MEMORIAS DISEÑO ELÉCTRICO

DISEÑO DETALLADO RETIE DEL PROYECTO CUYO OBJETO ES "CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA"

DICIEMBRE DE 2025
ARAUCA – ARAUCA

TABLA DE CONTENIDO

1 INTRODUCCIÓN 6

2 RESUMEN EJECUTIVO 7

2.1 Disposiciones legales y normas aplicables 7

2.1.1 Reglamentación eléctrica 7

2.1.2 Reglamentación de alumbrado público 7

2.1.3 Normas 8

2.2 Programas de cálculo 8

2.2.1 Diseño eléctrico 8

2.2.2 Diseño de iluminación 8

3 Objetivo y alcance 8

3.1 Objetivo 8

3.2 Alcance 8

4 Diseño eléctrico 9

4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 11

4.2 Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección 19

4.3 Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos 19

4.3.1 Naturaleza de las cargas 19

4.3.2 Cargas proyectadas 20

4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico 20

4.5 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra 23

4.6 Análisis del nivel tensión requerido 23

4.7 Cálculo de campos electromagnéticos 24

4.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga 24

4.9 Sistema de puesta a tierra 25

4.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía 31

4.11 Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente 31

4.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación 31

4.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A 32

4.14 Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) 32

4.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia 34

4.16 Cálculos de regulación de tensión 35

4.17 Clasificación de áreas 37

4.18 Diagramas unifilares 38

4.19 Planos eléctricos para construcción 38

4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 38

4.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 40

4.21.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones 40

4.21.2 Distancias mínimas de seguridad en cruces y recorridos de vías..... 41

4.21.3 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura 42

4.21.4 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas 43

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen general del proyecto. 7
Tabla 2. Ítems del deseño detallado según el RETIE (actualización del 02 de abril de 2024). 10
Tabla 3. Factores de riesgos eléctricos más comunes 11
Tabla 4. Análisis de factores de Riesgo 1. 15
Tabla 5. Análisis de factores de Riesgo 2. 15
Tabla 6. Análisis de factores de Riesgo 3. 16
Tabla 7. Análisis de factores de Riesgo 4. 16
Tabla 8. Análisis de factores de Riesgo 5. 17
Tabla 9. Medidas para mitigar los riesgos identificados. 17
Tabla 10. Decisiones y acciones para Controlar el Riesgo 18
Tabla 11. Cuadro de cargas. 20
Tabla 12. Niveles de Aislamiento. 20
Tabla 13. Valores Nominales Del Aislador Según Selección. 21
Tabla 14. Distancia Mínima de Fuga. 21
Tabla 15. Distancia Total de fuga Calculada. 22
Tabla 16. Zonas de exposición al rayo y ubicación de los equipos. 23
Tabla 17. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014). 24
Tabla 18. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (resolución CREG 038-2014). 24
Tabla 19. Tipo de medición directa 24
Tabla 20. Cálculo de transformador. 25
Tabla 21. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. 31
Tabla 22. Perdida de energía. 35
Tabla 23. Parámetros de cálculo de regulación ENELAR ESP 35
Tabla 24. Factor de corrección. 37
Tabla 25. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. 41
Tabla 26. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones. 42
Tabla 27. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo. 43
Tabla 28. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura. 43
Tabla 29. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna. 44

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica. 7
Figura 2. Montaje típico de DPS. 22
Figura 3. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas (RETIE Figura 3.12.1.a). 26
Figura 4. Cálculo de la resistividad aparente del terreno en el Etap. 27
Figura 5. Valores usados de resistividad para la simulación. 28
Figura 6. Conductor de puesta a tierra. 29
Figura 7. Varilla electrodo. 29
Figura 8. Resumen de resultados obtenidos con el Etap. 30
Figura 9. Representación tridimensional de la malla de puesta a tierra. 30
Figura 10. Ocupación de ductos circuitos bifásicos en calibre 12 AWG. 32
Figura 11. Ocupación de ductos circuitos en calibre 12 AWG. 33
Figura 12. Ocupación de ductos circuitos en calibre 8 AWG. 33
Figura 13. Ocupación de ductos circuitos en calibre 2/0 AWG. 34
Figura 14. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vía. 41

1 INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde a las **Memorias de Cálculo del diseño eléctrico**, elaboradas en cumplimiento del **Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE**, para el proyecto denominado **"MEJORAMIENTO Y ADECUACIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA"**, el cual contempla la intervención de **infraestructura de alumbrado públiico, casetas de servicio y un pequeño parque de uso comunitario y turístico**.

Las memorias de cálculo aquí consignadas desarrollan los **criterios técnicos y normativos** adoptados para el diseño de las instalaciones eléctricas asociadas al suministro de energía, protección y seguridad de los sistemas intervenidos, incluyendo la alimentación eléctrica del alumbrado público, las instalaciones eléctricas de las casetas y los circuitos requeridos para el funcionamiento del parque. El diseño de iluminación propiamente dicho se desarrolla de manera independiente en el documento correspondiente al **RETILAP**, por lo cual este documento se limita a los aspectos eléctricos exigidos por el RETIE.

En el desarrollo del presente documento se incluyen los cálculos de cargas, la selección y dimensionamiento de conductores, canalizaciones y dispositivos de protección, la verificación de caídas de tensión y el diseño del sistema de puesta a tierra, garantizando condiciones de **seguridad, confiabilidad y continuidad del servicio**, conforme a lo establecido en el RETIE, las normas técnicas colombianas aplicables y las disposiciones del operador de red.

El diseño eléctrico propuesto tiene como objetivo asegurar la protección de las personas, los bienes y el medio ambiente, así como proporcionar una infraestructura eléctrica adecuada para el uso público y turístico de los espacios intervenidos, sirviendo este documento como **soporte técnico** para la ejecución, supervisión y certificación de las instalaciones eléctricas del proyecto.

2 RESUMEN EJECUTIVO

Tabla 1. Resumen general del proyecto.

Resumen general del proyecto	
Nombre de la obra o proyecto eléctrico	MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA
Localización	Municipio de Arauca, Departamento de Arauca, Colombia.
Propietario	Municipio de Arauca
Tipo de servicio	Oficial y Alumbrado Público
Número de luminarias	196
Demanda máxima (kVA)	19,464
Capacidad total instalada (kVA)	30
Número de equipos de medida	19
Longitud red de 13,2 kV (km)	0,29
Conductor de red de 13,2 kV	2 AWG
Longitud red de baja tensión (km)	3,3
Nombre completo Ingeniero Diseñador	Jordan Arley Gamboa Tijaro
Número de matrícula profesional del diseñador	SN205-182155



Figura 1. Ubicación geográfica.

2.1 Disposiciones legales y normas aplicables

2.1.1 Reglamentación eléctrica

- RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, actualización 2024.

2.1.2 Reglamentación de alumbrado público

- RETILAP. Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, actualización 2024.

2.1.3 Normas

- Norma Técnica ENELAR E.S.P.
- NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano (segunda actualización).

2.2 Programas de cálculo

2.2.1 Diseño eléctrico

Se empleó el software de AutoCAD para el diseño de planos eléctricos y el software ETAP 21 para el diseño y cálculo de la malla de puesta a tierra para la subestación tipo poste

2.2.2 Diseño de iluminación

Para el cálculo del sistema de iluminación interior, que abarca casetas, baños y demás espacios funcionales, se empleó el software DIALux EVO 13.2.

3 Objetivo y alcance

3.1 Objetivo

Diseñar de manera detallada la **instalación eléctrica asociada al sistema de alumbrado público**, así como las **instalaciones eléctricas internas de las casetas y del pequeño parque**, en el marco del proyecto **"MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA"**, garantizando el cumplimiento de los **requisitos técnicos, normativos y de seguridad** establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.

El diseño propuesto tiene como finalidad asegurar una operación **segura, eficiente y confiable** de las instalaciones eléctricas, protegiendo la vida de las personas, los bienes y el medio ambiente, y proporcionando un suministro eléctrico adecuado para el uso público, recreativo y turístico de los espacios intervenidos, en concordancia con las normas técnicas vigentes y las disposiciones del operador de red.

3.2 Alcance

El presente documento de **Memorias de Cálculo RETIE** comprende el desarrollo del diseño eléctrico para las instalaciones asociadas al proyecto **"MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA"**, abarcando los sistemas eléctricos del **alumbrado**

público, las **instalaciones eléctricas internas de las casetas** y los **circuitos eléctricos requeridos para el funcionamiento del pequeño parque**.

El alcance incluye el cálculo de cargas eléctricas, la definición de la demanda instalada, la selección y dimensionamiento de conductores, canalizaciones y dispositivos de protección, la verificación de caídas de tensión, así como el diseño del **sistema de puesta a tierra**, de conformidad con los requisitos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, las normas técnicas colombianas aplicables y las disposiciones del operador de red.

Así mismo, el documento contempla la verificación de las condiciones de seguridad eléctrica necesarias para la protección de las personas, los bienes y el medio ambiente, estableciendo los criterios técnicos que servirán como soporte para la **ejecución, supervisión, certificación y puesta en servicio** de las instalaciones eléctricas del proyecto. El diseño de iluminación propiamente dicho se desarrolla de manera independiente en el documento correspondiente al **RETILAP**, por lo cual no forma parte del alcance del presente documento.

4 Diseño eléctrico

El área eléctrica consiste en el diseño de las redes eléctricas necesarias para la implementación de la nueva infraestructura eléctrica del proyecto **"MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA"**. El RETIE en su cuerpo normativo, establece lo siguiente aspecto para la elaboración del diseño:

- ***"Artículo 3.3.1. Instalaciones eléctricas que requieren diseño"***

Toda instalación eléctrica que esté sujeta al cumplimiento del RETIE debe contar con un diseño elaborado por uno o más profesionales legalmente habilitados para llevar a cabo dicha tarea. El diseño puede ser básico o detallado, dependiendo del tipo de instalación.

- ***"3.3.3.1. Diseño detallado"***

"El diseño detallado debe ser ejecutado por profesionales de la ingeniería de acuerdo con la competencia otorgada por su matrícula profesional. Las partes involucradas con el diseño deben atender y respetar los derechos de autor y propiedad intelectual de los diseños. La profundidad con que se traten los temas dependerá de la complejidad y el nivel de riesgo asociado al tipo de instalación y debe contemplar los ítems que le apliquen de la siguiente lista:

El diseño debe contemplar la evaluación y realización de los siguientes ítems que le apliquen al tipo de instalación."

Tabla 2. Ítems del deseño detallado según el RETIE (actualización del 02 de abril de 2024).

Ítem	Descripción	Aplica	
		Si	No
a	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	X	
b	Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección	X	
c	Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos	X	
d	Coordinación de aislamiento eléctrico	X	
e	Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	X	
f	Análisis del nivel tensión requerido	X	
g	Cálculos de campos electromagnéticos		X
h	Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	X	
i	Sistema de puesta a tierra	X	
j	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía		X
k	Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente	X	
l	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación		X
m	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A	X	
n	Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc	X	
o	Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia	X	
p	Cálculos de regulación de tensión	X	
q	Áreas clasificadas como peligrosas	X	
r	Diagramas unifilares	X	
s	Planos eléctricos para construcción	X	
t	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares	X	

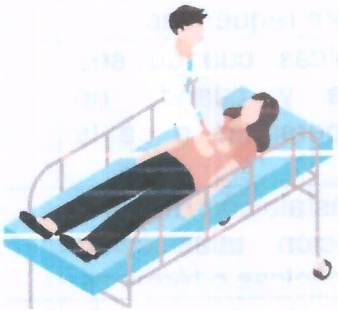
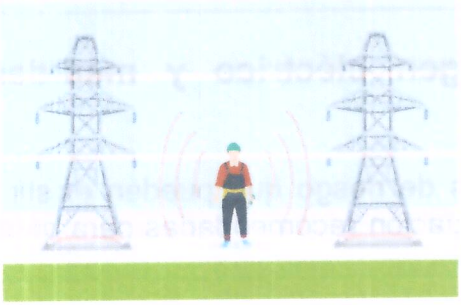
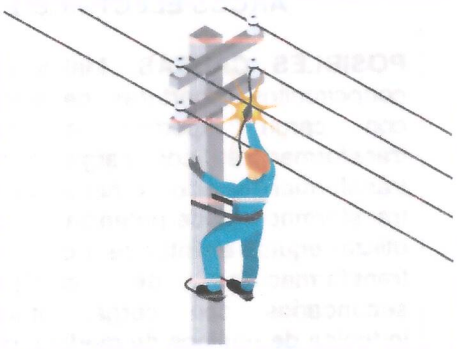
Ítem	Descripción	Aplica Si	Aplica No
u	Distancias de seguridad o servidumbre requeridas	X	
v	Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación		X
w	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas		X
x	Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales		X

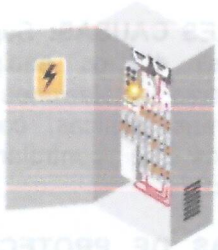
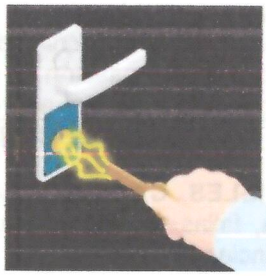
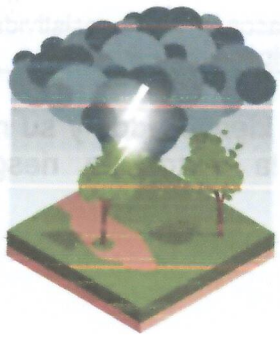
4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

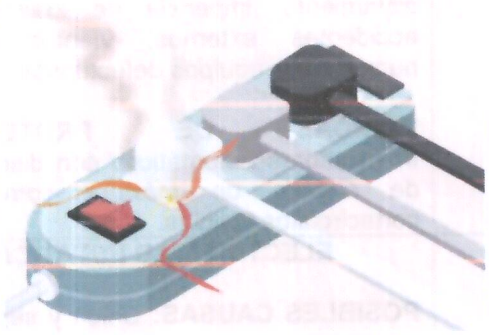
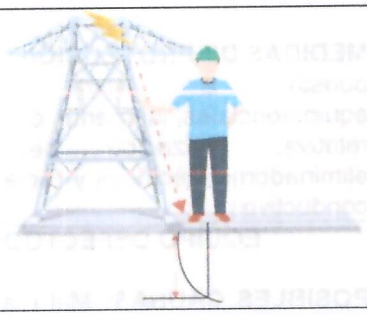
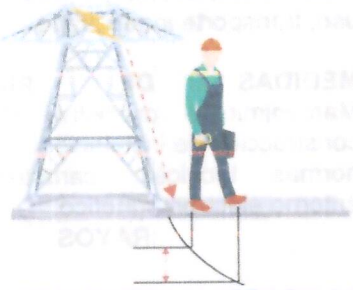
A continuación, se describen los factores de riesgo que pueden existir en toda instalación eléctrica y las medidas de mitigación recomendadas para garantizar la seguridad de los operarios y usuarios.

Tabla 3. Factores de riesgos eléctricos más comunes.

	**ARCOS ELÉCTRICOS** **POSIBLES CAUSAS:** Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de transformadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra los rayos ultravioletas.

	**AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)** **POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	**CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS** **POSIBLES CAUSAS:** Falla en el diseño, violación de anchos de zonas de servidumbre, mediciones con equipo no calibrado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Respetar los anchos de zonas de servidumbre y los valores de límites de exposición a campos electromagnéticos.
	**CONTACTO DIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
	**CONTACTO INDIRECTO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.

	**CORTOCIRCUITO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
	**ELECTRICIDAD ESTÁTICA** **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
	**EQUIPO DEFECTUOSO** **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.
	**RAYOS** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

	**SOBRECARGA** **POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
	**TENSIÓN DE CONTACTO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla, **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

La siguiente tabla detalla los factores de riesgo identificados y su nivel de riesgo correspondiente, calculado de acuerdo con la matriz de riesgos eléctricos establecida en el RETIE:

Tabla 4. Análisis de factores de Riesgo 1.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemadura grave (EVENTO O EFECTO) (Ej: Quemaduras)	por	Contacto accidental (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (Ej: Arco eléctrico)	(al) o (en)	Línea 13,2 kV energizada (FUENTE) (Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la empresa	B Sucede varias veces al año en la empresa	A Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más 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

Evaluador | Matrícula profesional | Lugar de la evaluación | Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 5. Análisis de factores de Riesgo 2.

RIESGO A EVALUAR:	Arco eléctrico en conexión final (EVENTO O EFECTO) (Ej: Quemaduras)	por	Error en conexión o mala coordinación (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (Ej: Arco eléctrico)	(al) o (en)	Equipos energizados / fallas en maniobra (FUENTE) (Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la empresa	B Sucede varias veces al año en la empresa	A Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más 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

Evaluador | Matrícula profesional | Lugar de la evaluación | Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 6. Análisis de factores de Riesgo 3.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución por falla en puesta a tierra (EVENTO O EFECTO) (Ej: Quemaduras)	por	Puesta a tierra temporal mal instalada o ausente (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (Ej: Arco electrico)	(al) o (en)	Trabajo sin descargo efectivo (FUENTE) (Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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 dia)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesion 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

Evaluador | Matrícula profesional | Lugar de la evaluación | Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 7. Análisis de factores de Riesgo 4.

RIESGO A EVALUAR:	Lesiones por caída del trabajador (EVENTO O EFECTO) (Ej: Quemaduras)	por	Caída desde altura durante izado o conexión (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (Ej: Arco electrico)	(al) o (en)	Trabajo en alturas / error humano (FUENTE) (Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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 dia)	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

Evaluador | Matrícula profesional | Lugar de la evaluación | Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 8. Análisis de factores de Riesgo 5.

RIESGO A EVALUAR:	Daño de conductor, herramientas o materiales (EVENTO O EFECTO) (Ej: Quemaduras)	por	Mal manejo del conductor durante el tendido (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (Ej: Arco eléctrico)	(al) o (en)	Desorganización / falta de supervisión (FUENTE) (Ej: Celda de 13.8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la empresa	B Sucede varias veces al año en la empresa	A Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o más 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

Evaluador | Matrícula profesional | Lugar de la evaluación | Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Durante la ejecución de trabajos en redes eléctricas, es fundamental identificar los riesgos asociados a las actividades críticas, con el fin de implementar medidas preventivas que garanticen la integridad del personal, la continuidad del servicio y la protección del entorno. A continuación, se describen los principales eventos de riesgo identificados en el proyecto, sus causas y las medidas de prevención y control necesarias para mitigarlos eficazmente conforme a la normatividad vigente y buenas prácticas de seguridad eléctrica.

Tabla 9. Medidas para mitigar los riesgos identificados.

Nº	Evento o Efecto	Medidas de Prevención / Control
1	**Electrocución o quemadura grave**	• Desenergizar la red con verificación de ausencia de tensión • Implementar sistema de bloqueo y etiquetado (LOTO) • Uso obligatorio de EPP dieléctrico (guantes, botas, casco con visor) • Capacitación en riesgos eléctricos y protocolos de emergencia • Supervisión permanente durante maniobras cercanas a tensión
3	**Arco eléctrico en conexión final**	• Realizar conexión con red desenergizada y puesta a tierra visible • Inspeccionar y probar materiales y terminales antes de conexión • Respetar distancias de seguridad • Personal entrenado en maniobras de conexión MT • Uso de herramientas con aislamiento y visores contra arco eléctrico

5	**Electrocución por falla en puesta a tierra**	• Usar puestas a tierra temporales visibles antes de iniciar trabajos • Verificar continuidad y efectividad de la puesta a tierra con equipo • Uso de pértigas para conexión de tierra • Capacitación en técnicas de descarga segura • Supervisión del protocolo de puesta a tierra en campo
6	**Lesiones por caída del trabajador**	• Uso de sistema anticaídas (líneas de vida, arnés, absorbedores) • Certificación en trabajo seguro en alturas • Inspección diaria de EPP y estructuras (postes, escaleras, canastas) • Procedimientos escritos para maniobras en altura • Análisis de trabajo seguro (AST) antes de subir a estructura
7	**Daño de conductor, herramientas o materiales**	• Capacitación en técnicas de tendido y manipulación de conductor • Control visual del área de trabajo • Asignación de roles y supervisión en campo • Uso de poleas, guías, grúas y herramientas adecuadas • Señalización de zona de maniobras y protección del conductor en piso

Fuente: Elaboración propia.

Con base en los niveles de riesgo identificados en la tabla anterior, se establecen las decisiones y acciones que deben tomarse para controlar dichos riesgos antes, durante y después de la ejecución de los trabajos. La siguiente tabla, extraída del RETIE 2024, presenta de manera clara las medidas que deben adoptarse según la clasificación del riesgo (Muy alto, Alto, Medio, Bajo o Muy bajo), incluyendo la necesidad de permisos especiales, el uso obligatorio de EPP y los procedimientos de análisis y verificación requeridos.

Tabla 10. Decisiones y acciones para Controlar el Riesgo.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	**Inadmisible para trabajar.** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo – PES.
	Alto	**Minimizarlo.** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar al riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el Permiso de Trabajo – PT presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	**Aceptarlo.** Aplicar los sistemas de control (Minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder de grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo – PT según procedimiento establecido.
	Bajo	**Asumirlo.** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios.	No afecta la secuencia de las actividades.

Fuente: Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.2 Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección

Ver el anexo 1 del presente documento.

4.3 Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos

El presente análisis tiene como finalidad evaluar la carga eléctrica instalada en el sistema eléctrico del proyecto **"MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN COMO INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MUNICIPIO DE ARAUCA"**, para identificar las posibles medidas correctivas necesarias.

4.3.1 Naturaleza de las cargas

Cargas del tipo resistivas: Este tipo de cargas son lineales y no presentan deformaciones en el factor de potencia, que son: lámparas bombillas incandescentes, cafeteras eléctricas y cualquier tipo de elemento que usa para su funcionamiento una resistencia. Estas no afectan la calidad del servicio eléctrico y la mayoría de las cargas del proyecto actual son de este tipo.

Cargas del tipo Inductivas: Estas cargas pueden afectar la calidad del servicio eléctrico y disminuir el factor de potencia global, entre estas cargas se presentan motores para diferentes usos. En este caso el proyecto es completamente residencial y se proyectan cargas de motores para pequeñas para bombas de 2 HP con un factor de potencia común proyectado de 0.82, por lo que el factor de potencia no se afectaría, además el uso no es continuo. El control del factor de potencia se llevará a cabo con un arrancador electrónico suave. Sucede lo mismo con las cargas capacitivas.

Análisis de Armónicos: En general los armónicos son producidos por cargas no lineales. A continuación, se mencionan el tipo de cargas que son susceptibles a los armónicos y cuales los generan

Siguiendo lo indicado en el STD IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctrica son:

- Convertidores.
- Hornos de Arco.
- Compensadores de VAR estático.
- Inversores monofásicos y trifásicos.
- Controles de Fase electrónicos.
- Ciclos convertidores.
- Variadores de PWM.

Este proyecto no cuenta con este tipo de cargas, por lo tanto, los efectos provocados por armónicos son despreciables.

4.3.2 Cargas proyectadas

A continuación, se presenta el cuadro de cargas del tablero general, los cuadros de carga discriminados por tablero de distribución se encuentran en los planos eléctricos.

Tabla 1. Cuadro de cargas del Tablero General en Baja Tensión TGBT

Acometida:					Trifásica tetrafilar														Tipo de red:	Trifásica
Voltaje entre fases:					220									Regulación máxima permitida			5	Tipo de instalación.		Oficial - AP
NOMBRE DE TABLERO	FASE DE ALIMENTACION	Distancia Hasta Tablero (m)	TENSIÓN (V)	TIPO DE CIRCUITO MON - BF - TRF	162	180	180	40	30	27	60	3333	0	2,500	Potencias por Fase VA			F.P.	S (VA)	Corr. (Amps)	Conductor en Cu (AWG)	Prot. (Amps)	Observación
					Tomacorriente General	Tomacorriente Regulado	Tomacorriente Grado Hospitalario	Luminaria 40W	Luminaria 30W	Luminaria 27W	Mastiles Tradicional	Toma Trifasica	Luminaria 0W	LUMINARIA EMERGENCIA	A	B	C						
TB-NM01	C	180,00	127	Mon.	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	384	-	0,90	384,00	3,36	8	1*15	
TB-NM02	B	85,00	127	Mon.	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	384	-	0,90	384,00	3,36	8	1*15	
TB-NM03	B	60,00	127	Mon.	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	384	-	0,90	384,00	3,36	8	1*15	
TB-NM04	B	25,00	127	Mon.	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	384	-	0,90	384,00	3,36	8	1*15	
TB-NM05	A	190,00	127	Mon.	2	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	384	-	0,90	384,00	3,36	8	1*15	
TB-NM06	C	170,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	1,044	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM07	C	165,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	1,044	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM08	C	165,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	1,044	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM09	C	160,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	1,044	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM10	A	125,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	1,044	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM11	A	120,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	1,044	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM12	A	120,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	1,044	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM13	A	115,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	1,044	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM14	B	65,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	1,044	-	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM15	B	60,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	1,044	-	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM16	B	60,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	1,044	-	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NM17	B	55,00	127	Mon.	2	3	-	-	6	-	-	-	-	-	1,044	-	-	0,90	1,044,00	9,13	8	1*15	
TB-NL01	B	10,00	127	Mon.	-	-	-	-	18	-	-	-	-	-	-	540	-	0,90	540,00	4,72	12	1*15	
TB-NL02	A,C	5,00	220	Bif.	-	-	-	-	88	8	33	-	-	-	2,418	-	2,418	0,90	4,836,00	17,27	8	2*20	
TOTAL					34	36	0	0	188	8	33	0	0	0	8594	8838	8594			0,63%	Ver plano de instalaciones eléctricas internas.		
															19624,00								

Tabla 11. Cuadro de cargas.

4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico

Niveles de aislamiento

El nivel básico de aislamiento al impulso que deben tener los devanados y terminales de M.T. y BT están definidos en la tabla 13.

Tabla 12. Niveles de Aislamiento.

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

Tipo y selección de aisladores

Los aisladores deben poseer certificado de conformidad de la SIC. Para la selección de los aisladores se hace en base al nivel de tensión de la red, el nivel de aislamiento y el grado de contaminación.

Para el presente proyecto se utilizarán aisladores poliméricos tipo ANSI (DS-15), con los valores mostrados en la Tabla 14.

Tabla 13. Valores Nominales Del Aislador Según Selección.

CLASIFICACIÓN	
CLASE ANSI (C29.13-2000)	DS-15
IEC	61109
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm	
Distancia de arco	190
Distancia de fuga	410
VALORES MECÁNICOS, kN	
Carga mecánica nominal	70
Carga mecánica de rutina	35
Carga mecánica de torsión kN.m	47
VALORES ELÉCTRICOS, kV	
Voltaje típico de aplicación	15
Flameo de baja frecuencia en seco	95
Flameo de baja frecuencia húmedo	85
Flameo crítico a impulso positivo	145
Nivel Básico de Aislamiento	140

Distancias mínimas de fuga

Las distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2 se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 14. Distancia Mínima de Fuga.

Grado de contaminación	**Descripción**	**Distancia mínima de fuga**
II-Medio	6. Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. 7. Áreas con industrias poco contaminantes y7o con casas equipadas con plantas de calefacción. 8. Áreas expuestas a vientos del mar, pero no próximas a la costa	20 mm/kV

La distancia de fuga necesaria se calcula con la siguiente ecuación:

$$Dt = \frac{v_{max}}{\sqrt{3}} \cdot Df \cdot \delta$$

- Dt = Distancia de fuga en mm
- v_{max} = Valor eficaz de la tensión máxima de operación. En Kv. Para redes de 13.2 Kv se toma 17.5 Kv como tensión máxima.
- Df = es la distancia mínima de fuga, en mm/kV. Se toma el valor adecuado de la tabla 6.
- δ = es el factor de corrección por densidad del aire.
- δ = e (h/8150) Para 246 mts = 1.0306 h = Altura sobre el nivel del mar.

Los cálculos respectivos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 15. Distancia Total de fuga Calculada.

Vmax (kV)	Df (mm(kV)	h (m)	δ	Dt (mm)
17,5	20	246	1,030644205	**205,171**

El número total de aisladores se calcula como la razón entre la distancia total de fuga Df y la distancia de fuga de cada aislador. La distancia de fuga (Dtfu) para un aislador polimérico tipo ANSI (DS-15) según su catálogo es de 410 mm.

$$Num\ Aisladores = \frac{Dt}{Dtfu} = \frac{264.757}{410} = 0.5$$

De lo calculado en la ecuación anterior se concluye que se debe utilizar un (1) juego de aisladores poliméricos para cada línea.

Selección de pararrayos y DPS

1. Pararrayo

Las características del pararrayo corresponden a: Tipo Óxido de Zinc
Tensión nominal = 12 KV
Corriente nominal = 10 KA
Nivel Básico de Aislamiento = 110 KV

2. Análisis de coordinación de aislamiento en cascada DPS

De acuerdo con Rt. 28.3.2 - z) se debe contemplar el uso de protecciones de sobretensión en cascada en el circuito más crítico para garantizar la continuidad de servicio ante eventos de sobretensiones transitorias generadas por descargas atmosféricas o por maniobras en la red.

El esquema de conexión es el siguiente:

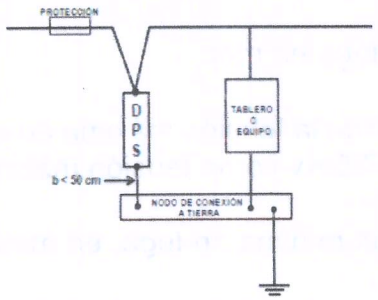


Figura 2. Montaje típico de DPS.

Como se evidencia en la figura anterior, el DPS se ubica aguas debajo de la protección principal, sin protección independiente y los más cerca posible del equipo a proteger.

La zona expuesta al impacto directo de rayo presenta un elevado impulso electromagnético de rayo LEMP esta zona se denomina LPZ 0. Dentro del edificio y protegida por el sistema de apantallamiento se encuentra la zona LPZ 1, en esta zona los impulsos electromagnéticos de rayo son menores sin embargo ofrecen niveles peligrosos capaces de crear bucles inductivos en los cables que componen

los sistemas eléctricos; más adentro del edificio y debajo de un sistema extra de apantallamiento se encuentra la zona de protección LPZ 2, y ya dentro del armario metálico donde se encuentra equipo electrónico sensible se denomina zona de protección LPZ 3.

Desde el punto de vista espacial podemos ubicar el equipo electrónico en cualquiera de estas zonas dependiendo el nivel de sensibilidad a los impulsos electromagnéticos de rayo LEMP.
Para este proyecto:

Tabla 16. Zonas de exposición al rayo y ubicación de los equipos.

Zona de exposición al rayo	Ubicación	DPS
LPZ0	Acometida en MT	Pararrayo polimérico Ubicado en el transformador.
LPZ1	Edificio General, encerrado por el sistema de apantallamiento	DPS clase 1: Instalar aguas abajo del totalizador general
LPZ2	Conexión General de equipos	DPS clase 2: Tableros de distribución

4.5 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra

Ver el anexo 2 del presente documento.

4.6 Análisis del nivel tensión requerido

Los equipos, aparatos eléctricos y de alumbrado requieren disponibilidad de tensión de 220 V para circuitos bifásicos, 127 V para circuitos monofásicos, por lo cual se debe instalar una subestación de transformación de MT a estos valores en BT.

Línea de media tensión

De acuerdo con la disponibilidad de ENELAR E.S.P. se tomará del punto de conexión de la ubicación de las estructuras con número 3, o arranque ya que no se tiene identificación de la estructura, con nivel II 13.2 kV.

Voltaje del transformador

Debe tener una relación alrededor de 13.2/0.220/0.127 kV.
Equipo de medida directa
Medición Indirecta en media tensión

Los puntos de medición de acuerdo con la resolución CREG 038-2014, Articulo 6, se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión como se observa en la tabla 1:

Tabla 17. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014).

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	C ≥ 15.000	CI ≥ 30
2	15.000 > C ≥ 500	30 > CI ≥ 1
3	500 > C ≥ 50	1 > CI ≥ 0,1
4	50 > C ≥ 5	0,1 > CI ≥ 0,01
5	C < 5	CI < 0,01

Tabla 18. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (resolución CREG 038-2014).

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

Tabla 19. Tipo de medición directa

Capacidad instalada [kVA]	Tipo de medición	Tipo de Medidor	Medidor	Clase	Tensión de Referencia [kV]	TP	TC
30	Directa	Trifásico	Electrónico Inom: 5A	0.5S (P) 2(Q)	0.220/0.127	~~0.5s~~ 13,20/0,220 30VA	~~0.5s~~ 15/5 30VA

4.7 Cálculo de campos electromagnéticos

No aplica. Ya que no se contemplan líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.

4.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

Tabla 20. Cálculo de transformador.

1. CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA		
Carga Diversificada [kVA]	**Factor de Diseño**	**Capacidad calculada [kVA]**
19,824	1	19,824
2. TRANSFORMADOR SELECCIONADO		
N° Fases-Montaje	Aislamiento	**Potencia nominal Aparente [kVA]**
Trifásico	ACEITE	30
Conexión	Tensión [V]	Refrigeración
Dy5	13200/220/127	ONAN
3. CARACTERÍSTICAS DE FUNCIONAMIENTO		
[%] Cargabilidad	**Frecuencia**	**Altura de instalación MSNM**
66,08%	60 Hz	246

- Como se demostró en el ítem 4.3. Análisis de cuadros de cargas iniciales y futuras incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos, no se consideran efectos de armónicos.

- El factor de potencia de diseño según lo establecido en la resolución CREG 108 de 1997, es de 0,9

4.9 Sistema de puesta a tierra

El RETIE establece que todo sistema de puesta a tierra debe cumplir con los siguientes criterios:

A. No se permite utilizar elementos metálicos que no formen parte de las instalaciones eléctricas como conductores del sistema de puesta a tierra, aunque estos elementos deben conectarse a tierra en algunos casos.
B. Los elementos metálicos principales que refuercen la estructura de un edificio deben estar conectados permanentemente al sistema general de puesta a tierra.
C. Las conexiones que estén bajo el nivel del suelo deben realizarse mediante soldadura exotérmica o con conectores certificados para enterramiento directo, conforme a las normas IEEE 837 o NTC 2206.
D. Deben dejarse puntos de conexión accesibles e inspeccionables para verificar las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial. Si se construyen cajas de inspección, estas deben tener dimensiones mínimas de 30 cm x 30 cm o 30 cm de diámetro si son circulares, con tapas removibles. Esta disposición no es aplicable a los electrodos de las líneas de transporte.
E. En caso de que existan múltiples sistemas de puesta a tierra en un edificio, deben estar interconectados eléctricamente, siguiendo lo establecido en la norma IEC-61000-5-2.

A continuación, a modo de ejemplo, se detallan sistemas de puestas a tierra dedicadas e interconectadas entre sí:

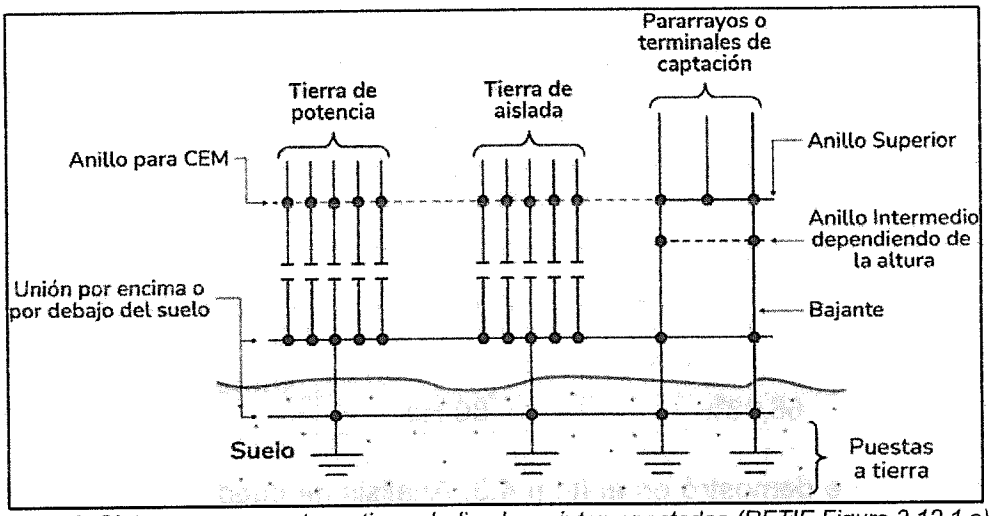


Figura 3. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas (RETIE Figura 3.12.1.a).

Para el presente proyecto, se contempla la instalación de una subestación tipo poste, la cual requiere un sistema de puesta a tierra diseñado conforme a los criterios técnicos y normativos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Este sistema es esencial para garantizar la seguridad de las personas, la correcta operación de los equipos eléctricos, y la efectividad de las protecciones contra fallas a tierra y sobretensiones.

De acuerdo con el RETIE, todo sistema de puesta a tierra debe cumplir con una resistencia máxima permitida de 10 ohmios para subestaciones de media tensión. Adicionalmente, se deben aplicar medidas como el uso de electrodos certificados, conexiones permanentes mediante soldadura exotérmica o conectores para enterramiento directo (conforme a IEEE 837 o NTC 2206), y la disposición de cajas de inspección accesibles para verificar continuidad y estado del sistema.

En cumplimiento de lo anterior, se diseñó el sistema de puesta a tierra en el software ETAP, obteniendo resultados que cumplen con los límites establecidos, y asegurando que el transformador y los equipos asociados queden protegidos frente a descargas atmosféricas, fallas eléctricas y riesgos de contacto.

Es importante aclarar que, según lo establecido en el TÍTULO 12 del RETIE, numeral 3.12.4.3 sobre medición de tensiones de paso y contacto, no es obligatorio realizar estas mediciones en subestaciones tipo poste. Así lo indica expresamente el parágrafo 1, el cual exime de esta exigencia a este tipo de subestaciones, siempre que se cumplan los criterios generales de diseño. Por lo tanto, en el caso del presente proyecto, dicha medición no es requerida, lo que se encuentra en concordancia con la normatividad vigente.

A continuación, se presentan los valores de resistividad aparente del terreno obtenidos mediante mediciones en campo, los cuales fueron empleados como base para el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación tipo poste. Estos valores son fundamentales para determinar la configuración, cantidad y disposición de los electrodos, así como para validar que la resistencia final del sistema se mantenga dentro de los límites establecidos por el RETIE.

Con base en los datos obtenidos en campo, se realizó el cálculo de la resistividad aparente del terreno utilizando el software especializado, considerando un modelo de dos capas. Los resultados indican una resistividad de 28,159 Ω·m para la capa superficial, con una profundidad de 10,29 pies (33,76 m), y una resistividad de 24,676 Ω·m para la capa inferior. Estos valores son fundamentales para definir el diseño del sistema de puesta a tierra, ya que permiten simular con mayor precisión el comportamiento del terreno frente a la disipación de corriente. La modelación del perfil estratificado del suelo mejora la confiabilidad del diseño frente a configuraciones uniformes y asegura que el sistema cumpla con los valores establecidos por el RETIE. Se deberá añadir una capa de 0,5 ft de roca triturada.

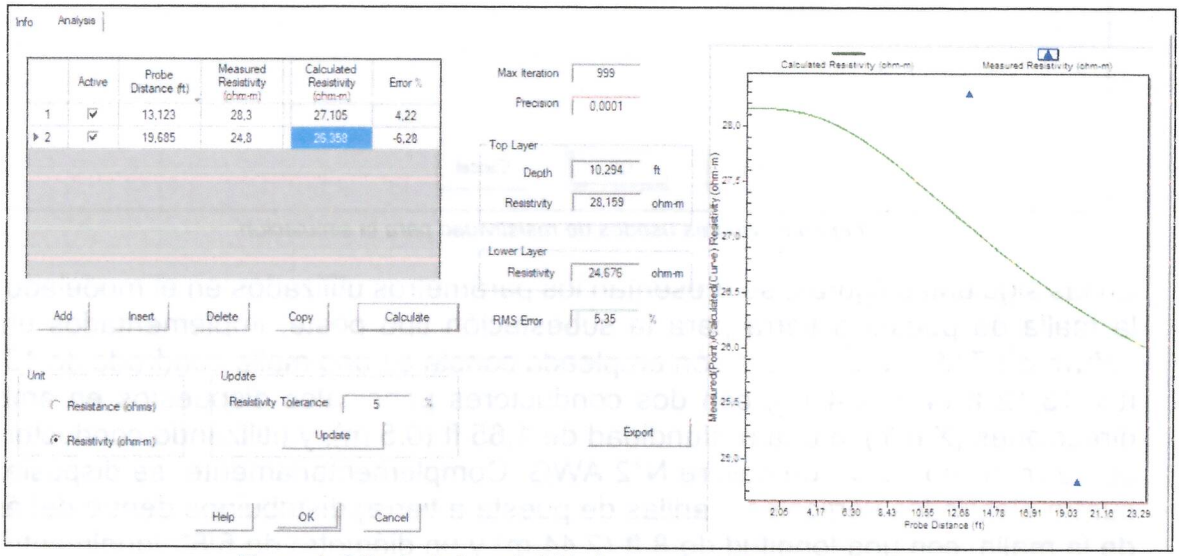


Figura 4. Cálculo de la resistividad aparente del terreno en el Etap.

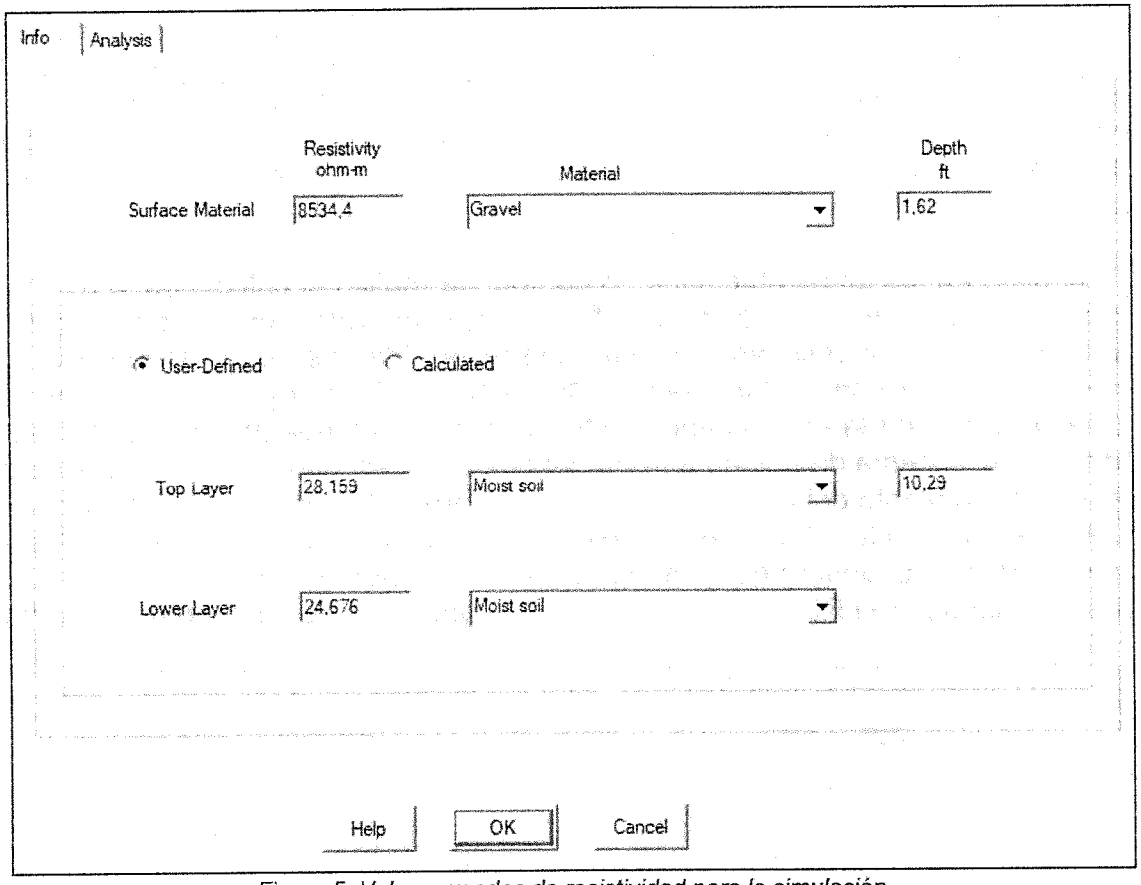


Figura 5. Valores usados de resistividad para la simulación.

En las siguientes figuras, se presentan los parámetros utilizados en el modelado de la malla de puesta a tierra para la subestación tipo poste, implementados en el software ETAP. La configuración empleada consta de una malla cuadrada de 13,12 ft x 13,12 ft (4 m x 4 m), con dos conductores principales dispuestos en ambas direcciones (X e Y), a una profundidad de 1,65 ft (0,5 m), y utilizando conductor de cobre recocido suave de calibre N°2 AWG. Complementariamente, se dispusieron cuatro electrodos verticales (varillas de puesta a tierra) distribuidos dentro del área de la malla, con una longitud de 8 ft (2,44 m) y un diámetro de 5/8", igualmente de cobre.

Esta configuración permite garantizar una adecuada disipación de corriente en el terreno y fue evaluada con base en los valores de resistividad obtenidos en campo, asegurando el cumplimiento del valor de resistencia exigido por el RETIE.

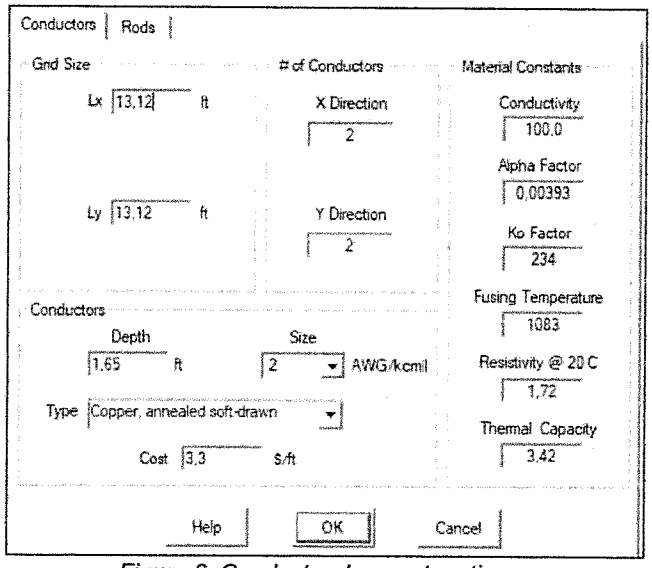


Figura 6. Conductor de puesta a tierra.

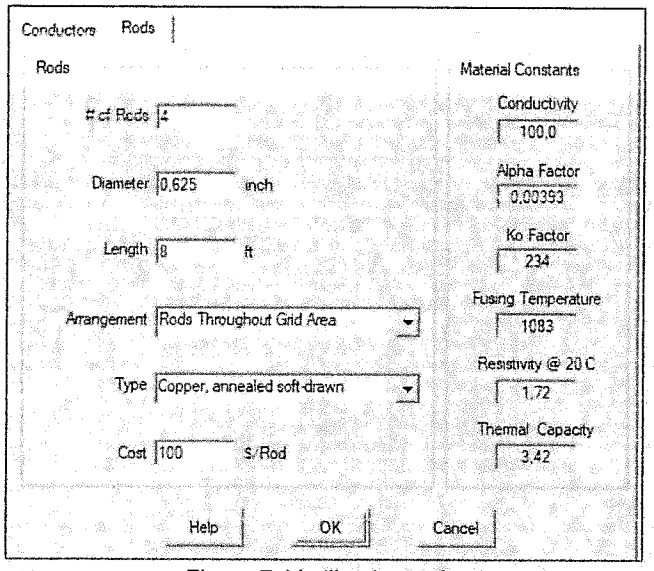


Figura 7. Varilla electrodo.

A continuación, se presentan las figuras correspondientes al análisis del sistema de puesta a tierra diseñado para la subestación tipo poste. La primera imagen muestra el resumen de resultados, donde se evidencian los valores calculados de tensión de paso y tensión de contacto, así como la resistencia del sistema de puesta a tierra (Rg) y el voltaje de referencia de tierra (GPR). La segunda imagen corresponde a la representación tridimensional de la malla de puesta a tierra, donde se aprecia la disposición geométrica de los conductores enterrados y su profundidad, información fundamental para validar el diseño físico del sistema.

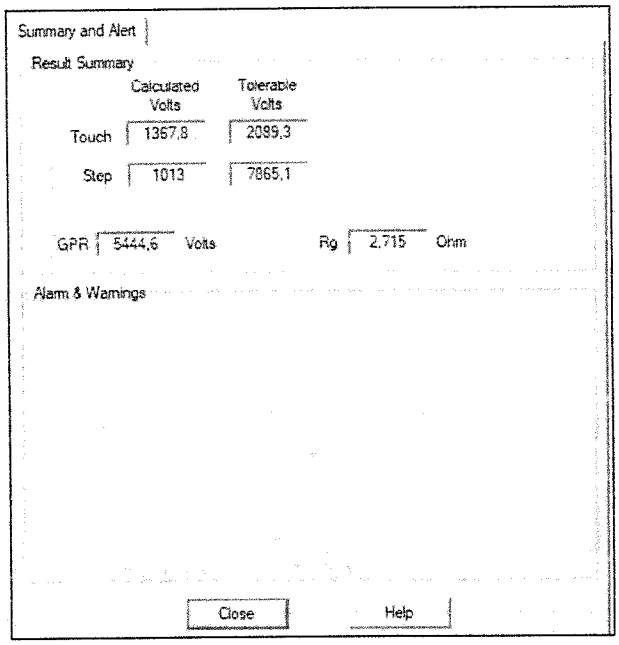


Figura 8. Resumen de resultados obtenidos con el Etap.

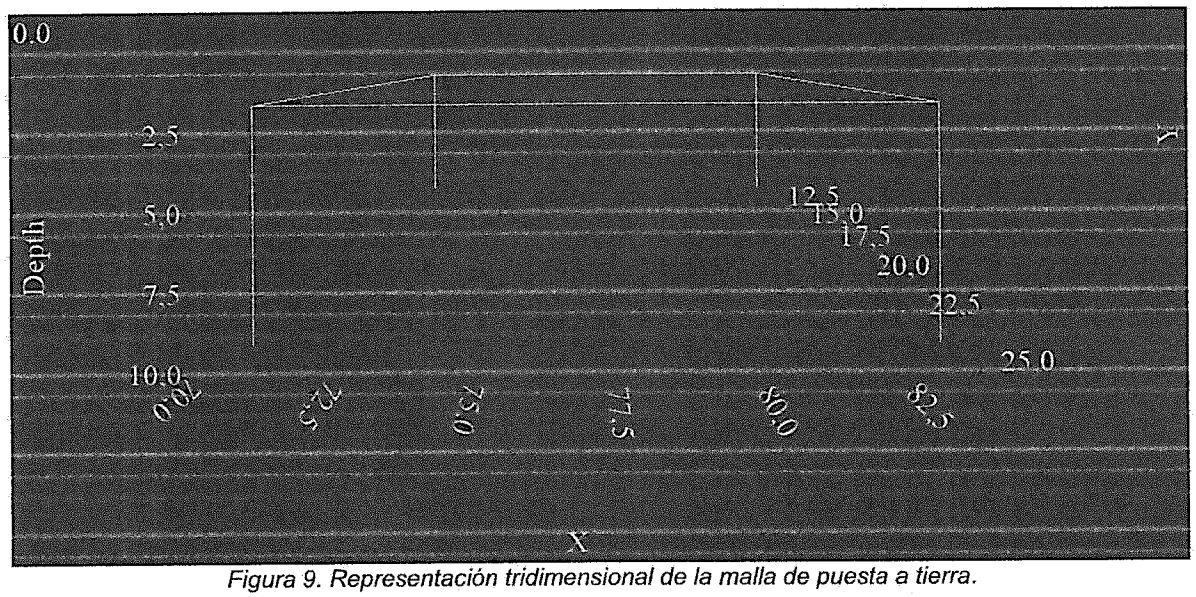


Figura 9. Representación tridimensional de la malla de puesta a tierra.

La siguiente tabla presenta los valores máximos permitidos de resistencia de puesta a tierra según la aplicación específica, conforme a lo establecido en el RETIE, Tabla 3.12.3.a, y las normas técnicas internacionales ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552-1. Para el caso del presente proyecto, que contempla una subestación tipo poste de media a baja tensión, el valor límite de resistencia de puesta a tierra es de 10 ohmios. Como se evidenció en el diseño y la simulación realizada, el sistema obtuvo una resistencia de 2,715 ohmios, lo cual se encuentra dentro del rango permitido, garantizando el cumplimiento normativo y la seguridad operacional de la instalación.

Tabla 21. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

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

Fuente: Tabla 3.12.3.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

Nota: Ver el anexo 3 del presente documento para más detalles.

4.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía

No se realizaron acometidas en baja tensión de aluminio, por la longitud de los tramos de alimentación, por lo que se optó completamente por redes en cobre proyectando una regulación de tensión más acorde.

4.11 Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente

Dimensionamiento de alimentadores de acuerdo con la secc. 220-10

Los circuitos alimentadores han sido dimensionados de acuerdo con la sección 220-10 de la NTC 2050, dimensionando los conductores con factores de ajuste por temperatura a más de 30°C y factores de agrupamiento cuando aplique, con capacidad el 125% de la carga.

Verificación contra corrientes de cortocircuito

El cálculo se presenta en la coordinación de protecciones y en el informe de dicho calculo

Nota: Para más detalles revisar los cuadros de cargas.

4.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación

No aplica, ya que el proyecto corresponde al diseño de instalaciones eléctricas internas, por lo tanto, no contempla estructuras ni elementos de soporte asociados a redes de transmisión, distribución, subestaciones o centrales de generación.

4.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A

Ver el anexo 4 del presente documento.

4.14 Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

Nº	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm²	Total Grupo mm²	Observaciones
1	12	THW 600 V	2	3,84	11,58	23,16	conductores de fases
2	12	THW 600 V	0				conductores de neutro
3	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductores de puesta a tierra
4	12	MONOPOLAR 75 (PVC-PVC) 600 V					
5	12	TW 600 V					

Área total requerida por los conductores 34,74 mm²

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rigido, Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 1/2 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 13,40 mm

Área Total 141,03 mm²

Diámetro mínimo recomendado 1/2 "

Máxima ocupación permitida 40,00% Ocupación 24,64%

Figura 10. Ocupación de ductos circuitos bifásicos en calibre 12 AWG.

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductores de fases
2	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductores de neutro
3	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductor de puesta a tierra
4	2/0	THW 600 V	0				
5	2/0	THW 600 V	0				

Área total requerida por los conductores 34,74 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rigido, Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 1/2 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 13,40 mm
Área Total 141,03 mm^2
Diámetro mínimo recomendado 1/2 "

Máxima ocupación permitida 40,00% **Ocupación** 24,64%

Figura 11. Ocupación de ductos circuitos en calibre 12 AWG.

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	8	THW 600 V	5	5,99	28,18	140,90	conductores de fases
2	10	THW 600 V	1	4,47	15,69	15,69	conductores de neutro
3	8	THW 600 V					
4	12	MONOPOLAR 75 (PVC-PVC) 600 V					
5	12	TW 600 V					

Área total requerida por los conductores 156,59 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rigido, Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 1 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 23,80 mm
Área Total 444,88 mm^2
Diámetro mínimo recomendado 1 "

Máxima ocupación permitida 40,00% **Ocupación** 35,20%

Figura 12. Ocupación de ductos circuitos en calibre 8 AWG.

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductores de fases
2	10	THW 600 V	1	4,47	15,69	15,69	conductores de neutro
3	10	THW 600 V	1	4,47	15,69	15,69	conductores de puesta a tierra
4	12	MONOPOLAR 75 (PVC-PVC) 600 V					
5	12	TW 600 V					

Área total requerida por los conductores 59,57 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rígido, Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 3/4 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 18,30 mm

Área Total 263,02 mm^2

Diámetro mínimo recomendado 3/4 "

Máxima ocupación permitida 40,00% Ocupación 22,65%

Figura 13. Ocupación de ductos circuitos en calibre 2/0 AWG.

4.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia

El cálculo de las pérdidas de energía en las instalaciones eléctricas del proyecto se realizó considerando principalmente las **pérdidas por efecto Joule** en los conductores, las cuales dependen de la corriente que circula por los circuitos y de la resistencia eléctrica de los mismos, conforme a los criterios establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y las normas técnicas aplicables.

Para la determinación de la corriente de cada circuito se tuvo en cuenta la **potencia instalada**, la **tensión de operación** y el **factor de potencia** de las cargas, de manera que a menores valores de factor de potencia se refleje un incremento en la corriente y, por consiguiente, en las pérdidas de energía. La resistencia de los conductores fue calculada en función del material, calibre y longitud total del circuito, considerando el recorrido de ida y retorno.

Las pérdidas de energía se calcularon mediante la expresión:

$$P_p = I^2 \cdot R$$

donde *I* corresponde a la corriente del circuito y *R* a la resistencia total del conductor. Posteriormente, se determinó el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia

instalada de cada circuito, con el fin de verificar que se mantengan dentro de los valores recomendados por las buenas prácticas de diseño y el RETIE.

En relación con los **armónicos**, se consideró que las cargas instaladas corresponden principalmente a luminarias LED y equipos de uso general, las cuales pueden generar distorsión armónica en la corriente. Por tal motivo, y con el fin de adoptar un criterio conservador, se contempló un **incremento en la corriente de diseño** para el cálculo de las pérdidas de energía, reflejando el posible efecto del contenido armónico sin afectar la seguridad ni el desempeño del sistema eléctrico.

Los resultados obtenidos evidencian que las pérdidas de energía en los circuitos analizados se encuentran dentro de los límites aceptables, garantizando una operación **eficiente, segura y confiable** de las instalaciones eléctricas del proyecto. Los cálculos detallados se presentan en el cuadro resumen anexo, elaborado en formato Excel como soporte técnico del presente numeral.

Tabla 22. Perdida de energía.

Circuito	Potencia total (W)	Tensión L-L (V)	FP	Corriente (A)	Longitud (m)	Calibre	R (Ω/km)	R por fase (Ω)	Pérdidas trifásicas (W)
TB-NM01	384	220	0,9	1,94	180	8	2,56	0,46	1,73
TB-NM02	384	220	0,9	1,94	85	8	2,56	0,22	0,82
TB-NM03	384	220	0,9	1,94	80	8	2,56	0,20	0,77
TB-NM04	384	220	0,9	1,94	25	8	2,56	0,06	0,24
TB-NM05	384	220	0,9	1,94	190	8	2,56	0,49	1,83
TB-NM06	1044	220	0,9	5,27	170	8	2,56	0,44	12,10
TB-NM07	1044	220	0,9	5,27	165	8	2,56	0,42	11,74
TB-NM08	1044	220	0,9	5,27	165	8	2,56	0,42	11,74
TB-NM09	1044	220	0,9	5,27	160	8	2,56	0,41	11,39
TB-NM10	1044	220	0,9	5,27	125	8	2,56	0,32	8,90
TB-NM11	1044	220	0,9	5,27	120	8	2,56	0,31	8,54
TB-NM12	1044	220	0,9	5,27	120	8	2,56	0,31	8,54
TB-NM13	1044	220	0,9	5,27	115	8	2,56	0,29	8,18
TB-NM14	1044	220	0,9	5,27	65	8	2,56	0,17	4,63
TB-NM15	1044	220	0,9	5,27	60	8	2,56	0,15	4,27
TB-NM16	1044	220	0,9	5,27	60	8	2,56	0,15	4,27
TB-NM17	1044	220	0,9	5,27	55	8	2,56	0,14	3,91
TB-NL01	540	220	0,9	2,73	10	8	2,56	0,03	0,19
TB-NL02	4836	220	0,9	17,27	5	8	2,56	0,01	3,82

4.16 Cálculos de regulación de tensión

Para el cálculo de las caídas de tensión porcentuales de las redes de baja y media tensión, se hará uso de la metodología DE TRAMO A TRAMO, sin pasar los criterios descritos en la tabla 1.9 de la norma técnica de ENELAR E.S.P.

Tabla 23. Parámetros de cálculo de regulación ENELAR ESP.

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

COMPONEN TE DEL SISTEMA	LÍMITES DE REGULACIÓN		REGULACIÓN MÁXIMA	
	DESDE	HASTA	RURAL	URBANO
			%	%
Transformadores de Distribución	Bujes Primarios	Bujes Secundarios	---	---
Red Baja Tensión Subterránea	Conexión de Bajantes Secundarios (trifásico)	Poste Terminal Secundario (trifásico)	7	5
Red Baja Tensión Aérea	Conexión de Bajantes Secundarios (monofásico)	Poste Terminal Secundario (monofásico)	6	4
Todos Aéreo/ Subterráneo	Red secundaria	Medidor	1	1
Todos Aéreo/ Subterráneo	Contador	Tablero de distribución	1	1
Trifásico Subterráneo Urbano	Transformador	Tablero de Medidores (medidores edificios)	---	4
Trifásico Subterráneo Urbano	Medidor	Tableros automáticos	---	2

Teniendo en cuenta esta tabla se procede a hacer el cálculo de regulación para verificar que se cumpla con los criterios de la norma técnica de ENERLAR E.S.P. este se hace en base a las siguientes ecuaciones:

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L{}^2} M$$

Donde:

F_c = Factor de corrección. Se establece de acuerdo con el tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito, como se indica en la Tabla 23.

M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (kVA) y longitud del tramo en metros (m).

V_L = Voltaje de línea (V).

K_G = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_G = KG * 100$$

En el cual:

$$KG = (r \cos\theta + X_L \sin\theta)$$

Donde:

r = Resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/km).

θ = Angulo del factor de potencia de la carga.

X_L = Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/km).

Los valores de la constante de regulación (KG) obtenidos en el numeral anterior están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados a continuación:

Tabla 24. Factor de corrección.

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Teniendo en cuenta que el sistema de que alimenta las casetas es tetrafilar balanceado, a este no se le debe aplicar un factor de corrección

A continuación, se presenta la regulación para cada tablero

Circuito	Longitud [m]	Dmax total diversificada [kVA]	Tensión Secundario VL [V]	Factor de potencia	Tipo de red	Tipo de subestación	Momento	Conductor de fase [AWG]	Constante KG	Regulación (%)	
										Parcial	Total
TB-NM01	180,00	0,38	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	69,12	8,00	132,50	0,19	0,19
TB-NM02	85,00	0,38	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	32,64	8,00	132,50	0,09	0,28
TB-NM03	80,00	0,38	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	30,72	8,00	132,50	0,08	0,36
TB-NM04	25,00	0,38	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	9,60	8,00	132,50	0,03	0,39
TB-NM05	190,00	0,38	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	72,96	8,00	132,50	0,20	0,59
TB-NM06	170,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	177,48	8,00	132,50	0,49	1,07
TB-NM07	165,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	172,26	8,00	132,50	0,47	1,55
TB-NM08	165,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	172,26	8,00	132,50	0,47	2,02
TB-NM09	160,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	167,04	8,00	132,50	0,46	2,48
TB-NM10	125,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	130,50	8,00	132,50	0,36	2,83
TB-NM11	120,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	125,28	8,00	132,50	0,34	3,18
TB-NM12	120,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	125,28	8,00	132,50	0,34	3,52
TB-NM13	115,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	120,06	8,00	132,50	0,33	3,85
TB-NM14	65,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	67,86	8,00	132,50	0,19	4,03
TB-NM15	60,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	62,64	8,00	132,50	0,17	4,20
TB-NM16	60,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	62,64	8,00	132,50	0,17	4,38
TB-NM17	55,00	1,04	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	57,42	8,00	132,50	0,16	4,53
TB-NL01	10,00	0,54	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	5,40	8,00	132,50	0,01	4,55
TB-NL02	5,00	4,84	220,0	0,90	FF	Trifásica	24,18	8,00	132,50	0,11	4,66

Sin embargo, se debe tener en cuenta que no hay un circuito exclusivo para cada caseta, por lo tanto, se hace necesario realizar el cálculo de caída por fase desde el TGBT hasta el tablero más alejado:

Fase	Longitud maximo tramo [m]	Dmax total diversificada [kVA]	Tensión Secundario VL [V]	Factor de potencia	Tipo de red	Tipo de subestación	Momento	Conductor de fase [AWG]	Constante KG	Regulación (%)
										Parcial
FASE A	65,00	6,59	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	428,61	8,00	132,50	1,17
FASE B	190,00	6,64	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	1260,84	8,00	132,50	3,45
FASE C	125,00	6,59	220,0	0,90	FFFN	Trifásica	824,25	8,00	132,50	2,26

Nota: el valor de la regulación para los circuitos derivados de cada tablero se presenta en los cuadros de cargas.

4.17 Clasificación de áreas

De acuerdo con el alcance del proyecto y las características de las instalaciones eléctricas diseñadas, **no se identifican áreas clasificadas** conforme a lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, ya que no se contemplan ambientes con presencia de atmósferas explosivas, sustancias inflamables, polvos combustibles, gases, vapores o condiciones especiales que requieran una clasificación específica.

En consecuencia, **no aplica la clasificación de áreas** para el presente proyecto, desarrollándose el diseño eléctrico bajo condiciones normales de operación y seguridad, conforme a los criterios generales establecidos en el RETIE y las normas técnicas aplicables.

4.18 Diagramas unifilares

Ver el anexo 5 del presente documento.

4.19 Planos eléctricos para construcción

Ver el anexo 5 del presente documento.

4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares

1. Todos los equipos deben ser cuidadosamente nivelados, alineados y ajustados para garantizar una operación adecuada. Si los detalles de los soportes no están especificados en los planos, estos deben adaptarse al tamaño y tipo de equipo a soportar.
2. Los bancos de ductos se consideran conducciones de cables ubicados en la parte exterior de las instalaciones, los cuales serán subterráneos y se instalarán utilizando tubería conducto PVC, marcas PAVCO o COLMENTA, conforme a la norma NTC 979.
3. El constructor debe informarse sobre las instrucciones de los fabricantes de los equipos, para garantizar el manejo e instalación adecuados.
4. La manipulación de la tubería en la obra debe seguir los catálogos de instrucciones del fabricante, utilizando las herramientas y equipos recomendados. Los planos muestran una ruta aproximada de los bancos de ductos, pero la ruta definitiva se establecerá en obra.
5. Los extremos de los ductos deben taparse inmediatamente después de la instalación de cada tramo, para evitar la entrada de elementos extraños durante la construcción.
6. Toda tubería que llegue a las cajas de inspección debe hacerlo de manera perpendicular, no se acepta el ingreso diagonal.
7. Los materiales, elementos y equipos necesarios para la construcción de los bancos de ductos deben suministrarse e instalarse de acuerdo con los planos, las normas mencionadas y las especificaciones de este documento.

8. Las tapas de los ductos deben mantenerse en su lugar hasta el tendido de los cables. La tubería debe ser inspeccionada antes de la instalación para verificar la ausencia de obstrucciones o defectos que puedan dañar los cables.
9. Después de instalar los ductos y rellenar con unos 20 cm de material, se debe compactar en capas de 15 cm hasta la superficie. Los ductos deben ser instalados lo más recto posible, y en las uniones, los tramos deben quedar traslapados.
10. La tubería debe ser suministrada en tramos de tres o seis metros, de sección circular y con un espesor uniforme, sin abolladuras. El fondo de la zanja debe ser uniforme y compactado, además, se debe colocar una capa de arena de peña de al menos 4 cm de espesor en el fondo.
11. Todos los interruptores deben llevar visible y permanentemente el logotipo o nombre del fabricante, la capacidad de corriente en amperios y la tensión nominal en voltios.
12. Los cables utilizados en instalaciones de alumbrado, tomas y acometidas a tableros deben ser de cobre rojo electrolítico de 99% de pureza, con aislamiento termoplástico para 600V tipo THHN 75°C. El contratista debe suministrar la mano de obra, materiales y equipos necesarios para la instalación de cables y accesorios.
13. Los tableros estarán equipados con interruptores automáticos monofásicos, bifásicos y trifásicos tipo enchufable, con capacidad de interrupción de cortocircuito de 10 kA. Deben contar con disparo térmico y magnético para protección en casos de sobrecarga o cortocircuito.
14. El contratista debe tomar las precauciones necesarias durante la instalación de cables y accesorios, evitando daños. El desenrollado debe hacerse lentamente y en la dirección indicada por el fabricante.
15. Se debe controlar la tensión de tendido de los cables, sin exceder los valores recomendados por el fabricante. Los cables serán halados dentro de los ductos mediante sonda metálica.
16. Los cables deben colocarse sin entrelazarse y con longitudes adicionales adecuadas en las cajas de inspección. Las curvas deben respetar radios de curvatura conforme a las normas, preferentemente superiores a 10 veces el diámetro del cable.
17. Los transformadores deben contar con un dispositivo de puesta a tierra para conectar el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, conforme a las normas técnicas y operativas.
18. Los cables deben instalarse en tramos continuos, sin empalmes dentro de los ductos. Se utilizarán cajas de empalme normalizadas.
19. Las conexiones deben quedar sólidamente fijadas con tornillos bien apretados y conectores que no ejerzan fuerza sobre los puntos de conexión. Los terminales se instalarán con las herramientas apropiadas.
20. Todos los materiales deben incluir el nombre del fabricante o marca, junto con las instrucciones necesarias para su correcta instalación y uso.

4.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en su Título 10 sobre "Distancias de seguridad", establece los requerimientos mínimos obligatorios que deben cumplirse entre las líneas eléctricas y otros elementos físicos a lo largo de su recorrido, con el fin de prevenir contactos directos o indirectos que representen riesgo para las personas, estructuras o el entorno. Estos lineamientos son de cumplimiento obligatorio en toda construcción de redes eléctricas, especialmente en sistemas de media tensión, donde la proximidad con árboles, edificaciones, caminos y torres impone la necesidad de aplicar criterios técnicos estrictos.

Para este tipo de instalaciones aéreas de 13,2 kV, las distancias mínimas horizontales y verticales se deben determinar conforme a lo establecido en las tablas del RETIE, midiendo desde el punto energizado más cercano, y considerando que los accesorios metálicos energizados hacen parte integral de la línea. Asimismo, los conductores cubiertos o semiaislados deben tratarse como desnudos en cuanto a seguridad, salvo en lo que respecta a distancias entre fases. En caso de tensiones no contempladas explícitamente, se aplicarán los requisitos de la tensión superior inmediata.

A continuación, se presentan los subcapítulos correspondientes con las distancias mínimas de seguridad exigidas por el RETIE para los diferentes elementos y situaciones presentes en este proyecto, con el fin de garantizar una instalación segura, conforme a la normatividad vigente.

4.21.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Se deben tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad entre los conductores energizados y las construcciones, tal como lo establece la Tabla 25 y su correspondiente Figura 3.10.1.a. Estas distancias son de obligatorio cumplimiento para evitar riesgos de contacto directo o acercamientos peligrosos entre la red eléctrica y las edificaciones.

El RETIE solo permite el paso de conductores sobre edificaciones cuando el tenedor de la red ejerce control absoluto sobre la edificación y la instalación eléctrica, es decir, sobre su administración, operación y mantenimiento. En ningún caso está permitido el paso de redes del servicio público sobre construcciones con presencia de personas ajenas a los operadores de red o personal autorizado.
Según lo indicado en el RETIE:

Nota 1: "*En redes públicas o de uso general no se permite la construcción de edificaciones debajo de los conductores; en caso de presentarse tal situación, el operador de red solicitará a las autoridades competentes tomar las medidas pertinentes. Tampoco será permitida la construcción de redes para uso público por*

encima de las edificaciones, a excepción de los casos indicados en el párrafo 3 de este numeral."

Tabla 25. 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

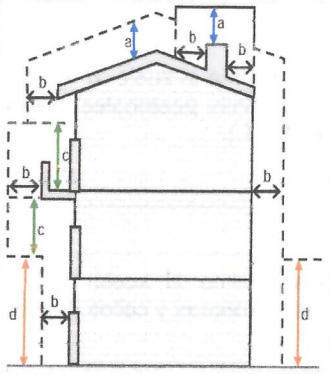


Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Fuente: Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.2 Distancias mínimas de seguridad en cruces y recorridos de vías

Es necesario garantizar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en los puntos donde los conductores cruzan o recorren vías públicas o caminos veredales. Estas distancias están reglamentadas en el Artículo 3.10.2 del RETIE y representadas en la Figura 15 del presente documento, la cual establece las alturas mínimas desde el conductor energizado hasta el nivel de piso de la vía.

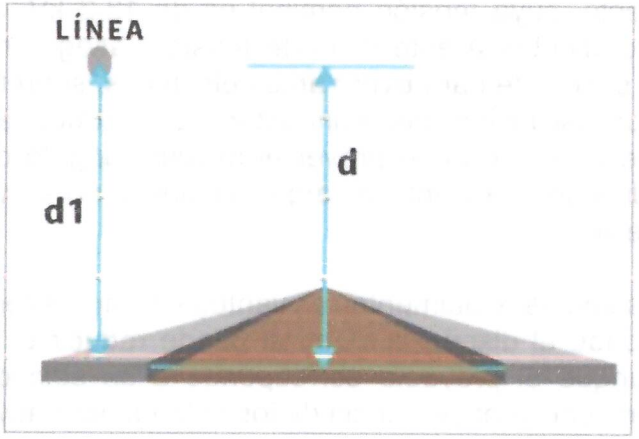


Figura 14. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vía.

Este requisito tiene como finalidad prevenir contactos accidentales o peligrosos acercamientos, y debe ser atendido desde la fase de diseño hasta la ejecución, asegurando que la altura de los conductores cumpla lo exigido en la Tabla 26.

Tabla 26. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones.

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "d" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,5
	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	5,0
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,0
	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	5,0
Distancia mínima al suelo "d" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en las zonas de servidumbre (Figura 11.2.1.).	500	8,6
	230/220	6,8
	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	5,0

Fuente: Adaptada de la Tabla 3.10.2.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.3 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Es obligatorio garantizar las distancias mínimas de seguridad entre conductores instalados sobre la misma estructura. Estas distancias, tanto horizontales como verticales, están definidas en las Tablas 27 y 28 y varían según la tensión del sistema, el tipo de conductor, la configuración estructural y el movimiento posible de los aisladores.

Para este proyecto, cuya tensión nominal es de 13,2 kV, se deben respetar los valores correspondientes a este nivel de tensión, asegurando que la separación entre fases sea suficiente para evitar arcos eléctricos, sobretensiones por cercanía o contactos por oscilación del conductor. En estructuras con aisladores de suspensión o flexibles, se debe prever el máximo ángulo de balanceo para que, incluso en condiciones de viento o carga mecánica, no se vulneren las distancias mínimas establecidas.

Estas distancias son especialmente relevantes en tramos rectos, cruces y cambios de dirección, donde el diseño estructural puede reducir el espaciamiento natural entre fases. Aunque el proyecto corresponde a un solo circuito de una misma empresa, se mantiene la observancia de los valores normativos mínimos, y en caso

de futuras extensiones con más de un circuito, deberán aplicarse los ajustes indicados por el RETIE.

Tabla 27. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo.

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

Fuente: Tabla 3.10.4.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

Tabla 28. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura.

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

Fuente: Tabla 3.10.4.b. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.4 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas

Es fundamental establecer condiciones de seguridad que eviten accidentes durante la ejecución de trabajos eléctricos en zonas próximas a partes energizadas. El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) establece que, siempre que sea posible, las instalaciones deben desenergizarse antes de cualquier intervención. Sin embargo, en casos donde esto no sea viable o implique riesgos adicionales, se permite el trabajo con tensión, siempre y cuando se cuente con equipos adecuados, personal competente y se sigan procedimientos seguros conforme a la normatividad vigente, como la NFPA 70E o la IEC 60364.

Este tipo de trabajos presenta riesgos asociados al contacto directo, inducción o generación de arcos eléctricos, los cuales pueden causar quemaduras graves, proyecciones de partículas, emisión de gases tóxicos, radiación y sobrepresión. Por tanto, es obligatorio realizar un análisis de riesgo previo, considerando variables como la tensión de operación (13,2 kV), la corriente de cortocircuito y el tiempo de despeje de falla, para definir las medidas de protección adecuadas, incluyendo el uso de elementos de protección personal (EPP), señalización, delimitación de zonas restringidas y cumplimiento de las distancias mínimas de aproximación establecidas en la Tabla 29.

Estas distancias actúan como barreras físicas y preventivas ante riesgos por arco eléctrico y contacto accidental, y deben aplicarse rigurosamente durante todas las etapas del proyecto.

Tabla 29. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
50 V – 300 V	3,0	1,0	0,30
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6

Fuente: Tabla 3.10.5.b. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

Jordan Gamboa

Jordan Arley Gamboa Tijaro
Ingeniero Electricista
M.P. No. SN-205-182155

Anexo 1. Análisis de riesgo por descargas atmosféricas y medidas para mitigarlas
Anexo 2. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra
Anexo 3. Cálculo del sistema de puesta a tierra
Anexo 4. Coordinación de protecciones
Anexo 5. Planos eléctricos

Anexo 4
Ruta
23

MALECÓN ECOTURÍSTICO

COORDINACION DE PROTECCIONES

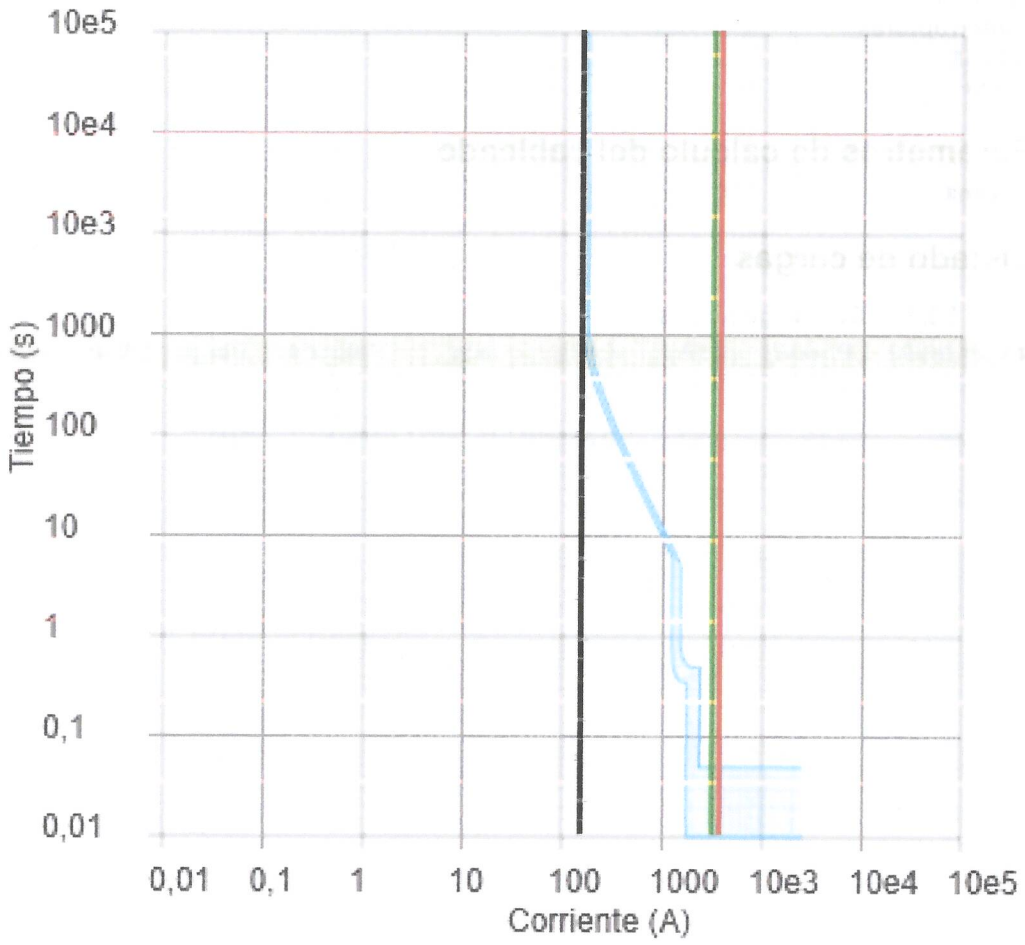
Contenido

1 Descripción del proyecto 4
1.1 Parámetros generales del proyecto 4
1.2 Parámetros de cálculo del cableado 4
1.3 Listado de cargas 4
2 Diseño general de la instalación 5
2.1 Listado de aparamenta 5
3 Notas de cálculo 8
3.1 Circuitos de la fuente 8
3.2 Circuitos del generador ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.3 Circuitos de la fuente de BT ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.4 Circuito SAI ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.5 Sobretensiones circuitos de pararrayos ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.6 Circuitos de la batería de condensadores ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.7 Circuitos del alimentador ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.8 Circuitos del transformador de BT ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.9 Circuitos de los acopladores ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.10 Circuitos de carga genérica 10
3.11 Circuitos de carga de la iluminación ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.12 Circuitos de carga de las tomas de corriente ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.13 Conjunto del regulador de arranque ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.14 Circuitos del juego de barras 19
3.15 Circuitos de la canalización eléctrica prefabricada ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.16 Circuitos de conexión de barras ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.17 Circuitos de la canalización eléctrica prefabricada de la iluminación ..... ¡Error! Marcador no definido.

Diagrama de selectividad para QA 0 y NA en Normal modo de explotación

QA 0 : NSX160B - Micrologic 5.2 E - 160 A

estado de la selectividad: Selectividad calculada: hay protección BT aguas arriba



Transformador / Curva de utilidad — curva daños — curva inrush

Ib	Ik3Máx	Ik1mín	Iefmin
144A	3,49 kA	2,87 kA	2,99 kA

	QA 0	NA
Gama	ComPacT NSX	NA
Tecnología Designación / fusible	NSX160B	NA
Disyuntor / fusible del circuito	160	NA
Unidad de disparo	Micrologic 5.2 E	NA
Viaje de los aparatos	160	NA
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	144	NA
Tr (s)	16	NA
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	1368	NA
Tsd (s)	0,4	NA
disparo instantáneo		
Ii (A)	2400 A	NA

1 Descripción del proyecto

1.1 Parámetros generales del proyecto

Instalación simple	IEC60364
Cálculo simple	TR50480
Norma interruptores automaticos	IEC 60947-2
Frecuencia	60 Hz

1.2 Parámetros de cálculo del cableado

CSA máxima	300 mm²

1.3 Listado de cargas

1.3.1 Cargas genéricas

Nombre	Sr (kVA)	Pr (kW)	Ir (A)	Cose	Nbr	Polaridad	Carga no lineal	THDi 3 (%)
TNB-NM01	1,01	0,857	1,46	0,85	1	3F+ N	No	0
TNB-NM02	3,68	3,13	5,32	0,85	1	3F+ N	No	0
TEE-RT01	2,28	2,03	3,29	0,89	1	3F+ N	No	0

2 Diseño general de la instalación

2.1 Listado de aparamenta

2.1.1 Transformador de MT/BT

Nombre	N.°	Rango	Aislamiento	Sr (kVA)	ukrT (%)	Conexión	U2 (V)	SEA	Rb (mΩ)
TA 0	1	Trihal	Aislamiento seco	100	4	WC	220	TN-S	10000

2.1.2 Juego de barras y cuadros de BT

Nombre del cuadro	Rango	Calibre (A))	IP
BARRA TABLERO PRINCIPAL	Cualquiera	0,00	Sin definir

Nombre del juego de barras	Nombre del cuadro	Ks	Polaridad	SEA	Conexión equipotencial
WC 1	BARRA TABLERO PRINCIPAL	1	3F+ N	TN-S	Con

2.1.3 Interruptor automatic

Nombre	Nbr	Rango - Designación	Calibre (A)	Polos	Curva de disparo/unidad de control	Bloque diferencial	Clase de bloque diferencial	Denominación del PowerTag Energy	Tipo de conexión del PowerTag Energy
QA 0	1	ComPact NSX - NSX160B	160	4P4d	Micrologic 5.2 E				
QA 3	1	EasyPact EZC - EZC100B	50	3P3d	TM Fixed				
QA 4	1	EasyPact EZC - EZC100B	30	3P3d	TM Fixed				
QA 6	1	EasyPact EZC - EZC100B	30	3P3d	TM Fixed				

2.1.4 Programa de cables

Nombre	N.°	Entrada	Alimentador	Tipo	Aislamiento	L (m)	L1/L2/L3	N	PE/PEN
WD 4	1	QA 4	TNB-NM02	Multiconductor	PR	14	1x2,5 Cobre	1x2,5 Cobre	1x2,5 Cobre
WD 6	1	QA 6	TEE-	Multiconduct	PR	14	1x2,5	1x2,5	1x2,5 Cobre

3 Notas de cáiculo

3.1 Circuitos de la fuente

3.1.1 CircuitoRed 0

MT alimentación	W 0
Potencia de cortocircuito Máx.	75 KVA
Potencia de cortocircuito Mín.	25 KVA
Cable de MT	**MVWD 0**
Parámetros	
Longitud	10 m
Tipo de cable	Unipolar
Ib	5 A
Nb conductor de fase del	1
Sección	1 x 185 Al mm²
Ánima	Aluminio
Resistencia a la corriente de cortocircuito	16,4 kA
Tensión de asignado	13.2 kV
Tensión de ailamiento	15 kV

Transformador MT/BT	TA 0
Gama	Trihal
Tecnología	Aislamiento ONAN
SrT	100 kVA
ukrt	4 %
Tipo de pérdidas	AoAk
Pkrt	1800 W
Esquema de puesta a tierra (BT)	TN-S
Acoplamiento MT	WC
Acoplamiento BT	yn
UrT0 BT	220V
Ur BT	220V
Rb (puesta en tierra del neutro)	NA
Ra (puesta en tierra de las masas)	NA
Cable	**WD 0**
Parámetros	
Longitud	5 m
Longitud máxima	NA
Modo de colocación	31
según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR
Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	144 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14

Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x35 mm²
Ánima	Cobre
Iz	158 A
Iz'	158 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x35 mm²
Ánima	Cobre
Iz	158 A
Iz'	158 A
PE seleccionado	
Sección	1x16 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito

	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Iefmin	Ief2min	Iefmax
Modo de explotación Normal								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,57	2,87	2,97	NA	3,44
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,57	2,87	2,97	NA	3,44

Protección	**QA 0**
Ib	144 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	siezed por el uso
Gama	ComPacT NSX
Designación	NSX160B
Circuito nominal del interruptor	160 A
Poder de corte	25 kA
TNS Un polo poder de corte	25 kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	Micrologic 5.2 E
Trip calificación unidad	160 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	144 A
Tr	16 s
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	1440 A

Tsd	0,4 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	2400 A
Corriente Ti	0,05 s

Resultados selectividad Previo	Límite de selectividad
Modo Operativo Normal	
NA	Selectividad no calculada: no hay protección BT aguas arriba

3.2 Circuitos de carga genérica

3.2.1 CircuitoCarga 3

Protección	QA 3
Ib	1,46 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	50 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	50 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	50 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	500 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad Previo	Límite de selectividad

Modo Operativo Normal	
QA 0	2400 A
NSX160B	
Micrologic 5.2 E	
160 A / 4P4d	

Cable	WD 3
Parámetros	
Longitud	5 m
Longitud máxima	925 m
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 E Cables multiconductores en bandeias perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR
Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	1 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre
Iz	54 A
Iz'	54 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre
Iz	54 A
Iz'	54 A
PE seleccionado	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito

	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Iefmin	Ief2min	Iefmax
Modo de explotación Normal								
(kA)	3,11	2,69	2,68	2,23	2,14	2,20	NA	2,54
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	3,11	2,69	2,68	2,23	2,14	2,20	NA	2,54

Carga	TNB-NM01
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	1,01 kVA
P	0,857 kW
I	1,46 A
cosφ	0,85
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No
THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	1,456	1,456	1,456	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	1,456	1,456	1,456	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L1L2} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L2L3} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L3L1} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L1N} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L2N} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L3N} (%)	0,213	0,011
Resumen para todos los modos de explotación		
ΔU_{3L} (%)	0,213	
ΔU_{L1L2} (%)	0,246	
ΔU_{L2L3} (%)	0,246	
ΔU_{L3L1} (%)	0,246	
ΔU_{L1N} (%)	0,213	
ΔU_{L2N} (%)	0,213	
ΔU_{L3N} (%)	0,213	

3.2.2 CircuitoCarga 4

Protección	QA 4
Ib	5,32 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	30 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	30 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	30 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	300 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad Previo	Límite de selectividad
Modo Operativo Normal	
QA 0 NSX160B Micrologic 5.2 E 160 A / 4P4d	2400 A

Cable	WD 4
Parámetros	
Longitud	14 m
Longitud máxima	106 m
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 E Cables multiconductores en bandeias perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR

Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	5 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
PE seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito								
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Iefmin	Ief2min	Iefmax
Modo de explotación Normal								
(kA)	1,66	1,44	1,00	1,05	0,70	0,71	NA	0,82
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	1,66	1,44	1,00	1,05	0,70	0,71	NA	0,82

Carga	TNB-NM02
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	3,68 kVA
P	3,13 kW
I	5,32 A
cosφ	0,85
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No

THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	5,317	5,317	5,317	0

Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	5,317	5,317	5,317	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L1L2} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L2L3} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L3L1} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L1N} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L2N} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L3N} (%)	0,465	0,262

Resumen para todos los modos de explotación	
ΔU_{3L} (%)	0,465
ΔU_{L1L2} (%)	0,536
ΔU_{L2L3} (%)	0,536
ΔU_{L3L1} (%)	0,536
ΔU_{L1N} (%)	0,465
ΔU_{L2N} (%)	0,465
ΔU_{L3N} (%)	0,465

3.2.3 CircuitoCarga 6

Protección	QA 6
Ib	3,29 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	30 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	30 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	30 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	300 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad Previo	Límite de selectividad
Modo Operativo Normal	
QA 0 NSX160B Micrologic 5.2 E 160 A / 4P4d	2400 A

Cable	WD 6
Parámetros	
Longitud	5 m
Longitud máxima	165 m
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR

Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	3 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
PE seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito								
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Iefmin	Ief2min	Iefmax
Modo de explotación Normal								
(kA)	2,63	2,28	1,96	1,81	1,47	1,50	NA	1,74
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	2,63	2,28	1,96	1,81	1,47	1,50	NA	1,74

Carga	TEE-RT01
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	2,28 kVA
P	2,03 kW
I	3,29 A
cosφ	0,89
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No

THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	3,291	3,291	3,291	0

Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	3,291	3,291	3,291	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L1L2} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L2L3} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L3L1} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L1N} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L2N} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L3N} (%)	0,263	0,061

Resumen para todos los modos de explotación	
ΔU_{3L} (%)	0,263
ΔU_{L1L2} (%)	0,304
ΔU_{L2L3} (%)	0,304
ΔU_{L3L1} (%)	0,304
ΔU_{L1N} (%)	0,263
ΔU_{L2N} (%)	0,263
ΔU_{L3N} (%)	0,263

3.3 Circuitos del juego de barras

3.3.1 CircuitoWC 1

Juego de barras	WC 1	
Parámetros		
Nombre del cuadro	BARRA TABLERO PRINCIPAL	
Gama del cuadro	Cualquiera	
Calibre	NA	
IP	Sin definir	
Salidas		
Circuito	Protección	Tipo de protección
Carga 3	QA 3	EZC100B
Carga 4	QA 4	EZC100B
Carga 6	QA 6	EZC100B

Corrientes de cortocircuito								
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Iefmin	Ief2min	Iefmax
Modo de explotación Normal								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,59	2,90	2,99	NA	3,46
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,59	2,90	2,99	NA	3,46

Project:		ETAP	Page: 1
Location:		21.0.1C	Date: 01-30-2026
Contract:			SN: 0809449000
Engineer:			Revision: Base
Filename:	Calculodecortocircuito	Study Case: SC1	Config.: Normal

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

30-Cycle Network

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	0	20	21

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	1	0	0	19	0	0	20

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1

System Frequency:	60.00
Unit System:	English
Project Filename:	Calculodecortocircuito
Output Filename:	C:\ETAP 2101\Calculodecortocircuito\Analisis de cortocircuito.SA2S

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
BARRA DE MT	SWNG	13.200	13.200	1	100.00	0.00
TB-NL01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NL02	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM2	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM3	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM4	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM5	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM6	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM7	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM8	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM9	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM10	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM11	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM12	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM13	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM14	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM15	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM16	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TB-NM17	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TGBT01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00

21 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length									
ID	Library	Size	Adj. (ft)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable10	0,6MCUN1	8	16.4	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable11	0,6MCUN1	8	590.6	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable13	0,6MCUN1	8	278.9	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable14	0,6MCUN1	8	262.5	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable15	0,6MCUN1	8	82.0	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable16	0,6MCUN1	8	623.4	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable18	0,6MCUN1	8	557.7	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable19	0,6MCUN1	8	541.3	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable20	0,6MCUN1	8	541.3	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable21	0,6MCUN1	8	524.9	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable22	0,6MCUN1	8	410.1	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable23	0,6MCUN1	8	393.7	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable24	0,6MCUN1	8	393.7	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable25	0,6MCUN1	8	377.3	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable26	0,6MCUN1	8	541.3	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable27	0,6MCUN1	8	196.9	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable28	0,6MCUN1	8	196.9	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable29	0,6MCUN1	8	180.4	0.0	1	75	0.7800000	0.0650000		2.4570000	0.1599000	
Cable31	0,6MCUN1	12	32.8	0.0	1	75	2.0000000	0.0680000		6.3000000	0.1672800	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	0.030	13.200	0.220	5.75	2.47	0	0	0	0	0	5.75	Dyn	30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Conn.	Grounding							
					Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	0.030	13.200	0.220	D/Y					Solid			

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	BARRA DE MT	TGBT01	7192.67	17765.88	19166.67	
Cable10	Cable	TB-NL02	TGBT01	2643.65	220.30	2652.82	
Cable11	Cable	TGBT01	TB-NM01	95171.48	7930.96	95501.36	
Cable13	Cable	TGBT01	TB-NM2	44942.08	3745.17	45097.86	
Cable14	Cable	TGBT01	TB-NM3	42298.43	3524.87	42445.05	
Cable15	Cable	TGBT01	TB-NM4	13218.26	1101.52	13264.08	
Cable16	Cable	TGBT01	TB-NM5	100458.80	8371.56	100807.00	
Cable18	Cable	TGBT01	TB-NM6	89884.16	7490.35	90195.73	
Cable19	Cable	TGBT01	TB-NM7	87240.51	7270.04	87542.91	
Cable20	Cable	TGBT01	TB-NM8	87240.51	7270.04	87542.91	
Cable21	Cable	TGBT01	TB-NM9	84596.86	7049.74	84890.09	
Cable22	Cable	TGBT01	TB-NM10	66091.30	5507.61	66320.38	
Cable23	Cable	TGBT01	TB-NM11	63447.65	5287.30	63667.57	
Cable24	Cable	TGBT01	TB-NM12	63447.65	5287.30	63667.57	
Cable25	Cable	TGBT01	TB-NM13	60804.00	5067.00	61014.75	
Cable26	Cable	TGBT01	TB-NM14	87240.51	7270.04	87542.91	
Cable27	Cable	TGBT01	TB-NM15	31723.82	2643.65	31833.79	
Cable28	Cable	TGBT01	TB-NM16	31723.82	2643.65	31833.79	
Cable29	Cable	TGBT01	TB-NM17	29080.17	2423.35	29180.97	
Cable31	Cable	TGBT01	TB-NL01	13557.19	460.94	13565.02	

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	X/R	R	X	Type	X/R	R0	X0
POWER GRID	BARRA DE MT	14.632	13.200	15.00	45.46019	681.90300	Wye - Solid	15.00	127.288500	1909.32800

Total Power Grids (= 1) 14.632 MVA

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **BARRA DE MT**

Prefault voltage = 13.200 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
= 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
BARRA DE MT	Total	0.00	0.640	0.00	123.11	123.11	0.400	0.400	4.55E+001	6.82E+002	1.27E+002	1.91E+00
TGBT01	BARRA DE MT	0.00	0.000	71.08	71.08	100.00	0.000	0.000				
POWER GRID	BARRA DE MT	100.00	0.640	100.00	100.00	100.00	0.400	0.400	4.55E+001	6.82E+002	1.27E+002	1.91E+003

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Project:	ETAP	Page:	9
Location:	21.0.1C	Date:	01-30-2026
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename: Calculodecortocircuito		Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NL01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NL01	Total	0.00	0.934	0.00	102.76	124.49	0.731	0.731	2.08E+004	1.89E+004	4.99E+004	1.89E+004
TGBT01	TB-NL01	48.26	0.934	64.89	99.37	100.26	0.731	0.731	2.08E+004	1.89E+004	4.99E+004	1.89E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NL02**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NL02	Total	0.00	1.242	0.00	95.83	108.57	1.195	1.195	9.88E+003	1.87E+004	1.55E+004	1.83E+004
TGBT01	TB-NL02	12.56	1.242	20.72	99.12	99.98	1.195	1.195	9.88E+003	1.87E+004	1.55E+004	1.83E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:	ETAP	Page:	11
Location:	21.0.1C	Date:	01-30-2026
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename: Calculodecortocircuito		Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NM01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM01	Total	0.00	0.248	0.00	121.01	127.64	0.152	0.152	1.02E+005	2.64E+004	3.07E+005	3.73E+004
TGBT01	TB-NM01	90.31	0.248	94.56	99.87	100.10	0.152	0.152	1.02E+005	2.64E+004	3.07E+005	3.73E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM2**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM2	Total	0.00	0.463	0.00	116.25	127.90	0.299	0.299	5.22E+004	2.22E+004	1.49E+005	2.70E+004
TGBT01	TB-NM2	79.53	0.463	88.24	99.74	100.17	0.299	0.299	5.22E+004	2.22E+004	1.49E+005	2.70E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM3**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM3	Total	0.00	0.484	0.00	115.72	127.88	0.315	0.315	4.95E+004	2.20E+004	1.40E+005	2.64E+004
TGBT01	TB-NM3	78.32	0.484	87.49	99.73	100.18	0.315	0.315	4.95E+004	2.20E+004	1.40E+005	2.64E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM4**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM4	Total	0.00	0.927	0.00	102.65	123.84	0.731	0.731	2.05E+004	1.95E+004	4.88E+004	2.05E+004
TGBT01	TB-NM4	46.88	0.927	63.36	99.37	100.25	0.731	0.731	2.05E+004	1.95E+004	4.88E+004	2.05E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM5**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM5	Total	0.00	0.236	0.00	121.25	127.60	0.144	0.144	1.08E+005	2.68E+004	3.24E+005	3.84E+004
TGBT01	TB-NM5	90.83	0.236	94.86	99.88	100.09	0.144	0.144	1.08E+005	2.68E+004	3.24E+005	3.84E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM6**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM6	Total	0.00	0.261	0.00	120.75	127.67	0.160	0.160	9.71E+004	2.59E+004	2.90E+005	3.62E+004
TGBT01	TB-NM6	89.72	0.261	94.23	99.87	100.10	0.160	0.160	9.71E+004	2.59E+004	2.90E+005	3.62E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM7**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM7	Total	0.00	0.268	0.00	120.60	127.69	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+004
TGBT01	TB-NM7	89.41	0.268	94.05	99.86	100.10	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM8**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM8	Total	0.00	0.268	0.00	120.60	127.69	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+004
TGBT01	TB-NM8	89.41	0.268	94.05	99.86	100.10	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:	ETAP	Page:	19
Location:	21.0.1C	Date:	01-30-2026
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename: Calculodecortocircuito		Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NM9**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM9	Total	0.00	0.275	0.00	120.45	127.71	0.169	0.169	9.18E+004	2.55E+004	2.74E+005	3.51E+004
TGBT01	TB-NM9	89.07	0.275	93.86	99.86	100.10	0.169	0.169	9.18E+004	2.55E+004	2.74E+005	3.51E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM10**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM10	Total	0.00	0.340	0.00	119.07	127.84	0.212	0.212	7.33E+004	2.40E+004	2.15E+005	3.13E+004
TGBT01	TB-NM10	85.97	0.340	92.08	99.82	100.13	0.212	0.212	7.33E+004	2.40E+004	2.15E+005	3.13E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Project:		ETAP		Page:	21
Location:		21.0.1C		Date:	01-30-2026
Contract:				SN:	0809449000
Engineer:			Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename:	Calculodecortocircuito			Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NM11**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM11	Total	0.00	0.352	0.00	118.81	127.86	0.220	0.220	7.07E+004	2.37E+004	2.07E+005	3.08E+004
TGBT01	TB-NM11	85.39	0.352	91.74	99.81	100.13	0.220	0.220	7.07E+004	2.37E+004	2.07E+005	3.08E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TB-NM12**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM12	Total	0.00	0.352	0.00	118.81	127.86	0.220	0.220	7.07E+004	2.37E+004	2.07E+005	3.08E+004
TGBT01	TB-NM12	85.39	0.352	91.74	99.81	100.13	0.220	0.220	7.07E+004	2.37E+004	2.07E+005	3.08E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:		ETAP		Page:	23
Location:		21.0.1C		Date:	01-30-2026
Contract:				SN:	0809449000
Engineer:			Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename:	Calculodecortocircuito			Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NM13**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM13	Total	0.00	0.365	0.00	118.53	127.87	0.229	0.229	6.80E+004	2.35E+004	1.99E+005	3.02E+004
TGBT01	TB-NM13	84.75	0.365	91.37	99.81	100.14	0.229	0.229	6.80E+004	2.35E+004	1.99E+005	3.02E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM14**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM14	Total	0.00	0.268	0.00	120.60	127.69	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+004
TGBT01	TB-NM14	89.41	0.268	94.05	99.86	100.10	0.164	0.164	9.45E+004	2.57E+004	2.82E+005	3.57E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM15**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM15	Total	0.00	0.592	0.00	112.94	127.62	0.400	0.400	3.90E+004	2.11E+004	1.07E+005	2.43E+004
TGBT01	TB-NM15	71.85	0.592	83.31	99.65	100.21	0.400	0.400	3.90E+004	2.11E+004	1.07E+005	2.43E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TB-NM16**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM16	Total	0.00	0.592	0.00	112.94	127.62	0.400	0.400	3.90E+004	2.11E+004	1.07E+005	2.43E+004
TGBT01	TB-NM16	71.85	0.592	83.31	99.65	100.21	0.400	0.400	3.90E+004	2.11E+004	1.07E+005	2.43E+00

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:	ETAP	Page:	27
Location:	21.0.1C	Date:	01-30-2026
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename: Calculodecortocircuito		Config.:	Normal

Fault at bus: **TB-NM17**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TB-NM17	Total	0.00	0.627	0.00	112.01	127.47	0.429	0.429	3.63E+004	2.09E+004	9.88E+004	2.37E+004
TGBT01	TB-NM17	69.66	0.627	81.82	99.63	100.22	0.429	0.429	3.63E+004	2.09E+004	9.88E+004	2.37E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TGBT01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TGBT01	Total	0.00	1.324	0.00	99.14	99.76	1.339	1.339	7.24E+003	1.84E+004	7.19E+003	1.78E+004
TB-NL02	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM01	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM2	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM3	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM4	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM5	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM6	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM7	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM8	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM9	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM10	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM11	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM12	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM13	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM14	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM15	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM16	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NM17	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TB-NL01	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
BARRA DE MT	TGBT01	96.72	1.324	98.03	100.00	98.66	1.339	1.339 *	7.24E+003	1.84E+004	7.19E+003	1.78E+004

Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Project:		ETAP		Page:	29
Location:		21.0.1C		Date:	01-30-2026
Contract:				SN:	0809449000
Engineer:			Study Case: SC1	Revision:	Base
Filename:	Calculodecortocircuito			Config.:	Normal

Short-Circuit Summary Report

30 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BARRA DE MT	13.200	0.043	-0.639	0.640	0.027	-0.399	0.400	0.553	0.037	0.554	-0.563	0.108	0.573
TB-NL01	0.220	0.691	-0.628	0.934	0.622	-0.385	0.731	0.544	0.598	0.809	-0.811	-0.473	0.939
TB-NL02	0.220	0.581	-1.098	1.242	0.640	-1.009	1.195	0.951	0.503	1.076	-1.291	-0.043	1.292
TB-NM01	0.220	0.240	-0.062	0.248	0.149	-0.026	0.152	0.054	0.208	0.215	-0.107	-0.201	0.228
TB-NM2	0.220	0.426	-0.181	0.463	0.288	-0.081	0.299	0.157	0.369	0.401	-0.264	-0.345	0.435
TB-NM3	0.220	0.443	-0.196	0.484	0.303	-0.089	0.315	0.170	0.383	0.419	-0.283	-0.358	0.456
TB-NM4	0.220	0.671	-0.641	0.927	0.609	-0.404	0.731	0.555	0.581	0.803	-0.819	-0.445	0.932
TB-NM5	0.220	0.229	-0.057	0.236	0.142	-0.024	0.144	0.049	0.199	0.205	-0.101	-0.192	0.217
TB-NM6	0.220	0.252	-0.067	0.261	0.157	-0.029	0.160	0.058	0.218	0.226	-0.115	-0.210	0.240
TB-NM7	0.220	0.259	-0.070	0.268	0.162	-0.030	0.164	0.061	0.224	0.232	-0.119	-0.215	0.246
TB-NM8	0.220	0.259	-0.070	0.268	0.162	-0.030	0.164	0.061	0.224	0.232	-0.119	-0.215	0.246
TB-NM9	0.220	0.265	-0.074	0.275	0.166	-0.031	0.169	0.064	0.230	0.238	-0.124	-0.221	0.253
TB-NM10	0.220	0.323	-0.106	0.340	0.208	-0.045	0.212	0.091	0.280	0.295	-0.167	-0.267	0.315
TB-NM11	0.220	0.334	-0.112	0.352	0.215	-0.048	0.220	0.097	0.289	0.305	-0.176	-0.275	0.326
TB-NM12	0.220	0.334	-0.112	0.352	0.215	-0.048	0.220	0.097	0.289	0.305	-0.176	-0.275	0.326
TB-NM13	0.220	0.345	-0.119	0.365	0.223	-0.052	0.229	0.103	0.298	0.316	-0.185	-0.284	0.339
TB-NM14	0.220	0.259	-0.070	0.268	0.162	-0.030	0.164	0.061	0.224	0.232	-0.119	-0.215	0.246
TB-NM15	0.220	0.521	-0.282	0.592	0.377	-0.135	0.400	0.244	0.451	0.513	-0.389	-0.411	0.566
TB-NM16	0.220	0.521	-0.282	0.592	0.377	-0.135	0.400	0.244	0.451	0.513	-0.389	-0.411	0.566
TB-NM17	0.220	0.543	-0.312	0.627	0.401	-0.153	0.429	0.270	0.470	0.543	-0.425	-0.425	0.601
TGBT01	0.220	0.484	-1.233	1.324	0.493	-1.245	1.339	1.068	0.419	1.147	-1.319	0.210	1.336

All fault currents are symmetrical (30 Cycle network) values in rms kA.

* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
BARRA DE MT	13.200	0.79210	11.88148	11.90785	0.79210	11.88148	11.90785	2.21788	33.26812	33.34197	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NL01	0.220	0.10065	0.09152	0.13604	0.10065	0.09152	0.13604	0.24151	0.09148	0.25825	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NL02	0.220	0.04783	0.09035	0.10223	0.04783	0.09035	0.10223	0.07512	0.08861	0.11617	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM01	0.220	0.49566	0.12767	0.51184	0.49566	0.12767	0.51184	1.48580	0.18042	1.49671	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM2	0.220	0.25255	0.10741	0.27445	0.25255	0.10741	0.27445	0.72000	0.13058	0.73174	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM3	0.220	0.23976	0.10635	0.26228	0.23976	0.10635	0.26228	0.67969	0.12796	0.69163	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM4	0.220	0.09901	0.09462	0.13695	0.09901	0.09462	0.13695	0.23634	0.09910	0.25628	0.00000	0.00000	0.
TB-NM5	0.220	0.52125	0.12981	0.53717	0.52125	0.12981	0.53717	1.56641	0.18566	1.57737	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM6	0.220	0.47007	0.12554	0.48655	0.47007	0.12554	0.48655	1.40519	0.17517	1.41606	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM7	0.220	0.45728	0.12447	0.47392	0.45728	0.12447	0.47392	1.36488	0.17255	1.37575	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM8	0.220	0.45728	0.12447	0.47392	0.45728	0.12447	0.47392	1.36488	0.17255	1.37575	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM9	0.220	0.44448	0.12341	0.46130	0.44448	0.12341	0.46130	1.32458	0.16992	1.33543	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM10	0.220	0.35491	0.11594	0.37337	0.35491	0.11594	0.37337	1.04244	0.15156	1.05340	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM11	0.220	0.34212	0.11488	0.36089	0.34212	0.11488	0.36089	1.00214	0.14894	1.01314	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM12	0.220	0.34212	0.11488	0.36089	0.34212	0.11488	0.36089	1.00214	0.14894	1.01314	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM13	0.220	0.32932	0.11381	0.34844	0.32932	0.11381	0.34844	0.96183	0.14632	0.97290	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM14	0.220	0.45728	0.12447	0.47392	0.45728	0.12447	0.47392	1.36488	0.17255	1.37575	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM15	0.220	0.18858	0.10208	0.21443	0.18858	0.10208	0.21443	0.51847	0.11746	0.53161	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM16	0.220	0.18858	0.10208	0.21443	0.18858	0.10208	0.21443	0.51847	0.11746	0.53161	0.00000	0.00000	0.00000
TB-NM17	0.220	0.17578	0.10102	0.20274	0.17578	0.10102	0.20274	0.47817	0.11484	0.49177	0.00000	0.00000	0.00000
TGBT01	0.220	0.03503	0.08929	0.09591	0.03503	0.08929	0.09591	0.03481	0.08599	0.09277	0.00000	0.00000	0.00000

PROYECTO	
ANÁLISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS	
Cliente	Consultant
ALCALDÍA DE ARAUCA	Ing Jordan Arley Gamboa
TITULO	
EVALUACIÓN DEL RIESGO SEGÚN IEC 62305-2 / NF C 17-102 Y UNE 21186 MEDIDAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN CONTRA EL RAYO	

Ciudad: ARAUCA	País: Colombia	Fecha: DIC-2025
Realizado por: Ing Jordan Arley Gamboa	Cod. Obra: ------	Versión: 0.1

0. Índice

0. Índice 2
1. Memoria descriptiva 3
1.1. Responsabilidad 3
1.2. Datos del emplazamiento 3
1.4. Normativa de referencia 3
1.4. introducción 5
1.4.1. Protección externa contra el rayo 6
1.4.2. Protección interna 6
1.4.3. Protección preventiva 6
2. Evaluación del índice de riesgo y cálculo del nivel de eficiencia 8
2.1. Parámetros de cálculo 8
2.2. Áreas de captura y frecuencia de eventos peligrosos al año 10
2.3. Cálculo de riesgo 11
2.3.1. Tabla resumen de riesgos 12
2.4. Medidas de protección implementadas 13
2.5. Determinación de las medidas de protección 14
2.5.1. Protección Externa contra el Rayo 14
2.5.2. Protección Interna contra Sobretensiones 14
2.5.3. Protección contra Incendios. 14
2.5.4. Medidas complementarias. 14
3. Diseño de la instalación 15
3.1. Sistema de protección externa contra el rayo 15
3.1.1. Sistema de captación 15
3.1.2. Red conductora 16
3.1.3. Sistema de control de rayos 17
3.1.4. Sistema de puesta a tierra 17
3.2. Sistema de protección interna contra el rayo 19
3.3. Sistema de protección preventiva 20

1. Memoria descriptiva

1.1. INGESCO Calculus

El software INGESCO Calculus es una herramienta que tiene por finalidad calcular el índice de riesgo de daños producidos por el rayo y sus efectos, para determinar el nivel de protección necesario y las medidas de protección a implementar para disminuir el riesgo a niveles de acuerdo con la normativa.

El contenido del informe del proyecto ha sido generado a partir de la información aportada por el usuario o proveedor de los datos.

INGESCO Lightning Solutions les ofrece su asesoramiento técnico para completar el informe resultante.

1.2. Datos del emplazamiento

El ANÁLISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS ARAUCA se encuentra ubicado en Colombia con coordenadas: Latitud: 6.953355911885875 Longitud: -71.8834319177172,



Imagen 1: Ubicación del edificio o estructura

1.3. Normativa de referencia

Normas internacionales:

- **IEC 62305-1:2010**: Protection against lightning – Part 1: General principles.
- **IEC 62305-2:2010**: Protection against lightning – Part 2: Risk management.
- **IEC 62305-3:2010**: Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard.
- **IEC 62305-4:2010**: Protection against lightning – Part 4: Electrical and electronic systems within structures.
- **IEC 62561-1:2017**: Requirements for connection components.
- **IEC 62561-2:2018**: Requirements for conductors and earth electrodes.
- **IEC 62561-3:2017**: Requirements for spark gaps.
- **IEC 62561-4:2017**: Requirements for conductor fasteners.
- **IEC 62561-5:2017**: Requirements for earth electrode inspection housings and earth electrode seals.
- **IEC 62561-6:2018**: Requirements for lightning strike counters.
- **IEC 62561-7:2018**: Requirements for earthing enhancing compounds.
- **IEC TS 62561-8:2018**: Requirements for components for isolated LPS.
- **IEC 62793:2020**: Protection against lightning -Thunderstorm warning systems.
- **IEC 61643-11:2011**: Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods
- **IEC 61643-22:2015**: Low-voltage surge protective devices - Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks - Selection and application principles.
- **IEC 61643-31:2017**: Low-voltage surge protective devices - Part 31: Surge protective devices connected to the D.C. side of photovoltaic installations - Requirements and test methods.
- **IEC 61643-32:2017**: Low-voltage surge protective devices - Part 32: Surge protective devices connected to the D.C. side of photovoltaic installations - Selection and application principles.

Otras normas de aplicación:

- **NFPA 780:2020**: Standard for the installation of Lightning Protection Systems.
- **NF C 17-102:2011**: Protection des structures et de zones ouvertes contre la foudre, paratonnerres à dispositif d´amorçage.
- **NP 4426 :2013:** Proteçao contra descargas atmosféricas – sistemas com dispositivo de ionização não radioactivo.

Normas Españolas:

- **UNE 21.186:2011**: Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado.
- **CTE DB SUA-08:2010**: Código Técnico de la Edificación (Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo) con comentarios del 2018.
- **UNE-EN IEC 62793:2020:** Protección contra el rayo. Sistemas de avisos de tormentas.
- **BOE:** Prevención de Riesgos Laborales - **Real Decreto 1215/1997:** por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **BOE:** Prevención de Riesgos Laborales **Real Decreto 614/2001** de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- **REBT-2002:** Reglamento electrotécnico de baja tensión
- **UNE-EN 62305-1:2011**: Protección contra el rayo. Parte 1: Principios generales
- **UNE-EN 62305-2:2012:** Evaluación del riesgo
- **UNE-EN 62305-3:2011:** Daño físico a estructuras y riesgo humano.
- **UNE-EN 62305-4:2011:** Sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras
- **UNE-EN 62561-1:2018**: Requisitos para los componentes de los sistemas de protección contra el rayo (CPCR). Parte 1: Requisitos de los componentes de conexión
- **UNE-EN IEC 62561-2:2018:** Requisitos para los conductores y electrodos de puesta a tierra.
- **UNE-EN 62561-3:2017:** Requisitos para vías de chispas de aislamiento
- **UNE-EN 62561-4:2018:** Requisitos para las fijaciones del conductor
- **UNE-EN 62561-5:2018:** Requisitos para las arquetas de inspección de los electrodos de tierra y para el sellado de los electrodos de tierra
- **UNE-EN IEC 62561-6:2018:** Requisitos para los contadores de impactos de rayos (CIR)
- **UNE-EN IEC 62561-7:2018:** Requisitos para los compuestos que mejoran las puestas a tierra.

1.4.Introducción

La actividad eléctrica atmosférica y en particular los rayos nube-tierra, representan una seria amenaza para las personas, estructuras y equipos. La norma IEC 62305-2 establece el cálculo de riesgo en función de si el rayo impacta de forma directa o indirecta sobre la estructura, distinguiendo 4 posibles fuentes de daños (ver imagen 2):

- S1: descargas en la estructura
- S2: descargas cerca de la estructura
- S3: descargas en una línea conectada a la estructura
- S4: descargas cerca de una línea conectada a la estructura

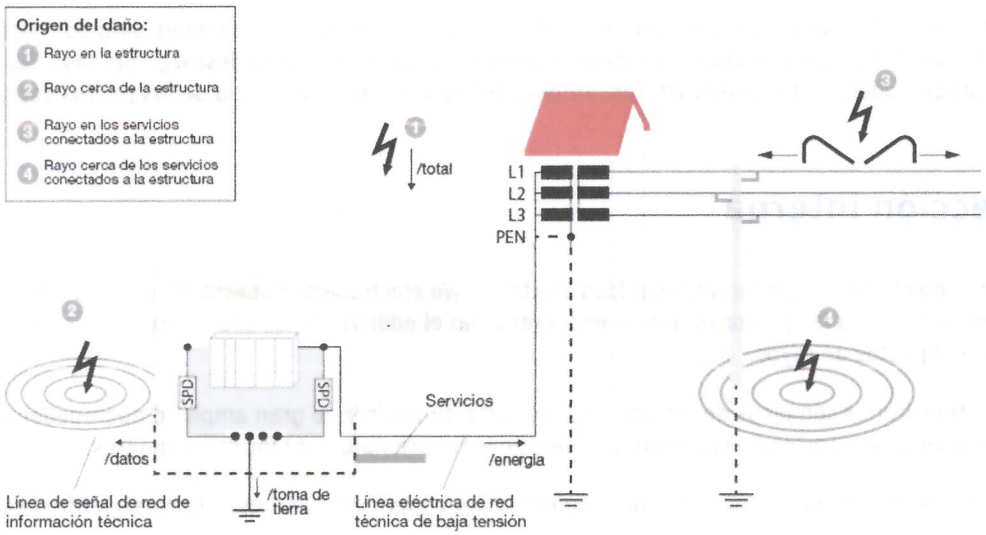


Imagen 2: Fuentes de daños

Dichas fuentes (S1, S2, S3 y S4) pueden producir 3 tipos de daños:

- D1: daños en los seres vivos
- D2: daños físicos
- D3: fallos en los sistemas eléctricos y electrónicos

En función de los tipos de daños se evalúan los siguientes tipos de pérdidas:

- L1: pérdidas de vidas humanas
- L2: pérdidas de servicio público
- L3: pérdidas de servicio cultural
- L4: pérdidas de valor económico

Las pérdidas anuales medias probables en una estructura o servicio, varían en función de:

- El número anual de descargas atmosféricas que afectan a la estructura o al servicio
- La probabilidad de daños debidos a una descarga atmosférica.
- El coste medio de las pérdidas correspondientes.

Siendo el riesgo R el valor de las pérdidas anuales medias probables.

- R_1: Riesgo de pérdida de vidas humanas
- R_2: Riesgo de pérdida de servicio público
- R_3: Riesgo de pérdida de patrimonio cultural
- R_4: Riesgo de pérdida de valor económico

Al evaluar el índice de riesgo, y con la finalidad de reducir el riesgo de daños por descarga de rayo, se pueden implementar 3 tipos de medidas de protección:

- Protección externa
- Protección interna
- Protección preventiva

1.4.1.Protección externa contra el rayo

La protección externa tiene por finalidad captar y canalizar los impactos directos de rayos, derivando la descarga de forma segura al sistema de puesta a tierra, protegiendo así edificios, estructuras o personas. Dicha protección puede estar formada por diferentes sistemas de captación.

La protección mediante PDC's (pararrayos con dispositivo de cebado), emiten un flujo de iones dirigidos hacia la nube, generando un líder ascendente cuya finalidad es captar la corriente proveniente de la descarga del rayo. Su avance en el cebado permite proteger, además de las estructuras, amplias zonas abiertas a diferencia de las puntas captadoras convencionales.

1.4.2.Protección interna

Los DPS tienen como objeto salvaguardar a los equipos eléctricos y/o electrónicos conectados a la red eléctrica o de telecomunicaciones, así como a las personas que se encuentran en el edificio, de las sobretensiones transitorias que puedan aparecer en caso de impactos de rayos.

Las sobretensiones transitorias son picos de tensión de muy corta duración y de gran amplitud que pueden producir daños graves a los equipos sensibles, cortes en las líneas y envejecimiento prematuro de los componentes.

La magnitud de la sobretensión transitoria que puede aparecer dependerá de numerosos factores, entre ellos:

- las características de la línea (apantallada o no, enterrada o aérea)
- la proximidad del impacto del rayo
- la existencia de transformador
- el valor de la corriente del impacto del rayo, etc.

La incidencia que la sobretensión tiene en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio puede variar en función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias, su instalación y su ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras para la disipación de estas corrientes.

1.4.3 Protección preventiva

Esta protección preventiva es una medida complementaria que permite reducir el riego de daños físicos. Dicha protección preventiva se consigue gracias a los sistemas de detección de tormentas eléctricas. Estos sistemas permiten realizar acciones preventivas, incluso con antelación a la caída de rayos, y avisan o actúan sobre dispositivos o personas, siguiendo el plan de emergencia establecido en caso de tormenta eléctrica.

La combinación de un diseño de protecciones externa e interna junto con un sistema preventivo de tormentas, permiten disponer de un sistema de protección global y completo.

Según la normativa internacional IEC 62793:2020, los detectores de tormentas se pueden clasificar según la tecnología íntegra de cada detector y el tipo de valor de medición que realizan. Se clasifican en:

- **Detector local (Sensor de campo eléctrico)**: Detecta la tormenta en todo su ciclo de vida, desde la fase 1 a la 4. En la normativa de 2016 era conocido como detector de clase A.
- **Sistema de localización de rayos (Detector de pulsos electromagnéticos):** Detecta Rayos Nube-Tierra y Nube-

Nube, desde la fase 2 a la fase 4. En la normativa de 2016 era conocido como detector de clase B.

Las 4 fases de una tormenta son:

- **Fase 1 (fase inicial):** Fase de electrificación de la nube. Se produce campo eléctrico medible a nivel del terreno.
- **Fase 2 (fase de crecimiento)**: se produce la primera actividad de rayos en el interior de la nube IC o entre nube y tierra CG.
- **Fase 3 (fase de maduración):** presencia tanto de rayos nube tierra CG como de rayos dentro de la nube IC
- **Fase 4 (fase de disipación):** se caracteriza por la disminución de las descargas IC y CG, así como la reducción del valor de campo electrostático a un valor correspondiente a buen tiempo.

Los sistemas preventivos actúan directamente sobre el cálculo del nivel de protección, reduciendo el riesgo y minimizando la probabilidad (P_{TA}) de que una descarga produzca daños sobre los seres vivos (Tabla B.1 del Anexo B de la norma IEC 62305-2).

2. Evaluación del índice de riesgo y cálculo del nivel de eficiencia

2.1.Parámetros de cálculo

Dimensiones de la estructura

Longitud de la estructura L (m): **19.00**

Anchura de la estructura W (m): **17.00**

Altura del plano del tejado h (m): **4.50**

Altura del mayor saliente del tejado h' (m):

Características de la estructura

Riesgo de incendio y daños físicos r_f: **Medio**

Tipo de edificio: **Hormigón armado**

Ubicación de la persona: **Interior y Exterior**

Riesgos medioambientales: **No**

Influencias ambientales

Situación estructura C_d: **Rodeado de objetos de altura similar o menor**

Ciudad: **SARAVENA**

Nº de días de tormenta t_d: **40.00 (días tormenta/año)**

Factor ambiental C_E: **Urbano**

Tipo de suelo o superficie:

Líneas de conducción eléctrica

Factor de instalación de la línea C_I: **Aereo**

Existencia de transformador MT/BT C_t: **Energía BT**

Tipo de cableado interno K_{S3}: **Cable no apantallado - sin precauciones de cableado para evitar bucles**

Tipos de las pérdidas

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas

Riesgos especiales para la vida h_{z1}: **Nivel medio de pánico**

Por incendios L_{f1}: **Industrial, comercial**

Por sobretensiones L_{o1}: **Otros**

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales

Por incendios L_{f2}: **Ninguno**

Por sobretensiones L_{o2}: **Ninguno**

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural

Por incendios L_{f3}: **Ninguno**

Tipo 4 - Pérdidas económicas

Por incendios L_{f4}: **Otros**

Por sobretensiones L_{o4}: **Otros**

Por tensión de paso/contacto L_{t4}: **Ninguno**



Imagen 3: Mapa Isoceraunico (Nº de días de tormenta/año)

2.2.Áreas de captura y frecuencia de eventos peligrosos al año

- Área de captura equivalente de la estructura (A_D): 1867.5552611167398 m^2
- Área de captura cercana a la estructura (A_M): 821398.1633974483 m^2
- Área de captura de la línea (A_L): 40000 m^2
- Área de captura cercana a la línea (A_l): 4000000 m^2

- Número de eventos peligrosos en la estructura (N_D): 0.0037351105222334794 eventos/año
- Número de eventos peligrosos cercanos a la estructura (N_M): 3.285592653589793 eventos/año
- Número de eventos peligrosos en la línea (N_L): 0.016 eventos/año
- Número de eventos peligrosos cercanos a la línea (N_l): 1.5999999999999999 eventos/año

2.3.Cálculo de riesgo:

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas

$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1} + R_{M1} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1} + R_{Z1}$

R_{A1}	$N_D \times P_A \times L_A$	Riesgo de daños en seres vivos, dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000003735110522
R_{B1}	$N_D \times P_B \times L_{B1}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000373511052223
R_{C1}	$N_D \times P_C \times L_{C1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{M1}	$N_M \times P_M \times L_{M1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0
R_{U1}	$N_L \times P_U \times L_{U1}$	Riesgo de daños en seres vivos dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.00000008
R_{V1}	$N_L \times P_V \times L_{V1}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000008
R_{W1}	$N_L \times P_W \times L_{W1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{Z1}	$N_L \times P_Z \times L_{Z1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales

$R_2 = R_{B2} + R_{C2} + R_{M2} + R_{V2} + R_{W2} + R_{Z2}$

R_{B2}	$N_D \times P_B \times L_{B2}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{C2}	$N_D \times P_c \times L_{B2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{M2}	$N_M \times P_M \times L_{M2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0
R_{V2}	$N_L \times P_V \times L_{V2}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{W2}	$N_L \times P_W \times L_{W2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{Z2}	$N_I \times P_W \times L_{Z2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural

$R_3 = R_{B3} + R_{V3}$

R_{B3}	$N_D \times P_B \times L_{B3}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{V3}	$N_D \times P_V \times L_{V3}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 4 - Pérdidas económicas

$R_4 = R_{A4} + R_{B4} + R_{C4} + R_{M4} + R_{U4} + R_{V4} + R_{W4} + R_{Z4}$

R_{A4}	$N_D \times P_A \times L_{A4}$	Riesgo de daños en seres vivos, dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{B4}	$N_D \times P_B \times L_{B4}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000373511052223
R_{C4}	$N_D \times Pc \times L_{B4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000018675552611
R_{M4}	$N_M \times P_M \times L_{M4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0.000007301317007977
R_{U4}	$N_L \times P_U \times L_{U4}$	Riesgo de daños en seres vivos dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{V4}	$N_L \times P_V \times L_{V4}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000008
R_{W4}	$N_L \times P_W \times L_{W4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.00000008
R_{Z4}	$N_L \times P_Z \times L_{Z4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000048

2.3.1. Tabla resumen de riesgos

	Riesgo tolerable R_t	Riesgo $R_{TOTAL} = R_D + R_I$
Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas	1.0e-05	1.257246e-6
Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales	0.001	0.000000e+0
Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural	0.0001	0.000000e+0
Tipo 4 - Pérdidas económicas	0.001	1.337350e-5

El riesgo máximo tolerable se encuentra descrito en la tabla 4 de la norma IEC 62305 – 2, en el capítulo 5.3. Cualquier valor de riesgo total calculado debe ser inferior a los valores establecidos por la norma, de lo contrario, se deberán aplicar medidas mayores o incluso complementarias, que reduzcan este valor a un nivel inferior al tolerable.

2.4. Medidas de protección implementadas

Medidas de protección

Clase de SPCR P_B: Nivel de protección III

Probabilidad de que una descarga en la estructura produzca daños físicos	**P_B**
Estructura no protegida por un SPCR	1
Nivel IV de protección	0,2
Nivel III de protección	0,1
Nivel II de protección	0,05
Nivel I de protección	0,02

Protección contra incendios r_p: Sin previsiones

Protección contra sobretensiones PSPD: LPL IV

Medidas de protección complementarias P_A: Sistema de avisos de tormenta

Una vez se ha calculado el nivel de protección acorde a la normativa IEC 62305-2, UNE 21186 y NFC 17102, se concluye que es preciso dotar al ANÁLISIS DE RIESGO POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA LA IPS SERVICIO DE HEMODINAMIA EN SARAVENA ARAUCA con las medidas de protección siguientes:

Edificio:	Sistema de Protección Externo contra el Rayo	Sistema de Protección Interno contra las sobretensiones	Sistema de Protección contra incendios	Medidas de protección adicionales
1	Nivel III	LPL IV	Sin previsiones	Sistema de avisos de tormenta

2.5.Determinación de las medidas de protección

2.5.1. Protección Externa contra el Rayo

Para reducir la probabilidad de que una descarga directa de rayo produzca daños físicos sobre la estructura o las personas, es preciso la implantación de un **Sistema de Protección contra el rayo de Nivel III**.

2.5.2. Protección Interna contra Sobretensiones

Para reducir la probabilidad P_C de que una descarga en la estructura produzca fallos en los sistemas internos, se debe proceder a la instalación de protectores contra sobretensiones transitorias en la entrada de servicios de **Tipo 1 de NPR III-IV como mínimo**.Aun así, es recomendable instalar los protectores de forma coordinada acorde a la norma IEC62305-4:2010, para así conseguir un nivel de protección inferior a la tensión soportada a impulso, de la categoría de los equipos y materiales que se prevé que se vayan a instalar.En algunos países, es de obligado cumplimiento instalar este tipo de protectores en la entrada de servicios.

2.5.3. Protección contra Incendios.

Para el estudio que nos ocupa **no se ha previsto** realizar medidas de protección y prevención contra incendios.

2.5.4. Medidas complementarias.

Para reducir la probabilidad P_{TA} de que una descarga sobre la estructura produzca daños a los seres vivos se adoptará como medida de protección complementaria, la implantación de **sistemas de aviso de tormentas**(detector de tormentas basado en sensores de campo eléctrico)..

3.Diseño de la instalación

3.1. Sistema de protección externa contra el rayo

La instalación de un sistema de protección contra el rayo (SPCR), constará de tres partes diferenciadas:

- **Sistema de captación:** estará formado por uno o varios terminales aéreos del tipo PDC (acorde a las normas NF C 17-102:2011 / UNE 21186:2011) que será el responsable de captar la descarga del rayo.
  Estos elementos son utilizados como sistemas de captación, cuya función es recibir y soportar el impacto del rayo.
- **Conductores de bajada:** tienen como objetivo interconectar el sistema de captación con el sistema de puestas a tierra, para que en caso de una descarga, la corriente del rayo pueda circular de forma segura y fiable, sin producir chispas ni incendios.
  Es recomendable que se conecten a la red conductora, las antenas y masas metálicas existentes en la cubierta del edificio, con la finalidad de obtener una correcta equipotencialización del sistema, tal y como recomiendan las normativas vigentes.
- **Puesta a tierra:** en esta parte del SPCR, se disipará y neutralizará la descarga de la corriente del rayo sin producir elevaciones de voltaje en el terreno que sean peligrosas. Es de suma importancia el diseño de las puestas a tierra, dado el carácter de alta frecuencia de la corriente de los rayos, la cual puede producir que estas presenten valores de alta impedancia.

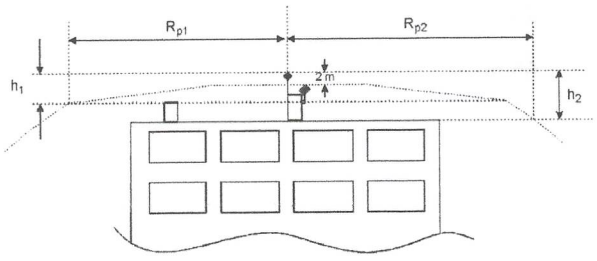
3.1.1.Sistema de captación

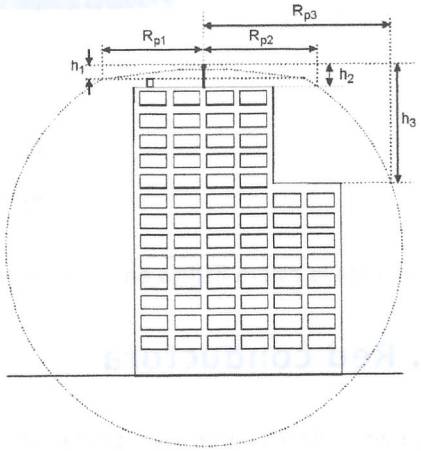
Estará formado por terminales aéreos con dispositivos de cebado (INGESCO PDC), que se ubicarán en el exterior del edificio, y en las partes que predominan con mayor altura, superando por 2 metros cualquier estructura o elemento al que den protección.

El cabezal PDC irá roscado mediante una pieza de adaptación, que servirá para el conexionado del cable y su fijación al mástil. Dicha pieza será de latón y su fijación se realizará mediante tornillos.

El mástil será de acero galvanizado y deberá ir fijado a la estructura mediante anclajes placa u obra, o bien con soportes/anclajes horizontales en el techo o suelo, dependiendo de las características de la estructura.

La zona protegida por un PDC está delimitada por una superficie de revolución que está definida por los radios de protección correspondientes a las diferentes alturas h consideradas y cuyo eje es el mismo que el del PDC (ver imagen 4)





Leyenda

h_n es la altura de la punta del PDC sobre el plano horizontal del punto a proteger más lejano

R_{pn} es el radio de protección del PDC a la altura considerada h_n

Figura 2 – Radio de protección (con la hipótesis h_1 = 5 m)

Imagen 4 radio de protección de un PDC

En una vista 3D, el volumen de protección de un PDC será el que se observa en la Imagen 5

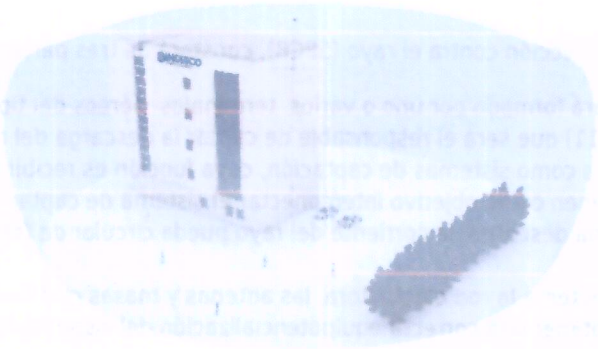


Imagen 5 Cobertura de un pararrayos tipo PDC según ***UNE 21186:2011***

Para calcular el volumen de protección de un pararrayos PDC, la normativa utiliza 2 fórmulas diferentes en función de la altura (h) en la que queramos calcular el radio de protección:

- $0\ m \leq h < 2\ m$ No hay cobertura.

a) $2\ m \leq h \leq 5\ m$ $Rp = \frac{h * Rp(5)}{5}$

b) $h \geq 5$ $Rp = \sqrt{[(2*r*h)-(h^2)] + [\Delta*(2*r+\Delta)]}$

Donde:

- h: es la altura de la estructura hasta el cabezal.
- r: es el radio de la esfera ficticia, este valor esta predeterminado por la norma variando en función del nivel de protección) (Ver tabla 1).
- Δ: Es el avance de cebado que tiene el cabezal, la norma nos define 60 µs como valor máximo

Nivel de protection	Radio de la esfera rodante
I	20 m
II	30 m
III	45 m
IV	60 m

Tabla 1 Radio de la esfera ficticia en función del nivel de protección

3.1.2. Red conductora

Para los bajantes de los pararrayos, podrán utilizarse los materiales indicados en la Norma IEC 62561-2:2018, siendo recomendado el **cable de cobre** desnudo multifilar de **50 mm2** de sección o bien la **pletina** de cobre de **30x2mm**.

El conductor de bajada se deberá fijar directamente a la estructura, variando en función de la naturaleza de la pared o techo. Para paredes de hormigón o mampostería, se usarán abrazaderas con taco. Para estructuras metálicas, se recomienda instalar abrazaderas con pata y para terrazas o cubiertas que no se puedan perforar, se utilizarán soportes de hormigón.

El número de abrazaderas será a razón de 3 unidades por metro de conductor.

El número mínimo de conductores para para instalaciones no aisladas, será de 2 bajantes de conexión a tierra según normas IEC 62305-3, NF C 17-102 y UNE 21186:2011. En el caso de que se trate de una instalación aislada (poste, chimenea, etc) se deberá instalar 1 sola bajante.

Los conductores de bajada deben estar protegidos contra eventuales choques mecánicos mediante un tubo de protección de como mínimo 2m a partir del suelo.

3.1.3. Sistema de control de rayos

Se recomienda también la instalación de sistemas de control de rayos compuestos por contadores del tipo INGESCO :

- CDR-11: indicado para instalaciones de conductores de bajada tipo redondo o cable.
- CDR UNIVERSAL: contador reseteable, sirve tanto para conductor redondo como conductor plano.
- CDR-HS: recomendable para mallas reticulares o estructuras metálicas.

Para poder establecer un control, así como realizar los mantenimientos preventivos oportunos después de cada descarga, tal y como indica la Normativa vigente es recomendable la instalación de dicho contador.

Se colocará un contador de rayos por instalación, independientemente del número de bajantes que disponga. Dicho contador se colocará en un lugar visible por encima del tubo de protección.

3.1.4. Sistema de puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen con el objeto principal de limitar la tensión que con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, y evitar diferencias de potencial peligrosas permitiendo el paso a tierra de las corrientes de falta o de descarga de origen atmosférico.

El sistema de puesta a tierra de una instalación de pararrayos es una de las partes más importantes de la instalación, por ser esta la encargada de disipar las corrientes del rayo y toda su energía.

Las recomendaciones marcadas por normativas como IEC 62305- 3, NF C 17-102:2011 o UNE 21186:2011, indican que las puestas a tierra han de tener un valor óhmico bajo (inferior a 10 Ω cuando se realiza la medición a baja frecuencia aislada de cualquier elemento conductor). Las dimensiones de la puesta a tierra dependerán de la resistividad ρ= (Ω*m) del terreno. Debe realizarse una puesta a tierra por cada conductor de bajada y existen 2 tipos:

Puesta a tierra tipo A:

- Tipo A1
- Tipo A2

TIPO A1: Está formada por una configuración de Pata de ganso (ver imagen 6)

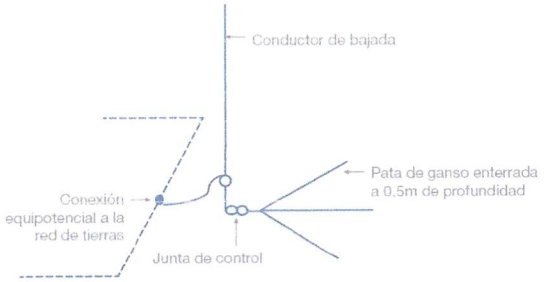


Imagen 6 Ejemplo de puesta a tierra del tipo A1: 3 conductores horizontales, a 50cm de profundidad y de una longitud de 7

a 8m.

TIPO A2: Está formada por la unión de muchas piquetas verticales en línea o triangulo y separadas una distancia al menos igual a su longitud (ver imagen 7):

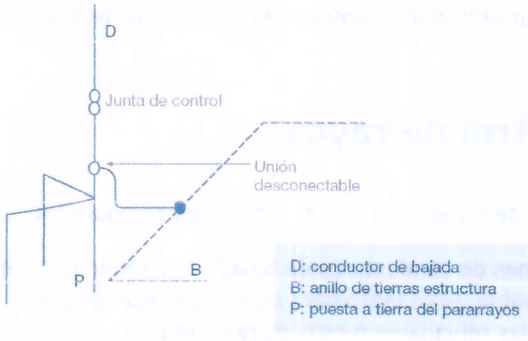


Imagen 7 Ejemplo de puesta a tierra del tipo A2.

Las piquetas estarán unidas por un conductor de las mismas características y sección que el conductor de bajada

Puesta a tierra tipo B:

Electrodo en anillo, esta disposición es un anillo conductor en contacto con el suelo en un 80% de su longitud, puede ser exterior a la estructura o electrodo de cimentación. Cada conductor de bajada, además de estar conectado al anillo, debe conectarse adicionalmente a un electrodo horizontal de un mínimo de 4m o bien a un electrodo vertical de una longitud mínima de 2m

3.2. Sistema de protección interna contra el rayo

Para la reducción del riesgo a valores inferiores a los tolerables, es necesaria la instalación de un sistema de protección interno contra sobretensiones transitorias en el cuadro principal del edificio.

Se recomienda que dicho protector sea del tipo 1+2.

En el caso de una línea sea trifásica, recomendamos el siguiente modelo:

· SLS-B+C100/3+1 para líneas trifásicas con una tensión nominal de 230/400 V, con una intensidad máxima de descarga de 60 kA (L-N) y 100 kA (NPE) con un nivel de protección Up < 1.5 kV.

En el caso de líneas monofásicas se recomienda:

· SLS-B+C/1+1 para líneas monofásicas con una tensión nominal de 230 V, con una intensidad máxima de descarga de 60 kA (L-N) y 100 kA (NPE) con un nivel de protección Up < 1.5 kV.

3.3. Sistema de protección preventiva

Para la disminución de los riesgos, es necesario utilizar medidas preventivas, puesto que los efectos de los rayos directos o indirectos, no solo se limitan a daños materiales y pueden afectar a los seres vivos.

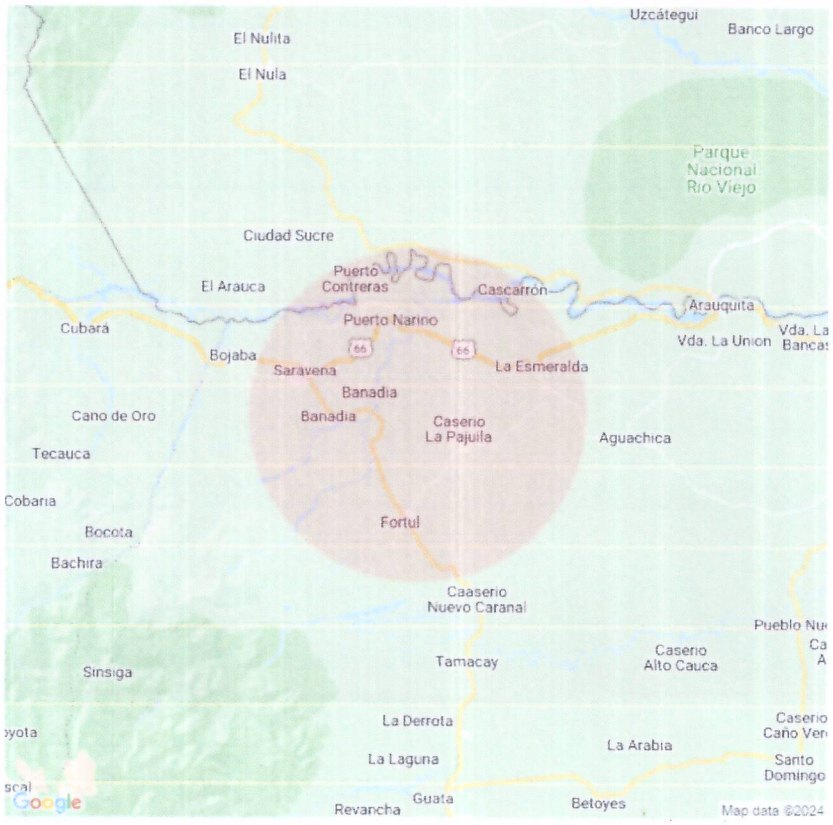
Se recomienda la instalación de un sistema local de alerta temprana de tormentas, tipo **PREVISTORM de CLASE A**, capaz de detectar todas las fases de la tormenta, así como el aumento o disminución del campo electrostático y poder avisar así del riesgo próximo de rayos antes de que estos sucedan.

El sistema para la protección preventiva contra el rayo **PREVISTORM® Thunderstorm Warning System** realiza la medición y el análisis continuo de la evolución del campo eléctrico atmosférico. Este sistema permite la monitorización de los procesos de electrificación de las nubes de tormenta, la generación de alertas tempranas y la detección de la ocurrencia de impactos de rayo en un radio de hasta 20km.

Tal y como indica la norma **IEC 62793:2020**, se recomienda combinar los sistemas de detección de tormentas con sistemas de alarmas, las cuales nos avisen de los riesgos inmediatos por caída de rayos.

El sistema **PREVISTORM®** realiza un seguimiento del proceso de electrificación de las nubes. Las alarmas generadas por este sistema permiten conocer por adelantado sobre el incremento del riesgo de ocurrencia de descargas de rayos. Este conocimiento proporciona una ventaja de tiempo valiosa para la activación oportuna de las medidas de seguridad y protección de las personas y los bienes.

Para una mejor prevención, se recomienda la implantación de otros sistemas de monitoreo atmosférico, como son los detectores de pulsos electromagnéticos, de esta manera se podrá observar la evolución de la tormenta y evitar falsas alarmas.



Zona de detección del sistema Previstorm Thunderstorm warning system

Project:	ETAP	Page:	1
Location:	21.0.1C	Date:	10-30-2025
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: GRD1	Filename:	CalculodemallaSPT

Electrical Transient Analyzer Program

Ground Grid Systems

IEEE Std 80-2000/2013

Number of Ground Conductors:	4
Number of Ground Rods:	4
Total Length of Ground Conductors:	52.00 ft
Total Length of Ground Rods:	32.00 ft
Total Computational Time:	0.00 minutes

Frequency:	60,0
Unit System:	English
Project Filename:	CalculodemallaSPT
Output Filename:	C:\ETAP 2101\CalculodemallaSPT\Grid1_Untitled.GR1S

Project:	ETAP	Page:	2
Location:	21.0.1C	Date:	10-30-2025
Contract:		SN:	0809449000
Engineer:	Study Case: GRD1	Filename:	CalculodemallaSPT

Ground Grid Input Data

System Data

			Short-Circuit Current				Fault Duration (Seconds)		
Freq.	Weight	Ambient Temp.	Total Fault Current		Sf Division Factor	Cp Projection Factor	Tf for Total Fault Duration	Tc for Sizing Ground Conductors	Ts for Available Body Current
Hz	kg	°C	kA	X/R	%	%			
60.0	50	40.00	2.000	1.00	100.0	100.0	0.50	0.50	0.50

Soil Data

Surface Material			Upper Layer Soil			Lower Layer Soil	
Material Type	Resistivity ohm.m	Depth ft	Material Type	Resistivity ohm.m	Depth ft	Material Type	Resistivity ohm.m
Gravel	8534.4	1.620	Moist soil	28.2	10.29	Moist soil	24.7

Material Constants

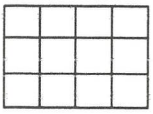
Conductor/Rod	Type	Conductivity %	α_r Factor @ 20 °C 1/°C	K0 @ 0 °C	Fusing Temperature °C	Resistivity of Ground Conductor @ 20°C micro ohm.cm	Thermal Capacity Per Unit Volume J/(cm³.°C)
Conductor & Rod	Copper, annealed soft-drawn	100.0	0.00393	234.0	1083.0	1.72	3.42

Rod Data

Diameter inch	Length ft	No. of Rods	Arrangement	Cost $/Rod
0.625	8.00	4	Rods Throughout Grid Area	100.00

Grid Configuration

Conductor Size AWG/kcmil	Depth ft	Grid Length ft Lx	Grid Length ft Ly	Number of Conductor in X Direction	Number of Conductor in Y Direction	Separation ft in X Direction	Separation ft in Y Direction	Cost $/ft
2	1.65	13.12	13.12	2	2	13.1	13.1	3.30



Shape: Rectangular

Cost

Conductor			Rod			
Total No.	Total Length ft	Cost $	Total No.	Total Length ft	Cost $	Total Cost $
4	52	173.18	4	32	400.00	573.18

Ground Grid Summary Report

Rg	GPR	Touch Potential			Step Potential		
Ground Resistance	Ground Potential Rise	Tolerable	Calculated		Tolerable	Calculated	
ohm	Volts	Volts	Volts	%	Volts	Volts	%
2.715	5444.6	2089.3	1367.8	65.5	7865.1	1013.0	12.9

Total Fault Current:	2.000 kA	Reflection Factor (K):	-0.993
Maximum Grid Current:	2.005 kA	Surface Layer Derating Factor (Cs):	0.917
		Decrement Factor (Df):	1.003

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS BAJO EL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE.
DECLARACIÓN No. 001

Yo Jordan Arley Gamboa Tijaro, identificado(a) con la cédula de ciudadanía No. 1115738938 de Saravena, Arauca en el ejercicio de mi profesión como Ingeniero Electricista y titular de la matricula profesional No. SN205-182155, expedida por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías, **declaro** bajo gravedad de juramento que, el diseño de la instalación eléctrica con alcance MEJORAMIENTO Y ADECUCIÓN DEL MALECÓN EN EL M/CIPIO DE ARAUCA, estará ubicada en la dirección Calle 27 entre Carrera 5 y Calle 15 del municipio Arauca del departamento Arauca, de la cual figura como propietario(a) el Municipio de Arauca con tipo y número de identificación Nit. 800102504-0, cumple con todos y cada uno de los requisitos que le aplican establecidos en el RETIE de acuerdo con la Resolución No. 40117 de fecha 02/04/2024 aplicables al diseño detallado [X] diseño básico [ ]

Así mismo, declaro que de acuerdo con las especificaciones del diseño de la instalación eléctrica se plantearon las siguientes desviaciones de requisitos, las cuales son soportadas con la justificación técnica y el análisis de riesgos adjunto a esta declaración:

No aplica

La presente declaración se firma el día 25 del mes Febrero del año 2026 en la ciudad de Arauca.

Información de notificación del diseñador:

Dirección: Carrera 11 # 11 -07
Teléfono: 321 2971205
Correo electrónico:

Anexos:

UdeCataluña

Código: KKQ8W

Certifica que

Jordan Arley Gamboa Tijaro

C.C. 1115738938

Cursó satisfactoriamente el diplomado en:

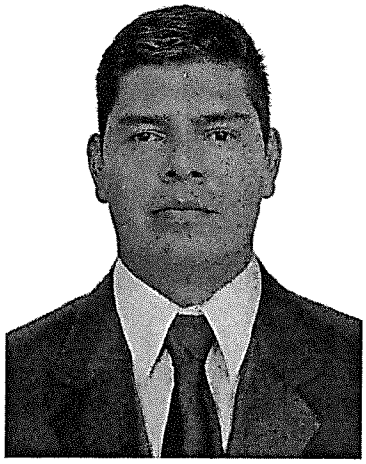
Diseño de Iluminación Interior y Exterior con Énfasis en RETILAP

150 Horas de formación

Septiembre 19, 2025

Yeimy A. Prada L.
Vicerrectoría de Extensión

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines



JORDAN ARLEY
GAMBOA TIJARO

CC. 1115738938

Fecha de Graduación: **24 de Enero del 2025**

Registro Profesional No. SN205-182155

MARCO ANTONIO GÓMEZ ALBORNOZ
Secretario Ejecutivo

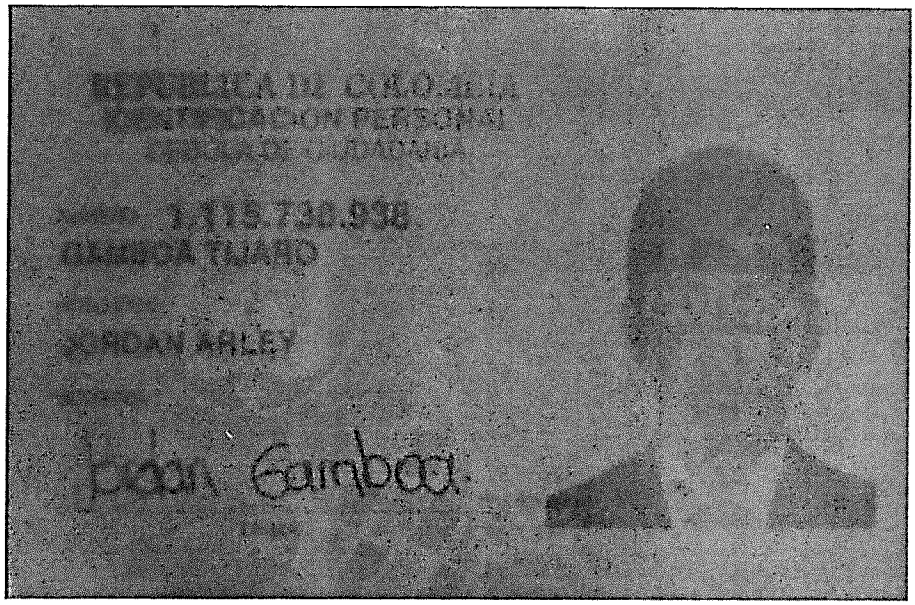
Este registro se expide el
31 de Enero del 2025

El/la portador/a de esta tarjeta virtual es un/a ING. ELECTRICISTA autorizado/a por Ley, para ejercer la profesión en el territorio Nacional.

El uso de esta tarjeta virtual es personal e instransferible.

info@consejoprofesional.org.co
www.consejoprofesional.org.co

Para verificar la validez del presente documento, ingrese a la página web www.consejoprofesional.org.co y digite el siguiente codigo de verificación GEdWYm


1.115.730.936
JUAN ARLEY


FECHA DE NACIMIENTO 30-JUN-1995
SARAVENA
(ARAUCA)
LUGAR DE NACIMIENTO
1.74
ESTATURA
O+
G.S. RH
M
29-JUL-2013 SARAVENA
INDICE DERECHO

957

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines

Referencia: .

EL CONSEJO PROFESIONAL NACIONAL DE INGENIERíAS ELÉCTRICA, MECÁNICA Y PROFESIONES AFINES, EN VIRTUD DE LO ESTABLECIDO POR LA LEY 51 DE 1986 Y EL DECRETO 1873 DE 1996

HACE CONSTAR QUE:

1. El Ingeniero **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO**, identificado con Cédula de Ciudadanía No. **1115738938** de **Saravena (Arauca)**, se encuentra registrado ante el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, como Ingeniero **ELECTRICISTA** con Matrícula No. **SN205-182155** expedida por el Consejo Profesional Seccional de **SANTANDER** mediante resolución No. **SN-3 de 2025** el día **31** de **Enero** de **2025** y confirmada por el Consejo Profesional Nacional según Resolución No. **CPN-8 de 2025**.

2. La matrícula profesional No. **SN205-182155**, del citado ingeniero se encuentra Vigente y no se registran Sanciones a la fecha.

Esta constancia se expide por solicitud del interesado. La vigencia de la presente certificación es de Seis (6) meses a partir de la fecha de expedición.

Dada en la ciudad de Bogotá D.C., a los Nueve (9) días del mes de Septiembre de Dos Mil Veintiséis (2026)

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines
Código de Validación:**999901965829. Vence el 09-Marzo-2027**
Entre a www.consejoprofesional.org.co y a la opción 'Validar Certificado' para verificar su validez

DIEGO ESCOBAR SÁNCHEZ
Secretario Ejecutivo

MEMORIAL DE RESPONSABILIDAD PROFESIONAL

Yo, **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO** identificado con CC 1.115.738.938 de Saravena, en calidad de **Ingeniero Electricista** con matrícula profesional **No.** SN-205-182155; manifiesto que realicé el DISEÑO DE ILUMINACIÓN y PLANOS DE DISEÑO para el proyecto cuyo objeto es ""CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA", garantizando la confiabilidad y cumplimiento de los requisitos técnicos establecidos Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado y Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas siempre y cuando no se altere o se modifique la información suministrada sin previa consulta y aceptación del autor.

En consecuencia, asumo toda responsabilidad referente al DISEÑO DE ILUMINACIÓN y exonero a la **Alcaldia de Arauca** de cualquier responsabilidad civil, penal o administrativa, por cualquier falta u omisión del presente estudio y/o diseño.

Declaro así mismo, que asumo responsabilidad por los perjuicios que por causa de ellos pueda deducirse, exonerando a la **Alcaldia de Arauca** responsabilidad.

Se expide en la ciudad de Arauca, a los 02 días del mes de Abril de 2026

Jordan Gamboa

JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO
CC 1.115.738.938 de Saravena
INGENIERO ELECTRICISTA
M.P. No. SN-205-182155

CESION DE DERECHOS

Arauca, 02 de Abril de 2026

Señores:
ALCALDIA DE ARAUCA
Dirección: Cra 24 Entre calles 28 y 20

REFERENCIA: DISEÑO DE ILUMINACIÓN PARA EL PROYECTO CUYO OBJETO ES "CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA".

ASUNTO: CESION DE DERECHOS.

Cordial saludo,

Yo, **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO** identificado con CC 1.115.738.938 de Saravena, en calidad de **Ingeniero Electricista** con matrícula profesional **No.** SN-205-182155; manifiesto que realicé el DISEÑO DE ILUMINACIÓN Y PLANOS DE DISEÑO para el proyecto cuyo objeto es ""CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA", por medio de la presente expreso ceder plenamente los derechos a la **Alcaldia de Arauca**

La duración de los derechos cedidos será por término indefinido a partir de la fecha de la firma de la presente carta de cesión de derechos. En este sentido los documentos y/o diseños se podrán modificar de acuerdo a las necesidades del proyecto, con previa consulta y aceptación del autor.

Para los fines pertinentes, anexo copia de cédula de ciudadanía y matrícula profesional

Atentamente,

Jordan Gamboa
JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO
CC 1.115.738.938 de Saravena
INGENIERO ELECTRICISTA
M.P. No. SN-205-182155

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines



JORDAN ARLEY
GAMBOA TIJARO

CC. 1115738938

Fecha de Graduación: 24 de Enero del 2025

Registro Profesional No. SN205-182155

MARCO ANTONIO GÓMEZ ALBORNOZ
Secretario Ejecutivo

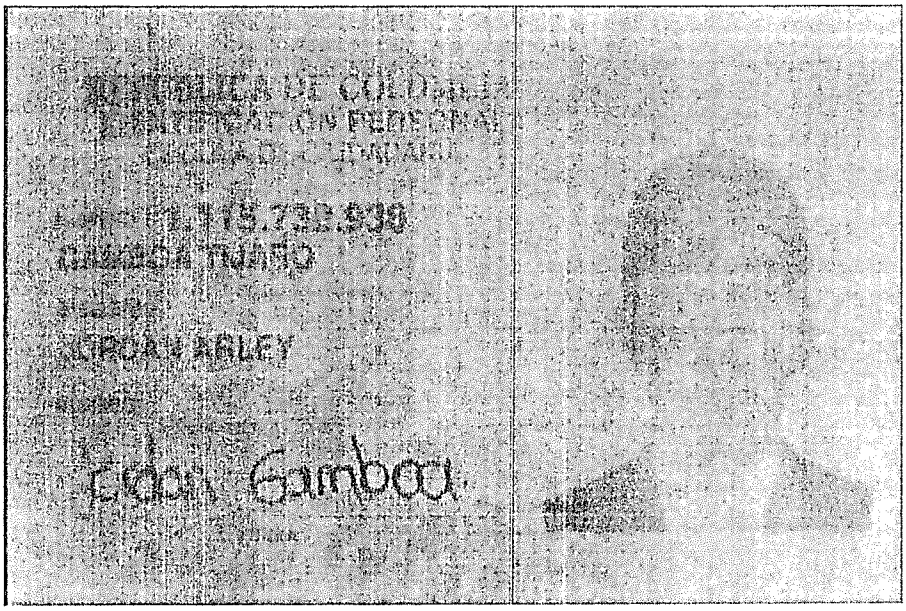
Este registro se expide el
31 de Enero del 2025

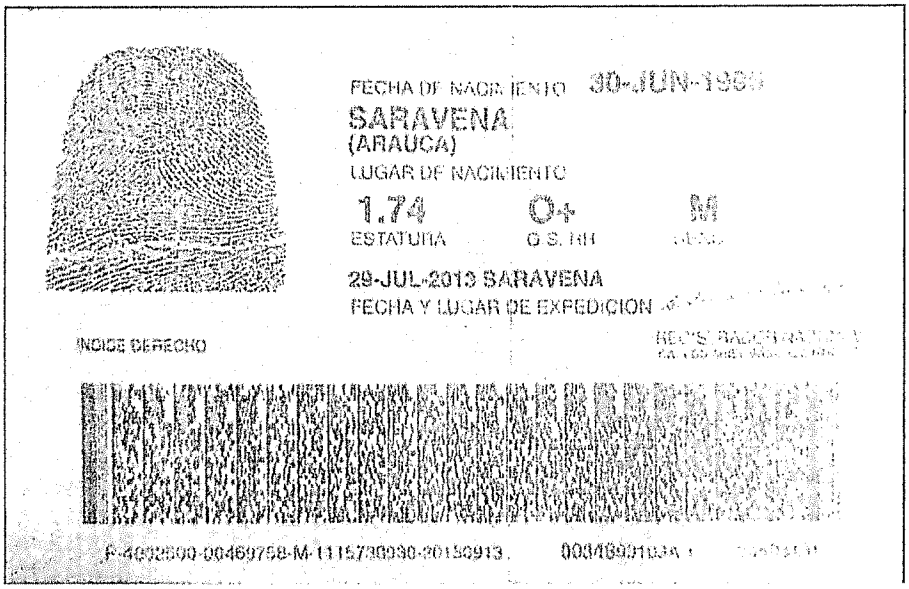
El/la portador/a de esta tarjeta virtual es un/a ING. ELECTRICISTA autorizado/a por Ley, para ejercer la profesión en el territorio Nacional.

El uso de esta tarjeta virtual es personal e instransferible.

info@consejoprofesional.org.co
www.consejoprofesional.org.co

Para verificar la validez del presente documento, ingrese a la página web www.consejoprofesional.org.co y digite el siguiente codigo de verificación GEdWYm





FECHA DE NACIMIENTO 30-JUN-1998

SARAVENA
(ARAUCA)
LUGAR DE NACIMIENTO

1.74 O+ M
ESTATURA G.S. RH SEXO

29-JUL-2013 SARAVENA
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION

INDICE DERECHO

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines

Referencia: .

EL CONSEJO PROFESIONAL NACIONAL DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, MECÁNICA Y PROFESIONES AFINES, EN VIRTUD DE LO ESTABLECIDO POR LA LEY 51 DE 1986 Y EL DECRETO 1873 DE 1996

HACE CONSTAR QUE:

1. El Ingeniero **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO**, identificado con Cédula de Ciudadanía No. **1115738938** de **Saravena (Arauca)**, se encuentra registrado ante el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, como Ingeniero **ELECTRICISTA** con Matrícula No. **SN205-182155** expedida por el Consejo Profesional Seccional de **SANTANDER** mediante resolución No. **SN-3 de 2025** el día **31** de **Enero** de **2025** y confirmada por el Consejo Profesional Nacional según Resolución No. **CPN-8 de 2025**.

2. La matrícula profesional No. **SN205-182155**, del citado ingeniero se encuentra Vigente y no se registran Sanciones a la fecha.

Esta constancia se expide por solicitud del interesado. La vigencia de la presente certificación es de Seis (6) meses a partir de la fecha de expedición.

Dada en la ciudad de Bogotá D.C., a los Nueve (9) días del mes de Septiembre de Dos Mil Veintiséis (2026)

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines
Código de Validación:**999901965829. Vence el 09-Marzo-2027**
Entre a www.consejoprofesional.org.co y a la opción 'Validar Certificado' para verificar su validez

DIEGO ESCOBAR SÁNCHEZ
Secretario Ejecutivo

UdeCataluña

Código: KKQ8W

Certifica que

Jordan Arley Gamboa Tijaro

C.C. 1115738938

Cursó satisfactoriamente el diplomado en:

Diseño de Iluminación Interior y Exterior con Énfasis en RETILAP

150 Horas de formación

Septiembre 19, 2025

Yeimy A. Prada L.
Vicerrectoría de Extensión

Corporación Universitaria de Cataluña Resolución 21329 del 15 de Noviembre de 2016 del MEN

964

MUNICIPIO DE ARAUCA

ARAUCA ILUMINADA
una nueva luz
NIT. 901. 852. 132. - 6

Arauca, 15 de julio de 2026

Ingeniera:
LISSETH TATIANA PAEZ RINCON
Secretaria de infraestructura Municipal
E-Mail: obras@arauca-arauca.gov.co
Arauca - Arauca

Referencia: Proyecto cuyo objeto es **"CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA"**

Respetada ingeniera Páez,

Reciba un cordial saludo de la **Empresa Arauca Iluminada S.A.S. E.S.P.**, encargada de la prestación del servicio de alumbrado público en el Municipio de Arauca.

En seguimiento al desarrollo del proyecto **"CONSTRUCCION, AMPLIACION Y OPTIMIZACION DE LA INFRAESTRUCTURA TURISTICA DEL MALECON EN EL SECTOR PUENTE INTERNACIONAL DEL MUNICIPIO DE ARAUCA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA"**, nos permitimos informar que, una vez realizada la revisión detallada de los diseños eléctricos y de iluminación asociados al proyecto, se evidenció que estos cumplen con los criterios técnicos, normativos y reglamentarios aplicables. En consecuencia, se verificó que las soluciones propuestas satisfacen las condiciones requeridas para su implementación, garantizando la seguridad, funcionalidad y confiabilidad de la infraestructura proyectada.

Por lo anterior, se emite concepto aprobatorio conforme a los estándares de calidad según el RETIE y RETILAP.

Sin más que agregar,

Atentamente,

LUIS EDUARDO BARAJAS TORRES
Director Técnico Operativo

320 330 80 44

contacto@ariluminada.com

Centro Administrativo Municipal (CAM) – Bloque Central
Cra. 25 con calle 19 - Arauca, Arauca