



INGENIERÍA ELÉCTRICA

Proyecto Final de Ingeniería Eléctrica
Diseño de una red de distribución e iluminación pública
de un barrio de la localidad de Bahía Blanca

Autor/es

Pinto, Agustín Ezequiel
Díaz, Mauricio Gabriel

Director o Tutor

Ing. Di Prátula Horacio

Bahía Blanca | 25 de Junio de 2024

ÍNDICE GENERAL

CAPÍTULO 1 - MEMORIA DESCRIPTIVA	1
1.1 INTRODUCCIÓN	1
1.2 OBJETIVOS	1
1.3 ALCANCES	1
1.4 UBICACIÓN	2
CAPÍTULO 2 - DEMANDA	4
2.1 CÁLCULO DE DEMANDA	4
2.1.1 CÁLCULO DE CALEFACCIÓN	5
2.2 CENTRO DE CARGA	8
2.3 CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y EMPRESA A CONTRATAR	11
CAPÍTULO 3 - RED DE BAJA TENSIÓN	14
3.1 TRAZADO RED DE BAJA TENSIÓN	14
3.2 DIAGRAMA UNIFILAR	15
3.3 CAÍDA DE TENSIÓN BAJA TENSIÓN	15
3.4 CORTOCIRCUITO MÁXIMO	31
3.4.1 METODO DE CALCULO	32
3.4.2 PUNTOS DE FALLA.....	32
3.4.3 RESULTADOS	33
3.5 CORTOCIRCUITO MÍNIMO	36
3.5.1 METODO DE CALCULO	36
3.5.2 PUNTOS DE FALLA.....	37
3.5.3 RESULTADOS	38
3.6 PROTECCIONES	40
3.6.1 VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES	40
3.6.2 FUSIBLES.....	43
3.6.3 FUSILERA GENERAL.....	49
3.7 CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES	50
3.7.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR	50
3.7.2 CÁLCULO DE CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES	51
3.7.3 CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHAS	54
3.7.4 CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO.....	55
3.7.5 CÁLCULO DE DISTANCIAS ELÉCTRICAS	57
3.7.6 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SOPORTES	58
3.7.7 SOPORTE SUSPENSIÓN SIN CABLE DE GUARDIA.....	58
3.7.8 SOPORTE TERMINAL SIN CABLE DE GUARDIA	63
3.8 FUNDACIONES	68
3.8.1 SOPORTE TERMINAL BT	68
3.9 PUESTA A TIERRA (P.A.T.)	70
CAPÍTULO 4 - RED DE MEDIA TENSIÓN	74

4.1 TRAZADO RED DE MEDIA TENSIÓN	74
4.2 DIAGRAMA UNIFILAR	75
4.3 CONDUCTOR.....	75
4.4 PROTECCIONES.....	75
4.4.1 DESCARGADOR	75
4.4.2 SECCIONADOR FUSIBLE.....	80
4.4.3 SECCIONADOR UNIPOLAR A CUCHILLA	84
4.5 CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES	85
4.5.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR.....	86
4.5.2 CÁLCULO DE CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES	86
4.5.3 CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHAS	89
4.5.4 FORMACIÓN DE LOS CONJUNTOS DE SUSPENSIÓN Y RETENCIÓN.....	90
4.5.5 CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO.....	91
4.5.6 ÁNGULO DE DECLINACIÓN	93
4.5.7 CÁLCULO DE DISTANCIAS ELÉCTRICAS	94
4.5.8 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SOPORTES	96
4.5.9 SOPORTE SUSPENSIÓN SIN CABLE DE GUARDIA.....	98
4.5.10 SOPORTE RETENCIÓN SIN CABLE DE GUARDIA	114
4.5.11 SOPORTE TERMINAL PARA PÓRTICO - 250 kVA	133
4.5.12 SOPORTE SUSPENSIÓN PARA PÓRTICO - 250 kVA.....	147
4.6 FUNDACIONES.....	164
4.6.1. SOPORTE RETENCIÓN SIN CABLE DE GUARDIA	164
4.6.2 SOPORTE TERMINAL PARA PÓRTICO	167
4.6.3 SOPORTE SUSPENSIÓN PARA PÓRTICO	170
CAPÍTULO 5 - ILUMINACIÓN PÚBLICA	173
5.1 ILUMINACIÓN PÚBLICA EN DIALUX.....	173
5.1.1 VERSIÓN INICIAL DE ILUMINACIÓN	174
5.1.2 VERSIÓN FINAL DE ILUMINACIÓN	177
CAPÍTULO 6 - IMPACTO AMBIENTAL.....	183
6.1 ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL.....	183
6.2 CONCLUSIÓN.....	186
CAPITULO 7 - CÓMPUTO DE MATERIALES Y PRESUPUESTO	188
CAPÍTULO 8 - CONCLUSIÓN.....	190
ANEXO 1 - DIAGRAMA UNIFILAR.....	191
ANEXO 2 - DATOS DE LOS CONDUCTORES DE BT	193
ANEXO 3 – DATOS DEL DESCARGADOR.....	194
ANEXO 4 – DATOS DEL SECCIONADOR FUSIBLE	195
ANEXO 5 – DATOS DEL SECCIONADOR UNIPOLAR A CUCHILLA.....	196
BIBLIOGRAFÍA.....	197

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.- UBICACIÓN DEL BARRIO.	2
FIGURA 2.- UBICACIÓN DEL BARRIO SITUADO EN BAHÍA BLANCA.	3
FIGURA 3.- TRANSMISIÓN DE CALOR POR CONDUCCIÓN.	6
FIGURA 4.- ENUMERACIÓN DE MANZANAS.	9
FIGURA 5.- EJE COORDENADO Y UBICACIÓN DE LOS PUNTOS P_i ASIGNADOS.	10
FIGURA 6.- UBICACIÓN DEL CENTRO DE CARGA.	11
FIGURA 7.- UBICACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES.	12
FIGURA 8.- TRAZADO RED DE BAJA TENSIÓN.	14
FIGURA 9.- FRAGMENTO DEL DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL.	15
FIGURA 10.- PLANO DE RED DE DISTRIBUCIÓN.	17
FIGURA 11.- CÁLCULO DE FALLA TRIFÁSICA.	32
FIGURA 12.- PUNTOS DE FALLA EN LA RED DEL TRANSFORMADOR DE 160 kVA.	33
FIGURA 13.- CÁLCULO DE FALLA MONOFÁSICA.	37
FIGURA 14.- PUNTOS DE FALLA EN LA RED DEL TRANSFORMADOR DE 160 kVA.	38
FIGURA 15.- TÍPICO CONSTRUCTIVO PAT DE PROTECCIÓN.	71
FIGURA 16.- TÍPICO CONSTRUCTIVO PAT DE SERVICIO.	72
FIGURA 17.- TÍPICO CONSTRUCTIVO PAT EN CT.	73
FIGURA 18.- TRAZADO RED DE MEDIA TENSIÓN.	74
FIGURA 19.- DIAGRAMA UNIFILAR MT.	75
FIGURA 20.- SECCIONADOR FUSIBLE.	81
FIGURA 21.- CURVA DE FUSIÓN DE HILO FUSIBLE POSITROL.	84
FIGURA 22.- AISLADOR DE SUSPENSIÓN.	91
FIGURA 23.- AISLADOR DE RETENCIÓN.	91
FIGURA 24.- LONGITUD DEL BRAZO.	100
FIGURA 25.- ALTURAS DEL POSTE DE SUSPENSIÓN.	101
FIGURA 26.- EJES DE REFERENCIA.	104
FIGURA 27.- LONGITUD DEL BRAZO.	116
FIGURA 28.- ALTURAS DEL POSTE DE RETENCIÓN.	117
FIGURA 29.- DIMENSIONES DE UN VÍNCULO.	119
FIGURA 30.- EJES DE REFERENCIA.	122
FIGURA 31.- REPRESENTACIÓN DEL TIRO Tuc	125
FIGURA 32.- REPRESENTACIÓN DEL TIRO $TucT$	126
FIGURA 33.- REPRESENTACIÓN DEL TIRO $TucL$	126
FIGURA 34.- REPRESENTACIÓN DEL TIRO RcT	127
FIGURA 35.- LONGITUD DEL BRAZO.	135
FIGURA 36.- ALTURAS DEL POSTE TERMINAL.	136
FIGURA 37.- EJES DE REFERENCIA.	139
FIGURA 38.- LONGITUD DEL BRAZO.	149
FIGURA 39.- ALTURAS DEL POSTE DE SUSPENSIÓN.	150
FIGURA 40.- VISTA LATERAL DEL PÓRTICO.	151
FIGURA 41.- EJES DE REFERENCIA.	154
FIGURA 42.- LUMINARIA DE LA MARCA "SYRIUS".	174
FIGURA 43.- BRAZO PESCANTE.	175
FIGURA 44.- VISTA SUPERIOR DE CAMINOS CON PUNTOS DE ILUMINACIÓN.	176
FIGURA 45.- VISTA SUPERIOR DE CAMINOS CON NIVEL DE ILUMINACIÓN EN ESCALA DE COLORES.	176
FIGURA 46.- INFORME DE ILUMINACIÓN EN LA CALLE 2.	177
FIGURA 47.- UBICACIÓN DE LUMINARIAS EN LA PARTE SUPERIOR DEL BARRIO.	179
FIGURA 48.- UBICACIÓN DE LUMINARIAS EN LA PARTE INFERIOR DEL BARRIO.	180
FIGURA 49.- PERSPECTIVA MODELADO 3D DE ILUMINACIÓN.	182

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.- GRADOS DE ELECTRIFICACIÓN DE LAS VIVIENDAS SEGÚN AEA 90364 [1].....	4
TABLA 2.- POTENCIA FINAL POR GRUPO.....	5
TABLA 3.- DEMANDA TOTAL DEL BARRIO.....	5
TABLA 4.- DIMENSIONES DE LA CASA TIPO.....	6
TABLA 5.- PÉRDIDAS DE CALOR.....	7
TABLA 6.- PÉRDIDA DE CALOR POR EL PISO.....	8
TABLA 7.- PÉRDIDA DE CALOR TOTAL.....	8
TABLA 8.- CONFIGURACIONES DE TRANSFORMACIÓN.....	11
TABLA 9.- COSTO REAL DE LA CONFIGURACIÓN SEGÚN CADA EMPRESA.....	13
TABLA 10.- VALORES DE R Y X DE LOS CONDUCTORES.....	16
TABLA 11.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	18
TABLA 12.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	18
TABLA 13.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	18
TABLA 14.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	19
TABLA 15.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	19
TABLA 16.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	20
TABLA 17.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	20
TABLA 18.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	21
TABLA 19.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	21
TABLA 20.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	22
TABLA 21.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	22
TABLA 22.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	22
TABLA 23.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	23
TABLA 24.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	23
TABLA 25.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	24
TABLA 26.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	24
TABLA 27.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	24
TABLA 28.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	25
TABLA 29.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	25
TABLA 30.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	26
TABLA 31.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	26
TABLA 32.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	27
TABLA 33.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	27
TABLA 34.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	28
TABLA 35.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	28
TABLA 36.- RECORRIDO LÍNEA TRONCAL.....	29
TABLA 37.- CAÍDA DE TENSIÓN EN LA LÍNEA TRONCAL.....	29
TABLA 38.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	30
TABLA 39.- CAÍDA DE TENSIÓN LÍNEA TRANSVERSAL.....	30
TABLA 40.- RESUMEN CAÍDA DE TENSIÓN.....	31
TABLA 41.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRA BT.....	34
TABLA 42.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	34
TABLA 43.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRA BT.....	34
TABLA 44.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	35
TABLA 45.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN BARRA BT.....	35
TABLA 46.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	36
TABLA 47.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	39
TABLA 48.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	39
TABLA 49.- CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LOS EXTREMOS DE LAS SALIDAS.....	40

TABLA 50.- VALORES DE K PARA LOS CONDUCTORES DE LÍNEA.	41
TABLA 51.- VERIFICACIÓN TÉRMICA DE LOS CONDUCTORES.	42
TABLA 52.- OBTENCIÓN DE LA CORRIENTE DE FUSIÓN I_2 DE LOS FUSIBLES GG.	44
TABLA 53.- VERIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN 1.	45
TABLA 54.- VERIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN 2.	46
TABLA 55.- CORRIENTES CONVENCIONALES DE NO FUSIÓN Y FUSIÓN PARA FUSIBLES GG.	47
TABLA 56.- VERIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN 1.	48
TABLA 57.- VERIFICACIÓN DE LA CONDICIÓN 2.	49
TABLA 58.- CORRIENTE NOMINAL DE LA FUSILERA GENERAL.	50
TABLA 59.- VERIFICACIÓN DEL PODER DE CORTE DE LA FUSILERA GENERAL.	50
TABLA 60.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE BT.	50
TABLA 61.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE 70 MM².	51
TABLA 62.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE 50 MM².	51
TABLA 63.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE 35 MM².	51
TABLA 64.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE 25 MM².	51
TABLA 65.- ESTADOS ATMOSFÉRICOS.	52
TABLA 66.- TENSIONES ADMISIBLES.	52
TABLA 67.- CARGAS ESPECÍFICAS.	53
TABLA 68.- RESUMEN DE TEMPERATURAS, CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES PARA CADA ESTADO.	53
TABLA 69.- VALORES BASE DE CÁLCULO.	55
TABLA 70.- VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN PARA EL ESTADO BASE ELEGIDO.	55
TABLA 71.- RESUMEN DE TENSIONES Y FLECHAS.	55
TABLA 72.- CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO.	57
TABLA 73.- DATOS DEL SOPORTE.	59
TABLA 74.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	60
TABLA 75.- DATOS DEL SOPORTE.	63
TABLA 76.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	64
TABLA 77.- GEOMETRÍA DE LA FUNDACIÓN.	68
TABLA 78.- CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA.	69
TABLA 79.- CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.	69
TABLA 80.- CARGAS ACTUANTES.	69
TABLA 81.- RESULTADOS DE LA FUNDACIÓN.	70
TABLA 82.- VALORES CARACTERÍSTICOS DE LA CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA (I_N) EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA.	76
TABLA 83.- VALORES HABITUALES DE CORRIENTES NOMINALES DE DESCARGA (I_N) Y CLASE DE DESCARGA DE LÍNEA EN FUNCIÓN DE LA TENSIÓN NOMINAL (U_N) DEL SISTEMA.	77
TABLA 84.- LÍNEA DE FUGA ESPECÍFICA NOMINAL EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE CONTAMINACIÓN.	78
TABLA 85.- DATOS DEL SECCIONADOR AUTODESCONECTADOR TIPO XS.	84
TABLA 86.- CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR DE MT.	86
TABLA 87.- ESTADOS ATMOSFÉRICOS.	87
TABLA 88.- TENSIONES ADMISIBLES.	87
TABLA 89.- CARGAS ESPECÍFICAS.	88
TABLA 90.- RESUMEN DE TEMPERATURAS, CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES PARA CADA ESTADO.	88
TABLA 91.- VALORES BASE DE CÁLCULO.	90
TABLA 92.- VERIFICACIÓN DE LA TENSIÓN PARA EL ESTADO BASE ELEGIDO.	90
TABLA 93.- RESUMEN DE TENSIONES Y FLECHAS.	90
TABLA 94.- CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO.	93
TABLA 95.- VALORES DEL FACTOR K.	96
TABLA 96.- DATOS DEL SOPORTE.	98
TABLA 97.- DATOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL POSTE.	99
TABLA 98.- ALTURAS DEL POSTE DE SUSPENSIÓN.	101
TABLA 99.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	103

TABLA 100.- RESUMEN DE CARGAS REFERIDAS A LA CIMA.	109
TABLA 101.- DATOS DEL SOPORTE.	114
TABLA 102.- DATOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL POSTE.	115
TABLA 103.- ALTURAS DEL POSTE DE RETENCIÓN.	118
TABLA 104.- CANTIDAD Y SEPARACIÓN DE VÍNCULOS.	118
TABLA 105.- COEFICIENTE DE REDUCCIÓN A LA CIMA.	118
TABLA 106.- VALORES FINALES DE LOS VÍNCULOS DEL POSTE.	120
TABLA 107.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	121
TABLA 108.- RESUMEN DE CARGAS REFERIDAS A LA CIMA.	128
TABLA 109.- DATOS DEL SOPORTE.	134
TABLA 110.- DATOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL POSTE.	134
TABLA 111.- ALTURAS DEL POSTE TERMINAL.	137
TABLA 112.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	138
TABLA 113.- RESUMEN DE CARGAS REFERIDAS A LA CIMA.	143
TABLA 114.- DATOS DEL SOPORTE.	148
TABLA 115.- DATOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DEL POSTE.	148
TABLA 116.- ALTURAS DEL POSTE TERMINAL.	152
TABLA 117.- DATOS PARA EL CÁLCULO DE CARGAS.	153
TABLA 118.- RESUMEN DE CARGAS REFERIDAS A LA CIMA.	159
TABLA 119.- GEOMETRÍA DE LA FUNDACIÓN.	164
TABLA 120.- CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA.	165
TABLA 121.- CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.	165
TABLA 122.- CARGAS ACTUANTES.	165
TABLA 123.- RESULTADOS LONGITUDINALES DE LA FUNDACIÓN.	166
TABLA 124.- RESULTADOS TRANSVERSALES DE LA FUNDACIÓN.	166
TABLA 125.- GEOMETRÍA DE LA FUNDACIÓN.	167
TABLA 126.- CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA.	167
TABLA 127.- CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.	168
TABLA 128.- CARGAS ACTUANTES.	168
TABLA 129.- RESULTADOS LONGITUDINALES DE LA FUNDACIÓN.	169
TABLA 130.- GEOMETRÍA DE LA FUNDACIÓN.	170
TABLA 131.- CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA.	170
TABLA 132.- CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO.	171
TABLA 133.- CARGAS ACTUANTES.	171
TABLA 134.- RESULTADOS TRANSVERSALES DE LA FUNDACIÓN.	172
TABLA 135.- CLASIFICACIÓN DE LAS VÍAS DE CIRCULACIÓN.	173
TABLA 136.- PARÁMETROS MÍNIMOS RECOMENDADOS POR LA NORMA IRAM-AADL-J2022-1-2-4.	174
TABLA 137.- RESUMEN VALORES DE ILUMINACIÓN EN CALLES.	177
TABLA 138.- COMPARACIÓN DE ILUMINACIÓN ENTRE LUMINARIAS NO INCLINADAS E INCLINADAS.	178
TABLA 139.- COMPARACIÓN DE ILUMINACIÓN ENTRE DISTRIBUCIÓN TRESBOLILLO Y UNILATERAL.	180
TABLA 140.- COMPARACIÓN DE ILUMINACIÓN ENTRE LA VERSIÓN INICIAL Y FINAL.	181
TABLA 141.- REFERENCIA 1.	185
TABLA 142.- REFERENCIA 2.	185
TABLA 143.- REFERENCIA 3.	185
TABLA 144.- MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES.	186
TABLA 145.- CUANTIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES PERMANENTES.	186
TABLA 146.- CÓMPUTO DE MATERIALES Y PRESUPUESTO.	188

CAPÍTULO 1 - MEMORIA DESCRIPTIVA

1.1 INTRODUCCIÓN

Las ciudades crecen, en muchos casos, más rápido que las redes de servicios públicos. En más, los servicios públicos se instalan a partir de un conjunto de habitantes ya establecidos. La energía eléctrica es uno de esos servicios fundamentales para el desarrollo de la vida cotidiana de una persona, por ende, es indispensable contar con él.

La aparición de un asentamiento no planificado en una zona donde no existe suministro eléctrico genera que las personas implementen métodos ilegales e inseguros para contar con dicho servicio, por ejemplo, conexiones clandestinas a las líneas existentes, por tal motivo, se plantea diseñar una red de distribución eléctrica de baja tensión.

La red de distribución eléctrica de baja tensión (BT) pretende proveer de energía a un barrio de Bahía Blanca que no cuenta con suministro eléctrico normalizado. Al no contar con esta red de distribución propia, la aparición del barrio genera sobrecargas en el sistema de distribución ya existente (alrededor de la localidad) y cortes habituales en el suministro cuando la demanda es grande. Se busca solucionar el problema mencionado y brindar un suministro eléctrico de calidad a las nuevas viviendas y a los vecinos que se encuentran a su alrededor.

1.2 OBJETIVOS

Diseñar una red de distribución eléctrica y la iluminación pública de un barrio ubicado en la ciudad de Bahía Blanca.

1.3 ALCANCES

Los alcances del proyecto son:

- Determinar el sistema de distribución adecuado.
- Seleccionar la unidad de Transformación y determinar su ubicación.
- Diseñar la línea de distribución de media tensión (MT) hasta el CT.
- Realizar los cálculos mecánicos de las estructuras de MT.
- Seleccionar las protecciones de MT.
- Diseñar la red de distribución eléctrica de baja tensión (BT).
- Realizar los cálculos mecánicos de las estructuras de BT.
- Seleccionar las protecciones de BT.
- Verificar caída de tensión y cortocircuito.
- Confeccionar el plano unifilar y trazado de las líneas de distribución.
- Diseñar la iluminación pública.
- Simular la iluminación con Dialux.
- Confeccionar el plano unifilar y trazado de la iluminación.
- Realizar el Estudio de Impacto Ambiental (EIA).
- Seleccionar los componentes del sistema y realizar una comparativa entre marcas.
- Confeccionar cómputo y presupuesto de materiales.



Figura 2.- Ubicación del barrio situado en Bahía Blanca.

CAPÍTULO 2 - DEMANDA

2.1 CÁLCULO DE DEMANDA

Para determinar el consumo total del barrio, se fija una potencia máxima simultánea por lote, y luego, se hace una sumatoria de potencia de todas las viviendas. Como el consumo de las viviendas es muy variado, se opta por elegir tres grupos de viviendas con diferentes potencias máximas simultáneas; en donde haya un nivel de consumo bajo, medio y alto. De esta manera, se consigue tener en cuenta todos los casos de consumo y obtener al final, un consumo total promedio entre los tres grupos de viviendas.

Tabla 1.- Grados de electrificación de las viviendas según AEA 90364 [1].

Grado de electrificación	Superficie (límite de aplicación)	Demanda de potencia máxima simultanea calculada (solo para determinar el grado de electrificación)
Mínimo	hasta 60 m ²	hasta 3.7 kVA
Medio	más de 60 m ² hasta 130 m ²	hasta 7 kVA
Elevado	más de 130 m ² hasta 200 m ²	hasta 11 kVA
Superior	más de 200 m ²	más de 11 kVA

El grupo 1 se determina siguiendo la Tabla 1, mientras que los grupos restantes se detallan más adelante.

- Grupo 1: 3.7 kVA.
- Grupo 2: 5 kVA.
- Grupo 3: 7 kVA.

La potencia del primer grupo se fija según la superficie que ocupa la vivienda. Para este caso, se consideran casas que no superan los 60 m²; por lo tanto, le corresponde el grado de electrificación mínimo, en donde se opta por una potencia máxima simultánea de 3.7 kVA [1]. Para el segundo grupo, la potencia máxima simultánea se corresponde con el grado de electrificación medio, y se eligen 5 kVA, valor recomendado por la empresa distribuidora de energía eléctrica, para viviendas sin conexión a la red de gas natural.

Por último, para determinar la potencia máxima simultánea en el grupo tres, se realiza el cálculo de calefacción de una vivienda tipo en el siguiente apartado. El cálculo de calefacción refleja el elevado consumo que se da en casas en donde se utilizan fuentes de calor de origen eléctrico. Este último grupo se tiene en cuenta, ya que el barrio presenta picos de consumo en invierno, que se evidencian con los cortes de suministro eléctrico en los tiempos de frío.

Cabe mencionar que, el total de 181 viviendas que componen el barrio se dividen de formas iguales en los tres grupos antes definidos. Ahora, para determinar la potencia final por grupo se debe multiplicar la potencia máxima simultánea por la cantidad de viviendas. También, en el producto se introducen el coeficiente de simultaneidad y el coeficiente de simultaneidad por conjunto de viviendas [1].

$$P_{final} = n^{\circ}casas \cdot P_{max.simul.} \cdot Coef.simult \cdot Coef.simult.conj.viv \quad (1)$$

En la Tabla 2 se muestra el resultado de las potencias finales por grupo:

Tabla 2.- Potencia final por grupo.

Cantidad de casas	Potencia máx. simultánea [kVA]	Coefficiente simultaneidad	Coefficiente simultaneidad para conjunto de viviendas	Potencia final [kVA]
60	3.7	1	0.5	111
60	5	0.9	0.5	135
61	7	0.9	0.5	192.15

Finalmente, la demanda total del barrio se obtiene con la sumatoria de las potencias finales de cada grupo. También, se considera una potencia preliminar de 10 kVA para el alumbrado público. En la Tabla 3 se observa la demanda total del barrio, la cual debe ser cubierta por los centros de transformación.

Tabla 3.- Demanda total del barrio.

Potencia demandada viviendas	438.15	kVA
Potencia demandada viviendas + Iluminación	448.15	kVA
Potencia total con un 15% de sobreestimación	515.37	kVA

Se considera un 15% de sobreestimación de potencia, para evitar problemas en la red debido a un aumento imprevisto de la demanda.

2.1.1 CÁLCULO DE CALEFACCIÓN

Se determina el nivel de calefacción que se requiere en una vivienda tipo mediante el cálculo de pérdidas de calor por conducción; este es simplificado, ya que no se tiene en cuenta las pérdidas de calor por convección y, tampoco, la irradiación solar. Las pérdidas de calor por conducción o, lo que es lo mismo, transmisión de calor por conducción, se calcula mediante la ley de Fourier, como menciona la norma IRAM 11601 [2]:

$$Q' = -K \cdot A \cdot \frac{\Delta T}{\Delta X} \quad (2)$$

En donde:

- Q' : flujo de calor, en W.
- K : coeficiente de conductividad térmica.
- A : área normal al flujo de calor, en m^2 .
- ΔT : variación de temperatura, en $^{\circ}C$.
- ΔX : espesor de material, en m.

Para comprender la ley de Fourier se muestra la Figura 3.

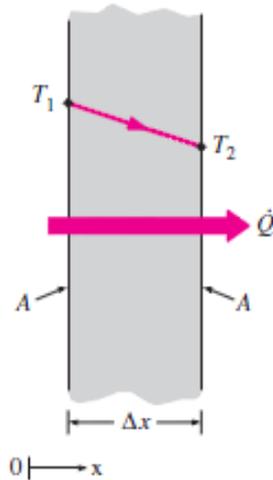


Figura 3.- Transmisión de calor por conducción.

En la aplicación de la ley de Fourier se necesita determinar: la variación de temperatura, los elementos constructivos y las dimensiones de la casa tipo. La variación de temperatura es igual a la diferencia de temperaturas entre el interior y el exterior de la vivienda. La temperatura del exterior se considera de $5^{\circ}C$, teniendo en cuenta la temperatura mínima promedio presente en época de invierno en la ciudad de Bahía Blanca. En cuanto a la temperatura interior de la vivienda, se considera que se mantiene calefaccionada a $20^{\circ}C$, como indica la norma IRAM 11605 [3].

La casa tipo mencionada tiene las dimensiones que se muestran en la Tabla 4:

Tabla 4.- Dimensiones de la casa tipo.

Dimensiones de la casa		
Largo	6	m
Ancho	5	m
Alto	2.5	m
Inclinación del techo	30	$^{\circ}$

Con respecto a los elementos constructivos de la vivienda, está formada por: paredes de cerámicos sin revoque, techo de chapa con cielorraso de madera y piso formado por capas de relleno, base de hormigón y contrapiso. Cabe aclarar que, el coeficiente de conductividad térmica depende de cada material [2].

A continuación, se puede aplicar la ley de Fourier y calcular las pérdidas de calor por conducción que se presentan sobre las paredes, techo y piso de la vivienda. La pérdida de calor total es la suma de las pérdidas por todas las superficies de la vivienda, y representa la potencia eléctrica (calefacción solo por componentes eléctricos) necesaria para mantener la vivienda calefaccionada a 20 °C cuando el exterior se encuentra a 5 °C [2][3]. Los resultados de pérdidas o flujo de calor por conducción sobre las diferentes superficies se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5.- Pérdidas de calor.

Parte	Material	Superficie "S" [m ²]	Espesor [m]	Conductividad térmica [W/mK]	Resistencia térmica [m ² K/W]	Rt/S [K/W]	Q = ΔT/Rt [W]
Pared	ladrillo cerámico	82.6600	-	-	0.3600	0.0044	3444.1667
Ventanas	vidrio simple	1.4400	-	-	0.2000	0.1389	108.0000
Puerta	madera (pino)	1.7000	0.0300	0.1900	0.1579	0.0929	161.5000
Techo	chapa	34.6200	0.0018	15.0000	0.0001	0.0000	-
	espacio de aire	34.6200	50-100	-	0.1400	0.0040	-
	madera	34.6200	0.0100	0.2800	0.0357	0.0010	-
Total techo						0.0051	2953.3489

Cabe mencionar que, las pérdidas de calor por el piso de la vivienda se calculan de manera diferente a las paredes y el techo, es decir, no se utiliza la ley de Fourier. En cambio, se calculan por metro lineal del perímetro del piso en contacto con los muros exteriores, como explican las normas IRAM 11603 [4] e IRAM 11604 [5]. En la Tabla 6 se muestran los resultados de las pérdidas de calor por el piso.

Tabla 6.- Pérdida de calor por el piso.

Piso	Pérdidas por metro lineal [W/m]	Perímetro [m]	Pérdidas por el piso [W]
	1.38	22	30.36

Finalmente, con la suma de las pérdidas parciales se obtiene la potencia total que representa las pérdidas de calor que debemos cubrir con calefactores eléctricos, la cual se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7.- Pérdida de calor total.

Pérdida de calor TOTAL [W]	6697.3756
-----------------------------------	-----------

Como se observa, la potencia requerida en calefacción es elevada y justifica el grupo con mayor potencia máxima simultánea utilizada en el cálculo de demanda del barrio.

2.2 CENTRO DE CARGA

El cálculo del centro de carga se realiza para obtener de forma aproximada la zona de mayor concentración de carga del barrio, dando una primera idea de la posible ubicación de los centros de transformación.

El centro de carga se determina con el método de los momentos, el cual consiste en tomar momentos asignando una potencia P_i en un punto (x_i, y_i) correspondiente a cada manzana [6] como se observa en la Figura 5.

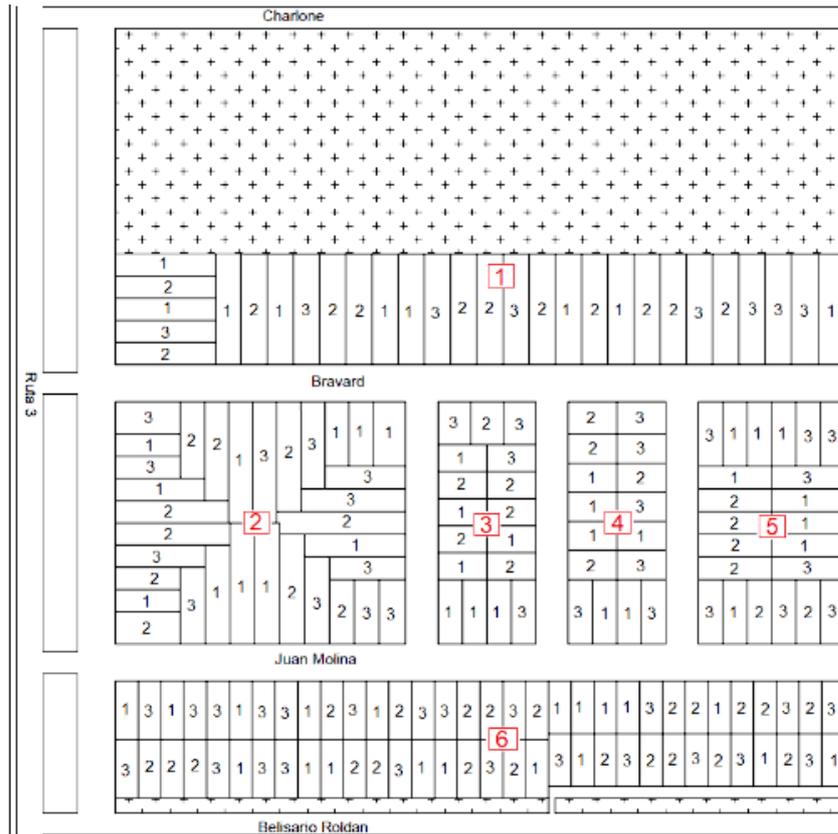


Figura 4.- Enumeración de manzanas.

Los valores de potencia asignados de cada manzana se hallan en función de la potencia demandada por cada una de las viviendas, las cuales son 3.5 kVA (1), 5 kVA (2) y 7 kVA (3).

Los valores que se obtuvieron son:

- Manzana 1: 149.3 kVA
- Manzana 2: 174.7 kVA
- Manzana 3: 83.9 kVA
- Manzana 4: 84.2 kVA
- Manzana 5: 115.6 kVA
- Manzana 6: 341.3 kVA

Para aplicar el método de los momentos es necesario definir un eje coordenado, que permita obtener la ubicación real de los puntos asignados [6], como se indica en la Figura 5.



Figura 5.- Eje coordenado y ubicación de los puntos P_i asignados.

Una vez que se obtienen los valores de potencia y las coordenadas de los puntos, se puede hallar a través de la Ecuación 3 y la Ecuación 4 el centro de carga.

$$X_g = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (3)$$

$$Y_g = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (4)$$

Las coordenadas del centro de carga son $X_g = 119$ m e $Y_g = 115$ m, como se ilustra en la Figura 6.



Figura 6.- Ubicación del centro de carga.

2.3 CONFIGURACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y EMPRESA A CONTRATAR

Para la elección de las unidades de transformación se evalúan distintas configuraciones posibles, las cuales cada una de ellas cubre la demanda del barrio. Dicho análisis tiene en cuenta el costo estimado de cada configuración, que, a su vez, contempla los gastos de instalación, repuestos y adquisición de las unidades transformadoras [7]. En este caso, se analizan cinco casos, de los cuales se elige el más adecuado, teniendo en cuenta el costo y el cumplimiento de los requerimientos necesarios.

Tabla 8.- Configuraciones de transformación.

Posibles Configuraciones	Potencia Nominal (kVA)	Sobrecarga Normal (%)	Costo estimado de la configuración sin IVA (dólar)
1x630kVA	630	0	28280
2x400kVA	800	0	37125
1x400kVA+1x250kVA	650	0	34580
2x250kVA+1x160kVA	660	0	43260
1x400kVA+1x160kVA	560	0	31360

De las configuraciones de la Tabla 8, se elige la opción de mayor costo. Dicha configuración consta de dos transformadores de 250 kVA y uno de 160 kVA cuya distribución en el barrio se puede observar en la Figura 7.

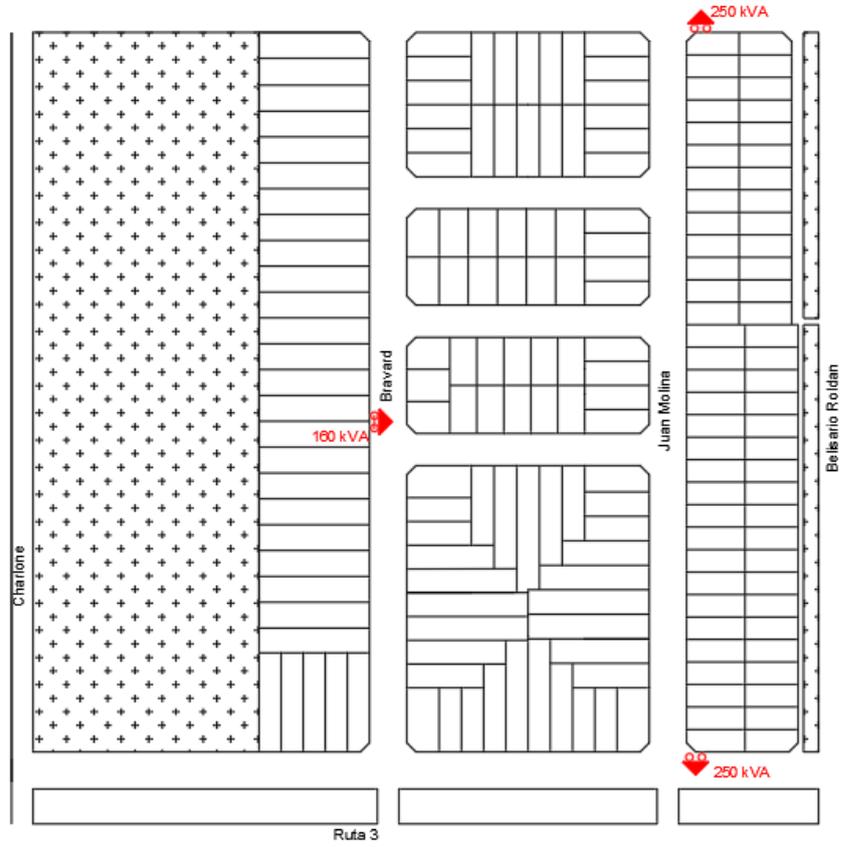


Figura 7.- Ubicación de los transformadores.

Con respecto a la empresa a contratar, al igual que con los transformadores, se evalúan distintas opciones para elegir aquella que se considere más económica. Las empresas en cuestión son: Tadeo Czerweny, MIRON y Vasile. Para el análisis se toma en cuenta la configuración seleccionada.

El cálculo del costo real se basa en las siguientes ecuaciones [7], cuyos resultados se muestran en la Tabla 9.

$$C_r = C_a + (B \cdot W_t \cdot p) \quad (5)$$

$$W_t = (T_u \cdot P_{fe}) + (A \cdot P_{cc}) \quad (6)$$

$$B = \frac{100}{r} \cdot \left\{ 1 - \frac{1}{\left[1 + \frac{r}{100} \right]^T} \right\} \quad (7)$$

En donde:

- C_a : costo de adquisición.
- B : coeficiente que representa el valor de las anualidades.
- p : precio del kWh.
- W_t : pérdida total de energía.
- T_u : tiempo que el transformador está conectado a la red en el año.
- P_{fe} : pérdidas en el hierro.
- A : N° de horas anuales equivalentes de funcionamiento a plena carga.
- P_{cc} : pérdidas en el cobre
- r : tasa de amortización anual en valores absolutos.
- T : vida útil o tiempo de depreciación del transformador expresado en años.

Tabla 9.- Costo real de la configuración según cada empresa.

Empresa	Trafos [kVA]	Precio unitario sin IVA (U\$S)	Pérdidas hierro (W)	Pérdidas cobre (W)	Costo real (\$)
Tadeo Czerweny	2x250	11200	700	3500	33610
	160	8900	500	2500	
MIRON	2x250	13100	700	3500	37865
	160	9355	500	2500	
Vasile	2x250	14000	700	3500	39310
	160	9000	500	2500	

De acuerdo con los resultados obtenidos la empresa a contratar sería Tadeo Czerweny.

CAPÍTULO 3 - RED DE BAJA TENSIÓN

En este apartado se realiza el diseño de la red de baja tensión. Se muestran los cálculos de caída de tensión y cortocircuito mediante tablas, para analizar la viabilidad de la distribución de los centros de transformación y la elección de las protecciones. Además, se realizan los cálculos mecánicos de los cables y postes, fundaciones de estos y puesta a tierra.

3.1 TRAZADO RED DE BAJA TENSIÓN

La traza de la línea de baja tensión se proyecta sobre la línea municipal.

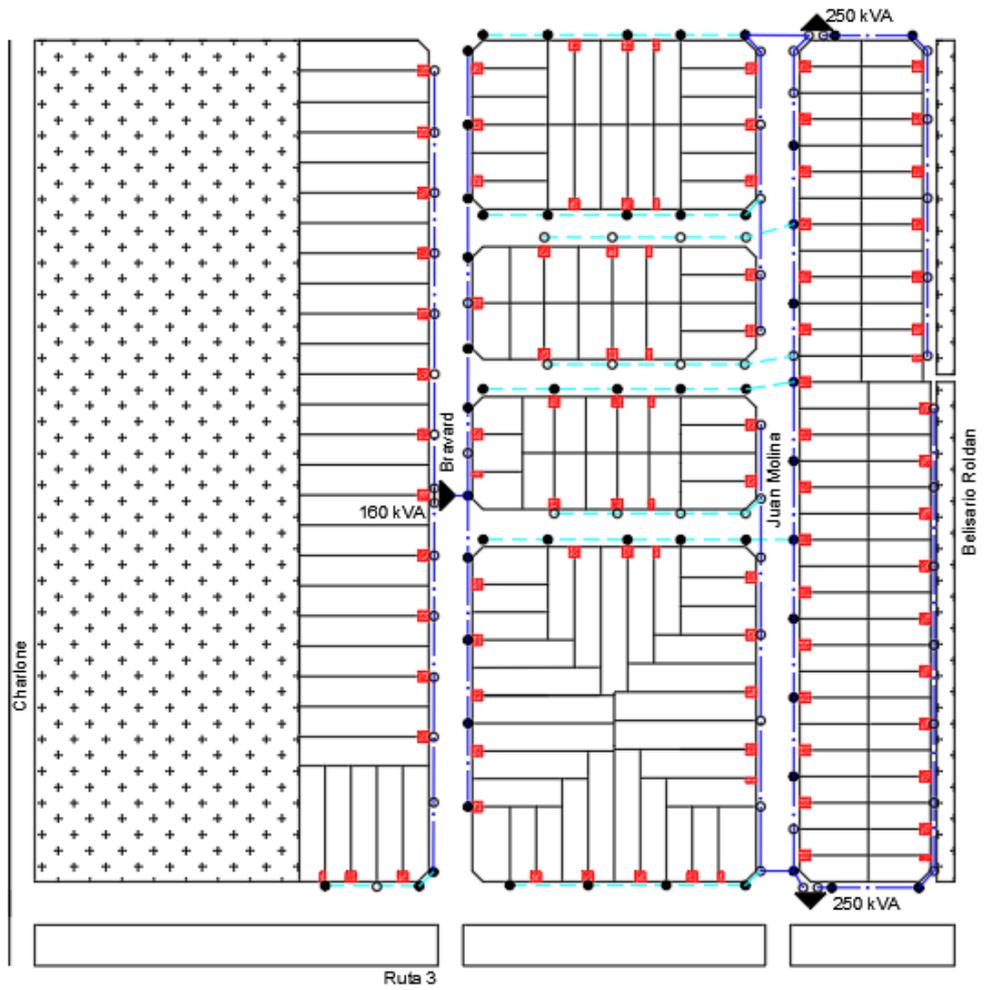


Figura 8.- Trazado red de baja tensión.

En donde:

- Transformador
- Pilar:
- Postes con luminarias:
- Postes sin luminarias:
- Líneas troncales:

- Líneas transversales o de derivación: 

3.2 DIAGRAMA UNIFILAR

En la Figura 9 se muestra un fragmento del diagrama unifilar del barrio (ver anexo 1). La red de distribución del barrio es del tipo radial, donde la alimentación principal parte de un único punto representado como una fuente de tensión. Desde allí se conectan los transformadores con sus protecciones de MT de por medio. Aguas abajo de este, se desprenden las diferentes ramas hacia los puntos de consumo. Cada salida tiene su fusilera particular, además, de la fusilera general en la salida del transformador.

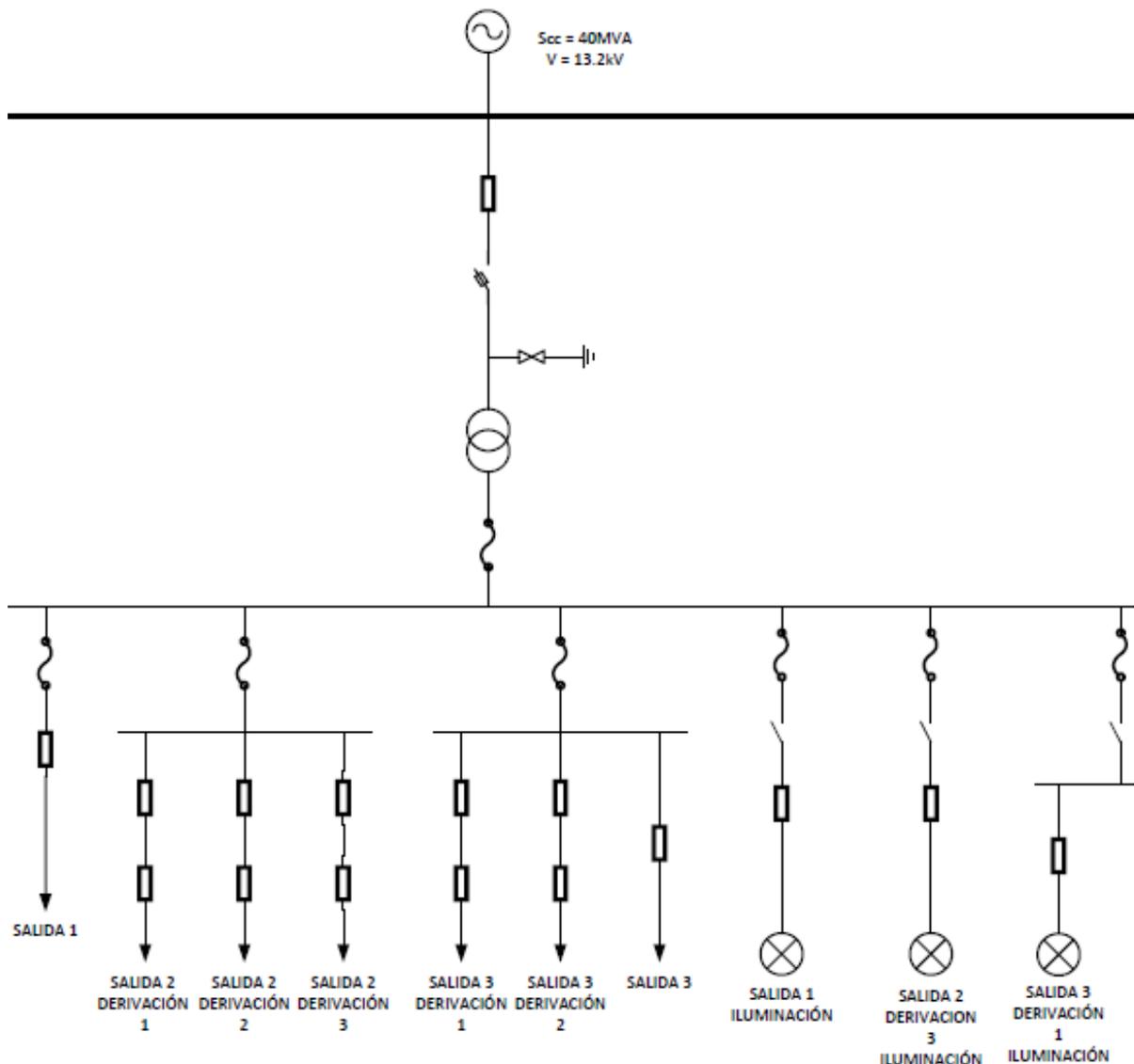


Figura 9.- Fragmento del diagrama unifilar general.

3.3 CAÍDA DE TENSIÓN BAJA TENSIÓN

Para el cálculo de caída de tensión se tienen en cuenta las siguientes consideraciones impuestas por la norma AEA 90364-7-771 [1]:

a) Las líneas se dividen en tramos y se obtiene la corriente que circula por ellos con la potencia conectada hasta ese punto.

b) La tensión de salida del transformador entre fases es de 380 V.

c) La caída de tensión desde el punto de alimentación (Centro de Transformación) hasta cualquier usuario no debe exceder el 5 %, es decir, la máxima caída admisible es de 19 V entre fases, lo que indica que cualquier usuario no tendrá una tensión menor a 361 V.

La ecuación de cálculo que se utiliza es:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot [R \cdot \cos(\phi) + X \cdot \sin(\phi)] \quad (8)$$

En donde:

- ΔU : caída de tensión, en Volt.
- R : resistencia específica del conductor a 60°C y 50 Hz por cada 1000 m, en Ω/km .
- X : reactancia específica inductiva media por fase a 50 Hz por cada 1000 m, en Ω/km .
- ϕ : ángulo de fase entre tensión y corriente promedio de cada usuario.
- I : corriente por fase del tramo, en A.
- L : longitud del tramo, en km.

Valores de R y X de los conductores:

Se utilizan cables preensamblados con conductores de aluminio aislados con polietileno reticulado color negro (XLPE), para tensiones de servicio en corriente alterna de hasta 0.6/1 kV (ver anexo 2).

El valor del factor de potencia se considera uniforme y de valor 0.85 [1].

La reactancia y la resistencia de cables se muestran en la Tabla 10.

Tabla 10.- Valores de R y X de los conductores.

Conductor [N.mm^2]	R [Ω/km]	X [Ω/km]
3x25+1x50+1x16	1.539	0.0955
3x35+1x50+1x16	1.113	0.0940
3x50+1x50+1x16	0.822	0.0903
3x70+1x50+1x16	0.568	0.0888

Valores Obtenidos:

Considerando las corrientes de cada uno de los tramos, las secciones de los conductores y las distancias entre cargas, se puede establecer la caída de tensión a los puntos más alejados.

A continuación, se muestran tablas donde se pueden observar las caídas parciales y totales de cada uno de los puntos considerados, los cuales se indican en el “Plano de red de distribución”.

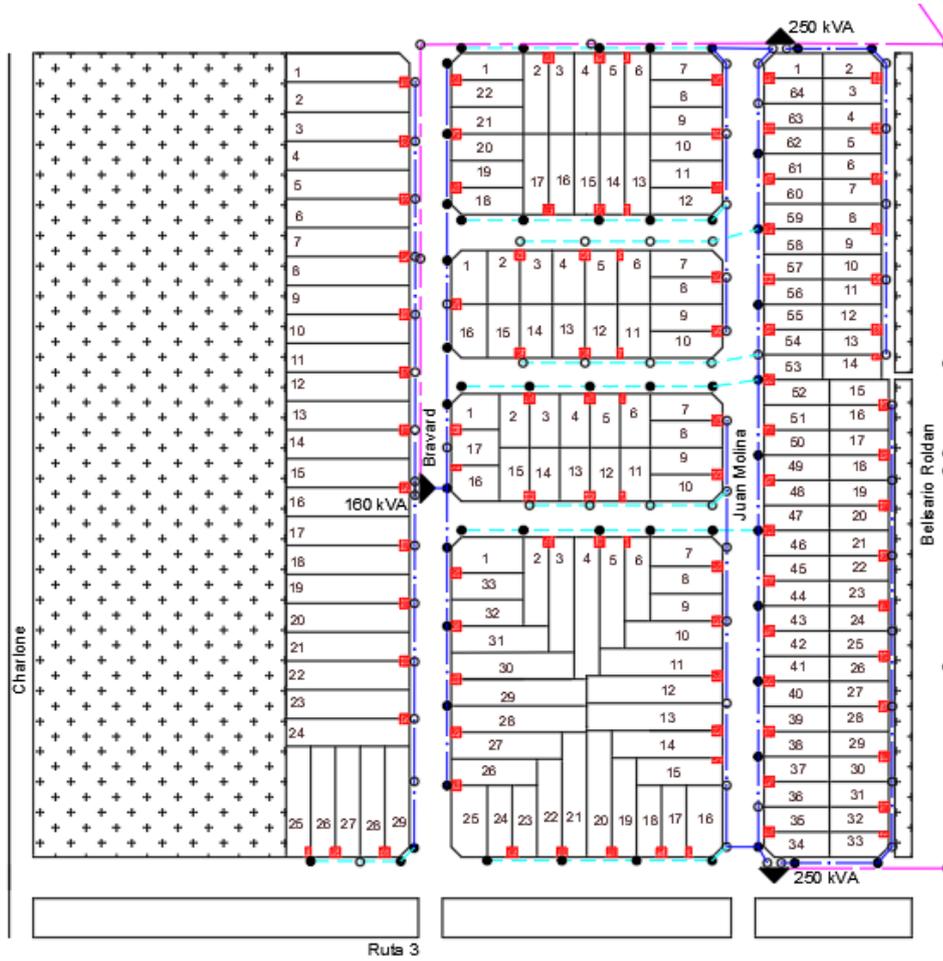


Figura 10.- Plano de red de distribución.

En donde:

- Transformador ▲
- Pilar: ■
- Postes con luminarias: ●
- Postes sin luminarias: ○
- Líneas troncales: ———— . ————
- Líneas transversales o de derivación: - - - - -
- Línea de MT: - - - - -

Centro de transformación 160 kVA.

Tabla 11.- Recorrido línea troncal.

CT	160
Salida	1
Manzana	2
Lote	25-26

Tabla 12.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Conductor	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 160	casa [1-33]	3x25+1x50+1x16	10	42.48	64.5417	0.0528	8.0201
casa [1-33]	casa [32-31]	3x25+1x50+1x16	8	35.82	54.4229	0.0222	2.8434
casa [32-31]	casa [30-29]	3x25+1x50+1x16	6	26.82	40.7488	0.0222	2.1290
casa [30-29]	casa [28-27]	3x25+1x50+1x16	4	17.10	25.9808	0.0222	1.3574
casa [28-27]	casa [26-25]	3x25+1x50+1x16	2	9.720	14.7680	0.0222	0.7716
						TOTAL	15.1215

Tabla 13.- Recorrido línea troncal.

CT	160
Salida	2
Manzana	1
Lote	derivación 1

Tabla 14.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Conductor	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 160	casa [15-16]	3x35+1x50+1x16	15	59.02	89.6716	0.0000	0.000
casa [15-16]	casa [17-18]	3x35+1x50+1x16	13	49.30	74.9036	0.0241	3.114
casa [17-18]	casa [19-20]	3x35+1x50+1x16	11	42.64	64.7848	0.0241	2.693
casa [19-20]	casa [21-22]	3x35+1x50+1x16	9	34.54	52.4781	0.0241	2.182
casa [21-22]	casa [23-24]	3x35+1x50+1x16	7	25.54	38.8040	0.0241	1.613
casa [23-24]	derivación 1	3x35+1x50+1x16	5	18.16	27.5913	0.0600	2.856
						TOTAL	12.457

Tabla 15.- Recorrido línea troncal.

CT	160
Salida	3
Manzana	1
Lote	1-2

Tabla 16.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 160	casa [14-13]	3x50+1x50+1x16	14	62.64	95.1716	0.0214	2.6336
casa [14-13]	casa [12-11]	3x50+1x50+1x16	12	52.92	80.4036	0.0241	2.5056
casa [12-11]	casa [10-9]	3x50+1x50+1x16	10	45.54	69.1909	0.0241	2.1562
casa [10-9]	casa [8-7]	3x50+1x50+1x16	8	38.16	57.9781	0.0241	1.8068
casa [8-7]	casa [6-5]	3x50+1x50+1x16	6	30.06	45.6714	0.0241	1.4233
casa [6-5]	casa [4-3]	3x50+1x50+1x16	4	20.34	30.9034	0.0241	0.9630
casa [4-3]	casa [2-1]	3x50+1x50+1x16	2	9	13.6741	0.0241	0.4261
						TOTAL	11.9146

Tabla 17.- Recorrido línea troncal.

CT	160
Salida	4
Manzana	4-5-6
Lote	1-22

Tabla 18.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 160	casa [16]	3x35+1x50+1x16	11	52.74	80.1301	0.0228	3.1513
casa [16]	casa [17-1]	3x35+1x50+1x16	10	46.44	70.5583	0.0150	1.8256
casa [17-1]	casa [16-1]	3x35+1x50+1x16	8	36.72	55.7903	0.0524	5.0426
casa [16-1]	casa [18-19]	3x35+1x50+1x16	6	27	41.0223	0.0487	3.4460
casa [18-19]	casa [20-21]	3x35+1x50+1x16	4	18	27.3482	0.0225	1.0614
casa [20-21]	casa [22-1]	3x35+1x50+1x16	2	11.34	17.2293	0.0225	0.6687
						TOTAL	15.1955

Tabla 19.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 1	casa [28-29]	3x25+1x50+1x16	5	20.8	31.6023	0.0146	1.0859
casa [28-29]	casa [26-27]	3x25+1x50+1x16	4	11.08	16.8343	0.0205	0.8122
casa [26-27]	casa [25]	3x25+1x50+1x16	1	3.7	5.6216	0.0102	0.1349
						TOTAL	2.0330

Centro de transformación 250 kVA - Superior

Tabla 20.- Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	1
Manzana	6
Lote	13-14

Tabla 21.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	casa [2-3]	3x35+1x50+1x16	13	59.22	89.9755	0.0478	7.4185
casa [2-3]	casa [4-5]	3x35+1x50+1x16	11	50.22	76.3014	0.0210	2.7639
casa [4-5]	casa [6-7]	3x35+1x50+1x16	9	42.84	65.0886	0.0210	2.3577
casa [6-7]	casa [8-9]	3x35+1x50+1x16	7	33.12	50.3206	0.0210	1.8228
casa [8-9]	casa [10-11]	3x35+1x50+1x16	5	23.4	35.5526	0.0210	1.2878
casa [10-11]	casa [12-13]	3x35+1x50+1x16	3	13.68	20.7846	0.0210	0.7529
casa [12-13]	casa [14]	3x35+1x50+1x16	1	6.3	9.5719	0.0105	0.1734
						TOTAL	16.5768

Tabla 22.- Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	2
Manzana	6
Lote	derivación 3

Tabla 23.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	casa [1-64]	3x70+1x50+1x16	29	114.52	173.9951	0.0124	1.9801
casa [1-64]	casa [63-62]	3x70+1x50+1x16	27	104.8	159.2271	0.0210	3.0687
casa [63-62]	casa [61-60]	3x70+1x50+1x16	25	95.08	144.4591	0.0210	2.7841
casa [61-60]	casa [59-58]	3x70+1x50+1x16	23	87.7	133.2463	0.0210	2.5680
casa [59-58]	derivación 1	3x70+1x50+1x16	21	79.6	120.9397	0.0000	0.0000
derivación 1	casa [57-56]	3x70+1x50+1x16	16	57.92	88.0003	0.0210	1.6960
casa [57-56]	casa [55-54]	3x70+1x50+1x16	14	48.92	74.3262	0.0210	1.4325
casa [55-54]	derivación 2	3x70+1x50+1x16	12	42.26	64.2074	0.0105	0.6187
derivación 2	casa [53-52]	3x70+1x50+1x16	7	26.18	39.7764	0.0105	0.3833
casa [53-52]	derivación 3	3x70+1x50+1x16	5	18.8	28.5636	0.0000	0.0000
						TOTAL	14.5315

Tabla 24.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 1	casa [6]	3x25+1x50+1x16	5	25.02	38.0140	0.0564	5.0458
casa [6]	casa [5-4]	3x25+1x50+1x16	4	18.72	28.4421	0.0135	0.9036
casa [5-4]	casa [3-2]	3x25+1x50+1x16	2	9.72	14.7680	0.0270	0.9384
						TOTAL	6.8878

Tabla 25.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 2	casa [11]	3x50+1x50+1x16	5	18.54	28.1686	0.0563	2.0507
casa [11]	casa [12-13]	3x50+1x50+1x16	4	14.04	21.3316	0.0155	0.4275
casa [12-13]	casa [14-15]	3x50+1x50+1x16	2	7.38	11.2127	0.0270	0.3915
						TOTAL	2.8697

Tabla 26.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 3	casa [6]	3x50+1x50+1x16	5	24.48	37.1935	0.0549	2.6404
casa [6]	casa [4-5]	3x50+1x50+1x16	4	17.1	25.9808	0.0135	0.4535
casa [4-5]	casa [2-3]	3x50+1x50+1x16	2	9.72	14.7680	0.027	0.5156
						TOTAL	3.6095

Tabla 27.- Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	3
Manzana	4-5
Lote	10-9

Tabla 28.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	derivación 1	3x50+1x50+1x16	20	82.76	125.7408	0.0252	4.0973
derivación 1	casa [7-8]	3x50+1x50+1x16	15	63.8	96.9341	0.0134	1.6796
casa [7-8]	casa [9-10]	3x50+1x50+1x16	13	54.08	82.1661	0.0225	2.3906
casa [9-10]	casa [11-12]	3x50+1x50+1x16	11	44.36	67.3980	0.0225	1.9609
casa [11-12]	derivación 2	3x50+1x50+1x16	9	35.36	53.7240	0.0070	0.4863
derivación 2	casa [7-8]	3x50+1x50+1x16	4	18	27.3482	0.0304	1.0750
casa [7-8]	casa [9-10]	3x50+1x50+1x16	2	9	13.6741	0.0225	0.3978
						TOTAL	12.0876

Tabla 29.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 1	casa [6]	3x25+1x50+1x16	5	21.96	33.3648	0.0342	2.6855
casa [6]	casa [5-4]	3x25+1x50+1x16	4	15.66	23.7929	0.0125	0.6999
casa [5-4]	casa [3-2]	3x25+1x50+1x16	2	9	13.6741	0.0210	0.6758
						TOTAL	4.0612

Tabla 30.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 2	casa [13]	3x25+1x50+1x16	5	19.98	30.3565	0.0408	2.9148
casa [13]	casa [14-15]	3x25+1x50+1x16	4	15.48	23.5194	0.0125	0.6919
casa [14-15]	casa [16-17]	3x25+1x50+1x16	2	7.38	11.2127	0.0210	0.5542
						TOTAL	4.1609

Centro de transformación 250 kVA - Inferior**Tabla 31.-** Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	1
Manzana	6
Lote	15-16

Tabla 32.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	casa [33]	3x70+1x50+1x16	19	82.98	126.0751	0.0580	6.7109
casa [33]	casa [32-31]	3x70+1x50+1x16	18	76.68	116.5032	0.0105	1.1227
casa [32-31]	casa [30-29]	3x70+1x50+1x16	16	68.58	104.1965	0.02102	2.0101
casa [30-29]	casa [28-27]	3x70+1x50+1x16	14	58.86	89.4285	0.02102	1.7252
casa [28-27]	casa [26-25]	3x70+1x50+1x16	12	49.86	75.7544	0.02102	1.4614
casa [26-25]	casa [24-23]	3x70+1x50+1x16	10	40.86	62.0803	0.02102	1.1976
casa [24-23]	casa [22-21]	3x70+1x50+1x16	8	33.48	50.8676	0.02102	0.9813
casa [22-21]	casa [20-19]	3x70+1x50+1x16	6	23.76	36.0996	0.02102	0.6964
casa [20-19]	casa [18-17]	3x70+1x50+1x16	4	17.1	25.9808	0.02102	0.5012
casa [18-17]	casa [16-15]	3x70+1x50+1x16	2	7.38	11.2127	0.02102	0.2163
						TOTAL	16.6230

Tabla 33.- Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	2
Manzana	2-3-6
Lote	53-52

Tabla 34.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	casa [34-35]	3x70+1x50+1x16	23	104.48	158.7409	0.0140	2.0396
casa [34-35]	casa [36-37]	3x70+1x50+1x16	21	95.48	145.0668	0.0210	2.7958
casa [36-37]	casa [38-39]	3x70+1x50+1x16	19	86.48	131.3928	0.0210	2.5323
casa [38-39]	casa [40-41]	3x70+1x50+1x16	17	77.48	117.7187	0.0210	2.2688
casa [40-41]	casa [42-43]	3x70+1x50+1x16	15	66.14	100.4893	0.0210	1.9367
casa [42-43]	casa [44-45]	3x70+1x50+1x16	13	58.76	89.2766	0.0210	1.7206
casa [44-45]	casa [46-47]	3x70+1x50+1x16	11	49.76	75.6025	0.0210	1.4571
casa [46-47]	Derivación 1	3x70+1x50+1x16	9	41.12	62.4754	0.0000	0.0000
Derivación 1	casa [48-49]	3x70+1x50+1x16	4	19.44	29.5360	0.0210	0.5692
casa [48-49]	casa [50-51]	3x70+1x50+1x16	2	9.72	14.7680	0.0210	0.2846
						TOTAL	15.6047

Tabla 35.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 1	casa [6]	3x50+1x50+1x16	5	25.02	38.0140	0.0580	2.8510
casa [6]	casa [4-5]	3x50+1x50+1x16	4	18.72	28.4421	0.0105	0.3862
casa [4-5]	casa [2-3]	3x50+1x50+1x16	2	11.34	17.2293	0.0210	0.4679
						TOTAL	3.7050

Tabla 36.- Recorrido línea troncal.

CT	250
Salida	3
Manzana	2-3
Lote	7-8

Tabla 37.- Caída de tensión en la línea troncal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
CT 250	derivación 1	3x70+1x50+1x16	27	106.5	161.8100	0.0210	3.1185
derivación 1	casa [15]	3x70+1x50+1x16	18	73.14	111.1247	0.0372	3.7938
casa [15]	casa [14-13]	3x70+1x50+1x16	17	66.84	101.5529	0.0134	1.2480
casa [14-13]	casa [12-11]	3x70+1x50+1x16	15	60.18	91.4340	0.0229	1.9216
casa [12-11]	casa [10-9]	3x70+1x50+1x16	13	52.8	80.2213	0.0229	1.6860
casa [10-9]	casa [8-7]	3x70+1x50+1x16	11	43.08	65.4533	0.0229	1.3756
casa [8-7]	derivación 2	3x70+1x50+1x16	9	31.74	48.2239	0.0315	1.3941
derivación 2	casa [10-9]	3x70+1x50+1x16	4	15.66	23.7929	0.0080	0.1747
casa [10-9]	casa [8-7]	3x70+1x50+1x16	2	9	13.6741	0.0225	0.2824
						TOTAL	14.9947

Tabla 38.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 1	casa [16]	3x25+1x50+1x16	9	37.98	57.7046	0.0190	2.5803
casa [16]	casa [17-18]	3x25+1x50+1x16	8	33.48	50.8676	0.0103	1.2331
casa [17-18]	casa [19-20]	3x25+1x50+1x16	6	26.1	39.6548	0.0207	1.9318
casa [19-20]	casa [21-22]	3x25+1x50+1x16	4	16.38	24.8868	0.0207	1.2124
casa [21-22]	casa [23-24]	3x25+1x50+1x16	2	9	13.6741	0.0207	0.6662
						TOTAL	7.6237

Tabla 39.- Caída de tensión línea transversal.

Tramo		Cable	N° Cliente	Potencia [kVA]	Corriente [A]	Longitud [km]	Caída de tensión [ΔV]
Punto inicial	Punto final						
Derivación 2	casa [11]	3x25+1x50+1x16	5	18.46	28.0471	0.0467	3.0825
casa [11]	casa [12-13]	3x25+1x50+1x16	4	14.76	22.4255	0.0125	0.6597
casa [12-13]	casa [14-15]	3x25+1x50+1x16	2	7.38	11.2127	0.0250	0.6597
						TOTAL	4.4020

Resumen:

Tabla 40.- Resumen caída de tensión.

Transformador	Línea	Extremo más lejano	Caída de tensión [V]
250 kVA-Superior	Salida 1	Manzana 6 - casa [13-14]	16.577
	Salida 2	Manzana 3 - casa [2-3]	18.141
	Salida 3	Manzana 5 - casa [16-17]	14.775
250 kVA-Inferior	Salida 1	Manzana 6 - casa [16-15]	16.623
	Salida 2	Manzana 2 - casa [2-3]	18.456
	Salida 3	Manzana 3 - casa [14-15]	18.940
160 kVA	Salida 1	Manzana 2 - casa [25-26]	15.121
	Salida 2	Manzana 1 - casa [25-26]	14.490
	Salida 3	Manzana 1 - casa [1-2]	11.915
	Salida 4	Manzana 5 - casa [22-1]	15.196

Conclusión:

Como se puede observar la máxima caída de tensión, en todos los extremos de línea, es siempre menor al máximo impuesto del 5 % (19 V), por lo tanto, VERIFICA.

3.4 CORTOCIRCUITO MÁXIMO

El cortocircuito máximo se utiliza para dimensionar los sistemas de protección y para la verificación de la sección de los conductores. El cálculo se realiza considerando las siguientes pautas [8]:

- Se utiliza para el cálculo el método de las impedancias.
- Se plantea una falla del tipo trifásica en los alimentadores, y falla monofásica en la salida de iluminación.
- Los puntos de falla son: en barra de BT y en los extremos de cada salida.
- Se toma la mínima resistencia de los conductores, correspondiente a la resistencia a 20 °C.

3.4.1 METODO DE CALCULO

En el cálculo de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, se utiliza el método de las impedancias. Este método permite calcular corrientes de defecto en cualquier punto de una instalación. Consiste en totalizar las diferentes resistencias y reactancias de la red desde el punto de defecto hasta la fuente. Con respecto a la fuente, se considera la generación en el punto de conexión en la red de MT. En resumen, se realiza un equivalente de Thévenin en la zona de BT (Figura 11), donde las impedancias involucradas comprenden a los conductores, los elementos de protección, los transformadores, la línea de MT y el equivalente de la red [8].

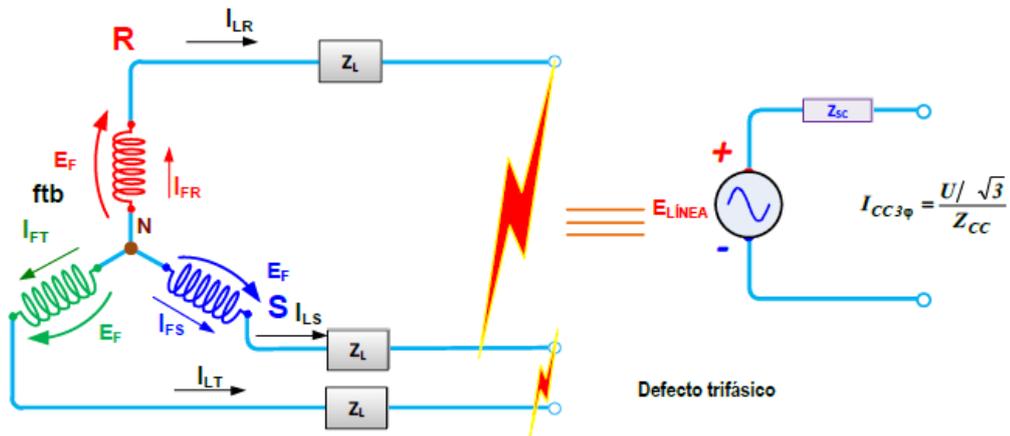


Figura 11.- Cálculo de falla trifásica.

La falla trifásica se determina con la siguiente ecuación:

$$I_{cc3\phi} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}} \quad (9)$$

En donde:

- $I_{cc3\phi}$: corriente de cortocircuito trifásica máxima eficaz.
- U : tensión de línea (de BT).
- Z_{cc} : Impedancia equivalente del bucle de falla.

Por otro lado, el cálculo de falla monofásica (para el caso de la iluminación) se detalla en el apartado de cortocircuito mínimo.

3.4.2 PUNTOS DE FALLA

Los puntos de falla se plantean en la barra de BT y en los extremos de cada salida del transformador (Figura 12).

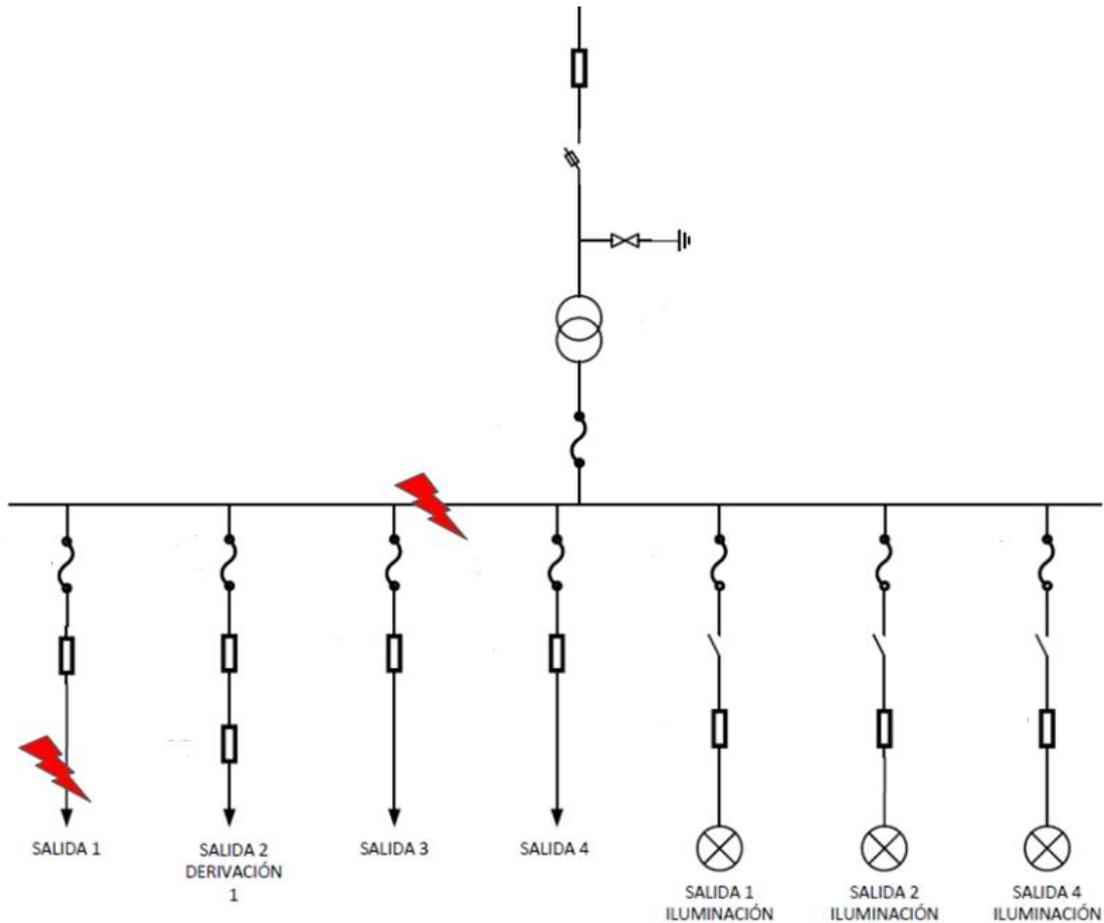


Figura 12.- Puntos de falla en la red del transformador de 160 kVA.

En los extremos de cada salida del transformador se calcula la corriente de cortocircuito máximo eficaz con la Ecuación 9 vista en el apartado anterior. Por el contrario, en la falla en barra de BT se calcula la corriente de cortocircuito eficaz y, luego, se determina la amplitud máxima de la componente aperiódica con la siguiente ecuación [8]:

$$I_k = \sqrt{2} \cdot k \cdot I_{CC3\phi} \quad (10)$$

En donde:

- I_k : valor pico de la corriente de cortocircuito máximo de la componente aperiódica.
- k : coeficiente en función de la relación R/L del circuito cortocircuitado.
- $I_{CC3\phi}$: corriente de cortocircuito trifásica máxima eficaz.

3.4.3 RESULTADOS

Los valores de corrientes de cortocircuitos obtenidos se resumen en las siguientes tablas:

Centro de transformación 160 kVA

Tabla 41.- Corriente de cortocircuito en barra BT.

Icc-A [A]	k	I _k -A [A]
5212.110924	1.55	11425.1088

Tabla 42.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

	R - 20°C [Ω]	X [Ω]	Z [Ω]	Icc3φ
Salida 1	0.1930	0.0570	0.2012	1147.3061
Salida 2	0.2156	0.0625	0.2245	1028.5637
Salida 3	0.1656	0.0591	0.1759	1312.9269
Salida 4	0.1825	0.0608	0.1924	1200.1866
Salida 1 iluminación	0.3938	0.0705	0.4001	577.2129
Salida 2 iluminación	0.5573	0.0816	0.5632	410.0043
Salida 4 iluminación	0.5087	0.0781	0.5147	448.6433

Centro de transformación 250 kVA - Superior

Tabla 43.- Corriente de cortocircuito en barra BT.

Icc-A [A]	k	I _k -A [A]
7757.06318	1.55	17003.7231

Tabla 44.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

		R [Ω]	X [Ω]	/Z/ [Ω]	I_{cc3ϕ}
Salida 1	Extremo alimentador	0.1600	0.0446	0.1661	1389.9446
Salida 2	Derivación 1	0.1680	0.0452	0.1740	1327.0080
	Derivación 2	0.1312	0.0496	0.1403	1645.4565
	Derivación 3	0.1341	0.0502	0.1432	1612.4233
Salida 3	Extremo alimentador	0.0988	0.0422	0.1075	2147.7103
	Derivación 1	0.1102	0.0380	0.1166	1980.5303
	Derivación 2	0.1611	0.0446	0.1672	1380.9503
Salida 1 iluminación		0.1094	0.0365	0.1153	2001.9837
Salida 2 iluminación		0.7177	0.0762	0.7217	319.9588
Salida 3 iluminación		0.5594	0.0673	0.5634	409.8452

Centro de transformación 250 kVA - Inferior

Tabla 45.- Corriente de cortocircuito en barra BT.

I_{cc-A} [A]	k	I_{k-A} [A]
7718.90344	1.55	16920.0758

Tabla 46.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

		R [Ω]	X [Ω]	/Z/ [Ω]	I_{cc3ϕ}
Salida 1	Extremo alimentador	0.1197	0.0504	0.1299	1777.4251
Salida 2	Extremo alimentador	0.0935	0.0455	0.1040	2220.0737
	Derivación 1	0.1313	0.0499	0.1405	1643.5635
Salida 3	Extremo alimentador	0.1032	0.0474	0.1136	2032.9576
	Derivación 1	0.1298	0.0396	0.1357	1701.1328
	Derivación 2	0.1980	0.0527	0.2049	1126.7724
Salida 1 iluminación		0.1230	0.0370	0.1284	1797.5184
Salida 2 iluminación		0.6299	0.0704	0.6338	364.3457
Salida 3 iluminación		0.3007	0.0498	0.3048	757.4924

3.5 CORTOCIRCUITO MÍNIMO

El cortocircuito mínimo se utiliza para dimensionar los sistemas de protección, específicamente los fusibles correspondientes a BT. El cálculo se realiza considerando las siguientes pautas [8]:

- Se utiliza para el cálculo el método de las impedancias.
- Se plantea una falla del tipo monofásica en los alimentadores, y en la salida de iluminación.
- Los puntos de falla son: en los extremos de cada salida.
- No se considera la impedancia aguas arriba del transformador, ya que la falla monofásica se despeja por el neutro del mismo.
- Se toma la máxima resistencia de los conductores, correspondiente a la resistencia a 90 °C.

3.5.1 METODO DE CALCULO

Para el cálculo se utiliza el mismo método que se explica en el apartado anterior “Método de cálculo”, considerando las diferencias correspondientes ya mencionadas. La corriente de falla se determina con la ley de ohm (Figura 13).

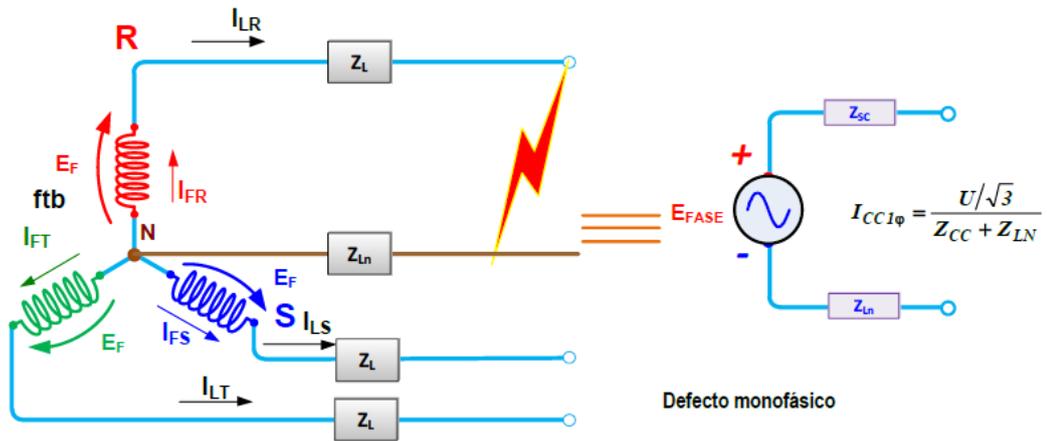


Figura 13.- Cálculo de falla monofásica.

La falla monofásica se determina con la siguiente ecuación:

$$I_{cc1\phi} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot (Z_{CC} + Z_{LN})} \quad (11)$$

En donde:

- $I_{cc1\phi}$: corriente de cortocircuito monofásica máxima eficaz.
- U : tensión de línea (de BT).
- Z_{CC} : Impedancia equivalente del bucle de falla.
- Z_{LN} : Impedancia equivalente al conductor de neutro.

3.5.2 PUNTOS DE FALLA

Los puntos de falla se plantean sólo en los extremos de cada salida del transformador (Figura 14).

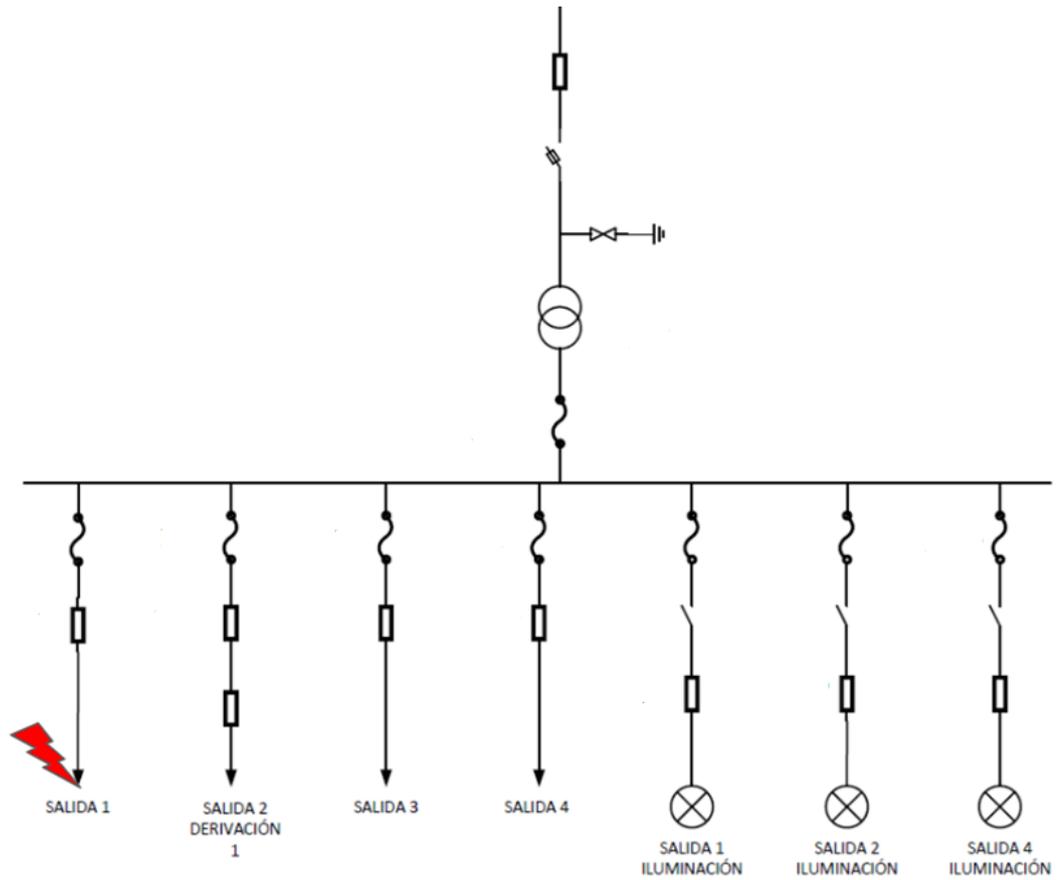


Figura 14.- Puntos de falla en la red del transformador de 160 kVA.

3.5.3 RESULTADOS

Los valores de corrientes de cortocircuitos obtenidos se resumen en las siguientes tablas:

Centro de transformación 160 kVA

Tabla 47.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

	R - 90°C [Ω]	X [Ω]	/Z/ [Ω]	I _{cc1ϕ}
Salida 1	0.3433	0.0705	0.3505	658.8284
Salida 2	0.4187	0.0816	0.4266	541.2921
Salida 3	0.3302	0.0747	0.3386	682.0495
Salida 4	0.3648	0.0781	0.3731	618.8974
Salida 1 iluminación	0.4876	0.0705	0.4927	468.7013
Salida 2 iluminación	0.6909	0.0816	0.6957	331.9390
Salida 4 iluminación	0.6306	0.0781	0.6354	363.4364

Centro de transformación 250 kVA - Superior

Tabla 48.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

		R - 90°C [Ω]	X [Ω]	/Z/ [Ω]	I _{cc1ϕ}
Salida 1	Extremo alimentador	0.3218	0.0600	0.3274	705.3232
Salida 2	Derivación 1	0.3394	0.0612	0.3449	669.4821
	Derivación 2	0.3461	0.0698	0.3530	654.0672
	Derivación 3	0.3551	0.0711	0.3621	637.6771
Salida 3	Extremo alimentador	0.2418	0.0552	0.2480	931.0819
	Derivación 1	0.2071	0.0468	0.2123	1087.3862
	Derivación 2	0.3302	0.0598	0.3356	688.0530
Salida 1 iluminación		0.1346	0.0365	0.1395	1655.1949
Salida 2 iluminación		0.8911	0.0762	0.8944	258.2075
Salida 3 iluminación		0.6942	0.0673	0.6975	331.0750

Centro de transformación 250 kVA - Inferior

Tabla 49.- Corriente de cortocircuito en los extremos de las salidas.

		R - 90°C [Ω]	X [Ω]	/Z/ [Ω]	I _{cc1ϕ}
Salida 1	Extremo alimentador	0.3351	0.0714	0.3427	673.8519
Salida 2	Extremo alimentador	0.2592	0.0617	0.2664	866.6954
	Derivación 1	0.3479	0.0704	0.3550	650.4885
Salida 3	Extremo alimentador	0.2874	0.0653	0.2947	783.5212
	Derivación 1	0.2417	0.0498	0.2468	935.5341
	Derivación 2	0.4438	0.0760	0.4502	512.8877
Salida 1 iluminación		0.1515	0.0370	0.1560	1480.0750
Salida 2 iluminación		0.7819	0.0704	0.7851	294.1523
Salida 3 iluminación		0.3726	0.0498	0.3759	614.3038

3.6 PROTECCIONES

Las protecciones y los conductores deben verificar y cumplir con ciertas condiciones impuestas por la norma AEA 90364-7-771 [1] para un correcto funcionamiento en condiciones normales y anormales de la red.

3.6.1 VERIFICACION DE LOS CONDUCTORES

Para los cortocircuitos cuya duración es de 0.1s y mayores, hasta 5s, un determinado valor de la corriente de cortocircuito elevará la temperatura del conductor desde su temperatura máxima admisible en servicio normal hasta su temperatura límite admisible, pudiendo incluso sobrepasarla. Se considera protegido al conductor si la sección nominal cumple con la Ecuación 12 [1]:

$$S_{min} = \frac{I \cdot \sqrt{t}}{k} \quad (12)$$

En donde:

- S_{min} : sección nominal mínima de los conductores en mm².

- I : intensidad de corriente de cortocircuito en amperios, expresada como valor eficaz.
- t : duración de la interrupción o tiempo de desconexión en segundos.
- k : un factor que toma en cuenta la resistividad, el coeficiente de temperatura y la capacidad térmica volumétrica del conductor, y las temperaturas inicial y final de este.

Si se considera un conductor de aluminio con recubrimiento XLPE, el valor de k , indicado en la Tabla 50 es de 94 [1].

Tabla 50.- Valores de k para los conductores de línea.

Aislación de los conductores		PVC \leq 300 mm ²	PVC > 300 mm ²	EPR / XLPE	Goma 60 °C	Mineral	
						PVC	Desnudo
Temperatura inicial °C		70	70	90	60	70	105
Temperatura final °C		160	140	250	200	160	250
Material conductor	Cobre	115	103	143	141	115	135 / 115 ^a
	Aluminio	76	68	94	93	-	93
	Uniones estañadas en conductor de cobre	115	-	-	-	-	-

^a Este valor debe ser empleado para cables desnudos expuestos al contacto

Con respecto a los tiempos empleados, se opta por un valor de 1s para los conductores cuya protección tiene tiempos de apertura menores a tal número para los valores de corriente de cortocircuito calculados, y se toma un tiempo de 0.1s para aquellos conductores cuyas protecciones asociadas tienen un tiempo de actuación prácticamente instantáneo.

Resultados

Los conductores de cada parte de la red se comprueban en la Tabla 51.

Tabla 51.- Verificación térmica de los conductores.

		S [mm ²]	Smin [mm ²]	Iccmáx (eficaz)	raíz (t)	k	VERIFICA
T1	Salida 1 - Alimentador	25	12	1147.31	1.00	94	si
	Salida 2 – Alimentador	35	11	1028.56	1.00	94	si
	Salida 2 - Derivación 1	25	11	1028.56	1.00	94	si
	Salida 3 - Alimentador	50	14	1312.93	1.00	94	si
	Salida 4 - Alimentador	35	13	1200.19	1.00	94	si
	Salida 1 - Iluminación	16	2	577.21	0.32	94	si
	Salida 2 - Iluminación	16	1	410.00	0.32	94	si
	Salida 4 - Iluminación	16	2	448.64	0.32	94	si
T2	Salida 1 - Alimentador	35	15	1389.94	1.00	94	si
	Salida 2 - Alimentador	70	18	1645.46	1.00	94	si
	Salida 2 - Derivación 1	25	14	1327.01	1.00	94	si
	Salida 2 - Derivación 2	50	18	1645.46	1.00	94	si
	Salida 2 - Derivación 3	50	17	1612.42	1.00	94	si
	Salida 3 - Alimentador	50	23	2147.71	1.00	94	si
	Salida 3 - Derivación 1	25	21	1980.53	1.00	94	si
	Salida 3 - Derivación 2	25	15	1380.95	1.00	94	si
	Salida 1 - Iluminación	16	7	2001.98	0.32	94	si
	Salida 2 - Iluminación	16	1	319.96	0.32	94	si
	Salida 3 - Iluminación	16	1	409.85	0.32	94	si
T3	Salida 1 - Alimentador	70	19	1777.43	1.00	94	si
	Salida 2 - Alimentador	70	24	2220.07	1.00	94	si
	Salida 2 - Derivación 1	50	18	1643.56	1.00	94	si
	Salida 3 - Alimentador	70	22	2032.96	1.00	94	si
	Salida 3 - Derivación 1	25	18	1701.13	1.00	94	si
	Salida 3 - Derivación 2	25	12	1126.77	1.00	94	si
	Salida 1 - Iluminación	16	6	1797.52	0.32	94	si
	Salida 2 - Iluminación	16	1	364.35	0.32	94	si
	Salida 3 - Iluminación	16	3	757.49	0.32	94	si

3.6.2 FUSIBLES

Cada una de las salidas de los transformadores debe estar protegida frente a cortocircuitos y sobrecargas. Para ello, se utilizan fusibles, los cuales deben verificar ciertas condiciones que impone la norma AEA 90364-7-771 [1] para evitar que se dañen los distintos componentes de la red ante una falla.

Verificación para sobrecargas

En todas las instalaciones, deben ser previstos dispositivos de protección para interrumpir toda corriente de sobrecarga en los conductores de un circuito antes que ella pueda provocar un daño por calentamiento a la aislación, a las conexiones, a los terminales o al ambiente que rodea a los conductores. La característica de funcionamiento u operación de un dispositivo de protección de un cable o un conductor contra las sobrecargas debe satisfacer las siguientes dos condiciones [1]:

Condición 1:

$$I_B \leq I_n \leq I_Z \quad (13)$$

Condición 2:

$$I_2 \leq 1.45 \cdot I_Z \quad (14)$$

En donde:

- I_B : corriente de proyecto (intensidad proyectada de la corriente de carga o corriente de empleo para la cual el circuito fue diseñado).
- I_n : corriente asignada o nominal del dispositivo de protección.
- I_Z : intensidad de corriente admisible en régimen permanente por los cables o conductores a proteger.
- I_2 : intensidad de corriente que asegure el efectivo funcionamiento del dispositivo de protección en el tiempo convencional en las condiciones definidas.

El valor de I_B se obtiene de hallar la corriente real que circula por cada conductor, considerando la potencia y la tensión correspondiente al mismo [1].

El valor de I_2 se obtiene al multiplicar el valor de la corriente nominal del fusible por una constante, la cual se obtiene en la Tabla 52 [1][9].

Tabla 52.- Obtención de la corriente de fusión I_2 de los fusibles gG.

$I_n \leq 4A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 \leq 2.1 \cdot I_n$
$4A < I_n \leq 16A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 \leq 1.9 \cdot I_n$
$16A < I_n \leq 63A$	en tiempo convencional 60 minutos	$I_2 \leq 1.6 \cdot I_n$
$63A < I_n \leq 160A$	en tiempo convencional 120 minutos	$I_2 \leq 1.6 \cdot I_n$
$160A < I_n \leq 400A$	en tiempo convencional 180 minutos	$I_2 \leq 1.6 \cdot I_n$
$I_n \leq 400A$	en tiempo convencional 240 minutos	$I_2 \leq 1.6 \cdot I_n$

Resultados

Las verificaciones correspondientes se observan en las siguientes tablas:

Tabla 53.- Verificación de la condición 1.

		Ib [A]	In [A]	Iz [A]	VERIFICA
T1	Salida 1	54.5018	63	80	si
	Salida 2	78.6351	80	100	si
	Salida 3	80.3671	100	120	si
	Salida 4	66.8571	80	100	si
	Salida 1 - Iluminación	1.8181	2	60	si
	Salida 2 - Iluminación	1.0909	2	60	si
	Salida 4 - Iluminación	2.1818	4	60	si
T2	Salida 1	75.1710	80	100	si
	Salida 2	97.5000	100	155	si
	Salida 3	84.0044	100	120	si
	Salida 1 - Iluminación	0.7272	2	60	si
	Salida 2 - Iluminación	3.2727	4	60	si
	Salida 3 - Iluminación	2.9090	4	60	si
T3	Salida 1	79.2413	80	155	si
	Salida 2	104.1828	125	155	si
	Salida 3	89.8501	100	155	si
	Salida 1 - Iluminación	0.7272	2	60	si
	Salida 2 - Iluminación	3.6363	4	60	si
	Salida 3 - Iluminación	1.0909	2	60	si

Tabla 54.- Verificación de la condición 2.

		I2 [A]	1.45·Iz [A]	VERIFICA
T1	Salida 1	100.8	116	si
	Salida 2	128	145	si
	Salida 3	160	174	si
	Salida 4	128	145	si
	Salida 1 - Iluminación	4.2	87	si
	Salida 2 - Iluminación	4.2	87	si
	Salida 4 - Iluminación	8.4	87	si
T2	Salida 1	128	145	si
	Salida 2	160	224.75	si
	Salida 3	160	174	si
	Salida 1 - Iluminación	4.2	87	si
	Salida 2 - Iluminación	8.4	87	si
	Salida 3 - Iluminación	8.4	87	si
T3	Salida 1	128	224.75	si
	Salida 2	200	224.75	si
	Salida 3	160	224.75	si
	Salida 1 - Iluminación	4.2	87	si
	Salida 2 - Iluminación	8.4	87	si
	Salida 3 - Iluminación	4.2	87	si

Verificación para cortocircuitos

Los dispositivos de protección estarán previstos para interrumpir toda corriente de cortocircuito antes que pueda producir daños térmicos y/o mecánicos en los conductores, sus conexiones y en el equipamiento de la instalación [1].

La norma AEA 90364-7-771 [1] exige la verificación de los circuitos seccionales y terminales frente a las corrientes de cortocircuito mínimas, de manera de comprobar que la corriente de cortocircuito sea suficiente para que el dispositivo de protección desconecte en forma instantánea. Además, la capacidad de ruptura del dispositivo de protección (PdC), será por lo menos igual a la máxima intensidad de corriente de cortocircuito presunta en el punto donde el dispositivo está instalado, como menciona la norma IEC 60269-1 [9].

Los elementos de protección deben cumplir con las siguientes ecuaciones [1][9]:

Condición 1:

$$PdC \geq ICC_{maxpico} \quad (15)$$

Condición 2:

$$ICC_{min} \geq I_{nf} \quad (16)$$

El valor de I_{nf} se obtiene al multiplicar el valor de la corriente nominal del fusible por una constante, la cual se obtiene en la Tabla 55 [9].

Tabla 55.- Corrientes convencionales de no fusión y fusión para fusibles gG.

Corriente nominal $I_n(A)$	Corriente convencional de no fusión I_{nf}	Corriente convencional de fusión I_f	Tiempo convencional $t_c(h)$
$I_n \leq 4A$	$1.5 \cdot I_n$	$2.1 \cdot I_n$	1
$4A < I_n \leq 16A$	$1.5 \cdot I_n$	$1.9 \cdot I_n$	1
$16A < I_n \leq 63A$	$1.25 \cdot I_n$	$1.6 \cdot I_n$	1
$63A < I_n \leq 160A$	$1.25 \cdot I_n$	$1.6 \cdot I_n$	2
$160A < I_n \leq 400A$	$1.25 \cdot I_n$	$1.6 \cdot I_n$	3
$400A < I_n$	$1.25 \cdot I_n$	$1.6 \cdot I_n$	4

Resultados

Las verificaciones correspondientes se observan en las siguientes tablas:

Tabla 56.- Verificación de la condición 1.

		PdC [kA]	Iccmáx (pico) [kA]	VERIFICA
T1	Salida 1	50	11.4251	si
	Salida 2	50	11.4251	si
	Salida 3	50	11.4251	si
	Salida 4	50	11.4251	si
	Salida 1 - Iluminación	50	11.4251	si
	Salida 2 - Iluminación	50	11.4251	si
	Salida 3 - Iluminación	50	11.4251	si
T2	Salida 1	50	17.0037	si
	Salida 2	50	17.0037	si
	Salida 3	50	17.0037	si
	Salida 1 - Iluminación	50	17.0037	si
	Salida 2 - Iluminación	50	17.0037	si
	Salida 3 - Iluminación	50	17.0037	si
T3	Salida 1	50	16.9200	si
	Salida 2	50	16.9200	si
	Salida 3	50	16.9200	si
	Salida 1 - Iluminación	50	16.9200	si
	Salida 2 - Iluminación	50	16.9200	si
	Salida 3 - Iluminación	50	16.9200	si

Tabla 57.- Verificación de la condición 2.

		Iccmin (eficaz)	Inf	VERIFICA
T1	Salida 1	658.8284	78.75	si
	Salida 2	541.2921	100	si
	Salida 3	682.0495	125	si
	Salida 4	618.8974	100	si
	Salida 1 - Iluminación	468.7013	3	si
	Salida 2 - Iluminación	331.9390	3	si
	Salida 3 - Iluminación	363.4364	6	si
T2	Salida 1	705.3232	100	si
	Salida 2	637.6771	125	si
	Salida 3	688.0530	125	si
	Salida 1 - Iluminación	1655.1949	3	si
	Salida 2 - Iluminación	258.2075	6	si
	Salida 3 - Iluminación	331.0750	6	si
T3	Salida 1	673.8519	100	si
	Salida 2	650.4885	156.25	si
	Salida 3	512.8877	125	si
	Salida 1 - Iluminación	1480.0750	3	si
	Salida 2 - Iluminación	294.1523	6	si
	Salida 3 - Iluminación	614.3038	3	si

Con base en los resultados se puede concluir que los fusibles seleccionados cumplen con los requerimientos de protección del sistema.

3.6.3 FUSILERA GENERAL

La fusilera general se basa en el conjunto de fusibles por cada fase que se colocan aguas abajo del transformador. El dimensionamiento de estos se realiza mediante la corriente nominal y el poder de corte [1].

Por un lado, la corriente nominal se determina con la corriente total de línea de diseño que circula en el secundario del transformador; la cual, se calcula con la sumatoria de las corrientes de cada salida del transformador. En la Tabla 58 se observa la corriente nominal de los fusibles correspondiente a cada transformador.

Tabla 58.- Corriente nominal de la fusilera general.

	Ib [A]	In [A]
T1	286.7249	315
T2	265.3118	315
T3	280.0925	315

Por otro lado, el poder de corte se determina con el valor de la corriente pico trifásica aperiódica en barras de BT. En la Tabla 59, se observa el poder de corte de la fusilera general.

Tabla 59.- Verificación del poder de corte de la fusilera general.

	PdC [kA]	Iccmáx (pico) [kA]	VERIFICA
T1	50	11.425	si
T2	50	17.003	si
T3	50	16.920	si

3.7 CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES

En este apartado se busca exponer los criterios que se deben emplear para el cálculo mecánico de los conductores y soportes que se utilicen en las líneas aéreas.

3.7.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

La Tabla 60 muestra características compartidas entre los conductores elegidos. Mientras que, las tablas 61, 62, 63 y 64 muestran características particulares de las diferentes formaciones de cables.

Tabla 60.- Características del conductor de BT.

Especificación	Valor	Unidad
Norma	IRAM 2263-2212	-
Material	Fase y alumbrado: Aluminio puro Neutro: Aleación de Aluminio.	-
Módulo de elasticidad	6000	kg/mm ²
Coefficiente de dilatación térmica	0.000023	°C

Tabla 61.- Características del conductor de 70 mm².

Sección nominal	3x70+1x50+1x16	mm ²
Sección efectiva del neutro	50.14	mm ²
Diámetro exterior	33	mm
Peso	1017	kg/km

Tabla 62.- Características del conductor de 50 mm².

Sección nominal	3x50+1x50+1x16	mm ²
Sección efectiva del neutro	50.14	mm ²
Diámetro exterior	30	mm
Peso	812	kg/km

Tabla 63.- Características del conductor de 35 mm².

Sección nominal	3x35+1x50+1x16	mm ²
Sección efectiva del neutro	50.14	mm ²
Diámetro exterior	28	mm
Peso	683	kg/km

Tabla 64.- Características del conductor de 25 mm².

Sección nominal	3x25+1x50+1x16	mm ²
Sección efectiva del neutro	50.14	mm ²
Diámetro exterior	25	mm
Peso	571	kg/km

3.7.2 CÁLCULO DE CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES

El cálculo mecánico se hace en base al preensamblado “3x70+1x50+1x16”, ya que presenta la situación más desfavorable y permite unificar los soportes en la obra.

Para efectuar todos los cálculos de cables y soportes se toman en consideración los estados atmosféricos descriptos en la DPE (Dirección provincial de la energía) [10]. Dichos estados se muestran en la Tabla 65.

Tabla 65.- Estados atmosféricos.

Estado	Temperatura (°C)	Viento (km/h)
I	-10	0
II	10	130
III	-5	50
IV	50	0
V	media anual 15	0

Las tensiones máximas admisibles para los cables de líneas aéreas de aleación de aluminio de acuerdo con las condiciones climáticas enunciadas en las E.T.G.L. (Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión) [10], son las indicadas en la Tabla 66.

Tabla 66.- Tensiones admisibles.

Conductor	AAI		Cu	
Zonas	Estados de carga			
	I - II - III - IV	V	I - II - III - IV	V
	T_{máx} (daN/mm²)			
Rural	10	6	15	9.5
Urbana	8		11.5	
Cruce de ruta				
Cruce de FFCC	5	-	7.5	-

A los fines de considerar la carga específica por el peso propio y la carga específica por acción del viento sobre los cables se aplican las siguientes fórmulas [10]:

$$g_p = \frac{p}{s} \quad (17)$$

$$g_v = \frac{w}{s} = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \quad (18)$$

$$g = \sqrt{g_p^2 + g_v^2} \quad (19)$$

En donde:

- g_p : carga específica debida al peso propio, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.
- p : peso del conductor por unidad de longitud, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}$.
- s : sección transversal del cable, en mm^2 .
- g_v : carga específica debida a la acción del viento, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.
- w : carga del viento, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}$.
- C : coeficiente aerodinámico.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- d : diámetro del cable, en m.
- g : carga específica debida a ambos efectos, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.

Tabla 67.- Cargas específicas.

Estado	C. Vertical ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	C. Horizontal ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	Carga Total ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)
1	0.020283	0.000000	0.020283
2	0.020283	0.040230	0.045054
3	0.020283	0.005951	0.021138
4	0.020283	0.000000	0.020283
5	0.020283	0.000000	0.020283

Los resultados de los cálculos mostrados anteriormente se pueden observar en la Tabla 67 y en la Tabla 68.

Tabla 68.- Resumen de temperaturas, cargas específicas y tensiones admisibles para cada estado.

Estado	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	Carga específica ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	Tensión admisible ($\text{daN}\cdot\text{mm}^{-2}$)
I	-10	0.020283	8.000
II	10	0.045054	8.000
III	-5	0.021138	8.000
IV	50	0.020283	8.000
V	15	0.020283	6.000

3.7.3 CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHAS

Para este propósito se aplica la Ecuación General de cambio de Estado basada en las condiciones climáticas, cargas específicas y tensiones admisibles enunciadas y calculadas en puntos anteriores. Esta ecuación, permite, conocida la tensión mecánica en un estado dado, calcular la tensión en cualquier otro estado conociendo el material, las condiciones climáticas y las sobrecargas [10].

La Ecuación General de cambio de Estado es:

$$\sigma_j^3 - A \cdot \sigma_j^2 = B \quad (20)$$

$$A = \sigma_i - \alpha \cdot E \cdot (t_j - t_i) - \frac{g_i^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_i^2} \quad (21)$$

$$B = \frac{g_j^2 \cdot a^2 \cdot E}{24} \quad (22)$$

En donde:

- t_i : temperatura en el Estado Base o Inicial, en °C.
- g_i : carga específica en el Estado Base o Inicial, en $\text{daN} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- σ_i : tensión en el Estado Base o Inicial, en $\text{daN} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- t_j : temperatura en el Estado de Cálculo o Incógnita, en °C.
- g_j : carga específica del Estado de Cálculo o Incógnita, en $\text{daN} \cdot \text{m}^{-1} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- σ_j : tensión del Estado de Cálculo o Incógnita, en $\text{daN} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- α : coeficiente de dilatación térmica, en $1/^\circ\text{C}$.
- E : módulo de elasticidad, en $\text{daN} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- a : vano, en metros.

Además, se calcula la flecha máxima para cada uno de los estados mediante la siguiente fórmula:

$$f_j = \frac{g_j \cdot a^2}{8 \cdot \sigma_j} \quad (23)$$

En donde:

- f_j : flecha del cable, en m.
- σ_j : tensión del Estado de Cálculo o Incógnita, en $\text{daN} \cdot \text{mm}^{-2}$.
- a : vano, en metros.

Si se considera el estado II como estado base se tiene (Tabla 69):

Tabla 69.- Valores base de cálculo.

Temperatura (t_i)	10	°C
Carga Específica (g_i)	0.045	daN·m ⁻¹ ·mm ⁻²
Tensión Admisible (σ_i)	8	daN/mm ²

Dando como resultado (Tabla 70 y Tabla 71):

Tabla 70.- Verificación de la tensión para el estado base elegido.

Estado	A	B	Tensión Calculada (daN/mm ²)	Tensión Admisible (daN/mm ²)	Condición
					$\sigma_{ADM} > \sigma_{CALC}$
I	1.0467	125.9938	5.388	8.000	VERIFICA
II	-1.7132	621.6508	8.000	8.000	VERIFICA
III	0.3567	136.8403	5.275	8.000	VERIFICA
IV	-7.2332	125.9938	3.436	8.000	VERIFICA
V	-2.4032	125.9938	4.327	6.000	VERIFICA

Tabla 71.- Resumen de tensiones y flechas.

Estado	Tensión (daN/mm ²)	Flecha (m)
I	5.388	0.576
II	8.000	0.862
III	5.275	0.614
IV	3.436	0.904
V	4.327	0.718

3.7.4 CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO

A los fines de considerar la carga por acción del viento sobre los cables se aplica la ecuación 24 [10]:

$$W = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \cdot a \quad (24)$$

En donde:

- W : carga del viento, en daN.
- C : coeficiente aerodinámico.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- d : diámetro del cable, en m.
- a : longitud del vano, en m.

Las cargas debidas a la acción del viento por unidad de longitud en daN.m⁻¹, se obtienen de la ecuación 25:

$$w = \frac{W}{a} = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \cdot \frac{a}{a} \quad (25)$$

A su vez, se calcula la carga del viento sobre los distintos elementos según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Baja Tensión [10]. La ecuación de cálculo que se utiliza es [10]:

$$W = C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot A \cdot C_p \quad (26)$$

En donde:

- W : carga del viento, en daN.
- C : coeficiente aerodinámico.
 $C = 1$ para el conductor.
 $C = 0.7$ para elementos circulares.
 $C = 1.4$ para elementos no circulares.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- A : superficie expuesta al viento, en m².
- C_p : coeficiente de apantallamiento.

Carga del viento máximo por unidad de longitud sobre el conductor:

$$w = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d = 0.75 \cdot 1 \cdot \frac{36.1^2}{16} \cdot 0.033 = 2.017 \left[\frac{daN}{m} \right] \quad (27)$$

Presión del viento máximo sobre los soportes (poste):

$$Q_p = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 57.050 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (28)$$

Presión del viento máximo sobre la ménsula:

$$Q_m = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 1.4 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 114.101 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (29)$$

Presión del viento máximo sobre el brazo del alumbrado público:

$$Q_b = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 57.050 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (30)$$

Presión del viento máximo sobre el artefacto del alumbrado público:

$$Q_a = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 57.050 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (31)$$

En la Tabla 72 se observan los resultados de las cargas y presiones:

Tabla 72.- Cargas y presiones del viento máximo.

Elemento	Valor	Unidad
Conductor	2.017	daN·m ⁻¹
Soporte (poste)	57.050	daN·m ⁻²
Ménsula	114.101	daN·m ⁻²
Brazo del alumbrado público	57.050	daN·m ⁻²
Artefacto del alumbrado público	57.050	daN·m ⁻²

3.7.5 CÁLCULO DE DISTANCIAS ELÉCTRICAS

Al tratarse de una línea de baja tensión conformada con conductor preensamblado no se requieren distancias eléctricas, pero se debe prestar especial atención para evitar daños mecánicos al material aislante.

3.7.6 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SOPORTES

Soportes de hormigón:

Los postes de hormigón armado a emplearse, deben ser fabricados por el método de vibrado o centrifugado y responder, en lo que corresponda, a las normas IRAM 1584, 1603, 1605 y 1724 [11].

El coeficiente de seguridad para el cálculo de la carga a resistir por los soportes es igual a 2 para la carga última en el estado que corresponda [11].

Soportes de madera:

Los postes de madera a emplearse deben ser de madera dura o semidura, tratados con sustancias aptas para preservarlos de la putrefacción y con sus características técnicas establecidas por las normas IRAM 9530 y 9531 [11].

Los diámetros en la cima, requisitos sobre sus defectos y las cargas mecánicas mínimas admisibles, se corresponden con lo indicado en la norma IRAM 9513 [11].

El coeficiente de seguridad para el cálculo de la carga a resistir por los soportes, correspondiente a la carga última en el estado que corresponda, es igual a [11]:

- 1.5 para los sostenes alineados, de función única y en condiciones de carga última por viento máximo.
- 2 para todas las demás funciones.
- 2.2 para todas las funciones, en condiciones de carga última por sobrecarga combinada de hielo y viento.

3.7.7 SOPORTE SUSPENSIÓN SIN CABLE DE GUARDIA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del poste de suspensión, lo que abarca la altura y diámetro del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [11].

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste de madera de suspensión, cuyos datos se muestran en la Tabla 73. La elección del material se basa en el costo de este, siendo el poste de madera más económico.

Tabla 73.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	7.5	m
Carga de rotura en la cima	333	daN
Diámetro del poste en la cima	120	mm

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la Norma AEA 95201 para cada una de ellas [11]. En la Tabla 74 se muestran los datos necesarios para dichos cálculos.

Tabla 74.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Vano	a	35	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	2.017	daN/m
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	1017	daN/km
Viento sobre el poste	Q_p	57.05	daN/m ²
Viento sobre la ménsula	Q_m	114.10	daN/m ²
Viento sobre el brazo AP	Q_b	57.05	daN/m ²
Viento sobre el artefacto AP	Q_a	57.05	daN/m ²
Área transversal del brazo del AP	A_b	0.09	m ²
Área transversal del artefacto del AP	A_a	0.05	m ²
Longitud del brazo de AP	l_{bAP}	2.15	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	0.12	m
Diámetro del poste en el empotramiento	D	0.15	m
Peso del artefacto de AP	P_{aAP}	3.6	daN
Peso del brazo de AP	P_{bAP}	4.25	daN
Coefficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	0.98	-
Coefficiente de reducción a la cima de los elementos del AP	q_{AP}	1.22	-
Altura libre del poste	h	6.15	m

Cargas verticales:

- **Cargas permanentes:**

En las estructuras de una línea los conductores, hilo de guardia, accesorios (ménsulas, crucetas, cadenas de aisladores) no coinciden con el eje del soporte, lo que produce una asimetría en las cargas verticales, originando un momento flector que debe ser tenido en cuenta como una fuerza equivalente en la cima [11].

$$F_d = \frac{(P_{bAP} / 2 + P_{aAP}) \cdot l_{bAP}}{h} = \frac{(4.25 / 2 + 3.6) \cdot 2.15}{6.15} = 1.99 \text{ [daN]} \quad (32)$$

En donde:

- P_{bAP} : peso del brazo de AP, en daN.
- P_{aAP} : peso del artefacto de AP, en daN.
- l_{bAP} : longitud del brazo de AP, en m.
- h : altura libre del poste, en m.

Cargas horizontales:

- **Cargas del viento máximo en dirección perpendicular a la línea:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

Para el cálculo de la fuerza del viento referida a la cima sobre los soportes de sección circular y troncocónica, se emplea la siguiente ecuación 33 [11]:

$$F_{vp} = C_p \cdot Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (33)$$

En donde:

- F_{vp} : fuerza del viento sobre el poste referida a la cima, en daN.
- Q_p : presión del viento sobre el poste referido a la cima, en daN/m².
- h : altura libre del poste, en m.
- d_c : diámetro del poste en la cima, en m.
- D : diámetro del poste al nivel del suelo, en m.
- C_p : coeficiente de apantallamiento.

$$F_{vp} = 1 \cdot 57.05 \cdot 6.15 \cdot \frac{2 \cdot 0.12 + 0.15}{6} = 22.85 \text{ [daN]} \quad (34)$$

Fuerza del viento sobre el brazo del AP:

$$F_{vb} = Q_b \cdot A_b \cdot q_{AP} = 57.05 \cdot 0.09 \cdot 1.22 = 5.99 \text{ [daN]} \quad (35)$$

En donde:

- F_{vb} : fuerza del viento sobre el brazo del AP referida a la cima, en daN.
- Q_b : presión del viento sobre el brazo del AP, en daN/m².
- A_b : área del brazo del AP, en m².
- q_{AP} : coeficiente de reducción a la cima.

Fuerza del viento sobre el artefacto del AP:

$$F_{va} = Q_a \cdot A_a \cdot q_{AP} = 57.05 \cdot 0.05 \cdot 1.22 = 3.41 \text{ [daN]} \quad (36)$$

En donde:

- F_{va} : fuerza del viento sobre el artefacto del AP referida a la cima, en daN.
- Q_b : presión del viento sobre el artefacto del AP, en daN/m².
- A_b : área del artefacto del AP, en m².
- q_{AP} : coeficiente de reducción a la cima

Fuerza del viento sobre la ménsula:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (37)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [2 \cdot \text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 35 \cdot 2.017 \cdot 0.98 = 68.87 \text{ [daN]} \quad (38)$$

En donde:

- F_{vc} : fuerza del viento sobre el conductor referido a la cima, en daN.
- w_c : viento sobre un cable conductor, en daN/m.
- q_c : coeficiente de reducción a la cima de los conductores.

Hipótesis de Carga:

Todas las estructuras se deben dimensionar de acuerdo con lo establecido en las siguientes hipótesis de cálculo, que dada la escasa distancia entre soportes y a los fines de simplificación se consideran con tiros equilibrados [11].

- **Hipótesis Normal FN.1:**
- ❖ Carga del viento máximo en dirección perpendicular a la línea, sobre los cables en ambos semivanos adyacentes y sobre poste, cruceta, aisladores y demás accesorios. Se aplica a la sobrecarga por hielo, con viento reducido [11].

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{vb} + F_{va} + F_{vc} \quad (39)$$

$$F_T = 1.99 + 22.85 + 5.99 + 3.41 + 68.87 = 103.12 \text{ [daN]}$$

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [11].

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (40)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} = \frac{333}{103.12} = 3.23 \geq 1.5 \quad (41)$$

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

3.7.8 SOPORTE TERMINAL SIN CABLE DE GUARDIA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del poste terminal, lo que abarca la altura y diámetro del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [11].

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste de hormigón armado terminal, cuyos datos se muestran en la Tabla 75.

Tabla 75.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	7.5	m
Carga de rotura en la cima	1200	daN
Diámetro del poste en la cima	205	mm
Peso del poste	674.5	kg

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la Norma AEA 95201 para cada una de ellas [11]. En la Tabla 76 se muestran los datos necesarios para dichos cálculos.

Tabla 76.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Vano	a	35	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	2.017	daN/m
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	1017	daN/km
Viento sobre el poste	Q_p	57.05	daN/m ²
Viento sobre la ménsula	Q_m	114.10	daN/m ²
Viento sobre el brazo AP	Q_b	57.05	daN/m ²
Viento sobre el artefacto AP	Q_a	57.05	daN/m ²
Área transversal del brazo del AP	A_b	0.09	m ²
Área transversal del artefacto del AP	A_a	0.05	m ²
Longitud de brazo de AP	l_{bAP}	2.15	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	0.215	m
Diámetro del poste en el empotramiento	D	0.31	m
Peso de artefacto de AP	P_{aAP}	3.6	daN
Peso de brazo de AP	P_{bAP}	4.25	daN
Coefficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	0.98	-
Coefficiente de reducción a la cima de los elementos del AP	q_{AP}	1.22	-
Altura libre del poste	h	6.15	m

Cargas verticales:

- **Cargas permanentes:**

$$F_d = \frac{(P_{bAP} / 2 + P_{aAP}) \cdot l_{bAP}}{h} = \frac{(4.25 / 2 + 3.6) \cdot 2.15}{6.15} = 1.99 \text{ [daN]} \quad (42)$$

Cargas horizontales:

- **Cargas del viento máximo en dirección perpendicular a la línea:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

Para el cálculo de la fuerza del viento referida a la cima sobre los soportes de sección circular y troncocónica, se emplea la siguiente ecuación [10][11]:

$$F_{vp} = C_p \cdot Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (43)$$

$$F_{vp} = 1 \cdot 57.05 \cdot 6.15 \cdot \frac{2 \cdot 0.215 + 0.31}{6} = 43.112 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre el brazo del AP:

$$F_{vb} = Q_b \cdot A_b \cdot q_{AP} = 57.05 \cdot 0.09 \cdot 1.22 = 5.99 \text{ [daN]} \quad (44)$$

Fuerza del viento sobre el artefacto del AP:

$$F_{va} = Q_a \cdot A_a \cdot q_{AP} = 57.05 \cdot 0.05 \cdot 1.22 = 3.41 \text{ [daN]} \quad (45)$$

Fuerza del viento sobre la ménsula:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (46)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [\text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 17.50 \cdot 2.017 \cdot 0.98 = 34.44 \text{ [daN]} \quad (47)$$

Tiro unilateral máximo de un cable conductor:

El tiro unilateral de un conductor referido a la cima se determina por la siguiente expresión:

$$F_u = \frac{M_c}{h} \quad (48)$$

Siendo:

$$M_c = \frac{M_f + \sqrt{(M_f^2 + M_t^2)}}{2} \quad (49)$$

$$M_f = F_{cl} \cdot h_c \quad (50)$$

$$M_t = F_{cl} \cdot l_b \quad (51)$$

$$F_{cl} = \sigma_{max} \cdot S_c \quad (52)$$

En donde:

- F_u : tiro unilateral de un conductor referido a la cima, en daN.
- M_c : momento compuesto, en daN·m.
- h : altura libre del poste, en m.
- M_f : momento flector, en daN·m.
- M_t : momento torsor, en daN·m.
- F_{cl} : fuerza longitudinal del conductor, en daN.
- h_c : altura de fijación del conductor desde el suelo, en m.
- l_b : longitud del brazo, en m.
- σ_{max} : tensión máxima del conductor, en daN/mm².
- S_c : sección del conductor, en mm².

$$F_u = \frac{2406.72}{6.15} = 391.337 [daN] \quad (53)$$

$$M_c = \frac{2406.72 + \sqrt{(2406.72^2 + 0^2)}}{2} = 2406.72 [daN \cdot m] \quad (54)$$

$$M_f = 401.12 \cdot 6 = 2406.72 [daN \cdot m] \quad (55)$$

$$M_t = 0 \quad (56)$$

$$F_{cl} = 8 \cdot 50.14 = 401.12 \text{ [daN]} \quad (57)$$

Hipótesis de Carga:

Todas las estructuras se deben dimensionar de acuerdo con lo establecido en las siguientes hipótesis de cálculo, que dada la escasa distancia entre soportes y a los fines de simplificación se consideran con tiros equilibrados [11].

- **Hipótesis Normal FN.1:**

- ❖ Tiro máximo de todos los cables y simultáneamente la carga del viento correspondiente al estado de sollicitación máxima de los conductores, sobre los cables o conductores, en el semivano adyacente, sobre poste, cruceta, aisladores y demás accesorios, en la dirección perpendicular a la línea. Se aplica a la sobrecarga por hielo, con viento reducido [11].

$$F_T = F_u + F_d + F_{vp} + F_{vb} + F_{va} + F_{vc} \quad (58)$$

$$F_T = 391.337 + 1.99 + 43.112 + 5.99 + 3.41 + 34.44 = 401.318 \text{ [daN]}$$

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [11].

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (59)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} = \frac{1200}{401.318} = 2.99 \geq 2 \quad (60)$$

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

3.8 FUNDACIONES

Todas las estructuras de una línea deben empotrarse en el suelo, de modo que quede asegurada su estabilidad, considerando por un lado los esfuerzos que tienden a volcarla, que surgen del cálculo de las Hipótesis de Carga, y por el otro lado el momento estabilizante dado por la fundación y las características del terreno.

Al momento de vuelco producido por las cargas externas sobre la estructura, se le debe oponer un momento estabilizante de mayor o igual valor que aquel. Esto se consigue mediante el cálculo y ejecución de la fundación [10][11].

Los soportes de madera se empotran directamente en el terreno, sin fundación alguna, pues la misma afectaría la zona de empotramiento del poste, debido a los problemas producidos por la concentración de humedad [11].

3.8.1 SOPORTE TERMINAL BT

Características geométricas de la base:

Tabla 77.- Geometría de la fundación.

Tipo	Romboidal		
	Lado mínimo	a_{min}	0.72
Lado mínimo	b_{min}	0.72	m
Lado longitudinal	a	0.75	m
Lado transversal	b	0.75	m
Profundidad mínima	t_{min}	1.55	m
Profundidad máxima	$t_{máx}$	1.69	m
Profundidad	t	1.55	m
Diámetro del molde	D_m	0.43	m
Volumen	V	0.72	m ³

Características de la estructura:

Tabla 78.- Características de la estructura.

Altura	H	7.5	m
Altura libre	h	6.15	m
Díámetro en la base del poste	D_b	0.33	m
Esfuerzo máximo transversal en la cima	$FN_1(FT)$	400.93	daN
Empotramiento	p	1.35	m
Número de postes	N°	1	N°

Características del terreno:

Tabla 79.- Características del terreno.

Coefficiente de reacción lateral (2m)	C_t	6	daN/cm ³
Coefficiente de reacción de fondo (2m)	C_b	6	daN/cm ³
Ángulo de tierra gravante	β	6	°
Profundidad de la napa de agua	t_n	12	m
Peso específico del hormigón	G_h	2200	daN/cm ³
Peso específico de la tierra gravante	G_t	1700	daN/cm ³
Coefficiente de fricción entre terreno y hormigón	μ	0.5	-

Cargas actuantes:

Tabla 80.- Cargas actuantes.

Peso de la estructura, cables y accesorios	703.64	daN
Peso del hormigón	1585.71	daN
Peso de la tierra gravante	737.15	daN
Peso del agua	0	daN
Peso total	3023.01	daN

Para la verificación de las fundaciones se debe comprobar que el coeficiente de seguridad al vuelco sea mayor al coeficiente de estabilidad mínimo, esto garantiza que quede asegurada la estabilidad del soporte.

Resultado de la interacción transversal suelo-base:

Tabla 81.- Resultados de la fundación.

Momento lateral	M_s	6582.94	daN.m
Momento de fondo	M_b	798.41	daN.m
Momento resistente total	M_e	7381.35	daN.m
Momento de vuelco	M_v	2880.01	daN.m
Coef. de seg. al vuelco $(M_s + M_b) / M_v$	S	2.56	-
Relación M_s / M_b	k	8.25	-
Coefficiente de estabilidad mínimo	s	1	-
Verificación	S = 2.56 > s = 1		

3.9 PUESTA A TIERRA (P.A.T.)

Con base en las normas AEA 95201 “Reglamentación para líneas eléctricas aéreas exteriores de baja tensión” [11] y AEA 95401 “Reglamentación sobre centros de transformación y suministro en media tensión” [12], se determinan las puestas a tierra de la instalación.

Las tomas de tierra están formadas por un conjunto de dispositivos que permiten vincular a potencial de tierra tanto las masas metálicas expuestas de los aparatos y equipos, como el conductor de neutro.

Debe ser eléctricamente continua y tener capacidad de soportar la corriente de cortocircuito máxima presunta, coordinada con la protección eléctrica asociada.

Existen dos tipos de puesta a tierra: la puesta a tierra de protección y la puesta a tierra de servicio.

PAT de protección

La PAT de protección está destinada a evitar la aparición de tensiones permanentes peligrosas entre partes de instalaciones que normalmente están sin tensión, pero que en caso de falla la pueden tomar, y otras partes vecinas que se encuentren al potencial de tierra. Es una protección ante contactos indirectos. A este sistema se conectan todas las masas metálicas, tableros, bastidores de aparatos, estructuras, postes, descargadores, entre otros.

Cada una de las estructuras de hormigón armado debe poseer su propia PAT de protección, la cual no debe superar los 40 ohms. Si el valor de resistencia eléctrica no se obtiene con una jabalina, se puede aumentar el largo de esta hasta llegar a un electrodo ubicado en la napa permanente de agua más próxima; colocar jabalinas adicionales en paralelo; o recurrir a mallas, placas o tendido de dispersores longitudinales hasta lograr el valor requerido.

El diseño de la PAT de protección se plantea en base al tipo normalizado de la compañía distribuidora de energía eléctrica de la localidad, en donde se busca un valor resistencia de puesta a tierra no mayor a 5 ohms. Las columnas se conectan a tierra por medio de un cable de acero MN 100 y una jabalina MN 270 de hierro galvanizado. La jabalina se conecta al conductor mediante un tomacable, y a su vez, el cable se vincula a la estructura mediante una chapa MN 80 y un espárrago de conexión MN178. En la Figura 15 se observa el diagrama de la instalación.

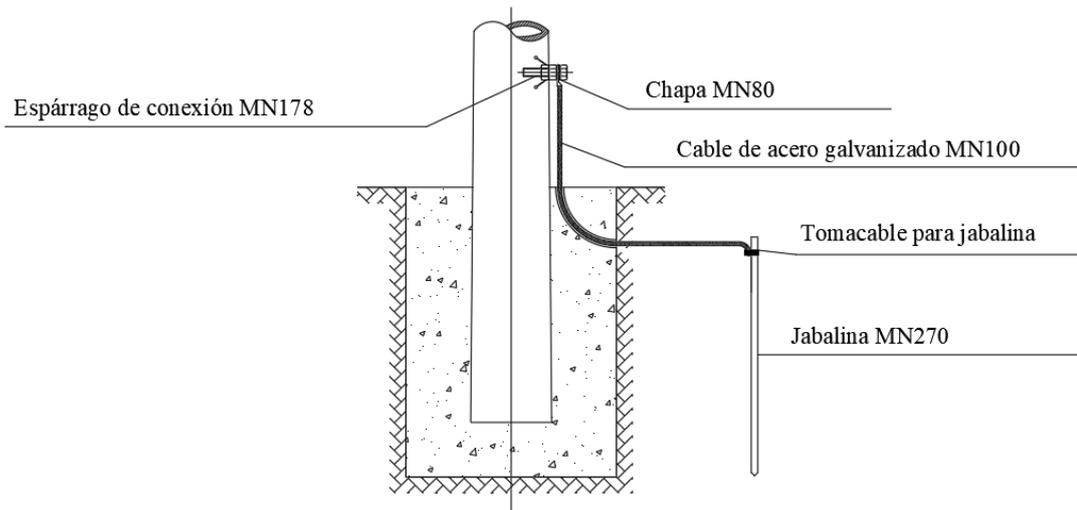


Figura 15.- Típico constructivo PAT de protección

PAT de servicio

La PAT de servicio está destinada a conectar en forma permanente a tierra el centro de estrella correspondiente al arrollamiento de BT de los transformadores de distribución en dicho punto y al conductor de neutro de la red en forma múltiple en el desarrollo de la línea.

La red aérea de BT de reducida longitud se debe implementar un mínimo de tomas de tierra sobre el neutro de la línea, además de la del centro de alimentación. En nuestro caso se presenta una línea de hasta 200 m de longitud, por lo que se debe colocar una toma de tierra en el extremo de la línea y otra en la mitad de su desarrollo. En el plano de la red de distribución proyectada se muestra la ubicación de dichas PAT de servicio.

Se utilizan jabalinas con alma de acero revestidas en cobre (T/Copperweld) de 5/8" y 1.5 metros de largo. En la Figura 16 se observa el diagrama de la instalación.

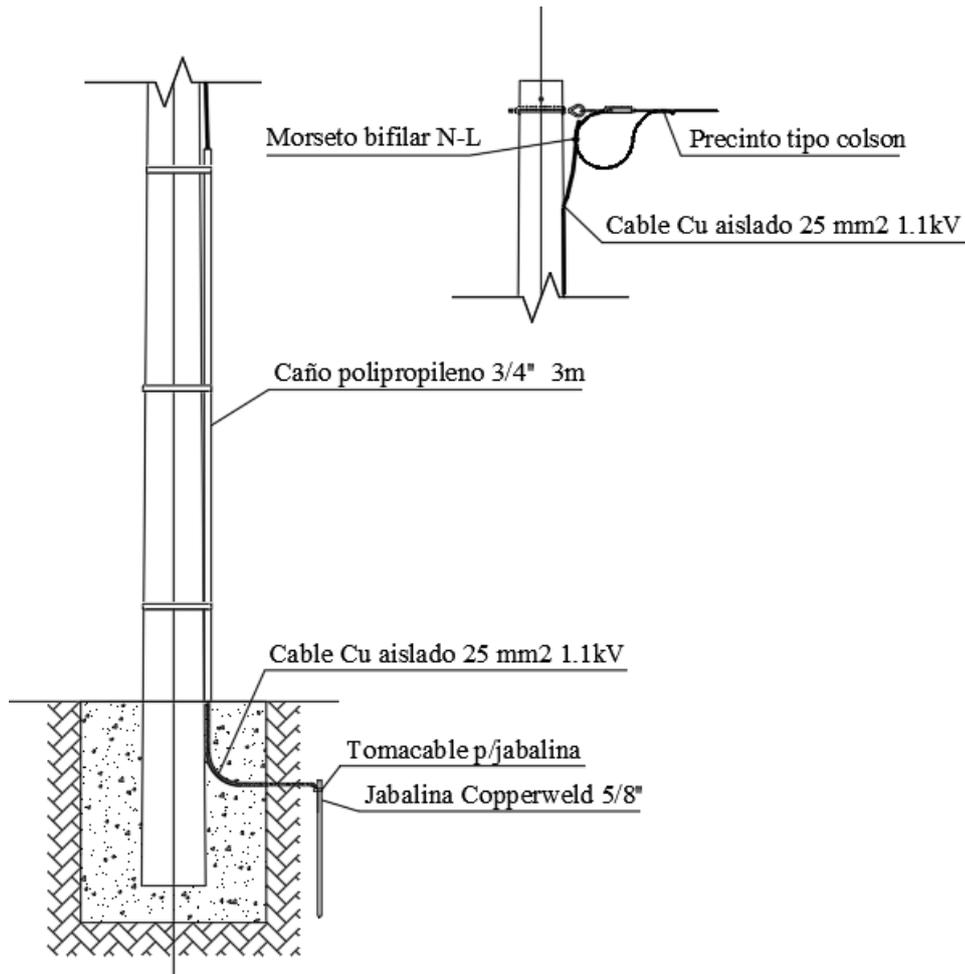


Figura 16.- Típico constructivo PAT de servicio.

PAT en centro de transformación MT/BT

En los centros de transformación pueden coexistir ambas puestas a tierra, la de protección y servicio. Se pueden presentar dos posibilidades para la puesta a tierra del neutro de BT del transformador:

- Unificada con la puesta a tierra de protección de las masas, o
- Separada de la puesta a tierra de protección, alejada en otro piquete.

El diseño de la PAT del CT se plantea en base al tipo normalizado de la empresa distribuidora de energía eléctrica, el cual adopta la forma unificada de la puesta a tierra de servicio con la de protección, es decir, dentro del área del CT. Se utilizan jabalinas con alma de acero revestidas en cobre (T/Copperweld) de 5/8" y 1.5 metros de largo, hincadas hasta la segunda napa de agua permanente de manera de conseguir un valor menor a 1 ohm en cada una. En la Figura 17 se observa el diagrama de la instalación.

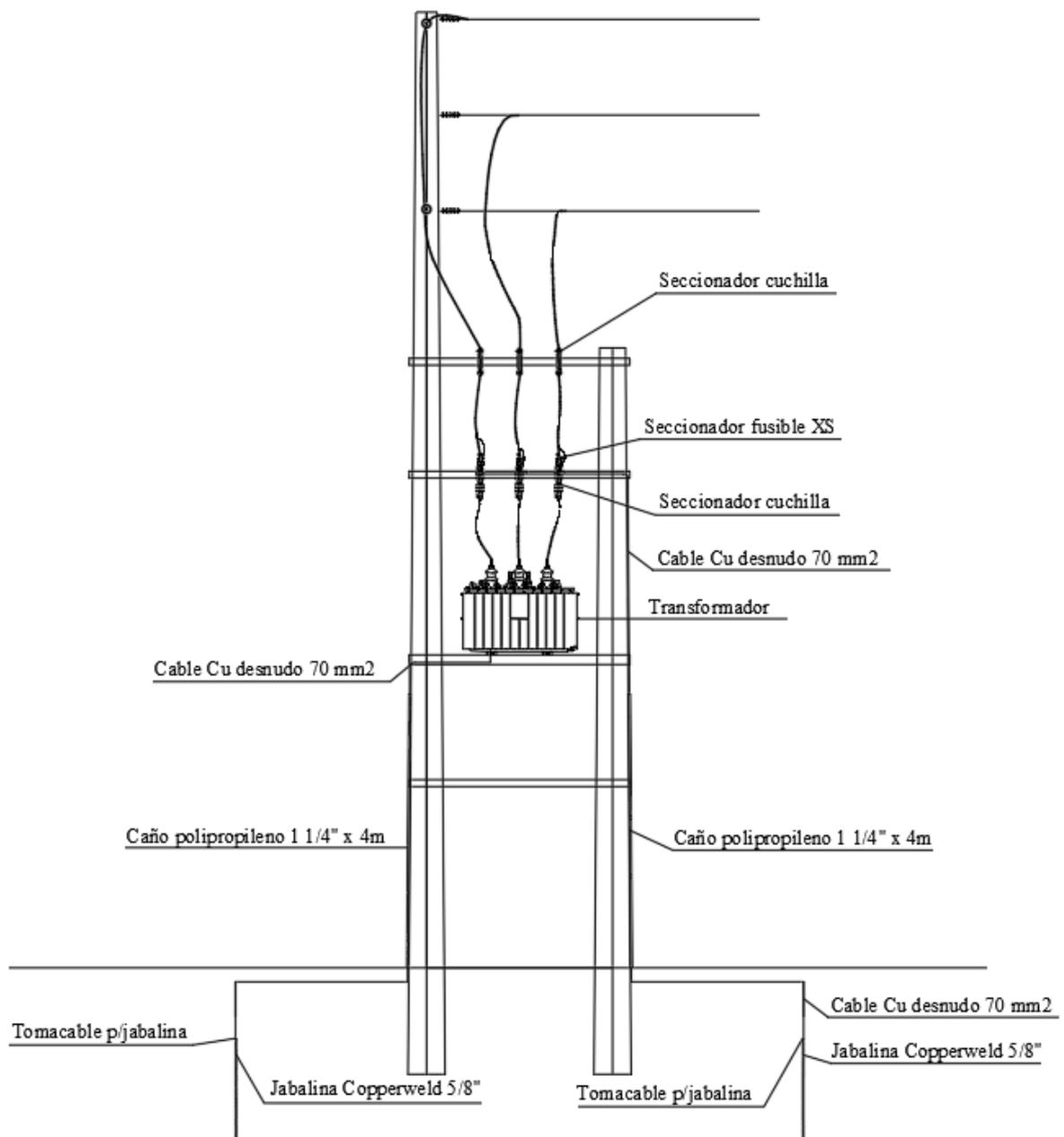


Figura 17.- Típico constructivo PAT en CT.

Al sistema de puesta a tierra de protección del CT se conectan:

- Las masas de todos los aparatos de media y baja tensión.
- Caja metálica de tableros.
- La cuba de los transformadores y partes metálicas asociadas.
- Los descargadores de sobretensión.
- Columnas de hormigón del CT.

CAPÍTULO 4 - RED DE MEDIA TENSIÓN

En este apartado se realiza el diseño de la red de media tensión. Se detallan los cálculos mecánicos de los cables, postes y pórticos, con sus respectivas fundaciones. Además, se describen las protecciones correspondientes junto con sus características.

4.1 TRAZADO RED DE MEDIA TENSIÓN

La traza de la línea de media tensión se proyecta paralela a la línea municipal y a una distancia de 2.50 m de esta, como indica la AEA 95301 [13].

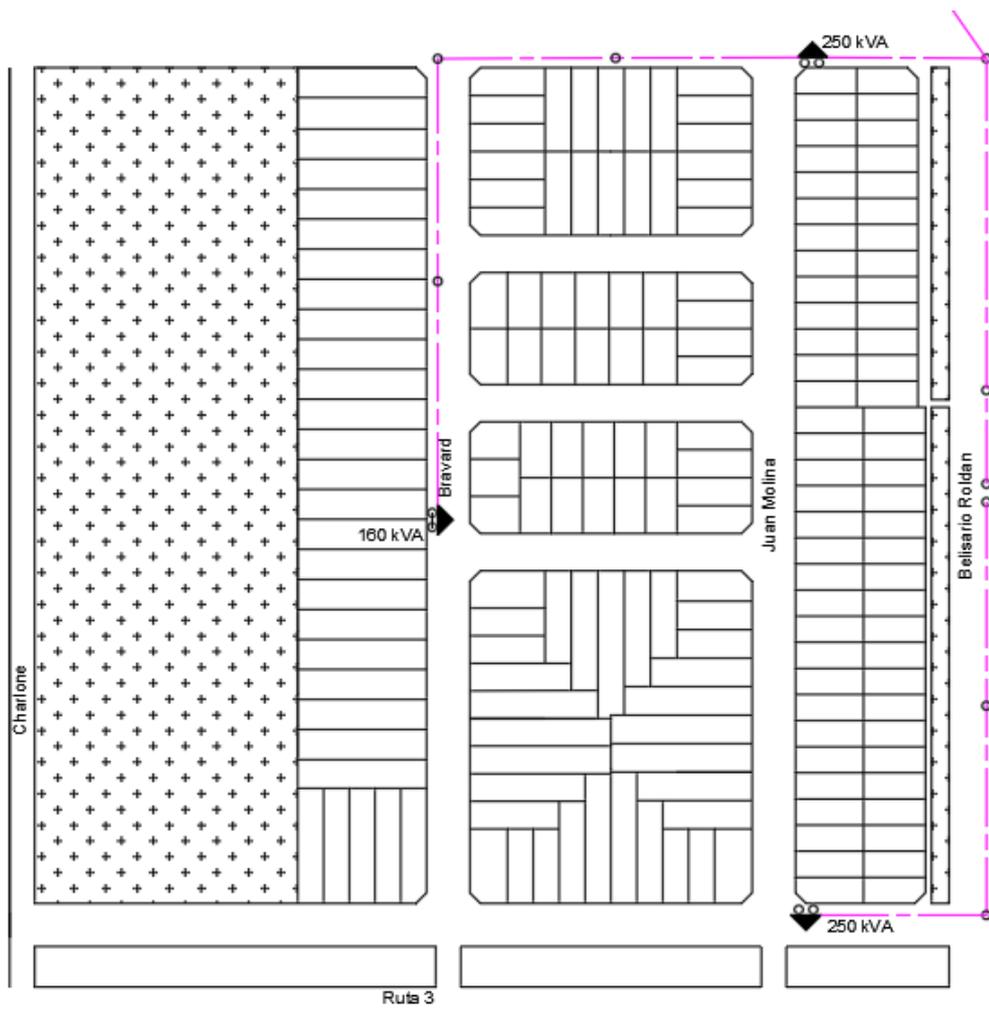


Figura 18.- Trazado red de media tensión.

En donde:

- Transformador: ▲
- Postes de MT: ○
- Línea de MT: — — — — —

4.2 DIAGRAMA UNIFILAR

En la Figura 19 se muestra el diagrama unifilar correspondiente a la sección de MT.

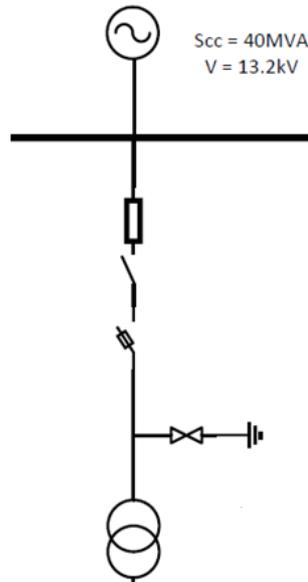


Figura 19.- Diagrama unifilar MT.

4.3 CONDUCTOR

Se utilizan conductores desnudos de aluminio puro con alma de acero con una sección de $35/6 \text{ mm}^2$. Están constituidos por alambres de aluminio puro grado eléctrico, cableados entre sí, recubriendo helicoidalmente en una o varias capas el alambre o cuerda de acero cincado.

4.4 PROTECCIONES

Los elementos de protección en la zona de MT comprenden:

- Descargador.
- Seccionador fusible.
- Seccionador unipolar a cuchilla.

4.4.1 DESCARGADOR

Los descargadores constituyen la protección principal contra sobretensiones atmosféricas y de maniobras. Por regla general se conectan en paralelo con el equipo a proteger, para disipar la sobrecorriente a tierra.

Criterio de selección

Se busca cumplir con los requerimientos de protección y durabilidad en servicio del sistema eléctrico, definiendo los parámetros principales del equipo, en base a la norma IEC 60099-4 [14].

- Elección correcta de la clase de descarga y la corriente nominal de descarga.
- La inserción del pararrayo en el sistema debe ser capaz de soportar la tensión máxima del sistema (U_c).
- Selección de los niveles de protección, debe ser capaz de limitar las sobretensiones por maniobras y rayos, por debajo de los niveles que soporta la aparamenta.

Corriente nominal de descarga y Clase del descargador

La corriente nominal es un valor normalizado de la corriente de cresta del descargador drenada a tierra durante la operación (8/20 μ s). Se elige en función de la tensión máxima del sistema según la Tabla 82 [14].

Tabla 82.- Valores característicos de la corriente nominal de descarga (I_n) en función de la tensión máxima del sistema.

Tensión máxima del sistema U_s (kV_{ef})	Corriente nominal de descarga I_n
$U_s \leq 72.5 \text{ kV}$	5 kA
$72.5 \text{ kV} < U_s \leq 245 \text{ kV}$	10 kA
$245 \text{ kV} < U_s \leq 420 \text{ kV}$	10 kA
$U_s > 420 \text{ kV}$	20 kA

La tensión máxima del sistema se define con la tensión nominal del sistema eléctrico de MT, a la cual se la afecta por un coeficiente de regulación (Ecuación 61).

$$U_s = U_N \cdot u_{\%} \quad (61)$$

En donde:

- U_s : tensión máxima del sistema, en kV.
- U_N : tensión nominal del sistema, en kV.
- $u_{\%}$: regulación de tensión máx. del sistema, se adopta un 10%.

$$U_s = 13.2 \text{ kV} \cdot 1.1 = 14.52 \text{ kV} \quad (62)$$

En base al resultado obtenido, se determina una corriente nominal de descarga de 5 kA.

Hay cinco clases de descargadores según su uso y su capacidad de absorber energía [14]. Se determina dicha clase con la Tabla 83, en función de la corriente nominal de descarga y la tensión nominal del sistema [14].

Tabla 83.- Valores habituales de corrientes nominales de descarga (I_n) y clase de descarga de línea en función de la tensión nominal (U_n) del sistema.

Tensión nominal del sistema U_n	Tensión máxima del sistema U_s	Clasificación de pararrayos (I_n)					
		5 kA	10 kA			20 kA	
			Clase 1	Clase 2	Clase 3	Clase 4	Clase 5
$U_n \leq 66 \text{ kV}$	$U_s \leq 72.5 \text{ kV}$	•	•	•			
$66 \text{ kV} < U_n \leq 220 \text{ kV}$	$72.5 \text{ kV} < U_s \leq 245 \text{ kV}$			•	•		
$220 \text{ kV} < U_n \leq 380 \text{ kV}$	$245 \text{ kV} < U_s \leq 420 \text{ kV}$					•	
$U_n > 380 \text{ kV}$	$U_s > 420 \text{ kV}$					•	

Para corrientes nominales de descarga de 5 kA, no se adopta ninguna clase específica.

Tensión de funcionamiento continuo (U_c)

Es la tensión de frecuencia industrial eficaz máxima admisible que se puede aplicar de forma continua entre los terminales del descargador [14]. Se determina según Ecuación 63.

$$U_c = \frac{U_s}{\sqrt{3}} \quad (63)$$

En donde:

- U_c : tensión de funcionamiento continuo, en kV.
- U_s : tensión máxima del sistema, en kV.

$$U_c = \frac{14.52 \text{ kV}}{\sqrt{3}} = 8.4 \text{ kV} \quad (64)$$

Línea de fuga

La distancia de fuga es la longitud medida a lo largo del perfil externo del revestimiento y sirve de medida del comportamiento del descargador en entornos contaminados, en lo que respecta al riesgo de arcos externos. Su valor mínimo se determina en función del nivel de contaminación de la zona, según la Tabla 84 [14].

Tabla 84.- Línea de fuga específica nominal en función del nivel de contaminación.

Nivel de contaminación	Descripción	Línea de fuga específica nominal mínima mm/kV
I Ligero (L)	-Zonas sin industrias y baja densidad de viviendas con calefacción. -Zonas de baja densidad de industrias o viviendas sometidas a viento o lluvias frecuentes. -Zonas agrícolas (sin quemado de residuos). -Zonas montañosas.	16 mm/kV
II Medio (M)	-Zonas con industrias que no producen humo especialmente contaminante, y/o con densidad media de viviendas con calefacción. -Zonas con elevada densidad de industrias y/o viviendas sometidas a viento o lluvias frecuentes. -Zonas expuestas a viento desde el mar, pero no muy próximas a la costa (nunca menos de 1km).	20 mm/kV
III Fuerte (H)	-Zonas con elevada densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades, con elevada densidad de calefacción generando contaminación. -Zonas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a viento relativamente fuertes provenientes del mar.	25 mm/kV
IV Muy fuerte (V)	-Zonas (extensión moderada) sometidas a polvos conductores y a humo industrial que produce depósitos conductores particularmente espesos. -Zonas (extensión moderada) muy próximas a la costa y expuestas a pulverización salina o a vientos muy fuertes y contaminantes desde el mar. -Zonas desérticas caracterizadas por no tener lluvias por largos periodos, expuestas a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sometidos a condensación regular.	31 mm/kV

Se considera un nivel de contaminación medio, por lo que se adopta un valor de línea de fuga específica nominal mínima de 20 mm/kV.

La línea de fuga es el producto del valor de línea de fuga específica y la tensión máxima continua entre los bornes del descargador [14]:

$$\text{Línea de fuga} \geq 20 \frac{\text{mm}}{\text{kV}} \cdot 8.4 \text{ kV} = 168 \text{ mm} \quad (65)$$

Margen de protección a impulsos tipo rayo

Resulta del cociente entre el BIL o LI del equipamiento y el nivel de protección contra descargas atmosféricas del descargador, no debe ser inferior a 1.2 [14].

$$\frac{BIL}{A} > 1.2 \quad (66)$$

$$A < \frac{BIL}{1.2}$$

En donde:

- *BIL*: nivel de aislamiento básico, en kV.
- *A*: nivel de protección ante descargas atmosféricas, en kV.

Entonces, para los distintos transformadores se deben cumplir las condiciones:

$$A_{160} < \frac{BIL}{1.2} < \frac{95 \text{ kV}}{1.2} < 79.16 \text{ kV} \quad (67)$$

$$A_{250} < \frac{BIL}{1.2} < \frac{95 \text{ kV}}{1.2} < 79.16 \text{ kV} \quad (68)$$

Margen de protección a impulsos tipo maniobra

Resulta del cociente entre el SIL del equipamiento y el nivel de protección contra maniobras del descargador, no debe ser inferior a 1.15 [14].

$$\frac{SIL}{B} > 1.15 \quad (69)$$

$$B < \frac{SIL}{1.15}$$

En donde:

- *SIL*: nivel de aislamiento a impulsos de maniobra, en kV.
- *B*: nivel de protección ante descargas atmosféricas, en kV.

En nuestro caso, no se cuenta con el dato de SIL del transformador. Esto se debe porque el nivel de aislamiento del equipo se define con solo dos valores de tensión soportadas normalizadas (IEC 60071-1) [15]:

- por la tensión soportada normalizada a impulsos atmosféricos, LI.
- por la tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial, CA.

Si bien no se define con el nivel de aislamiento a impulsos de maniobra, se considera que cualquiera de las dos tensiones soportadas especificadas cubre las tensiones soportadas requeridas a impulsos de maniobra tanto entre fase y tierra como entre fases [15].

Selección de descargador

Finalmente, con los datos obtenidos se ingresa a los catálogos de proveedores y se selecciona el descargador que se ajuste a las necesidades. Se utilizan descargadores de sobretensión de óxido de zinc de la marca “Fapa”, cabe aclarar que las marcas mencionadas no son excluyentes y se puede optar por otras opciones. Primeramente, se elige el descargador con la corriente nominal de descarga y la tensión de operación permanente. Luego, se verifica el cumplimiento de protección contra descargas atmosféricas y la distancia de fuga. Se adopta el modelo DB 10/5 5 kA y 8.5 kV (Uc). Ver anexo 3.

4.4.2 SECCIONADOR FUSIBLE

El seccionador fusible aporta protección contra sobrecorrientes a la instalación, sea ante una falla de un elemento propio o externo, o ante un aumento imprevisto de la misma en condiciones de operación normal. Además, permite realizar seccionamiento de la línea para maniobras de mantenimiento.

Se utiliza el seccionador fusible tipo XS, el cual consiste en dos partes principales: el aislador soporte y el elemento fusible (Figura 20). El aislador soporte se forma por un aislador con dos brazos en sus extremos, donde se sujeta el elemento fusible. El elemento fusible consiste en un portafusible (tubo) y el fusible propiamente dicho, formado por un alambre. Los mismos se desenganchan automáticamente al producirse la fusión del elemento fusible. Además, se los puede accionar mediante una pértiga desde el suelo.



Figura 20.- Seccionador fusible.

Primeramente, se determina el elemento fusible, y luego, se selecciona el aislador soporte para dejar determinado el conjunto seccionador fusible.

Los criterios para la selección del fusible para la protección del transformador contra cortocircuitos, según indica la AEA 90401 [12] y la AEA 90301 [13], son los siguientes:

- Su corriente nominal debe ser igual al 140% (o al valor normalizado inmediato superior a este) de la corriente nominal del transformador.
- La corriente de prearco del fusible para 0.1 s debe ser superior a 10 veces la corriente asignada del transformador definida para servicio S1.
- La corriente de prearco del fusible para 10 s no supere 6 veces su valor asignado, de forma de garantizar no superar la capacidad térmica de corta duración del transformador.
- Para combinación de fusibles combinados con seccionadores bajo carga, se debe verificar la coordinación del conjunto de modo que la transferencia de la función de interrupción se produzca conforme a lo establecido en la IEC 62271 parte 105.

Corriente nominal

Primero se obtiene la corriente nominal del transformador según la Ecuación 70.

$$I_{NT} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_L} \quad (70)$$

En donde:

- I_{NT} : corriente nominal del transformador, en A

- S : potencia del transformador, en kVA
- U_L : tensión nominal de línea del transformador, en kV.

$$I_{NT160} = \frac{S_{160}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{160 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 7 \text{ A} \quad (71)$$

$$I_{NT250} = \frac{S_{250}}{\sqrt{3} \cdot U_L} = \frac{250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}} = 10.93 \text{ A} \quad (72)$$

En base a la corriente del transformador, la corriente nominal del fusible se define de la siguiente manera:

$$I_{N160} \geq 1.4 \cdot I_{NT160} \geq 1.4 \cdot 7 \text{ A} \geq 9.8 \text{ A} \quad (73)$$

$$I_{N250} \geq 1.4 \cdot I_{NT250} \geq 1.4 \cdot 10.93 \text{ A} \geq 15.3 \text{ A} \quad (74)$$

Corriente de prearco del fusible para 0.1s

La corriente de prearco del fusible se define en función de la corriente nominal del transformador de la siguiente manera [12]:

$$I_{0.1s} \geq 10 \cdot I_{NT} \quad (75)$$

En donde:

- $I_{0.1s}$: corriente de prearco para 0.1 s, en A.
- I_{NT} : corriente nominal del transformador, en A.

Entonces, para los dos tipos de transformador se obtiene:

$$I_{160-0.1s} \geq 10 \cdot I_{NT160} \geq 10 \cdot 7 \text{ A} \geq 70 \text{ A} \quad (76)$$

$$I_{250-0.1s} \geq 10 \cdot I_{NT250} \geq 10 \cdot 15.3 \text{ A} \geq 150.3 \text{ A} \quad (77)$$

Corriente de prearco del fusible para 10s

La corriente de prearco del fusible se define en función de la corriente nominal del transformador de la siguiente manera [12]:

$$I_{10s} \leq 6 \cdot I_{NT} \quad (78)$$

En donde:

- I_{10s} : corriente de prearco para 10 s, en A.
- I_{NT} : corriente nominal del transformador, en A.

Entonces, para los dos tipos de transformador se obtiene:

$$I_{160-10s} \leq 6 \cdot I_{NT160} \leq 6 \cdot 7 A \leq 42 A \quad (79)$$

$$I_{250-10s} \leq 6 \cdot I_{NT250} \leq 6 \cdot 15.3 A \leq 91.8 A \quad (80)$$

Elección del fusible

Se utilizan hilo fusible aptos para seccionadores autodesconectores. Al contar con un sistema tripolar se utilizan 3 elementos unipolares por cada CT de la red eléctrica.

El fusible se selecciona a partir de la curva de fusión que otorgan los diferentes proveedores, en donde se informan los niveles de corriente y el tiempo de actuación de este (Figura 21). Los datos con los que se evalúa la curva son: la corriente nominal y las corrientes de prearco. De acuerdo con los cálculos, la corriente nominal de los fusibles son 10 A y 20 A para los transformadores de 160 kVA y 250 kVA, respectivamente. Con dichos valores, se ingresa a las curvas correspondientes de la gráfica, y se verifica que se cumplan las corrientes de prearco en los tiempos de fusión (0.1 y 10 s.).

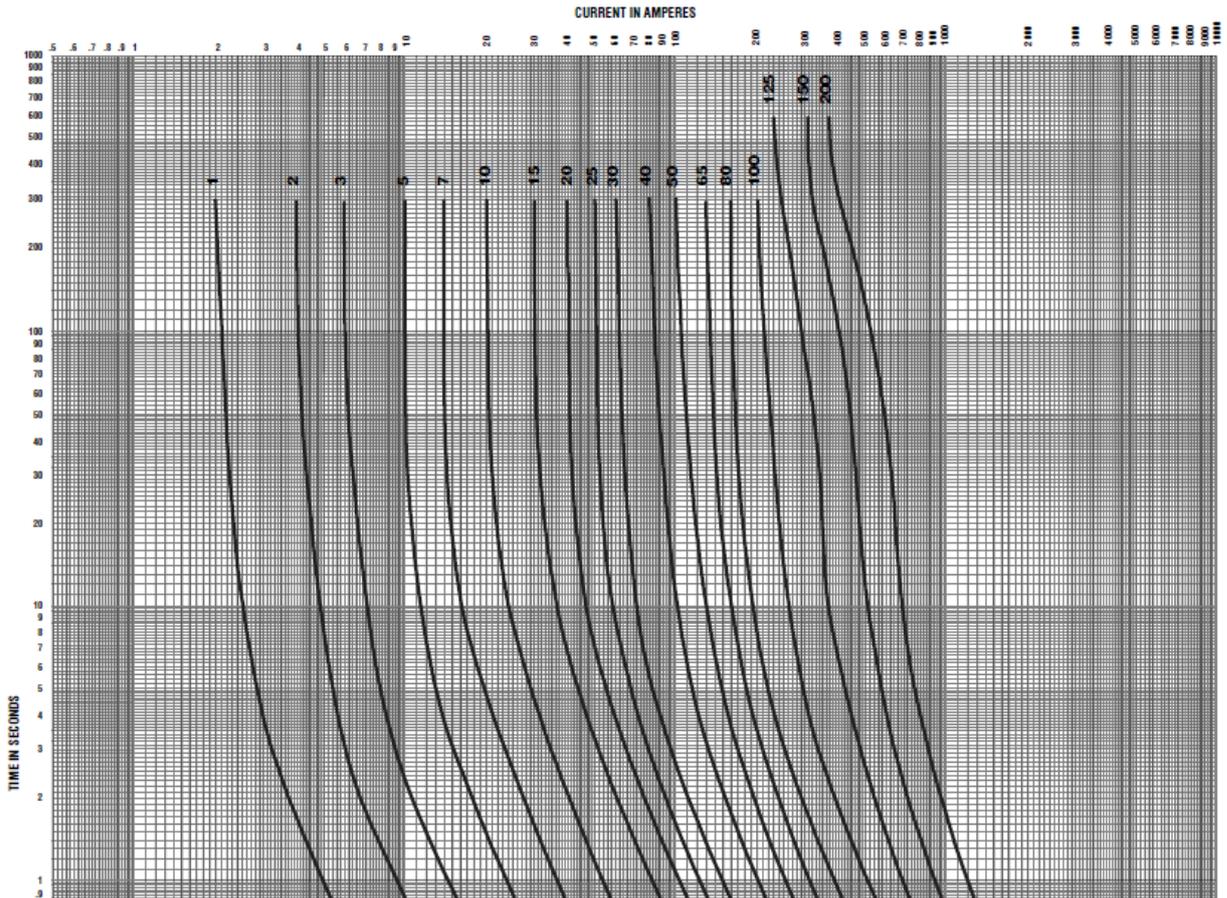


Figura 21.- Curva de fusión de Hilo fusible Positrol.

En el caso del transformador de 160 kVA, se utilizan los fusibles de la marca “Positrol” de corriente nominal 10 A. Por otro lado, para el transformador de 250 kVA se elige el fusible de corriente nominal de 20 A.

Elección de seccionador

Respecto al seccionador, se elige el seccionador autodesconectador tipo XS de la marca “Fammie”, modelo 89031. Los datos de este se resumen en la Tabla 85. Ver anexo 4.

Tabla 85.- Datos del seccionador autodesconectador tipo XS.

Modelo	Tensión Nominal (kV)	Corriente Nominal (A)	Interrupción Asimétrica (kA)	Nivel de Aislación (kV BIL)
89031	14.4	100	16	110

4.4.3 SECCIONADOR UNIPOLAR A CUCHILLA

El seccionador es un equipo electromecánico con la función de garantizar el aislamiento de equipos o tramos de líneas de subestaciones cuando están en posición abierta. En condiciones operativas, en posición cerrada, debe soportar corrientes de elevada amplitud, como aquellas propias de cortocircuitos [12][13].

El seccionador unipolar a cuchilla se selecciona en función de su tensión y corriente nominal. Además, se debe verificar la corriente máxima de cortocircuito soportada [12].

A fines de realizar los cálculos correspondientes, se elige el seccionador unipolar a cuchilla de la marca “Famibuster” 15 kV 400 A (ver anexo 5), que cumple las siguientes condiciones:

Condición 1:

$$U_{NS} \geq U_N \quad (81)$$
$$15 \text{ kV} \geq 13.2 \text{ kV}$$

En donde:

- U_{NS} : tensión nominal del seccionador, en kV.
- U_N : tensión nominal de la línea, en kV.

Condición 2:

$$I_{CCS} \geq \frac{S_{CC}}{\sqrt{3} \cdot U_N} \quad (82)$$
$$16 \text{ kA} \geq \frac{40 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.2 \text{ kV}}$$
$$16 \text{ kA} \geq 1.75 \text{ kA}$$

En donde:

- I_{CCS} : corriente de cortocircuito soportada por el seccionador (1s), en kA.
- S_{CC} : potencia de cortocircuito en bornes MT, en MVA.
- U_N : tensión nominal de la red MT, en kV

Con respecto a la corriente máxima de cortocircuito en los bornes de MT, cabe aclarar que no se presentan corrientes de tal magnitud gracias a la inmediata actuación del seccionador fusible.

4.5 CÁLCULO MECÁNICO DE POSTES

En este apartado se busca exponer los criterios que se deben emplear para el cálculo mecánico de los conductores y soportes que se utilicen en las líneas aéreas y en las estaciones transformadoras [10][13].

4.5.1 CÁLCULO MECÁNICO DEL CONDUCTOR

La Tabla 86 muestra algunas de las características del conductor elegido.

Tabla 86.- Características del conductor de MT.

Especificación	Valor	Unidad
Norma	IRAM 2187-2176-2177	-
Material	Aluminio puro con alma de acero	-
Sección nominal	35/6	mm ²
Sección transversal total	40	mm ²
Sección del aluminio	34.3	mm ²
Sección del acero	5.7	mm ²
Formación	6 Al 2.7 1 Ac 2.7	Alambres
Relación Al/Ac	6/1	-
Diámetro nominal exterior	8.1	mm
Peso	138.8	kg/km
Módulo de elasticidad	8100	kg/mm ²
Coefficiente de dilatación térmica	0.0000191	°C
Carga de rotura	1229.9	kgf

4.5.2 CÁLCULO DE CARGAS ESPECÍFICAS Y TENSIONES ADMISIBLES

Para efectuar todos los cálculos de cables y de soportes se toman en consideración los siguientes estados atmosféricos (Tabla 87) [10]:

Tabla 87.- Estados atmosféricos.

Estado	Temperatura (°C)	Viento (km/h)
I	-10	0
II	10	130
III	-5	50
IV	50	0
V	media anual 15	0

Las tensiones máximas admisibles para los cables de líneas aéreas de aleación de aluminio y de aluminio con alma de acero, con formación 6/1 y 26/7, de acuerdo con las condiciones climáticas enunciadas en las E.T.G.L. (Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión), son las indicadas en la Tabla 88 [10].

Tabla 88.- Tensiones admisibles.

Cables	Aleación de Aluminio		Aluminio con alma de acero	
	I a IV	V	I a IV	V
Zona	Tensiones máximas admisibles (daN/mm ²)			
Rural	10.00	5.00	11.00	6.50
Suburbana	10.00	5.00	11.00	6.50
Urbana	7.50	5.00	8.25	6.50
Cruce rutas Nacionales	7.50	5.00	8.25	6.50
Cruce de FF.CC.	5.00	5.00	5.50	5.50

A los fines de considerar la carga específica por el peso propio y la carga específica por acción del viento sobre los cables se aplican las siguientes fórmulas [10]:

$$g_p = \frac{p}{s} \quad (83)$$

$$g_v = \frac{w}{s} = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \quad (84)$$

$$g = \sqrt{g_p^2 + g_v^2} \quad (85)$$

En donde:

- g_p : carga específica debida al peso propio, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.
- p : peso del conductor por unidad de longitud, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}$.
- s : sección transversal del cable, en mm^2 .
- g_v : carga específica debida a la acción del viento, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.
- w : carga del viento, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}$.
- C : coeficiente aerodinámico.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- d : diámetro del cable, en m.
- g : carga específica debida a ambos efectos, en $\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$.

Tabla 89.- Cargas específicas.

Estado	C. Vertical ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	C. Horizontal ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	Carga Total ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)
1	0.003470	0.000000	0.003470
2	0.003470	0.014854	0.015253
3	0.003470	0.002197	0.004107
4	0.003470	0.000000	0.003470
5	0.003470	0.000000	0.003470

Los resultados de los cálculos presentados anteriormente se pueden observar en la Tabla 89 y en la Tabla 90.

Tabla 90.- Resumen de temperaturas, cargas específicas y tensiones admisibles para cada estado.

Estado	Temperatura (°C)	Carga específica ($\text{daN}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{mm}^{-2}$)	Tensión admisible ($\text{daN}\cdot\text{mm}^{-2}$)
I	-10	0.003470	8.250
II	10	0.015253	8.250
III	-5	0.004107	8.250
IV	50	0.003470	8.250
V	15	0.003470	6.500

4.5.3 CÁLCULO DE TENSIONES Y FLECHAS

Para este propósito se aplica la Ecuación General de cambio de Estado basada en las condiciones climáticas, cargas específicas y tensiones admisibles enunciadas y calculadas en puntos anteriores [10]. Esta ecuación, permite, conocida la tensión mecánica en un estado dado, calcular la tensión en cualquier otro estado conociendo el material, las condiciones climáticas y las sobrecargas [10].

La Ecuación General de cambio de Estado es:

$$\sigma_j^3 - A \cdot \sigma_j^2 = B \quad (86)$$

$$A = \sigma_i - \alpha \cdot E \cdot (t_j - t_i) - \frac{g_i^2 \cdot a^2 \cdot E}{24 \cdot \sigma_i^2} \quad (87)$$

$$B = \frac{g_j^2 \cdot a^2 \cdot E}{24} \quad (88)$$

En donde:

- t_i : temperatura en el Estado Base o Inicial, en °C.
- g_i : carga específica en el Estado Base o Inicial, en daN· m⁻¹· mm⁻².
- σ_i : tensión en el Estado Base o Inicial, en daN· mm⁻².
- t_j : temperatura en el Estado de Cálculo o Incógnita, en °C.
- g_j : carga específica del Estado de Cálculo o Incógnita, en daN· m⁻¹· mm⁻².
- σ_j : tensión del Estado de Cálculo o Incógnita, en daN· mm⁻².
- α : coeficiente de dilatación térmica, en 1/°C.
- E : módulo de elasticidad, en daN· mm⁻².
- a : vano, en metros.

Además, se calcula la flecha máxima para cada uno de los estados mediante la siguiente fórmula [10]:

$$f_j = \frac{g_j \cdot a^2}{8 \cdot \sigma_j} \quad (89)$$

En donde:

- f_j : flecha del cable, en m.
- σ_j : tensión del Estado de Cálculo o Incógnita, en daN· mm⁻².
- a : vano, en metros.

Si se considera el estado II como estado base se tiene (Tabla 91):

Tabla 91.- Valores base de cálculo.

Temperatura (t_i)	10	°C
Carga Específica (g_i)	0.015	daN·m ⁻¹ ·mm ⁻²
Tensión Admisible (σ_i)	8.250	daN/mm ²

Dando como resultado los valores de la Tabla 92 y la Tabla 93:

Tabla 92.- Verificación de la tensión para el estado base elegido.

Estado	A	B	Tensión Calculada (daN/mm ²)	Tensión Admisible (daN/mm ²)	Condición
					$\sigma_{ADM} > \sigma_{CALC}$
I	3.960	26.008	5.000	8.250	VERIFICA
II	0.866	502.562	8.250	8.250	VERIFICA
III	3.186	36.436	4.781	8.250	VERIFICA
IV	-5.322	26.008	1.898	8.250	VERIFICA
V	0.092	26.008	2.994	6.500	VERIFICA

Tabla 93.- Resumen de tensiones y flechas.

Estado	Tensión (daN/mm ²)	Flecha (m)
I	5.000	0.555
II	8.250	1.479
III	4.781	0.687
IV	1.898	1.463
V	2.994	0.927

4.5.4 FORMACIÓN DE LOS CONJUNTOS DE SUSPENSIÓN Y RETENCIÓN

Los conjuntos de suspensión y retención que se utilizan son de tipo line post. Estos aisladores poliméricos tienen la doble función de actuar como soporte de los conductores en las líneas de distribución eléctrica y de separar dichos conductores de los postes para que queden aislados eléctricamente de estos.

En la Figura 22 y Figura 23 se muestran los aisladores utilizados para suspensión y retención respectivamente.



Figura 22.- Aislador de suspensión.



Figura 23.- Aislador de retención.

4.5.5 CARGAS Y PRESIONES DEL VIENTO MÁXIMO

A los fines de considerar la carga por acción del viento sobre los cables se aplica la Ecuación 90 [10]:

$$W = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \cdot a \quad (90)$$

En donde:

- W : carga del viento, en daN.
- C : coeficiente aerodinámico.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- d : diámetro del cable, en m.
- a : longitud del vano, en m.

Las cargas debidas a la acción del viento por unidad de longitud en daN.m⁻¹, se obtienen de la siguiente ecuación [10]:

$$w = \frac{W}{a} = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d \cdot \frac{a}{a} \quad (91)$$

A su vez, se calcula la carga del viento sobre los distintos elementos [10]. La ecuación de cálculo que se utiliza es:

$$W = C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot A \cdot C_p \quad (92)$$

En donde:

- W : carga del viento, en daN.
- C : coeficiente aerodinámico.
 $C = 1.2$ para el conductor.
 $C = 0.7$ para elementos circulares.
 $C = 1.4$ para elementos no circulares.
- V : velocidad del viento, en m/s.
- A : superficie expuesta al viento, en m².
- C_p : coeficiente de apantallamiento.

Carga del viento máximo por unidad de longitud sobre el conductor:

$$w = 0.75 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot d = 0.75 \cdot 1.2 \cdot \frac{36.1^2}{16} \cdot 0.0081 = 0.594 \left[\frac{daN}{m} \right] \quad (93)$$

Carga del viento máximo sobre el conjunto de suspensión simple (line post):

$$W = C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot A = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} \cdot 0.0275 = 1.569 [daN] \quad (94)$$

Carga del viento máximo sobre el conjunto de retención simple (line post):

$$W = C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot A = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} \cdot 0.0275 = 1.569 [daN] \quad (95)$$

Presión del viento máximo sobre los soportes (poste):

$$Q_p = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 0.7 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 57.050 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (96)$$

Presión del viento máximo sobre la ménsula:

$$Q_m = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 1.4 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 114.101 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (97)$$

Presión del viento máximo sobre un vínculo:

$$Q_v = \frac{W}{A} = C \cdot \frac{V^2}{16} = 1.4 \cdot \frac{36.1^2}{16} = 114.101 \left[\frac{daN}{m^2} \right] \quad (98)$$

En la Tabla 94 se observan los resultados de las cargas y presiones

Tabla 94.- Cargas y presiones del viento máximo.

Elemento	Valor	Unidad
Conductor	0.594	daN·m ⁻¹
Conjunto suspensión simple	1.569	daN
Conjunto retención simple	1.569	daN
Soporte (poste)	57.050	daN·m ⁻²
Ménsula	114.101	daN·m ⁻²
Vínculo	114.101	daN·m ⁻²

4.5.6 ÁNGULO DE DECLINACIÓN

Para el cálculo de la declinación de los cables se considera la siguiente expresión [10]:

$$\phi = \arctg \left(\frac{F_{vc}}{P_c} \right) \quad (99)$$

En donde:

- ϕ : ángulo de declinación del cable, en grados sexagesimales.
- F_{vc} : fuerza del viento sobre el cable, en daN.

- P_c : peso propio del cable, en daN.

$$\phi = \arctg\left(\frac{47.50}{11.104}\right) = 76.85^\circ \quad (100)$$

Ángulo de declinación del cuello muerto:

Según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión de la D.P.E., para el diseño de retenciones se tiene en cuenta que [10]:

“La inclinación del cuello muerto por la acción del viento se tomará igual a 20°”

Por lo tanto, el ángulo de declinación del cuello muerto es:

$$\gamma = 20^\circ$$

Ángulo de declinación de la cadena de paso:

Según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión de la D.P.E., para el diseño de retenciones se tiene en cuenta que [10]:

“Para ángulos de la traza de 30° o mayores, se colocarán cadenas de paso en la o las fases cuyo cuello muerto, por efecto del ángulo, se aproxime al soporte”.

Es decir, el ángulo de declinación de la cadena de paso es:

$$\beta = \arctg\left(\frac{F_{va}}{P_a}\right) \quad (101)$$

En donde:

- β : ángulo de declinación de la cadena de paso, en grados sexagesimales.
- F_{va} : fuerza del viento sobre la cadena de paso, en daN.
- P_a : peso propio de la cadena de paso, en daN.

$$\beta = \arctg\left(\frac{1.5689}{2}\right) = 38.11^\circ \quad (102)$$

4.5.7 CÁLCULO DE DISTANCIAS ELÉCTRICAS

Las distancias eléctricas, entre cables conductores en el medio del vano y a masa se calculan en este apartado. Las distancias a masa se fijan desde el punto bajo tensión más cercano

a la misma [10]. Para el caso de los aisladores, la distancia a masa se tomará desde su borde, la cual se calcula a través de la Ecuación 103 [10]:

$$c = \frac{U_n}{150} \quad (103)$$

En donde:

- c : distancia a masa, en m.
- U_n : tensión en nominal, en kV.

$$c = \frac{13.2}{150} = 0.088 \text{ m} \quad (104)$$

En ningún caso, esta distancia a masa puede ser menor de 0.20 m, por lo que se adopta $c = 0.20 \text{ m}$ [10].

La distancia mínima entre cables en el medio del vano está dada por la siguiente expresión [10]:

$$d_{min} = K \cdot \sqrt{l_k + f_{m\acute{a}x}} + \frac{U_n}{150} \quad (105)$$

En donde:

- K : factor en función de la disposición de los cables y de su ángulo de declinación por efecto del viento, indicado en la Tabla 95.
- d_{min} : distancia mínima entre cables, en m.
- l_k : longitud de la cadena de aisladores hasta el centro de la morsa, en este caso como se utilizan line post, $l_k = 0$.
- $f_{m\acute{a}x}$: flecha máxima, en m.

Tabla 95.- Valores del factor K.

Ángulo de declinación de los cables (ϕ)	Disposición de los cables		
	Cables dispuestos uno arriba del otro de cualquier manera	Cables dispuestos en triángulo equilátero, dos de ellos en el mismo nivel	Cables dispuestos en el mismo plano horizontal, uno al lado del otro
$\phi > 65^\circ$	0.95	0.75	0.70
$65^\circ \geq \phi > 55^\circ$	0.85	0.70	0.65
$55^\circ \geq \phi > 40^\circ$	0.75	0.65	0.62
$40^\circ \geq \phi$	0.70	0.62	0.60

Distancia vertical mínima entre conductores line post suspensión simple:

$$d_{min} = K \cdot \sqrt{l_k + f_{m\acute{a}x}} + \frac{U_n}{150} = 0.95 \cdot \sqrt{1.479} + 0.2 = 1.355 \text{ m} \quad (106)$$

Distancia horizontal mínima entre conductores line post suspensión simple:

$$d_{min} = 0 \text{ (por disposición)} \quad (107)$$

Distancia vertical mínima entre conductores line post retención simple:

$$d_{min} = K \cdot \sqrt{l_k + f_{m\acute{a}x}} + \frac{U_n}{150} = 0.95 \cdot \sqrt{1.479} + 0.2 = 1.355 \text{ m} \quad (108)$$

Distancia horizontal mínima entre conductores line post retención simple:

$$d_{min} = 0 \text{ (por disposición)} \quad (109)$$

4.5.8 CRITERIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SOPORTES

Según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión de la D.P.E., se tiene en cuenta que [10]:

- **Suspensiones angulares:** Los soportes angulares en líneas aéreas con ángulos de desvío de hasta 4° pueden ser calculados como suspensiones angulares, debiendo

efectuarse el dimensionamiento para un ángulo de 4° en todos los casos. Para ángulos mayores se emplean soportes de retención angular.

- **Retención angular:** Los soportes de retención angular se calculan considerando a los ángulos dentro de los siguientes rangos:
 - ❖ Entre 0° y 20° se adoptan escalones de 5°.
 - ❖ Para valores mayores a 20° los intervalos son de 10°.

Soportes de hormigón:

Según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión de la D.P.E., se tiene en cuenta que [10]:

- Para estos soportes se utiliza un empotramiento mínimo del 10%.
- El coeficiente de seguridad es:
 - ❖ 2.5 para hipótesis normales.
 - ❖ 2 para hipótesis de emergencia.
- Para los soportes dobles con solicitaciones simultáneas en las direcciones longitudinales y transversales, se admite que la resistencia del conjunto en el sentido del mayor momento de inercia es 8 veces mayor a la de un soporte simple, mientras que en la dirección normal es de 2 veces mayor [10]. El esfuerzo en la cima se determina según la siguiente ecuación:

$$P_R = \frac{P_1}{8} + \frac{P_2}{2} \quad (110)$$

Soportes de madera:

Los postes de madera a emplearse deben ser de madera dura o semidura, tratados con sustancias aptas para preservarlos de la putrefacción y con sus características técnicas establecidas por las normas IRAM 9530 y 9531 [13].

Los diámetros en la cima, requisitos sobre sus defectos y las cargas mecánicas mínimas admisibles, se corresponden con lo indicado en la norma IRAM 9513.

Según las Especificaciones Técnicas Generales para Líneas de Alta Tensión de la D.P.E., se tiene en cuenta que [10]:

- Para estos soportes se utiliza un empotramiento mínimo que viene dado por la siguiente ecuación:

$$p = H \cdot 0.1 + 0.6 \quad (111)$$

En donde:

- p : empotramiento mínimo, en m.
- H : altura total del poste, en m.

4.5.9 SOPORTE SUSPENSIÓN SIN CABLE DE GUARDIA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del poste de suspensión simple, lo que abarca el dimensionamiento del cabezal, la altura del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [10][13]. El cabezal, al tratarse de un poste del tipo “line post”, se conforma por un conjunto de aisladores con sus respectivas ménsulas.

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste de madera, cuyas características se indican en la Tabla 96. La elección del material se basa en el costo de este, siendo el poste de madera más económico.

Tabla 96.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	16	m
Carga de rotura en la cima	632	daN
Diámetro del poste en la cima	180	mm

Datos para el cálculo de la estructura:

En la Tabla 97 se muestran los datos necesarios para el cálculo de la estructura.

Tabla 97.- Datos para el dimensionamiento del poste.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Altura mínima al suelo	h_{min}	9	m
Flecha máxima	f_{max}	1.479	m
Distancia mínima vertical entre conductores	d_{min}	1.355	m
Distancia a masa	c	0.2	m
Longitud de la ménsula	l_m	0.2	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	0.18	m

Distancia entre aisladores:

La distancia entre aisladores se establece por la distancia vertical mínima entre conductores [10].

$$\begin{aligned} d_m &> d_{min} \\ d_m &> 1.355 \text{ m} \end{aligned} \tag{112}$$

Se adopta como distancia entre aisladores 1.4 m.

Longitud de la ménsula:

La longitud de la ménsula se dimensiona por la distancia mínima a masa. La distancia a masa con el conductor en reposo se determina por [10]:

$$c = \frac{U_n}{150} = \frac{13.2}{150} = 0.088 \text{ m} \tag{113}$$

Como la distancia a masa no puede ser menor a 0.20 m se adopta la misma.

Cabe aclarar que la distancia total del brazo (Figura 24), desde el centro del poste al conductor, es la suma del radio del poste, la longitud de la ménsula y el largo del aislador. Esta longitud de brazo es la que se utiliza para calcular las cargas verticales.

$$l_b = \frac{d_c}{2} + l_m + l_a \cdot \cos (15) \tag{114}$$

$$l_b = 0.09 + 0.2 + 0.25 \cdot \cos(15) = 0.53 \text{ [m]}$$

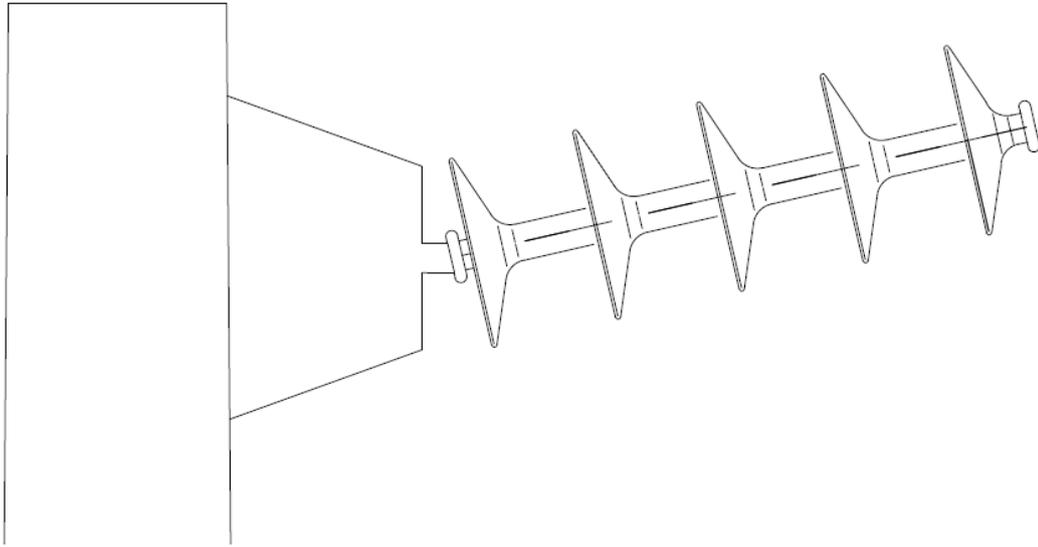
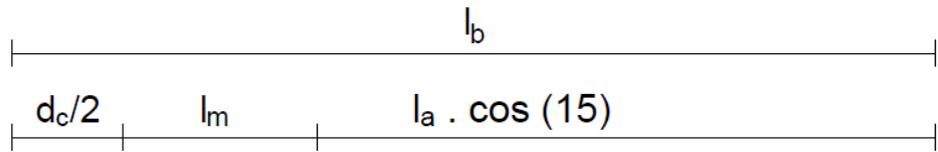


Figura 24.- Longitud del brazo.

Alturas:

La altura del poste y de cada conductor se observan en la Figura 25. En la Tabla 98 se calculan las alturas correspondientes al poste de suspensión.

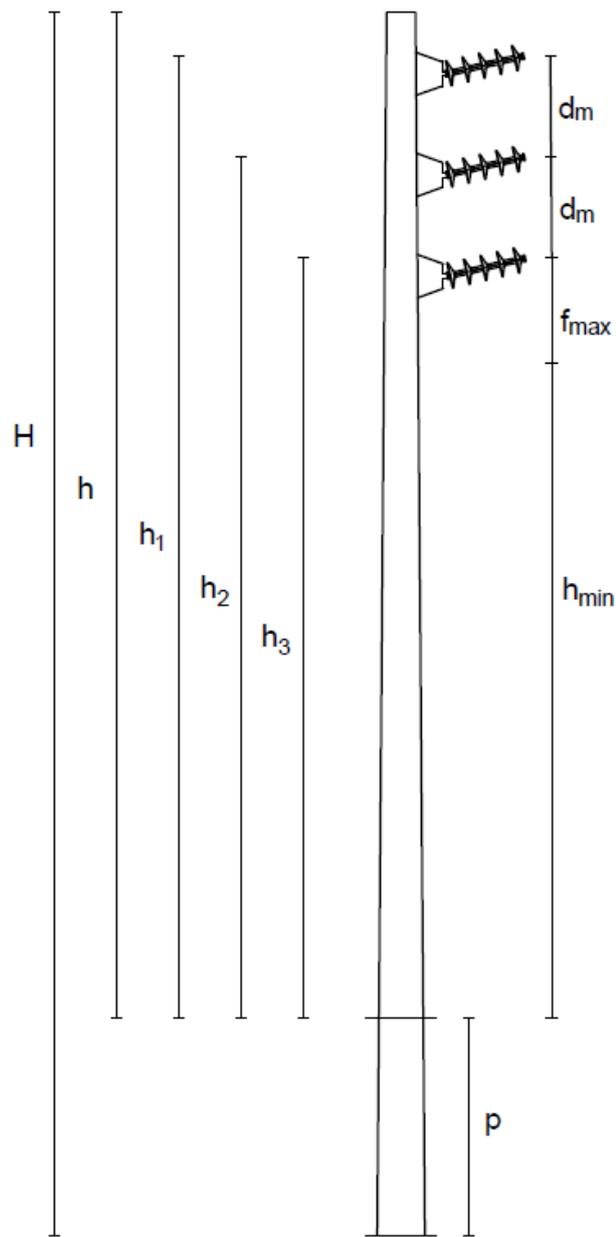


Figura 25.- Alturas del poste de suspensión.

Tabla 98.- Alturas del poste de suspensión.

h_3	$h_3 \geq h_{min} + f_{max}$	$9 + 1.479$	10.479 m	10.9 m
h_2	$h_2 = h_3 + d_m$	$10.9 + 1.4$		12.3 m
h_1	$h_1 \geq h_2 + d_m$	$12.3 + 1.4$		13.7 m
h	$h = h_1 + 0.1$	$13.7 + 0.1$		13.8 m
H	$H = h \cdot 1.16$	$13.8 \cdot 1.16$		16 m
p	$p = 0.1 \cdot H + 0.6$	$16 \cdot 0.1 + 0.6$		2.2 m
q_c	$(h_1 + h_2 + h_3)/h$	$(13.7 + 12.3 + 10.9) / 13.8$		2.67

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la DPE [10] para cada una de ellas.

Las Hipótesis de Cargas se dividen en dos grupos:

- Hipótesis Normales: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones normales.
- Hipótesis Excepcionales o Extraordinarias: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones de emergencia.

En la Tabla 99 figuran los datos necesarios para el cálculo de dichas cargas.

Tabla 99.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Vano	a	80	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	0.594	daN/m
Viento sobre un conjunto de suspensión	W_a	1.569	daN
Viento sobre una ménsula	Q_m	114.101	daN/m ²
Viento sobre el poste	Q_p	57.050	daN/m ²
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	138.8	daN/km
Peso de un conjunto de suspensión	P_a	3.2	daN
Peso de una ménsula	P_m	2.66	daN
Diámetro del poste en la cima	d_c	180	mm
Diámetro del poste en el empotramiento	D	260	mm
Longitud de la ménsula	l_m	0.2	m
Longitud del brazo	l_b	0.53	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Altura del poste a la ménsula superior	h_1	13.7	m
Altura libre del poste	h	13.8	m
Coficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	2.67	-
Tensión máxima del conductor	σ_{max}	8.25	daN/mm ²
Sección del conductor	S_c	40	mm ²

Cargas verticales:

• **Cargas permanentes:**

$$F_d = \frac{3 \cdot (P_c \cdot l_b + P_a \cdot (d_c / 2 + l_a \cdot \cos(15) / 2) + P_m \cdot (d_c / 2 + l_m / 2))}{h} \quad (115)$$

$$F_d = \frac{3 \cdot (11.10 \cdot 0.53 + 3.2 \cdot (0.18/2 + 0.25 \cdot \cos(15)/2) + 2.66 \cdot (0.18/2 + 0.2/2))}{13.8}$$

$$F_d = 1.655 [daN]$$

En donde:

- P_c : peso del conductor de dos semivanos contiguos, en daN.
- P_a : peso del aislador, en daN.
- P_m : peso de la ménsula, en daN.
- l_b : longitud del brazo, en m.
- l_a : longitud del aislador, en m.
- h : altura libre del poste, en m.
- F_d : fuerza permanente, en daN.

- **Cargas adicionales:**

Son aquellas que consideran la existencia de formación de hielo sobre los cables, cadenas de aisladores y accesorios para alguno de los Estados Atmosféricos [10].

$$F_a = 0 \tag{116}$$

Cargas horizontales:

En la Figura 26 se observa la disposición de los ejes que se consideran para el cálculo de las cargas actuantes sobre el soporte, conductor y accesorios.

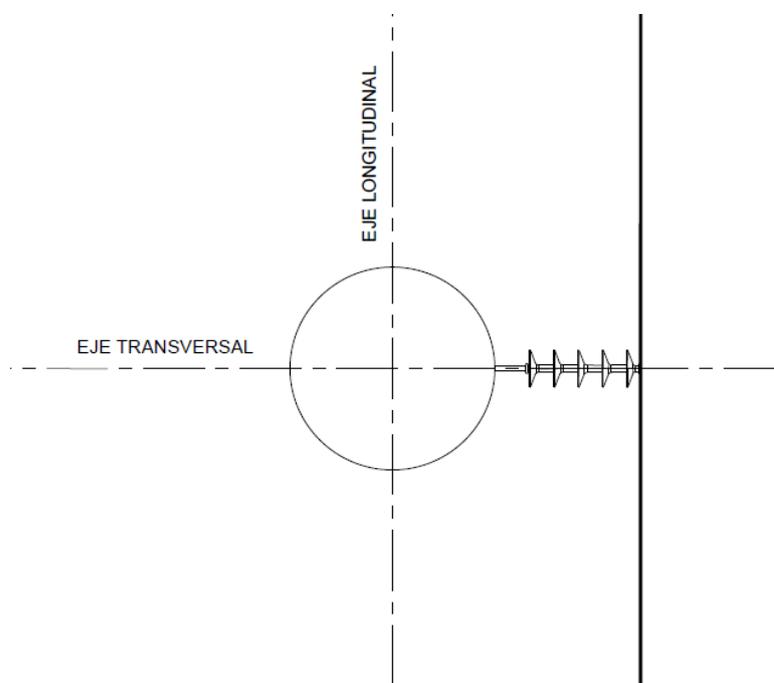


Figura 26.- Ejes de referencia.

- **Cargas del viento máximo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

Para el cálculo de la fuerza del viento referida a la cima sobre los soportes de sección circular y troncocónica, se emplea la siguiente ecuación [10]:

$$F_{vp} = C_p \cdot Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (117)$$

En donde:

- F_{vp} : fuerza del viento sobre el poste referida a la cima, en daN.
- Q_p : presión del viento sobre el poste referido a la cima, en daN/m².
- h : altura libre del poste, en m.
- d_c : diámetro del poste en la cima, en m.
- D : diámetro del poste al nivel del suelo.
- C_p : coeficiente de apantallamiento.

$$F_{vp} = 57.050 \cdot 13.8 \cdot \frac{2 \cdot 0.18 + 0.26}{6} = 81.354 \text{ [daN]} \quad (118)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = 0 \text{ [daN]} \quad (119)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (120)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [2 \cdot \text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 80 \cdot 0.594 \cdot 2.67 = 126.908 \text{ [daN]} \quad (121)$$

En donde:

- F_{vc} : fuerza del viento sobre el conductor referido a la cima, en daN.
- w_c : viento sobre un cable conductor, en daN/m.
- q_c : coeficiente de reducción a la cima de los conductores.

- **Cargas del viento máximo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

$$F_{vp} = 57.050 \cdot 13.8 \cdot \frac{2 \cdot 0.18 + 0.26}{6} = 81.354 \text{ [daN]} \quad (122)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = W_a \cdot q_c = 1.569 \cdot 2.67 = 4.189 \text{ [daN]} \quad (123)$$

En donde:

- F_{va} : fuerza del viento sobre el aislador referido a la cima, en daN.
- W_a : viento sobre el aislador, en daN.
- q_c : coeficiente de reducción a la cima de los conductores.

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (124)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_c = 0 \text{ [daN]} \quad (125)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección transversal:**

En lo referente a la carga por viento oblicuo, se toma su dirección según un ángulo de ataque de 45° respecto a la cara del soporte, para aquellos de sección cuadrada o rectangular; para las restantes formas se adopta como referencia el eje de las ménsulas o crucetas [10]. Las cargas por viento se pueden reemplazar por sus componentes normales a las caras de las superficies sobre las que actúan, incrementadas en un 10%, mediante [10]:

$$W = 1.1 \cdot C \cdot \frac{V^2}{16} \cdot A \cdot \cos(\alpha) \quad (126)$$

En donde:

- W : carga del viento, en daN.
- C : coeficiente aerodinámico.
- V : velocidad del viento, en m/s.

- α : ángulo comprendido entre la dirección del viento y la perpendiculares a la superficie considerada.

Fuerza del viento sobre el soporte:

$$F_{vpT} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \cos(\alpha) = 1.1 \cdot 81.354 \cdot \cos(45) = 63.279 \text{ [daN]} \quad (127)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaT} = 0 \text{ [daN]} \quad (128)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vmT} = 0 \text{ [daN]} \quad (129)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

Se considera el 80% de la carga del viento máximo sobre los cables en la dirección del eje de las ménsulas o crucetas [10].

$$F_{vcT} = 0.8 \cdot F_{vc} = 101.527 \text{ [daN]} \quad (130)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

$$F_{vpL} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \sin(\alpha) = 1.1 \cdot 81.354 \cdot \sin(45) = 63.279 \text{ [daN]} \quad (131)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaL} = 1.1 \cdot F_{va} \cdot \sin(45) = 1.1 \cdot 4.189 \cdot \sin(45) = 3.258 \text{ [daN]} \quad (132)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vmL} = 0 \text{ [daN]} \quad (133)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcl} = 0 \text{ [daN]} \quad (134)$$

- **Cargas debidas a los tiros de los cables:**

Tiro unilateral máximo de un cable conductor:

El tiro unilateral de un conductor referido a la cima se determina por la siguiente expresión [10]:

$$F_u = \frac{M_c}{h} \quad (135)$$

Siendo:

$$M_c = \frac{M_f + \sqrt{(M_f^2 + M_t^2)}}{2} \quad (136)$$

$$M_f = F_{cl} \cdot h_c \quad (137)$$

$$M_t = F_{cl} \cdot l_b \quad (138)$$

$$F_{cl} = \sigma_{max} \cdot S_c \quad (139)$$

En donde:

- F_u : tiro unilateral de un conductor referido a la cima, en daN.
- M_c : momento compuesto, en daN·m.
- h : altura libre del poste, en m.
- M_f : momento flector, en daN·m.
- M_t : momento torsor, en daN·m.
- F_{cl} : fuerza longitudinal del conductor, en daN.
- h_c : altura de fijación del conductor desde el suelo, en m.
- l_b : longitud del brazo, en m.
- σ_{max} : tensión máxima del conductor, en daN/mm².
- S_c : sección del conductor, en mm².

$$F_u = \frac{4522.691}{13.8} = 327.731 \text{ [daN]} \quad (140)$$

$$M_c = \frac{4521 + \sqrt{(4521^2 + 174.9^2)}}{2} = 4522.691 \text{ [daN} \cdot \text{m]} \quad (141)$$

$$M_f = 330 \cdot 13.7 = 4521 \text{ [daN} \cdot \text{m]} \quad (142)$$

$$M_t = 330 \cdot 0.53 = 174.9 \text{ [daN} \cdot \text{m]} \quad (143)$$

$$F_{cl} = 8.25 \cdot 40 = 330 \text{ [daN]} \quad (144)$$

En la Tabla 100 se muestran las cargas resultantes de los cálculos anteriores.

Tabla 100.- Resumen de cargas referidas a la cima.

Carga	Tipo	Sigla	Transversal [daN]	Longitudinal [daN]
Verticales	Permanente	F_d	1.655	0
	Adicional	F_a	0	0
Horizontales	Viento Máximo	F_{vp}	81.354	81.354
		F_{va}	0	4.189
		F_{vm}	0	0
		F_{vc}	126.908	0
	Viento Oblicuo	$F_{vpT/L}$	63.279	63.279
		$F_{vaT/L}$	0	3.258
		$F_{vmT/L}$	0	0
		$F_{vcT/L}$	101.527	0
	Tiro de los cables	F_u	0	327.731

Hipótesis de Carga:

Para cada elemento constructivo se debe elegir la hipótesis de carga que provoque las sollicitaciones máximas. En cada una de las hipótesis, tanto normales como excepcionales, las cargas se consideran actuando simultáneamente [10].

- **Hipótesis Normal FN.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte y los accesorios.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vm} \quad (145)$$

$$F_T = 1.655 + 81.354 + 0 + 0$$

$$F_T = 83.009 \text{ [daN]}$$

$$F_L = 0 \quad (146)$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{83.009^2} = 83.009 \text{ [daN]} \quad (147)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y los cables.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vm} + F_{vc} \quad (148)$$

$$F_T = 1.655 + 81.354 + 0 + 0 + 126.908$$

$$F_T = 209.918 \text{ [daN]}$$

$$F_L = 0 \quad (149)$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{209.918^2} = 209.918 \text{ [daN]} \quad (150)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección longitudinal sobre el soporte y los accesorios.

$$F_T = F_d \quad (151)$$

$$F_T = 1.655 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_{vp} + F_{va} + F_{vm} \quad (152)$$

$$F_L = 81.354 + 4.189 + 0$$

$$F_L = 85.543 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{1.655^2 + 85.543^2} = 85.559 \text{ [daN]} \quad (153)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) oblicuo sobre el soporte, los accesorios y los cables.

$$F_T = F_d + F_{vpT} + F_{vaT} + F_{vmT} + F_{vcT} \quad (154)$$

$$F_T = 1.655 + 63.279 + 0 + 0 + 101.527$$

$$F_T = 166.461 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_{vpL} + F_{vaL} + F_{vmL} + F_{vcL} \quad (155)$$

$$F_L = 63.279 + 3.258 + 0 + 0$$

$$F_L = 66.537 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{166.461^2 + 66.537^2} = 179.266 \text{ [daN]} \quad (156)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 3) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y los cables.

En el estado 3 el viento máximo es menor que en el estado 2, por lo tanto, la hipótesis no se considera dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ El 50% del tiro máximo de un cable conductor (aquel que provoque la sollicitación más desfavorable) o 65% del tiro máximo del cable de guardia, por reducción unilateral del tiro del cable respectivo en el vano adyacente.

$$F_T = F_d \quad (157)$$

$$F_T = 1.655 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_u \cdot 0.5 \quad (158)$$

$$F_L = 327.731 \cdot 0.5$$

$$F_L = 163.866 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{1.655^2 + 163.866^2} = 163.874 \text{ [daN]} \quad (159)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

- ❖ Cargas adicionales.

- ❖ El 20% de los tiros (Estado 3) unilaterales de todos los cables conductores y el 40% del tiro (Estado 3) unilateral del cable de guardia, por carga desigual del hielo en los vanos contiguos.

Esta hipótesis no aplica, esto se debe a que no existen cargas adicionales.

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [10].

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (160)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{632}{83.009} = 7.614 \geq 2.5 \quad (161)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{632}{209.918} = 3.011 \geq 2.5 \quad (162)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{632}{85.559} = 7.387 \geq 2.5 \quad (163)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{632}{179.266} = 3.525 \geq 2.5 \quad (164)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

No es dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{632}{163.874} = 3.857 \geq 2 \quad (165)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

No aplica.

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

4.5.10 SOPORTE RETENCIÓN SIN CABLE DE GUARDIA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del poste de retención simple, lo que abarca el dimensionamiento del cabezal, la altura del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [10]. El cabezal, al tratarse de un poste del tipo “line post”, se conforma por un conjunto de aisladores.

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste doble de hormigón, cuyos datos se muestran en la Tabla 101.

Tabla 101.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	15.5	m
Carga de rotura en la cima	1100	daN
Diámetro del poste en la cima	260	mm
Peso del poste	2950	kg

Datos para el cálculo de la estructura:

En la Tabla 102 se muestran los datos necesarios para el cálculo de la estructura.

Tabla 102.- Datos para el dimensionamiento del poste.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Altura mínima al suelo	h_{min}	9	m
Flecha máxima	f_{max}	1.479	m
Distancia mínima vertical entre conductores	d_{min}	1.355	m
Distancia a masa	c	0.2	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	26	cm
Altura libre del poste	h	13.95	m
Longitud del péndulo	l_p	0.1	m

Distancia entre aisladores:

La distancia entre aisladores se establece por la distancia vertical mínima entre conductores [10].

$$\begin{aligned} d_m &> d_{min} \\ d_m &> 1.355 \text{ m} \end{aligned} \quad (166)$$

Se adopta como distancia entre aisladores 1.4 m.

Diámetro del poste al nivel del suelo:

$$D = d_c + k \cdot h \quad (167)$$

En donde:

- D : diámetro al nivel del suelo, en cm.
- d_c : diámetro en la cima, en cm.
- k : conicidad del poste, en cm/m.
- H : altura libre del poste, en m.

$$D = 26 + 1.5 \cdot 13.95 = 46.925 \text{ [cm]} \quad (168)$$

Longitud de la ménsula:

Al tratarse de una estructura tipo “line post” de retención, los aisladores se conectan directamente al poste a través de un péndulo, por lo que se descarta la utilización de una ménsula.

Cabe aclarar que la distancia total del brazo (Figura 27), desde el centro del poste al conductor, en este caso, es la suma del radio del poste, la longitud del péndulo, el largo del aislador y una parte del vínculo. Esta longitud de brazo es la que se utiliza para calcular las cargas verticales [10].

$$l_b = \frac{d_c}{2} + l_p + l_a \cdot \cos(45) + 0.05 \quad (169)$$

$$l_b = \frac{0.26}{2} + 0.1 + 0.25 \cdot \cos(45) + 0.05 = 0.457 \text{ [m]}$$

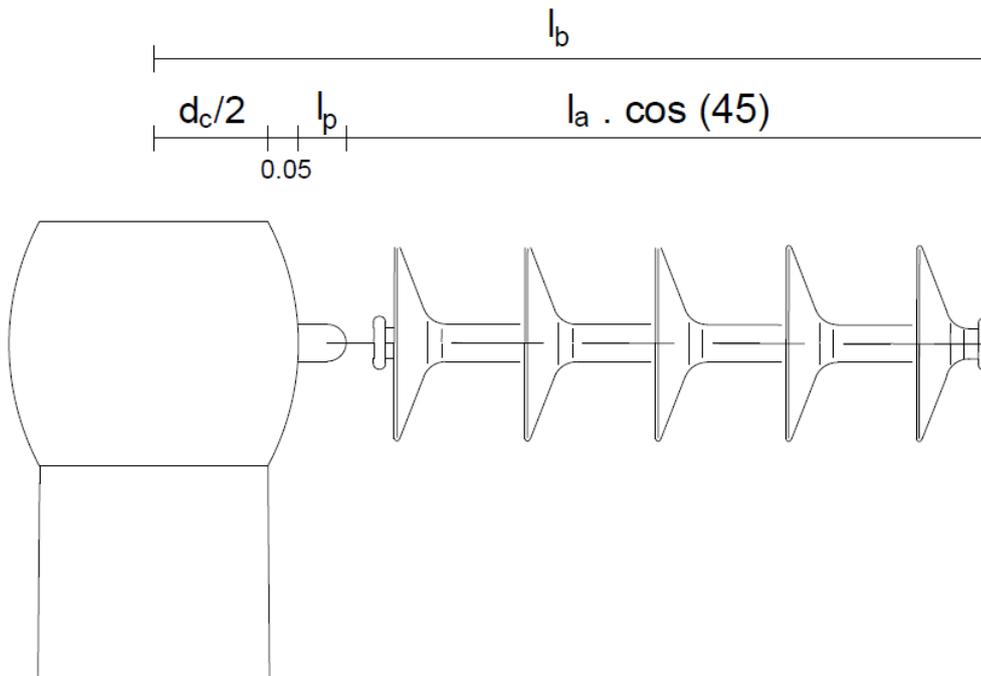


Figura 27.- Longitud del brazo.

Alturas:

En la Tabla 103 se calculan las alturas correspondientes del poste de retención. Dichas alturas se pueden observar en la Figura 28.

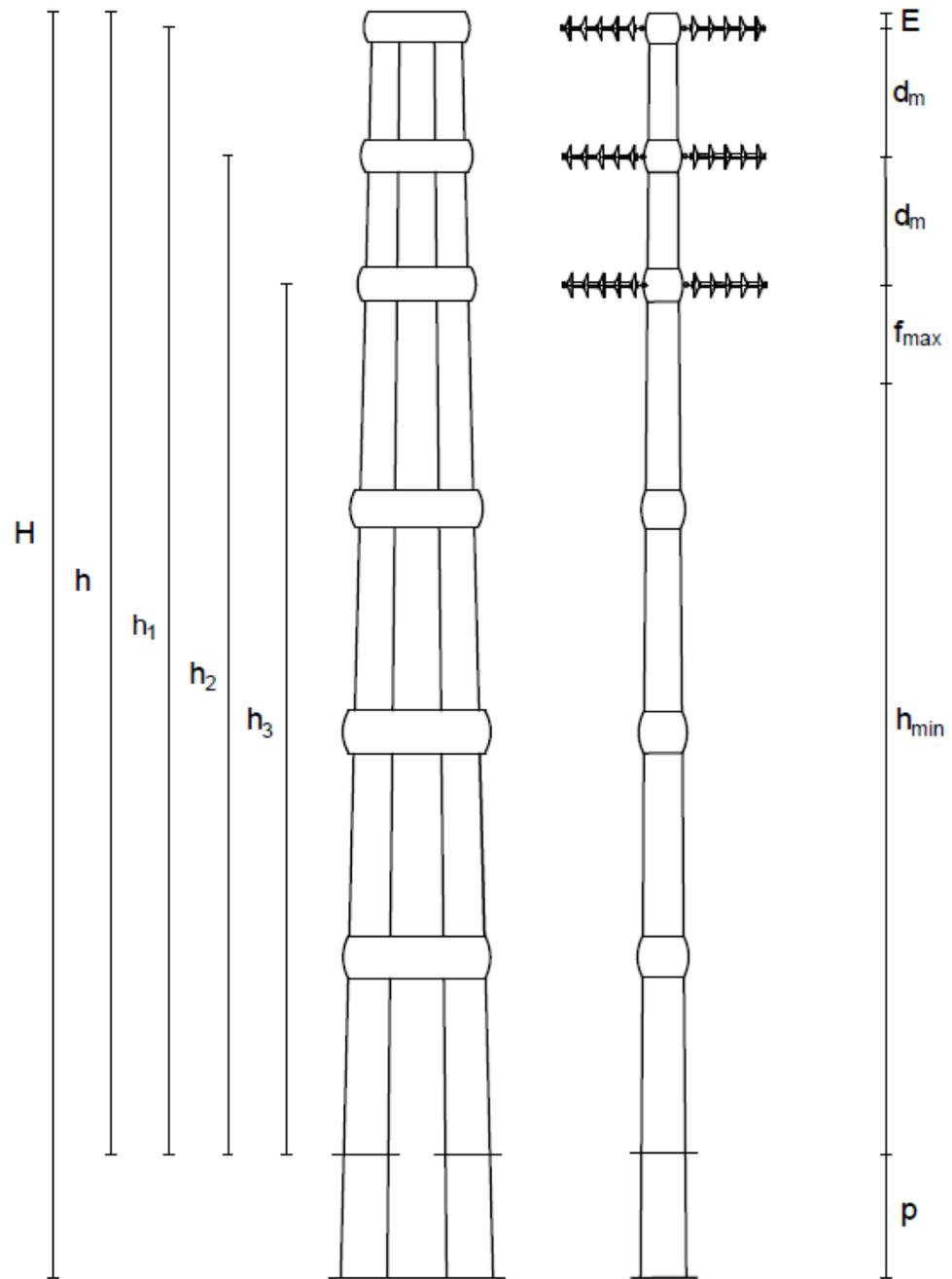


Figura 28.- Alturas del poste de retención.

Tabla 103.- Alturas del poste de retención.

h_3	$h_3 \geq h_{min} + f_{max}$	$9 + 1.479$	10.479 m	11.05 m
h_2	$h_2 = h_3 + d_m$	$11.05 + 1.4$		12.45 m
h_1	$h_1 = h_2 + d_m$	$12.45 + 1.4$		13.85 m
h	$h = h_1 + E$	$13.85 + 0.1$		13.95 m
H	$H = h/0.9$	$13.95 / 0.9$		15.5 m
p	$p = 0.1 \cdot H$	$15.5 \cdot 0.1$		1.55 m
q_c	$(h_1 + h_2 + h_3)/h$	$(13.85 + 12.45 + 11.05) / 13.95$		2.68

Cálculo de vínculos:

La cantidad y la separación de vínculos que lleva la estructura se definen mediante la Tabla 104 [10]:

Tabla 104.- Cantidad y separación de vínculos.

Cantidad	Separación				
	Si $L \leq 10$	$0.300 \cdot L$	$0.335 \cdot L$	$0.365 \cdot L$	
$10 < L \leq 12$	$0.220 \cdot L$	$0.240 \cdot L$	$0.260 \cdot L$	$0.280 \cdot L$	
$12 < L \leq 15$	$0.170 \cdot L$	$0.185 \cdot L$	$0.200 \cdot L$	$0.215 \cdot L$	$0.230 \cdot L$

En donde “L” es la distancia del aislador inferior al nivel del suelo.

$$L = 11.05 [m]$$

En la Tabla 105 se determina el coeficiente de reducción a la cima de los vínculos, según la Ecuación 170 [10].

Tabla 105.- Coeficiente de reducción a la cima.

Cantidad de vínculos	C_v	3
Coeficiente de reducción a la cima	q_v	1.27

$$q_v = \frac{h_{v3} + h_{v2} + h_{v1}}{h} = \frac{8.619 + 5.967 + 3.094}{13.95} = 1.27 \quad (170)$$

En donde:

- h_{v1} : altura a la que se ubica el vínculo 1, en m.
- h_{v2} : altura a la que se ubica el vínculo 2, en m.
- h_{v3} : altura a la que se ubica el vínculo 3, en m.
- h : altura libre del poste, en m.

Dimensiones de los vínculos:

La Figura 29 y la Tabla 106 muestran las dimensiones finales de los vínculos del poste doble de retención.

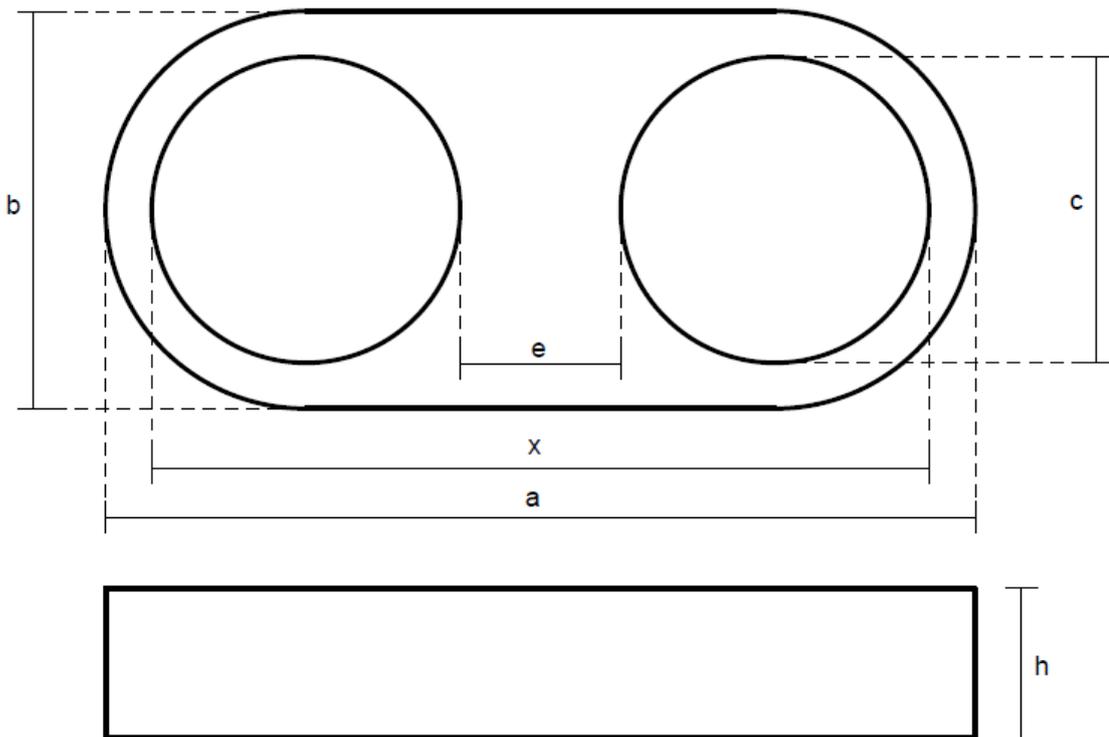


Figura 29.- Dimensiones de un vínculo.

Tabla 106.- Valores finales de los vínculos del poste.

Dimensiones de los vínculos							
	a	x	b	h	e	c	Peso
Vínculo 1	2.09	1.95	0.72	0.48	0.27	0.84	202.906
Vínculo 2	1.85	1.71	0.67	0.45	0.27	0.72	227.812
Vínculo 3	1.59	1.45	0.62	0.40	0.27	0.59	313.927
Vínculo 4	1.37	1.25	0.52	0.33	0.27	0.49	564.255
Vínculo 5	1.31	1.19	0.47	0.30	0.25	0.47	764.628
Vínculo 6	1.31	1.19	0.47	0.30	0.25	0.47	976.127

Los vínculos 4, 5 y 6 son a los cuales se conectan los aisladores, por lo tanto, cuando se determinan las cargas en los mismos se reducen a la cima utilizando el coeficiente de reducción q_c . Mientras que los vínculos 1, 2 y 3 se los refiere a la cima con el coeficiente de reducción q_v .

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la DPE [10] para cada una de ellas.

Las Hipótesis de Cargas se dividen en dos grupos:

- Hipótesis Normales: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones normales.
- Hipótesis Excepcionales o Extraordinarias: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones de emergencia.

En la Tabla 107 figuran los datos necesarios para el cálculo de dichas cargas.

Tabla 107.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Escalón inferior	θ_1	80	°
Escalón superior	θ_2	90	°
Vano	a	80	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	0.594	daN/m
Viento sobre un conjunto de retención	W_a	1.569	daN
Viento sobre el poste	Q_p	57.050	daN/m ²
Viento sobre un vínculo	Q_v	114.101	daN/m ²
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	138.8	daN/km
Peso de un conjunto de retención	P_a	3.2	daN
Diámetro del poste en la cima	d_c	260	mm
Diámetro del poste en el empotramiento	D	469.25	mm
Longitud del brazo	l_b	0.457	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Altura del poste al aislador superior	h_1	13.85	m
Altura libre del poste	h	13.95	m
Coficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	2.68	-
Coficiente de reducción a la cima de los vínculos	q_v	1.27	-
Tensión máxima del conductor	σ_{max}	8.25	daN/mm ²
Sección del conductor	S_c	40	mm ²

Cargas verticales:

- **Cargas permanentes:**

$$F_d = \frac{3 \cdot (P_c \cdot l_b + P_a \cdot (l_b - (l_a \cdot \cos(45) / 2)))}{h} \quad (171)$$

$$F_d = \frac{3 \cdot (11.104 \cdot 0.457 + 3.2 \cdot (0.457 - (0.25 \cdot \cos(45) / 2))}{13.95}$$

$$F_d = 1.344 \text{ [daN]}$$

- **Cargas adicionales:**

$$F_a = 0 \tag{172}$$

Cargas horizontales:

En la Figura 30 se observa la disposición de los ejes que se consideran para el cálculo de las cargas actuantes sobre el soporte, conductor y accesorios.

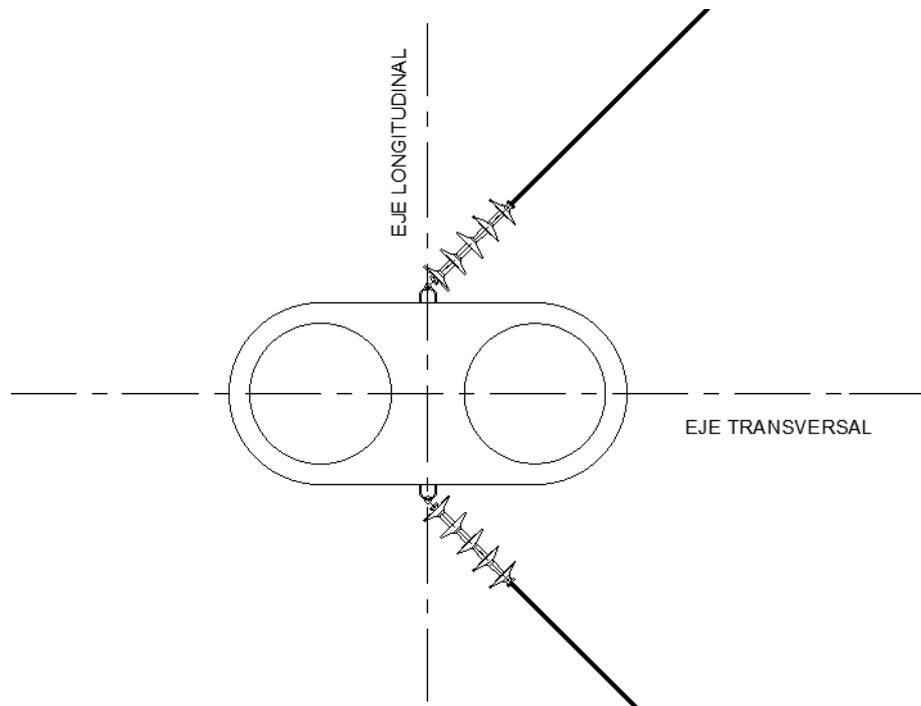


Figura 30.- Ejes de referencia.

- **Cargas del viento máximo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vp} = C_p \cdot Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \tag{173}$$

$$F_{vp} = 1.5 \cdot 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.26 + 0.469}{6}$$

$$F_{vp} = 196.825 [daN]$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = 2 \cdot W_a \cdot q_c = 2 \cdot 1.569 \cdot 2.68 = 8.401 [daN] \quad (174)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 1:

$$F_{vv1} = Q_v \cdot A_{1T} \cdot q_v = 114.101 \cdot 0.35 \cdot 1.27 = 49.977 [daN] \quad (175)$$

En donde:

- Q_v : presión del viento máximo sobre un vínculo, en daN/m².
- A_{1T} : área de impacto del viento sobre el vínculo 1, en m².
- q_v : coeficiente de reducción a la cima.

Fuerza del viento sobre el vínculo 4:

$$F_{vv4} = Q_v \cdot A_{4T} \cdot q_c = 114.101 \cdot 0.17 \cdot 2.68 = 51.919 [daN] \quad (176)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [2 \cdot \text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 80 \cdot 0.594 \cdot 2.68 = 127.261 [daN] \quad (177)$$

- **Cargas del viento máximo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vp} = C_p \cdot Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (178)$$

$$F_{vp} = 2 \cdot 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.26 + 0.469}{6}$$

$$F_{vp} = 262.433 [daN]$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = 0 \quad (179)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 1:

$$F_{vv1} = Q_v \cdot A_{1L} \cdot q_v = 114.101 \cdot 1 \cdot 1.27 = 145.073 \text{ [daN]} \quad (180)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 4:

$$F_{vv4} = Q_v \cdot A_{4L} \cdot q_c = 114.101 \cdot 0.45 \cdot 2.68 = 138.115 \text{ [daN]} \quad (181)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = 0 \quad (182)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpT} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \cos(\alpha) = 1.1 \cdot 196.825 \cdot \cos(45) = 153.094 \text{ [daN]} \quad (183)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaT} = 1.1 \cdot F_{va} \cdot \cos(\alpha) = 1.1 \cdot 8.401 \cdot \cos(45) = 6.535 \text{ [daN]} \quad (184)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 1:

$$F_{vv1T} = 1.1 \cdot F_{vv1} \cdot \cos(\alpha) = 1.1 \cdot 145.073 \cdot \cos(45) = 111.873 \text{ [daN]} \quad (185)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 4:

$$F_{vv4T} = 1.1 \cdot F_{vv4} \cdot \cos(\alpha) = 1.1 \cdot 138.115 \cdot \cos(45) = 107.874 \text{ [daN]} \quad (186)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcT} = 0.8 \cdot F_{vc} = 0.8 \cdot 127.261 = 101.809 \text{ [daN]} \quad (187)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpL} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \text{sen}(\alpha) = 1.1 \cdot 262.433 \cdot \text{sen}(45) = 204.125 \text{ [daN]} \quad (188)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaL} = 0 \quad (189)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 1:

$$F_{vv1L} = 1.1 \cdot F_{vv1} \cdot \text{sen}(\alpha) = 1.1 \cdot 145.073 \cdot \text{sen}(45) = 112.840 \text{ [daN]} \quad (190)$$

Fuerza del viento sobre el vínculo 4:

$$F_{vv4L} = 1.1 \cdot F_{vv4} \cdot \text{sen}(\alpha) = 1.1 \cdot 138.115 \cdot \text{sen}(45) = 107.428 \text{ [daN]} \quad (191)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcL} = 0 \quad (192)$$

- **Cargas debidas a los tiros de los cables:**

Tiro unilateral máximo de un cable conductor:

$$T_{uc} = \sigma_{max} \cdot S_c = 8.25 \cdot 40 = 330 \text{ [daN]} \quad (193)$$

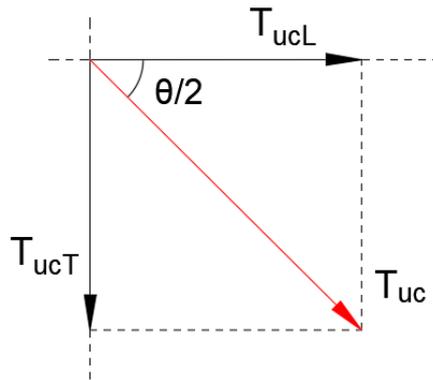


Figura 31.- Representación del tiro T_{uc} .

Tiro unilateral máximo transversal de un cable conductor:

$$T_{ucT} = T_{uc} \cdot \text{sen} \left(\frac{\theta}{2} \right) = 330 \cdot \text{sen} \left(\frac{90}{2} \right) = 233.345 \text{ [daN]} \quad (194)$$

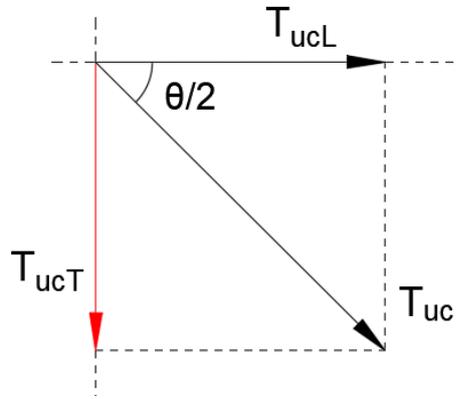


Figura 32.- Representación del tiro T_{ucT} .

Tiro unilateral máximo longitudinal de un cable conductor:

$$T_{ucL} = T_{uc} \cdot \cos \left(\frac{\theta}{2} \right) = 330 \cdot \cos \left(\frac{80}{2} \right) = 252.795 \text{ [daN]} \quad (195)$$

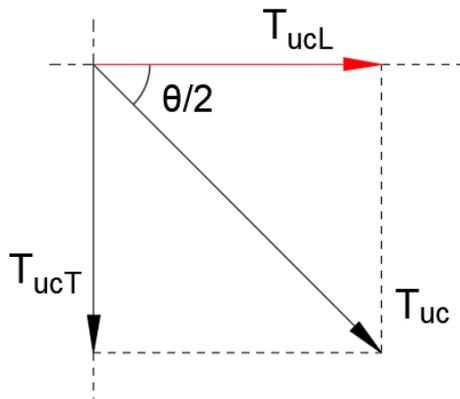


Figura 33.- Representación del tiro T_{ucL} .

Resultante transversal de un cable conductor:

$$R_{cT} = 2 \cdot T_{ucT} = 2 \cdot 233.345 = 466.69 \text{ [daN]} \quad (196)$$

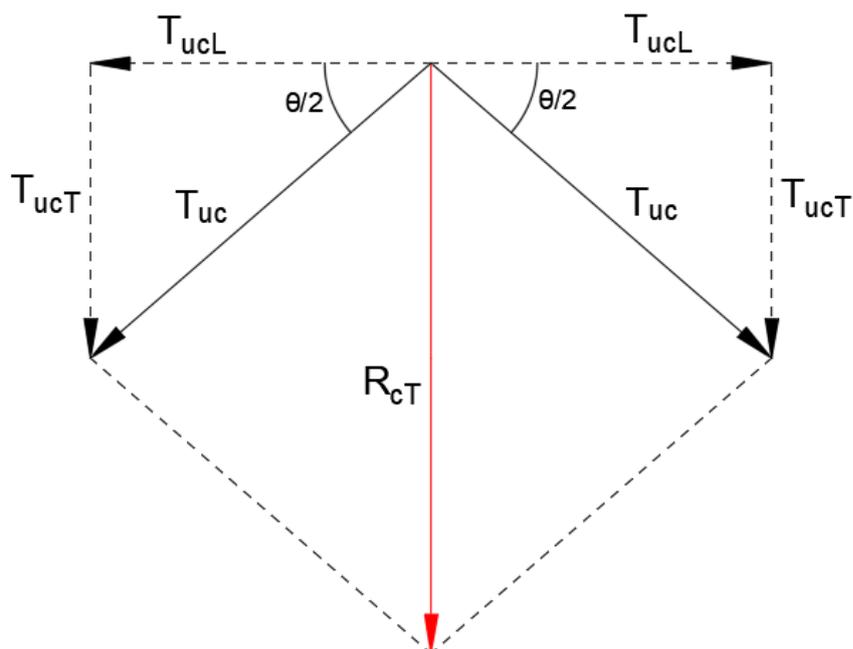


Figura 34.- Representación del tiro R_{cT} .

Resultante longitudinal de un cable conductor:

$$R_{cL} = T_{ucL} - T_{ucL} = 0 \quad (197)$$

Resultante de los cables conductores referida a la cima:

$$R_{cc} = R_{cT} \cdot q_c = 466.69 \cdot 2.68 = 1249.526 \text{ [daN]} \quad (198)$$

2/3 de los Tiros unilaterales máximos transversales de los cables conductores referidos a la cima:

$$2/3 \cdot F_{cT} = 2/3 \cdot q_c \cdot T_{ucT} = 2/3 \cdot 2.68 \cdot 233.345 = 416.509 \text{ [daN]} \quad (199)$$

2/3 de los Tiros unilaterales máximos longitudinales de los cables conductores referidos a la cima:

$$2/3 \cdot F_{cL} = 2/3 \cdot q_c \cdot T_{ucL} = 2/3 \cdot 2.68 \cdot 252.795 = 451.225 \text{ [daN]} \quad (200)$$

En la Tabla 108 se muestran las cargas resultantes de los cálculos anteriores.

Tabla 108.- Resumen de cargas referidas a la cima.

Carga	Tipo	Sigla	Transversal [daN]	Longitudinal [daN]
Verticales	Permanente	F_d	1.344	0
	Adicional	F_a	0	0
Horizontales	Viento Máximo	F_{vp}	196.825	262.433
		F_{va}	8.401	0
		F_{vv1}	49.977	145.073
		F_{vv4}	51.919	138.115
		F_{vc}	127.261	0
	Viento Oblicuo	$F_{vpT/L}$	153.094	204.125
		$F_{vaT/L}$	6.535	0
		$F_{vv1T/L}$	38.873	112.840
		$F_{vv4T/L}$	40.384	107.428
		$F_{vcT/L}$	101.809	0
	Tiro de los cables	$T_{ucT/L}$	233.345	252.795
		R_{cc}	1249.526	0
		$2/3 F_{cT/L}$	416.509	451.225

Hipótesis de Carga:

Para cada elemento constructivo se debe elegir la hipótesis de carga que provoque las sollicitaciones máximas. En cada una de las hipótesis, tanto normales como excepcionales, las cargas se consideran actuando simultáneamente [10].

- **Hipótesis Normal FN.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte y los accesorios.
- ❖ Tiros máximos de todos los cables.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vv1} + F_{vv4} + R_{cc} \quad (201)$$

$$F_T = 1.344 + 196.825 + 8.401 + 49.977 + 51.919 + 1249.526$$

$$F_T = 1557.993 [daN]$$

$$F_L = 0 \quad (202)$$

$$F = \frac{F_T}{8} + \frac{F_L}{2} = \frac{1557.993}{8} = 194.749 [daN] \quad (203)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y la proyección de los cables de los semivanos adyacentes.
- ❖ Tiros de todos los cables para el Estado 2.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vv1} + F_{vv4} + R_{cc} + F_{vc} \cdot \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (204)$$

$$F_T = 1557.993 + 127.261 \cdot \cos(40)$$

$$F_T = 1655.480 [daN]$$

$$F_L = 0 \quad (205)$$

$$F = \frac{F_T}{8} + \frac{F_L}{2} = \frac{1655.480}{8} = 206.935 [daN] \quad (206)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte y los accesorios.
- ❖ Dos tercios de todos los tiros unilaterales máximos, actuando en el eje del soporte.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vv1} + F_{vv4} + 2/3 \cdot F_{cT} \quad (207)$$

$$F_T = 1.344 + 196.825 + 8.401 + 49.977 + 51.919 + 416.509$$

$$F_T = 724.975 \text{ [daN]}$$

$$F_L = 2/3 \cdot F_{cL} \quad (208)$$

$$F_L = 451.225 \text{ [daN]}$$

$$F = \frac{F_T}{8} + \frac{F_L}{2} = \frac{724.975}{8} + \frac{451.225}{2} = 316.234 \text{ [daN]} \quad (209)$$

● **Hipótesis Normal FN.4:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) oblicuo sobre el soporte, los accesorios y los cables.
- ❖ Tiros de todos los cables para el Estado 2.

$$F_T = F_d + F_{vpT} + F_{vaT} + F_{vv1T} + F_{vv4T} + F_{vcT} + R_{cc} \quad (210)$$

$$F_T = 1.34 + 153.09 + 6.53 + 38.87 + 40.38 + 101.80 + 1249.52$$

$$F_T = 1591.564 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_{vpL} + F_{vv1L} + F_{vv4L} \quad (211)$$

$$F_L = 204.125 + 112.840 + 107.428$$

$$F_L = 424.393 \text{ [daN]}$$

$$F = \frac{F_T}{8} + \frac{F_L}{2} = \frac{1591.564}{8} + \frac{424.393}{2} = 411.142 \text{ [daN]} \quad (212)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 3) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y la proyección de los cables de ambos semivanos adyacentes.
- ❖ Tiros de todos los cables para el Estado 3.

En el estado 3 el viento máximo es menor que en el estado 2, por lo tanto, la hipótesis no se considera dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ El 100% del tiro máximo de un cable conductor (aquel que provoque la sollicitación más desfavorable) o el 100% del tiro máximo del cable de guardia, por reducción unilateral del tiro del cable en el vano adyacente
- ❖ La resultante de los tiros máximos de los demás cables.

Para el cálculo de esta hipótesis se considera que el cable que provoca la sollicitación más desfavorable es el conductor superior [10].

$$F_T = F_d + F_{ucT} + R_{cc23} \quad (213)$$

$$F_T = 1.344 + 231.673 + 786.181$$

$$F_T = 1019.198 \text{ [daN]}$$

$$F_{ucT} = \frac{M_{fT}}{h} = \frac{T_{ucT} \cdot h_1}{h} = \frac{233.345 \cdot 13.85}{13.95} = 231.673 \text{ [daN]} \quad (214)$$

$$R_{cc23} = \frac{h_2 + h_3}{h} \cdot R_{cT} = \frac{12.45 + 11.05}{13.95} \cdot 466.69 = 786.181 \text{ [daN]} \quad (215)$$

$$F_L = F_{ucL} = 250.983 \text{ [daN]} \quad (216)$$

$$F_L = 250.983 \text{ [daN]}$$

$$F_{ucL} = \frac{M_{fL}}{h} = \frac{T_{ucL} \cdot h_1}{h} = \frac{252.795 \cdot 13.85}{13.95} = 250.983 \text{ [daN]} \quad (217)$$

$$F = \frac{F_T}{8} + \frac{F_L}{2} = \frac{1019.198}{8} + \frac{250.983}{2} = 252.891 \text{ [daN]} \quad (218)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales.
- ❖ La resultante de los tiros (Estado 3) de todos los cables con el tiro reducido unilateralmente un 40%, por carga desigual del hielo en los vanos contiguos.

Esta hipótesis no aplica, esto se debe a que no existen cargas adicionales.

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [10].

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (219)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} = \frac{1100}{194.749} = 5.65 \geq 2.5 \quad (220)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} = \frac{1100}{206.935} = 5.32 \geq 2.5 \quad (221)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

$$k = \frac{\text{CARGA DE ROTURA}}{\text{FUERZA EN LA CIMA}} = \frac{1100}{316.234} = 3.48 \geq 2.5 \quad (222)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{411.142} = 2.68 \geq 2.5 \quad (223)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

No es dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{252.891} = 4.35 \geq 2 \quad (224)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

No es aplica.

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

4.5.11 SOPORTE TERMINAL PARA PÓRTICO - 250 kVA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del soporte terminal para el pórtico de la subestación de 250 kVA, lo que abarca el dimensionamiento del cabezal, la altura del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [10]. El cabezal, al tratarse de un poste del tipo “line post”, se conforma por un conjunto de aisladores.

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste de hormigón armado, cuyas características se indican en la Tabla 109.

Tabla 109.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	15.5	m
Carga de rotura en la cima	3000	daN
Diámetro del poste en la cima	305	mm
Peso del poste	3350	daN

Datos para el cálculo de la estructura:

En la Tabla 110 se muestran los datos necesarios para el cálculo de la estructura.

Tabla 110.- Datos para el dimensionamiento del poste.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Altura mínima al suelo	h_{min}	9	m
Flecha máxima	f_{max}	1.479	m
Distancia mínima vertical entre conductores	d_{min}	1.355	m
Distancia a masa	c	0.2	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	0.305	m
Altura libre del poste	h	13.95	m
Longitud del péndulo	l_p	0.1	m

Distancia entre aisladores:

La distancia entre aisladores se establece por la distancia vertical mínima entre conductores [10].

$$\begin{aligned} d_m &> d_{min} \\ d_m &> 1.355 \text{ m} \end{aligned} \quad (225)$$

Se adopta como distancia entre aisladores 1.4 m.

Diámetro del poste al nivel del suelo:

$$D = d_c + k \cdot h \quad (226)$$

$$D = 30.5 + 1.5 \cdot 13.95 = 51.425 \text{ [cm]}$$

Longitud de la ménsula:

Al tratarse de una estructura tipo “line post”, los aisladores se conectan directamente al poste a través de un péndulo, por lo que se descarta la utilización de una ménsula.

Cabe aclarar que la distancia total del brazo (Figura 35), desde el centro del poste al conductor, en este caso, es la suma del radio del poste, la longitud del péndulo y el largo del aislador. Esta longitud de brazo es la que se utiliza para calcular las cargas verticales [10].

$$l_b = \frac{d_c}{2} + l_p + l_a \quad (227)$$

$$l_b = \frac{0.305}{2} + 0.1 + 0.25 = 0.5 \text{ [m]}$$

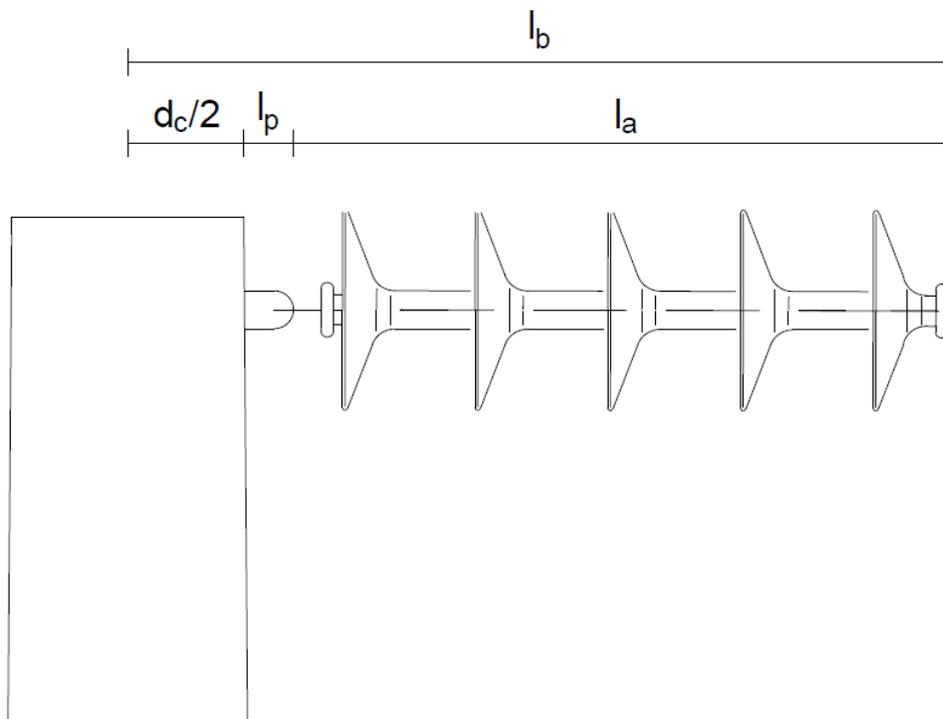


Figura 35.- Longitud del brazo.

Alturas:

En la Tabla 111 se calculan las alturas correspondientes del poste terminal. Dichas alturas se pueden observar en la Figura 36.

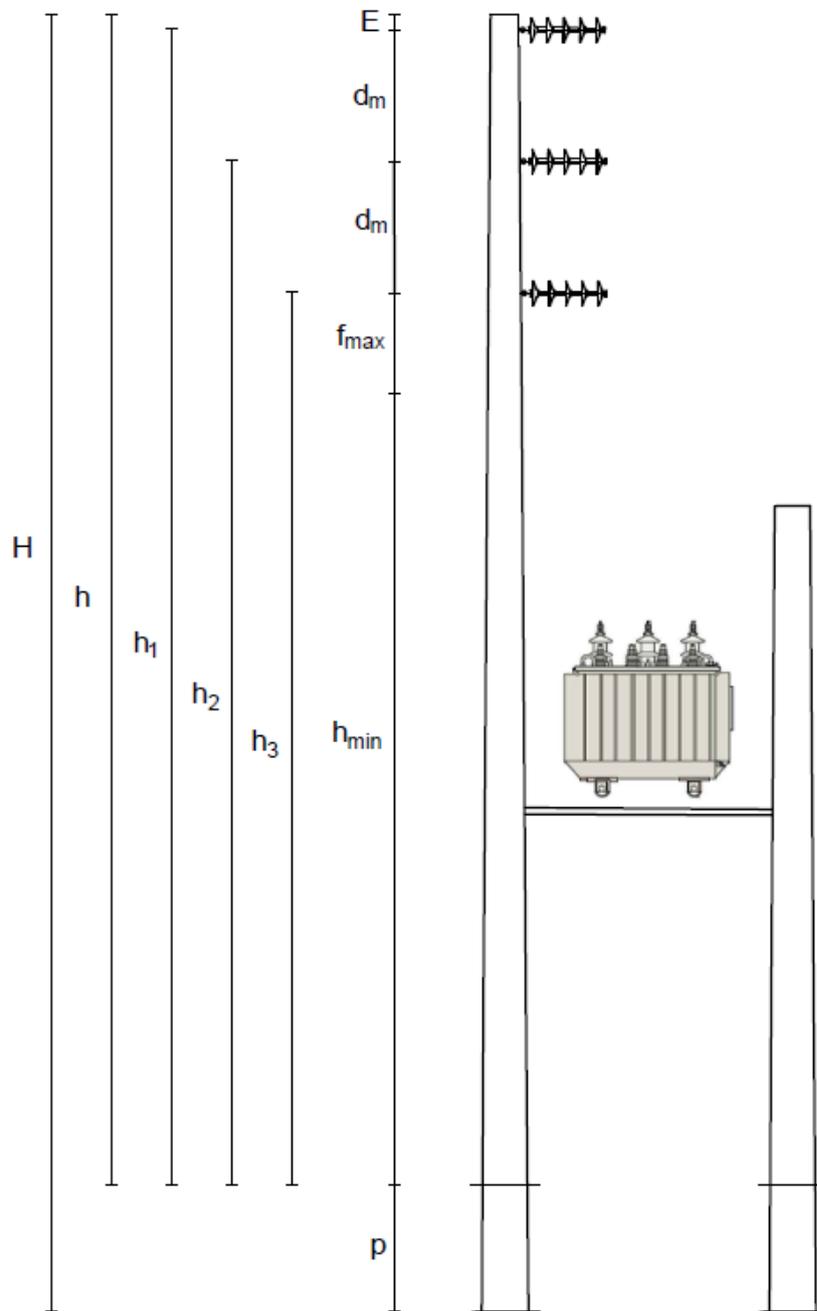


Figura 36.- Alturas del poste terminal.

Tabla 111.- Alturas del poste terminal.

h_3	$h_3 \geq h_{min} + f_{max}$	$9 + 1.479$	10.479 m	11.05 m
h_2	$h_2 = h_3 + d_m$	$11.05 + 1.4$		12.45 m
h_1	$h_1 = h_2 + d_m$	$12.45 + 1.4$		13.85 m
h	$h = h_1 + E$	$13.85 + 0.1$		13.95 m
H	$H = h/0.9$	$13.95 / 0.9$		15.5 m
p	$p = 0.1 \cdot H$	$15.5 \cdot 0.1$		1.55 m
q_c	$(h_1 + h_2 + h_3)/h$	$(13.85 + 12.45 + 11.05) / 13.95$		2.68

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la DPE [10] para cada una de ellas.

Las Hipótesis de Cargas se dividen en dos grupos:

- Hipótesis Normales: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones normales.
- Hipótesis Excepcionales o Extraordinarias: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones de emergencia.

En la Tabla 112 figuran los datos necesarios para el cálculo de dichas cargas.

Tabla 112.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Vano	a	80	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	0.594	daN/m
Viento sobre un conjunto de suspensión	W_a	1.569	daN
Viento sobre el poste	Q_p	57.050	daN/m ²
Viento sobre el transformador	Q_t	114.101	daN/m ²
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	138.8	daN/km
Peso de un conjunto de retención	P_a	3.2	daN
Diámetro del poste en la cima	d_c	305	mm
Diámetro del poste en el empotramiento	D	514.25	mm
Longitud del péndulo	l_p	0.1	m
Longitud del brazo	l_b	0.5	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Altura del poste al aislador superior	h_1	13.85	m
Altura libre del poste	h	13.95	m
Coefficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	2.68	-
Tensión máxima del conductor	σ_{max}	8.25	daN/mm ²
Sección del conductor	S_c	40	mm ²
Peso del transformador	P_t	1100	daN
Longitud desde el centro del poste al centro del transformador	l_t	1.211	m
Coefficiente de reducción a la cima del transformador	q_t	0.32	-

Cargas verticales:

- **Cargas permanentes:**

$$F_d = \frac{3 \cdot (P_c \cdot l_b + P_a \cdot (l_b - (l_a / 2))) + (P_t / 2) \cdot l_t}{h} \quad (228)$$

$$F_d = \frac{3 \cdot (11.104 \cdot 0.5) + 3.2 \cdot (0.5 - (0.25 / 2)) + (1100 / 2) \cdot 1.211}{13.95}$$

$$F_d = 49.215 \text{ [daN]}$$

En donde:

- P_t : peso del transformador, en daN.
- l_t : longitud desde el centro del poste al centro del transformador, en m.
- **Cargas adicionales:**

$$F_a = 0 \tag{229}$$

Cargas horizontales:

En la Figura 37 se observa la disposición de los ejes que se consideran para el cálculo de las cargas actuantes sobre el soporte, conductor y accesorios [10].

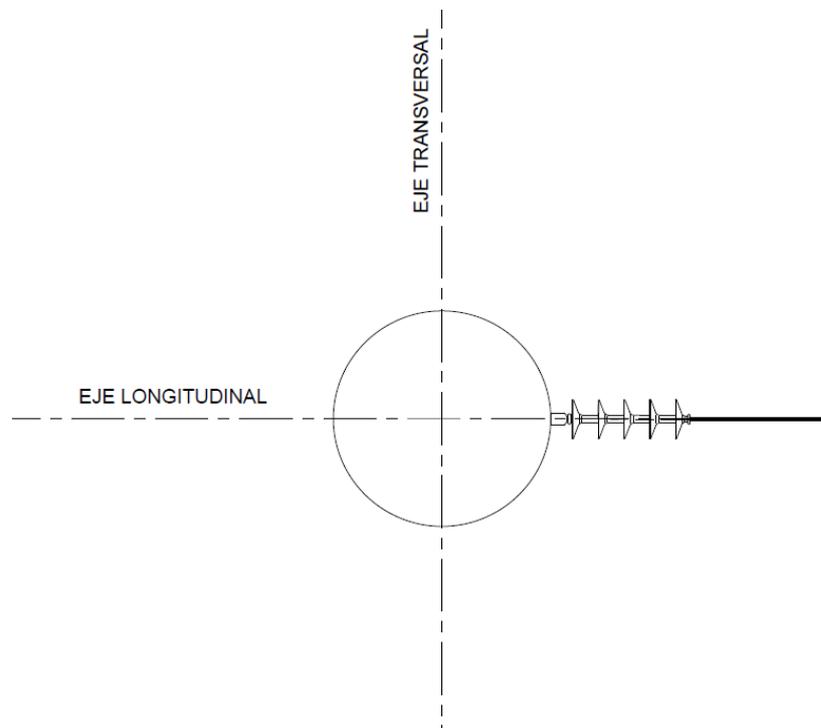


Figura 37.- Ejes de referencia.

- **Cargas del viento máximo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vp} = Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (230)$$

$$F_{vp} = 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.305 + 0.514}{6}$$

$$F_{vp} = 149.123 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = W_a \cdot q_c = 1.569 \cdot 2.68 = 4.201 \text{ [daN]} \quad (231)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vt} = Q_t \cdot q_t \cdot A_{transversal} \cdot 0.8 \quad (232)$$

$$F_{vt} = 114.101 \cdot 0.32 \cdot 2.393 \cdot 0.8 = 70.448 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [2 \cdot \text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 80 \cdot 0.594 \cdot 2.68 = 127.261 \text{ [daN]} \quad (233)$$

- **Cargas del viento máximo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vp} = Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (234)$$

$$F_{vp} = 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.305 + 0.514}{6}$$

$$F_{vp} = 149.123 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = 0 \quad (235)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vt} = Q_t \cdot q_t \cdot A_{longitudinal} \cdot 0.8 \quad (236)$$

$$F_{vt} = 114.101 \cdot 0.32 \cdot 1.305 \cdot 0.8 = 38.426 [daN]$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = 0 \quad (237)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpT} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \cos(\alpha) = 115.991 [daN] \quad (238)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaT} = 1.1 \cdot F_{va} \cdot \cos(\alpha) = 3.267 [daN] \quad (239)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vtT} = 1.1 \cdot F_{vt} \cdot \cos(\alpha) = 54.796 [daN] \quad (240)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcT} = 0.8 \cdot F_{vc} = 101.809 [daN] \quad (241)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpL} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \sin(\alpha) = 115.991 [daN] \quad (242)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaL} = 0 \quad (243)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vtL} = 1.1 \cdot F_{vt} \cdot \text{sen}(\alpha) = 29.889 \text{ [daN]} \quad (244)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcl} = 0 \quad (245)$$

- **Cargas debidas a los tiros de los cables:**

Tiro unilateral máximo de un cable conductor:

$$T_{uc} = \sigma_{max} \cdot S_c = 8.25 \cdot 40 = 330 \text{ [daN]} \quad (246)$$

Resultante de los cables conductores referida a la cima:

$$R_{cc} = T_{uc} \cdot q_c = 883.548 \text{ [daN]} \quad (247)$$

En la Tabla 113 se muestran las cargas resultantes de los cálculos anteriores.

Tabla 113.- Resumen de cargas referidas a la cima.

Carga	Tipo	Sigla	Transversal [daN]	Longitudinal [daN]
Verticales	Permanente	F_d	0	49.215
	Adicional	F_a	0	0
Horizontales	Viento Máximo	F_{vp}	149.123	149.123
		F_{va}	4.201	0
		F_{vt}	70.448	38.426
		F_{vc}	127.261	0
	Viento Oblicuo	$F_{vpT/L}$	115.991	115.991
		$F_{vaT/L}$	3.267	0
		$F_{vtT/L}$	54.796	29.889
		$F_{vcT/L}$	101.809	0
	Tiro de los cables	$T_{ucT/L}$	0	330
		R_{cc}	0	883.548

Hipótesis de Carga:

Para cada elemento constructivo se debe elegir la hipótesis de carga que provoque las solicitaciones máximas. En cada una de las hipótesis, tanto normales como excepcionales, las cargas se consideran actuando simultáneamente [10].

- **Hipótesis Normal FN.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección longitudinal sobre el soporte y los accesorios.
- ❖ Tiros máximos de todos los cables.

$$F_T = 0 \quad (248)$$

$$F_L = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vt} + R_{cc} \quad (250)$$

$$F_L = 49.215 + 149.123 + 0 + 38.426 + 883.548$$

$$F_L = 1120.313$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{1120.313^2} = 1120.313 \text{ [daN]} \quad (251)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

- ❖ A los efectos de mantener la concordancia con las hipótesis anteriores, las consideraciones de esta hipótesis no tienen su correlativa para los postes terminales.

- **Hipótesis Normal FN.3:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte y los accesorios.
- ❖ Tiros unilaterales de todos los cables para el Estado 2.

$$F_T = F_{vp} + F_{va} + F_{vt} \quad (252)$$

$$F_T = 149.123 + 4.201 + 70.448$$

$$F_T = 223.772 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_d + R_{cc} \quad (253)$$

$$F_L = 49.215 + 883.548$$

$$F_L = 932.763 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{223.772^2 + 932.763^2} = 959.230 \text{ [daN]} \quad (254)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) oblicuo sobre el soporte, los accesorios y los cables.
- ❖ Tiros unilaterales de todos los cables para el Estado 2.

$$F_T = F_{vpT} + F_{vaT} + F_{vtT} + F_{vcT} \quad (255)$$

$$F_T = 115.991 + 3.267 + 54.796 + 101.809$$

$$F_T = 275.863 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_d + F_{vpL} + F_{vaL} + F_{vtL} + F_{vcL} + R_{cc} \quad (256)$$

$$F_L = 49.215 + 115.991 + 0 + 29.889 + 0 + 883.548$$

$$F_L = 1078.643 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{275.863^2 + 1078.643^2} = 1113.360 \text{ [daN]} \quad (257)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 3) en dirección longitudinal sobre el soporte, los accesorios y los cables.
- ❖ Tiros unilaterales de todos los cables para el Estado 3.

En el estado 3 el viento máximo es menor que en el estado 2, por lo tanto, la hipótesis no se considera dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ La resultante de todos los tiros máximos unilaterales de todos los cables menos uno, aquel que al anularse provoque la sollicitación más desfavorable.

Para el cálculo de esta hipótesis se considera que el cable que provoca la sollicitación más desfavorable al anularse es el conductor inferior [10].

$$F_T = 0 \quad (258)$$

$$F_L = F_d + F_{ucL1} + F_{ucL2} \quad (259)$$

$$F_L = 49.215 + 327.634 + 294.516$$

$$F_L = 671.366 \text{ [daN]}$$

Conductor superior

$$F_{ucL1} = \frac{M_{fL1}}{h} = \frac{T_{ucL} \cdot h_1}{h} = \frac{330 \cdot 13.85}{13.95} = 327.634 \text{ [daN]} \quad (260)$$

Conductor del medio

$$F_{ucL2} = \frac{M_{fL2}}{h} = \frac{T_{ucL} \cdot h_2}{h} = \frac{330 \cdot 12.45}{13.95} = 294.516 \text{ [daN]} \quad (261)$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{671.366^2} = 671.366 \text{ [daN]} \quad (262)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales.
- ❖ La resultante de los tiros (Estado 3) de todos los cables con el tiro reducido unilateralmente un 40%, por carga desigual del hielo en los vanos contiguos.

Esta hipótesis no aplica, esto se debe a que no existen cargas adicionales.

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [10].

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (263)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{3000}{1120.313} = 2.68 \geq 2.5 \quad (264)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{3000}{959.230} = 3.13 \geq 2.5 \quad (265)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{3000}{1113.360} = 2.70 \geq 2.5 \quad (266)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

No es dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{3000}{671.366} = 4.47 \geq 2 \quad (267)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

No aplica.

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

4.5.12 SOPORTE SUSPENSIÓN PARA PÓRTICO - 250 kVA

En el presente apartado se determinan las dimensiones del soporte de suspensión para el pórtico de la subestación de 250 kVA, lo que abarca el dimensionamiento del cabezal, la altura del poste, y el análisis de las hipótesis de cálculo [10][13]. El cabezal, al tratarse de un

poste del tipo “line post”, se conforma por un conjunto de aisladores con sus respectivas ménsulas.

Datos del soporte seleccionado:

El soporte seleccionado es un poste de hormigón armado, cuyas características se indican en la Tabla 114.

Tabla 114.- Datos del Soporte.

Especificación	Valor	Unidad
Altura del poste (H)	15.5	m
Carga de rotura en la cima	1100	daN
Diámetro del poste en la cima	260	mm
Peso del poste	2950	daN

Datos para el cálculo de la estructura:

En la Tabla 115 se muestran los datos necesarios para el cálculo de la estructura.

Tabla 115.- Datos para el dimensionamiento del poste.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Altura mínima al suelo	h_{min}	9	m
Flecha máxima	f_{max}	1.479	m
Distancia mínima vertical entre conductores	d_{min}	1.355	m
Distancia a masa	c	0.2	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Diámetro del poste en la cima	d_c	0.26	m
Altura libre del poste	h	13.95	m
Longitud de la ménsula	l_m	0.2	m

Diámetro del poste al nivel del suelo:

$$D = d_c + k \cdot h \tag{268}$$

$$D = 26 + 1.5 \cdot 13.95 = 46.925 \text{ [cm]}$$

Longitud de la ménsula:

La distancia total del brazo (Figura 38), desde el centro del poste al conductor, es la suma del radio del poste, la longitud de la ménsula y el largo del aislador. Esta longitud de brazo es la que se utiliza para calcular las cargas verticales [10].

$$l_b = \frac{d_c}{2} + l_m + l_a \cdot \cos(15) \quad (269)$$

$$l_b = 0.13 + 0.2 + 0.25 \cdot \cos(15) = 0.571 \text{ [m]}$$

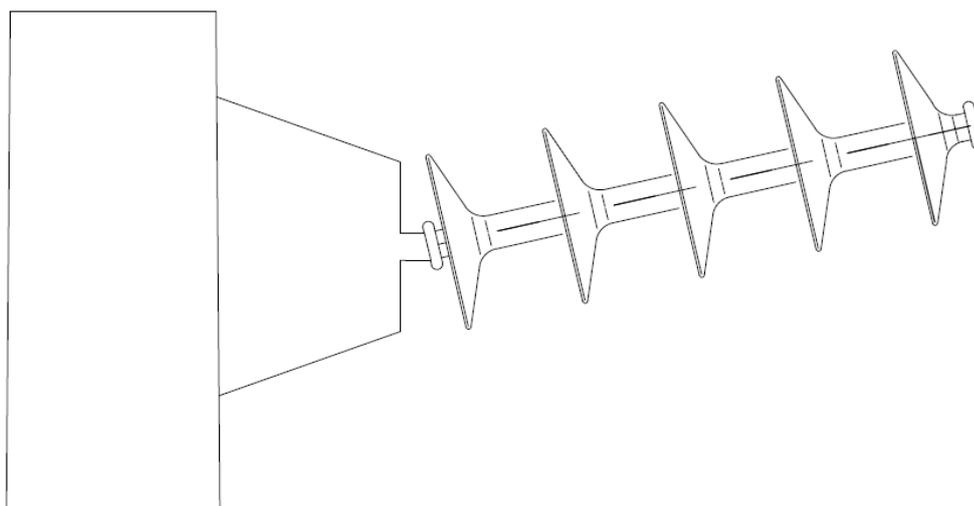
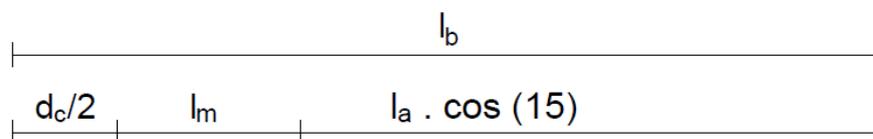


Figura 38.- Longitud del brazo.

Alturas:

En la Tabla 116 se calculan las alturas correspondientes del poste de suspensión, las cuales se observan en la Figura 39.

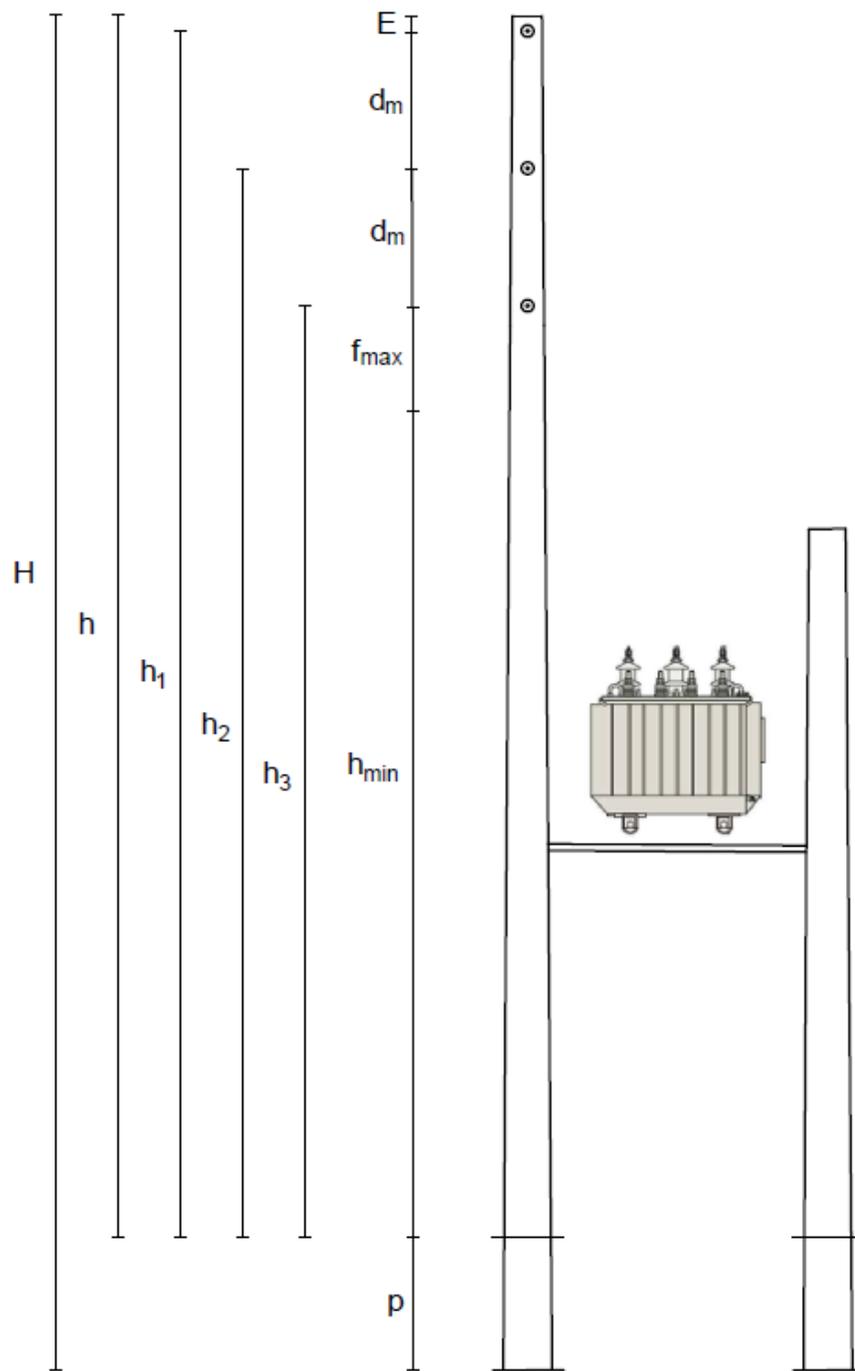


Figura 39.- Alturas del poste de suspensión.



Figura 40.- Vista lateral del pórtilo.

Tabla 116.- Alturas del poste terminal.

h_3	$h_3 \geq h_{min} + f_{max}$	$9 + 1.479$	10.479 m	11.05 m
h_2	$h_2 = h_3 + d_m$	$11.05 + 1.4$		12.45 m
h_1	$h_1 = h_2 + d_m$	$12.45 + 1.4$		13.85 m
h	$h = h_1 + E$	$13.85 + 0.1$		13.95 m
H	$H = h/0.9$	$13.95 / 0.9$		15.5 m
p	$p = 0.1 \cdot H$	$15.5 \cdot 0.1$		1.55 m
q_c	$(h_1 + h_2 + h_3)/h$	$(13.85 + 12.45 + 11.05) / 13.95$		2.68

Cálculo de cargas referidas a la cima:

Las estructuras se deben calcular según las Hipótesis de Cargas que fijan la DPE [10] para cada una de ellas.

Las Hipótesis de Cargas se dividen en dos grupos:

- Hipótesis Normales: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones normales.
- Hipótesis Excepcionales o Extraordinarias: son las cargas que deben soportar las estructuras en condiciones de emergencia.

En la Tabla 117 figuran los datos necesarios para el cálculo de dichas cargas.

Tabla 117.- Datos para el cálculo de cargas.

Especificación	Sigla	Valor	Unidad
Vano	a	80	m
Viento sobre un cable conductor	w_c	0.594	daN/m
Viento sobre un conjunto de suspensión	W_a	1.569	daN
Viento sobre el poste	Q_p	57.050	daN/m ²
Viento sobre el transformador	Q_t	114.101	daN/m ²
Viento sobre una ménsula	Q_m	114.101	daN/m ²
Peso de un conductor por unidad de longitud	g_c	138.8	daN/km
Peso de un conjunto de suspensión	P_a	3.2	daN
Diámetro del poste en la cima	d_c	260	mm
Diámetro del poste en el empotramiento	D	469.25	mm
Longitud de la ménsula	l_m	0.2	m
Longitud del brazo	l_b	0.571	m
Longitud del aislador	l_a	0.25	m
Altura del poste al aislador superior	h_1	13.85	m
Altura libre del poste	h	13.95	m
Coficiente de reducción a la cima de los conductores	q_c	2.68	-
Tensión máxima del conductor	σ_{max}	8.25	daN/mm ²
Sección del conductor	S_c	40	mm ²
Peso del transformador	P_t	1100	daN
Longitud desde el centro del poste al centro del transformador	l_t	1.189	m
Coficiente de reducción a la cima del transformador	q_t	0.32	-

Cargas verticales:

- **Cargas permanentes:**

$$F_d = \frac{3 \cdot (P_c \cdot l_b + P_a \cdot (l_b - (l_a \cdot \cos(15) / 2))) + (P_t / 2) \cdot l_t}{h} \quad (270)$$

$$F_d = \frac{3 \cdot (11.10 \cdot 0.57) + 3.2 \cdot (0.57 - (0.25 \cdot \cos(15) / 2)) + (1100 / 2) \cdot 1.189}{13.95}$$

$$F_d = 48.543 \text{ [daN]}$$

- **Cargas adicionales:**

$$F_a = 0 \quad (271)$$

Cargas horizontales:

En la Figura 41 se observa la disposición de los ejes que se consideran para el cálculo de las cargas actuantes sobre el soporte, conductor y accesorios [10].

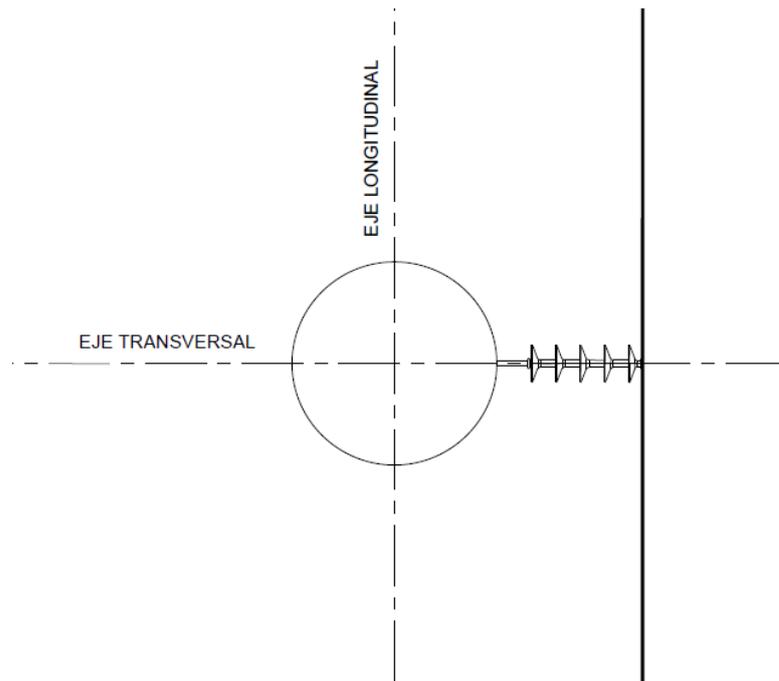


Figura 41.- Ejes de referencia.

- **Cargas del viento máximo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre el soporte:

$$F_{vp} = Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (272)$$

$$F_{vp} = 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.26 + 0.469}{6}$$

$$F_{vp} = 131.217 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = 0 \text{ [daN]} \quad (273)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (274)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vt} = Q_t \cdot q_t \cdot A_{transversal} \cdot 0.8 \quad (275)$$

$$F_{vt} = 114.101 \cdot 0.32 \cdot 2.393 \cdot 0.8 = 70.448 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = [2 \cdot \text{semivano}] \cdot w_c \cdot q_c = 80 \cdot 0.594 \cdot 2.68 = 127.261 \text{ [daN]} \quad (276)$$

- **Cargas del viento máximo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vp} = Q_p \cdot h \cdot \frac{2 \cdot d_c + D}{6} \quad (277)$$

$$F_{vp} = 57.051 \cdot 13.95 \cdot \frac{2 \cdot 0.26 + 0.469}{6}$$

$$F_{vp} = 131.217 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{va} = W_a \cdot q_c = 1.569 \cdot 2.68 = 4.201 \text{ [daN]} \quad (278)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vm} = 0 \text{ [daN]} \quad (279)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vt} = Q_t \cdot q_t \cdot A_{longitudinal} \cdot 0.8 \quad (280)$$
$$F_{vt} = 114.101 \cdot 0.32 \cdot 1.305 \cdot 0.8 = 38.426 \text{ [daN]}$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vc} = 0 \quad (281)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección transversal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpT} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \cos(\alpha) = 102.063 \text{ [daN]} \quad (282)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaT} = 0 \text{ [daN]} \quad (283)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vmT} = 0 \text{ [daN]} \quad (284)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vtT} = 1.1 \cdot F_{vt} \cdot \cos(\alpha) = 54.796 \text{ [daN]} \quad (285)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcT} = 0.8 \cdot F_{vc} = 101.809 [daN] \quad (286)$$

- **Cargas del viento máximo oblicuo en dirección longitudinal:**

Fuerza del viento sobre los soportes:

$$F_{vpL} = 1.1 \cdot F_{vp} \cdot \text{sen}(\alpha) = 102.063 [daN] \quad (287)$$

Fuerza del viento sobre las cadenas de aisladores:

$$F_{vaL} = 1.1 \cdot F_{va} \cdot \text{sen}(\alpha) = 3.267 [daN] \quad (288)$$

Fuerza del viento sobre las ménsulas:

$$F_{vmT} = 0 [daN] \quad (289)$$

Fuerza del viento sobre el transformador:

$$F_{vtL} = 1.1 \cdot F_{vt} \cdot \text{sen}(\alpha) = 29.889 [daN] \quad (290)$$

Fuerza del viento sobre los cables conductores:

$$F_{vcL} = 0 \quad (291)$$

- **Cargas debidas a los tiros de los cables:**

Tiro unilateral máximo de un cable conductor:

$$F_u = \frac{M_c}{h} \quad (292)$$

$$F_u = \frac{4572.445}{13.95} = 327.774 [daN]$$

Siendo:

$$M_c = \frac{M_f + \sqrt{(M_f^2 + M_t^2)}}{2} \quad (293)$$

$$M_c = \frac{4570.5 + \sqrt{(4570.5^2 + 188.59^2)}}{2} = 4572.445 \text{ [daN} \cdot \text{m]}$$

$$M_f = F_{cl} \cdot h_c \quad (294)$$

$$M_f = 330 \cdot 13.85 = 4570.5 \text{ [daN} \cdot \text{m]}$$

$$M_t = F_{cl} \cdot l_b \quad (295)$$

$$M_t = 330 \cdot 0.571 = 188.59 \text{ [daN} \cdot \text{m]}$$

$$F_{cl} = \sigma_{max} \cdot S_c \quad (296)$$

$$F_{cl} = 8.25 \cdot 40 = 330 \text{ [daN]}$$

En la Tabla 118 se muestran las cargas resultantes de los cálculos anteriores.

Tabla 118.- Resumen de cargas referidas a la cima.

Carga	Tipo	Sigla	Transversal [daN]	Longitudinal [daN]
Verticales	Permanente	F_d	48.543	0
	Adicional	F_a	0	0
Horizontales	Viento Máximo	F_{vp}	131.217	131.217
		F_{va}	0	4.201
		F_m	0	0
		F_{vt}	70.448	38.426
		F_{vc}	127.261	0
	Viento Oblicuo	$F_{vpT/L}$	102.063	102.063
		$F_{vaT/L}$	0	3.267
		$F_{mT/L}$	0	0
		$F_{vtT/L}$	54.796	29.889
		$F_{vcT/L}$	101.809	0
	Tiro de los cables	F_u	0	327.774

Hipótesis de Carga:

Para cada elemento constructivo se debe elegir la hipótesis de carga que provoque las sollicitaciones máximas. En cada una de las hipótesis, tanto normales como excepcionales, las cargas se consideran actuando simultáneamente [10].

- **Hipótesis Normal FN.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte y los accesorios.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vm} + F_{vt} \quad (297)$$

$$F_T = 48.543 + 131.217 + 0 + 0 + 70.448$$

$$F_T = 250.208 [daN]$$

$$F_L = 0 \quad (298)$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{250.208^2} = 250.208 [daN] \quad (299)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y los cables.

$$F_T = F_d + F_{vp} + F_{va} + F_{vm} + F_{vt} + F_{vc} \quad (300)$$

$$F_T = 48.543 + 131.217 + 0 + 0 + 70.448 + 127.261$$

$$F_T = 377.469 [daN]$$

$$F_L = 0 \quad (301)$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{377.469^2} = 377.469 [daN] \quad (302)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) en dirección longitudinal sobre el soporte y los accesorios.

$$F_T = F_d \quad (303)$$

$$F_T = 48.543 [daN]$$

$$F_L = F_{vp} + F_{va} + F_{vm} + F_{vt} \quad (304)$$

$$F_L = 131.217 + 4.201 + 0 + 38.426$$

$$F_L = 173.843 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{48.543^2 + 173.843^2} = 180.494 \text{ [daN]} \quad (305)$$

• **Hipótesis Normal FN.4:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Carga del viento (Estado 2) oblicuo sobre el soporte, los accesorios y los cables.

$$F_T = F_d + F_{vpT} + F_{vaT} + F_{vmT} + F_{vtT} + F_{vcT} \quad (306)$$

$$F_T = 48.543 + 102.063 + 0 + 0 + 54.796 + 101.809$$

$$F_T = 307.210 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_{vpL} + F_{vaL} + F_{vmL} + F_{vtL} + F_{vcL} \quad (307)$$

$$F_L = 102.063 + 3.267 + 0 + 29.889 + 0$$

$$F_L = 135.218 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{307.210^2 + 135.218^2} = 335.652 \text{ [daN]} \quad (308)$$

• **Hipótesis Normal FN.5:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ Carga del viento (Estado 3) en dirección transversal sobre el soporte, los accesorios y los cables.

En el estado 3 el viento máximo es menor que en el estado 2, por lo tanto, la hipótesis no se considera dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

- ❖ Cargas permanentes.
- ❖ Cargas adicionales (si existen).
- ❖ El 50% del tiro máximo de un cable conductor (aquel que provoque la solicitud más desfavorable) o 65% del tiro máximo del cable de guardia, por reducción unilateral del tiro del cable respectivo en el vano adyacente.

$$F_T = F_d \quad (309)$$

$$F_T = 48.543 \text{ [daN]}$$

$$F_L = F_u \cdot 0.5 \quad (310)$$

$$F_L = 327.774 \cdot 0.5$$

$$F_L = 163.887 \text{ [daN]}$$

$$F = \sqrt{F_T^2 + F_L^2} = \sqrt{48.543^2 + 163.887^2} = 170.925 \text{ [daN]} \quad (311)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

- ❖ Cargas adicionales.
- ❖ El 20% de los tiros (Estado 3) unilaterales de todos los cables conductores y el 40% del tiro (Estado 3) unilateral del cable de guardia, por carga desigual del hielo en los vanos contiguos.

Esta hipótesis no aplica, esto se debe a que no existen cargas adicionales.

Verificación de los Coeficientes de Seguridad:

Los coeficientes de seguridad garantizan la funcionalidad de la estructura, ya que comparan la carga de rotura soportada por el poste seleccionado, con la fuerza equivalente calculada en la cima, la cual representa el valor real esperado al cual está sometido [10].

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} \geq \text{Coeficiente de Seguridad} \quad (312)$$

- **Hipótesis Normal FN.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{250.208} = 4.40 \geq 2.5 \quad (313)$$

- **Hipótesis Normal FN.2:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{377.469} = 2.91 \geq 2.5 \quad (314)$$

- **Hipótesis Normal FN.3:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{180.494} = 6.09 \geq 2.5 \quad (315)$$

- **Hipótesis Normal FN.4:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{335.652} = 3.28 \geq 2.5 \quad (316)$$

- **Hipótesis Normal FN.5:**

No es dimensionante.

- **Hipótesis Excepcional FE.1:**

$$k = \frac{CARGA DE ROTURA}{FUERZA EN LA CIMA} = \frac{1100}{170.925} = 6.44 \geq 2 \quad (317)$$

- **Hipótesis Excepcional FE.2:**

No aplica.

La verificación de los coeficientes de seguridad demuestra que el poste seleccionado tiene en la cima la fuerza suficiente para soportar los esfuerzos que provocan su rotura o disfuncionalidad.

4.6 FUNDACIONES

Todas las estructuras de una línea deben empotrarse en el suelo, de modo que quede asegurada su estabilidad, considerando por un lado los esfuerzos que tienden a volcarla, que surgen del cálculo de las Hipótesis de Carga, y por el otro lado el momento estabilizante dado por la fundación y las características del terreno [10].

Al momento de vuelco producido por las cargas externas sobre la estructura, se le debe oponer un momento estabilizante de mayor o igual valor que aquel. Esto se consigue mediante el cálculo y ejecución de la fundación [10].

Los soportes de madera se empotran directamente en el terreno, sin fundación alguna, pues la misma afectaría la zona de empotramiento del poste, debido a los problemas producidos por la concentración de humedad [10][13].

4.6.1. SOPORTE RETENCIÓN SIN CABLE DE GUARDIA

Características geométricas de la base:

Tabla 119.- Geometría de la fundación.

Tipo	Rectangular		
Separación	S	0.92	m
Lado mínimo	a_{min}	0.89	m
Lado mínimo	b_{min}	2.30	m
Lado longitudinal	a	1.10	m
Lado transversal	b	2.40	m
Profundidad mínima	t_{min}	1.75	m
Profundidad máxima	$t_{máx}$	1.94	m
Profundidad	t	1.80	m
Diámetro del molde	D_m	0.59	m
Volumen	V	3.90	m ³

Características de la estructura:

Tabla 120.- Características de la estructura.

Altura	H	15.5	m
Altura libre	h	13.95	m
Díámetro en la base del poste	D_b	0.49	m
Esfuerzo máximo transversal en la cima	$FN_2(FT)$	1655.48	daN
Esfuerzo máximo longitudinal en la cima	$FN_3(FL)$	451.23	daN
Empotramiento	p	1.55	m
Número de postes	N°	2	N°

Características del terreno:

Tabla 121.- Características del terreno.

Coefficiente de reacción lateral (2m)	C_t	6	daN/cm ³
Coefficiente de reacción de fondo (2m)	C_b	6	daN/cm ³
Ángulo de tierra gravante	β	6	°
Profundidad de la napa de agua	t_n	12	m
Peso específico del hormigón	G_h	2200	daN/cm ³
Peso específico de la tierra gravante	G_t	1700	daN/cm ³
Coefficiente de fricción entre terreno y hormigón	μ	0.5	-

Cargas actuantes:

Tabla 122.- Cargas actuantes.

Peso de la estructura, cables y accesorios	9002.51	daN
Peso del hormigón	8574	daN
Peso de la tierra gravante	2172.23	daN
Peso del agua	0	daN
Peso total	19748.74	daN

Para la verificación de las fundaciones se debe comprobar que el coeficiente de seguridad al vuelco sea mayor al coeficiente de estabilidad mínimo, esto garantiza que quede asegurada la estabilidad del soporte.

Resultado de la interacción longitudinal suelo-base:

Tabla 123.- Resultados longitudinales de la fundación.

Momento lateral	M_s	23328	daN.m
Momento de fondo	M_b	7424.44	daN.m
Momento resistente total	M_e	30752.44	daN.m
Momento de vuelco	M_v	6836.06	daN.m
Coef. de seg. al vuelco $(M_s + M_b) / M_v$	S	4.5	-
Relación M_s / M_b	k	3.14	-
Coeficiente de estabilidad mínimo	s	1	-
Verificación	S = 4.5 > s = 1		

Resultado de la interacción transversal suelo-base:

Tabla 124.- Resultados transversales de la fundación.

Momento lateral	M_s	10692	daN.m
Momento de fondo	M_b	18621.16	daN.m
Momento resistente total	M_e	29313.16	daN.m
Momento de vuelco	M_v	25080.52	daN.m
Coef. de seg. al vuelco $(M_s + M_b) / M_v$	S	1.17	-
Relación M_s / M_b	k	0.57	-
Coeficiente de estabilidad mínimo	s	1.13	-
Verificación	S = 1.17 > s = 1.13		

4.6.2 SOPORTE TERMINAL PARA PÓRTICO

Características geométricas de la base:

Tabla 125.- Geometría de la fundación.

Tipo	Romboidal		
Lado mínimo	a_{min}	0.94	m
Lado mínimo	b_{min}	0.94	m
Lado longitudinal	a	1.10	m
Lado transversal	b	1.10	m
Profundidad mínima	t_{min}	1.75	m
Profundidad máxima	$t_{máx}$	1.94	m
Profundidad	t	1.75	m
Diámetro del molde	D_m	0.64	m
Volumen	V	1.70	m ³

Características de la estructura:

Tabla 126.- Características de la estructura.

Altura	H	15.5	m
Altura libre	h	13.95	m
Diámetro en la base del poste	D_b	0.54	m
Esfuerzo máximo transversal en la cima	$FN_4(FT)$	275.86	daN
Esfuerzo máximo longitudinal en la cima	$FN_1(FL)$	1120.31	daN
Empotramiento	p	1.55	m
Número de postes	N°	1	N°

Características del terreno:

Tabla 127.- Características del terreno.

Coefficiente de reacción lateral (2m)	C_t	6	daN/cm ³
Coefficiente de reacción de fondo (2m)	C_b	6	daN/cm ³
Ángulo de tierra gravante	β	6	°
Profundidad de la napa de agua	t_n	12	m
Peso específico del hormigón	G_h	2200	daN/cm ³
Peso específico de la tierra gravante	G_t	1700	daN/cm ³
Coefficiente de fricción entre terreno y hormigón	μ	0.5	-

Cargas actuantes:

Tabla 128.- Cargas actuantes.

Peso de la estructura, cables y accesorios	3926.26	daN
Peso del hormigón	3734.10	daN
Peso de la tierra gravante	1338.03	daN
Peso del agua	0	daN
Peso total	8998.39	daN

Para la verificación de las fundaciones se debe comprobar que el coeficiente de seguridad al vuelco sea mayor al coeficiente de estabilidad mínimo, esto garantiza que quede asegurada la estabilidad del soporte.

Resultado de la interacción longitudinal suelo-base:**Tabla 129.-** Resultados longitudinales de la fundación.

Momento lateral	M_s	13895.38	daN.m
Momento de fondo	M_b	3550.48	daN.m
Momento resistente total	M_e	17445.86	daN.m
Momento de vuelco	M_v	16935.40	daN.m
Coef. de seg. al vuelco $(M_s + M_b) / M_v$	S	1.03	-
Relación M_s / M_b	k	3.91	-
Coefficiente de estabilidad mínimo	s	1	-
Verificación	S = 1.03 > s = 1		

Resultado de la interacción transversal suelo-base:

Considerando que la fundación es romboidal se puede realizar la verificación de esta con solo una fuerza, aquella que fuera máxima, en nuestro caso la que se encuentra en dirección longitudinal [10].

4.6.3 SOPORTE SUSPENSIÓN PARA PÓRTICO

Características geométricas de la base:

Tabla 130.- Geometría de la fundación.

Tipo	Romboidal		
Lado mínimo	a_{min}	0.89	m
Lado mínimo	b_{min}	0.89	m
Lado longitudinal	a	0.90	m
Lado transversal	b	0.90	m
Profundidad mínima	t_{min}	1.75	m
Profundidad máxima	$t_{máx}$	1.94	m
Profundidad	t	1.75	m
Diámetro del molde	D_m	0.59	m
Volumen	V	1.06	m ³

Características de la estructura:

Tabla 131.- Características de la estructura.

Altura	H	15.5	m
Altura libre	h	13.95	m
Diámetro en la base del poste	D_b	0.49	m
Esfuerzo máximo transversal en la cima	$FN_2(FT)$	377.47	daN
Esfuerzo máximo longitudinal en la cima	$FN_3(FL)$	173.84	daN
Empotramiento	p	1.55	m
Número de postes	N°	1	N°

Características del terreno:

Tabla 132.- Características del terreno.

Coefficiente de reacción lateral (2m)	C_t	6	daN/cm ³
Coefficiente de reacción de fondo (2m)	C_b	6	daN/cm ³
Ángulo de tierra gravante	β	6	°
Profundidad de la napa de agua	t_n	12	m
Peso específico del hormigón	G_h	2200	daN/cm ³
Peso específico de la tierra gravante	G_t	1700	daN/cm ³
Coefficiente de fricción entre terreno y hormigón	μ	0.5	-

Cargas actuantes:

Tabla 133.- Cargas actuantes.

Peso de la estructura, cables y accesorios	3542.91	daN
Peso del hormigón	2330.29	daN
Peso de la tierra gravante	1119.15	daN
Peso del agua	0	daN
Peso total	6992.35	daN

Para la verificación de las fundaciones se debe comprobar que el coeficiente de seguridad al vuelco sea mayor al coeficiente de estabilidad mínimo, esto garantiza que quede asegurada la estabilidad del soporte.

Resultado de la interacción transversal suelo-base:

Tabla 134.- Resultados transversales de la fundación.

Momento lateral	M_s	11368.95	daN.m
Momento de fondo	M_b	1986.27	daN.m
Momento resistente total	M_e	13355.22	daN.m
Momento de vuelco	M_v	5706.07	daN.m
Coef. de seg. al vuelco $(M_s + M_b) / M_v$	S	2.34	-
Relación M_s / M_b	k	5.72	-
Coefficiente de estabilidad mínimo	s	1	-
Verificación	S = 2.34 > s = 1		

Resultado de la interacción longitudinal suelo-base:

Considerando que la fundación es romboidal se puede realizar la verificación de esta con solo una fuerza, aquella que fuera máxima, en nuestro caso la que se encuentra en dirección transversal [10].

CAPÍTULO 5 - ILUMINACIÓN PÚBLICA

La iluminación final del barrio se consigue mediante la optimización de una alternativa inicial planteada. Por lo tanto, en el siguiente apartado se habla de la alternativa inicial y de las modificaciones realizadas a esta para lograr una mejor solución técnico-económica.

5.1 ILUMINACIÓN PÚBLICA EN DIALUX

El desarrollo del alumbrado público se realiza mediante el software DIALux [16]; atendiendo el cumplimiento de los requisitos de iluminación mínima en las calles del barrio, que exige la norma IRAM-AADL J 2022-2, Alumbrado Público - Vías de tránsito [17]. Primero, se determina el tipo de vía de circulación según la Tabla 135 [17], la cual clasifica a la calzada como Clase F (para calles residenciales). Luego, se fijan los valores requeridos de iluminación media y las uniformidades con la Tabla 136 [17].

Tabla 135.- Clasificación de las vías de circulación.

Clase	Tipo de tránsito	Descripción	Ejemplos
A*	Muy rápido Vel.> 100 km/h	Calzadas de manos separadas, dos o más carriles por mano, libre de cruces a nivel, control de accesos y salidas.	Autopistas
B*	Rápido Vel.< 100 km/h	Calzadas para tránsito rápido, importante, sin separadores de tránsito.	Tramos de rutas nacionales, provinciales.
C**	Semi rápido Vel.< 60 km/h	Calzadas de una o dos direcciones de desplazamiento, con carriles de estacionamiento o sin ellos; con intensa presencia de peatones y obstáculos.	Avenidas principales, vías de enlace entre sectores importantes.
D**	Lento Vel.< 40 km/h	Calzadas con desplazamiento lento o trabado, con carriles de estacionamiento o sin ellos con intensa presencia de peatones y obstáculos.	Arterias comerciales, centros de compras.
E**	Moderado Vel.< 50 km/h	Acumulan y conducen el tránsito desde un barrio hacia vías de tránsito de orden superior (clases A, B, C, D)	Avenidas secundarias, calles colectoras de tránsito.
F**	Lento Vel.< 40 km/h	Calles residenciales de una o dos manos, con tránsito exclusivamente local. Presencia de peatones y obstáculos.	Calles residenciales.

(*) Sin presencia de peatones, (**) Con presencia de peatones.

Tabla 136.- Parámetros mínimos recomendados por la norma IRAM-AADL-J2022-1-2-4.

Clasificación calzada	Iluminancia promedio Nivel inicial Emed [lux]	Uniformidades		Grado mínimo de apantallamiento
		U ₀ (mínima) (E _{min} /E _{med})	U ₁ (mínima) (E _{min} /E _{máx})	
C	40	1/2	1/4	Apantallado
D	27	1/3	1/6	Semi apantallado
E	16	1/4	1/8	Semi apantallado
F	10	1/4	1/8	No apantallado

5.1.1 VERSIÓN INICIAL DE ILUMINACIÓN

En este caso se colocan luminarias led de la marca “Syrius”, modelo “Qipower” (Figura 42) con el fin de comenzar con el diseño preliminar de la iluminación. La potencia de cada luminaria es de 50 W y el flujo luminoso de 8.000 lúmenes. El tipo de distribución adoptado es de tipo tresbolillo, con una cantidad total de 88 luminarias en todo el barrio.



Figura 42.- Luminaria de la marca "Syrius".

Montaje

El montaje de las luminarias se realiza mediante brazo pescante (Figura 43). Consiste en un caño que se fija directamente en los postes de la red de distribución de energía en BT, y en su otro extremo se monta la luminaria. Con este tipo de montaje, las luminarias se encuentran a una altura de 7.5 m y con una distancia de penetración en la vereda de 1.5 m. Cabe aclarar que las luminarias se colocan de forma horizontal, es decir, paralelas al suelo.

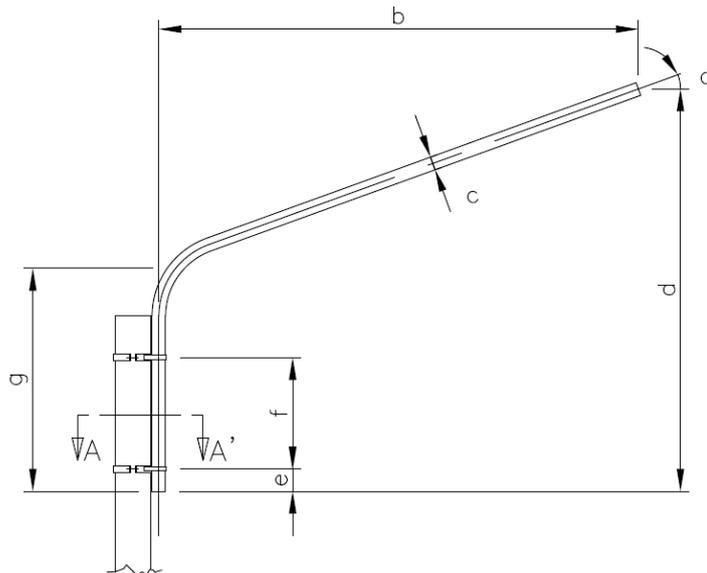


Figura 43.- Brazo pescante.

Cálculo de iluminación

Como se menciona con anterioridad, el cálculo se lleva a cabo con el software DIALux. Este programa informático toma los datos fotométricos de la lámpara seleccionada, es decir, su distribución de iluminación en el espacio, y los proyecta en diferentes puntos de interés para su posterior cálculo. Los puntos de interés se encuentran sobre el camino, el cual se denomina superficie de cálculo. La Figura 44 es una vista superior de una de las esquinas del barrio, en donde se visualizan dos caminos y 3 luminarias. Como se observa, en las calles hay diferentes puntos marcados con un número, que representan el nivel de iluminación en dicho lugar. Estos valores se calculan automáticamente teniendo como datos el nivel de iluminación de cada lámpara y la posición de estas.

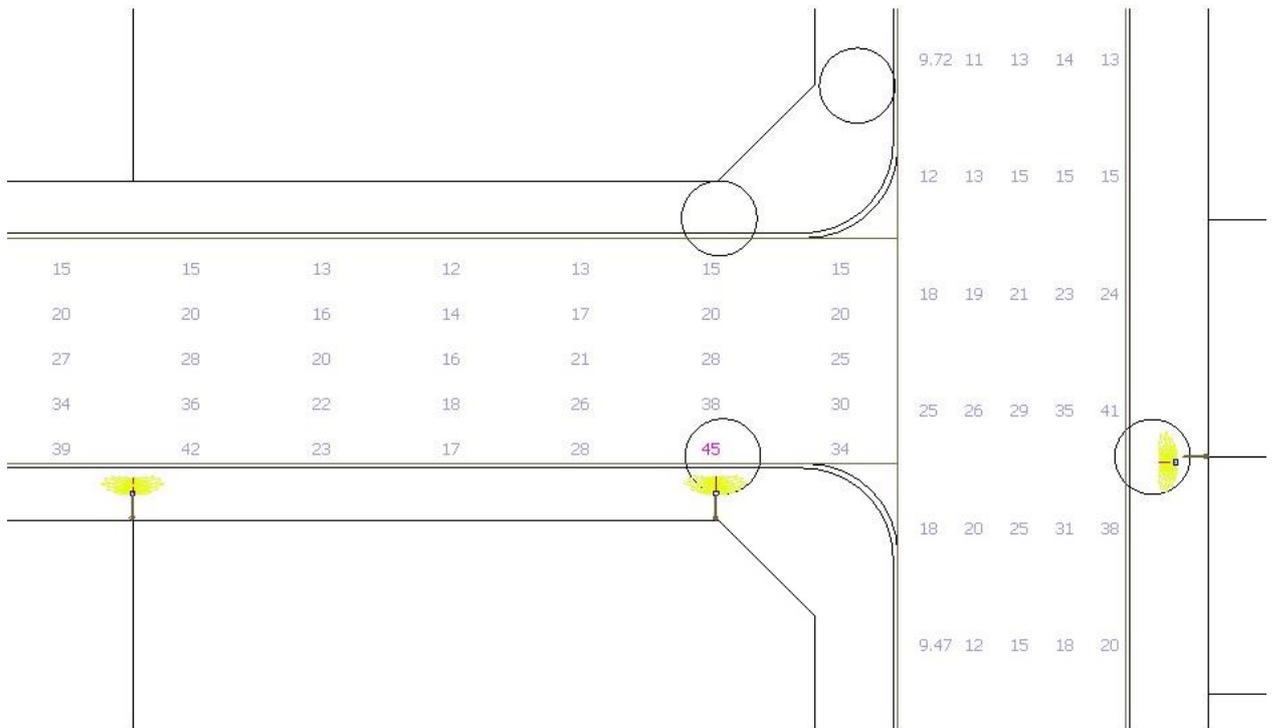


Figura 44.- Vista superior de caminos con puntos de iluminación.

Para una mejor apreciación, la Figura 45 muestra los niveles de iluminación mediante curvas isolux de diferentes colores para evaluar los caminos mencionados. Por ejemplo, la zona de color rojo representa un nivel iluminación alto de 43 lux como indica la escala de color a la derecha.

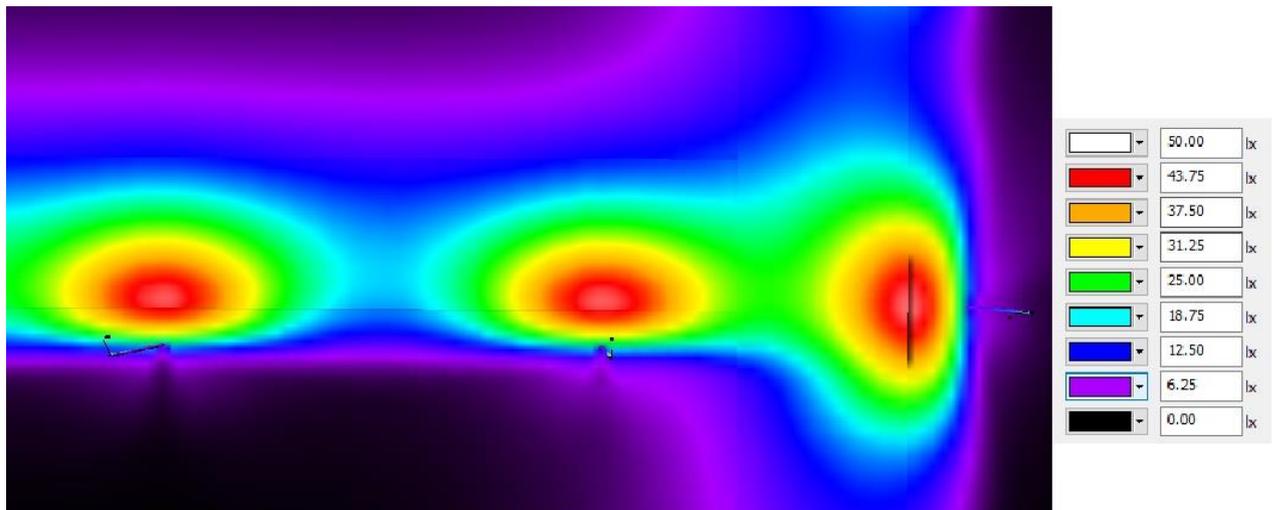


Figura 45.- Vista superior de caminos con nivel de iluminación en escala de colores.

Finalmente, con la información de iluminación en cada punto se determina la iluminación media y las uniformidades en cada camino. Estos parámetros son los que se utilizan para corroborar que la iluminación seleccionada cumple con el requerimiento de la norma IRAM-AADL J 2022-2.

Resultados de iluminación

Los resultados que nos entrega el software en un informe son: iluminación media, iluminación máxima y mínima y la uniformidad media y extrema. Por ejemplo, en la Figura 46 se muestra el informe de iluminación de la calle 2. Dicho informe cuenta con un gráfico isolux y una vista preliminar de la ubicación del elemento de cálculo dentro del barrio. Debajo, se pueden ver los resultados del cálculo lumínico.

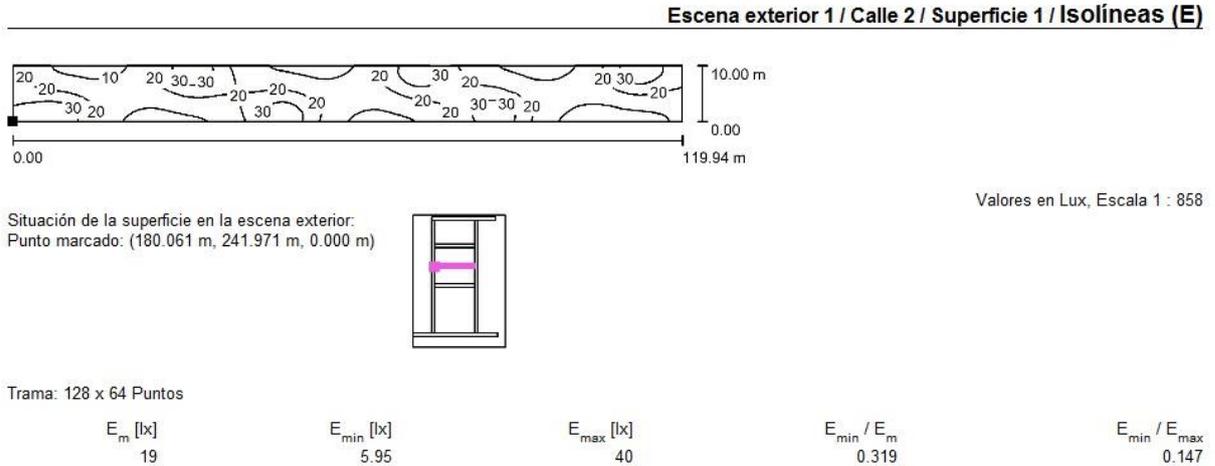


Figura 46.- Informe de iluminación en la calle 2.

Luego, en la Tabla 137 se muestran los valores de iluminación para cada una de las calles del barrio. Se puede observar que los valores obtenidos cumplen con los requisitos de la norma IRAM-AADL J 2022-2.

Tabla 137.- Resumen valores de iluminación en calles.

Calle	E_m [lux]	E_{min} [lux]	$E_{máx}$ [lux]	E_{min}/E_m	$E_{min}/E_{máx}$
Bravard	17	4.71	39	0.273	0.120
Juan Molina	20	5.10	40	0.253	0.127
Calle horizontal 1	19	5.42	40	0.288	0.136
Calle horizontal 2	19	5.95	40	0.319	0.147
Calle horizontal 3	19	6.20	40	0.325	0.156
Calle ruta 3	19	5.59	40	0.294	0.140
Calle tren	20	5.76	40	0.282	0.143

5.1.2 VERSIÓN FINAL DE ILUMINACIÓN

Los problemas que se encontraron en la versión inicial, ya descrita, fueron:

- El elevado número de luminarias y sus elementos necesarios para el montaje.
- La necesidad de la colocación de postes exclusivos para la iluminación.

- La complejidad de conexión eléctrica de luminarias al poseer disposición tresbolillo.
- La posición horizontal de la luminaria.

El cambio principal que se realiza, y el cual permite llegar a la versión final de iluminación, es la inclinación de las luminarias con respecto a la horizontal. Con las luminarias inclinadas se logra mejorar la uniformidad de la iluminación sobre la calle, ya que la luz emitida no se enfoca únicamente en la vereda, sino que se dirige hacia la calle.

Cambio de inclinación de luminarias

La elección del ángulo de inclinación se realiza considerando que la luminaria mantiene la inclinación que posee el brazo pescante. El brazo pescante que se utiliza posee un ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal de 20°, por ende, dicha inclinación se aplica a todas las luminarias.

En la Tabla 138 se comparan los valores de iluminación para los casos con las luminarias dispuestas de forma horizontal e inclinadas. La “versión 1” corresponde a la versión inicial (sin inclinar) y la “versión 2” corresponde a las luminarias inclinadas.

Tabla 138.- Comparación de iluminación entre luminarias no inclinadas e inclinadas.

Calle	Versión 1			Versión 2		
	Em [lux]	E _{min} /Em	E _{min} / E _{máx}	Em [lux]	E _{min} /Em	E _{min} / E _{máx}
Bravard	17	0.273	0.120	18	0.391	0.217
Juan Molina	20	0.253	0.127	21	0.332	0.205
Calle 1	19	0.288	0.136	18	0.406	0.211
Calle 2	19	0.319	0.147	18	0.450	0.257
Calle 3	19	0.325	0.156	18	0.437	0.239
Calle ruta	19	0.294	0.140	19	0.374	0.194
Calle tren	20	0.282	0.143	20	0.352	0.191

De la tabla 138, se puede observar que la iluminancia media “Em”, con el cambio de inclinación, prácticamente se mantiene constante. Con respecto a las uniformidades, tanto la media como la extrema mejoran visiblemente [17]. Esta mejora permite bajar la cantidad de luminarias que se necesitan. Por lo tanto, la siguiente modificación es la eliminación de luminarias de modo de lograr una disposición unilateral.

Cambio a disposición unilateral

Como se menciona en el apartado anterior, se eliminan luminarias para lograr pasar de una disposición de tresbolillo a una unilateral. Esto se puede observar en la Figura 47 y en la

Figura 48. En las imágenes, las luminarias indicadas en color rojo se eliminan y quedan solo las luminarias indicadas en verde, quedando formada la disposición unilateral. De esta manera, la cantidad de luminarias se reduce a 48.

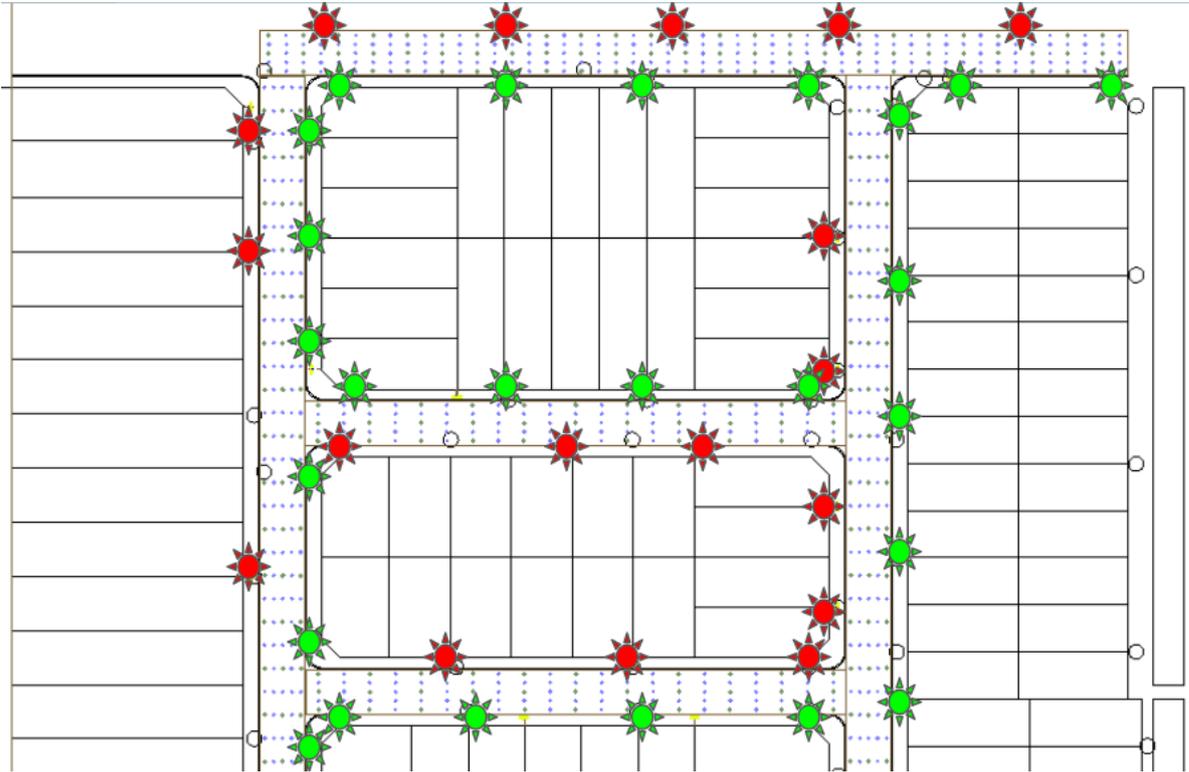


Figura 47.- Ubicación de luminarias en la parte superior del barrio.

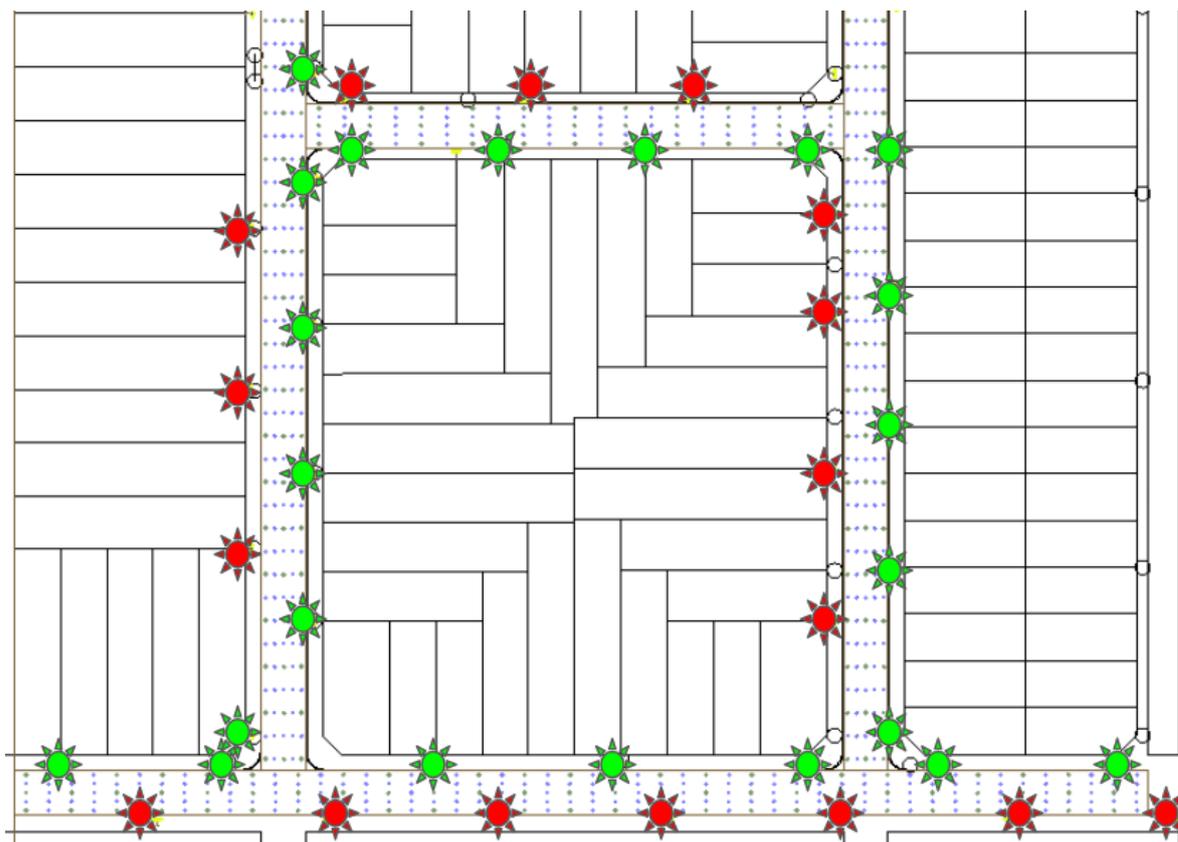


Figura 48.- Ubicación de luminarias en la parte inferior del barrio.

En la Tabla 139 se comparan los valores de iluminación con el caso de una distribución de tresbolillo contra una distribución unilateral. La “versión 2” corresponde a una distribución tresbolillo, mientras que la “versión 3” se trata de una distribución unilateral.

Tabla 139.- Comparación de iluminación entre distribución tresbolillo y unilateral.

Calle	Versión 2			Versión 3		
	Em [lux]	Emin/Em	Emin/ Emáx	Em [lux]	Emin/Em	Emin/ Emáx
Bravard	18	0.391	0.217	12	0.300	0.130
Juan Molina	21	0.332	0.205	11	0.276	0.107
Calle 1	18	0.406	0.211	12	0.177	0.072
Calle 2	18	0.450	0.257	12	0.191	0.077
Calle 3	18	0.437	0.239	12	0.187	0.076
Calle ruta	19	0.374	0.194	9.76	0.233	0.083
Calle tren	20	0.352	0.191	11	0.275	0.111

Se logra observar fácilmente que en la mayoría de las calles no se cumplen los valores de iluminación requeridos por norma (marcado con rojo) [17]. De esta manera, se determina que la luminaria utilizada no es suficiente y se plantea un cambio de esta.

Cambio de luminaria

Las nuevas luminarias que se utilizan son luminarias led de la marca “Philips”, modelo “Roadflair gen 2”. Con respecto a la luminaria en la versión inicial, esta nueva lámpara es más potente; su potencia es de 80 W y su flujo luminoso de 11.500 lúmenes.

En la Tabla 140 se comparan los valores de iluminación entre la versión inicial y la versión final del alumbrado público. La “versión 1” se corresponde con la versión inicial de iluminación planteada como base, y la “versión 4” corresponde a la versión final adoptada para el barrio.

Tabla 140.- Comparación de iluminación entre la versión inicial y final.

Calle	Versión 1			Versión 4		
	Em [lux]	E _{min} /Em	E _{min} / E _{máx}	Em [lux]	E _{min} /Em	E _{min} / E _{máx}
Bravard	17	0.273	0.120	18	0.38	0.16
Juan Molina	20	0.253	0.127	17	0.36	0.14
Calle 1	19	0.288	0.136	23	0.41	0.20
Calle 2	19	0.319	0.147	22	0.46	0.22
Calle 3	19	0.325	0.156	22	0.41	0.20
Calle ruta	19	0.294	0.140	16	0.36	0.14
Calle tren	20	0.282	0.143	20	0.37	0.16

Se observa que ambas versiones cumplen con los requisitos pedidos por norma, pero la versión final logra la solución de los problemas que se presentaron en la introducción de este apartado.

En resumen, la versión final de iluminación se compone de luminarias “Philips”, inclinadas 20° con respecto a la horizontal, distribuidas unilateralmente. En la Figura 49 y en la Figura 50 se puede visualizar un modelado 3D de la iluminación final del barrio.

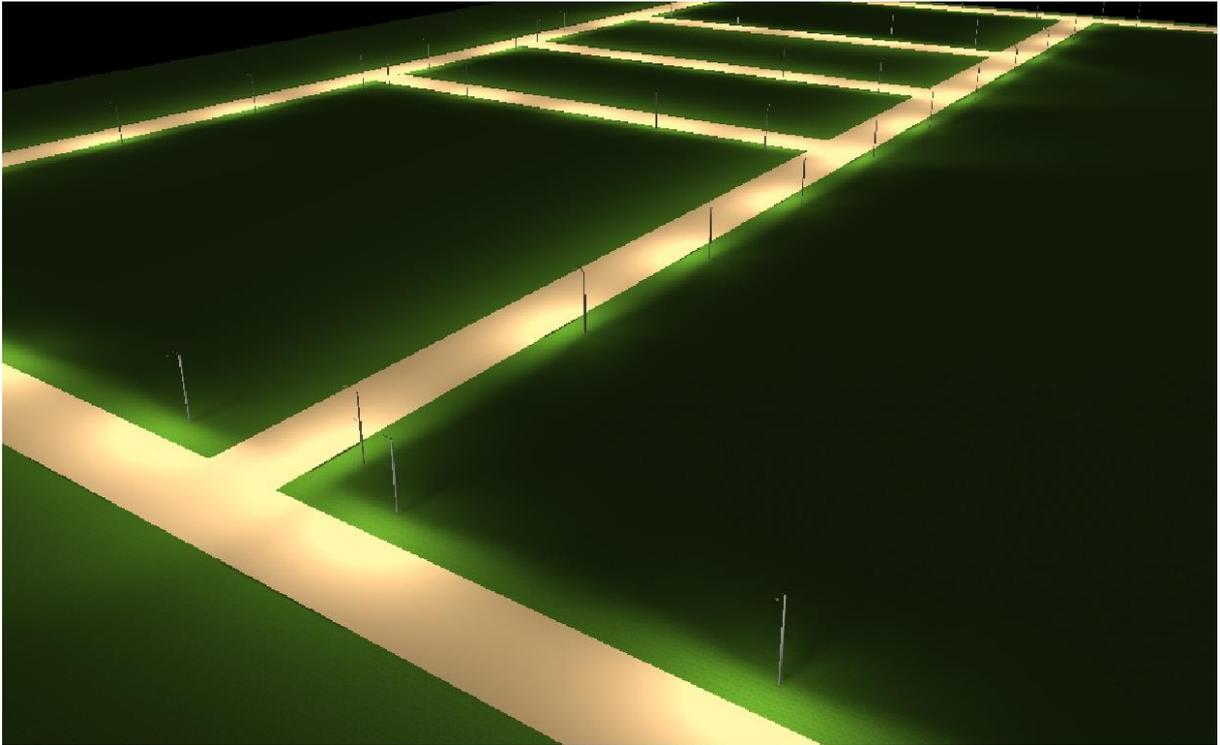


Figura 49.- Perspectiva Modelado 3D de iluminación.

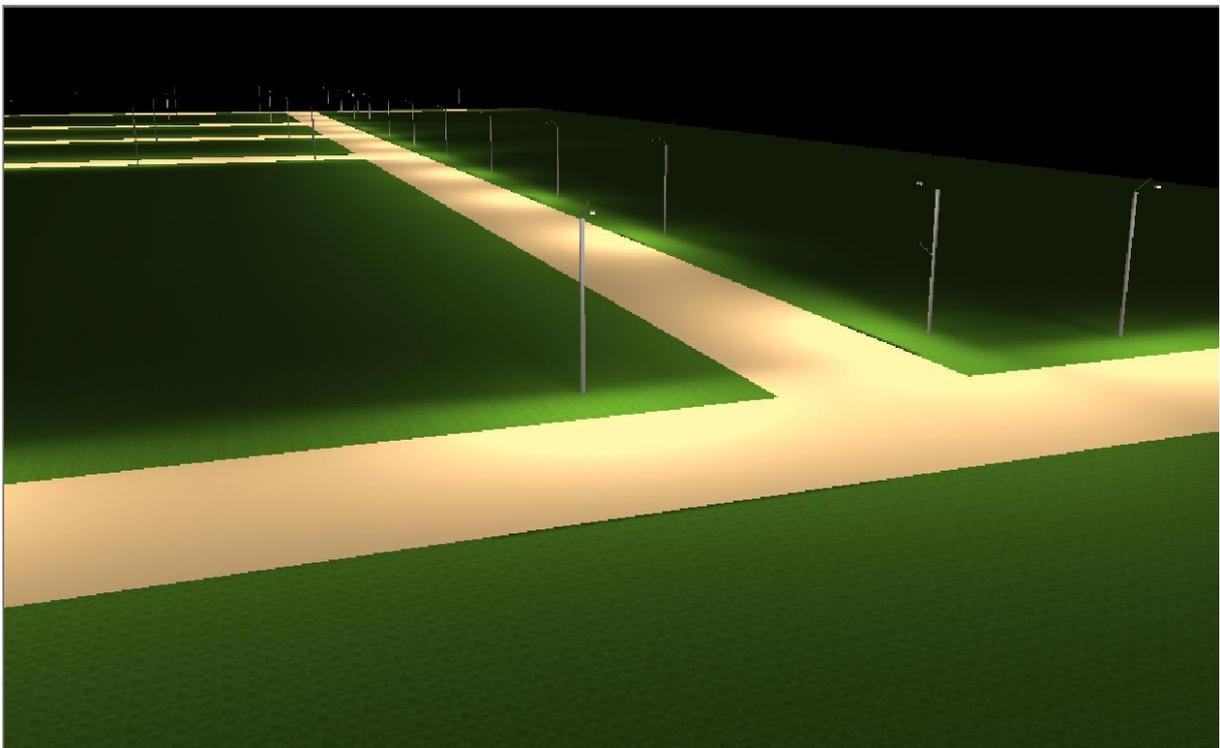


Figura 50.- Modelado 3D iluminación.

CAPÍTULO 6 - IMPACTO AMBIENTAL

La preservación del medio ambiente, en el ámbito de la transmisión y distribución de la energía eléctrica, ha ocasionado una serie de condicionamientos para la realización de emprendimientos, motivada en la sensibilización de la población frente a la perturbación medioambiental que ellos suscitan. Por tal motivo, se realiza un estudio de impacto ambiental como se detalla a continuación.

6.1 ANÁLISIS DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Para la elaboración de la matriz de impacto ambiental se siguen las directivas establecidas que determinan las condiciones ambientales que deben reunir las instalaciones eléctricas de líneas de transmisión y estaciones transformadoras y/o compensadoras, que se proyecten o construyan en sistemas sujetos a jurisdicción nacional, Resolución ENRE 1725/98 [18] y Resolución SE 0077/1998 [19]. Luego, en un cuadro resumen se indican las cantidades de impactos recabados, positivos y negativos, presentes en la matriz. Finalmente se evalúa la viabilidad del proyecto y se mencionan las medidas necesarias para reducir, corregir o evitar los impactos negativos que se mencionan.

Metodología

La matriz utilizada consiste en un cuadro de doble entrada en el que se colocan en las columnas los principales factores ambientales del medio receptor y en las filas las principales acciones del proyecto.

Proceso de análisis

A continuación, se listan los factores ambientales y las acciones de proyecto consideradas en la Matriz de Impacto Ambiental.

- **Factores ambientales:**

- a) **Ocupación del espacio:** se refiere a la intrusión real, concreta y objetiva que cualquier instalación produce en los usos directos e indirectos, presentes y futuros, del espacio ocupado.
- b) **Impacto visual:** son los aspectos que se definen normalmente como “impacto visual de la instalación” y que en general son: a) El punto de vista paisajístico. b) La afectación de la flora y fauna. c) El respeto a las condiciones de escurrimiento natural de las aguas. d) La incidencia sobre el patrimonio histórico/cultural, etc. e) La ocupación del espacio. f) La interferencia con otras instalaciones.

- c) **Radiointerferencia:** se debe al campo eléctrico intenso en las cercanías de los conductores y la morsetería, que se manifiesta en dos fenómenos distintos: el efecto corona y las microdescargas disruptivas.
 - d) **Ruido:** las exigencias medioambientales establecen que debe cumplirse con la Norma IRAM N° 4062 “Ruidos Molestos al Vecindario”. En esta norma se establecen los niveles de ruido máximo admitidos, y los criterios de aceptación de las mediciones realizadas en función del tipo de zona (urbana, rural, etc.), el horario de la medición (diurno y nocturno), la ubicación de la finca, etc.
 - e) **Campos de baja frecuencia (eléctrico y de inducción magnética):** Se trata de los campos eléctricos y magnéticos generados por los conductores de las líneas, el equipamiento de alta y media tensión y los transformadores.
Campos eléctricos: Se establece el límite de 3 kV/m al borde de la franja de servidumbre, medido a 1 m del nivel del suelo.
Campos magnéticos: Se adopta como valor límite para las condiciones de carga máxima 25 μ T al borde de la franja de servidumbre, medido a 1 m del nivel del suelo.
 - f) **Limitación de la corriente de contacto:** En áreas donde la línea atraviese o se desarrolle paralela a lugares de posible estacionamiento, permanente o no de vehículos, ferrocarriles, construcciones en general, hay que tener en cuenta la aparición de tensiones inducidas que puedan originar el establecimiento de corrientes de contacto de niveles peligrosos.
- **Acciones del proyecto:**

Etapas constructivas:

- a) **Obrador:** acondicionamiento del predio para su localización, presencia física del obrador, actividades que en el mismo se desarrollan, acopio de materiales de obra, combustibles, residuos, etc.
- b) **Movimiento de máquinas y equipos:** comprende el desplazamiento y la operación de camiones, grúas, retroexcavadoras, camiones hormigoneros, y vehículos menores.
- c) **Montaje de columnas:** contempla las excavaciones para la fundación de las columnas, el llenado con hormigón de las fundaciones, el montaje (izado) de las columnas y estructuras y la instalación de la puesta a tierra de las columnas.
- d) **Tendido de conductores:** izado y tensado mecánico de cables y el acondicionamiento y limpieza de la franja de seguridad necesaria. Implica el trabajo de grúas, camiones y camionetas.

Etapa operativa:

- e) **Presencia física de columnas y conductores:** considera la inserción permanente de columnas y conductores en el medio natural y social y sus dinámicas.
- f) **Operación:** se refiere a la circulación de la corriente eléctrica con la consecuente generación de campos electromagnéticos, ruidos y otros efectos.
- g) **Mantenimiento:** abarca las tareas generales de limpieza y poda de vegetación en la franja de servidumbre. El mantenimiento de accesos a sitios de obras, el reemplazo y/o reparación de estructuras dañadas o conductores. Implica el tránsito de vehículos livianos y la presencia de operarios

- **Referencias:**

En las Tablas 141, 142, y 143, se representan las referencias utilizadas en la matriz de impacto ambiental.

Tabla 141.- Referencia 1.

SIGNO	- (perjudicial)		+ (beneficioso)
DURACIÓN	T (temporal)		P (permanente)
INTENSIDAD	A (alto)	M (medio)	B (bajo)
DISPERSIÓN	F (focalizado)		D (disperso)

Tabla 142.- Referencia 2.

EFECTOS NEGATIVOS		EFECTOS POSITIVOS	
Alto		Alto	
Medio		Medio	
Bajo		Bajo	

Tabla 143.- Referencia 3.

Temporal	T
Permanente	P
Focalizado	F
Disperso	D

A continuación, se presenta la matriz de evaluación de impactos ambientales (Tabla 144):

Tabla 144.- Matriz de evaluación de impactos ambientales.

Factores ambientales		Ocupación de espacio		Impacto visual				Radio-interferencia		Ruido	Campos de baja frecuencia		Medio socioeconómico-productivo			
		Directo	Indirecto	Paisaje	Flora y Fauna	Patrimonio cultural/histórico	Ríos, lagos, cataratas, etc.	Otras instalaciones	Efecto corona	Descargas disruptivas	Nivel sonoro	Campos eléctricos	Campos magnéticos	Vías de comunicación	Viviendas	Infraestructuras productivas
Etapa constructiva	Obrador	TF		TF												
	Movimientos de máquinas y equipos	TD			TD					TD			TF			
	Montaje de columnas	PF		PF												
	Tendido de conductores	PF		PF										TF		
Etapa operativa	Presencia física de columnas y conductores	PF		PF												
	Operación										PF	PF				
	Mantenimiento									TD				TF		

Resumen de impactos ambientales permanentes

En la Tabla 145 se indican la cantidad de impactos ambientales permanentes ocasionados por el proyecto.

Tabla 145.- Cuantificación de impactos ambientales permanentes.

	ALTOS				MEDIOS				BAJOS			
	-PF	+PF	-PD	+PD	-PF	+PF	-PD	+PD	-PF	+PF	-PD	+PD
Cantidad	0	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	0

6.2 CONCLUSIÓN

Del análisis anterior surge que, desde el punto de vista ambiental, resulta ser un proyecto viable ya que, si bien se presentan impactos negativos permanentes, la mayoría de

estos pueden evitarse, corregirse o compensarse mediante la aplicación de adecuadas medidas de mitigación.

CAPITULO 7 - CÓMPUTO DE MATERIALES Y PRESUPUESTO

A continuación, se elabora una lista donde se detallan los materiales necesarios para el desarrollo del proyecto con sus respectivos costos.

Tabla 146.- Cómputo de materiales y presupuesto.

	Material	Cant	U	Precio uni	Subtotal [\$]	Subtotal [USD]
1	Transformador 160 kVA	1	un	8.365.199,00	8.365.199,00	8.900,00
2	Transformador 250 kVA	2	un	10.526.992,0	21.053.984,00	22.400,00
3	Cable Preens. AL 3x25+1x50+1x16	686	m	7.069,72	4.849.827,92	5.159,89
4	Cable Preens. AL 3x35+1x50+1x16	511	m	8.381,92	4.283.161,12	4.556,99
5	Cable Preens. AL 3x50+1x50+1x16	669	m	10.315,52	6.901.082,88	7.342,28
6	Cable Preens. AL 3x70+1x50+1x16	786	m	11.864,64	9.325.607,04	9.921,81
7	Cable Al/Ac 35/6mm ²	2514	m	1.723,72	4.333.432,08	4.610,48
8	Poste de Eucalipto 7.5 m	69	un	41.838,90	2.886.884,10	3.071,45
9	Columna H°A° PRET 7.5R1200	37	un	324.763,03	12.016.232,11	12.784,45
10	Poste de Eucalipto 16 m	5	un	137.600,00	688.000,00	731,98
11	Columna H°A° PRET 15.5R1100	6	un	950.300,00	5.701.800,00	6.066,33
12	Columna H°A° PRET 15.5R3000	2	un	1.680.000,00	3.360.000,00	3.574,81
13	Columna H°A° PRET 15.5R1100	1	un	950.300,00	950.300,00	1.011,05
14	Vínculos para poste retención horm	3	un	2.341.656,00	7.024.968,00	7.474,09
15	Secc unipolar cuchilla 15kV 400A	9	un	24.294,52	218.650,68	232,63
16	Secc tipo XS 14.4 kV 100 A	9	un	157.658,61	1.418.927,49	1.509,64
17	Fusible t/positrol 13.2 kV 10 A	3	un	11.921,29	35.763,87	38,05
18	Fusible t/positrol 13.2 kV 20 A	6	un	14.158,57	84.951,42	90,38
19	Descargador DB Ozon 8.5 kV 5 kA	9	un	68.946,65	620.519,85	660,19
20	Fusible NH 315A 50 kA	9	un	19.018,76	171.168,84	182,11
21	Fusible NH 125A 50 kA	3	un	15.608,45	46.825,35	49,82
22	Fusible NH 100A 50 kA	12	un	14.000,00	168.000,00	178,74
23	Fusible NH 80A 50 kA	12	un	8.500,00	102.000,00	108,52
24	Fusible NH 63A 50 kA	3	un	5.700,00	17.100,00	18,19
25	Fusible NH 4A 50 kA	9	un	5.810,86	52.297,74	55,64
26	Fusible NH 2A 50 kA	12	un	5.810,86	69.730,32	74,19
27	Conjunto de PAT protección	43	un	59.726,52	2.568.240,36	2.732,43
28	Conjunto de PAT servicio	20	un	93.402,55	1.868.051,00	1.987,48
29	Conjunto de PAT SET	3	un	926.051,00	2.778.153,00	2.955,76
30	Conjunto de suspensión	18	un	16.000,00	288.000,00	306,41
31	Conjunto retención	24	un	50.000,00	1.200.000,00	1.276,72
32	Luminarias	54	un	90.000,00	4.860.000,00	5.170,71
33	Brazos de luminarias	54	un	30.000,00	1.620.000,00	1.723,57
					Total [USD]	\$ 116.956,79

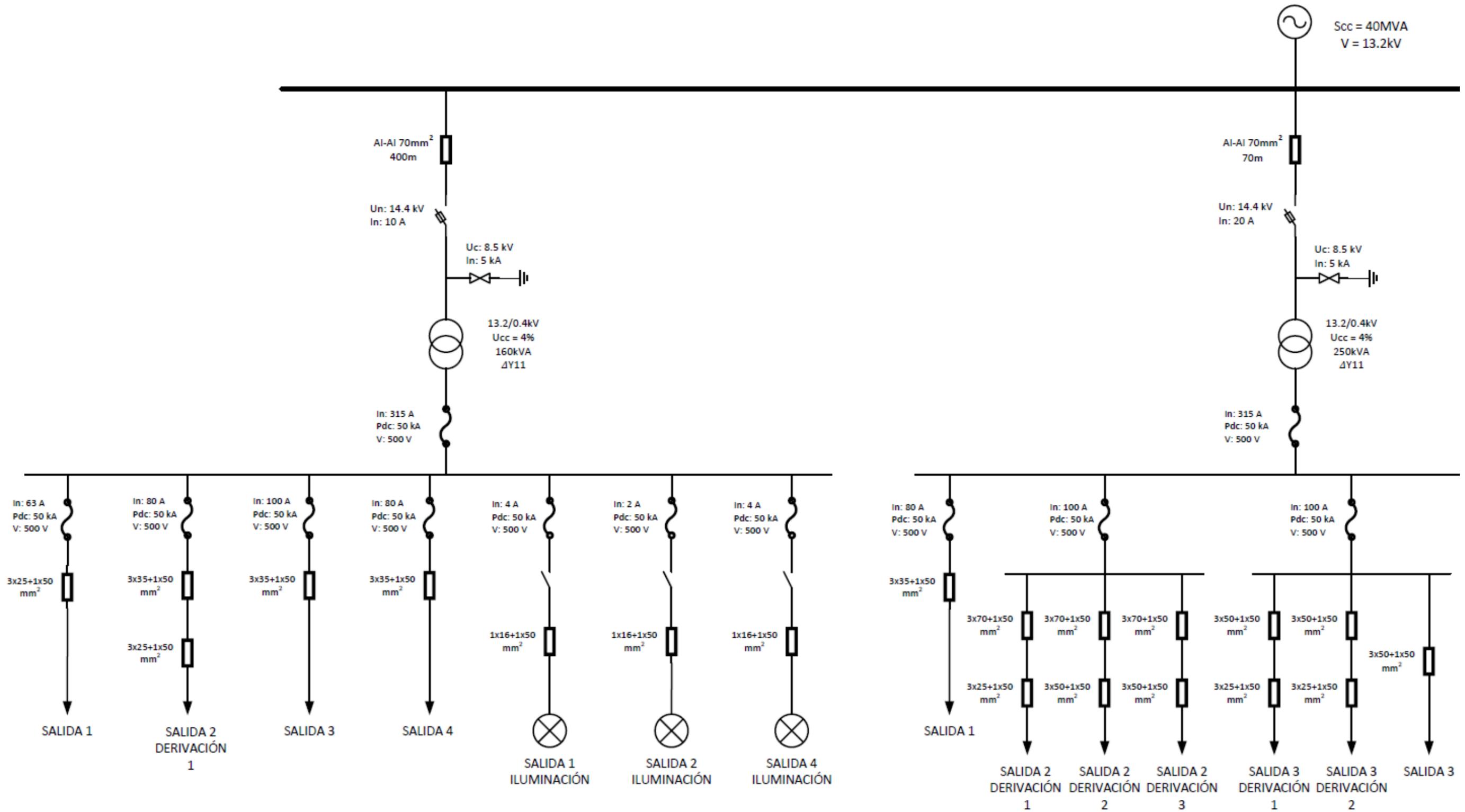
Los materiales considerados son algunos del total necesarios para el proyecto. Esto se toma de manera de estimar el costo de materiales que involucra la obra. Los precios en pesos argentinos se convierten a dólar considerando un valor de cambio de 1 dólar = \$ 939.91.

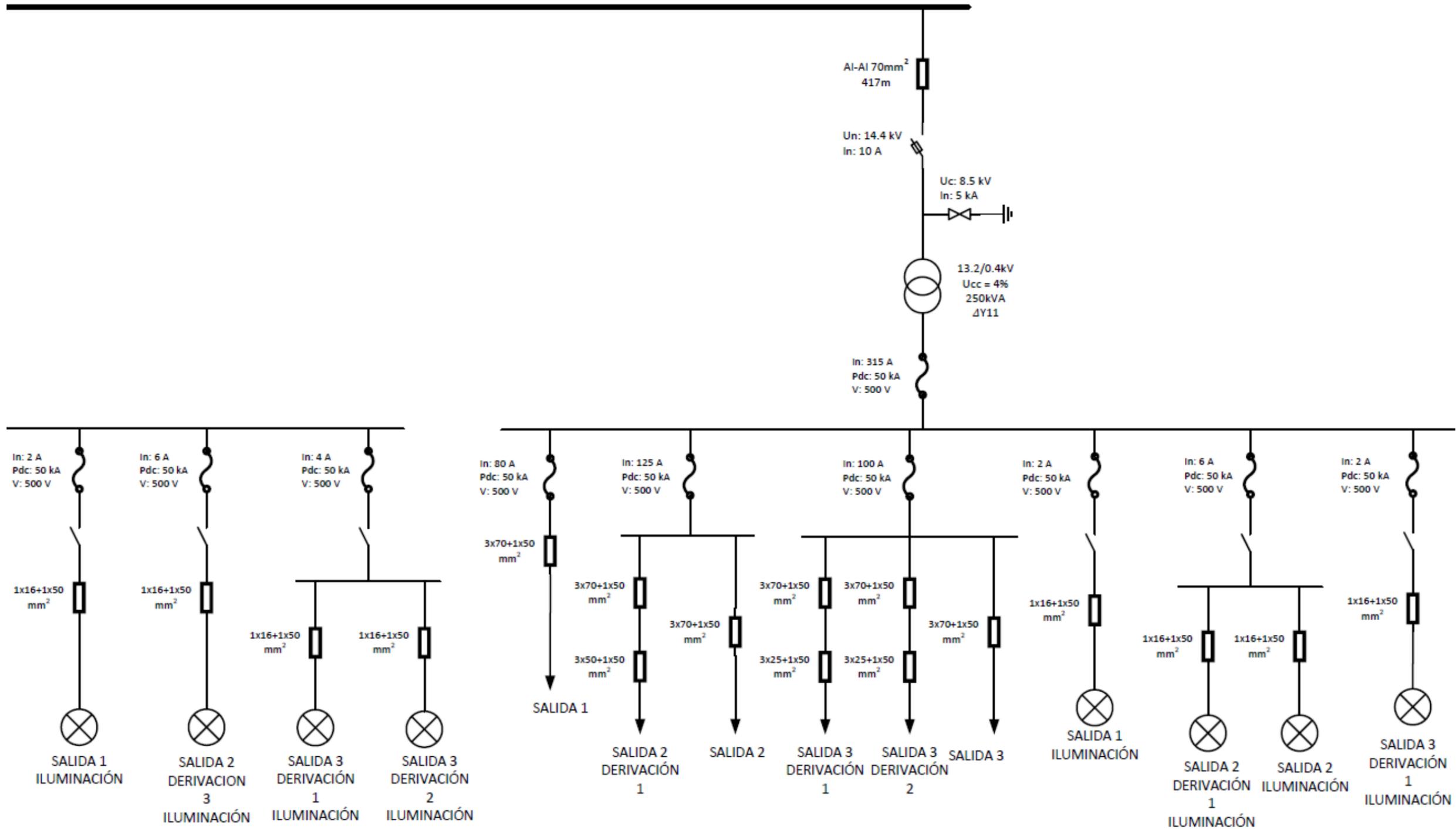
El costo real de la obra se obtiene de considerar también los costos de mano de obra, maquinarias y servicios. En este apartado no se realiza dicho desarrollo.

CAPÍTULO 8 - CONCLUSIÓN

Como hemos visto a lo largo del proyecto, se logra diseñar una red de distribución eléctrica bajo las normativas vigentes referidas al tema. De esta manera, el barrio de la localidad de Bahía Blanca contaría con un suministro eléctrico seguro, funcional, duradero en el tiempo y capaz de soportar los efectos del ambiente. Al mismo tiempo se resuelven los problemas originales planteados (suministro con cortes de energía frecuentes debido a sobrecargas en el sistema, y conexiones clandestinas e inseguras) como también inconvenientes futuros debidos a un aumento de la demanda en los años a venir.

ANEXO 1 - DIAGRAMA UNIFILAR





ANEXO 2 - DATOS DE LOS CONDUCTORES DE BT

CIMET.COM

CIMET OPTEL
ENERGÍA QUE CONECTA

CABLES PRENSAMBLADOS CMXA

BAJA TENSIÓN

DESCRIPCIÓN

Cable preensamblado con conductores de aluminio aislados con polietileno reticulado color negro (XLPE), para tensiones de servicio en corriente alterna de hasta 0.6/1 kV.

APLICACIÓN

Líneas aéreas de distribución de energía eléctrica donde se requiera una alta confiabilidad de servicio. Por ser un conjunto trifásico de pequeñas dimensiones comparado a una línea abierta convencional, se logra un menor impacto ambiental y menores podas de árboles. También se disminuyen notablemente el número de accesorios para su montaje y los valores de caída de tensión.

NORMAS DE FABRICACIÓN Y ENSAYOS

IRAM 2263. No obstante, estamos en condiciones de atender los requisitos exigidos por otras normas o especificaciones.

CONSTITUCIÓN

> Conductores:

Fases y alumbrado: aluminio puro, formación circular compacta, clase 2 según norma IRAM NM 280.

Neutro: aleación de aluminio, formación circular no compacta.

> Aislación:

Polietileno reticulado (XLPE) color negro, de elevada resistencia a la intemperie y a los rayos ultravioletas, apto para trabajar a una temperatura máxima en el conductor de 90 °C en condiciones normales, 130 °C en condiciones de emergencia y 250 °C en condiciones de cortocircuito.

La identificación de los conductores se realiza de la siguiente manera:

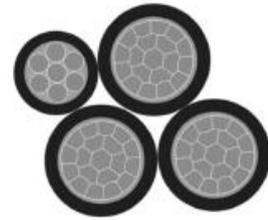
Fases: mediante números.

Neutro: nervadura longitudinal.

Alumbrado público: se identifica uno solo de ellos mediante la sigla AP16 o AP25, según corresponda.

> Conformación

Los conductores de fase más el neutro portante y los eventuales conductores de alumbrado se cablean a espiral visible.



DATOS DIMENSIONALES Y CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS DEL CABLE COMPLETO

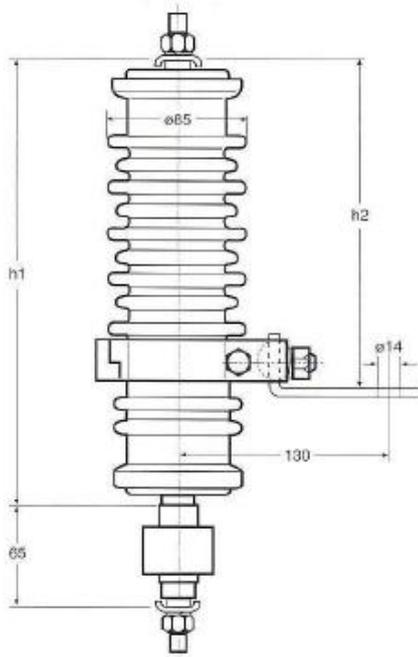
SECCIÓN	DIÁMETRO DEL HAZ APROXIMADO	MASA APROXIMADA	CORRIENTE ADMISIBLE (1)	RESISTENCIA ELÉCTRICA MÁXIMA A 90 °C EN CA (2)	REACTANCIA INDUCTIVA	CAÍDA DE TENSIÓN (3)	
						A 60 °C	A 90 °C
n x mm ²	mm	kg/km	A	ohm/km	ohm/km	V/A km	V/A km
3x25+1x50	24	506	80	1,539	0,096	2,03	2,23
3x35+1x50	26	618	100	1,113	0,094	1,49	1,64
3x50+1x50	29	747	120	0,822	0,090	1,13	1,23
3x70+1x50	32	952	155	0,568	0,089	0,81	0,88
3x95+1x50	36	1.216	195	0,410	0,087	0,61	0,66
3x120+1x70	40	1.536	232	0,324	0,084	0,49	0,54
3x150+1x70	43	1.784	268	0,264	0,080	0,41	0,45
3x185+1x95	47	2.222	311	0,210	0,077	0,34	0,37
3x25+1x50+1x16	25	571	80	1,539	0,096	2,03	2,23
3x35+1x50+1x16	28	683	100	1,113	0,094	1,49	1,64
3x50+1x50+1x16	30	812	120	0,822	0,090	1,13	1,23
3x70+1x50+1x16	33	1.017	155	0,568	0,089	0,81	0,88
3x95+1x50+1x16	37	1.281	195	0,410	0,087	0,61	0,66
3x120+1x70+1x16	41	1.601	232	0,324	0,084	0,49	0,54
3x150+1x70+1x16	44	1.849	268	0,264	0,080	0,41	0,45
3x185+1x95+1x16	48	2.287	311	0,210	0,077	0,34	0,37

ANEXO 3 – DATOS DEL DESCARGADOR



DESCARGADORES DE SOBRETENSION DE OXIDO DE ZINC Con envoltura aislante de porcelana

Modelo: **DB OZn (5 kA)**



Normas: IRAM 2472 - IEC 60099-4

Tensiones nominales: 3-36 kVef

Corriente nominal de descarga: 5 kAc

Frecuencia nominal: 50/60 Hz

Corriente de impulso nominales:

Con onda 8/20 μ s: 5k Ac

Con onda 2000 μ s: 125 Ac

Con onda 4/10 μ s: 65 kAc

Altura máxima de instalación: 2000 m.

ANEXO 4 – DATOS DEL SECCIONADOR FUSIBLE

Seccionador Autodesconectador Tipo XS



El **Seccionador Tipo XS** combinado con Fusibles POSITROL® provee una protección completa o de amplio espectro, para todo tipo de fallas en sistemas de distribución aérea de 13,2 a 33 kV. Aplicación: Transformadores, Bancos de Capacitores, Cables y Líneas.

El término “protección de alto espectro” indica que el seccionador interrumpe todas las fallas: desde la más baja corriente que funde el fusible POSITROL®, hasta la capacidad de interrupción máxima, bajo todas las condiciones de tensión transitoria de recuperación (TTR).

Todos los seccionadores Tipo XS emplean un innovador desarrollo: apertura sencilla, hacia abajo. Una característica especialmente importante donde el escape de gases debe mantenerse fuera de las otras fases.

Su robustez lo hace extremadamente confiable frente a altas corrientes de falla, soportando los esfuerzos a los cuales puede ser sometido por el uso.

Una característica distintiva es que su contacto superior e inferior son plateados y ajustados por un resorte de respaldo que provee alta presión de contacto, con superficies realzadas para una acción autolimpiante eficiente, arrojando como resultado una mínima resistencia eléctrica de contacto.

Modelo	Tensión Nominal (Kv)	Corriente Nominal (A)	Interrupción Asimétrica (kA)	Nivel de Aislación (Kv BIL)
89031	14,4	100	16	110
89032	25	100	12	125
89072	25	200	10	125
89053	34,5	100	12	170



DESDE 1948 COMPROMETIDOS CON LA CALIDAD



**FAMMIE
FAMI S.A.**

ANEXO 5 – DATOS DEL SECCIONADOR UNIPOLAR A CUCHILLA

Seccionador Unipolar a cuchilla - Famibuster/Bypass

Todas sus partes conductivas son de cobre electrolítico estañado (o plateado, bajo pedido). Su anilla articulada posee un seguro de apertura que opera únicamente cuando se maniobra con una pértiga. Los aisladores son de porcelana con amplia línea de fuga de color gris cielo o de resina cicloalifática. Las partes ferrosas son galvanizadas en caliente. **No incluyen morsetos de conexión**, los cuales se proveen bajo pedido.

Modelo FAMI-BUSTER

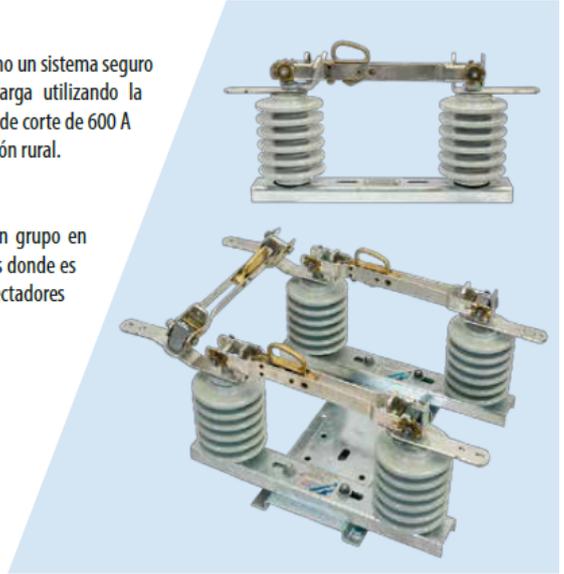
Especialmente indicado para sistemas trifásicos, operación polo por polo, como un sistema seguro y económico de seccionamiento. Se transforma en Seccionador Bajo Carga utilizando la herramienta **Loadbuster®** de S&C, montada en una pértiga, con capacidad de corte de 600 A a tensión nominal. Su aplicación es indispensable en sistemas de electrificación rural.

Modelo FAMI-BUSTER BYPASS

Está constituido por tres seccionadores a cuchilla unipolares, montados en grupo en forma de "U" sobre una base única. Es indicado para instalaciones en lugares donde es necesario realizar tareas de mantenimiento e inspección periódica en reconectores o regulares de tensión, sin interrumpir el servicio.

Características Técnicas

Modelo	FAMIBUSTER BYPASS
Tensión Nominal (kV)	15 a 33 kV
Corriente Nominal (A)	400 - 600 600
Montaje	Vertical Invertido
Accionamiento	Manual a pértiga
Icc (1 seg)	16 kA
Icc (cresta)	40 kA



DESDE 1948 COMPROMETIDOS CON LA CALIDAD



FAMIE
FAMI S.A.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] AEA (Asociación Electrotécnica Argentina) 90364-7-771, “Reglas particulares para la ejecución de las instalaciones eléctricas en inmuebles”, Edición 2006.
- [2] IRAM 11601, “Aislamiento térmico de edificios – Método de cálculo”. Edición 2002
- [3] IRAM 11605, “Acondicionamiento térmico de edificios – Condiciones de habitabilidad en edificios”, Edición 1996.
- [4] IRAM 11603, “Acondicionamiento térmico de edificios - Clasificación bioambiental de la República Argentina”, Edición 2011
- [5] IRAM 11604, “Aislamiento térmico de edificios”, Edición 2001.
- [6] Di Prátula, Horacio. “Distribución Urbana de la Energía Eléctrica en BT”, Cátedra Generación, Transmisión y Distribución de la Energía Eléctrica, FRBB UTN, Bahía Blanca.
- [7] Pistonesi, Carlos. “Unidad de competencia N°1: obtención de la demanda”, Cátedra Instalaciones eléctricas y luminotecnía, FRBB UTN, Bahía Blanca.
- [8] Pistonesi, Carlos. “Unidad de competencia N°2: Análisis del cortocircuito en redes eléctricas de baja tensión”, Cátedra Instalaciones eléctricas y luminotecnía, FRBB UTN, Bahía Blanca.
- [9] IEC 60269-1, “Low voltage fuses – Part 1: General requirements”, Edición 2006.
- [10] DPE (Dirección Provincial de la Energía), de la Provincia de Buenos Aires.
- [11] AEA (Asociación Electrotécnica Argentina) 95201, “Reglamentación para líneas eléctricas aéreas exteriores de baja tensión”, Edición 2009.
- [12] AEA (Asociación Electrotécnica Argentina) 95401, “Reglamentación sobre centros de transformación y suministro en media tensión”, Edición Agosto 2006.
- [13] AEA (Asociación Electrotécnica Argentina) 95301, “Reglamentación de líneas aéreas exteriores de media y alta tensión”, Edición Noviembre 2007.
- [14] IEC 60099-4 / UNE-EN 60099-4, “Pararrayos de óxido metálico sin explosores para sistemas de corriente alterna”, Edición 2016.
- [15] IEC 60071-1 / UNE-EN 60071-1, “Coordinación de aislamiento. Parte 1: Definiciones, principios y reglas.”, Edición 2020.

[16] Software: DIAL GMBH, "DIALux 4.13.0.1", versión 2017.

[17] IRAM-AADL J 2022-2, Alumbrado Público - Vías de tránsito - Parte 2 - Clasificación y niveles de iluminación.

[18] Resolución ENRE 1725/98, Edición: 1998.

[19] Resolución SE 0077/1998, Edición 1998