AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AREA RURAL DEL MUNICIPIO DE ARAUQUITA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA

DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA VEREDA EL OASIS, MATA OSCURA B, JARDINES Y SAN MIGUEL EN EL MUNICIPIO DE ARAUQUITA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA

PROYECTISTA: JOSE LEONARDO CESPEDES ZAPATA
MATRICULA PROFESIONAL
CN 205-34091

ARAUCA, AGOSTO DE 2026

MEMORIAS DE CÁLCULO

GOBERNACIÓN DE ARAUCA
Calle 20 Carrera 21 Esquina, Telefax 8851946; Código Postal 810001
Arauca-Arauca (Colombia). E-mail: archivogeneral@arauca.gov.co
NIT. 800102838 - 5

Tabla de contenido

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO 5

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 6

2.1. OBJETIVO 6

2.2. PUNTO DE DERIVACIÓN 6

2.3. SUBESTACIÓN 6

2.4. PLANOS ELÉCTRICOS 6

2.5. RED EN BAJA TENSIÓN 6

2.6. INSTALACIONES INTERNAS 6

3. DISEÑO DETALLADO 6

3.1. ANALISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS 6

3.2. ANALISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS 8

3.3. ANÁLISIS Y CUADRO DE CARGA INICIALES Y FUTURAS. 13

3.4. ANALISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 13

3.5. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA 15

3.6. ANALISIS DE NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO 20

3.7. CALCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNETICOS PARA ASEGURAR QUE EN ESPACIOS DESTINADOS A ACTIVIDADES RUTINARIAS DE LAS PERSONAL, NO SE SUPEREN LOS LIMITES DE EXPOSICIÓN DEFINIDOS EN LA TABLA 14.1 20

3.8. CALCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA 20

3.9. CALCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (Artículo 15. Sistema de puesta a tierra RETIE-2013) 21

3.10. CALCULO ECONÓMICO DE LOS CONDUCTORES 26

3.11. CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR EN RED PRIMARIA BIFÁSICA 26

3.12. CALCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE 30

3.13. CALCULO DE CANALIZACIONES 30

3.14. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGÍA 30

3.15. CALCULO DE REGULACIÓN 30

3.16. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS 31

3.17. ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES 31

3.18. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN 31

3.19. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES 31

3.19.1. CALCULO DEL MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA 31

3.19.2. SOBRETENSIONES 31

3.19.3. CÁLCULO DEL BAJANTE DEL TRANSFORMADOR 32

3.19.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y RECOMENDACIONES 32

3.20. DISTANCIAS DE SEGURIDAD 32

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

NOMBRE PROYECTO: Ampliación De La Cobertura Del Servicio De Energía Eléctrica En El Área Rural Del Municipio De Arauquita, Departamento De Arauca.

UBICACIÓN: ZONA RURAL MUNICIPIO DE ARAUQUITA

TIPO DE SERVICIO: Residencial Estrato 1

NÚMERO DE USUARIOS 28 Usuarios.

DEMANDA MÁXIMA POR USUARIO:

Demanda Año cero: 2.126 KVA
Demanda proyectada 8 años: 2.694 KVA
Demanda proyectada 15 años: 3.313 KVA

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA: *95 kVA.*

NÚMERO DE TRANSFORMADORES *19 de 5 kVA*

LÍNEAS Y REDES
Red MT: *4,110 km.*
Red BT: *1,440 km.*

TIPO DE RED: Disposición Horizontal con cable ACSR

CARGA INSTALADA POR VIVIENDA: *2.126, kVA*

DISEÑO INSTALACIONES INTERNAS:

SALIDA	DEMANDA		
	CANTIDAD	POTENCIA (W)	TOTAL (W)
Alumbrado Normal	4	25	100
Tomacorriente Normal	4	180	720
Tomacorriente Especial	1	1.200	1.200
TOTAL POTENCIA ACTIVA INSTALADA			2.020
FACTOR DE POTENCIA		0,95	
TOTAL POTENCIA APARENTE EN VA		2.126	

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. OBJETIVO

Elaborar el diseño y las memorias de cálculo de las instalaciones eléctricas (Red General en M.T., Subestación Tipo Poste, Red Trenzada en B.T.) para suministrar energía a 28 viviendas ubicadas en las veredas El Oasis, Mata Oscura B, Jardines y San Miguel Del Municipio de Arauquita en el Departamento de Arauca, para sus respectiva revisión, aprobación y consecución de recursos, que permita la construcción de la infraestructura eléctrica requerida evidenciada en este proyecto de inversión.

2.2. PUNTO DE DERIVACIÓN

La Acometida General para el presente proyecto será aérea en M.T. y se tomará de la red existente a 13,8 kV más cercana en las veredas El Oasis, Mata Oscura B, Jardines y San Miguel Del Municipio de Arauquita en el Departamento de Arauca.

2.3. SUBESTACIÓN

Las subestaciones eléctricas serán unidades transformadoras monofásicas, del tipo aéreo, con transformadores de distribución de la potencia requerida según los cálculos indicados en el aparte "CRITERIO DE SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR y en los cálculos regulación Eléctrica en el Anexo N° 1", montados en estructuras sencillas de postes de concreto de 12m x 510 kg-f, las redes de distribución primaria y como secundaria estarán dispuestas en disposición Red Trenzada.

Las subestaciones a montar transformarán energía de 13200 VCA a 240-120 VCA, y se protegerán eléctricamente en el lado de Media Tensión con las unidades electromecánicas indicadas en el aparte "SOBRECORRIENTES".

2.4. PLANOS ELÉCTRICOS

El presente proyecto incluye los diagramas eléctricos en el aparte de Planos Eléctricos relacionados como sigue:

a) Plano No 1 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Vereda Mata Oscura.
b) Plano No 2 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Veredas El Oasis, Jardines y San Miguel.
c) Plano No 1 de 1, Localización.

2.5. RED EN BAJA TENSIÓN

La red de baja tensión se proyecta aérea en conductor THW Calibre N° 2 AWG desde bornes del Transformador hasta el punto de derivación (percha), la subestación llevará además una protección de corte en baja tensión apropiada para la potencia específica en cada caso, la acometida de las viviendas se hará en conductor aislado N° 8 AWG y el conductor TRENZADA 2N° 2 + 1N° 2 AWG ALUMINIO será el conductor principal de los tramos entre bajante de S/E y acometidas de usuarios siempre y cuando los cálculos de regulación lo permitan, en caso contrario se utilizará conductor TRENZADA 2N° 1/0 + 1N° 1/0 AWG ALUMINIO en los tramos en que sea necesario.

2.6. INSTALACIONES INTERNAS

La construcción debe cumplir lo establecido en las normas de diseño de la Empresa de Energía de Arauca (ENELAR E.S.P.), el Código Eléctrico Nacional NTC 2050 y el Reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE).

3. DISEÑO DETALLADO

3.1. ANALISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS

Como todas las instalaciones eléctricas son consideradas por el RETIE como peligro inminente o de alto riesgo, cuando carecen de las medidas de protecciones, frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como Arco Eléctrico, Contacto Directo e Indirecto con partes energizadas, Sobretensiones, Sobrecarga, Cortocircuito y Rayo; se hace necesario evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico en la instalación de redes de media y baja tensión, mediante la utilización de la Matriz de análisis de riesgo, según el artículo 1.5.1 del RETIE – 2026.

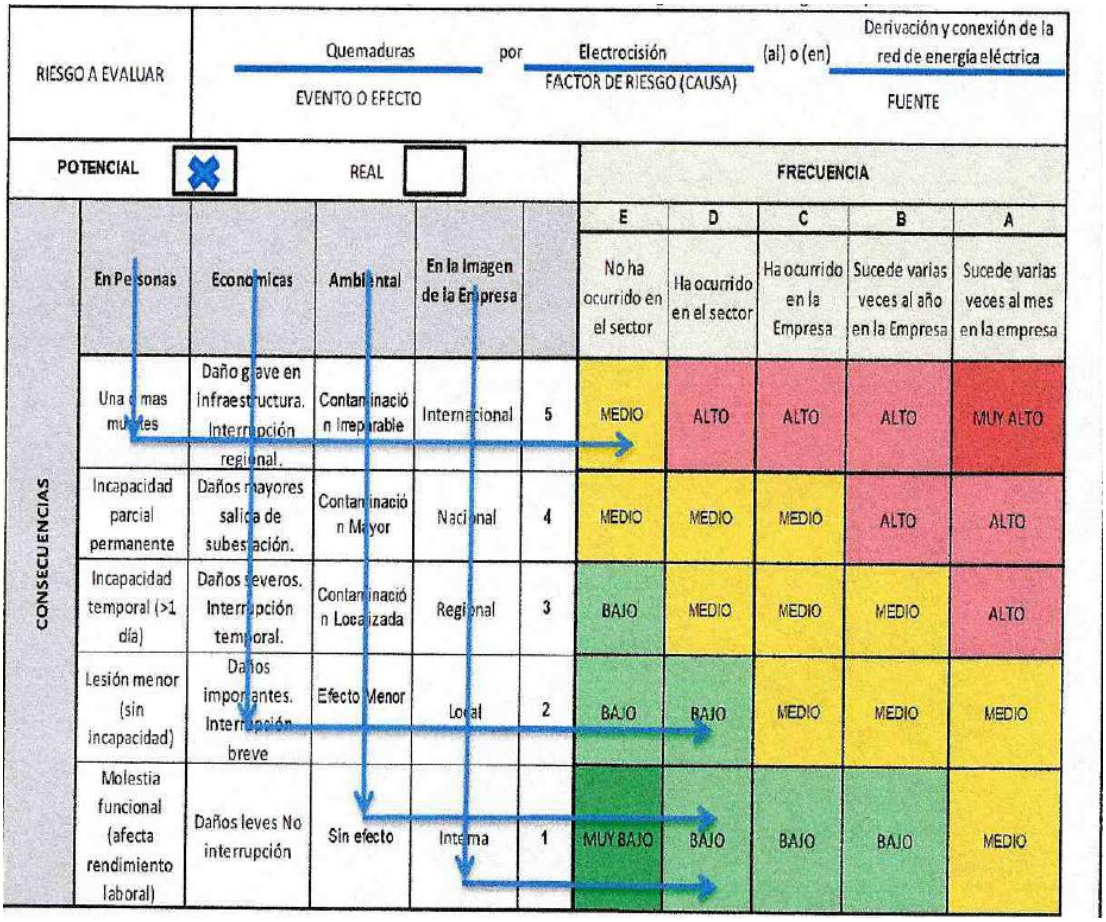
El Articulo 1.5.1 del RETIE 2026 tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todo lugar donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

Evaluar el nivel o grado de riesgo (bajo, medio, alto, muy alto) de tipo eléctrico para determinar la existencia de alto riesgo y así poder establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida animal y vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico.

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se aplicará la siguiente matriz para la toma de decisiones.

METODOLOGÍA. Artículo 1.5.1.4.1. RETIE 2026

a) Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
b) Definir si el riesgo es potencial o real.
c) Determinar las consecuencias para las personas o animales, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
d) Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, e, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
e) Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
f.) Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel de riesgo.
g) Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 9.



RIESGO A EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	por	Electrocisión (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Derivación y conexión de la red de energía eléctrica (FUENTE)

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambiental	En la Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación Irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores salida de subestación.	Contaminación Mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación Localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto Menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

3.2. ANALISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

EVALUACIÓN DE RIESGO POR RAYOS BAJO LA METODOLIGÍA DE LA NTC 4552 (IEC 6205-2)

La metodología usada por la IEC 62305-2 y homologada por la norma técnica colombiana NTC 4552-2, evalúa el riesgo por rayos a partir de la fuente primaria: la corriente del rayo. Dependiendo de la ubicación de la estructura con respecto al punto de impacto se consideran cuatro fuentes de daños (S), las cuales producen tres tipos de daños (D) y cuatro tipos de pérdidas (L).

En función del punto de impacto, se puede distinguir las siguientes fuentes de daño:

- S1: Rayos que impactan directamente la estructura.
- S2: Rayos que impactan cerca de la estructura.
- S3: Rayos que impactan directamente a una red de servicio que entra a la estructura.
- S4: Rayos que impactan cerca de una red de servicios que entran a la estructura.

Una descarga puede producir daños en función de las características del objeto a proteger, algunas de las características más importantes son: tipo de construcción, contenido y sus aplicaciones, tipo de servicios y medidas de protección preventivas.

Para aplicaciones prácticas de evaluación de riesgo, es importante distinguir entre tres tipos básicos de daños que pueden suceder como consecuencia de las descargas atmosféricas tipo rayo:

- D1: Daños a los seres vivos.
- D2: Daños físicos.
- D3: Fallas en sistemas eléctricos y electrónicos.

Cada tipo de daño por si solo o en combinación con otro, pueden producir pérdidas en la estructura a proteger. El tipo de pérdida que puede aparecer depende de las características de la estructura y su contenido. Dado lo anterior, se deben considerar los siguientes tipos de pérdidas:

- L1: Pérdida de vidas humanas.
- L2: Pérdida de servicios públicos.
- L3: Pérdida de bienes culturales.
- L4: Pérdida económicas.

		Estructura	
Punto de impacto	Fuente del daño	Tipo de daño	Tipo de pérdidas
	S1	D1 D2 D3	L1, L4[2] L1, L2, L3, L4 L1[1], L2, L4
	S2	D3	L1[1], L2, L4
	S3	D1 D2 D3	L1, L4[2] L1, L2, L3, L4 L1[1], L2, L4
	S4	D3	L1[1], L2, L4

Fuente de daño, Tipo de daño y Tipo de pérdida en función de punto de impacto

1) Sólo para estructuras con riesgo de explosión y para hospitales o estructuras en las que las fallas de los sistemas internos dan lugar a un riesgo inmediato para la vida humana.
2) Sólo para propiedades donde puedan producirse pérdidas de animales.

Los siguientes riesgos deben considerarse, correspondientes a los tipos de pérdida descritos anteriormente:

- R1 Riesgo de pérdida de vidas humanas.
- R2 Riesgo de pérdida de servicios públicos domiciliarios.
- R3 Riesgo de pérdida del patrimonio cultural.
- R4 Riesgo de pérdida de valor económico.

La protección contra rayos es necearía si el riesgo R(R1 a R3) es más alto que el nivel tolerable RT

$$R>RT$$

En este caso la medida de protección será adoptada en orden de reducir el riesgo R(R1 a R3) al nivel tolerable RT

$$R\leq RT$$

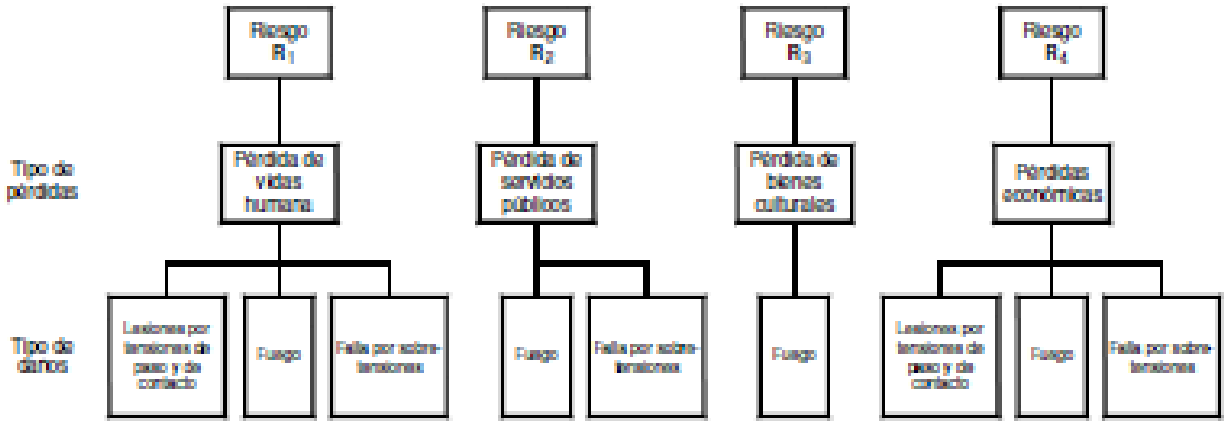
Para evaluar el riesgo R, se debe evaluar primero los riesgos parciales asociados a cada fuente y tipo de daño, cada uno de estos riesgos parciales se conocen como una componente de riesgo y depende del número de eventos peligrosos N, de la probabilidad de daño P y de la pérdida asociada L.

$$Rx=Nx*Px*Lx$$

El número de eventos peligrosos Nx depende de la densidad de descargas a tierra (DDT), el área equivalente de la estructura a proteger, características propias de la estructura, objetos que la rodean, factores ambientales entre otros. La probabilidad de daño Px, se ve afectada por las características de la estructura a proteger y las medidas de protección aplicadas. Las pérdidas Lx se ven afectadas por el uso que se le da a la estructura, concentración de personas, tipo de servicios públicos y el valor de los bienes afectados.

Los tipos de pérdida que resulten de tipo de daño y la relación con el riesgo se muestran en la siguiente figura.

TIPO DE PERDIDAS COMO RESULTADO DE DIFERENTES TIPOS DE DAÑO



PROCEDIMIENTO PARA DEFINIR LA NECCESIDAD DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Identificar la estructura a proteger

↓

Identificar los tipos de perdidas correspondientes a la estructura o el servicio a protege

↓

Para cada tipo de pérdidas:
- Identidicar el riesgo tolerable Rx
- Identificar y calcular todos los compnentes de riesgo Rx

↓

Calcular R=ΣRx

↓

R>Rx → No → Estrctura o servicio protegido para este tipo de pérdida

↓ si

Instalar las medidas de protección adecuadas para reducir R

COMPONENTES DEL RIESGO A CONSIDERAR EN UNA ESTRUCUTRA PARA CADA TIPO DE PÉRDIDA

Fuente de daño	Descarga en la estructura S1			Descarga cerca de la estructura S2	Descarga en una línea conectada a la estructura S3			Descarga cerca de una línea conectada a la estructura S4
Componente del riesgo	R_A	R_B	R_C	R_M	R_U	R_V	R_W	R_Z
Riesgo para cada tipo de pérdidas								
R_1	*	*	* 1)	* 1)	*	*	* 1)	* 1)
R_2		*	*	*		*	*	*
R_3		*				*		
R_4	* 2)	*	*	*	* 2)	*	*	*

1) Sólo para estructuras con riesgo de explosión y hospitales u otras estructuras en las que el fallo de los sistemas internos ponga en peligro inmediato la vida humana.

2) Sólo para propiedades donde puede producirse pérdida de animales.

VALORES DE RIESGO TOLERABLES

Los valores de riesgo tolerables indicados en la NTC 4552-2, se relacionan en la siguiente tabla:

RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO ESENCIAL	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL	RIESGO DE PÉRDIDA ECONÓMICA
R_1	R_2	R_3	R_4
1E-05	1E-03	1E-03	1E-04

A continuación, se presentan las variables identificadas para la estructura en cuestión:

DIMENCIONES DE LA ESTRUCTURA

Largo de la estructura **L** (m)	204
Ancho de la estructura **W** (m)	2,4
Altura máxima de la estructura **H** (m)	10,4
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	☐
Altura máxima de la estructura **Hp** (m)	0
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km²-año) **DDT**	1

CARACTERISTICAS DEL ENTORNO

Seleccione la localizacion de la estructura a ser protegida.	Rodeado de objetos o árboles de igual al
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Urbano (entre 10 y 20 m de altura)
Selecione el tipo de suelo en el **interior** de la estructura	Prado, concreto.
Selecione el tipo de suelo en el **exterior** de la estructura	Prado, concreto.

ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYOS

Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección	☐
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas	☐
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo	☐
	Avisos de advertencia	☑
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas	☑
Selecione el nivel de protección de la estructura		
Nivel I de proteccion contra rayos con acero de refuerzo como bajante		
Seleccione el sistema de protección interno adoptado en el edificio.	Sin sistema de protección interno	
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1mm y 0,5 mm marque la casilla.		☐
Tipo de cableado interno	Sin apantallamiento y pequeños lazos inductivos (misma canalizaci	

FACTORES PARA LA EVALUACIÓN DE PÉRDIDAS

Marque si pueden haber personas expuestas a tensiones de paso y de contacto dentro de la estructura, fuera de la estructura o en ambas ubicaciones.	☐ Dentro de la estructura ☑ Fuera de la estructura
Pérdidas por sobretensiones en instalaciones con sistemas eléctricos críticos.	Sistemas eléctricos o electrónicos no críti
Selecione el riesgo por fuego en la estructura.	Mínimo
Selecione la medida de prevención para reducir las consecuencias por fuego.	
Sin medida de prevención	
Selecione la situación especial de peligro.	
Sin situación especial de peligro o riesgo.	
PÉRDIDA DE SERVICIOS ESCENCIALES	
Selecione el tipo de servicio público que no se debería perder.	TV, Telecomunicaciones, Suministro de potencia
PÉRDIDA DE HERENCIA CULTURAL IRREEMPLAZABLE	
Seleccione si existe herencia cultural irreemplazable en la edificiación.	☐

De las variables y factores presentados en las tablas anteriores, se tienen los siguientes resultados para las diferentes fuentes de daño y para los diferentes tipos de daño y tipo de pérdida:

RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL

R_1	R_2	R_3	
0,0000E+00	8,23E-06	0,00E+00	VALORES DE RIESGO CALCULADO

R_1	R_2	R_3	
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-03	VALORES DE RIESGO TOLERABLE

R_1	R_2	R_3	
OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO	OK!!! RIESGO CONTROLADO	CONTROL DEL RIESGO

3.3. ANÁLISIS Y CUADRO DE CARGA INICIALES Y FUTURAS.

CUADRO N° 1
CARGA INSTALADA
SALIDAS POR CASA

SALIDA	DEMANDA		
	CANTIDAD	POTENCIA (W)	TOTAL (W)
Alumbrado Normal	4	25	100
Tomacorriente Normal	4	180	720
Tomacorriente Especial	1	1.200	1.200
TOTAL POTENCIA ACTIVA INSTALADA			2.020
FACTOR DE POTENCIA		0,95	
TOTAL POTENCIA APARENTE EN VA		2.126	

CUADRO N° 2

DEMANDA MAXIMA POR USUARIO

TIPO DE OCUPACION	PARTE DE LA CARGA QUE SE APLICA EL FACTOR DE DEMANDA	FACTOR DE DEMANDA	DEMANDA TOTAL (VA)
CARGA INSTALADA POR UNIDAD DE VIVIENDA			2.126
UNIDADES DE VIVIENDA	Los Primeros 3,000VA	100%	2.126
	De 3,000 a 120,000VA	35%	0
	A partir de 120,000VA	25%	0
TOTAL POTENCIA APARENTE INSTALADA			2.126
Tasa de Crecimiento Vegetativo		3,00%	
Demanda Máxima a 8 Años			2.694
Demanda Máxima a 15 Años			3.313

FUENTE: Normas para el Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de ENELAR E.S.P., Capitulo 3, Numeral 3, Arauca, 2005.

3.4. ANALISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO

Niveles de aislamiento normalizados para redes de Media Tensión.

TENSIÓN EN kV	NIVEL DE AISLAMIENTO – BIL (kV)
13.2	110
34.5	200

Se debe tener en cuenta la distancia mínima de fuga de los aisladores empleados en la construcción de la línea en Media Tensión.

Norma de Ensayo	Clase ANSI (C29.2-1992)
Clase	52-1
Tipo	Suspensión
Material	Porcelana
Distancia de arco (mm)	114
Distancia de fuga (mm)	180
Resistencia electromecánica kN	44.5
Resistencia al impacto kN	5
Prueba de carga de rutina kN	22
Prueba de carga sostenida kN	27
Carga máxima de trabajo kN	22
Flameo de baja frecuencia en seco kV	60
Flameo de baja frecuencia en húmedo kV	30
Flameo critico al impulso positivo kV	100
Flameo critico al impulso negativo kV	100
Voltaje de perforación a baja frecuencia kV	80
Voltaje de prueba RMS a tierra kV	7.5
RIV máximo a 1000 kHz, µV	50

La distancia total de fuga Dt se calcula con la siguiente ecuación.

$$Dt = \frac{Vmax}{\sqrt{3}} * Df * \delta$$

Dt: Distancia total de fuga en mm
Vmax: Tensión de corrección por densidad del aire

TENSIÓN EN kV	Vmax
13.2	17,5
34.5	36

Df: Distancia mínima de fuga mm/kV
δ: $Factor\ de\ corrección\ por\ densidad\ del\ aira$

$$\delta = e^{h/8150}$$

h: Altura sobre el nivel del mar en m.

h: 125 msnm en Arauca - Arauca

$$\delta = e^{h/8150} = e^{125/8150} = 1.01546$$

$$Dt = \frac{Vmax}{\sqrt{3}} * Df * \delta = \frac{17{,}5}{\sqrt{3}} * 25 * 1.01546 = 256.4958\ mm$$

Para determinar el número mínimo de aisladores se utiliza la síguete ecuación:

$$\#\ de\ aisladores = \frac{Distancia\ total\ de\ fuga}{Distacia\ de\ fuga\ de\ cada\ aislador} = \frac{256.4958}{180} = 1.425\ Unidades$$

Dado que para un aislador de suspensión tipo ANSI 52-1 el Dt es 180mm, se emplean **DOS aisladores de suspensión tipo ANSI 52-1** para que cumpla con la distancia total y la normatividad vigente.

Niveles de aislamiento normalizados para redes de Baja Tensión.

TENSIÓN EN kV	NIVEL DE AISLAMIENTO – BIL (kV)
0.6	25

Los diferentes equipos o materiales en el proyecto se definen con aislamiento según el voltaje de operación: 600V., para equipos alimentados en 220/127V.

Todos los productos o materiales que apliquen en la instalación se deben seleccionarse con el tipo de aislamiento de acuerdo con el nivel de tensión de servicio, según muestra la Tabla anterior.

3.5. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA

A continuación, se calcula la corriente de cortocircuito máxima en el secundario de un transformador de 5 kVA y 5kVA:

$$Icc = \frac{100 * 20.83}{3.5} \qquad I_{CC} = \frac{100 * I_{NS}}{\mu_Z}$$

I_{CC}= 595,14 A

Como la corriente de protección puede ir hasta un 25% por encima de la nominal, seleccionamos como protección secundaria, un interruptor automático de 2X30 A para transformadores de 5 kVA y para cada circuito de la vivienda un automático de 2*35 A.

Dado que no se suministran los datos de la corriente de corto circuito en el punto de derivación de la red Primaria de los Proyectos Eléctricos a acometer, se realiza el siguiente procedimiento para la determinación de dicho valor aproximado.

Dado que no se suministran los datos de la corriente de corto circuito en el punto de derivación de la red Primaria de los Proyectos Eléctricos a acometer, se realiza el siguiente procedimiento para la determinación de dicho valor aproximado;
Dado que se debe establecer en primera instancia la corriente rms de corto circuito (Iccrms) en el lado de Alta tensión de la S/E de distribución a montar, con relación a la Norma IEEE 80-2000 y las siguientes consideraciones especiales…

1) La red eléctrica a considerar es radial.
2) La resistencia del arco o del corto circuito no se tiene en cuenta, se considera un corto franco a tierra.
3) Se consideran las líneas de transmisión eléctrica como impedancias en serie, ya que se toman como líneas cortas de no más de 100 km de distancia desde la S/E Reductora hasta la S/E de distribución a Baja Tensión.
4) Se calcularán las Icc por el método de Impedancias.
5) El cálculo de la Icc se reduce al cálculo de la Zcc (Impedancia de Corto Circuito) en el modelo monofásico.
6) Se adoptarán las siguientes fórmulas para el cálculo de las corrientes de corto circuito, en función al tipo de corto circuito posible a presentar (imagen extraída del “Cuaderno Técnico Schneider Electric N° 158, página 16) ;
7)

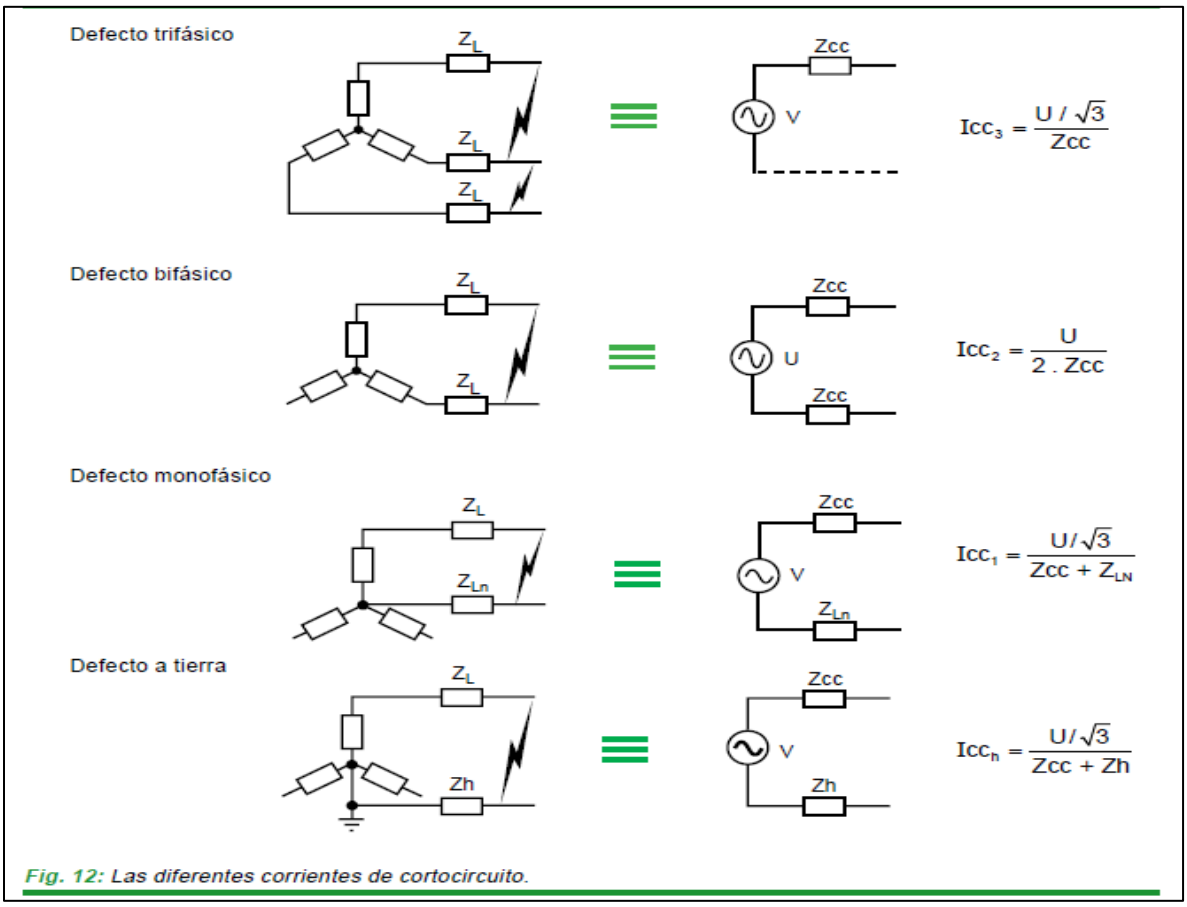


Fig. 12: Las diferentes corrientes de cortocircuito.

Se debe resaltar que se va a calcular la Icc para la Malla de PaT de una S/E de distribución de potencia a BT, por lo que se utilizará en todo momento el "defecto" (falla) a tierra de la anterior imagen, considerando a Zh (Impedancia de retorno a la fuente) igual a cero siendo un corto franco monofásico a tierra el modelo a tomar en todo momento. En sistemas de MT y AT, las fallas monofásicas a tierra en comparación con las demás fallas entre fases y tierra ocurren el 72% de las veces, contra un 22% de las Fallas bifásicas y un 6% de las fallas trifásicas.

8) Para el cálculo de la impedancia del transformador de Potencia aguas arriba de la unidad transformadora de Distribución a montar en los proyectos, se considerará la impedancia como sigue;

$$Z_T = u_{cc} \cdot \frac{U^2}{Sn}$$

(Estimando que la resistencia del Transformador es mucho menor que la Reactancia, podemos prescindir de la resistencia del transformador, haciendo que la impedancia del transformador sea igual a la reactancia del mismo, esto es ZT.)

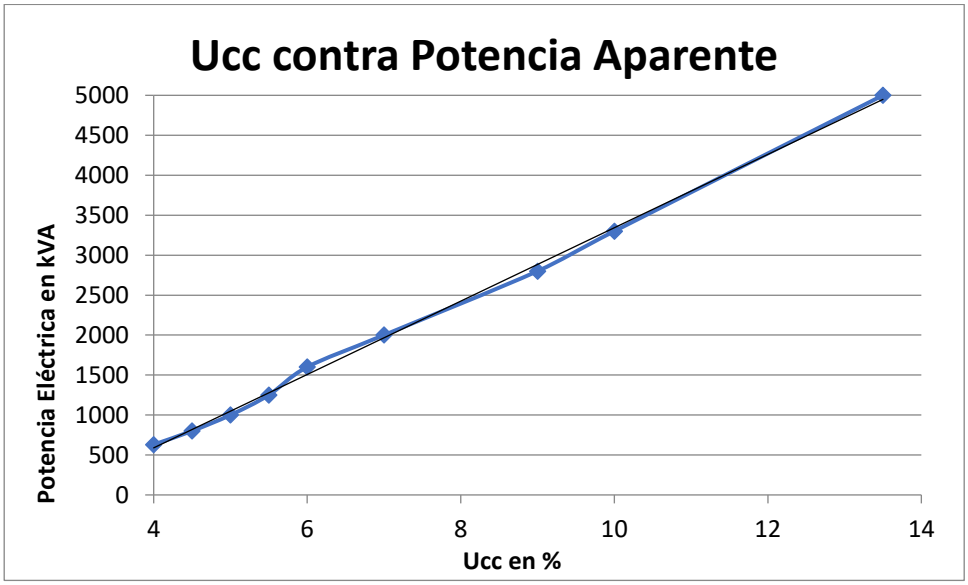
U=Tensión del transformador de Potencia en el Secundario.
Sn= Potencia aparente del Transformador.

Ucc= Tensión a aplicar en el laboratorio al primario del transformador de Potencia para que en el secundario del mismo aparezca la corriente nominal In (con los bornes del secundario en BT cortocircuitados). Proviene de la norma HD 428.1S1, ver siguiente tabla;

Potencia del transformador MT/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en %)	4	4,5	5	5,5	6	7

Fig. 13: Tensión de cortocircuito u_{cc} normalizada para los transformadores MT/BT de distribución pública.

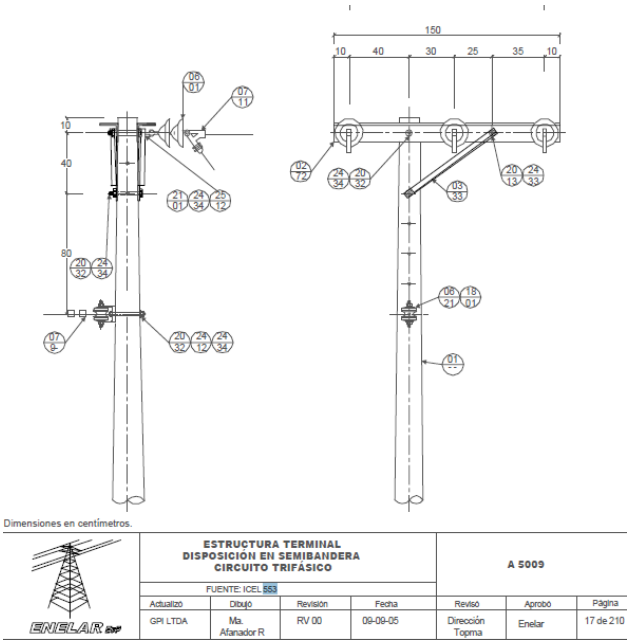
Extrapolando la información contenida en la anterior tabla tenemos que;



Importante esclarecer que esta norma aplica para transformadores de distribución a 50Hz y con tensiones máximas de 34,5 kV, donde las Reactancias inductivas de los transformadores son menores que con una tensión de red a 60 Hz, si se utilizan directamente las Ucc de acuerdo a esta norma las Impedancias del transformador serán menores lo que implica una Icc mayor, para efectos prácticos se tomarán directamente estos valores porcentuales de Tensión de Corto circuito para los análisis.

9) Líneas Eléctricas en MT;

En este caso se hallarán la resistencia por unidad longitudinal y la reactancia inductiva por unidad longitudinal, que se sumarán en serie con la impedancia del transformador para encontrar la corriente de corto circuito; ENELAR E.S.P., unidad constructiva tipo, para el cálculo de reactancia inductiva en la línea de distribución desde la subestación de reductora MT/MT hasta el punto de derivación del cada proyecto de cada vereda.



Conductores típicamente utilizados para circuitos Primarios trifásicos a 13,8 KV, Electrical Transmission and Distribution Reference Book, by Central Station Engineers of the Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh – Pennsylvania;

50 *Characteristics of Aerial Lines* Chapter 3

TABLE 2-A—CHARACTERISTICS OF ALUMINUM CABLE STEEL REINFORCED

(Aluminum Company of America)

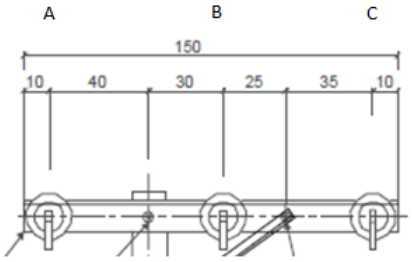
Circular Mils or A.W.G. Aluminum	Aluminum Strands	Aluminum Layers	Aluminum Strand Dia. Inches	Steel Strands	Steel Strand Dia. Inches	Outside Diameter Inches	Copper Equivalent* Circular Mils or A.W.G.	Ultimate Strength Pounds	Weight Pounds per Mile	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity† Amps For Current Approx. 75% Capacity‡	r_a Resistance Ohms per Conductor per Mile 25°C. (77°F.) Small Currents d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	50°C. (122°F.) Current Approx. 75% Capacity‡ d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	x_a Inductive Reactance Ohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing All Currents 25 cycles	50 cycles	60 cycles	x_a' Shunt Capacitive Reactance Megohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing 25 cycles	50 cycles	60 cycles
																				Single Layer Conductors					
																				Small Currents			Current Approx. 75% Capacity‡		
																				25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
266 800	6	1	0.2109	7	0.0703	0.633	3/0	9 645	1 802	0.00684	460	0.351	0.351	0.351	0.352	0.386	0.430	0.510	0.552	0.194	0.388	0.466	0.252	0.504	0.605	0.259	0.1294	0.1079
4/0	6	1	0.1878	1	0.1878	0.563	2/0	8 420	1 542	0.00814	340	0.441	0.442	0.444	0.445	0.485	0.514	0.567	0.592	0.218	0.437	0.524	0.242	0.484	0.581	0.267	0.1336	0.1113
3/0	6	1	0.1672	1	0.1672	0.502	1/0	6 675	1 223	0.00600	300	0.556	0.557	0.559	0.560	0.612	0.642	0.697	0.723	0.225	0.450	0.540	0.259	0.517	0.621	0.275	0.1377	0.1147
2/0	6	1	0.1490	1	0.1490	0.447	1	5 345	970	0.00510	270	0.702	0.702	0.704	0.706	0.773	0.806	0.866	0.895	0.231	0.462	0.554	0.267	0.534	0.641	0.284	0.1418	0.1182
1/0	6	1	0.1327	1	0.1327	0.398	2	4 280	769	0.00446	230	0.885	0.885	0.887	0.888	0.974	1.01	1.08	1.12	0.237	0.473	0.568	0.273	0.547	0.656	0.292	0.1460	0.1216
1	6	1	0.1182	1	0.1182	0.355	3	3 480	610	0.00418	200	1.12	1.12	1.12	1.12	1.23	1.27	1.34	1.38	0.242	0.483	0.580	0.277	0.554	0.665	0.300	0.1500	0.1250
2	6	1	0.1052	1	0.1052	0.316	4	2 790	484	0.00418	180	1.41	1.41	1.41	1.41	1.55	1.59	1.66	1.69	0.247	0.493	0.592	0.277	0.554	0.665	0.308	0.1542	0.1285
2	7	1	0.0974	1	0.1299	0.325	4	3 525	566	0.00504	180	1.41	1.41	1.41	1.41	1.55	1.59	1.62	1.65	0.247	0.493	0.592	0.267	0.535	0.642	0.306	0.1532	0.1276

La resistencia a 60 Hz por unidad Longitudinal se toma directamente de la tabla anterior, mientras que la reactancia inductiva se calculará mediante la siguiente ecuación;

$$Xl = 7{,}54 * 10^{-2}\ Ln\left(\frac{DME}{RME}\right)\left[{}^{\Omega}/_{km}\right]$$

Donde DME = Distancia Media Equivalente y RME = Radio medio Equivalente, extraído de la tabla anterior.

Para la disposición física de los conductores de la norma Enelar ESP, A 5009 (ICEL 553), se tendrá que la Distancia Media Equivalente o DME será igual a;



*** Datos del circuito en Conductor ACSR N° 2 AWG para red Primaria Trifásica;

$$DME = \left(\overline{ab}\ x\ \overline{bc}\ x\ \overline{ac}\right)^{1/3} = 0.8173m.$$
$$RMG = 0{,}00504 \text{ pies} = 0{,}001536585 \text{ m.}$$
$$\text{Resistividad} = 1{,}65\left[\Omega/_{Milla}\right] = 1{,}0255\left[\Omega/_{km}\right]$$
$$xl\left[\Omega/_{km}\right] = 7{,}54\ x\ 10^{-2}\ x\ Ln\ \left(\frac{0{,}8173\ m}{0{,}001536585\ m}\right) = 0{,}47323\left[\Omega/_{km}\right]$$

Ahora conocemos que la impedancia de la línea = ZL/km = $1{,}0255\,\Omega/_{km}$ + j $0{,}4732\ \Omega/_{km}$.

*** Datos del circuito en conductor ACSR N° 1/0 AWG para red primaria trifásica;

$$DME = \left(\overline{ab}\ x\ \overline{bc}\ x\ \overline{ac}\right)^{1/3} = 0.8173m.$$
$$RMG = 0{,}00446 \text{ pies} = 0{,}001359408 \text{ m.}$$
$$\text{Resistividad} = 1{,}12\left[\Omega/_{Milla}\right] = 0{,}696\left[\Omega/_{km}\right]$$
$$xl\left[\Omega/_{km}\right] = 7{,}54\ x\ 10^{-2}\ x\ Ln\ \left(\frac{0{,}8173\ m}{0{,}001359408\ m}\right) = 0{,}4824\left[\Omega/_{km}\right]$$

Ahora conocemos que la impedancia de la línea = ZL/km = $0{,}696\,\Omega/_{km}$ + j $0{,}4824\,\Omega/_{km}$.

*** Datos del circuito en Conductor ACSR N° 2/0 AWG para red Primaria Trifásica;

$$DME = \left(\overline{ab}\ x\ \overline{bc}\ x\ \overline{ac}\right)^{1/3} = 0.8173m.$$
$$RMG = 0{,}00510 \text{ pies} = 0{,}0015548 \text{ m.}$$
$$\text{Resistividad} = 0{,}895\left[\Omega/_{Milla}\right] = 0{,}5562\left[\Omega/_{km}\right]$$
$$xl\left[\Omega/_{km}\right] = 7{,}54\ x\ 10^{-2}\ x\ Ln\ \left(\frac{0{,}8173\ m}{0{,}0015548\ m}\right) = 0{,}472355\left[\Omega/_{km}\right]$$

Ahora conocemos que la impedancia de la línea = ZL/km = $0{,}556\,\Omega/_{km}$ + j $0{,}472\,\Omega/_{km}$.

*** Datos del circuito en Conductor ACSR N° 4/0 AWG para red Primaria Trifásica;

$$DME = \left(\overline{ab}\ x\ \overline{bc}\ x\ \overline{ac}\right)^{1/3} = 0.8173m.$$
$$RMG = 0{,}00814 \text{ pies} = 0{,}002482 \text{ m.}$$

$$\text{Resistividad} = 0{,}592\left[\Omega/_{Milla}\right] = 0{,}3679\left[\Omega/_{km}\right]$$

$$xl\left[\Omega/_{km}\right] = 7{,}54\ x\ 10^{-2}\ x\ Ln\ \left(\frac{0{,}8173\ m}{0{,}002482\ m}\right) = 0{,}437\ \left[\Omega/_{km}\right]$$

Ahora conocemos que la impedancia de la línea = ZL/km = $0{,}3679\,\Omega/_{km}$ + j $0{,}437\,\Omega/_{km}$.

9) Finalmente, se hace un modelo monofásico con una fuente de tensión de 13,8 kV a forma de Barraje Infinito, donde la Icc rms simétrica corresponderá a la corriente debida a la diferencia de potencial (13,8 kV) polarizando una impediancia equivalente Zequi (Zequi = ZT + ZL), donde la Zequi es la suma algebraica de la impedancia del transformador y de la impedancia de la línea al cabo del recorrido en metros desde la S/E de Potencia hasta la S/E de distribución;



Para realizar un adecuado sistema de puesta tierra se deben garantizar resistividades del terreno inferiores a 100 ohm-m para lo cual se requieren tratamientos de suelos para lograr resistividades de terreno adecuadas que se ajusten a los cálculos de la malla de puesta a tierra, para que las tensiones de paso y de contacto no superen los umbrales de soportabilidad del ser humano al momento de una falla y asegurar que el máximo valor de resistencia de puesta a tierra sea inferior a 10 ohm.

3.6. ANALISIS DE NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO

El nivel de tensión seleccionado por media tensión es monofásico (2 fases) a 13.200 Voltios y en baja tensión, monofásico trifilar (2 fases + 1 neutro) que se toma del trasformador de distribución 240-120 Voltios. Estos valores de tensión son a 60 Hz.

3.7. CALCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNETICOS PARA ASEGURAR QUE EN ESPACIOS DESTINADOS A ACTIVIDADES RUTINARIAS DE LAS PERSONAL, NO SE SUPEREN LOS LIMITES DE EXPOSICIÓN DEFINIDOS EN LA TABLA 14.1

No Aplica, porque no se manejan corrientes mayores a 1.000 A. (Parágrafo 2 artículo 3.11.2 RETIE - 2026) y no hay tensiones superiores a 57.5 kV.

3.8. CALCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA

Usuarios de ESTRATO SOCIOECONOMICO 1						
Número de Usuarios	Factor de Diversidad (ENELAR)	Demanda Máxima año 0 (kVA)	Demanda Máxima Proyectada a 15 años (kVA)	Demanda Máxima Proyectada a 8 años (kVA)	Transformador Trifásico	Sobrecarga del Transformador (p.u.)
1	1	2,13	3,31	2,69	5	0,54
2	1,53	2,78	4,33	3,52	5	0,70
3	1,86	3,43	5,34	4,34	5	0,87

Usuarios de ESTRATO SOCIOECONOMICO 1						
Número de Usuarios	Factor de Diversidad (ENELAR)	Demanda Máxima año 0 (kVA)	Demanda Máxima Proyectada a 15 años (kVA)	Demanda Máxima Proyectada a 8 años (kVA)	Transformador Trifásico	Sobrecarga del Transformador (p.u.)
4	2,09	4,07	6,34	5,16	5	1,03
5	2,25	4,73	7,36	5,99	10	0,60
6	2,37	5,38	8,39	6,82	10	0,68
7	2,47	6,03	9,39	7,63	10	0,76
8	2,55	6,67	10,39	8,45	10	0,85
9	2,61	7,33	11,42	9,29	10	0,93
10	2,66	7,99	12,45	10,13	15	0,68
11	2,71	8,63	13,45	10,93	15	0,73
12	2,75	9,28	14,46	11,75	15	0,78
13	2,78	9,94	15,49	12,60	15	0,84
14	2,81	10,59	16,50	13,42	15	0,89
15	2,84	11,23	17,50	14,23	15	0,95
16	2,86	11,90	18,53	15,07	15	1,00

Nota: Dado que las cargas de las instalaciones proyectadas comprenden a cargas inductivas y resistivas, que corresponden a una carga lineal, se infiere que no se una fuente de armónicos y en consecuencia no se tiene en cuenta este análisis.

3.9. CALCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (Artículo 3.3.3.3. Sistema de puesta a tierra RETIE-2026)

Se parte de las características del suelo, para este proyecto partimos de la resistividad del suelo, y con base al resultado se calculará el S.P.T.

Los modelos de resistividad del suelo mayormente usados son los de suelo homogéneo y de dos capas. El modelo de dos capas es normalmente una buena aproximación si el terreno posee varias capas de resistividad. Modelos de suelos multicapas suelen emplearse para condiciones de suelo más complejas.
Un modelo de suelo uniforme u homogéneo puede ser usado sólo cuando hay una moderada variación en la resistividad aparente. Si hay una gran variación en la resistividad aparente medida, el modelo homogéneo es poco probable que produzca resultados precisos.

Modelo de suelo homogéneo:
Para efectos de la norma RA6-014 de EPM, se considerará un suelo como homogéneo cuando los valores definitivos y representativos de resistividad aparente obtenidos para cada espaciamiento “a”, no se apartan en más de un 30% del valor máximo de los mismos. Para efectos de modelación del suelo, se asume entonces el valor promedio como la resistividad del terreno. Alternativamente puede aplicarse el método estadístico de Box - Cox (ver libro “Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra. Respuestas ante Fallas Eléctricas y Rayos”), que busca un valor con probabilidad de 70% de ser el real, valor que se utilizará luego en los cálculos necesarios para el diseño de la puesta a tierra.

El método de Box Cox se aplica como se describe a seguir, partiendo de los datos de resistividad obtenidos de todas las lecturas:

a). En una columna se tabulan los datos de resistividad aparente medida ρi.
b). En otra columna se colocan los logaritmos naturales de cada una de las medidas Xi =Lnρi.
c). Se halla la resistividad promedio x como:

d). En otra columna se coloca el resultado de:
e). Se calcula la desviación estándar S como:

$$X = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} X_i}{n} \qquad (X_i - x)^2 \qquad S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{i=n} (X_i - x)^2}{n}}$$

f. De la distribución normal se toma Z para 70%, que da 0.52441
g. Se halla la resistividad (con probabilidad del 70% de no ser superada) por la siguiente fórmula

$$\rho = \text{Anti Ln}(S^*Z + x)$$

Medida de la resistividad aparente y aplicación del modelo homogéneo:
Para el caso de una configuración de puesta a tierra pequeña, el cual es nuestro caso, debe medirse como mínimo en dos direcciones perpendiculares, hacia la parte central del terreno.

A continuación, se describen los valores de resistividad aparente obtenidos para dos diferentes ejes, con medidas de separación "a" de 1, 2, 4, 5 y 7 metros.

Separación picas (m)	Eje 1	Eje 2
1	148,360	158,040
2	133,810	148,840
4	107,090	129,370
5	88,370	97,980
7	62,690	76,730

Aplicando la transformación de Box Cox para todas las medidas, se tiene:

	ri	Xi = Ln ri	(X i - x)²
	148,36	5,000	0,087
	133,81	4,896	0,037
	107,09	4,674	0,001
	88,37	4,482	0,050
	62,69	4,138	0,320
	158,04	5,063	0,129
	148,84	5,003	0,089
	129,37	4,863	0,025
	97,98	4,585	0,014
	76,73	4,340	0,132
Σ =	1151,28	47,043	0,885
Promedio =	115,128	x= 4,704	0,088
DESV STAND "S" :			0,431
RESISTIVIDAD CON EL 70% :		129,06	Ω.m

La resistividad es aproximada de 129,06 Ω.m, modelada en un suelo homogéneo.

Fuente: RETIE 2026, Normas Técnicas MEDIDA DE RESISTIVIDAD ELÉCTRICA DEL SUELO RA6-014 EPM (EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN) y manual METREL.

CÁLCULO PARA EL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA (S.P.T)
Según IEEE Std 80-2000
Modelo de suelo Uniforme
Para combinar la resistencia de la malla, varillas o electrodo, y la resistencia de tierra común, se calcular la resistencia total del sistema, Rg. Mediante la Ecuación de Schwarz:

$$Rg = \frac{R1 * R2 - R^2m}{R1 + R2 - 2Rm}$$

Modelo de suelo:		Uniforme
ρ: Resistividad del terreno en Ω · m =	129.06	
ρs: Resistividad de la capa Superficial, Ω·m =	5.000	
hs: Espesor de capa superficial m =		0,25
Lado Mayor L1 de la Malla en m.	4	
Lado Menor L2 de la Malla en m.	4	
D: Separación entre conductores	2	
N° de Conductores Paralelos al Lado Mayor L1	3	
N° de Conductores Paralelos al Lado Menor L2	3	
Lc: Longitud total de todos los conductores conectados a la malla en m =	24	
d: diámetro exterior del Conductor de la malla en m =	0,01060	Calibre No. 2/0 AWG
h: profundidad de la malla en m. =		0,7

$$a' = \sqrt{dxh} = 0{,}0861$$

Lr: longitud de cada varilla en m =		2,4
2b: diámetro de la varilla en m =	0,015875	Φ5/8"
nR: Número de varillas instaladas en el área A =	4	
A: área de la malla =		16
D: Espacio entre conductores paralelos, en m (entre 3 y 7m) =	4	
k1: Coeficientes de la fórmula de Schwarz-Figure a) 25 IEEE Std 80 =	1,15	
k2: Coeficientes de fórmula de Schwarz- Figure b) 25 IEEE Std 80 =	4,78	
Relación lorgo / ancho x. Schwarz-Figure 25 IEEE Std 80 =	1,00	

R1: Resistencia a tierra de la malla (conductores horizontales) en Ω, entonces:

$$R1 = \frac{\rho}{\pi * Lc}\left[\ln\left(\frac{2Lc}{a'}\right) + \frac{k1 * Lc}{\sqrt{A}} - k2\right] = 14{,}45\Omega$$

R2: Resistencia de electrodo vertical a tierra en Ω, entonces:

$$R2 = \frac{\rho}{2\pi * nR * Lr}\left[-1 + \frac{2k1 * Lr}{\sqrt{A}}(\sqrt{nR} - 1)^2\right] = 16{,}00\Omega$$

Rm: Resistencia mutua entre malla y electrodos (varillas) de la puesta a tierra en Ω

$$Rm = \frac{\rho}{\pi * Lc}\left[\ln\left(\frac{2Lc}{Lr}\right) + \frac{k1 * Lc}{\sqrt{A}} - k2 + 1\right] = 10{,}47\Omega$$

$$Rg = \frac{R1 * R2 - Rm^2}{R1 + R2 - 2Rm} = 12{,}78\Omega$$

Se recomienda usar Suelo artificial para mejoramiento de las puestas a tierra, rodeando los electrodos con un suelo artificial para intentar disminuir las condiciones de riesgo, tanto las tensiones de paso, como de contacto, así como usando la equipotencialización de todas las partes metálicas aisladas del sistema.

TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MAXIMAS TOLERABLES

$$Cs = 1 - \frac{0{,}09 * (1\frac{\rho}{\rho s})}{2 - hs + 0{,}09}$$

Cs= 0,84045 Factor de Relación (adimensional)

Peso de la personal Kg 50

TENSIÓN DE PASO

$$Estep50 = (1000 + 6Cs * \rho s)\frac{0{,}116}{\sqrt{ts}} \qquad Estep70 = (1000 + 6Cs * \rho s)\frac{0{,}157}{\sqrt{ts}}$$

TENSIÓN DE CONTACTO

$$Estep50 = (1000 + 1{,}5Cs * \rho s)\frac{0{,}116}{\sqrt{ts}} \qquad Estep70 = (1000 + 1{,}5Cs * \rho s)\frac{0{,}157}{\sqrt{ts}}$$

Cs=1	Para terrenos sin grava	
Vpaso=	9284,83V	Tolerables
Vcontacto=	2545,84V	Tolerables

CALCULO DE TENSIÓN DE MALLA EN CASO DE FALLA

Io=263,4 A Corriente de falla monofásica a tierra en el primario (A) al 60% calculada
Ig=1,9*Io 500,46A

$$Lc = \left(\frac{L1}{D} + 1\right) * L2 + \left(\frac{L2}{D} + 1\right) * L1 = 24\ m$$

$$Lp = (L1 + L2) * 2 = 16\ m$$

n Factor de geometría
n=na*nb*nc*nd

$$na = \frac{2 * Lc}{Lp} = 3$$

$$nb = \sqrt{\frac{Lp}{4 * \sqrt{A}}} = 1$$

nc=nd=1 Para mallas rectangular o cuadrada; entonce:
n=3
Ki=0,644+0,148*n Factor de corrección
Ki=1,088
Kh=√1+h
Kh=1,30384
Kii=1 Para mallas con electrodos de varilla a lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla

$$Km = \frac{1}{2\pi} * [\ln\left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d}\right] + \frac{Kii}{Kh} * \ln\left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)}\right]]$$

$$Km = 0{,}4045$$

$$Vmalla = \frac{\rho * Ig * Km * Ki}{Lc + \left[1{,}55 + 1{,}22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L1^{2+L2^2}}}\right)\right] * nR * Lr}$$

Vmalla= 648,22V
Vcontacto tolerable= 2545,84V
Vmalla<Vcontacto tolerable **Cumple**

CALCULO DE LA TENSIÓN DE PASO EN FALLA

$$Ks = \frac{1}{\pi}[\frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} * (1 - 0{,}5^{(n-2)})]$$

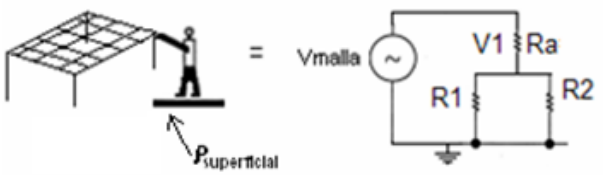
Ks=0,18733

$$Vpaso = \frac{\rho * Ig * Ks * ki}{0{,}7 * Lc + 0{,}85 * nR * Lr}$$

Vpaso= 527,425V
Vpaso tolerable= 9284,83
Vpaso<Vpaso tolerable **Cumple**

CALCULO DE LA TENSIÓN DE CONTACTO APLICADA A UN SER HUMANO EN CASO DE FALLA

Para este cálculo se toma como punto de contacto del ser humano cualquier parte del SPT o malla, la cual tendrá un voltaje de malla en el momento de una falla, en cualquier punto; teniendo en cuenta que la persona estará fuera de la malla y sobre una superficie con una resistividad superficial específica, y tomando el caso más crítico que sería con las piernas separadas.



V1 = Máxima tensión de contacto resultante
R1 = Resistencia del suelo en el punto de apoyo 1 = 3ρ
R2 = Resistencia del suelo en el punto de apoyo 2 = 3ρ
Ra = Resistencia del cuerpo del individuo, = 1000 Ω
Rb = Resistencia superficial del piso debajo del individuo
Vmalla = Voltaje de la malla

$$Rb = \frac{R1 * R2}{R1 + R2} = 7500\Omega$$

Vmalla= 648,22V

$$V1 = Vmalla\left(\frac{Ra}{Ra + Rb}\right) = 76{,}26V$$

Según RETIE tabla 22 máxima tensión de contacto para un ser humano es:

Para Ts=0,15

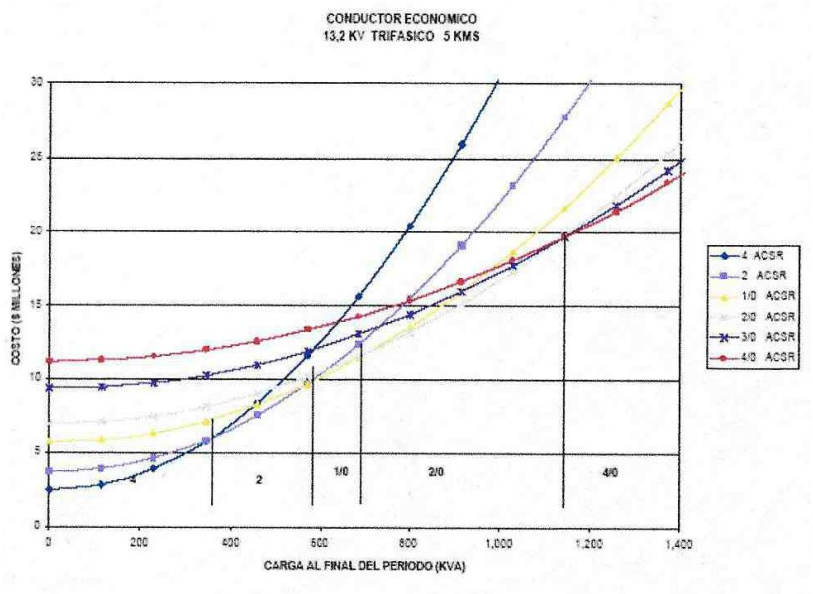
$$Máxima\ tensión\ de\ contacto = \frac{116}{\sqrt{t}}[V, c.a.] = 299{,}51V$$

Entonces V1<Máxima tensión de contacto permisible
La tensión de contacto CUMPLE para Ts=0,15 Seg.

3.10. CALCULO ECONÓMICO DE LOS CONDUCTORES

CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA RED DE MEDIA TENSIÓN
De acuerdo con las normas de ENELAR E.S.P. los conductores de los circuitos aéreos en 13.2 kV serán cable XLPE-TK ACSR 2 15 kV en red compacta y cable ACSR No. 2 para red abierta rural.

Así mismo de acuerdo con las cargas presentadas en cada uno de los ramales podemos determinar el conductor más económico como lo muestra la siguiente figura:



CALIBRE DEL CONDUCTOR PARA LA RED DE BAJA TENSIÓN
Sera cable cuádruplex 2No. 2 + 1 No. 2 Aluminio y para el sistema de puesta a tierra será kit de puesta a tierra en acero inoxidable.

Para este diseño tenemos en cuenta que la regulación no debe exceder el 5% para redes monofásicas rurales desde el transformador hasta el punto final de circuito, según lo expresa la norma de ENELAR E.S.P. en el capítulo 1.

3.11. CÁLCULOS MECÁNICOS DEL CONDUCTOR EN RED PRIMARIA BIFÁSICA

Para realizar el correcto montaje y tendido de la red Primaria Monofásica de Distribución con conductor N° 2 ACSR, se deben estimar las tensiones mecánicas del conductor, los vanos permitidos, y otras características propias de la línea que determinen valores límites con ciertos factores de seguridad, como patrones estándar máximos permitidos para la integridad de las redes en el momento de la instalación y en todo su ciclo de vida.

Para el cálculo mecánico del conductor eléctrico se contemplan los diferentes valores físicos implícitos en el montaje y selección de las unidades constructivas relacionadas al tensionado mismo del conductor eléctrico, así como los factores

externos al montaje y tensionado de la red, siendo éstos los efectos medioambientales que inciden en diferentes “cambios de estado” del sistema electromecánico a montar.

Para empezar con el análisis se debe conocer la ficha técnico-mecánica del conductor seleccionado, por lo cual a continuación se observa la ficha técnica del conductor N° 2 ASR.;

CONDUCTOR N° 2 AWG ACSR	
Tensión de Rotura. (kg)	1266
T1. 25% de Tensión de Ruptura = Tensión de Trabajo diario. (kg)	316
e. Coeficiente de Dilatación del Conductor (°C)	0,0000191667
E. Módulo de elasticidad del conductor (kg/mm2)	9000
a. Área del conductor en mm2	39,2
W1. Peso del conductor en kg/m	0,13627
W2. Peso del conductor en kg/m	0,25518
Relación de Hilos de Aluminio y Acero del Conductor	6--1
Área en mm2 de un hilo conductor/acero.	5,6

En la tabla de arriba, el peso del conductor ya tiene implícito el valor adicional de la carga agregada a la masa propia del conductor por efecto de la fuerza del viento en función a su velocidad (se determina como W2 ya que será la condición final con viento).

Como segunda medida se deben conocer las variables medioambientales que inciden en el cambio de estado de la red eléctrica, siendo éstos los siguientes;

Variables del conductor debido a condiciones Medioambientales	
EDS, Temperatura Promedio °C	25
Temperatura Mínima Esperada. °C	13
Máxima Temperatura Esperada °C	75
Velocidad máxima del viento km/h	80

Con los datos consignados en las dos tablas anteriores se procede a desarrollar la ecuación de tercer grado de cambio de estado para determinar la tensión final en kgf del Conductor, con relación a vanos reguladores “S”, desde 100 hasta 500 metros de longitud y la siguiente ecuación;

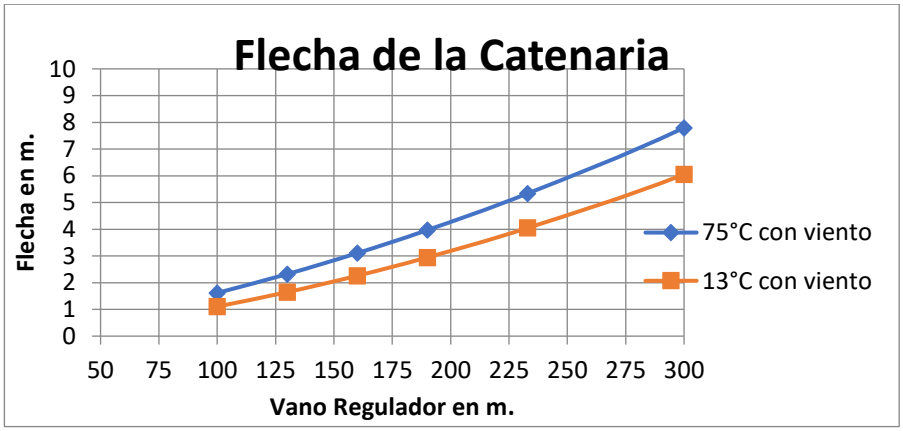
$$T_2^3 + T_2^2\left[\frac{W_1^2 * S^2 * E * a}{24 T_1^2} + (E * a * e * t) - T_1\right] = \frac{W_2^2 * S^2 * E * a}{24}$$

Donde T2 equivale la solución de la ecuación, siendo la tensión en kg-f final del conductor con las condiciones dadas, para las otras variables y constantes ver las dos tablas superiores.

En función a la longitud del vano determinado, la temperatura y la velocidad del viento, la catenaria que se ha de formar puede llegar a variar sustancialmente, lo que implicaría una mayor o menor flecha dependiendo de las condiciones atmosféricas circundantes del conductor, así como el cambio de la magnitud de la tensión ejercida en el conductor y que

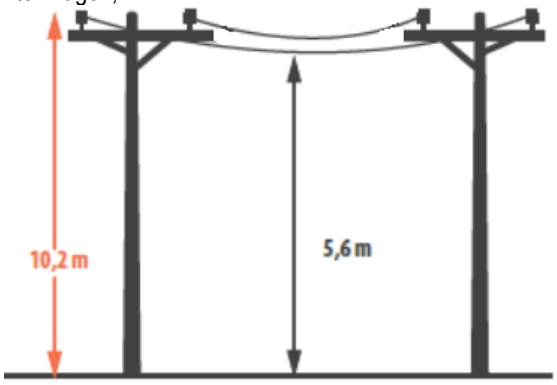
ha de soportar la unidad constructiva entre vanos. Se deben evaluar por separado las limitantes del tendido del conductor que se describen a continuación;

- No se puede sobrepasar una flecha máxima determinada en función a las mínimas distancias de seguridad exigidas por el RETIE, lo que implica analizar la flecha máxima y la flecha mínima probables en relación a las condiciones ambientales más fuertes (máximo viento incidente y máxima temperatura) y las condiciones ambientales más suaves (mínimo temperatura) respectivamente. A continuación, se determinó la gráfica de la flecha máxima y flecha mínima para el conductor seleccionado en relación a diferente longitud de vano regulador y dos diferentes condiciones atmosféricas;



De la anterior imagen debe tomarse como línea de referencia la curva azul superior (75° con viento de 80 km/h), sobre la cual con relación al menor valor de distancia de seguridad se determine el vano regulador máximo de la red eléctrica.

La indicación del RETIE con base a la distancia mínima de seguridad de la parte más baja de la línea al suelo es de 5,6 m, ejemplificado en la siguiente imagen;



Red 13,8 kV

Distancia mínima al piso: calles, zonas peatonales, vías con tráfico vehicular.

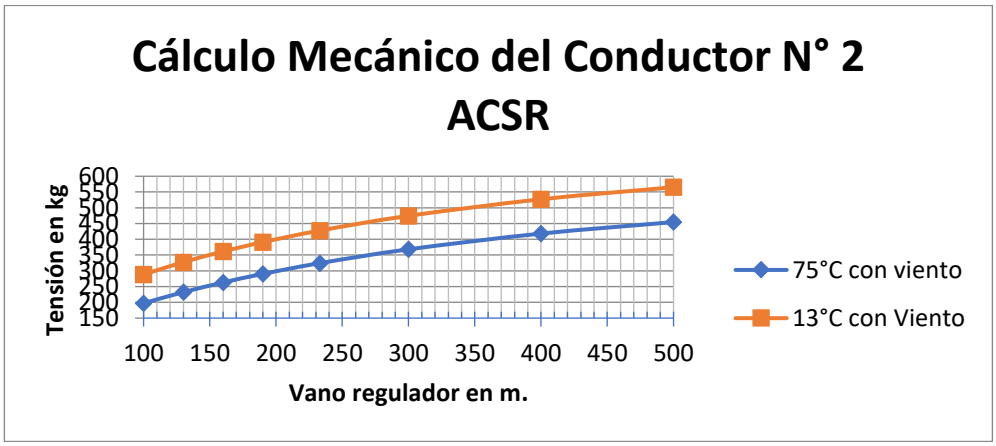
Para determinar la flecha máxima a presentarse con una distancia de seguridad mínima de 5,6 m más el 1,3 en p.u. como factor de seguridad es la siguiente (Nota, este valor sólo se determinó para vanos reguladores en los que los dos puntos extremos de amarre del conductor se realicen a la misma altura, lo que significa que los postes entre vanos estarán todos cimentados en terreno completamente plano, sin elevaciones del terreno entre postes):

Flecha máxima Admisible	
Altura del Poste en m.	12
Enterramiento del poste en m.	1,8
Altura del Poste desde el suelo hasta el extremo superior en m.	10,2
Flecha en m.	3
Distancia de Seguridad obtenida en m. (5,6mxFS)	7,2
FS. Factor de Seguridad de la Distancia de seguridad Mínima	1,29

Se concluye que el vano máximo recomendado a tender para la red de media tensión de los proyectos es de 150 m de longitud contemplando un factor de seguridad del 1,23 como holgura sobre los 5,6 metros como altura mínima exigida por la norma.

- El conductor determinado debe tenderse con una tensión física igual al 33% de la Tensión de Ruptura del conductor, como tensión de montaje solamente, en condiciones medioambientales promedio, es decir con temperatura de 25°C y un viento mínimo como condiciones de trabajo óptimas.

Cuando el conductor se ve sometido a condiciones ambientales cambiantes, en la realidad el conductor eléctrico presenta condiciones de cambio de estado físico, lo que se traduce en un cambio de la tensión instantánea a la que ha de verse sometido el elemento conductor, por este motivo debe hacerse la evaluación de la tensión en kg-f con la mayor y menor temperatura posibles con el mayor viento probable existente en ambas condiciones, determinado por medio de la ecuación de cambio de estado ya nombrada las tensiones en dos condiciones ambientales diferentes con relación a una variedad de vanos reguladores a seleccionar, lo que nos arroja la siguiente gráfica comparativa;

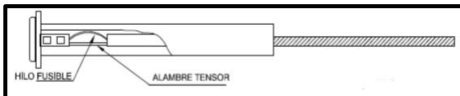


Se puede observar en la imagen anterior como varía la tensión física aparente que presentaría el conductor eléctrico con diferentes longitudes de vanos reguladores en el eje “x” y el consecuente valor de la tensión en kgf en el eje “y”, del elemento en dos escenarios diferentes, siendo estos escenarios una temperatura mínima de 13°C y una máxima de 75°C.

Ya que se seleccionó como distancia del máximo vano recomendable una longitud de 150 m, la tensión máxima existente en este vano a una temperatura mínima de 13°C con viento de 80 km/h sería de 350 kgf aproximadamente, como se cumple que la tensión presente en esta condición es un 27% de la tensión de ruptura del conductor, y el valor máximo presentable que se ha de aceptar en la peor condición de acuerdo a lo manejable es del 50% de la tensión de ruptura, y 27% < 50%, se corrobora que el vano regulador de 150 m cumple a la perfección con la tensión máxima en servicio aceptada para el montaje electromecánico.

3.12. CALCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTE

Se utilizarán cortacircuitos tipo abierto, con hilo fusible tipo H, que se seleccionará en función a lo consignado en la norma MN256-MN257-MN258-MN259, Capítulo Número 10 ENELAR E.S.P. donde;



REFERENCIA	CAPACIDAD NOMINAL DEL TRANSFORMADOR A PROTEGER EN kVA		
	* MONOFÁSICO A 7 600 V	MONOFÁSICO A 11 400 Y 13 200 V	TRIFÁSICO A 11 400 Y 13 200 V
2H	5	5	
3H	10	10-15	15
5H	15	25	30-45
8H	25	30-37,5	
10H	30-37,5	50	75
20H	50		112,5
50H			150
30K			225
40K			300
65K			500
100K			800
25K	PROTECCIÓN CONDENSADORES 3x2000 kVAr		
10T	PARA PROTECCIÓN DE DERIVACIONES MENORES DE 1000 kVA		
20T			
40T			
65T			
80T			

3.13. CALCULO DE CANALIZACIONES

No aplica, ya que este proyecto no utiliza circuitos subterráneos.

3.14. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGÍA

Ver anexo No. 01

3.15. CALCULO DE REGULACIÓN

Como primera medida para establecer que efectivamente pueda hacerse el tendido de una red eléctrica primaria o secundaria para energizar un usuario, se debe cumplir con los estándares en regulación de tensión eléctrica, suministrados por el Operador de Red, valores que no se deben sobrepasar, en función a la normatividad ENELAR E.S.P., año 2006, tabla 1.9 Capítulo I, donde se reza lo siguiente;

COMPONENTE DEL SISTEMA	LÍMITES DE REGULACIÓN		REGULACIÓN MÁXIMA	
	DESDE	HASTA	RURAL	URBANO
			%	%
Red Media Tensión Trifásico	Barras de subestación urbana	Ultimo punto trifásico	3.0	3.0

COMPONENTE DEL SISTEMA	LÍMITES DE REGULACIÓN		REGULACIÓN MÁXIMA	
	DESDE	HASTA	RURAL	URBANO
			%	%
Transformadores de Distribución	Bujes Primarios	Bujes Secundarios	---	----
Red Baja Tensión Aérea	Conexión de Bajantes Secundarios (trifásico)	Poste Terminal Secundario (trifásico)	7.0	5.0
Red Baja Tensión Aérea	Conexión de Bajantes Secundarios (monofásico)	Poste Terminal Secundario (monofásico)	6.0	4.0
Todos Aéreo/ Subterráneo	Red secundaria	Medidor	1.0	1.0
Todos Aéreo/ Subterráneo	Contador	Tablero de distribución	1.0	1.0
Trifásico Subterráneo Urbano	Transformador	Tablero de Medidores (medidores edificios)	-----	4.0
Trifásico Subterráneo Urbano	Medidor	Tablero automáticos	-----	2.0

Tabla 1. 9 Límites de Regulación de Tensión

Ver anexo No. 01.

3.16. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS

No aplica. Este diseño no tiene justificación técnica de desviación de la NTC 2050.

3.17. ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES

Ver:

a) Plano No 1 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Vereda Mata Oscura.
b) Plano No 2 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Veredas El Oasis, Jardines y San Miguel.
c) Plano No 1 de 1, Localización.

3.18. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA LA CONSTRUCCIÓN

Ver:

a) Plano No 1 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Vereda Mata Oscura.
b) Plano No 2 de 2, Redes de MT y BT proyectadas Veredas El Oasis, Jardines y San Miguel.
c) Plano No 1 de 1, Localización.

3.19. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES

3.19.1. CALCULO DEL MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El contador de energía se selecciona básicamente con la capacidad de la carga instalada, incluyendo la proyección a 15 años con una rata de crecimiento del 3% anual.

Para esto, se calcula la corriente para la demanda máxima proyectada a 15 años:

$$I_{15} = \frac{Cinst}{2*V_F} = \frac{Cinst}{V_L}$$ Si el sistema es monofásico trifilar.

Donde I_{15} es la corriente correspondiente a la demanda máxima proyectada a 15 años, $Dmax_{15,}$ y V_L es el voltaje de línea.

$$I_{15} = \frac{3.804VA}{240}$$

$$I_{15} = 15.85A$$

Por tanto, la corriente máxima será de 15.85 A, por lo cual se instalará un contador bifásico trifilar de medida directa de 15 (60) A.

3.19.2. SOBRETENSIONES

Se usarán DPS tipo distribución, seleccionados con base en los criterios establecidos en las normas para tal fin. En su ubicación se debe tener en cuenta que eléctricamente queden lo más próximo posible al transformador y "aguas abajo" de los cortacircuitos.
Teniendo en cuenta esto, se selecciona un DPS de 12 KV y 10 KA.

$$V_{PARARRAYO} = 0.8 * V_{MAX}$$

El nivel de tensión máximo presente es:

$$V_{MAX} = 15KV$$
$$V_{PARARRAYO} = 0.8 * 15KV$$
$$V_{PARARRAYO} = 12KV$$

Se selecciona DPS de óxido de zinc, tipo distribución de 12 KV de tensión nominal y corriente nominal de descarga de 10 KA, para un impulso de corriente tipo rayo, onda 8/20μs.

3.19.3. CÁLCULO DEL BAJANTE DEL TRANSFORMADOR

El cálculo del calibre para el bajante del transformador se realizará con base en la corriente nominal secundaria del transformador. El conductor deberá ser en cobre aislado.

El calibre del neutro del bajante se escogerá con una capacidad de corriente mayor o igual al setenta por ciento (70%) de la capacidad amperimétrica del conductor seleccionado para las fases.

Trafo 5 kVA INS= 20.83 A

Por consiguiente, se escoge para las fases y neutro de todos los transformadores de 10 y 5, el conductor No. 2 (cuya capacidad de corriente para este conductor es 100 A THHN- 75 grados centígrados) y para la acometida un conductor concéntrico Cu forrado No. 8.

3.19.4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS Y RECOMENDACIONES

Las instalaciones eléctricas interiores, serán construidas con tubería PVC tipo pesado e incrustadas, con un diámetro de ½". El alambrado de la ductería se hará con conductores de cobre con aislamiento THW para 600 Voltios.
Todas las instalaciones eléctricas en tubería PVC, llevarán una línea para la continuidad de tierra en cobre desnudo calibre No. 14 AWG, salvo que se especifique otro calibre.
Todas las cajas terminales, de paso o empalme, ya sean cuadradas, octagonales o rectangulares, serán galvanizadas. Se emplearán las rectangulares en cajas terminales para interruptores o tomacorrientes en ducto de ½"; en todo caso se emplearán para un máximo de dos ductos de ½".
Cuando a una caja llegue un ducto de ¾", o más de dos ductos de ½", se deben emplear cajas cuadradas con suplemento galvanizado.
Toda tubería PVC que desemboque en las cajas de salida será tratada con emboquillado en caliente, o en su defecto, con los adaptadores terminales adecuados.
La línea de continuidad para la tierra, será desnuda y se conectará a las cajas de salida, por medio de un tornillo galvanizado para lámina.
La instalación de los tomacorrientes, será a 30 cm sobre el nivel del piso, en posición horizontal y con el polo de fase en la parte superior.
Los interruptores serán instalados a 110 cm sobre el nivel del piso, quedando cerrado o conectado al circuito accionario hacia la parte de arriba, o hacia la derecha.
El bajante del DPS y del neutro en el transformador, estará protegido con un tubo conduit metálico galvanizado, hasta una altura de tres metros sobre el nivel del terreno.
La resistencia de puesta a tierra de la subestación eléctrica en el transformador será de 10 Ω y en los tableros de distribución de baja tensión será de 25 Ω, en todo caso, superior a la de puesta a tierra del pararrayos de línea, para que exista coordinación en las puestas a tierra.
La resistencia de puesta a tierra del contador de energía eléctrica en el predio es de 25 Ω y en los tableros de distribución de baja tensión será de 25 Ω, en todo caso superior a la de puesta a tierra del pararrayos del transformador, para que exista coordinación en las puestas a tierra.
Las demás especificaciones para la construcción del proyecto deben regirse de acuerdo a las Normas para Diseño y Construcción de Sistemas de Distribución de la Empresa de Energía de Arauca y de la Norma 2050 para instalaciones eléctricas del Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC.

3.20. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

Las distancias mínimas de seguridad que se guardarán entre las redes eléctricas y otras partes energizadas, respecto a las construcciones, serán las establecidas en la tabla 13.1 del RETIE, para su interpretación se tendrá en cuenta la tabla 3.10.1 del RETIE

Tabla 3.10.1. a. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES			
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**	
Distancia vertical "**a**" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 3.10.1. a.).	44/34,5/33	3,8	
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8	
	<1	0,45	
Distancia horizontal "**b**" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 3.10.1. a.)	66/57,5	2,5	
	44/34,5/33	2,3	
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3	
	<1	1,7	
Distancia vertical "**c**" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 3.10.1. a.)	44/34,5/33	4,1	
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1	
	<1	3,5	
Distancia vertical "**d**" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1	
	66/57,5	5,8	
	44/34,5/33	5,6	
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6	
	<1	5	

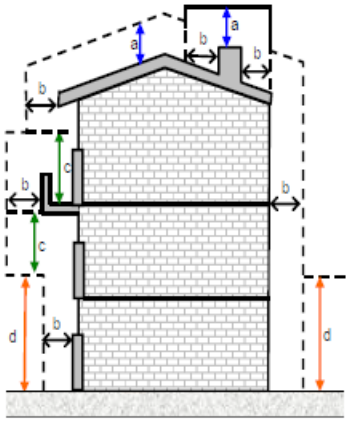


Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Fuente: Adaptada de la Resolución 90708 de 2013.

DOCUMENTO ELABORADO POR;

JOSE LEONARDO CESPEDES ZAPATA
PROFESIONAL UNIVERSITARIO S.I.F.D.
M.P. CN205-34091

ANEXO N°1

CÁLCULOS DE REGULACIÓN ELÉCTRICA