0,238
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	10,109	0,878	0,444	0,479	0,263	0,306	0,168
AAAC 559.5 MCM (DARIEN)	21,800	1,894	0,958	1,032	0,567	0,660	0,363
AAAC 394.5 MCM (CANTON)	18,300	1,590	0,804	0,866	0,476	0,554	0,305
AAAC 312.8 MCM (BUTTE)	16,300	1,416	0,716	0,772	0,424	0,494	0,271
AAAC 246.9 MCM (ALLIANCE)	14,310	1,243	0,629	0,677	0,372	0,433	0,238
AAAC 123.3 MCM (AZUSA)	10,110	0,878	0,444	0,479	0,263	0,306	0,168
Qo para viento máximo (daN/m ²)		86,86	43,93	47,34	26,00	30,29	16,64
Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m) - Viento reducido							
DENOMINACIÓN	Diámetro mm	Zona I		Zona II		Zona III	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477 MCM (HAWK)	21,793	0,681	0,345	0,371	0,204	0,238	0,131
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	18,290	0,572	0,289	0,312	0,171	0,199	0,110
ACSR 266.8 MCM (PARTRIDGE)	16,307	0,510	0,258	0,278	0,153	0,178	0,098
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	14,310	0,447	0,226	0,244	0,134	0,156	0,086
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	10,109	0,316	0,160	0,172	0,095	0,110	0,061
AAAC 559.5 MCM (DARIEN)	21,800	0,682	0,345	0,371	0,204	0,238	0,131
AAAC 394.5 MCM (CANTON)	18,300	0,572	0,290	0,312	0,171	0,199	0,110
AAAC 312.8 MCM (BUTTE)	16,300	0,510	0,258	0,278	0,153	0,178	0,098
AAAC 246.9 MCM (ALLIANCE)	14,310	0,447	0,226	0,244	0,134	0,156	0,086
AAAC 123.3 MCM (AZUSA)	10,110	0,316	0,160	0,172	0,095	0,110	0,061
Qo para viento máximo (daN/m ²)		31,27	15,82	17,04	9,36	10,90	5,99

Tabla 32b - Peso unitario aparente del conductor (daN/m) - Viento máximo y viento reducido

Peso unitario aparente del conductor (daN/m) - Viento máximo							
DENOMINACIÓN	Peso propio daN/m	Zona I		Zona II		Zona III	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477 MCM (HAWK)	0,956	2,121	1,353	1,407	1,111	1,162	1,023
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	0,675	1,726	1,049	1,098	0,825	0,873	0,740
ACSR 266.8 MCM (PARTRIDGE)	0,535	1,514	0,894	0,939	0,682	0,728	0,599
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	0,425	1,313	0,759	0,800	0,565	0,607	0,487
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0,903	0,492	0,523	0,338	0,372	0,270
AAAC 559.5 MCM (DARIEN)	0,763	2,042	1,225	1,283	0,951	1,009	0,845
AAAC 394.5 MCM (CANTON)	0,538	1,678	0,967	1,020	0,718	0,772	0,618
AAAC 312.8 MCM (BUTTE)	0,427	1,479	0,834	0,882	0,601	0,653	0,506
AAAC 246.9 MCM (ALLIANCE)	0,337	1,288	0,713	0,756	0,502	0,549	0,412
AAAC 123.3 MCM (AZUSA)	0,168	0,894	0,475	0,507	0,312	0,349	0,238
Peso unitario aparente del conductor (daN/m) - Viento reducido							
DENOMINACIÓN	Peso propio daN/m	Zona I		Zona II		Zona III	
		Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477 MCM (HAWK)	0,956	1,174	1,016	1,026	0,978	0,985	0,965
ACSR 336.4 MCM (LINNET)	0,675	0,884	0,734	0,743	0,696	0,704	0,684
ACSR 266.8 MCM (PARTRIDGE)	0,535	0,739	0,593	0,602	0,556	0,563	0,543
ACSR 4/0 AWG (PENGUIN)	0,425	0,617	0,481	0,490	0,445	0,452	0,433
ACSR 1/0 AWG (RAVEN)	0,212	0,381	0,265	0,273	0,232	0,239	0,220
AAAC 559.5 MCM (DARIEN)	0,763	1,023	0,837	0,849	0,790	0,799	0,774
AAAC 394.5 MCM (CANTON)	0,538	0,785	0,611	0,622	0,565	0,574	0,549
AAAC 312.8 MCM (BUTTE)	0,427	0,665	0,499	0,509	0,453	0,462	0,438
AAAC 246.9 MCM (ALLIANCE)	0,337	0,560	0,406	0,416	0,362	0,371	0,347
AAAC 123.3 MCM (AZUSA)	0,168	0,358	0,232	0,241	0,193	0,201	0,179

8.1. VANOS IDEALES DE REGULACIÓN

El comportamiento de la componente horizontal del tense del conductor en un cantón⁹, o conjunto de vanos comprendidos entre dos estructuras con cadenas de amarre, se puede asemejar al comportamiento del mismo cable en un único vano tipo, nivelado, llamado vano ideal de regulación¹⁰, cuya longitud, a_r , se puede estimar como¹¹:

⁹ Sección de tendido

¹⁰ O simplemente Vano regulador.

¹¹ Power Line Systems, PLS-CADD 16.50 User's Manual, Madison, WI: Powver Line Systems, 2021, p. 664.

$$a_r = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^4}{\acute{a}_i}} \quad (8)$$

donde, a_i es la longitud del i -ésimo vano individual (m) y \acute{a}_i (m) es su longitud real, tal que:

$$\acute{a}_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \quad (9)$$

Con b_i el desnivel del i -ésimo vano (m).

8.2. TABLAS DE CÁLCULO MECÁNICO Y TABLAS DE TENDIDO

Los tenses y flechas en los conductores, correspondientes a cada una de las hipótesis de carga, se deben presentar en las tablas de cálculo mecánico¹² para cada proyecto en particular. Se pueden obtener mediante software especializado de diseño de redes eléctricas o empleando el método de cálculo presentado en el Anexo B3. A diferencia de las tablas de cálculo mecánico, las tablas de tendido indican los tenses y flechas que deben usarse durante la instalación de conductores, por lo que deben generarse para un intervalo de temperatura entre 15 y 50°C, con pasos de 5°C, sin considerar sobrecarga y con el conductor en condición inicial. Ambas tablas se elaboran para cada cantón de la línea¹³. Este proyecto tipo exige que sean entregadas las Tablas de cálculo mecánico y tendido en los formatos establecidos en el Anexo A.3 y Anexo A.4.

8.3. TABLAS DE REGULACIÓN

Las tablas de regulación deben también presentarse para cada proyecto en particular. Estas también indican los tenses y flechas con las que debe ser instalado el cable en función de la temperatura ambiente y sin actuar sobrecarga alguna; sin embargo, se diferencian de las tablas de tendido en que se generan por cantón para cada vano individual, considerando su longitud y desnivel. Esta tabla encuentra su utilidad en la comprobación de las flechas que desarrollará el conductor en cada uno de los vanos justo después de grapado. Si su cálculo se hace por medio de un software especializado, entonces se deberán presentar los reportes correspondientes. En caso contrario, si se hace mediante el método consignado en el Anexo B3, entonces las tablas de regulación se deben entregar de acuerdo con el apartado B3.4 del mismo anexo.

8.4. CURVAS DE PLANTILLADO

Las curvas de plantillado (parábolas máxima y mínima) se utilizan durante la etapa de distribución de estructuras a lo largo del perfil longitudinal de la línea, para comprobar los requerimientos de distancias eléctricas de seguridad e identificar las estructuras sometidas a tracción ascendente (efecto "Up-lift" o de arrancamiento).

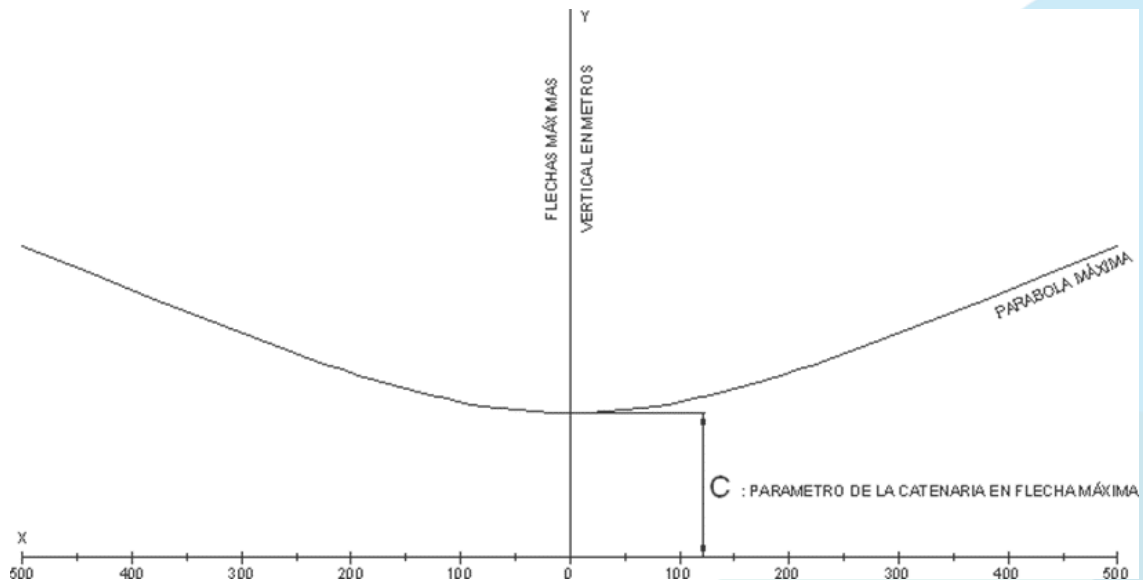
La parábola máxima que se presenta en la Figura 20, se usa para verificar que se respeten

¹² También conocidas como Tablas de Tenses y Flechas.

¹³ A cada cantón o sección de tendido corresponde un vano ideal de regulación.

las distancias de seguridad al terreno, así como las requeridas en cruzamientos (por encima) con obstáculos u otras líneas.

Figura 20 - Curva de plantillado (parábola máxima)



La parábola mínima se emplea 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:

$$y = \frac{x^2}{2 \cdot C} \quad (10)$$

siendo x los semivanos para generar la curva en (m) y C el 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 (75°C) y mínima (Según el sitio donde se delimite el proyecto), respectivamente.

En caso de emplear un software especializado, no se hace necesario generar estas curvas y se debe presentar un reporte de plantillado donde se evidencien los criterios tenidos en cuenta para distribuir las estructuras a lo largo del perfil longitudinal de la ruta de la línea.

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 carga consideradas según la Tabla 33.

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

Figura 21 - Sistema cartesiano de cargas

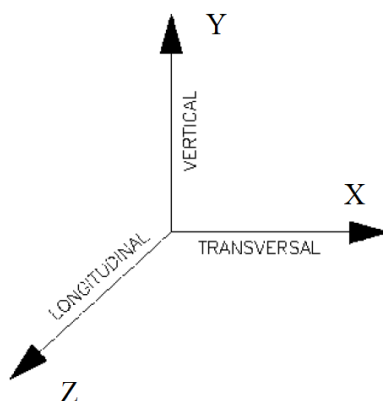


Tabla 33 - Hipótesis y tipos de cargas

Función	Hipótesis Normal	Hipótesis Anormal	
	Condición 1	Condición 2 (Rotura de Conductor)	Condición 3 (Desequilibrio 50% de tensiones)
AL	Cargas verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Carga Horizontal Resultante debida a la Acción del Viento transversal (1) sobre conductores y Resultante de Tensiones		
	Carga horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Carga horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Carga horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipo		
ANG	Cargas verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Carga horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores y por resultante de tensiones (1)		
	Carga horizontal transversal por la acción del viento en postes,		

	aisladores y equipos (1)		
	Carga horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Carga horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos		
ANC	Cargas verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Carga horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores y por resultante de tensiones (1)		
	Carga horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Carga horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)		
ANC (0°)	Cargas verticales permanentes	Cargas verticales permanentes: 100% conductores intactos y 50% conductor roto.	Cargas verticales permanentes
	Carga horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)	Carga horizontal longitudinal por rotura de un conductor bajo la acción del viento reducido (2)	Carga horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones bajo la acción del viento máximo (1)
	Carga horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Carga 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.	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.
FL	Cargas verticales permanentes	Cargas verticales permanentes	No aplica
	Carga horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	
	Carga horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Carga horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Carga horizontal transversal por excentricidad del peso de equipos	Carga horizontal longitudinal por rotura de un conductor bajo la acción del viento reducido (2)	
	Carga horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)		
Nota: (1) a temperatura coincidente y velocidad según Zona y Área y (2) a temperatura mínima y velocidad según Zona y Área.			

Preferiblemente se diseñarán las líneas con postes autosoportados, 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.

9.2. HIPÓTESIS NORMALES

9.2.1. Fuerzas Verticales Permanentes

Se considerarán como cargas verticales los originados por el peso propio de conductores, aisladores y herrajes correspondientes a la hipótesis y condición que se esté evaluando (Bacigalupe Camarero 2000). Los pesos aproximados de los conductores, aisladores y herrajes figuran en las correspondientes Especificaciones Técnicas.

Con excepción de los conductores eléctricos y coaxiales, el peso es una carga puntual que se pueden sumar algebraicamente. Para los conductores, se necesita calcular el gravivano. El gravivano a_g es la longitud del vano que se debe considerar para determinar las cargas debido al peso propio de los conductores.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2} \quad (11)$$

Donde:

a_{g1} : Semigravivano anterior [m].

a_{g2} : Semigravivano posterior [m].

$$a_{g1} = a_1 - \frac{T_{01}}{P_c} \left[\tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{P_c a_1}{T_{01}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{P_c a_1}{T_{01}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{P_c b_1}{T_{01}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{P_c a_1}{T_{01}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{P_c a_1}{T_{01}}\right) - 1\right)^2}} \right] \quad (12a)$$

$$a_{g2} = \frac{T_{02}}{P_c} \left[\tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{P_c a_2}{T_{02}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{P_c a_2}{T_{02}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{P_c b_2}{T_{02}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{P_c a_2}{T_{02}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{P_c a_2}{T_{02}}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

a_1 : Longitud del vano anterior al apoyo, medido en la dirección de la línea [m].

a_2 : Longitud del vano posterior al apoyo, medido en la dirección de la línea [m].

b_1 : Diferencia de alturas entre el poste considerado y el poste anterior [m].

b_2 : Diferencia de alturas entre el poste considerado y el poste posterior [m].

P_c : Peso unitario propio del conductor [daN/m].

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor en el vano anterior al poste [daN].

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor en el vano posterior al poste [daN].

El criterio de signos para b_1 y b_2 es el que sigue:

$$\begin{aligned} b_1 &> 0 \text{ si } y_{b1} - y_{a1} > 0 \\ b_1 &< 0 \text{ si } y_{b1} - y_{a1} < 0 \\ b_2 &> 0 \text{ si } y_{b2} - y_{a2} > 0 \\ b_2 &< 0 \text{ si } y_{b2} - y_{a2} < 0 \end{aligned} \quad (12b)$$

La carga vertical P debida al peso de los conductores que se transmite a la cruceta y en consecuencia al poste, se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$P = T_{01} * \sinh\left(\frac{P_c * a_{g1}}{T_{01}}\right) + T_{02} * \sinh\left(\frac{P_c * a_{gw}}{T_{02}}\right) \quad (12c)$$

Donde:

P : Carga vertical que el conductor transmite a la cruceta (daN)

a_{g1} : Semigravivano anterior al poste (m)

a_{g2} : Semigravivano posterior al poste (m)

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

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano anterior al poste (daN)

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano posterior al poste (daN)

Para más detalles ver anexo B.6.

9.2.2. Fuerzas horizontales transversales

9.2.2.1. Fuerza Horizontal Transversal por la Acción del Viento sobre conductores - Viento Máximo. Apoyos FL, ANC (0°)

El viento golpea en el área lateral proyectada de los conductores, generando una fuerza transversal horizontal aplicada a la altura del conductor (Bacigalupe Camarero 2000).

$$F_{TVC} = P_{V,C} a_v \sum_i \frac{h_i}{h_N} \quad (13)$$

Donde:

h_i : Altura del conductor [m]
 h_N : Altura donde se aplica carga horizontal equivalente [m].
 $P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor [daN/m].
 a_v : Longitud del Eolovano [m].

La longitud del eolovano es la semisuma de los vanos contiguos al apoyo (Bacigalupe Camarero 2000):

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (14)$$

Para apoyos FL, $a_2 = 0$.

9.2.2.2. Fuerza Horizontal Resultante debida a la Acción del Viento transversal sobre conductores (Viento Máximo) y Resultante de Tensiones. Apoyos AL, ANG, ANC.

Además de la carga horizontal de viento en el área lateral proyectada de los conductores, existe una fuerza resultante de las tensiones cuando existe una deflexión β (Bacigalupe Camarero 2000).

$$F_{TVC} = \left(P_{V,C} a_v \cos \frac{\beta}{2} + \sqrt{(T_{02} - T_{01})^2 \cos^2 \frac{\beta}{2} + (T_{02} + T_{01})^2 \sin^2 \frac{\beta}{2}} \right) \sum_i \frac{h_i}{h_N} \quad (15)$$

Donde:

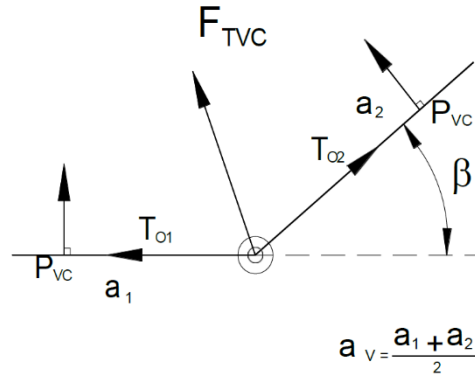
T_{01} : Componente horizontal de la tensión del conductor en el vano anterior. Evaluado con la condición de viento máximo y temperatura coincidente. [daN]
 T_{02} : Componente horizontal de la tensión del conductor en el vano posterior. Evaluado con la condición de viento máximo y temperatura coincidente [daN]
 β : Ángulo de deflexión de la línea [°]

El resto de las variables se definieron previamente.

El primer término corresponde con la acción del viento sobre los conductores en la dirección de la fuerza resultante. El segundo término, corresponde a la resultante de tensiones.

En el caso de apoyos que pertenecen al mismo cantón, AL y ANG, se tiene 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.

Figura 22 - F_{TVC}



9.2.2.3. Fuerzas Horizontal Transversal por la acción del Viento en postes, aisladores y Equipos –Viento Máximo

Para postes y aisladores la carga horizontal transversal F^* se obtendrá del conjunto de las Tablas 34 y 35. Los valores están ya calculados como Carga EQUIVALENTE y se encuentran debidamente justificados en los apartados B2.3 y B2.4 del Anexo B. Para cualquier otro caso no considerado en dichas tablas, remitirse a los apartados anteriores, donde se desarrolla el método de cálculo completo de Cargas por viento.

En el caso de equipos, si éstos son transformadores ver el Proyecto Tipo de Centros de Transformación tipo Poste. Para cualquier otro tipo de equipo, ver apartado B2.5 del Anexo B.

9.2.2.3.1. Sobre postes

La fuerza actúa en la dirección transversal y es aplicada en el centroide de la parte expuesta al viento.

$$F_{TVP} = q_0 C_{xp} G_T S_{xp} \quad (16)$$

Donde:

- q_0 : Presión dinámica del viento [daN/m^2]
- C_{xp} : Coeficiente de arrastre para viento máximo
- G_T : Factor combinado de viento.
- S_{xp} : Área frontal efectiva [m^2]

Tabla 34 - Fuerza equivalente por viento sobre el poste

Tipo poste	Fuerza EQUIVALENTE por viento sobre Poste (daN)					
	Zona I		Zona II		Zona III	
	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
	140,4 km/h*	87,1 km/h	100 km/h	67 km/h	80 km/h	53,6 km/h
HP -12/500 daN	70	70	54	41	34	27
HP -12/735 daN	69	77	59	46	38	29
HP -12/1030 daN	72	88	62	52	43	34
HP -12/1324 daN	75	92	62	54	45	35
HP -12/1600 daN	86	103	62	62	50	40
HP -12/2500 daN	97	104	60	70	51	45
HP -12/4000 daN	118	102	69	81	49	55
HP -14/735 daN	78	95	70	56	47	36
HP -14/1030 daN	89	109	71	64	53	42
HP -14/1324 daN	93	113	71	67	55	43
HP -14/1600 daN	105	116	70	76	58	49
HP -14/2500 daN	118	116	69	85	58	55
HP -14/4000 daN	143	111	84	91	56	67

* Tiene en cuenta la velocidad de viento máximo por zona, multiplicada por factor de rugosidad según la zona, ver anexo B2.1.

9.2.2.3.2. Sobre aisladores

La fuerza actúa en la dirección transversal y es aplicada en el centroide de la parte expuesta al viento.

$$F_{TVA} = q_0 C_{xa} G_T S_{xa} \quad (17)$$

Donde:

- q_0 : Presión dinámica del viento [daN/m²]
- C_{xa} : Coeficiente de arrastre para aisladores
- G_T : Factor combinado de viento.
- S_{xa} : Área frontal efectiva [m²]

Tabla 35 - Fuerza Equivalente por viento sobre el aislador tipo poste.

Referencia	Fuerza EQUIVALENTE por viento sobre el aislador tipo Poste (daN)					
	Zona I		Zona II		Zona III	
	Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ANSI 57-1	2,97	2,20	2,03	1,24	1,30	0,86
ANSI 57-3	4,95	3,68	3,38	2,07	2,17	1,44
PH-13,2	3,31	2,45	2,26	1,38	1,45	0,96
ANSI 57-5	6,60	4,90	4,51	2,76	2,89	1,92

9.2.2.3.3. Sobre equipos

La fuerza actúa en la dirección transversal y es aplicada en el centroide de la parte expuesta al viento.

$$F_{TVE} = q_0 C_{xe} G_T S_{xe} \quad (18)$$

Donde:

q_0 : Presión dinámica del viento [daN/m²]
 C_{xe} : Coeficiente de arrastre para equipo
 G_T : Factor combinado de viento.
 S_{xe} : Área frontal efectiva [m²]

9.2.2.4. Fuerzas Horizontales por Excentricidad del Peso Propio de Conductores.

Cada uno de los conductores generan un momento flector al trasladar la carga vertical, debido a su peso y al eje del poste. Ese momento flector es convertido a una carga horizontal que generaría el mismo daño por flexión al poste (Beer y Johnston 2017). Aplica a configuraciones en bandera y horizontal.

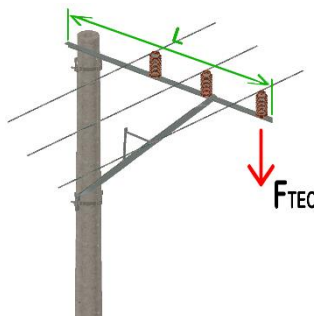
La fuerza EQUIVALENTE horizontal transversal que se transmite al poste debido a la excentricidad del peso propio de conductores y aisladores; se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$F_{TEC} = \frac{1}{h_N} \sum_j (P_j + P_s) L_j \quad (19)$$

Donde:

- P_j : Peso propio del conductor [daN]
 P_s : Peso del aislador o cadena [daN]
 L_j : Brazo de Momento. Distancia horizontal al eje del poste [m]
 h_N : Altura donde se aplica carga horizontal equivalente [m]

Figura 23 – FTEC



9.2.2.5. Fuerzas Horizontales por Excentricidad del Peso de Equipos

Dependiendo de la ubicación de los equipos, esta fuerza puede ser transversal o longitudinal. Si los equipos se encuentran ubicados en la dirección de la cruceta, la fuerza se considera transversal. Mientras que, si el equipo está ubicado en la dirección de los conductores, la fuerza se considera longitudinal (Beer y Johnston 2017).

Para el cálculo por excentricidad del peso propio de transformadores, ver el Proyecto Tipo de Centros de Transformación tipo Poste y para cualquier otro equipo aplicar la metodología desarrollada en el mencionado Proyecto Tipo. Este Carga equivalente por excentricidad de peso propio de equipos se designa como F_{TEE} .

$$F_{TEE} = \frac{1}{h_N} L_E P_E \quad (20)$$

Donde:

L_E : Distancia horizontal desde el centroide del equipo al eje del poste [m]

9.2.3. Fuerzas Horizontales Longitudinales

9.2.3.1. Fuerza Horizontal Longitudinal por Desequilibrio Real de Tensión. Apoyos ANC (0°) y FL.

Esta fuerza sólo se considera en apoyos con cadenas de amarre. Estos incluyen también los postes ANC (0°) y los FL. Para estos apoyos, el vano regulador anterior y posterior no es necesariamente igual. Por esto, existe una fuerza horizontal longitudinal que el apoyo

debe ser capaz de soportar. Aparece como consecuencia del desequilibrio real de tensiones que hay entre las componentes horizontales de la tensión del vano regulador anterior y posterior. Esta fuerza EQUIVALENTE se calcula para postes ANC con la fórmula siguiente:

$$F_{LTC} = |T_{02} - T_{01}| \sum_i \frac{h_i}{h_N} \quad (21)$$

Donde:

T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada bajo la hipótesis de viento máximo.

T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada bajo la hipótesis de viento máximo.

h : Altura del conductor de la fase i (m)

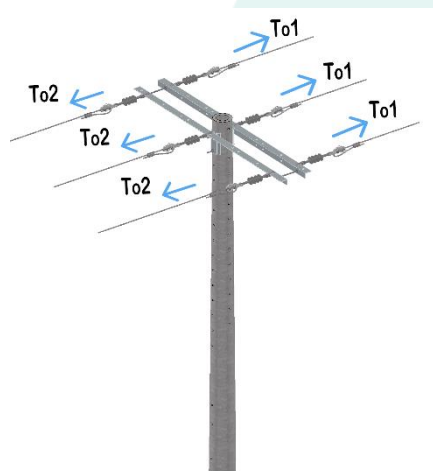
h_N : Altura libre poste – 0,2 m (ver Capítulo 2 definición de “Fuerza Equivalente”)

Para postes trabajando como Fin de Línea, sólo existe una tensión aplicada y no existe ángulo de deflexión, por lo que:

$$F_{LTC} = T_0 \sum_i \frac{h_i}{h_N} \quad (22)$$

Siendo T_0 la componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN) evaluada bajo la hipótesis de viento máximo.

Figura 24 - Desequilibrio real de tensiones



9.2.3.2. Fuerza Horizontal Longitudinal por Excentricidad del peso propio de Equipos.

Aplica principalmente para transformadores instalados en postes de AL y ANG. El método de cálculo de esta Carga equivalente horizontal longitudinal (F_{LEE}), para el caso de transformadores y cualquier otro equipo, se encuentra en el Proyecto Tipo de Centros de Transformación tipo Poste.

9.3. HIPÓTESIS ANORMALES

9.3.1. Fuerzas verticales permanentes

Corresponde al numeral 9.2.1

9.3.2. Fuerza horizontal longitudinal por rotura de conductor – Tensión con Viento reducido

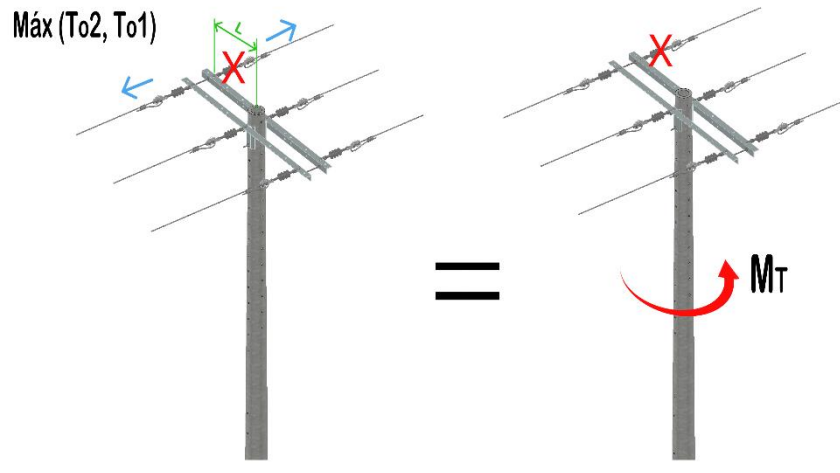
Si accidentalmente se rompe uno de los conductores que se conectan al poste de anclaje, o un conductor está asignado a un poste de fin de línea, existe un momento torsor M_T que debe ser resistido por el apoyo (Beer y Johnston 2017).

$$M_T = t(T_{02}, T_{01}) \quad (23)$$

Donde:

t : Distancia del punto de aplicación más desfavorable al eje del poste.

Figura 25 - Rotura de Conductor

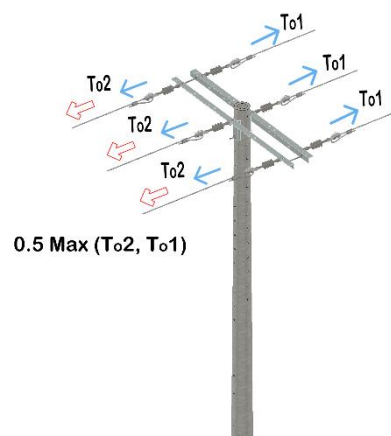


9.3.3. Fuerza horizontal longitudinal por 50% de Desequilibrio de Tensiones con Viento Máximo

Además del desequilibrio real en los postes ANC(0°), se asume un desequilibrio del 50% del valor máximo de tensión presente. Se utiliza para evaluar apoyos ANC y para la condición de 50% desequilibrio de tensiones (hipótesis anormal – condición 3 en la Tabla 33). Su valor EQUIVALENTE se calcula de la manera siguiente:

$$F_{LMC} = 0.5(T_{02}, T_{01}) \sum_i \frac{h_i}{h_N} \quad (24)$$

Figura 26 - 50% de desequilibrio de tensiones



9.4. SELECCIÓN DEL APOYO AUTOSOPORTADO

A continuación, se muestra la relación que existe entre las hipótesis de carga con la función del apoyo. En color verde se seleccionaron las celdas para las cuales es necesario calcular las cargas con el tipo de apoyo respectivo.

Tabla 36 - Fuerzas calculadas según numerales 9.2 y 9.3 para cada tipo de apoyo.

Función	Hipótesis Normales							Hipótesis Anormales			
	9.2.1	9.2.2.1	9.2.2.2	9.2.2.3	9.2.2.4	9.2.2.5 9.2.3.2	9.2.3.1	9.3.1	9.3.2	9.3.3	9.3.4
	F_{VER}	F_{TVC}	F_{TVC}	F_{TVTP} F_{TVVA} F_{TVE}	F_{TEC}	F_{TEE} F_{LEE}	F_{LTC}	F_{VER}	M_T	F_{LMC}	
AL											
ANG											
ANC (0°)											
FL											

9.4.1. Cargas últimas y factores de mayoración

La Tabla 37 y 38 relacionan los esfuerzos calculados según los numerales 9.2 y 9.3 con los factores de mayoración y valores últimos a aplicar para seleccionar el apoyo.

Tabla 37 - Hipótesis Normales para apoyos de hormigón

Tipo de Carga Aplicada	Factor de Mayoración	Fuerza Resistente Última
Fuerza total vertical	1,2	Fuerza de Rotura a compresión o Fuerza vertical última en el punto de aplicación de la carga.
Fuerza horizontal resultante por efecto combinado de fuerzas horizontales (transversales y longitudinales)	2,5	Fuerza que genera rotura a flexión.

Tabla 38- Hipótesis Anormales para postes de hormigón

Tipo de Carga Aplicada	Factor de Mayoración	Fuerza Resistente Última
Fuerza total vertical	1,2	Fuerza de Rotura a compresión o Fuerza vertical última en el punto de aplicación de la carga.
Fuerza horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones.	1,5	Fuerza que genera rotura a flexión.
Momento torsor por rotura de un conductor	1,5	Momento torsor último del poste a la altura de instalación del conductor analizado

La fuerza horizontal EQUIVALENTE resultante H de la Tabla 39 se obtiene sumando vectorialmente las cargas horizontales Equivalentes Transversales ΣT y las cargas horizontales Equivalentes Longitudinales ΣL .

$$H = \sqrt{(\Sigma T)^2 + (\Sigma L)^2} \quad (25)$$

Tabla 39- Capacidad mecánica de postes

Tipo poste	Fuerza de rotura a flexión (daN)	Momento último de torsión (daN.m) (1)	Fuerza vertical ultima para apoyos auto soportados (daN) (2)			
			h_N	$h_N - 0,4m$	$h_N - 0,8m$	$h_N - 3,3m$
PH-12/500 daN	500	351	568	742	847	4.919
PH-12/735 daN	735	380	568	742	847	4.919
PH-12/1030 daN	1.030	891	2.034	2.538	2.835	13.060
PH-12/1324 daN	1.324	1.079	2.608	3.243	3.616	16.365
PH-14/735 daN	735	568	652	821	920	4.139
PH-14/1030 daN	1.030	891	1.372	1.687	1.869	7.474
PH-14/1324 daN	1.324	1079	1.779	2.180	2.412	9.478
PH-12/1600 daN	1.600	1.412	5.096	6.212	7.581	27.487
PH-12/2500 daN	2.500	2.215	8.831	10.604	12.755	43.322
PH-12/4000 daN	4.000	3.932	22.194	26.131	30.842	94.253
PH-14/1600 daN	1.600	1.412	3.466	4.166	5.003	16.112
PH-14/2500 daN	2.500	2.215	6.046	7.159	8.482	25.346
PH-14/4000 daN	4.000	3.932	15.225	17.680	20.561	55.400

9.4.2. Método de selección Apoyo de hormigón Autosoportado

El apoyo seleccionado debe cumplir la siguiente relación para todos los tipos de cargas considerados en la tabla 37 y 38:

$$Carga\ última \geq Carga\ calculada * Factor\ de\ Mayoración \quad (26)$$

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

9.4.2.1. Carga Vertical

La carga vertical se incrementa un 20% ya que es una carga que se puede evaluar con bastante precisión.

$$1.2F_{VER} \leq Carga\ última\ a\ Compresión \quad (27)$$

9.4.2.2. Rotura a Flexión – Hipótesis Normal

La fuerza horizontal equivalente debe sumarse vectorialmente. Es por esto por lo que se considera la dirección del viento y las ubicaciones de los equipos.

9.4.2.2.1. Para Postes de Alineación y Angulares

$$2.5\sqrt{(F_{TEC} + F_{TVC} + F_{TVP})^2 + (F_{LEE})^2} \leq Fuerza\ horizontal\ última\ que\ genera\ Flexión \quad (28)$$

9.4.2.2.2. Para Postes de FL

$$2.5\sqrt{(F_{TEC} + F_{TVC} + F_{TVP} + F_{TEE})^2 + (F_{LTC})^2} \leq Fuerza\ horizontal\ última\ que\ genera\ Flexión \quad (29)$$

9.4.2.2.3. Para Postes de ANC (0°)

$$2.5\sqrt{(F_{TVC} + F_{TVP} + F_{TEE})^2 + (F_{LTC})^2} \leq Fuerza\ horizontal\ última\ que\ genera\ Flexión \quad (30)$$

9.4.2.3. Rotura a Flexión – Hipótesis Anormal

$$1.5F_{LMC} \leq Carga\ última\ de\ rotura\ a\ flexión \quad (31)$$

9.4.2.4 Momento Torsor – Hipótesis Anormal

$$1.5M_T \leq \text{Momento último de Torsión} \quad (32)$$

Se puede adoptar el siguiente método simplificado para el dimensionamiento de postes Autosoportados:

- ✓ No realizar el análisis del poste a esfuerzo vertical, excepto para vanos muy largos (≥ 250 m) y conductores de gran sección y peso unitario (266 ACSR, 336 ACSR y 394 AAAC).
- ✓ Para líneas trifásicas, dimensionar los ANC (0°) con la hipótesis anormal, excepto cuando divide cantones con importantes desequilibrios de tensiones reales, en este caso considerar la hipótesis normal.
- ✓ No considerar el esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de conductores, excepto en la configuración en bandera.
- ✓ No considerar el esfuerzo horizontal transversal por viento en aisladores.

Tabla 40- Formulación Método Simplificado para Apoyo Autosoportado

	Apoyo	Tipo de Comprobación
Normal	AL y ANG	A flexión: $2,5\sqrt{(F_{TEC} + F_{TVC} + F_{TVP})^2 + (F_{LEE})^2} \leq \text{Fuerza horizontal última que genera Flexión}$
	FL (1)	A flexión: $2,5\sqrt{(F_{TEC} + F_{TVC} + F_{TVP} + F_{TEE})^2 + (F_{LTC})^2} \leq \text{Fuerza horizontal última que genera Flexión}$
Anormal	ANC (0°)	A flexión: $1,5F_{LMC} \leq \text{Fuerza horizontal última que genera Flexión}$
	ANC (0°) y FL	A torsión: $1,5M_T \leq \text{Momento último de Torsión (2)}$
Nota: (1) Se utilizará para ANC (0°) si no se cumple la condición simplificada, (2) Momento torsor último a la altura del poste (sección) donde se está evaluando la rotura de conductor y (3) Sólo si se trata de configuración en bandera, no considerar el viento en aisladores en F_{TVP}		

En el caso de tener cargas combinadas por conductores, equipos, cajas de medidores y otros componentes, se sugiere seguir la metodología del ejemplo presentado en el anexo B6.4.

10. CÁLCULO MECÁNICO DE RETENIDAS

10.1. RETENIDAS

Las retenidas se utilizan para contrarrestar los esfuerzos horizontales que no puede 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 debe comprobar que el cable de la retenida a utilizar puede soportar dichos esfuerzos.

Para el poste, los esfuerzos verticales transmitidos por la retenida al mismo son de una gran magnitud. Por otro lado, el poste absorbe una proporción del esfuerzo horizontal aplicado al conjunto poste / retenida, denominada fuerza residual. Ambas consideraciones deben tenerse muy en cuenta en el dimensionamiento de este.

En el Anexo B8 se encuentra toda la base teórica del cálculo de retenidas.

10.1.1. Retenida Bisectora. Método Simplificado

10.1.1.1. Apoyos tipo ANG

Aplica para ángulos pequeños (sin cadenas de amarre - no existe desequilibrio de tensiones). De acuerdo, a la descripción de las cargas de la Figura 27, efectuar para cada retenida j asociada a un número de conductores N_j que retiene o contrarresta,

Para calcular verificar el dimensionamiento de la retenida sea correcta se sigue el procedimiento empleado en la Tabla 41. Finalmente, en la Tabla 42 se presenta los cálculos de las fuerzas residuales del apoyo y en el apoyo a flexión.

Figura 27 - Fuerzas actuantes sobre apoyo con retenidas.

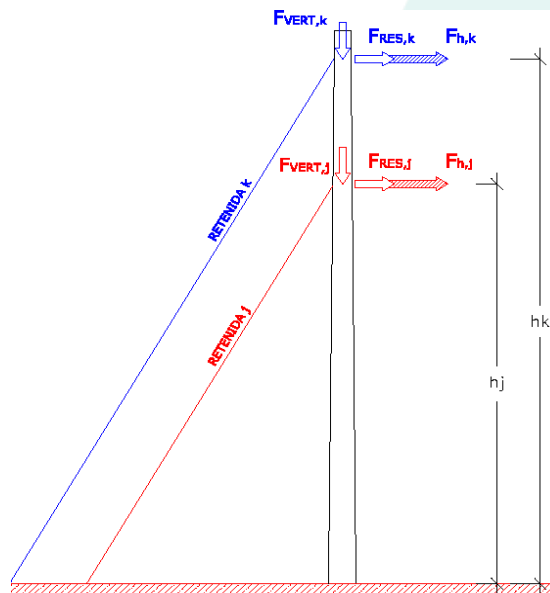


Tabla 41- Cálculo de resistencia de retenida ANG - Bisectora

Paso 1: Calcular la rigidez (Kp) del poste seleccionado en la altura de instalación de la retenida.

$$K_p = \frac{E_p(d_{eo}^3 d_{yo} - d_{ei}^3 d_{yi})}{6,79 y_r^3}$$

Ep: Modulo de elasticidad del poste (daN/m²)
deo: Diámetro exterior en la base del poste (m)
dyo: Diámetro exterior del poste en una altura "y" (m)
dei: Diámetro interior en la base del poste (m)
dyi: Diámetro interior del poste en una altura "y" (m)
yr: Altura de instalación de la retenida (m)

Paso 2: Calcular la rigidez de la retenida bisectora

$$K_g = \frac{E_g A_g (\cos \alpha)^2 \sin \alpha}{y_r}$$

Eg: Modulo de elasticidad de la retenida
Ag: Área de cable (m)
α: Ángulo entre la retenida y la superficie de anclaje (°)
yr: Altura de instalación de la retenida (m)

Paso 3: Calcular la fuerza horizontal (daN)

$$F_{h,j} = N_j \left(P_{v,c} a_v \cos \left(\frac{\beta}{2} \right) + 2T_0 \sin \left(\frac{\beta}{2} \right) \right)$$

Nj: Número de conductores retenidos o contrarestados
Pv,c: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).
Av: Longitud del eolovano (m)
β: Ángulo de deflexión de la línea (°)
To: Componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste (daN)

Paso 4: Calcular la carga absorbida por cada cable de la retenida (Tr)

$$T_r = \frac{F_h}{\cos \alpha} \left(\frac{K_g}{K_g + K_p} \right)$$

Paso 5: Verificación de la carga de rotura de retenida bisectora

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

Cr: Carga de rotura de la retenida

Cs: Coeficiente de seguridad de la retenida, este coeficiente puede tener valores entre 1,5 – 2,5

Paso 6: Pretensionado de la retenida (daN):

$$T_{RET}^0 = \max \left[\left[F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) - \frac{ERF}{2,5} \right] \sec \alpha ; 0,05 R_{U,j} \right]$$

T_{RET}^0 : Tensión inicial a aplicar en la retenida en el momento de la instalación (daN)

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

Tabla 42- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Bisectora

Paso 1: Calcular la fuerza residual horizontal o cortante absorbido producida por las retenidas al apoyo (daN)

$$F_{RES,j} = F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) \frac{H_j}{h_N}$$

F_{h,j}: Fuerza horizontal contrarrestada por la retenida j (daN)

K_p: Rigidez del poste (daN/m)

K_g: Rigidez de la retenida (daN/m)

H_j: Altura de instalación de la retenida j sobre el poste (m)

h_N: Altura libre del poste – 0,2 m (m)

Paso 2: Calcular la fuerza total horizontal producida por las retenidas

$$F_{res,t} = \sum F_{res,j}$$

Paso 3: Calcular la fuerza vertical o compresión producida por las retenidas al apoyo (daN)

$$F_{ver,j} = F_{h,j} \tan \alpha \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right)$$

Paso 4: Calcular la fuerza vertical total producida por las retenidas

$$F_{ver,t} = P_{c,j} + \sum F_{ver,j}$$

P_{c,j}: Peso del conductor y otros elementos (Ver capítulo 9) aplicados en el punto j (daN)

Paso 5: Comprobar apoyo a compresión y verificar que se cumple que:

$$1,2 F_{ver,t} \leq P_{U,j}$$

P_{U,j}: Capacidad vertical ultima del poste obtenida de la Tabla 39 en el propio punto j o lo más cerca (Por encima) a dicho punto (daN)

10.1.1.2. Postes tipo FL y ANC (0°)

Según la Figura 27, efectuar para cada retenida j el cálculo según Tabla 43. Finalmente, el poste se comprobará a flexión y torsión siguiendo la Tabla 44.

Tabla 43- Calculo de resistencia Poste FL y ANC -Bisectora

Paso 1: Calcular la rigidez (K_p) del poste seleccionado en la altura de instalación de la retenida.

$$K_p = \frac{E_p(d_{eo}^3 d_{yo} - d_{ei}^3 d_{yi})}{6,79 y_r^3}$$

E_p: Modulo de elasticidad del poste (daN/m²)
d_{eo}: Diámetro exterior en la base del poste (m)
d_{yo}: Diámetro exterior del poste en una altura “y” (m)
d_{ei}: Diámetro interior en la base del poste (m)
d_{yi}: Diámetro interior del poste en una altura “y” (m)
y_r: Altura de instalación de la retenida (m)

Paso 2: Calcular la rigidez de la retenida bisectora

$$K_g = \frac{E_g A_g (\cos \alpha)^2 \sin \alpha}{y_r}$$

E_g: Modulo de elasticidad de la retenida
A_g: Área de cable (m)
α: Ángulo entre la retenida y la superficie de anclaje (°)
y_r: Altura de instalación de la retenida (m)

Poste de fin de línea

Poste de anclaje 0°

Paso 3: Calcular la fuerza horizontal (daN)

Paso 3: Calcular la fuerza horizontal (daN)

$F_{h,j} = N_j T_0$ <p>Nj: Número de conductores retenidos o contrarrestados T_0: Componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste (daN)</p>	$F_{h,j} = 0,5 N_j \text{Max}(T_{01}; T_{02})$ <p>Nj: Número de conductores retenidos o contrarrestados T_{01}: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador de cantón anterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C T_{02}: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador de cantón posterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C</p>
Paso 4: Calcular la carga absorbida por cada cable de la retenida (T_r) $T_r = \frac{F_h}{\cos \alpha} \left(\frac{K_g}{K_g + K_p} \right)$	
Paso 5: Verificación de la carga de rotura de retenida bisectora $\frac{C_r}{T_r} \geq C_s$ <p>Cr: Carga de rotura de la retenida Cs: Coeficiente de seguridad de la retenida, este coeficiente puede tener valores entre 1,5 – 2,5</p>	
Paso 6: Pretensionado de la retenida (daN): $T_{RET}^0 = \max \left[\left F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) - \frac{ERF}{2,5} \right \sec \alpha; 0,05 R_{U,j} \right]$ <p>T_{RET}^0: Tensión inicial a aplicar en la retenida en el momento de la instalación (daN) ERF: Esfuerzo de rotura a flexión del poste (daN)</p>	

Tabla 44- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Bisectora

Paso 1: Calcular la fuerza residual horizontal o cortante absorbido producida por las retenidas al apoyo (daN) $F_{RES,j} = F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) \frac{H_j}{h_N}$ <p>Fh,j: Fuerza horizontal contrarrestada por la retenida j (daN)</p>
--

<p>Kp: Rigidez del poste (daN/m) Kg: Rigidez de la retenida (daN/m) Hj: Altura de instalación de la retenida j sobre el poste (m) hN: Altura libre del poste – 0,2 m (m)</p>	
<p>Paso 2: Calcular la fuerza total horizontal producida por las retenidas</p> $F_{res,t} = \sum F_{res,j}$	
<p>Paso 3: Calcular la fuerza vertical o compresión producida por las retenidas al apoyo (daN)</p> $F_{ver,j} = F_{h,j} \tan \alpha \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right)$	
<p>Paso 4: Calcular la fuerza vertical total producida por las retenidas</p> $F_{ver,t} = P_{c,j} + \sum F_{ver,j}$ <p>Pc,j: Peso del conductor y otros elementos (Ver capítulo 9) aplicados en el punto j (daN)</p>	
<p>Paso 5: Comprobar apoyo a compresión y verificar que se cumple que:</p> $1,2 F_{ver,t} \leq P_{U,j}$ <p>Pu,j: Capacidad vertical ultima del poste obtenida de la Tabla 39 en el propio punto j o lo más cerca (Por encima) a dicho punto (daN)</p>	
<p>Poste de fin de línea</p> $2,5 \sqrt{(F_{TEC(3)} + F_{TVC} + F_{TVP} + F_{LEE})^2 + (F_{RES,LTC})^2} \leq ERF$ <p>$F_{TEC(3)}$: Fuerza producida por excentricidad del peso de los conductores y aisladores (Sección 9.2.2.2) F_{TVC}: Fuerza horizontal transversal producida por el viento sobre los conductores F_{LEE}: (Sección 9.2.3.2) $F_{RES,LTC}$: (Sección 9.2.3.1)</p>	<p>Poste de anclaje</p> $1,5 F_{RES,LMC} \leq ERF$ <p>$F_{RES,LMC}$: (Sección 9.3.2)</p>
<p>Poste a torsión</p>	

Ver condiciones de la sección 9.4.2

10.1.2. Conjunto a 90°. - Método Simplificado

Este método se emplea para ángulos con cadenas de amarre. Según la Figura 27, se debe efectuar para cada par de retenidas a 90° j asociadas a un número de conductores NJ, el cálculo según Tabla 45. Finalmente, el poste se comprobará a flexión siguiendo la Tabla 46.

Tabla 45- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG – Conjunto a 90°

Paso 1: Calcular la rigidez (Kp) del poste seleccionado en la altura de instalación de la retenida.

$$K_p = \frac{E_p(d_{eo}^3 d_{yo} - d_{ei}^3 d_{yi})}{6,79 y_r^3}$$

Ep: Módulo de elasticidad del poste (daN/m²)
deo: Diámetro exterior en la base del poste (m)
dyo: Diámetro exterior del poste en una altura “y” (m)
dei: Diámetro interior en la base del poste (m)
dyi: Diámetro interior del poste en una altura “y” (m)
yr: Altura de instalación de la retenida (m)

Paso 2: Calcular la rigidez de la retenida bisectora

$$K_{g1} = \frac{E_g A_g \left(\cos \left(\cos^{-1} \left(\sin \left(\frac{\beta}{2} \right) \cos \alpha \right) \right) \right)^2 \sin \alpha}{y_r}$$

$$K_{g2} = \frac{E_g A_g \left(\cos \left(\cos^{-1} \left(\sin \left(\frac{\beta}{2} \right) \cos \alpha \right) \right) \right)^2 \sin \alpha}{y_r}$$

Eg: Módulo de elasticidad de la retenida
Ag: Área de cable (m)
α: Ángulo entre la retenida y la superficie de anclaje (°)
β: Ángulo de deflexión de la línea (°)
yr: Altura de instalación de la retenida (m)

Paso 3: Calcular la fuerza horizontal (daN)

$$F_{h,j} = N_j \left(P_{V,c} a_v \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{(T_{02} - T_{01})^2 \left(\cos\frac{\beta}{2}\right)^2 + (T_{02} - T_{01})^2 \left(\sin\frac{\beta}{2}\right)^2} \right)$$

Nj: Número de conductores retenidos o contrarrestados

P_{V,c}: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).

Av: Longitud del eolovano (m)

β: Ángulo de deflexión de la línea (°)

To: Componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste (daN)

Paso 4: Calcular la carga absorbida por cada cable de la retenida (Tr)

$$T_{r1} = \frac{F_h}{\cos \alpha} \left(\frac{K_{g1}}{K_{g1} + K_{g1} + K_p} \right)$$

$$T_{r2} = \frac{F_h}{\cos \alpha} \left(\frac{K_{g2}}{K_{g1} + K_{g1} + K_p} \right)$$

Paso 5: Verificación de la carga de rotura de retenida bisectora

$$\frac{C_{r,x}}{T_{r,x}} \geq C_s$$

Cr: Carga de rotura de la retenida (Tabla 44)

Cs: Coeficiente de seguridad de la retenida, este coeficiente puede tener valores entre 1,5 – 2,5

Verificar que se cumpla para la retenida perpendicular (Caso más desfavorable, exceptuando cuando el ángulo de deflexión es 90° en que ambas retenidas tienen la misma tensión)

Paso 6: Pretensionado de la retenida (daN):

$$T_{RET}^0 = \max \left[\left| F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) - \frac{ERF}{2,5} \right| \sec \alpha ; 0,05 R_{U,j} \right]$$

T_{RET}⁰: Tensión inicial a aplicar en la retenida en el momento de la instalación (daN)

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

**Tabla 46- Cálculo de cargas residuales y comprobación a Flexión Apoyo ANG –
Conjunto a 90°**

<p>Paso 1: Calcular la fuerza residual horizontal o cortante absorbido producida por las retenidas al apoyo (daN)</p> $F_{RES,j} = F_{h,j} \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right) \frac{H_j}{h_N}$ <p> $F_{h,j}$: Fuerza horizontal contrarrestada por la retenida j (daN) K_p: Rigidez del poste (daN/m) K_g: Rigidez de la retenida (daN/m) H_j: Altura de instalación de la retenida j sobre el poste (m) h_N: Altura libre del poste – 0,2 m (m) </p>
<p>Paso 2: Calcular la fuerza total horizontal producida por las retenidas</p> $F_{res,t} = \sum F_{res,j}$
<p>Paso 3: Calcular la fuerza vertical o compresión producida por las retenidas al apoyo (daN)</p> $F_{ver,j} = F_{h,j} \tan \alpha \left(\frac{K_p}{K_g + K_p} \right)$
<p>Paso 4: Calcular la fuerza vertical total producida por las retenidas</p> $F_{ver,t} = P_{c,j} + \sum F_{ver,j}$ <p>$P_{c,j}$: Peso del conductor y otros elementos (Ver capítulo 9) aplicados en el punto j (daN)</p>
<p>Paso 5: Comprobar apoyo a compresión y verificar que se cumple que:</p> $1,2 F_{ver,t} \leq P_{U,j}$ <p>$P_{U,j}$: Capacidad vertical última del poste obtenida de la Tabla 39 en el propio punto j o lo más cerca (Por encima) a dicho punto (daN)</p>
<p>Paso 6: Comprobar el poste a flexión</p> $2,5 \sqrt{(F_{TEC(3)} + F_{TVC} + F_{TVP} + F_{LEE})^2 + (F_{RES,LTC})^2} \leq ERF$

$F_{TEC(3)}$: Fuerza producida por excentricidad del peso de los conductores y aisladores (Sección 9.2.2.2)
 F_{TVC} : Fuerza horizontal transversal producida por el viento sobre los conductores
 F_{LEE} : (Sección 9.2.3.2)
 $F_{RES,LTC}$: (Sección 9.2.3.1)

En la Tabla 47 se presenta la capacidad vertical de los apoyos de concreto con retenidas instaladas. En el caso que sea necesario el uso de postes en material de fibra de vidrio o metálicos, la metodología de cálculo anteriormente descrita es aplicable; siempre y cuando, los postes sean de geometría circular y el diseñador realice el cálculo de la rigidez del poste (K_p), en donde se recomienda que para dicho cálculo, el Módulo de elasticidad del poste (E_p), sea suministrado por el fabricante.

Tabla 47- Fuerza vertical última para Apoyos con retenidas

Tipo de poste	Fuerza vertical última para apoyos con retenidas (daN)			
	h_N	$h_N - 0,4m$	$h_N - 0,8m$	$h_N - 3,3m$
PH-12/500 daN	1.704	2.226	2.541	14.757
PH-12/735 daN	1.704	2.226	2.541	14.757
PH-12/1030 daN	6.102	7.614	8.505	39.180
PH-12/1324 daN	7.824	9.729	10.848	49.095
PH-14/735 daN	1.956	2.463	2.760	12.417
PH-14/1030 daN	4.116	5.061	5.607	22.422
PH-14/1324 daN	5.337	6.540	7.236	28.434
PH-12/1600 daN	15.288	18.637	22.743	83.540
PH-12/2500 daN	26.493	31.812	38.265	129.968
PH-12/4000 daN	66.582	78.394	92.528	282.761
PH-14/1600 daN	10.398	12.493	15.009	48.338
PH-14/2500 daN	18.140	21.478	25.448	76.038
PH-14/4000 daN	45.675	53.041	61.683	166.202

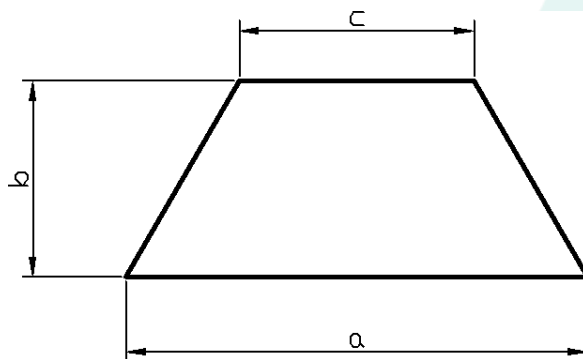
Nota: h_N = Altura libre - 0,2 m

10.2. Ancla de la retenida

Se definen 3 tipos de anclas de acuerdo con la Figura 28:

- **Tipo 1:**
 $a = 0,40 \text{ m}$
 $b = 0,25 \text{ m}$
 $c = 0,30 \text{ m}$
 Refuerzo (parrilla) = $3/8'' @ 10 \text{ cm}$
- **Tipo 2:**
 $a = 0,65 \text{ m}$
 $b = 0,25 \text{ m}$
 $c = 0,30 \text{ m}$
 Refuerzo (parrilla) = $3/8'' @ 10 \text{ cm}$
- **Tipo 3:**
 $a = 1,45 \text{ m}$
 $b = 0,25 \text{ m}$
 $c = 1,50 \text{ m}$
 Refuerzo (parrilla) = $1/2'' @ 20 \text{ cm}$

Figura 28 - Dimensiones del Ancla de Concreto



La carga máxima de las retenidas que pueden ser aplicadas en cada tipo de ancla se presentan en la Tabla 48.

Esta carga ya tiene en cuenta el coeficiente de seguridad del ancla 1,2 y el coeficiente de seguridad del cable de la retenida de 1,5 de acuerdo con la ecuación B8.28 del anexo B8.

Tabla 48- Carga máxima que puede ser aplicada a la retenida de acuerdo con el tipo de ancla y el tipo de suelo [kN]

Clasificación de suelo	Subclasificación de suelo	Tipo ancla Parámetros mínimos			Tipo ancla Parámetros máximos		
		Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
1	Friccionante: Denso	47,8	68,8	169,2	50,5	72,8	178,0
	Friccionante: Medianamente denso	45,0	64,9	160,3	47,8	68,8	169,2
	Friccionante: Suelto	39,5	57,0	142,7	45,0	64,9	160,3
	Cohesivo: Duro	50,5	72,8	178,0	61,5	88,5	213,4
	Cohesivo: Compacto	47,8	68,8	169,2	56,0	80,6	195,7
	Cohesivo: Medianamente compacto	39,5	57,0	142,7	50,5	72,8	178,0
	Cohesivo: Blando	28,5	41,3	107,3	39,5	57,0	142,7
2	Suelo rígido	50,5	72,8	178,0	61,5	88,5	213,4
	Suelo medianamente rígido	47,8	68,8	169,2	56,0	80,6	195,7
	Suelo poco rígido	28,5	41,3	107,3	45,0	64,9	160,3

Para el cálculo de la Tabla 48, el ángulo de rozamiento entre el bloque y el terreno removido fue asumido como 30° para todos los casos, La profundidad del bloque es fija debido a que la varilla de anclaje tiene como longitud predeterminada 2,4 m y el ángulo entre suelo y retenida es de $\alpha = 60^\circ$,

El ancla tipo 1 y tipo 2 serán en concreto prefabricado, mientras que el ancla tipo 3 será fabricada In situ,

El cálculo de la tensión transmitida de las retenidas parte de la filosofía de diseño tal que ésta puede resistir hasta $2/3$ de la resistencia de rotura del poste, De acuerdo con este enfoque, y a una altura de instalación de la retenida de 1,2 m de la cima del poste se determina la máxima tensión a la que se verá sometida la retenida (Tabla 49),

Para escoger el tipo de ancla a utilizar, se debe:

1. Determinar el tipo de poste
2. Escoger si la retenida será bisectora o conjunto a 90°
3. Determinar el tipo de retenida: 1/2" o 3/8"
4. Con la información anterior determinar la carga máxima de acuerdo con la Tabla 49,
5. Determinar el tipo de suelo en el que se encontrará la estructura
6. Escoger el tipo de ancla tal que tenga mayor resistencia (Tabla 48) que la del paso 4,

Tabla 49 – Carga máxima que puede ser aplicada a la retenida de acuerdo con el tipo de poste y tipo de retenida [kN]

Carga máxima [kN] requerida $h_N = 0,2$ m				
Denominación	Bisectora		Conjunto a 90°	
	3/8"	1/2"	3/8"	1/2"
PH-12/500 daN	44,06	78,42	22,03	39,21
PH-12/735 daN	52,21	92,91	26,10	46,46
PH-12/1030 daN	50,55	89,97	25,28	44,98
PH-12/1324 daN	53,82	95,78	26,91	47,89
PH-12/1600 daN	47,03	83,69	23,51	41,85
PH-12/2500 daN	67,05	119,32	33,52	59,66
PH-12/4000 daN	65,76	117,04	32,88	58,52
PH-14/735 daN	52,93	94,20	26,47	47,10
PH-14/1030 daN	52,31	93,09	26,15	46,55
PH-14/1324 daN	55,54	98,85	27,77	49,43
PH-14/1600 daN	49,82	88,67	24,91	44,33
PH-14/2500 daN	59,30	105,54	29,65	52,77
PH-14/4000 daN	58,62	104,33	29,31	52,17
PH-16/1600 daN	76,70	136,51	38,35	68,25
PH-16/2000 daN	67,06	119,35	33,53	59,67
PH-16/2500 daN	73,46	130,74	36,73	65,37

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 las siguientes clasificaciones de terrenos:

Tabla 50- Clasificación 1 de terrenos y sus características

	qu (daN/cm ²)		c (daN/cm ²)		ϕ (°)		kv30 (daN/cm ³)		γ [daN/m ³]	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
SUELOS ARENOSOS										
DENSO	2,5	4,5	0	0	38	46	9,6	32	1.700	1.800
MEDIANAMENTE DENSO	0,25	0,7	0	0	30	36	1,92	9,6	1.600	1.700
SUELTO	0	0,1	0	0	15	28	0,64	1,92	1.400	1.600
SUELOS COHESIVOS										
DURO	4	10	2	5	0	0	>8		1.800	2.200
COMPACTO	2	4	1	2	0	0	4	8	1.700	2.000
MEDIANAMENTE COMPACTO	0,5	2	0,25	1	0	0	1,3	4	1.400	1.800
BLANDO	0,25	0,5	0,125	0,25	0	0	0,65	1,3	1.000	1.400

A partir de la clasificación anterior, se define una clasificación 2 (**Tabla 51**),

- Los suelos poco rígidos presentan propiedades asignadas a los suelos arenosos sueltos y a los suelos cohesivos medianamente compactos y blandos,
- Los suelos medianamente rígidos corresponden a aquellos que cuentan con características de suelos arenosos medianamente densos o suelos cohesivos compactos,
- Finalmente, los suelos rígidos son aquellos que comparten características de los suelos arenosos densos y suelos cohesivos duros,

Tabla 51- Clasificación 2 de terrenos y sus características

	qu (daN/cm ²)		c (daN/cm ²)		ϕ (°)		kv30 (daN/cm ³)		γ [daN/m ³]	
	min	max	min	max	min	max	min	max	min	max
SUELO RÍGIDO	4	10	2,5	5	38	46	10	32	1.800	2.200
SUELO MEDIANAMENTE RÍGIDO	2	4	1,5	2	30	37	2,6	9,6	1.700	2.000
SUELO POCO RÍGIDO	0,25	2	0,25	1	15	29	1,3	2,5	1.000	1.600

Donde:

qu: Resistencia a la compresión última del terreno
c: Cohesión
 ϕ : Ángulo de fricción interna
kv30: Coeficiente de balasto del ensayo de placa 30*30 cm
 γ : Peso específico del suelo

El ángulo de tierra gravante β puede ser tomado como 6° ,

La selección de la cimentación depende de las características del terreno, del tipo de poste y del esfuerzo máximo vertical que puede soportar la cimentación, El criterio de selección es el siguiente:

- **Estabilidad del poste ante fuerza laterales y capacidad portante:**
Independientemente del tipo y función del poste, se debe revisar el cumplimiento de la cimentación tipo directa por estabilidad del poste, Además, las cargas totales verticales del peso propio del poste, gravivano, peso propio de equipos y cargas de retenidas (si aplican) no deben superar el P_{max} del solado base y el suelo, Si se sobrepasa este valor, se evaluará la solución monobloque cilíndrica y prismática, por este orden,

11,2, MÉTODO DE CÁLCULO

11,2,1, Consideraciones generales

Para el análisis y diseño de cimentaciones se tienen disponibles cuatro métodos de análisis presentados en la sección B7 del anexo B, Estos cuatro métodos son: método de Sulzberger, método de tablestaca, método de Broms, y método de apoyo rígido, La metodología de cálculo dependerá de cada uno de los métodos y el diseñador deberá escoger el que arroje los resultados más favorables según su análisis teniendo en cuenta la aplicabilidad de los métodos en cuestión,

Se considerará, tanto para los postes directamente empotrados como para los postes con cimientos cilíndricos o prismáticos, una profundidad de cimentación del 10% de su longitud más 0,60 m, En terrenos inclinados esta longitud se medirá desde el lado del poste que quede menos enterrado,

Para postes con cimientos cilíndricos o prismáticos, se debe tomar como ancho mínimo de la cimentación el diámetro en la base del poste más 30 cm a cada lado,

Para postes directamente empotrados se debe garantizar que el volumen de excavación tenga un ancho mínimo del diámetro en la base del poste más 30 cm a cada lado de éste para que se pueda cimentar el poste apropiadamente garantizando su empotramiento con suelo compactado alrededor del mismo por capas de 5 cm o lo que recomiende el estudio de suelos,

Se debe disponer de una placa de apoyo en cimentaciones directas o cuando se emplee la metodología de apoyo rígido para el diseño, Se debe disponer un solado base en cimentaciones directas y en las cimentaciones cilíndricas y prismáticas cuando no se emplee la metodología de apoyo rígido, La placa de apoyo y el solado base deben cumplir con lo especificado en el apartado B7,6 del anexo B,

12. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS,

Para la evaluación del nivel de riesgo por rayos se debe seguir la metodología establecida en el RETIE en el numeral 9,2 Evaluación del nivel de riesgo, utilizando como referencia la siguiente matriz de riesgo:

Figura 29 - Matriz de riesgo de descargas atmosféricas

Í N G R I A C V E S D A D D E	Resistividad [Ω.m]		FRECUENCIA				
			E	D	C	B	A
			DRT <1	DRT 1 - <5	DRT 5 - <15	DRT 15 - <30	DRT >30
	>500	1	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	200 - 500	2	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	100 - 200	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	25 - 100	4	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<25	5	MUY BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____							

En el anexo A,1,3 se muestran los mapas que relacionan la densidad de rayos a tierra (DRT) a una región determinada, Si un proyecto involucra varios DRT, se toma el DRT más alto, para ser aplicado en la matriz de riesgo,

En el anexo B,9 numeral B,9,1 se describe el método de cálculo para determinar el DRT,

La resistividad del terreno debe ser medida utilizando los procedimientos establecidos en la IEEE St 80, 2010, En los proyectos que involucren transformadores se debe hacer la medición en el lugar en el que se proyecte la instalación de cada transformador, En aquellos proyectos que no involucren la instalación de transformadores, se debe hacer una medición al menos cada 500 a 1000 metros,

Luego de identificar el nivel de riesgo, se deben tomar las medidas correctivas, tomando como referencia las siguientes acciones de control de riesgo:

Nivel de riesgo Muy Bajo:

- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de "Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)"

Nivel de riesgo Bajo:

- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de "Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)"

Nivel de riesgo Medio:

- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de "Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)" pero con las siguientes consideraciones adicionales:
- Instalación de DPS de línea en media tensión con gap en derivaciones o cada 500 metros, que complementen los DPS de los equipos,
- Puesta a tierra en anillo, electrodo, (figura 30 a)

Nivel de riesgo Alto:

- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de "Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)" pero con las siguientes consideraciones adicionales:
- Instalación de DPS de línea en media tensión con gap en derivaciones o cada 500 metros, que complementen los DPS de los equipos,
- Cable de guarda en líneas de 13,2 kV y 34,5 kV,
- Instalación de DPS en la baja tensión de los transformadores,
- Puesta a tierra en anillo, electrodo y un contrapeso (figura 30 b)

Nivel de riesgo Muy Alto:

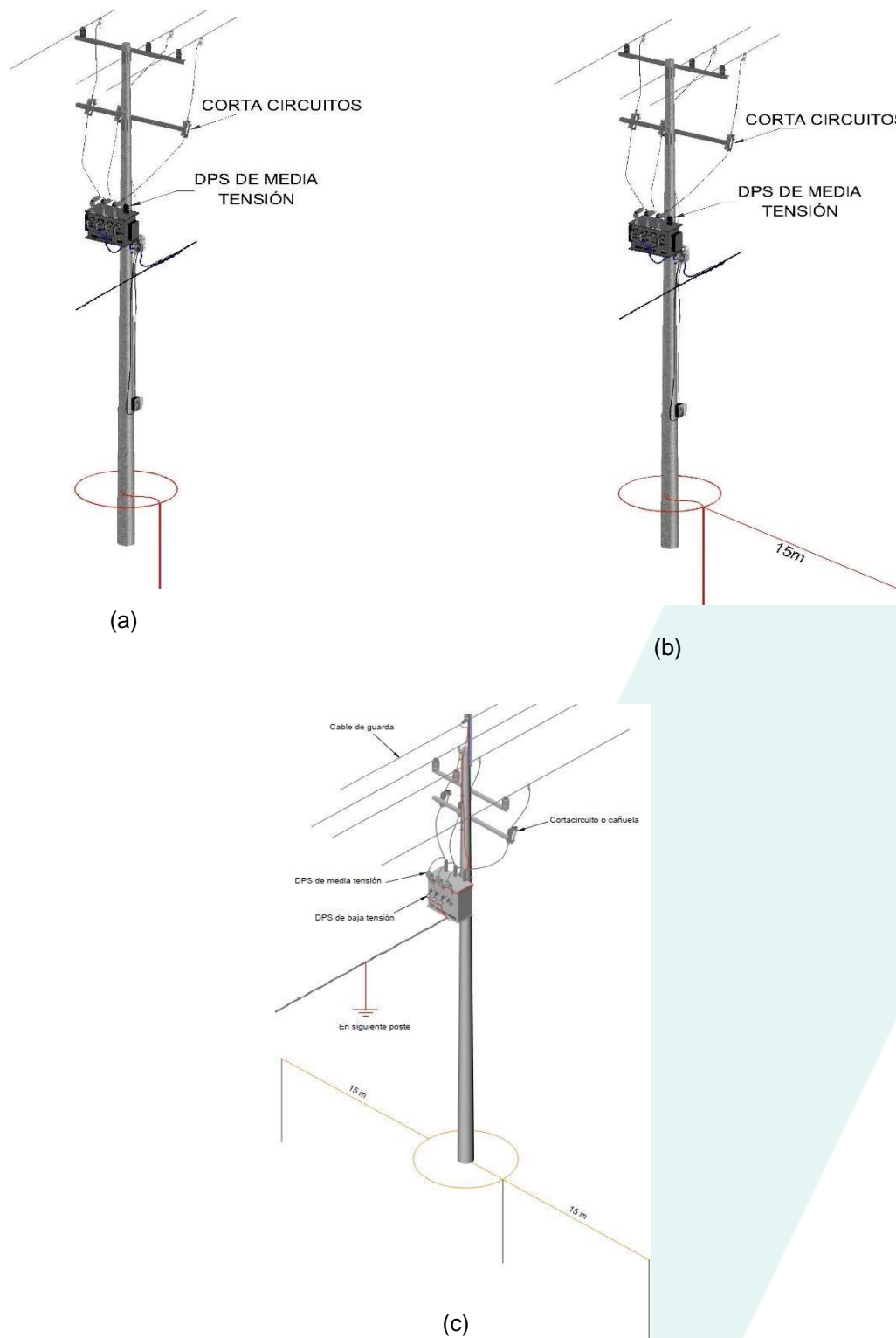
- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de "Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)" pero con las siguientes consideraciones adicionales:
- Instalación de DPS de línea en media tensión con gap en derivaciones o cada 500 metros, que complementen los DPS de los equipos,
- Cable de guarda en líneas de 13,2 kV y 34,5 kV,
- Instalación de DPS en la baja tensión de los transformadores,
- Puesta a tierra en anillo, electrodo y dos contrapesos (figura 30 c)

Estas acciones de control de riesgo asumen que el diseño cumple con todos los preceptos de este proyecto tipo y toda la normatividad aplicable, En todos los casos se deben seguir las recomendaciones de la guía Std IEEE 1410-1997 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines,

Para verificar el desempeño de las líneas con cable de guarda debido a descargas atmosféricas se empleará el método simplificado de los dos puntos de IEEE-EPRI, el cual determina el número de salidas de la línea por fallas de apantallamiento y flameos inversos, El procedimiento de cálculo, que determina las salidas de la línea debido a cada una de estas causas, es el que se describe en el Anexo B9 del presente documento,

El diseñador e instalador inician el proceso de configuración del sistema de puesta a tierra siguiendo los preceptos y recomendaciones de este proyecto tipo y luego ajustando el diseño de acuerdo con los valores de resistividad propios del terreno, garantizando siempre el control de las tensiones de paso y contacto,

Figura 30 - Configuraciones para niveles de riesgo medio a muy alto



13. CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO

13.1, 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,

Cuando la línea pase por zonas específicas que no estén representadas en los planos de viento y de contaminación, como es el caso de zonas alejadas de la costa y cercanas al desarrollo de actividades generadoras de algún tipo de polución que afecte la calidad del aislamiento de la línea (áreas de determinada actividad industrial y/o minera: fabricación de cemento, minas de carbón, etc.), o zonas que por sus características topográficas específicas presenten velocidades de viento diferentes a las establecidas en los planos, se deberá diseñar el tramo de la línea comprendido en dicha zona específica con las consideraciones que apliquen de acuerdo a las características locales imperantes,

13.2. 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)

13.3. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DEL CONDUCTOR,

El conductor ACSR se utilizará solamente en zona con nivel de contaminación normal,

La selección del conductor debe realizarse siguiendo un criterio técnico-económico, que minimice la inversión y el coste de las pérdidas, Para el nivel de 13,2 kV la pérdida de potencia máxima será del 2,8 %,

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 AIR-E del material y los calibres normalizados,

13.4. CRITERIOS RELACIONADOS CON LA SELECCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN,

La configuración prioritaria es la compacta para la zona urbana y el compacto 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,

13.5. 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 auto soportada; 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, 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,

13.6. CRITERIOS PARA EL MUESTREO DE SUELOS,

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,

14. ANEXOS

A continuación, se relacionan los anexos asociados al presente proyecto tipo, los cuales deben ser considerados por el diseñador, Esta información podrá ser consultada en el siguiente link: <https://www.air-e.com/proyectos-tipo>,

Título del Anexo
ANEXO A: Generalidades
DE,MA,020-AX01: ANEXO A1: Características generales zonas de influencia
DE,MA,020-AX02: ANEXO A2: Tablas de constantes de regulación MT
DE,MA,020-AX03: ANEXO A3: Formato para tablas de cálculo mecánico de conductores desnudos
DE,MA,020-AX04: ANEXO A4: Formato para tablas de tendido de conductores desnudos
ANEXO B: Fundamentos para diseñar
DE,MA,020-AX05: ANEXO B1: Calculo eléctrico de conductores MT - MTF
DE,MA,020-AX06: ANEXO B2: Aplicación del IEC 60826
DE,MA,020-AX07: ANEXO B3: Método para el cálculo de tenses y flechas
DE,MA,020-AX08: ANEXO B4: Amortiguadores
DE,MA,020-AX09: ANEXO B5: Metodología para el cálculo de sistema de puesta a tierra
DE,MA,020-AX10: ANEXO B6: Teoría complementaria para el cálculo mecánico de postes
DE,MA,020-AX11: ANEXO B7: Teoría calculo cimentaciones
DE,MA,020-AX12: ANEXO B8: Teoría de retenidas
DE,MA,020-AX13: ANEXO B9: Calculo de la tasa de salida por cargas atmosféricas
ANEXO C: Documentos para presentación de proyectos
DE,MA,020-AX14: ANEXO C1: Proyecto específico
DE,MA,020-AX15: ANEXO C2: Pliego de condiciones – técnicas de montaje para líneas eléctricas aéreas MT sin neutro
ANEXO D: Planos de montaje
DE,MA,020-AX16: ANEXO D1: Planos de montaje líneas eléctricas aéreas MT sin neutro
<i>ANEXO D1,1: Estructura tipo horizontal</i>
<i>ANEXO D1,2: Estructura tipo Compacta</i>
<i>ANEXO D1,3: Estructura tipo bandera,</i>
<i>ANEXO D1,4: Estructura tipo vertical</i>
<i>ANEXO D1,5: Estructura tipo triangular</i>
<i>ANEXO D1,6: Derivaciones Aéreas de MT</i>
<i>ANEXO D1,7: Protección de líneas</i>
<i>ANEXO D1,8: Retenidas</i>
<i>ANEXO D1,9: Sistema de puesta a tierra</i>
<i>ANEXO D1,10: Cable de guarda</i>

15. 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) 2ndEd, - 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 4 Ed,: Design Criteria of Overhead Transmission Lines – 2017,

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, 90708: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) – 2013

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

Control de cambios

Edición	Fecha de aprobación	Motivo de la edición y/o resumen de cambios
01	07/01/2022	<p>Documento de primera edición que reemplaza el proyecto tipo relacionado a Líneas Eléctricas Aéreas M,T, Sin Neutro de fecha 3 de noviembre del 2020, En relación con este; se realizan los siguientes ajustes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actualización de los límites de tenses por conductor atendiendo las recomendaciones IEC 60826/2017 y el grupo de trabajo B2,11,04 de la CIGRE, • Actualización de las hipótesis de diseño para adaptación a las condiciones climáticas locales y la consideración del efecto de la elongación del conductor, • Estandarización de los valores de temperatura por departamento, • Adición de tabla 36 para indicar la evaluación de cargas según tipo de apoyo, • Actualización de los métodos para el cálculo de cimentaciones