PROINGENIARQ S.A.S. Proyectos de Ingenieria y Arquitectura. Nit. 901.388.628-9	CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025 CUYO OBJETO ES: **ESTUDIO Y DISEÑO DE RECONVERSIÓN ENERGÉTICA PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD EL CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL CASANARE.**	VOLUMEN IV ***Diseño de un sistema de reconversión energética eléctrica.***

ELABORACIÓN ESTUDIOS PROYECTO

Estudios y Diseño de Reconversión Energética para el Sistema de Bombeo de los Pozos Profundos del Sistema de Abastecimiento de la Comunidad El Cerrito y La Turua Aguazul- Casanare

POZO SECTOR CUSIANA 1

UBICACIÓN: MUNICIPIO DE AGUAZUL – VEREDA TURUA

CASANARE

INFORME MEMORIAS DE CÁLCULO

DISEÑO DETALLADO PROYECTO

MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUEDUCTO CUSIANA 1 DE LA VEREDA TURUA DEL MUNICIPIO DE AGUAZUL

ELABORO:

ING. **JORGE ERNESTO SOCADAGUI**

PEREZ

MP: CN205-32645

AGUAZUL, CASANARE
MAYO DE 2025

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN....4
2. OBJETIVOS....4
3. ALCANCE....4
4. NORMAS....5
5. DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1....6
6. DATOS GENERALES DEL PROYECTO....7
A. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS....9
B. ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN....25
C. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS....38
D. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO....39
E. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELÉCTRICO Y FALLA A TIERRA....43
F. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO....47
G. CÁLCULOS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS....48
H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES, INCLUYENDO EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA....49
I. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA....49
J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA....60
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 Y OTRA EQUIVALENTE. 62
L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN Y SOPORTE DE REDES DE TRANSMISIÓN, DE DISTRIBUCIÓN, SUBTESTACIONES Y CENTRALES DE GENERACIÓN....63
M. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES. EN BAJA TENSIÓN SE PERMITE LA COORDINACIÓN CON LAS CARACTERISTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS SEGÚN IEC 60947-2 ANEXO A....63
N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBOS, DUCTOS, CANALES Y ELECTRODUCTOS), BANDEJAS PORTACABLES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, CONDULETAS, ARMARIOS, ETC.)....66
O. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA....68
P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN....69
Q. ÁREAS CLASIFICADAS COMO PELIGROSAS....70
R. DIAGRAMAS UNIFILARES....70
S. PLANOS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN....70

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LLOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES. 70

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD O SERVIDUMBRE REQUERIDAS. 70

V. JUSTIFICACIONES DE DESVIACIONES TÉCNICAS CUANDO SEA ESTRICTAMENTE NECESARIAS, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN. 76

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SISMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS. 76

X. SELECCIÓN, CÁLCULO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGIA CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES. 76

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe comprende los estudios y diseños del sistema eléctrico, sistema solar fotovoltaico ON GRID para el poso profundo del acueducto Cusiana 1 para la Vereda TURUA del municipio de Aguazul, departamento de Casanare.

En el documento se desarrollarán los estudios, las memorias de cálculo, y los diseños requeridos para poner en funcionamiento la planta del acueducto.

2. OBJETIVOS

Objetivo general

Elaborar los diseños eléctricos detallados para la alimentación de las cargas requeridas para eficiente funcionamiento de sistema bombeo del pozo profundo del acueducto Cusiana 1 para la vereda Turua del municipio de Aguazul, departamento de Casanare; Cumpliendo con los requerimientos establecidos por las normas nacionales e internacionales para este tipo de estudios y diseños, en Colombia (NEC, NTC 2050 RETIE).

Objetivos específicos

- Presentar el estudio eléctrico que permita estimar la potencia necesaria para el suministro de energía para el sistema de bombeo y de instalaciones de complementarias.
- Dimensionar los elementos necesarios para el suministro eficiente y seguro de la energía eléctrica al interior del sistema de acueducto mediante un sistema de generación Fotovoltaica.
- Elaborar los diseños eléctricos de baja tensión, sistema de puesta a tierra, apantallamiento, tableros eléctricos; Así como la conexión eléctrica para los equipos de generación fotovoltaica sistema ON-GRID, dentro del marco legal y normativo con el fin de lograr montajes seguros para las personas y confiables para la operación de los equipos.
- Garantizar la consolidación de los documentos técnicos (memorias de cálculo y especificaciones técnicas).

3. ALCANCE

Recolección de información preliminar.
Diseños eléctricos:

- Definición de cargas requeridas para el proyecto.
- Dimensionamiento sistema de generación Fotovoltaico ON-GRID.
- Elaboración de diagramas unifilares
- Elaboración de cuadros de cargas
- Definición de tableros de distribución
- Diseños del sistema de puesta a tierra
- Diseño del sistema de apantallamiento
- Dimensionamiento del cuarto eléctrico
- Verificación de distancias de seguridad
- Diseño de rutas de ductos y dimensionamiento de cables
- Cálculo de conductores, por capacidad y caída de tensión

- Elaboración e memorias de cálculo, de acuerdo con RETIE

4. NORMAS

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE, (Resolución_40117_de_2024).
- Código Eléctrico Colombiano NTC 2050, actualmente en revisión final por parte del ICONTEC.
- Especificaciones técnicas de construcción de la Empresa de energía del Casanare ENERCA S.A. ESP.
- Norma Técnica Colombiana NTC 4552 (del Icontec).
- Resolución CREG 174 da 2021 (Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional)
- Resolución 0799 del 09 Dic 2021 y 0330 del 08 Jun de 2017 Reglamento Técnico para el sector de Agua Potable y Saneamiento Básico – RAS.
- IEEE STD 80 – 2000 guide for safety in AC subestactation grounding NEC – National Electrical Code
- IEEE – Guide for Measuring Earth Resistivity, ground Impedance, and Earth Surface Potencials of Ground System.

CUMPLIMIENTO RETIE

A continuación, se presenta el resumen del cumplimiento para cada ítem exigido por el RETIE de la última versión vigente (2024), estipuladas en el Libro 3, artículo 3.3.1.1.

Formulario de cumplimiento RETIE – Lista de aspectos para diseño Detallado en conformidad con el Artículo 3.3.1.1 del RETIE 2024

REQUISITO	AP	NA	OBSERVACIONES
a. Análisis de riegos de origen eléctrico y medios para mitigarlos.	X		
b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos), y medidas de protección	X		
c. Cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos	X		
d. Coordinación de aislamiento	X		
e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	X		
f. Análisis de tensión requerido	X		
g. Cálculos de campos electromagnéticos.		X	NO HAY SUBESTACIONES NI TENSIONES MAYORES A 57,7 kV
h. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	X		
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra	X		
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta factores de pérdidas, cargas resultantes y costos de la energía	X		
k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de corto de la red y capacidad de corriente	X		

REQUISITO	AP	NA	OBSERVACIONES
del conductor según IEEE 242 o IEC 60909.			
l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos, incluye bandejas portacables las cuales se les debe calcular la ocupación y cargabilidad, para informar al calculista de la obra civil	X		
m. Cálculo y Coordinación de protecciones contra sobre corrientes. 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. Cálculo de canalizaciones (tubos, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc).	X		
o. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta armónicos y factor de potencia.	X		
p. Cálculos de Regulación de tensión	X		
q. Clasificación de áreas		X	No se aplica a este proyecto ya que no tiene zonas peligrosas
r. Elaboración de diagramas unifilares	X		
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para la construcción	X		
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo aquellas de tipo técnico de equipos, materiales y sus condiciones.	X		
u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas	X		
v. Justificación técnica de desviación del a NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o instalación.		X	No se requieren desviasiones
w. Demás estudios que la instalación requiera para su adecuada operación, como condicione sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.		X	No se requieren estudios adicionales
x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales	X		
Nota: El presente formulario, se realiza con el fin de identificar la aplicación o no de los documentos relacionados en cada uno de los literales solicitados por el RETIE, este formulario, se firmará una vez el proyecto se encuentre en la etapa del 100%.			

Fuente. RETIE

5. DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1

De conformidad con el articulo 6 de la Resolución CREG 174 de 2021, se realiza consulta en la página web del OR que la red a la cual se conectara el proyecto para verificar la disponibilidad para entrega de excedentes de energía a la red.

Una vez realizada la consulta no se encontró en la base de datos disponible en el Aplicativo Ubicación e Información Técnica AGPE - AGGE - GD del operador de red el transformador existente desde el que se energiza actualmente la instalación, se presenta figura con la consulta realizada.

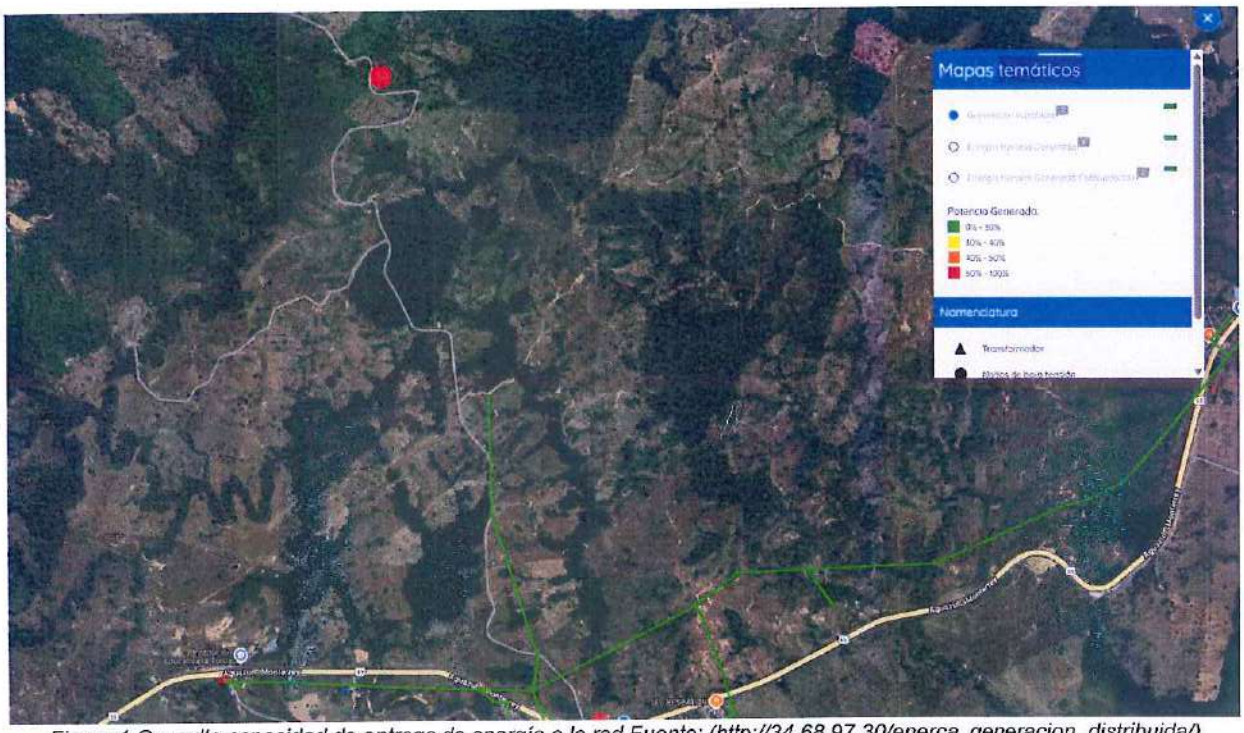


Figura 1 Consulta capacidad de entrega de energía a la red Fuente: (http://34.68.97.30/enerca_generacion_distribuida/)

No obstante, ante la imposibilidad de consultar la capacidad de realizar la consulta, y dado que se conoce la capacidad del transformador (30 kVA) y el porcentaje de aporte de GD y AGPE al transformador (0%), se puede calcular la sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en el circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador, tal como lo establece el literal a) del artículo 6 de la resolución CREG 174 de 2021.

De lo anterior se concluye que la máxima potencia que se puede inyectar a la red en el punto de conexión es de **15 kW**

6. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

Elaboración de diseños detallados, especificaciones técnicas, sistema solar fotovoltaico ON-GRID, proyecto de mejoramiento del sistema de acueducto de la vereda la Turua sector Cusiana 1 del municipio de Aguazul en el departamento del Casanare.

Nombre del Proyecto: MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUEDUCTO CUSIANA 1 DE LA VEREDA TURUA DEL MUNICIPIO DE AGUAZUL

Altitud (metros sobre el nivel del mar): 290 m.s.n.m.

Cargas eléctricas del proyecto:

- Bomba trifásica M3X75-21 (7.5 HP, 208V, 22.2 A).
- Una toma 120V
- Salida de iluminación de 24W en el cuarto técnico.
- Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W (Consumo marginal)

Capacidad total instalada: 8199 VA

Conexión a la red: (Existente) a través de transformador publoco 30 kVA 13.8kV/208/120V

Capacidad máxima disponible de entrega de potencia: 15 kW

Potencia Instalada de sistema fotovoltaico: 12100 Wp

Diseño de instalaciones internas: APLICA

Ubicación: Vereda Turua, Aguazul, Casanare (5° 2' 5.35" N, 72° 38' 37.45" W)

Temperatura media: 29-31°C.

A. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.

Conforme con lo dispuesto por el libro 1 "DISPOSICIONES GENERALES", TÍTULO 5 "ERQUISITOS TÉCNICOS PRINCIPALES" RETIE 2024, se tiene que:

Artículo 1.5.1 Evaluación de riesgos de origen eléctrico

Esta parte del RETIE 2024 tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todos los lugares donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

El personal que intervenga en un sistema y/o instalación objeto del RETIE, en función de las características de la actividad, proceso o situación, debe analizar los posibles riesgos y aplicar las medidas necesarias para que no se potencialice, ni materialice un riesgo de origen eléctrico, teniendo en cuenta la posibilidad de generar patologías.

En general la utilización y dependencia tanto industrial como doméstica de la energía eléctrica ha traído consigo la ocurrencia de accidentes por contacto con elementos energizados o incendios, los cuales se han incrementado por el aumento del número de instalaciones, principalmente en la distribución y uso final de la electricidad. El resultado final del paso de una corriente eléctrica por el cuerpo humano puede predecirse con un gran porcentaje de certeza, si se toman ciertas condiciones de riesgo conocidas y se evalúa en qué medida influyen todos los factores que se conjugan en un accidente de tipo eléctrico.

Artículo 1.5.1.3 Factores de riesgo eléctrico más comunes

Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la Tabla 1.5.1.3. a. del RETIE 2024 se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección, entre ellas, se listan:

- Arcos eléctricos.
- Ausencia de electricidad (en determinados casos)
- Campos electromagnéticos
- Contacto directo

- Contacto indirecto
- Cortocircuito
- Electricidad estática
- Equipo defectuoso
- Rayos
- Sobrecarga
- Tensión de contacto
- Tensión de paso

Artículo 1.5.1.4 Evaluación del nivel de riesgo

Para la elaboración del presente Reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo. Para los efectos del presente Reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.

Artículo 1.5.1.4.1 Matriz de análisis de riesgos

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 1.5.1.4.1. a.).

Tabla 1.5.1.4.1.a RETIE 2024. Matriz para análisis de riesgos. Fuente: Adaptada de resolución 90708 del 2013.

RIESGO A EVALUAR:	_____ por _____ (al) o (en) _____ **EVENTO O EFECTO** (Ej. Quemaduras) — **FACTOR DE RIESGO (CAUSA)** (Ej. Arco electrico) — **FUENTE** (Ej. Celda de 13,8 KV)									
RIESGO POTENCIAL ☐ **RIESGO MATERIALIZADO** ☐						**PROBABILIDAD**				
						E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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		

La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.

b. Definir si el riesgo es potencial o real.

c. Determinar las consecuencias para las personas o animales, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.

d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.

e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo. g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 1.5.1.4.1. b.

Tabla 1.5.1.4.1.b RETIE 2024. Decisiones y acciones para controlar el riesgo. Fuente: Adaptada de resolución 90708 del 2013.

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.

Artículo 1.5.1.4.2 Criterios para determinar alto riesgo

Para determinar la existencia de alto riesgo, la situación debe ser evaluada por

una persona competente en electrotecnia y basarse, como mínimo en los siguientes criterios:

a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables, especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.

b. Que el peligro tenga un carácter inminente, es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.

c. Que la gravedad sea máxima, es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes importantes de la instalación o de su entorno.

d. Que existan antecedentes comparables, el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

Artículo 1.5.1.4.3 Medidas a tomar en situaciones de riesgos

En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.

En estas situaciones, la persona competente que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente al organismo de control y vigilancia, quien tomará la medidas pertinentes.

Por lo cual, siguiendo las directrices que en este apartado se han presentado, se tiene que el análisis de riesgos del presente proyecto arroja los siguientes elementos de análisis.

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Arcos Eléctricos (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Celda de medida (FUENTE)
POTENCIAL [X]	REAL [ ]		FRECUENCIA		

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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 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 (efecta rendimiento laboral)	Daños leves, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Ausencia de Electricidad (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Manipulación de herramientas (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	He ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Contacto Directo (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Equipos de soldadura (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Contacto Indirecto (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Tableros de distribución (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Corto Circuito (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Celda de medida (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras EVENTO O EFECTO	Por	Electricidad Estática FACTOR DE RIESGO (Causa)	(el) o (en)	Manipulación de Herramientas FUENTE

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Equipo Defectuoso (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Manipulación de Herramientas (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Rayos (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	**1**	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras EVENTO O EFECTO			Por	Sobrecarga FACTOR DE RIESGO (Causa)		(al) o (en)	Tableros de distribución FUENTE		
POTENCIAL X **REAL**					**FRECUENCIA**					
CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Suceda varias veces al año en la empresa	Suceda 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Tensión de Contacto (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles Inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Tensión de Paso (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles Inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

La matriz de riesgo nos arroja un nivel de riesgo bajo.
La tabla 9.4 menciona las siguientes decisiones a tomar:

- Hacer control administrativo rutinario
- Seguir los procedimientos establecidos
- Utilizar los elementos de protección personal
- No requiere permiso especial de trabajo.

Para efectuar los trabajos se requiere verificar lo siguiente:

- Que puede salir mal o fallar
- Que puede causar que algo salga mal o falle
- Que podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle.

Por último, debemos tener muy presente que todo accidente debe ser reportado inmediatamente a la administradora de riesgos profesionales o a la autoridad competente.

RECOMENDACIONES

- Dimensionar las instalaciones eléctricas adecuadamente

- Los tomacorrientes deben estar en buen estado
- Verificar periódicamente el buen estado de las instalaciones con mantenimientos regulares
- Comprobar el correcto funcionamiento de los elementos de protección personal
- La reparación de cualquier elemento de la instalación eléctrica debe estar a cargo de personal calificado y competente
- Los aparatos eléctricos utilizados en la obra deben ser nuevos y tener certificado de producto
- El grado de protección de los elementos de la instalación situados a la intemperie será como mínimo IP 45
- Cada tablero eléctrico va provisto de su conductor de puesta a tierra y de un aviso normalizado de advertencia de riesgo eléctrico
- Separar y desechar los materiales y elementos de protección en mal estado.
- Se debe señalizar la zona eléctrica para evitar acercamientos indebidos.

B. ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN.

Conforme a lo dispuesto por el libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 13 "PROTECCIÓN CONTRA RAYOS Y SOBRETENSIONES TRANSITORIAS" del RETIE 2024 Artículo 3.13.1. Protección contra rayos, se tiene que:

El rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural, y Colombia al estar situada en la zona de confluencia intertropical, presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta; de allí la importancia de la protección contra dicho fenómeno, pues si bien los métodos desarrollados a nivel mundial se pueden aplicar, algunos parámetros del rayo son particulares para esta zona. Tales condiciones obligan a que se tomen las medidas para minimizar los riesgos por los efectos del rayo, tanto en las edificaciones como en las instalaciones eléctricas.

3.13.1.1. Evaluación del nivel de riesgo frente a rayos

Las instalaciones objeto del RETIE, deben contar con una evaluación del nivel de riesgo frente a rayos, basada en procedimientos establecidos en la norma técnica NTC 4552-2 o normas técnicas internacionales como la IEC 62305-2 o de reconocimiento internacional (siempre y cuando sean aplicables a las condiciones para descargas atmosféricas de Colombia). Esta evaluación, debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, pérdida del suministro de energía y otros servicios esenciales, pérdida o graves daños de ubicada Colombia y las medidas de protección que mitiguen el riesgo.

Las centrales de generación, líneas de transmisión, redes de distribución en media tensión y las subestaciones construidas con posterioridad al 1° de mayo de 2005 deben tener una evaluación del nivel de riesgo frente a rayos.

También deben contar con una evaluación del nivel de riesgo por rayo, las siguientes instalaciones de uso final construidas con anterioridad a la vigencia del RETIE: edificaciones de viviendas multifamiliares, edificios de oficinas, hoteles, centros de atención médica, lugares de culto, centros educativos, centros comerciales, industrias, supermercados, parques de diversión, prisiones, aeropuertos, cuarteles, salas de juzgados, salas de baile o diversión, gimnasios, restaurantes, museos, auditorios, boleras, salas de clubes, salas de conferencias, salas de exhibición, salas de velación, lugares de espera de medios de transporte masivo y en general aquellos lugares que en cualquier momento presenten alta concentración de personas, o en edificaciones con alturas que sobresalgan sobre las de su entorno y donde se tenga conocimiento de alta densidad de rayos. La evaluación del nivel de riesgo por rayo debe estar disponible para revisión de las autoridades de vigilancia y control.

3.13.1.2. Diseño e implementación de un sistema de protección contra rayos

La protección se debe basar en la aplicación de un sistema integral, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos.

El diseño e implementación, debe realizarse empleando metodologías reconocidas como la de la NTC 4552-3, normas técnicas internacionales como la IEC 62305-3 o de reconocimiento internacional siempre y cuando sean aplicables a las condiciones de descargas atmosféricas de Colombia, el diseño se debe basar en el método electrogeométrico. La persona competente encargada de un proyecto debe hacer uso de buenas prácticas de ingeniería en la protección contra rayos, con el fin minimizar los efectos electromagnéticos, mecánicos o térmicos.

3.13.1.3. Componentes del sistema de protección contra rayos

El sistema de protección contra rayos debe tener los componentes descritos en el presente numeral, y debe garantizarse una conexión eléctrica permanente, mediante verificaciones periódicas y rutinas adecuadas de mantenimiento, que deben estar relacionadas en el manual de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

3.13.1.3.1. Terminales de captación o pararrayos

Cualquier elemento metálico de la estructura que se encuentre expuesto al impacto directo del del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, techos, torres de comunicación y cualquier tubería que sobresalga, debe ser tratado como un terminal de captación siempre y cuando se garantice su capacidad de conducción y continuidad eléctrica. En la Tabla 3.13.1.3.2. a. adaptada de la norma IEC 62305-3, se presentan las características que deben cumplir los pararrayos o terminales de captación construidos para este fin.

3.13.1.3.2. Conductores bajantes

Con el fin de conducir a tierra, en forma segura, la corriente del rayo que incide sobre la estructura e impacta en los pararrayos, y reducir la probabilidad de daños debido a las corrientes del rayo que circulan por el Sistema de Protección contra Rayos, deben instalarse conductores bajantes, ubicados de tal manera que desde el punto de impacto hasta tierra existan varios caminos en paralelo para la corriente y cumplir los siguientes requisitos:

a. Los materiales deben cumplir las especificaciones dadas en la Tabla 3.13.1.3.2.

b. En los diseños se deben considerar dos tipos de bajantes, unas conectadas directamente a la estructura a proteger y otras aisladas eléctricamente de la misma.

La decisión de cual tipo de bajante a utilizar depende del riesgo de efectos térmicos o explosivos en el punto de impacto de rayo y de los elementos

almacenados en la estructura. En estructuras con paredes combustibles y en áreas con peligro de explosión se debe aplicar el tipo aislado.

c. La longitud de las bajantes se debe reducir al mínimo posible. Los conductores bajantes deben instalarse en lo posible de manera rectilínea y vertical, siguiendo el camino más corto y directo a tierra. Debe evitarse la formación de bucles en el conductor bajante y de curvas de menos de 20 cm de radio.

Tabla 3.13.1.3.2.a RETIE 2024. Características de los terminales de captación y bajantes. Fuente: Adaptada de la norma IEC 62305-3

MATERIAL	Configuración	Área mínima (mm^2) 1*	Diámetros y espesores mínimos 2*
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro. Espesor de la capa 50 µm
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de espesor
	Varilla	200	16 mm de diámetro
1* Estas dimensiones se deben aumentar a 600 mm2 para cinta sólida y a 78 mm2 para alambre, si los requerimientos técnicos o mecánicos así lo exigen.			
2* En las dimensiones de espesor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10%. No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.			
3* Los sistemas de captación convencionales tales como Early streamer emisión o cebado, charge transfer system, dissipation array system deben ser considerados como bayonetas en el diseño del sistema de protección externo según lo establecido en el capítulo 5.2 de la NTC 4552-3			

d. Cada bajante debe terminar en un sistema de puesta tierra que tenga un camino vertical u horizontal para la corriente o una combinación de ambos. Para tal efecto cada bajante se debe conectar con un electrodo de puesta a tierra, dicha conexión debe ser de fácil acceso e inspeccionable mediante cajas de inspección de 30 cm de lado si es del tipo cuadrado, o 30 cm de diámetro si es circular. También se permite los arreglos en configuración tipo B, según lo establecido en la norma NTC 4552-3.

e. Las bajantes deben instalarse, de manera que sean una continuación directa de los conductores del sistema de captación, siguiendo el camino más corto y recto posible entre el anillo equipotencial, que une las terminales de captación, y el sistema de puesta a tierra de protección contra rayos.

f. Las bajantes deben cumplir con lo establecido en la Tabla 3.13.1.3.2. a. y no deben instalarse en canales de drenaje de aguas, incluso si tienen un aislamiento eléctrico.

g. El número de bajantes no debe ser inferior a dos y deben ubicarse en el perímetro de la estructura a proteger, en función de las restricciones arquitectónicas y prácticas. Deben instalarse, en la medida de lo posible, en las esquinas opuestas de la estructura.

h. La instalación de más bajantes, espaciadas de manera equidistante y simétrica alrededor del perímetro y conectadas mediante anillos equipotenciales, reduce la probabilidad de que se produzcan chispas peligrosas y facilita la protección interna.

i. Esta condición se cumple en estructuras totalmente metálicas y en estructuras de concreto en las que el acero de refuerzo es eléctricamente continuo; en caso de instalar equipos altamente sensibles deben considerarse los efectos de las tensiones inducidas y los campos electromagnéticos producidos por las corrientes de rayos en el sistema de protección.

j. En la Tabla 3.13.1.3.2. b. se dan las distancias recomendadas entre los conductores bajantes y entre anillos equipotenciales, en función del Nivel de Protección contra Rayos - NPR.

Tabla 3.13.1.3.2.b RETIE 2024. Distancias recomendadas para separación de bajantes y anillos. Fuente: Adaptada de la norma NTC 4552-3

NPR	Distancia recomendada (m)
I	10
II	10
III	15
IV	20

k. Los marcos o elementos de la fachada pueden ser utilizados como bajantes, si son perfiles o rieles metálicos y sus dimensiones cumplen con los requisitos para los conductores bajantes, es decir, para laminas o tubos metálicos su espesor no sea inferior a 0,5 mm y su equipotencialidad vertical sea garantizada de tal manera que fuerzas mecánicas accidentales (por ejemplo, vibraciones, expansión térmica, etc.) no causen el rompimiento de los materiales o la pérdida de equipotencialidad.

l. La puesta a tierra de protección contra rayos debe interconectarse con los demás sistemas de puestas a tierra de la edificación.

Parágrafo 1: Para efectos de este Reglamento, el comportamiento de todo pararrayos o terminal de captación debe tomarse como el de un pararrayos tipo Franklin.

Parágrafo 2: Los terminales de captación no requieren certificación de conformidad de producto. El constructor y el inspector de la instalación deben verificar el cumplimiento de los requisitos dimensionales. La interconexión de bajantes se debe hacer en la parte superior. La interconexión a nivel de piso y la de los anillos intermedios son opcionales. Las conexiones equipotenciales con

las partes conductoras de la estructura dependerán de situaciones particulares. La geometría de las bajantes y la de los anillos de unión afecta la distancia de separación.

3.13.1.3. Puesta a tierra de protección contra rayos

La puesta a tierra de protección contra rayos debe cumplir con los requisitos que le apliquen del Título 12 del RETIE 2024, especialmente en cuanto a materiales e interconexión. La configuración debe hacerse con electrodos horizontales (contrapesos), verticales o una combinación de ambos, según criterio de la IEC 62305-3.

3.13.1.4. Comportamiento frente a rayos

Para prevenir accidentes con rayos, es conveniente tener en cuenta las siguientes recomendaciones, en caso de presentarse una tormenta:

a. A menos que sea absolutamente necesario no salga al exterior ni permanezca a la intemperie.

b. Busque refugio en estructuras que ofrezcan protección contra el rayo, tales como:

   1. Edificaciones bajas que no tengan puntos sobresalientes.
   2. Viviendas y edificaciones con un sistema adecuado de protección contra rayos.
   3. Refugios subterráneos.
   4. Automóviles y otros vehículos cerrados, con carrocería metálica.

c. De ser posible, evite los siguientes lugares, que ofrecen poca o ninguna protección:

   1. Bajo los árboles con mayor riesgo de impacto de rayos, es decir, los más altos.

2. Campos deportivos abiertos.
3. Tiendas de campaña y refugios temporales en zonas despobladas.
4. Vehículos descubiertos.
5. Torres de comunicaciones o de energía eléctrica.

d. En los siguientes lugares extreme precauciones: 1. Terrazas de edificios. 2. Terrenos deportivos y campo abierto. 3. Piscinas y lagos. 4. Cercanías de líneas eléctricas, cables aéreos, cercas ganaderas, mallas eslabonadas, vías de ferrocarril y tendederos de ropa. 5. Árboles aislados. 6. Torres metálicas (de comunicaciones, de líneas de alta tensión, de perforación, etc.).

e. Si debe permanecer en un lugar con alta densidad de rayos a tierra:

1. Busque zonas bajas.
2. Busque zonas pobladas de árboles, evitando árboles aislados.
3. Busque edificaciones y refugios seguros.
4. Si tiene que escoger entre una ladera y el filo de una colina, sitúese en la ladera.

f. Si se encuentra aislado en una zona donde se esté presentando una tormenta eléctrica:

1. No se acueste sobre el suelo.
2. Junte los pies.
3. Adopte la posición de cuclillas.
4. No ponga las manos sobre el suelo.
5. No se escampe bajo un árbol.

g. Atienda las señales de alarma y siga las órdenes que impartan los brigadistas de emergencias, cuando se cuente con detectores de tormentas.

h. Desconecte los equipos electrónicos que no posean dispositivos de protección contra rayos.

Por lo tanto, se tiene que el ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN puede realizarse con un procedimiento como el establecido en la NTC 4552-2, por lo cual se presenta información de dicha norma para la evaluación de este riesgo.

OBJETIVO GENERAL DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Este análisis de riesgo tiene como objetivo general presentar los resultados previos para determinar la necesidad de adelantar la construcción de los sistemas: Integral de protección contra rayo (SIPRA) y establecer los parámetros de protección de descargas atmosféricas para un predio rural ubicado en la vereda la Turua sector Cusiana 1 del municipio de Aguazul Casanare.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Evaluar los diferentes riesgos para reducir las pérdidas ocasionadas por la caída de un rayo, si es necesario instalar medidas de protección con características específicas que serán determinadas por medio de la evaluación del riesgo. De acuerdo con la norma técnica NTC 4552-1-2-3, el riesgo se define como el promedio anual probable de pérdidas en la estructura y en la acometida de servicios debido a descargas atmosféricas. **Los riesgos evaluados son los siguientes**:

1. El número anual de rayos que afecta a la estructura y su acometida.
2. La probabilidad de daño debida a los efectos del rayo.
3. El costo promedio de los daños.

Tipo de daño produce diferente tipo de pérdidas en la estructura que se va a proteger:

1. Pérdida de vida humana.
2. Pérdida de servicios públicos.
3. Pérdida de patrimonio cultural.
4. Pérdida económica.

PARAMETROS DE CÁLCULO:

Los parámetros de cálculo del análisis de riesgo contra descargas atmosféricas son los siguientes

INFORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA

Largo (m): 21
Ancho (m): 32
Altura (m): 12

Las Figura 1 Presenta la planta del predio donde se pueden apreciar las dimensiones del área efectiva a proteger, por otro lado, se tiene una altura máxima de 12 m. Los datos anteriores serán utilizados para determinar el promedio anual de descargas sobre la estructura adyacente.

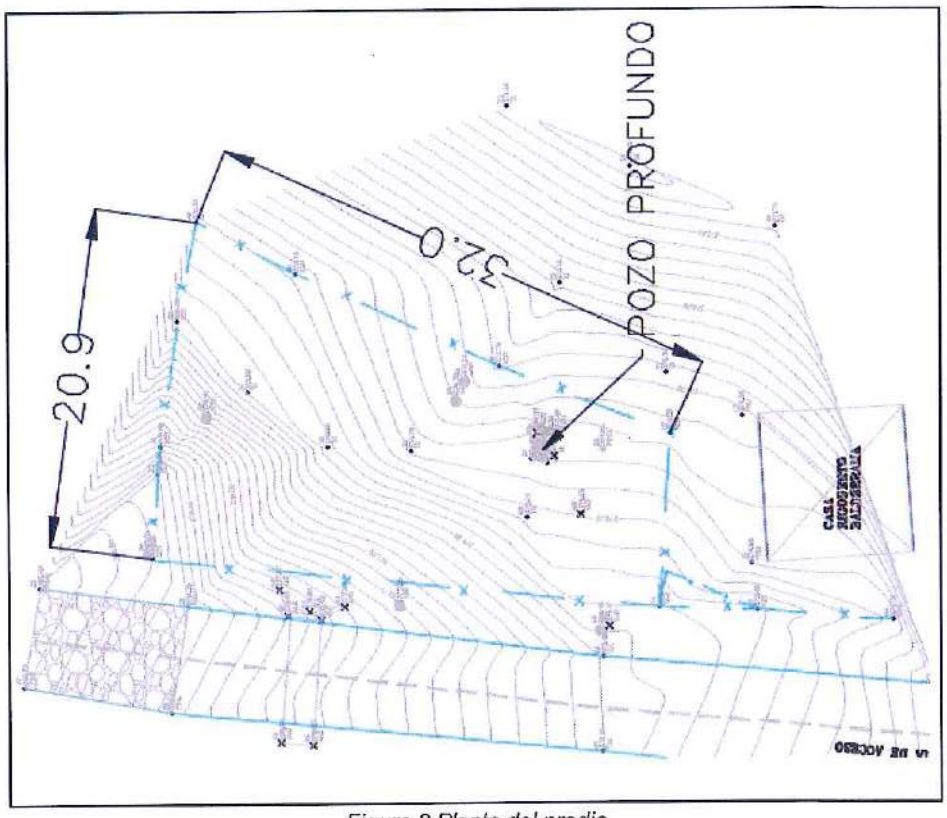


Figura 2 Planta del predio

Evaluación del número anual NC de eventos peligrosos

El número anual N de descargas que afectan la estructura a ser protegida depende de la actividad atmosférica del sitio ubicación donde está localizado el objeto y de sus características físicas. Este número se calcula generalmente como el producto de la densidad de rayos a tierra *(DDT)* por el área efectiva del elemento a proteger. El valor de N_C se refiere a la cantidad de tormentas por año de descargas eléctricas atmosféricas. El mapa de Colombia de la Figura 1 muestra las curvas de niveles isoceráunicos de todo el territorio.

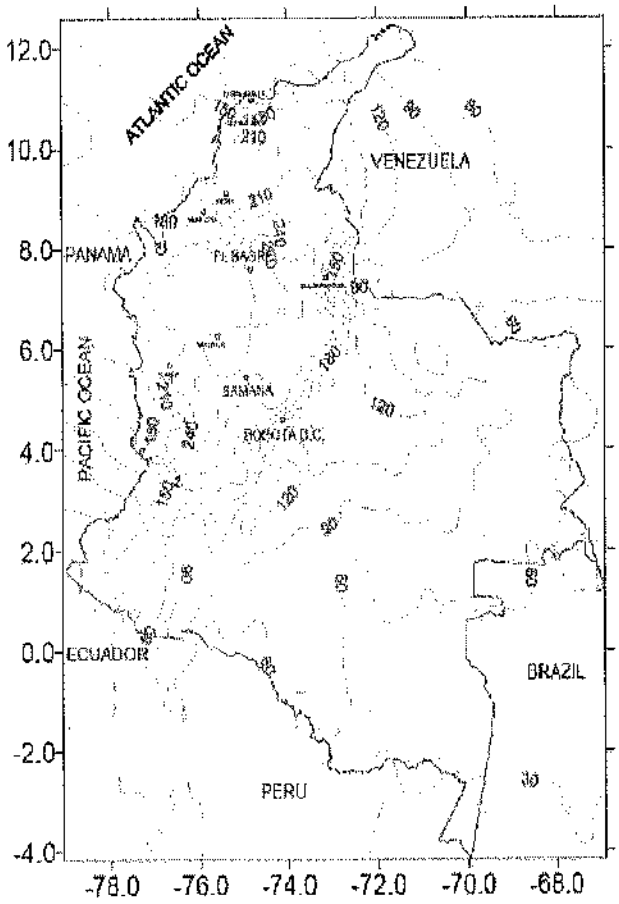


Figura 3 Curvas de niveles isoceráunicos.

La curva que corresponde para Aguazul Casanare el valor es de (NC= 150 días), con valor de nivel Ceráunico, la densidad de descargas a tierra:

N_C: Número de días tomentosos al año La densidad de descargas a tierra *DDT* está definida por:

$$DDT = 0.0017 * (N_C)^{1.56}$$

$$DDT = 0.0017 * (150)^{1.56} = 4{,}2184 \ descargas/km^2 - año$$

ANALISIS POR SOFTWARE

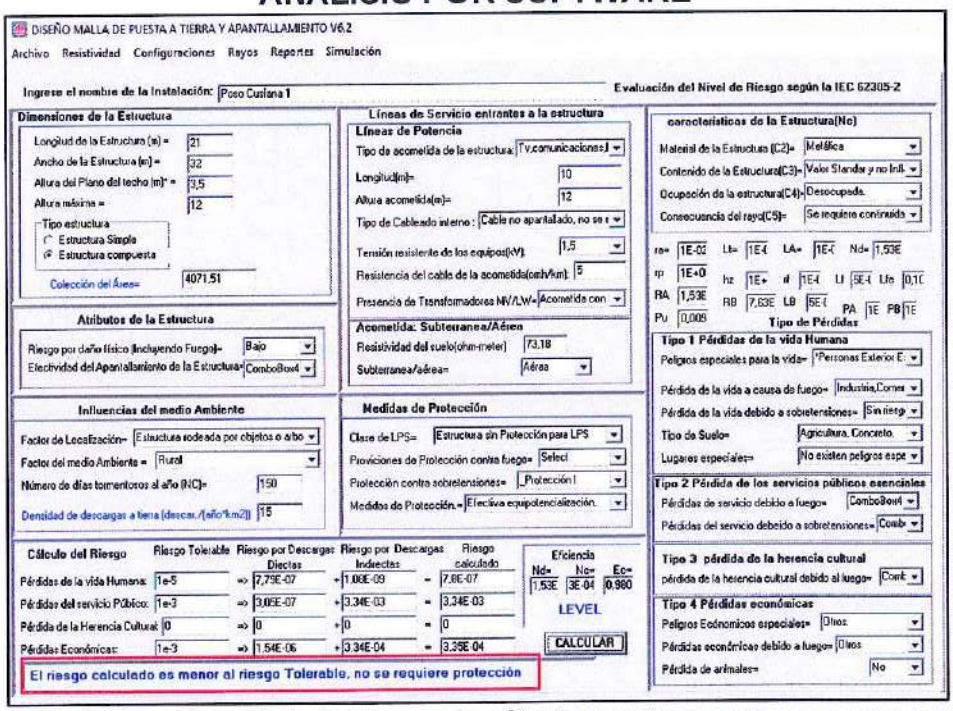


Figura. Pantallazo Resultado Software de cálculo (DISEÑO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO V6.2)

RESULTADOS OBTENIDOS

Colección de Áreas de estructura y línea

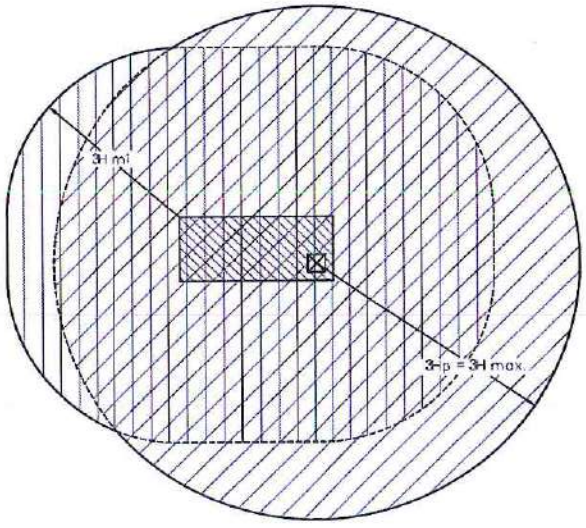


Figura. Área Efectiva de la estructura Ad (tomado de Figura 7 de la NTC 4552-2)

Colección Área Estructura: Ad= 4071,51m²

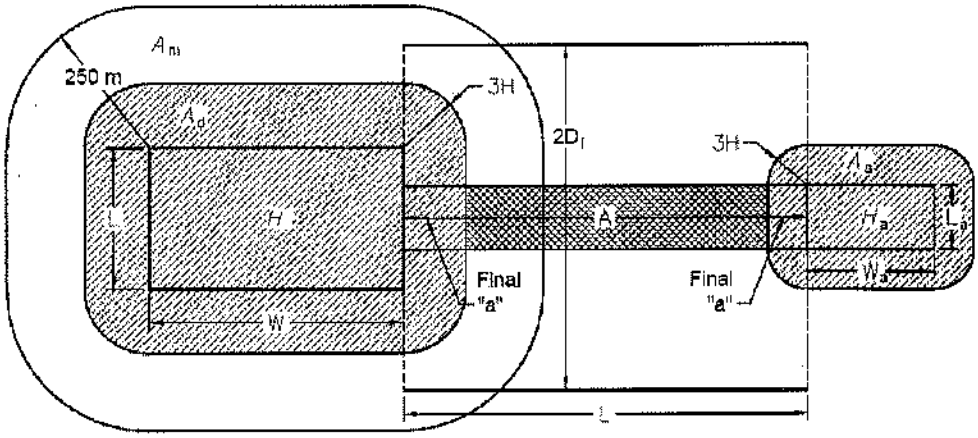


Figura. Definición de Áreas (Ad, Am, Ai, Al) (Tomado de Figura 9 de la NTC 4552-2)

Colección de Área Línea: Al= -2628 m²

Número Anual de eventos peligrosos esperados

Número eventos para la estructura (Nd) 15,27E-03
Número eventos cerca de la estructura (NM) 3,38E-01
Número eventos en la línea (Nl) -19,71E-04

COMPONENTES DE RIESGO PARA CADA TIPO DE PÉRDIDA EN LA ESTRUCTURA

Fuente de daño			Descarga sobre la estructura S1			Descargas cercanas a la estructura S2	Descarga sobre las acometidas de servicio S3		
Componentes de riego			R_A	R_B	R_C	R_M	R_U	R_V	R_W
Riesgo para cada de tipo de pérdida		Valor							
Riesgo de pérdida de vida humana:	R1	77,98E-08	15,27E-09	76,34E-08	00E+00	33,38E-04	10,83E-10	00E+00	0,00E+00
Riesgo de pérdida del servicio Público:	R2	33,38E-04	–	76,34E-08	00E+00	33,38E-04	–	00E+00	0,00E+00
Riesgo de pérdida de patrimonio Cultural:	R3	76,34E-08	--	76,34E-08	--	--	--	00E+00	--
Riesgo de Pérdida de Valor Económico:	R4	33,53E-05	15,27E-09	76,34E-08	00E+00	33,38E-04	10,83E-10	00E+00	0,00E+00

RIESGO POR CADA TIPO DE DAÑO Y PÉRDIDA

DAÑOS	Componente	PERDIDAS			
		Pérdida de Vidas humanas	Perdidas de servicio Publico	Perdidas de patrimonio Cultural	Pérdida económica
		L_1	L_2	L_3	L_4
D1. Lesiones a Seres Vivos	R_s:	16,35E-09	-	-	-
D2. Daños Físicos	R_f:	76,34E-08	76,34E-08	76,34E-08	76,34E-08
D3. Fallas de Sistemas eléctricos y electrónicos	R_O:	33,38E-04	33,38E-04	-	33,38E-04

ANALISIS DE RESULTADOS

Valores típicos de Riesgo Tolerable (Tabla 7: NTC 4552-2)	
Tipo de Perdida	**$R_T(y^{-1})$**
Pérdidas de vidas o lesiones permanentes	1,00E-05
Pérdida de servicio Publico	1,00E-03
Pérdida de patrimonio Cultural	1,00E-03

Cálculo de R_1: Riesgo de Pérdida de la Vida Humana		
$R_1=R_A+R_B+R_U+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_A=N_D*P_A*r_a*L_t$	R_A	15,27E-09
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_U=(N_l+N_{d/a})*P_u*r_a*L_t$	R_U	10,83E-10
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_V*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_1		**77,98E-08**
RIESGO TOLERABLE		**1,00E-05**

Cálculo de R_2: Riesgo por Pérdida de continuidad del servicio		
$R_2=R_B+R_C+R_M+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_C=N_D*P_C*L_c$	R_C	00E+00
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_M=N_M*P_M*L_M$	R_M	33,38E-04
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_V*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_2		33,38E-04
RIESGO TOLERABLE		**1,00E-03**

Cálculo de R_3: Riesgo por Pérdida del Patrimonio Cultural		
$R_3=R_B+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_V*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_3		76,34E-08
RIESGO TOLERABLE		**1,00E-03**

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

- El diagnostico de riesgo por pérdida de vida humana, pérdida del servicio y de valor económico para los tipos de daño en la estructura relacionados con los daños físicos causados por chispas peligrosas dentro de las estructuras causando fuego o explosión es Bajo.
- Una vez realizado el análisis de riesgo tanto de la estructura como de la acometida de servicio y de estructuras aledañas se pudo establecer que no es necesario el diseño y montaje de un sistema externo de protección contra descargas atmosféricas.

Una vez realizado el análisis de riesgo tanto de la estructura como de la acometida de servicio no es necesario montaje de un sistema interno de protección contra descargas atmosféricas que cuente como mínimo con los parámetros tanto de diseño como de construcción establecidos en la NTC 4552-3.

C. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS.

Tablero general AC, acueducto vereda la Turua sector Cusiana 1.

CUADRO DE CARGAS ACUEDUCTO EL CERRITO

Circuito	Descripcion	Luminarias		Tomas	Especiales	Potencia (W)	Factor de Potencia	Armonicos	Potencia Aparente (VA)	Tension	Potencia por fase (VA)			Corriente (A)	Int.
		24 W	2,4 W	180W	7,5 HP						A	B	C		
1 3 5	Bomba Sumergible				1	5.595 W	0,7	1	7.993 VA	220 V	2.664 VA	2.664 VA	2.664 VA	22,19 A	3X30A
2	Iluminacion	1	1			26 W	1	1	26,4 VA	110 V	26 VA			0,24 A	1X15A
4	Tomacorriente de servicio			1		180 W	1	1	180 VA	110 V		180 VA		2 A	1X15A
6	Reserva					0 W							0 VA	0 A	
7 9 11	Generacion Solar Fotovoltaica					11.000 W	1	1	11.000 VA	220 V	3.667 VA	3.667 VA	3.667 VA	31 A	3X40A
8	Reserva					0 W				0 VA				0 A	
10	Reserva					0 W					0 VA			0 A	
12	Reserva					0 W						0 VA		0 A	
					TOTAL:	5.801 W	N/A	N/A	8.199 VA	N/A	2.691 VA	2.844 VA	2664,29	23 A	3X40A
											33%	35%	32%		

D. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 17 "REQUISITOS DE INSTALACIÓN DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS UTILIZADOS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS", se tiene que:

Artículo 3.17.2. Aisladores

Los aisladores utilizados en líneas de transmisión, redes de distribución, subestaciones, barrajes, tableros y en general en cualquier aplicación donde se requiera aislar partes energizadas o susceptibles de ser energizadas, deben ser seleccionados para la función requerida, teniendo en cuenta los niveles básicos de aislamiento, las tensiones mecánicas a las que estará sometido y el ambiente donde serán instalados.

Se debe garantizar la compatibilidad de la forma y dimensiones de los aisladores con los accesorios, adaptadores y herrajes de ensamble o acople. Igualmente, se debe asegurar que tanto el aislador como sus soportes resistan los esfuerzos mecánicos del elemento a aislar, para lo cual se deben seleccionar atendiendo estándares internacionales o de reconocimiento internacional y las instrucciones del proveedor.

a. Los aisladores utilizados en las redes de distribución deben ser seleccionados e instalados para garantizar mínimo las siguientes cargas de rotura:

    1. Los de suspensión, deben garantizar por lo menos el 80% de carga de rotura del conductor utilizado.

    2. Los de Tipo carrete, deben garantizar por lo menos el 50% de la carga de rotura del conductor utilizado.

    3. Los de tipo espigo (o los equivalentes a Line Post), deben garantizar por lo menos el 10% de la carga de rotura del conductor utilizado.

    4. Los de tipo tensor, la carga de rotura seleccionada debe ser superior a los esfuerzos mecánicos a que será sometido por parte de la estructura y del templete en las condiciones ambientales más desfavorables.

b. Para la determinación de la carga de rotura en los aisladores utilizados en líneas de transmisión se deben diferenciar las estructuras en suspensión y retención, con base en las cargas mecánicas a condición normal, aplicando los factores de seguridad calculados con base en el numeral 7.3.6 de la norma IEC 60826, así:

    a. Aisladores para estructuras en suspensión. La carga de rotura mínima debe ser igual a la sumatoria vectorial de las cargas verticales y transversales (máximo

absoluto en la cadena) por el factor de seguridad, el cual no podrá ser menor de 2,5.

b. Aisladores para estructuras en retención. La carga de rotura mínima del aislador debe ser igual a la máxima carga longitudinal a que este expuesto por el factor de seguridad, el cual no debe ser menor de 2,5.

c. Mantenimiento: El criterio para determinar la pérdida de su función, será la rotura o pérdida de sus cualidades eléctricas y mecánicas, al ser probados a tensión eléctrica y esfuerzo mecánico de acuerdo con las normas que le apliquen.

Por lo cual, se deben cumplir los requerimientos de aislamiento de las partes energizadas, para evitar contactos, tanto por disminución en las distancias de seguridad cuando el aislamiento es el aire o por deficiencias o insuficiencias de materiales aislantes.

Para el proceso de determinación de los niveles de aislamiento en los diversos componentes de una red de distribución se hace necesario realizar previamente una coordinación de aislamiento, como lo expresan las Normas IEC-60071-1 y IEC 60071-2.

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia dieléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

En la siguiente tabla se muestran los niveles de aislamiento normalizados para redes de Media Tensión:

Tabla Niveles de aislamiento para redes de media tensión

Tensión nominal del sistema (kV)	Nivel de aislamiento BIL (kV)
13.2	100
34.5	200

En la siguiente tabla se muestran las características constructivas de los diferentes tipos de aisladores.

Tabla Tipo y características de aisladores

Tipo de aislador	Características
De pin	Se emplean como aisladores de soporte y alineamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corriente de fuga. Aplicado en tensiones de distribución y subtransmisión, para ambientes normales y contaminados.
De disco	Empleados en líneas eléctricas de transmisión (10") y distribución (6"). Sus características están normalizadas según el peso o fuerza soportable, el nivel de contaminación admisible y el diámetro.
Polimérico	Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo, su costo es considerablemente mayor.
Tensor	Aislador de porcelana o sintético, de forma cilíndrica con dos agujeros y ranuras transversales. Se usa como soporte aislador entre el poste y el suelo en los cables tensores, y para tensar líneas aéreas y estructuras.

Distancias mínimas de fuga. Las distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 815, se observan en la siguiente tabla.

Tabla Distancia de fuga mínima según el nivel de contaminación.

Tipo de aislador	Características	Distancia de fuga nominal mm/kV
Ligero nivel I	• Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. • Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujeta a frecuentes vientos o lluvia. • Áreas agrícolas. • Áreas montañosas. • Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.	16
Ligero nivel II	• Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. • Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. • Áreas expuestas a vientos del mar, pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia)	20
Ligero nivel III	• Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. • Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25

Ligero nivel IV	• Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. • Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. • Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.	31

Cómo en el proyecto no se contempla la red de media tensión, este ITEM no es realizado.

E. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELÉCTRICO Y FALLA A TIERRA.

La determinación de los valores de cortocircuito en todos los puntos de una instalación es fundamental para la elección del material. Se empieza por evaluar dicho valor en el origen de la instalación, y después en cualquier otro punto según diversos métodos cuya elección depende de la importancia de la instalación, de los datos disponibles y del tipo de comprobación a efectuar.

En caso de alimentación con un transformador MT/BT, debe considerarse no solo la impedancia del transformador, sino también la de la red MT anterior.

La impedancia de la red de MT contemplada desde el lado de BT, puede obtenerse con la ecuación:

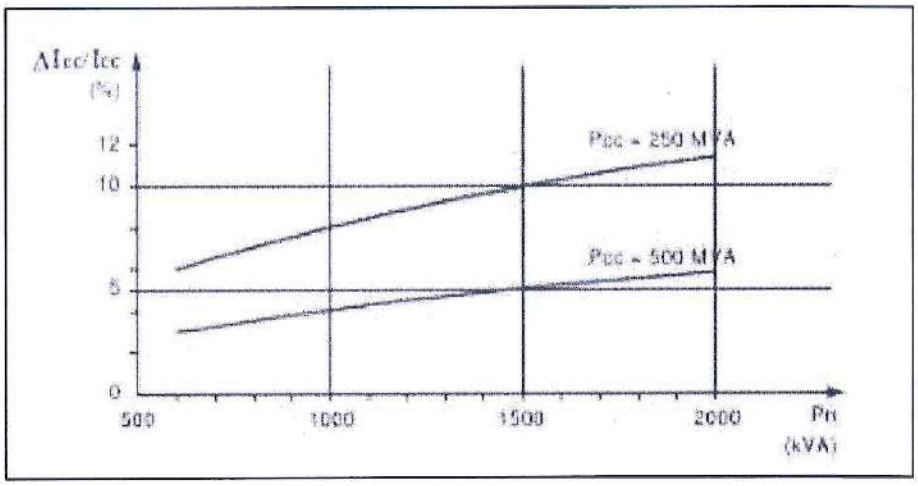
$$Z_Q = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}$$

Donde Z_Q es la impedancia de la red de media tensión, m el factor de carga en vacío, U_n la tensión entre fases y S_{KQ} la potencia de cortocircuito de la red de media tensión. Para el factor de carga, se emplea la siguiente tabla:

Valores de factor de carga (IEC 60909)

Tensión nominal (Un)	Factor de tensión o carga	
BT	Icc máx	Icc mín
230 – 400 V	1.00	0.95
Otros	**1.05**	1.00
1 a 230 kV	1.10	1.00

Para la potencia de cortocircuito, se utiliza la potencia mayor al despreciar la impedancia de la red. De acuerdo con la Figura se selecciona 500 MVA.



Potencia de cortocircuito cuando se desprecia la impedancia de la red

Para la impedancia del transformador se tiene:

$$Z_{tr} = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}} \left[\frac{U_{cc}}{100}\right]$$

Donde U_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador (en %).

Valores de cortocircuito en cualquier punto de la instalación

El método de las impedancias determina el valor de un cortocircuito en cualquier punto de la instalación totalizando las resistencias y las reactancias de falla desde la fuente hasta el punto en cuestión y calculando la impedancia equivalente. Los valores de cortocircuito se calculan entonces aplicando la ley de Ohm.

Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{Z_{cc}} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Donde cm es el factor de tensión tomado igual a 0,95 para los cortocircuitos mínimos y a 1,05 para los cortocircuitos máximos, U_0 es la tensión de la instalación entre fase y neutro (en Voltios) y Z_{cc} es la impedancia total de falla en el punto considerado (es la suma vectorial de las resistencias y reactancias que componen el bucle).

La impedancia total del bucle (para la red de AT) se puede calcular con el método anterior, puesto que, en ausencia de datos precisos referentes al distribuidor de energía, la norma IEC 60909 dice que se calculen las resistencias y reactancias como sigue:

$$R_Q = 0.1 * Z_Q(m\Omega)$$
$$X_Q = 0.995 * Z_Q(m\Omega)$$

Los valores de las resistencias y de las reactancias (del transformador de distribución) vienen determinados a veces por el fabricante. En caso contrario, pueden calcularse utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_{Tr} = 0.31 * Z_{Tr}(m\Omega)$$
$$X_{Tr} = 0.95 * Z_{Tr}(m\Omega)$$

Por lo tanto:

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}$$
$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Resistencia del cable de acometida

Las impedancias de los cables se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$R = 1000\rho\left[\frac{L}{n_c S_c}\right]$$
$$X = \lambda\left[\frac{L}{n_c}\right]$$

Donde ρ es la resistividad del conductor (en Ω mm2/m - ver Figura), S_c la sección del conductor (8,37 mm2 – No 8 AWG), n_c el número de conductores en paralelo (1) y L la longitud del conductor (11 m) y λ la reactancia lineal del conductor (en mΩ/m - ver Figura).

Resistividad de los conductores a utilizar en función del tipo de cortocircuito calculado (ρ_0 resistividad de los conductores a 20 °C)

Fallo	Resistividad	Conductor Cu ($\Omega mm^2/m$)	Conductor Al ($\Omega mm^2/m$)
Icc máxima	ρ_0	0,01851	0,0294
Icc mínima	Interruptor $\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368
	Fusible $\rho_1 = 1,5\ \rho_0$	0,02777	0,0441
Id	$\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368
Requisitos térmicos	$\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368

Reactancia lineal de los conductores a utilizar en función del tipo de cable y de su modo de montaje

Cables y montajes	Reactancia lineal λ (mΩ / m)
Cables multiconductores o monoconductores trenzados	0,08
Cables monoconductores contiguos en capa	0,09
Cables monoconductores separados por más de un diámetro	0,13

Por lo tanto

$$Z_{cc1} = \sqrt{(R_Q + R_{tr} + R)^2 + (X_Q + X_{tr} + X)^2}$$

$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Procedemos a hacer los cálculos para el proyecto

Impedancia del transformador

Se asume el U_{cc} como e U_z del transformador, conforme a la tabla 1 de la NTC 819 es del 3% para transformadores de 30 kVA evaluando se tiene:

CALCULO DE CORTO CIRCUITO							
Impedancia de la red de M.T	m	U_n	S_{KQ}	$Z_Q=\frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}$		$R_Q=0.1*Z_Q$	$X_Q=0.995*Z_Q$
	1,05	13800	5E+06	41,9920		4,199202	41,782
Impedancia del transformador	m	U_n	S_{KQ}	U_{cc}	$Z_{tr}=\frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}\left[\frac{U_{cc}}{100}\right]$	$R_{Tr}=0.31*Z_{Tr}$	$X_{Tr}=0.95*Z_{Tr}$
	1,05	13800	5E+06	3,00	125,9761	0,31	119,677
Impedancia de la acometida	ρ	L	S_c	n_c	λ	$R=1000\rho\left[\frac{L}{n_cS_c}\right]$	$X=\lambda\left[\frac{L}{n_c}\right]$
	0,01851	11	8,37	1	0,08	24,33	0,88
Corriente de corto circuito en el lado de B.T	C	m	U_0	$I_{cc}=\frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2+\sum x^2}}$			
	1,05	1,05	110	**0,7355 KA**			

F. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 9 "CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN",

Para efectos del RETIE 2024, para los sistemas de corriente alterna deben usar tensiones estandarizadas según los siguientes niveles de tensión fase-fase, los cuales se adoptan de la NTC 1340, con referentes en IEC 60038, ANSI C84.1:Extra alta tensión – EAT: Corresponde a tensiones superiores a 230 kV. Tensión normalizada 345 kV y 500 kV.

a. Alta tensión – AT: Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV. Tensiones normalizadas o nominales de 66 kV, 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV.
b. Media tensión – MT: Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57.7 kV. Tensiones normalizadas o nominales de 11,4 kV, 13,2 kV, 34,5 kV y 44 kV.
c. Baja tensión – BT: Los de tensión nominal menor o igual a 1000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c.
d. Muy baja tensión – MBT: Las tensiones inferiores a 25 V en corriente alterna y menores a 50 V en corriente continua. Conforme a la norma IEC 61140 de 2016.

Las tensiones normalizadas o nominales para las redes de baja tensión de uso general son: para sistemas trifásicos 120 V fase tierra, 208 V fase-fase; para sistemas monofásicos trifilares 120 V fase- tierra, 240 V entre conductores activos energizados (vivos); para sistemas monofásicos bifilares 120 V fase- tierra. El uso de equipos de otras tensiones requiere de transformadores especiales, y en los equipos se debe señalar tal condición.

La frecuencia estándar del sistema eléctrico colombiano es de 60 Hz.

Toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

En este sentido, de acuerdo con el transformador disponible, nivel de tensión que abarca el presente proyecto corresponde **a baja tensión 208-120 V.**

G. CÁLCULOS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.

Para el presente diseño, **no aplica**, dado que:

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 3 "DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS", Artículo 3.3.3. Criterios particulares de diseño, numeral 3.3.3.2. "Cálculo de campos electromagnéticos" este aplica para:

- Diseño de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- Edificaciones aledañas a los límites de servidumbre (menor a 3 metros) de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- Diseño de subestaciones de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- En edificaciones localizadas a menos de 15 m de partes energizadas con tensiones superiores a 100 kV.
- Para edificaciones aledañas (menor a 3 m) a una zona de servidumbre de líneas de transmisión o a una subestación de tensión superior a 100 kV.
- Todo proyecto cuya corriente nominal del circuito, de la acometida o del ramal sea de 1000 A o mayor.

En caso de encontrarse el diseño en uno de los casos anteriores, debería verificarse los limites admisibles de la tabla 3.11.1.a

Dado que el proyecto no cumple ninguna de estas condiciones y tampoco fuentes de campos electromagnéticos de alta frecuencia en las cercanías del proyecto, este análisis no es requerido para fines de realización del proyecto.

H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES, INCLUYENDO EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.

Este ítem no aplica ya que el transformador es EXISTENTENTE.

I. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Conforme con el Artículo 3.3.3. del libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 3 "DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS" RETIE 2024, Criterios particulares de diseño, numeral 3.3.3.3. "Diseño del sistema de puesta a tierra"

El diseñador de sistemas de puesta a tierra para centrales de generación, procesos de autogeneración a pequeña escala – AGPE y generación distribuida GD; subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión de alta y extra alta tensión en zonas urbanas o que estén localizadas a menos de 50 m medidos desde el borne más próximo de la estructura hasta escuelas, industrias, comercios, lugares con alta concentración de personas o viviendas de zonas rurales, debe comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y contacto a la que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad. Dichos cálculos deben tomar como base una resistencia del cuerpo de 1 kΩ y cada pie como una placa de 200 cm2 aplicando una fuerza de 250 N.

El procedimiento básico requerido es el siguiente:

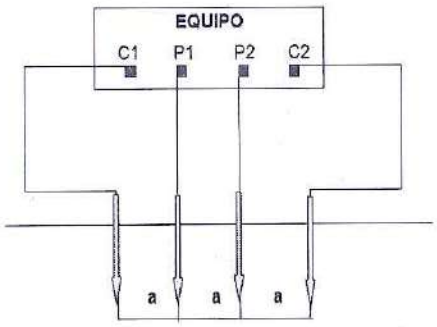
a) Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
b) Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el operador de red, en media y alta tensión para cada caso particular.
c) Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
d) Investigar el tipo de carga.
e) Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
f) Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
g) Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
h) Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
i) Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.

j) Presentar un diseño definitivo.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste, el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, sin embargo, debe tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.

MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Para efectos del presente proyecto se aplicará el método de Wenner, mediante la utilización de un Teluro metro dispuesto de la siguiente forma:



Esquema de conexión, medida de resistividad del terreno

La Ecuación para el cálculo de la resistividad aparente del suelo está definida como:

$$\rho = \frac{4\pi \mathrm{aR}}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} (\Omega m)$$

Dónde:

a:Distancia entre electrodos adyacentes (m).

b:Profundidad de enterramiento de los electrodos (m).

R:Resistencia eléctrica, calculada como $\frac{V}{I}$ (Ω).

Cuando el valor de "b" es muy pequeño se desprecia y la ecuación equivalente será:

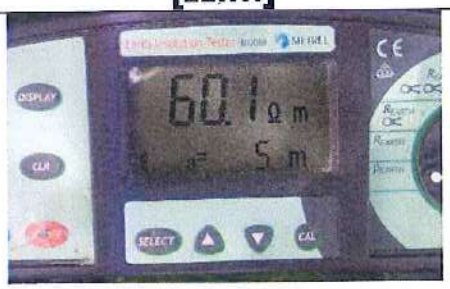
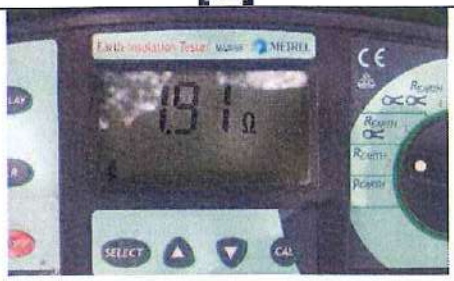
$$\rho = 2\pi aR \ [\Omega m]$$

RESULTADOS OBTENIDOS

Se realizaron 7 lecturas de resistividad incluyendo cada una de ellas con cambio de polaridad para la verificación de la resistividad aparente medida. Las lecturas se presentan en la siguiente tabla junto con su registro fotográfico.

MEDIDAS REALIZADAS		
Dist. [m]	**Resistividad [Ω.m]**	**Resistencia [Ω]**
1		
2		
3		
4		

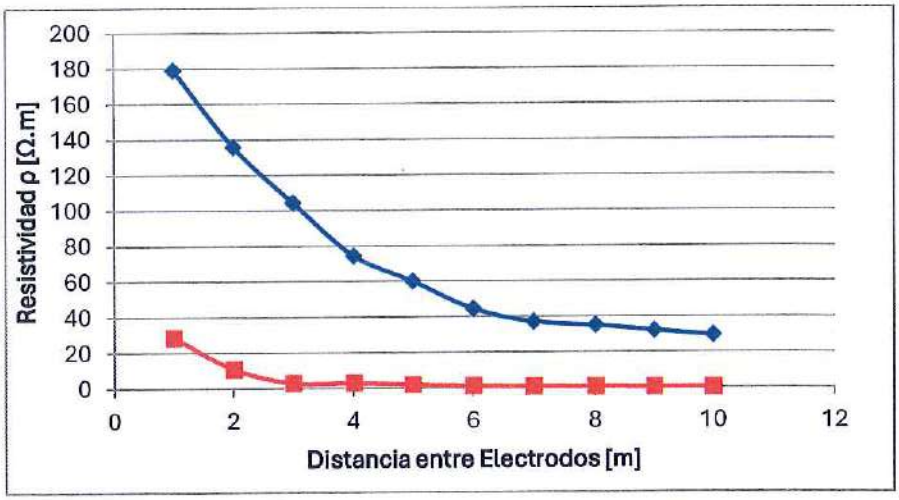
MEDIDAS REALIZADAS

Dist. [m]	Resistividad [Ω.m]	Resistencia [Ω]
5		
6		
7		
8		

MEDIDAS REALIZADAS		
Dist. [m]	**Resistividad [Ω.m]**	**Resistencia [Ω]**
9		
10		

Ahora bien, una vez aclarada la metodología utilizada para obtener el valor de la resistividad del terreno se procede a aplicar la misma para los valores medidos del terreno , la siguiente tabla presenta el resumen de las medidas y cálculos en mención.

Distancia entre electrodos [m]	Resistencia ohmios[Ω]	Resistividad Ohmios metro [Ω.m]
1	28,5	179
2	10,78	135,7
3	2,98	104,3
4	2,98	74,3
5	1,91	60,1
6	1,18	44,5
7	0,84	37,1
8	0,7	35,1
9	0,57	32,2
10	0,47	29,5
Promedio:		73,18



DISEÑO DEL SISTEMA PUESTA A TIERRA

La tabla 3.12.2.2.a del RETIE, se establece que se "puede" obtener un valor de referencia máximo de 10 Ω (Que no es obligatorio), para la Resistencia de Puesta a Tierra, en subestaciones de media tensión y sistemas de protección contra rayos, aplicable, para el presente proyecto.

Tabla 3.12.2.2.a RETIE 2024. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. Fuente: Adaptada de las normas ANSI/IEEE 80, NTC 2050 segunda actualización y NTC 4552-1

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

De conformidad con lo establecido por el RETIE y con la finalidad de lograr este valor de referencia máximo se aplicará LA METODOLOGÍA IEEE 80 para obtener la longitud (LT) total del conductor de cobre que conformará la respectiva malla de puesta a tierra, dispuesta entre el cable y el respectivo electrodo de puesta a tierra.

Cálculo de la malla de puesta a tierra con la metodología IEEE80 – 2000

PARAMETROS:

Vale la pena resaltar que para la implementación de esta metodología de cálculo se hace necesario contar con una información mínima de las condiciones propias de la instalación eléctrica, estos parámetros son los siguientes:

PARAMETROS DE DISEÑO

Resistividad del terreno:	ρ=	73,18	[Ω.m]
Resistividad de la capa superficial:	ρ_s=	3000	[Ω.m]
Espesor de la capa superficial:	h_s=	0,1	[m]
Corriente de falla del proyecto:	I_0=	735	[A]
Tiempo de despeje de la falla:	t=	0,05	[s]
Corriente de falla a tierra asimétrica del proye:	I=	2,50	[kA]

Material del conductor utilizado según Tabla 15.3 del RETIE:

Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotermica

Conductividad:	σ_m =	97	
Temperatura de fusión:	T_m =	1084	[°C]
Constante	K_f =	7,06	

La corriente de falla del proyecto $I_0 = 735A$ es la calculada en el literal E del presente informe.

La corriente de falla asimetrica $I = 2.498A$ fue asumisa como el 60% de la ICC del Transformador, ya que no se cuenta con la del circuito de M.T y el presente proyecto no requiere de solicitud de factibilidad.

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

El material del conductor seleccionado es Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica el cual, según la Tabla 15.3 del RETIE tiene los siguientes parámetros:

Temperatura de fusión T_m =1084 [°C] Constante K_F =7,06

Conductividad $\sigma_P = 97$

La selección del conductor se realiza después de evaluar el área transversal del conductor a utilizar través de la siguiente formula:

SELECCION DEL CONDUCTOR

Area transversal del conductor a utilizar:

$$A = \frac{IK_f\sqrt{t}}{1{,}9737}$$

$A =$ 67,43 [mm^2]

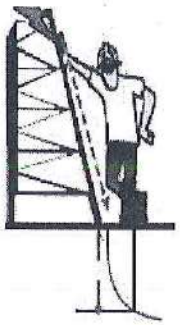
$d =$ 0,009226 [m]

Calibre del Conductor: 2/0 AWG

No obstante, si al realizar el cálculo del área transversal del conductor se determina que ésta corresponde a un calibre menor al mínimo exigido por la norma (2/0 AWG), entonces utilizamos el calibre 2/0 AWG Cu, el cual tiene un área transversal de 67,44 mm2 y un diámetro de 0,0093 m

El conductor seleccionado será:	2/0 AWG
Área transversal del Conductor a utilizar:	A =67,43 [mm2]
Diámetro del Conductor para utilizar:	d =0,0092 [m]

TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS TOLERABLES



El RETIE 2024 define como (...) "Tensión de Contacto: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo" (...).

El literal g del articulo 3.12.1 del RETIE 2024 indica la tensión de contacto máxima admisible para un ser humano de 50 Kg (Con una resistencia aproximada de 1000 Ω) en función del tiempo de despeje de la falla, de la resistividad del suelo y la corriente de falla está dada por la siguiente formula:

$$V_{C\ tolerable} = \frac{116}{\sqrt{t}}$$

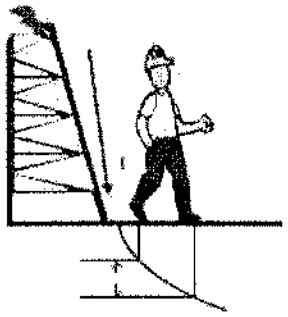
Después de reemplazar un tiempo de despeje de 50 milisegundos y los parámetros del proyecto en las anteriores ecuaciones y evaluar se obtiene:

Tensión tolerable de Contacto. $\boxed{Vc\ tolerable\ =\ 518.77\ [V]}$

Es importante tener en cuenta que el máximo potencial a tierra (GPR) debe ser menor que la máxima tensión tolerable de contacto

TENSIÓN TOLERABLE DE PASO

Así mismo el reglamento define (...) "Tensión de Paso: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro)" (...).



La tensión de paso máxima admisible para un ser humano de 50 Kg (Con una resistencia aproximada de 1000 Ω) en función del tiempo de despeje de la falla, de la resistividad del suelo y la corriente de falla está dada por la siguiente formula:

$$V_{P\ tolerable}\ = \left[1000 + 6C_s\rho_s\right]\frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

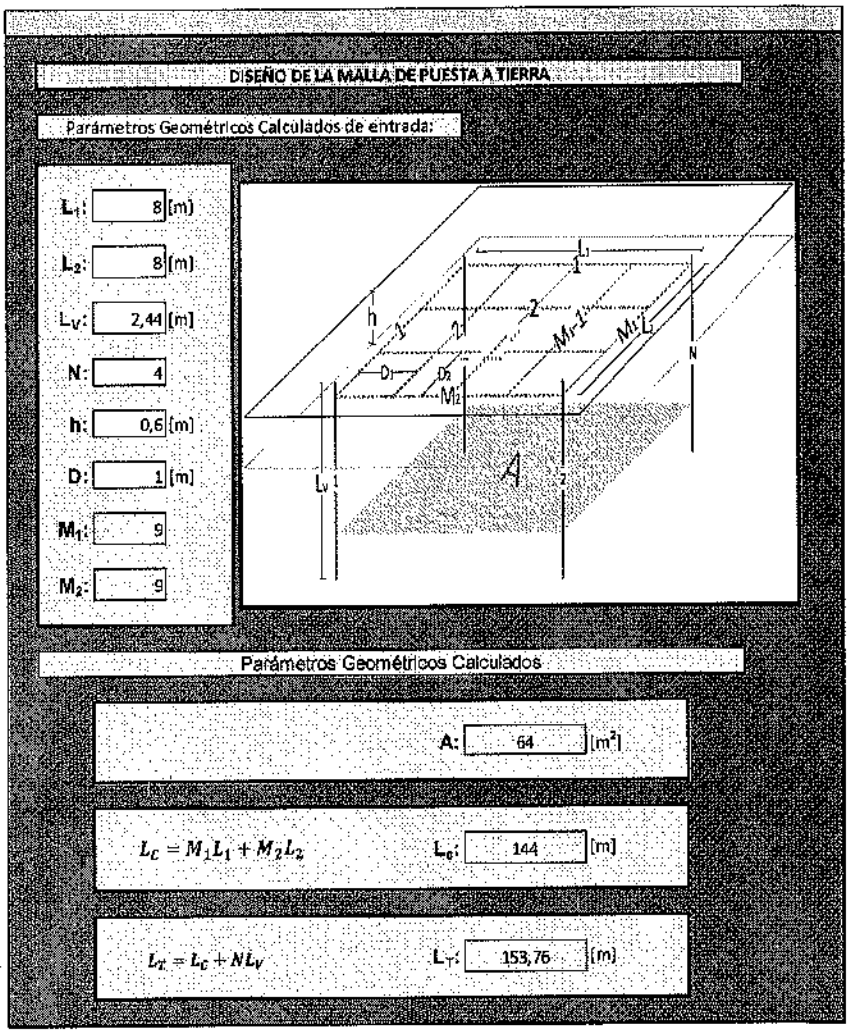
Dónde:

$$C_s = 1 - \frac{0.09\left[1-\frac{\rho}{\rho_s}\right]}{2h_s+0.09}, \quad C_s = 0{,}692720$$

Despuésdereemplazarlosparámetrosdelproyectoenlasanterioresecuacionesyevaluars e obtiene:

Tensión tolerable de Paso $\boxed{Vp\ tolerable\ =\ 7029{,}33\ [V]}$

Se procede a dimensional la Malla de puesta a tierra como se muestra a continuacion:



Con los parametros geometricos y fisicos presentados anteriormente, se calcula la Resistencia de la malla propuesta asi.

RESISTENCIA DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

$$R_g = \rho\left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}}\left[1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}}\right]\right]$$

R_g: 4,053 [Ω]

RESISTENCIA DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

$I_G = 1,9\, I_0$ I_G= 1396,5 [A] $GPR = I_G\, R_g$ GPR= 5660,12 [V]

CALCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REALES

CALCULO DE LA TENSION DE LA MALLA

$$V_{malla} = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_C + \left[1,55 + 1,22\left\{\frac{L_V}{\sqrt{L_1^{\,2} + L_2^{\,2}}}\right\}\right] N L_V}$$

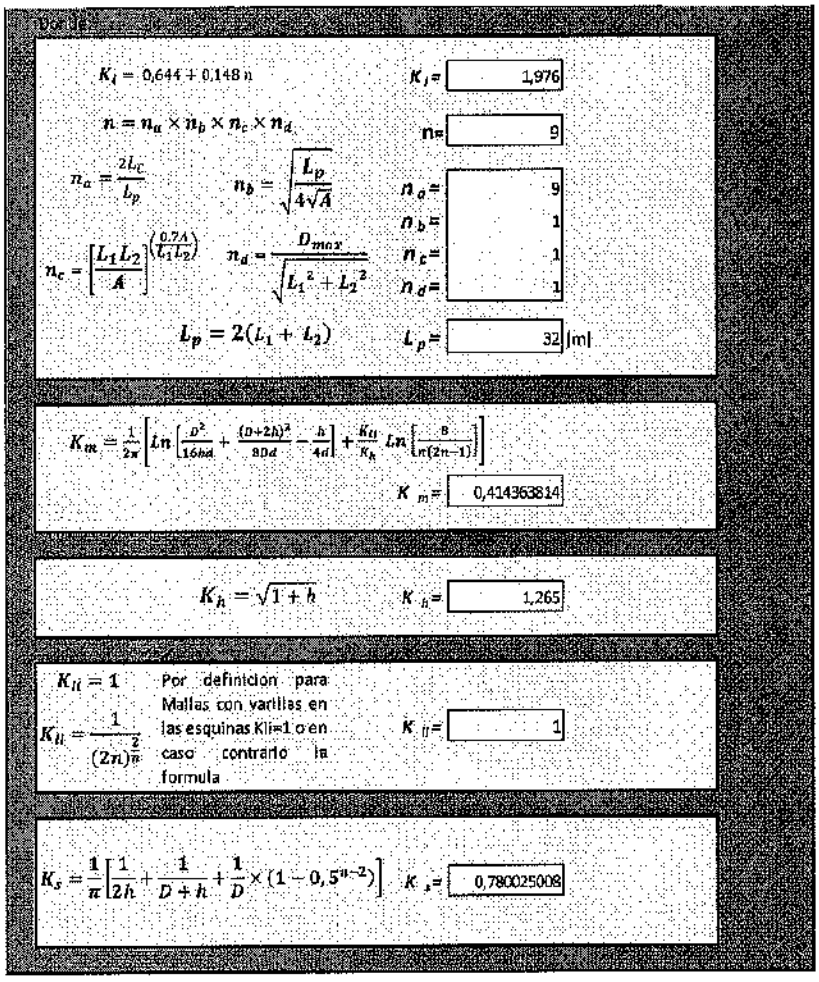
V_{malla} = 517,491045 [V]

V malla = 517,49 ≤ V C tolerable = 518,77 → CUMPLE

$$V_{paso} = \frac{\rho I_G K_s K_i}{0,75\, L_C + 0,85\, N L_V}$$

V_{paso} = 1354,4533 [V]

V paso = 1354,45 ≤ V p tolerable=7029,33 → CUMPLE



J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.

Cálculo de la regulación en la acometida desde el punto de conexión en media tensión ubicado en poste identificado con el nodo 197883 hasta el transformador

DISTANCIA:	11 m.
POTENCIA:	8.19KVA.
MOMENTO (KVA*m)	90.09 KVA.m
CONDUCTOR SELECCIONADO:	3 x 8+10 Cobre
CONSTANTE DE REGULACION DEL CABLE:	2,51 x 10 - 7

% REGULACION:	0,00501
RESISTENCIA EQUIVALENTE DEL CABLE:	2.35617 Ohmios/Km.
CORRIENTE BASE DE CALCULOS:	22.76 Amp.
PERDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE P= Ri^2:	0.00134 kW.

El aspecto económico se debe tener en cuenta a la hora de realizar la selección de los conductores de media y baja tensión para lo cual se debe hacer la proyección de pérdidas de energía a 15 años y compararla con el costo del conductor.

La carga se calculó para una demanda máxima diversificada a 15 años.

Pérdida total de potencia en BT	0.00134 Kw
Estimando una diversidad del 100% para este valor se tiene:	0.00134 Kw
La energía perdida en una hora es:	0.00134 Kwh.
El costo promedio del Kwh es de:	$ 580
Para 0.00134 Kwh el costo será:	$ 0.7772
El costo del KWh mes (considerando 24 horas por día)	$ 1691,28
El costo para 15 años sería de:	$ 18.6528

COSTO DEL CONDUCTOR

CALIBRE:	3 X 8+10 Antifraude
MATERIAL:	Cobre
CANTIDAD:	11 metros
VALOR/metro:	$ 19.300
VALOR TOTAL:	$ 212.300
VALOR TOTAL DEL CABLE UTILIZADO:	$ 212.300

Nota: los valores del KW/h, son los que rigen para el mes de octubre de 2025, según las tarifas de energía eléctrica reguladas por la CREG.

La selección de los conductores se realizó teniendo en cuenta su capacidad de conducción y la regulación. En cuanto a la regulación, se tiene en cuenta que no sobrepase los límites normalizados, por lo que el mínimo conductor permisible es el calculado.
Por otra parte los conductores DC tienen las minimas caracteristicas tecnicas (Calibre, material) permitidas por la regulacion vigente, por lo tanto no se realiza el calculo

economico de conductor para el sistema DC.

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 Y OTRA EQUIVALENTE.

Cortacircuitos:

Vl = 13,8 kV

$Vccto$ = Vl × 1,15

$Vccto$ = 13,8 kV × 1,15

$Vccto$ = 15,87 kV

Cortacircuitos de 15KV –100Amp.

DPS - (Pararrayos)

Vl = 13,8 kV $VoltaVVe\ de\ línea$

Vnl = 7,79 kV

Vnl = 7,79 kV × 1,4 = 11.154 V

DPS de 15KV-10KA

La corriente por el lado de Media Tensión de la carga en S/E tipo será:

Transformador – 30 kVA

$$I_n = \frac{S}{V} = \frac{30000}{13800\sqrt{3}} = 3.77A$$

De lo anterior se escoje un fusible tipo dual de 5 A que es el existente.

L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN Y SOPORTE DE REDES DE TRANSMISIÓN, DE DISTRIBUCIÓN, SUBTESTACIONES Y CENTRALES DE GENERACIÓN.

Este item no aplica, dado que el transformador es existente y el alcance no incluira estructuras de redes de distribucion.

M. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES. EN BAJA TENSIÓN SE PERMITE LA COORDINACIÓN CON LAS CARACTERISTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS SEGÚN IEC 60947-2 ANEXO A.

Conforme con el título 8 RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", "PROTECCIONES DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS", se tiene que:

El objetivo de un sistema eléctrico de protecciones, y su coordinación es: prevenir accidente de las personas, minimizar daños a los componentes del sistema eléctrico o a los bienes de su entorno, limitar la extensión y duración de las interrupciones del servicio por fallas en la instalación o en los equipos; atenuar los efectos que ocurran en cualquier parte de la instalación, bien sea por errores humanos en la operación y mantenimiento o por condiciones adversas de la naturaleza.

Artículo 3.8.1. Requisitos generales de las protecciones

El estudio de coordinación de protecciones utilizadas en instalaciones eléctricas debe cumplir los siguientes requisitos:

a. Cuando las protecciones actúen en cascada deben ser debidamente coordinadas. Estas deben proteger y aislar la zona fallada, y su coordinación debe ser de tal forma, que la actuación de una de ellas no aumente o extienda dicha zona o los efectos de la falla.

b. De la instalación y coordinación de protecciones se debe dejar registros en el manual de operación de la instalación; estos podrán ser consultados por inspectores y autoridades de control y vigilancia.

c. Los operadores de centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones de uso general y redes de distribución, deben establecer planes de

mantenimiento, verificación de la funcionalidad, coordinación y reposición de las protecciones; de dichos planes y su cumplimiento se deben dejar los registros que permitan conocer su trazabilidad.

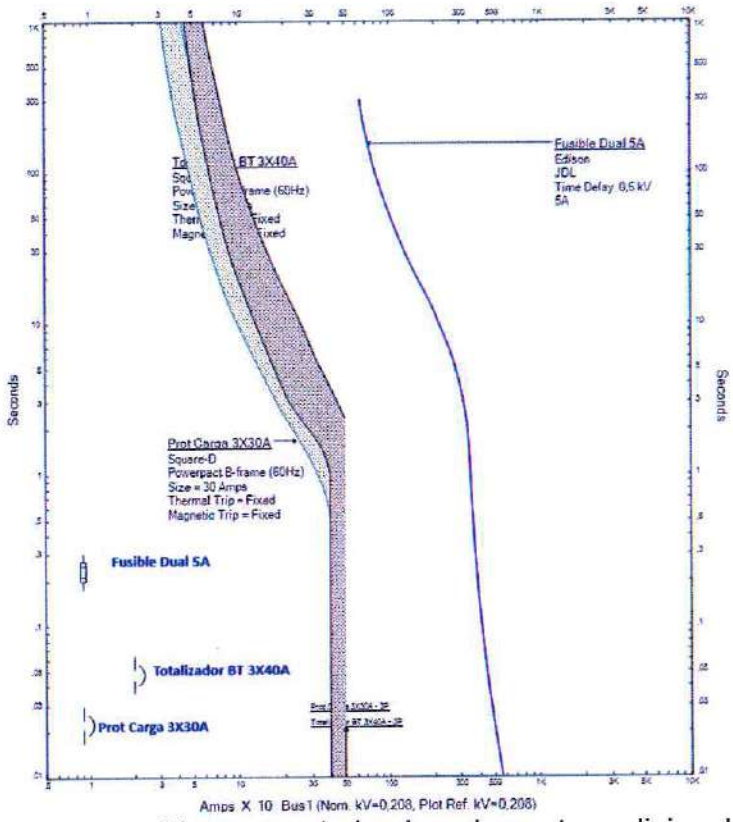
d. Para verificar la funcionalidad de las protecciones se debe recurrir a pruebas físicas o a simulaciones; donde lo amerite, se debe contar con una hoja de vida de la protección que permita ver la trazabilidad en sitio.

e. El operador de red deberá poner a disposición de los diseñadores en caso de que sea necesario, las curvas y demás características de los dispositivos de protección de las redes eléctricas, fundamentales para realizar un estudio de coordinación de protecciones adecuado.

f. Para la selección del dispositivo de protección de sobrecorriente principal (en el Tablero General) el diseñador debe conocer los valores de la máxima Corriente asimétrica de falla y la máxima Potencia de cortocircuito en dicho punto, los cuales deben ser suministrados por el operador de red.

Por lo cual, y partir de los equipos dimensionados en el literal K, se tiene que:

Respecto a la coordinación de los fusibles de los transformadores con los dispositivos totalizadores de baja tensión que alimentan los totalizadores que del tablero de distribución principal es de 3x40A, coordinado con la protección interna más alta de 30 A, y coordinando con un fusible de capacidad amperimétrica (5 A) (de capacidad mínima que protegería el circuito que alimente el poso), se tiene que:



Por lo cual, se puede considerar que todos los elementos adicionales coordinan de forma correcta en el presente proyecto.

N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBOS, DUCTOS, CANALES Y ELECTRODUCTOS), BANDEJAS PORTACABLES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, CONDULETAS, ARMARIOS, ETC.)

El calculo de ocupacion para los circuitos en corriente alterna se presentan a continuacion:

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE CONTADOR A TGD

DATOS DE CONDUCTORES:			
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE	Área [mm2]
3	8	THHN/THWN 600V 60°C	70,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C	13,6
		TOTAL:	84,4

DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica IMC		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
1	618,71	40%	14%	CUMPLE

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE INVERSOR A TGD

DATOS DE CONDUCTORES:			
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE	Área [mm2]
3	8	THHN/THWN 600V 60°C	70,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C	13,6
		TOTAL:	84,4

DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica EMT		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
1	557,4	40%	15%	CUMPLE

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE TGD A TABLERO CASETA

DATOS DE CONDUCTORES:				
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE		Área [mm2]
3	10	THHN/THWN 600V 60°C		40,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C		13,6
			TOTAL:	54,4
DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica EMT		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
3/4	343,9	40%	16%	CUMPLE

El calculo de ocupacion para los circuitos en corriente continua se presentan a continuacion:

Se tiene en cuenta la siguiente fórmula de porcentaje de ocupación de ducto:

$$F_P = \frac{N\frac{\pi}{4}d^2 + A_{CT}}{\frac{\pi}{4}D^2}100$$

Donde,

F_P = Porcentaje de llenado del ducto en %.

N = Número de cables dentro del ducto.

d = Diámetro externo del cable.

A_{CT}=Area transversal conductor de tierra.

D = Diámetro interno del ducto.

Diámetro externo cable PV 6 mm^2 Cu (FLEX) XLPE = 7,74

Área transversal conductor 10 AWG XLPE = 21,48 mm^2 Diámetro

interno canalización IMC 1" = 28,1 mm

$$F_P = \frac{N\frac{\pi}{4}7.74^2 + 21.48}{\frac{\pi}{4}28.1^2}100$$

$$F_p = 18.64\,\%$$

Por lo anterior se escoge una canalización **IMC de 1"**

O. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.

Perdidas de potencia I^2R en los circuitos de AC

Tramo		Potencia [kVA]	F.P	Potencia [kVA]	Distancia [m]	Tensión [V]	Corriente [A]	conductor			Perdidas I^2R [W]
Desde	Hasta							Configuración	R [Ωkm]	R Cto [Ω]	
Trafo	TGD	5,82	0,71	8,197	11	208	22,753	3X8+10 Cu	2,35617	0,02591787	13,418
Inv.	TGD	5,82	0,71	8,197	3	208	22,753	3X8+10 Cu	2,35617	0,00706851	3,659

Perdidas de potencia I^2R en los circuitos de DC

Tramo		Potencia [W]	L [m]	Tensión [VDC]	Corriente [A]	conductor			Perdidas I^2R [W]	% Perdidas
Desde	Hasta					Configuración	R [Ωkm]	R Cto [Ω]		
STR 1	INV	3025	13,2	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,08541192	18,557	0,61%
STR 2	INV	3025	16,2	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,10482372	22,775	0,75%
STR 3	INV	3025	16,2	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,10482372	22,775	0,75%
STR 4	INV	3025	13,2	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,08541192	18,557	0,61%

Perdidas en Inversor

Teniendo en cuenta la eficiencia del inversor (η)

η = 98,6 %

$\%Perdida$ = 100 − η = 1,4 %

Potencia instalada(Wp): 12100 W
Potencia Perdida en Inversor: 169.4 W

P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.

REGULACION DE TENSION EN LOS ALIMENTADORES DE AC

Tramo		Potencia [kVA]	F.P	Potencia [kVA]	Distancia [m]	Momento (KVA – m)	Tensión [V]	conductor		Reg. Parcial %	Reg. Acumulada %
Desde	Hasta							Configuración	K de regulación		
Trafo	TGD	5,82	0,71	8,197	11	90,16901	208	3X8+10 Cu	2,51E-07	0,0023	0,002
Inv.	TGD	5,82	0,71	8,197	3	24,59155	208	3X8+10 Cu	2,51E-07	0,0006	0,001

REGULACION DE TENSION EN LOS ALIMENTADORES DE DC

Teniendo en cuenta la siguiente fórmula de caída de tensión en sistemas DC:

$$\Delta U = \frac{2xIx\rho xL}{S}$$

Donde,
2 = Cantidad de conductores activos del circuito.
I = Corriente Nominal Imp.
ρ = Resistencia del cobre a 90° de temperatura de operación (0.02198)
L = Largo en metros.
S = Sección del cable escogido en $mm2$. Para el 6mm² (Diametro 7.74mm)

Tramo		Tensión [VDC]	Corriente [A]	ρ	L [m]	Conductor		Regulación ΔU	% Regulación
Desde	Hasta					Configuración	S [mm2]		
STR 1	INV	261,35	14,74	0,02198	13,2	2X6mm Cu	6	1,4255	0,55%
STR 2	INV	261,35	14,74	0,02198	16,2	2X6mm Cu	6	1,7495	0,67%
STR 3	INV	261,35	14,74	0,02198	16,2	2X6mm Cu	6	1,7495	0,67%
STR 4	INV	261,35	14,74	0,02198	13,2	2X6mm Cu	6	1,4255	0,55%

Q. ÁREAS CLASIFICADAS COMO PELIGROSAS.

No aplica, el proyecto no se ubica en areas con riesgo de explosion o incendio.

R. DIAGRAMAS UNIFILARES.

Ver planos.

S. PLANOS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.

Ver planos.

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LLOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.

Ver documento de especificaciones constructivas.

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD O SERVIDUMBRE REQUERIDAS.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 10 "DISTANCIAS DE SEGURIDAD", se tiene que:

Para efectos del RETIE 2024 y teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante; en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales.

Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las siguientes tablas, se adoptaron de la norma ANSI C2; todas las tensiones dadas en estas tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a tierra acorde con el RETIE 2024.

Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deben manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dicho trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad y las franjas de servidumbre establecidas en el RETIE.

Es responsabilidad del diseñador de la instalación eléctrica verificar que en la etapa pre constructiva este requisito se cumpla. No se podrá dar la conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias. La persona competente responsable de la construcción de la instalación o el inspector que viole esta disposición, sin perjuicio de las acciones penales o civiles, debe ser denunciado e investigado disciplinariamente por el consejo

profesional respectivo.

El propietario de una instalación que al modificar la construcción viole las distancias mínimas de seguridad, será objeto de la investigación administrativa correspondiente por parte de las entidades de control y vigilancia por poner en alto riesgo de electrocución, no sólo a las personas que hacen uso de la instalación, sino a terceras personas debido al riesgo de incendio o explosión a las edificaciones contiguas.

A menos que se indique lo contrario, todas las distancias de seguridad deben ser medidas de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea y las bases metálicas de los terminales del cable o los dispositivos similares, deben ser tomados como parte de la estructura de soporte. La exactitud en los elementos de medida no podrá tener un error de más o menos 0,5%.

Para mayor claridad se deben tener en cuenta las notas explicativas, las figuras y las tablas aquí establecidas:

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las tablas de los artículos 3.10.1 a 3.10.4 del libro 3 del RETIE, aplican a conductores desnudos tanto en corriente alterna como en corriente directa.
Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1.000 metros sobre el nivel del mar.
Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.
Nota 4: La distancia horizontal "b" se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.
Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente Reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.
Nota 6: Un techo, balcón o área es considerado accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico complejo, ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo está ubicado a una altura de 2,45 m o más, desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.
Nota 7: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.
Nota 8: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.
Nota 9: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 3.10.1.a. para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con dos o tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

Nota 10: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión. Excepto los cables de guarda y los neutros de redes de BT.

Artículo 3.10.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones son las establecidas en la Tabla 3.10.1. a. del presente Libro y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 3.10.1.

a. Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma IEC 60364, para tensiones mayores de 1 kV, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la IEC 61936 -1. Únicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "a") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica. En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas distintas a aquellas que ejecuten labores propias de los operadores de red, transmisores o generadores de energía eléctrica de la red pública.

Tabla 3.10.1. a RETIE 2024. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. Fuente: Adaptada de la resolución 90708 de 2013

DISTANCIAS MINIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical "a" sobre techos y protecciones, 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	44/34,5/33	4,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1

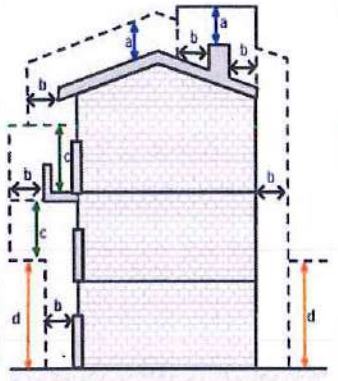


Figura 3.10.1.a RETIE 2024. Distancias de seguridad en

sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura (Figura 3.10.1.a)	<1	3,5	*zonas con construcciones*
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	

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.

ESPACIOS DE TRABAJO RETIE Y NTC 2050 SEGUNDA ACTUALIZACIÓN

Adicionalmente, se establecen también las distancias para el montaje de equipos y distancias mínimas de seguridad, para operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica.
Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 4 "ESPACIOS PARA MONTAJE DE EQUIPOS Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD, PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA", se tiene que:
Los lugares donde se construya cualquier instalación eléctrica deben contar con espacios para entrada y salida, montaje de los equipos eléctricos. Igualmente, debe cumplir las distancias mínimas de seguridad para la operación y mantenimiento de los equipos (espacios de trabajo) y demás componentes, de tal manera que se garantice la seguridad tanto de las personas como de la misma instalación y los bienes aledaños, sobre este aspecto se debe tener en cuenta lo siguiente:

a. En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 388 de 1997, en los planes de ordenamiento territorial, se debe disponer de los espacios para la construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución, las líneas de transmisión y las subestaciones, esto con el fin de garantizar los anchos de servidumbre y las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Título 10 del RETIE 2024. Las autoridades de planeación municipal y curadurías deben tener un especial cuidado al momento de otorgar licencias o permisos de construcción, para que se garantice el cumplimiento de las servidumbres y las distancias mínimas de seguridad.
b. Los generadores, transmisores y operadores de red deben informar a las autoridades competentes y tomar las medidas correspondientes, cuando se estén violando las servidumbres o las distancias mínimas de seguridad asociadas a la infraestructura para prestación del servicio público de electricidad.
c. En subestaciones interiores y cuartos eléctricos de media y baja tensión se debe contar con puertas o espacios adecuados para la entrada o salida de los equipos, para efectos

de su montaje inicial o posterior reposición, en ningún caso el ancho libre de las puertas de acceso al espacio de trabajo debe ser menor a 90 cm. En subestaciones o cuartos eléctricos contiguos a parqueaderos, se debe disponer de resguardos físicos, tales como separación por muro, que evite que el equipo eléctrico pueda ser impactado por un vehículo o que una chispa pueda iniciar un incendio a los vapores de combustible que puedan estar presentes en el medio, con las áreas de parqueo. Igualmente, se debe asegurar que ningún vehículo impida el acceso y apertura total de las puertas de la subestación o cuarto eléctrico.

d. En los cuartos que alojan equipos de media tensión, donde puedan quedar personas atrapadas, las hojas de las puertas de evacuación deben abrir hacia afuera y deben disponer de cerradura antipánico o un sistema de bloqueo que evite que la puerta se cierre intempestivamente cuando el personal esté adentro.
e. Cuando se tengan partes energizadas expuestas con tensión fase tierra menor o igual a 150 V, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 2 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto, 0,76 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor; y 0,9 m de profundidad del espacio de trabajo frente al equipo. En todos los casos, el espacio de trabajo debe permitir la apertura a 90° de puertas de los equipos. Para tensiones mayores a 150 V y menores o iguales a 1.000 V fase-tierra, se debe aplicar lo señalado en el numeral 110.26 de la NTC 2050 segunda actualización. Para instalaciones de más de 1.000 V fase-tierra, la altura del espacio de trabajo debe ser como mínimo de 2 metros, con un ancho no inferior a 0,92 m y con una profundidad definida por las condiciones de la tabla 110.34 (A) de la norma NTC 2050 segunda actualización, teniendo en cuenta las excepciones del artículo 110.34 de la mencionada norma. Para mayor claridad se debe tener en cuenta la Figura 3.4.a:

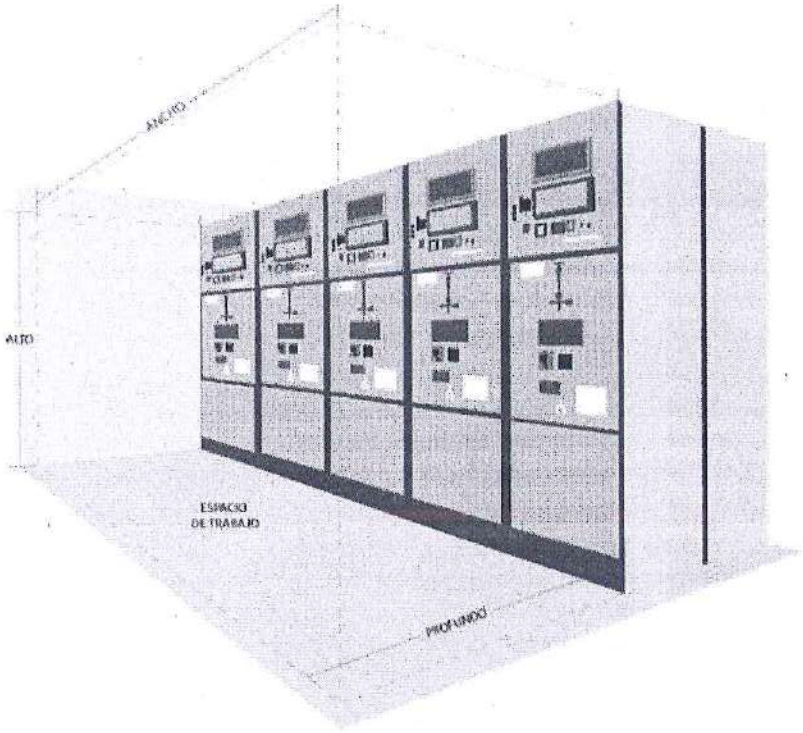


Figura 3.4. a RETIE 2024. Espacios para montaje de equipos. Fuente: Adoptada de la resolución 40117 de 2024

f. Para los accesos a cuartos que contengan equipos de baja tensión con un ancho superior a 1,8 m y que se pueda presentar corrientes superiores a 1.200 amperios nominales, que tengan equipos de corte, protección de sobrecorriente o de control, se debe dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el numeral 110.26 (C) de la NTC 2050 Segunda Actualización. Para el caso de equipos con un ancho superior a 1,8 m de más de 1.000 V, se debe dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 110.33 (A) de la NTC 2050 Segunda Actualización.

g. En cuartos donde se instalen equipos de más de 800 A y se tenga una o más salidas ubicadas a menos de 7,6 m de cualquier borde del espacio de trabajo, las puertas deberán abrir hacia afuera y estar equipadas de cerraduras antipánico.

h. El espacio de trabajo y las salidas de las puertas de cuartos eléctricos y bóvedas debe permanecer libre de otros equipos y obstáculos.

i. En los lugares donde existan áreas comunes o de copropiedad se debe atender los lineamientos de la Ley 675 de 2001 en especial al Artículo 3°, que diferencia entre los bienes comunes y los bienes privados. Según la Ley los bienes comunes son "las partes del edificio, o conjunto sometido al régimen de propiedad horizontal pertenecientes en proindiviso a todos los propietarios de bienes privados, que por su naturaleza o destinación permiten o facilitan la existencia, estabilidad, funcionamiento, conservación, seguridad,

uso, goce o explotación de los bienes de dominio particular". Igualmente señala que los bienes comunes

j. esenciales son los "indispensables para la existencia, estabilidad, conservación y seguridad del edificio o conjunto, así como los imprescindibles para el uso y disfrute de los bienes de dominio particular", en este sentido se califican como bienes comunes esenciales, entre otros, las instalaciones de servicios públicos básicos y las instalaciones generales de servicios públicos, incluyendo las acometidas, cableados de áreas comunes, armarios de medidores, subestaciones, bandejas, etc.

V. JUSTIFICACIONES DE DESVIACIONES TÉCNICAS CUANDO SEA ESTRICTAMENTE NECESARIAS, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN.

No aplica, el proyecto no contemplo desviasiones a la norma.

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SISMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.

No aplica, el proyecto no contemplo condiciones sismicas, acusticas, mecanicas o termicas, adicionales a las tratadas por los demas especialistas de la consultoria.

X. SELECCIÓN, CÁLCULO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGIA CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.

Diseño de Sistema Solar Fotovoltaico On-Grid para Bomba M3X75-21 (7.5 HP) y Cargas Auxiliares

Ubicación: Vereda la Turua Sector Cusiana 1, Aguazul, Casanare (5° 2' 5.35" N, 72° 38' 37.45" W)

Objetivo:

1. Alimentar la bomba trifásica M3X75-21 (7.5 HP, 208V, 22.2 A) durante 5 horas/día.
2. Inyectar excedentes a la red (transformador publico de 30 kVA).
3. Suministrar energía a una toma 120V
4. Bombilla de 24W en el cuarto técnico.

5. Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W (Consumo marginal)

Datos relevantes:

- Bomba Potencia: 7.5 HP = 5.6 kW (factor de servicio 1.0).
- Consumo Diario: 5.6 kW × 5 h = 28 kWh/día.
- Eficiencia bomba + variador: 70% (0.7)
- Voltaje: 208V trifásico (Colombia).
- Cargas Auxiliares:
- Bombilla: 24W × 8 h = 0.192 kWh/día.
- Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W x 3h = 0.0072 kWh.
- Toma 120V: 180W × 8 h = 1.44 kWh/día (pc portátil o utensilios).
- Total, Consumo Diario: 29.632 kWh/día.

Cálculo de Potencia Solar Requerida (20% pérdidas por temperatura, sombreados parciales, suciedad, y pérdidas eléctricas en cables e inversor")

- Horas Pico Sol en Aguazul - Casanare : 5,5 HSP (fuente: Meteonorm 8.1 2016-2021)
- Irradiancia solar en Aguazul - Casanare: 5h x 1000 W/m²/día = 5kWh/ m²/día
- Eficiencia del sistema 80% teniendo en cuenta pérdidas del 20% (0.8)

$$Potencia\ PV = \frac{\frac{28}{0.7} + 1.44 + 0.0072 + 0.192\,\frac{kWh}{día}}{5.5 kWh/\mathrm{m}^2/día * 0.8} = \frac{41.632}{4} = 11.408\ kWp$$

Recomendado:
"Se selecciona una planta solar de 12.1 kWp para cubrir una demanda diaria neta cercana a los 45.600 kWh.

DIMENSIONAMIENTO PANELES

DESCRIPCION	POTENCIA (W)	HORAS USO / DIA (h)	CONSUMO DIARIO (Wh)
Bomba Sumergible	7.993 W	5,5 h	43.961 Wh
Iluminación General	24,0 W	8 h	192 Wh
Iluminación Emergencia	2,4 W	3 h	7 Wh
Tomacorriente de servicio	180 W	8 h	1.440 Wh
		ENERGIA TOTAL:	**45.600 Wh**
Perdidas técnicas de energía del sistema:			**20%**
Hora solar pico HSP (Fuente: Meteonorm 8,1 2016-2021)			
Ubicación:		Latitud:	5° 2' 5.35" N
		Longitud:	72° 38' 37.45" W
		HORAS SOL PICO (HSP):	**5 h**
Panel Solar: JA Solar JAM72S30-550/MR	Potencia (Wp)		605
	VOC(VDC)		52,3 V
	ISC (A)		14,74 A
	Potencia Total Requerida (Wp):		**11.400 W**

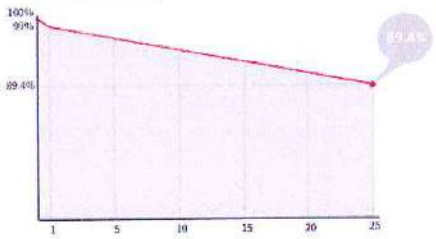
CALCULO DE CANTIDAD DE PANELES	Unidades calculadas	18,84
	Unidades reales (aprox)	**20**
CANTIDAD DE PANELES POSIBLES POR LIMITACIONES TECNICAS (AREA, TEMPERATURA, PERDIDAS)	Unidades posibles:	20
	Potencia instalada(Wp):	**12100**
	% cubierto :	**106%**

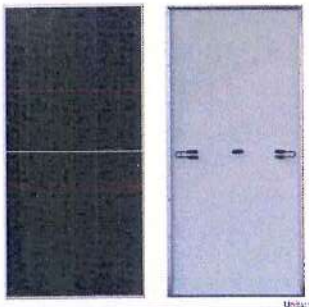
Hi-MO X6 MAX Guardian Anti-Dust — LR7-72HTHF 605~630M

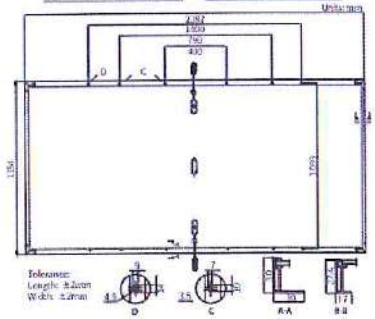
23.3%	0~3%	<1%	0.40%
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-25 POWER DEGRADATION

Additional Value

25-Year Power Warranty







Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

STC: AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT: AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ≤3%

Module Type	LR7-72HTHF-605M		LR7-72HTHF-610M		LR7-72HTHF-615M		LR7-72HTHF-620M		LR7-72HTHF-625M		LR7-72HTHF-630M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	605	452.1	610	455.9	615	459.6	620	463.4	625	467.1	630	470.9
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.27	49.17	52.42	49.32	52.57	49.36	52.72	49.59	52.87	49.64	53.02	49.78
Short Circuit Current (Isc/A)	14.74	11.91	14.80	11.95	14.87	12.01	14.93	12.06	15.01	12.12	15.07	12.17
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.03	40.18	44.18	40.32	44.33	40.46	44.48	40.59	44.63	40.73	44.78	40.87
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.75	11.26	13.81	11.31	13.88	11.36	13.94	11.42	14.01	11.47	14.07	11.52
Module Efficiency(%)	22.4		22.6		22.8		23.0		23.1		23.3	

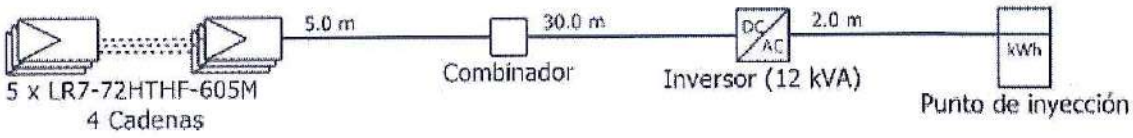
DIMENSIONAMIENO DEL INVERSOR

AREGLO	DESCRIPCION	No Paneles en serie	VOC (V)	ISC (A)	Potencia panel (W)	Potencia Total Arreglo Wp	PARAMETROS DEL INVERSOR		
							Potencia Nominal (W)	VOC Max Input (V)	ISC Max Input (A)
			52,3 V	14,74	605		18000	600	40
1	ARREGLO INV 1	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
2	ARREGLO INV 2	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
3	ARREGLO INV 3	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
4	ARREGLO INV 4	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK

solis
www.solisinverters.com

DATASHEET **S5-GR3P(5-20)K**

Models	5K	6K	8K	10K	12K	13K	15K	17K	20K
Input DC									
Recommended max PV power	7.5 kW	9 kW	12 kW	15 kW	18 kW	19.5 kW	22.5 kW	25.5 kW	30 kW
Max. input voltage					1100 V				
Rated voltage					600 V				
Start-up voltage					180 V				
MPPT voltage range					160 - 1000 V				
Max. input current		16 A / 16 A					32 A / 32 A		
Max. short circuit current		20 A / 20 A					40 A / 40 A		
MPPT number / Max. input strings number		2 / 2					2 / 4		
Output AC									
Rated output power	5 kW	6 kW	8 kW	10 kW	12 kW	13 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. apparent output power	5.5 kVA	6.6 kVA	8.8 kVA	11 kVA	13.2 kVA	14.3 kVA	16.5 kVA	18.7 kVA	22 kVA
Max. output power	5.5 kW	6.6 kW	8.8 kW	11 kW	13.2 kW	14.3 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated grid voltage					3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V				
Rated grid frequency					50 Hz / 60 Hz				
Rated grid output current	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	15.2 A / 14.4 A	18.2 A / 17.3 A	19.8 A / 18.8 A	22.8 A / 21.7 A	25.8 A / 24.6 A	30.4 A / 28.9 A
Max. output current	7.9 A	9.5 A	12.7 A	15.9 A	19.1 A	20.7 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Power factor					>0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)				
THDi					<3%				
DC injection current					<0.5% In				
Efficiency									
Max. efficiency		98.3%		98.5%		98.6%		98.7%	
EU efficiency		97.7%		97.9%		98.0%		98.1%	
Protection									
DC reverse-polarity protection					Yes				
Short circuit protection					Yes				



AREGLO	DESCRIPCION	Selección de Protecciones DC sección 690.8 NTC 2050		SELECCIÓN CONDUCTOR SOLAR		SELECCIÓN CONDUCTOR DE TIERRA DC (AWG)	SELECCIÓN CANALIZACION IMC
		ISC al 125%	Breaker	CAPACIDAD IDC (A)	SECCION CABLE (mm2)	TABLA 250,122 NTC 2050	
1	ARREGLO INV 1	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
2	ARREGLO INV 2	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
3	ARREGLO INV 3	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
4	ARREGLO INV 4	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"

ING. JORGE ERNESTO SOCADAGUI PEREZ
MP: CN205-32645

Versión 7.4.8

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cusiana 1 Aguazul Casanare

Variante: Nueva variante de simulación

Tablas en un edificio

Potencia del sistema: 12.10 kWp

Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cusiana 1 Aguazul Casanare - Colombia

Autor(a)

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cusiana 1 Aguazul Casanare
Colombia

Situación

Latitud	5.05 °N
Longitud	-72.54 °W
Altitud	243 m
Zona horaria	UTC-5

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cusiana 1 Aguazul Casanare
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red
Simulación para el año nº 10

Tablas en un edificio

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azimut 10 / 180 °

Sombreados cercanos
Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario
Perfil diario
Constante durante el año
Promedio 46 kWh/Día

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos	20 unidades
Pnom total	12.10 kWp

Inversores

Núm. de unidades	1 unidad
Pnom total	12.00 kWca
Proporción Pnom	1.008

Resumen de resultados

Energía producida	18452.01 kWh/año	Producción específica	1525 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	84.02 %
Energía usada	16646.19 kWh/año			Fracción solar (SF)	76.55 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados 5
Necesidades detalladas del usuario 6
Resultados principales 7
Diagrama de pérdida 8
Gráficos predefinidos 9
Diagrama unifilar 10
Costo del sistema 11
Análisis financiero 12
Balance de emisiones de CO_2 15

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Tablas en un edificio

Orientación campo FV
Orientación
Plano fijo
Inclinación/Azimut 10 / 180 °

Configuración de cobertizos

Modelos usados
Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Horizonte
Horizonte libre

Sombreados cercanos
Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario
Perfil diario
Constante durante el año
Promedio 46 kWh/Dia

Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	4.20	8.20	8.20	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	8.20	8.20	8.20	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	kW

Características del generador FV

Módulo FV
Fabricante Longi Solar
Modelo LR7-72HTHF-605M
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 605 Wp
Número de módulos FV 20 unidades
Nominal (STC) 12.10 kWp
Módulos 4 cadena x 5 En serie
En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 11.27 kWp
U mpp 201 V
I mpp 56 A

Inversor
Fabricante Ginlong Technologies
Modelo S5-GR3P12K
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 12.0 kWca
Número de inversores 1 unidad
Potencia total 12.0 kWca
Voltaje de funcionamiento 160-1000 V
Potencia máx. (=>40°C) 13.2 kWca
Proporción Pnom (CC:CA) 1.01
Reparto de potencia en este inversor

Potencia FV total
Nominal (STC) 12 kWp
Total 20 módulos
Área del módulo 54.0 m²
Área celular 50.3 m²

Potencia total del inversor
Potencia total 12 kWca
Potencia máx. 13.2 kWca
Número de inversores 1 unidad
Proporción Pnom 1.01

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto
Frac. de pérdida 1.5 %

Factor de pérdida térmica
Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC
Res. conjunto global 49 mΩ
Frac. de pérdida 1.3 % en STC

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida 0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media
Año n° 10
Factor de pérdida 0.4 %/año
Desajuste debido a la degradación
Dispersión Imp RMS 0.4 %/año
Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM

Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	0.970	0.910	0.810	0.000

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor	400 Vca tri
Frac. de pérdida	0,05 % en STC
Inversor: S5-GR3P12K	
Sección cables (1 Inv.)	Cobre 1 x 3 x 6 mm²
Longitud de los cables	2 m

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

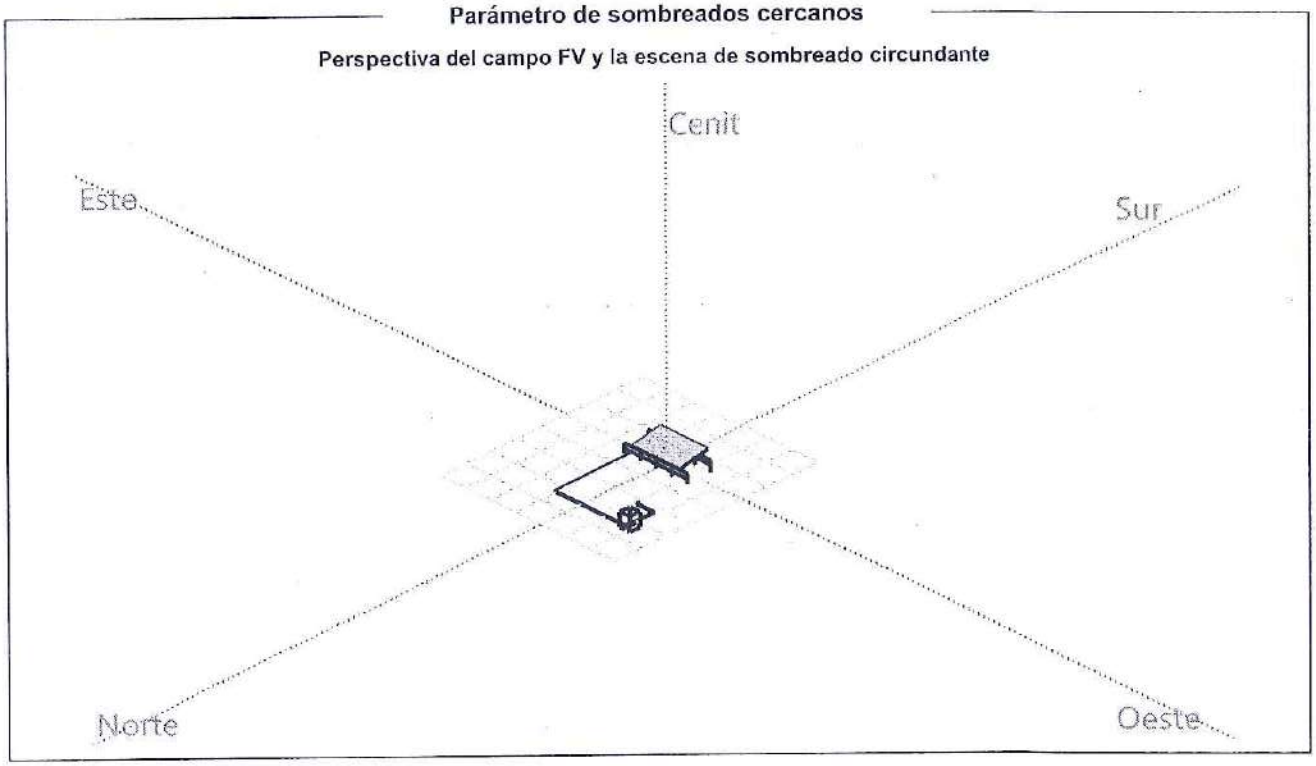
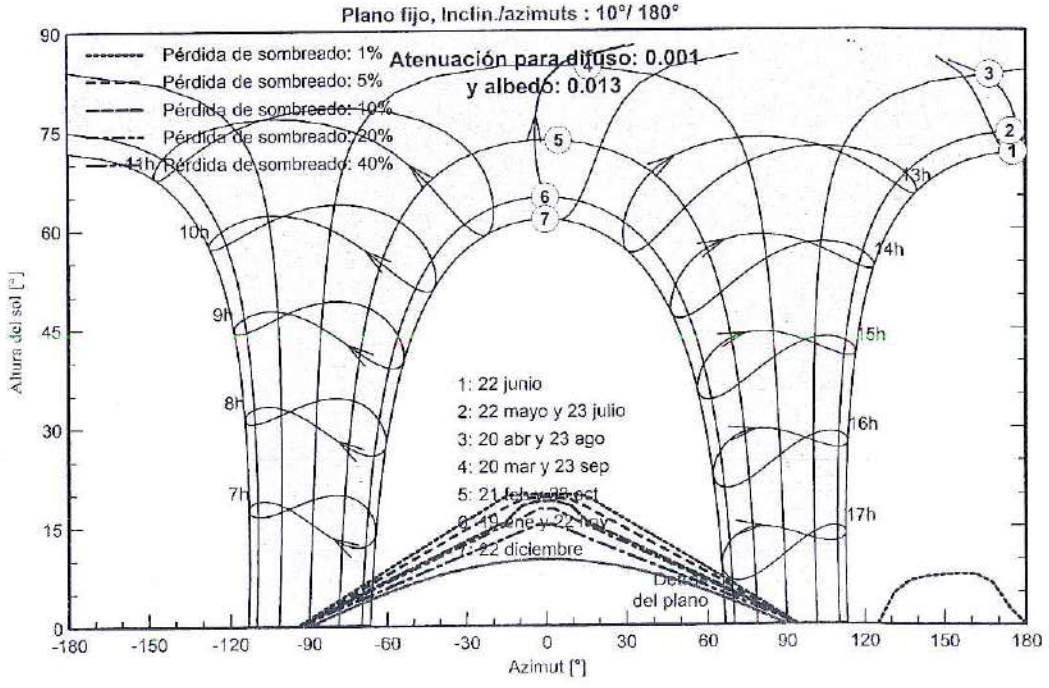


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclin./azimuts : 10°/ 180°

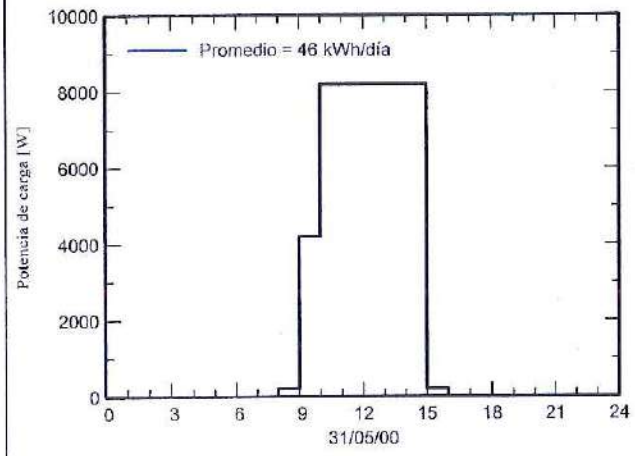


Necesidades detalladas del usuario

Perfil diario, Constante durante el año, promedio = 46 kWh/día

Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	4.20	8.20	8.20	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	8.20	8.20	8.20	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	kW

Perfil diario



Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cusiana 1 Aguazul Casanare

Variante: Nueva variante de simulación

Resultados principales

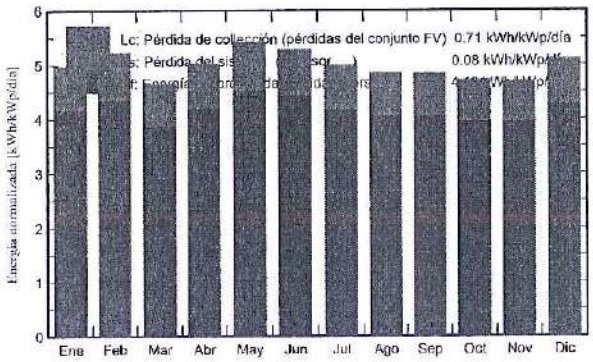
Producción del sistema

Energía producida	18452.01 kWh/año	Producción específica	1525 kWh/kWp/año
Energía usada	16646.19 kWh/año	Proporción rend. PR	84.02 %
		Fracción solar (SF)	76.55 %

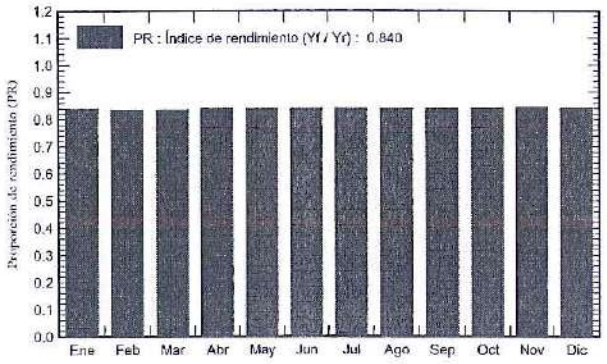
Evaluación económica

Inversión		Costo anual		LCOE	
Global	85.329.145.01 COP	Anualidades	0.00 COP/año	Costo energético	1040 COP/kWh
Específico	7052 COP/Wp	Costos de func.	15.774.113.07 COP/año		
		Período de recuperación	5.8 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



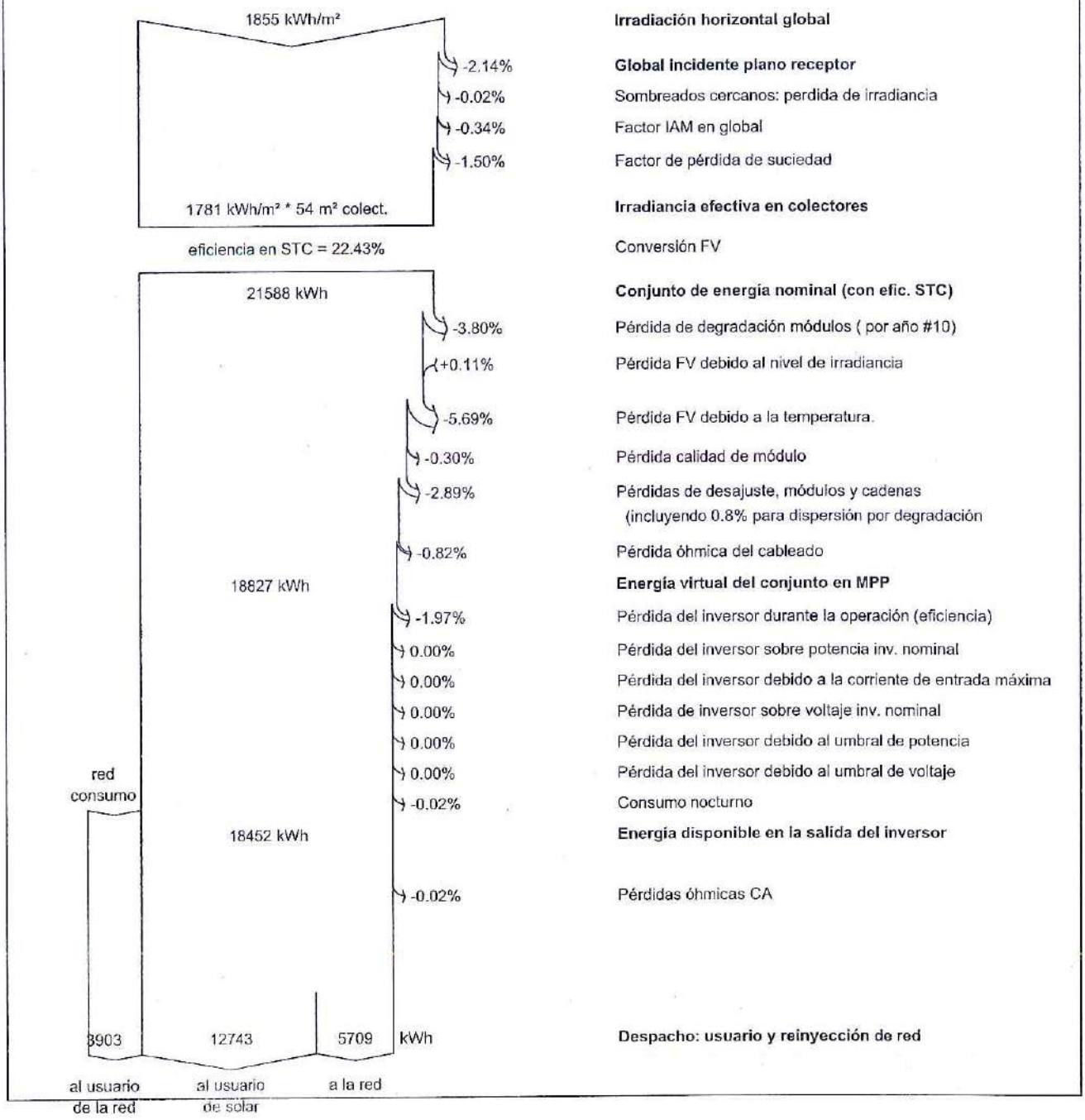
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	168.7	72.76	27.39	154.3	151.4	1601	1414	1151	418.2	263.2
Febrero	155.2	71.30	27.97	146.1	143.5	1510	1277	1051	427.5	225.6
Marzo	147.2	82.15	28.18	144.1	141.4	1487	1414	1023	434.2	391.3
Abril	149.4	82.30	26.96	150.5	147.7	1560	1368	1044	484.7	324.3
Mayo	162.0	79.65	26.98	167.9	164.9	1740	1414	1126	578.9	288.1
Junio	150.8	71.39	26.12	158.5	155.6	1646	1368	1065	548.4	303.2
Julio	147.8	76.18	26.63	154.5	151.6	1604	1414	1043	529.5	370.8
Agosto	147.0	76.36	26.94	150.1	147.3	1555	1414	1013	509.6	400.3
Septiembre	146.8	78.73	26.94	145.0	142.3	1503	1368	987	485.7	381.1
Octubre	152.5	85.17	27.24	146.1	143.3	1516	1414	1034	453.1	379.4
Noviembre	151.9	75.58	26.54	140.4	137.6	1464	1368	1029	407.3	338.9
Diciembre	175.5	67.38	27.08	157.9	154.8	1641	1414	1177	431.6	236.6
Año	1854.7	918.93	27.08	1815.1	1781.3	18827	16646	12743	5708.7	3902.9

Leyendas

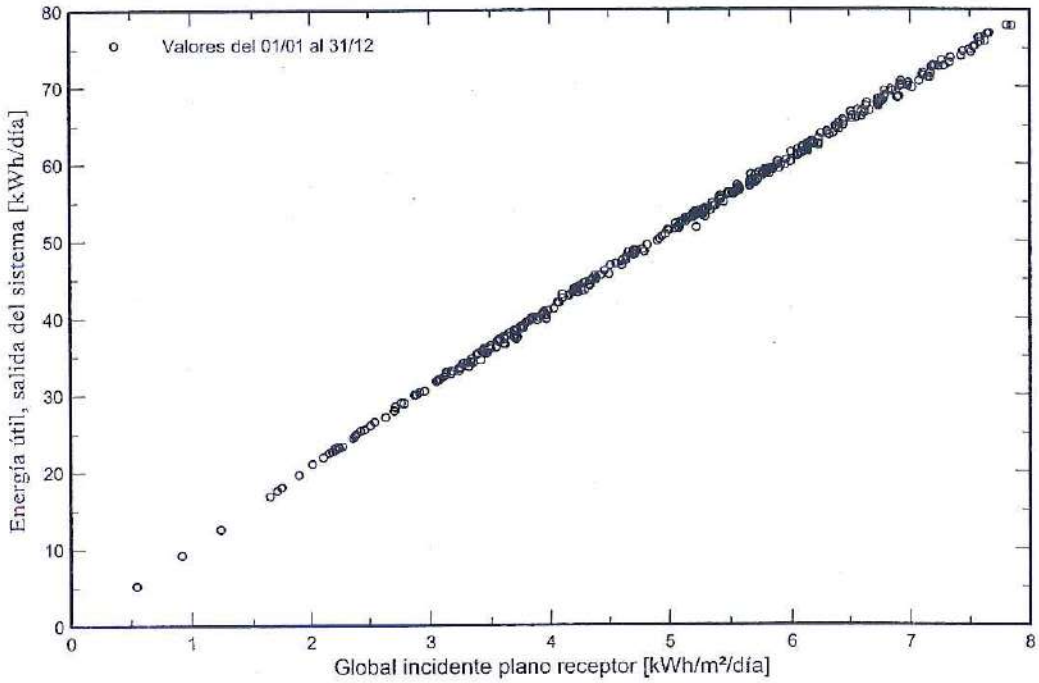
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

Diagrama de pérdida



Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

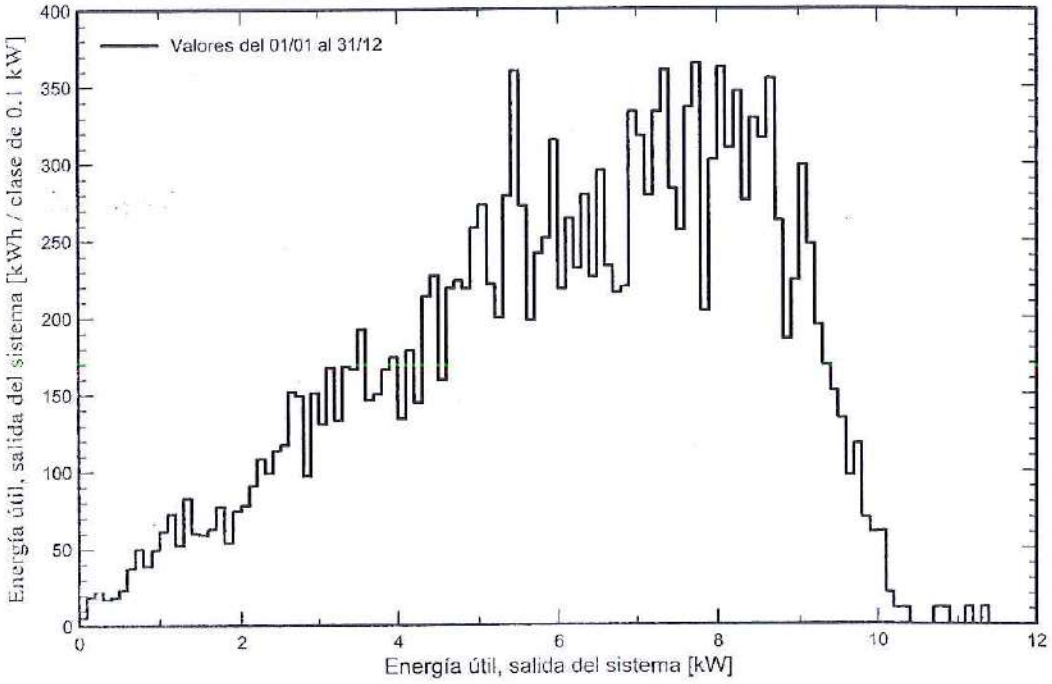
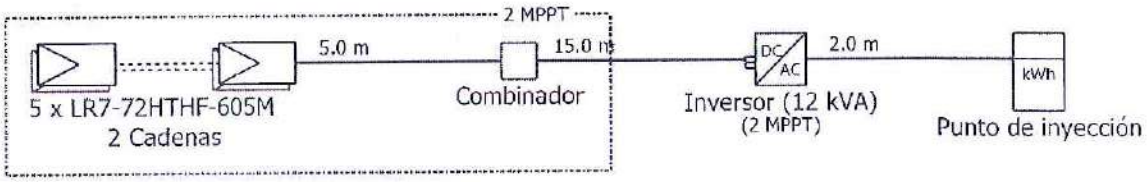


Diagrama unifilar

PVsyst V7.4.8
VC0, Fecha de simulación:
13/05/25 21:33
con V7.4.8



Módulo FV	LR7-72HTHF-605M
Inversor	S5-GR3P12K
Cadena	5 x LR7-72HTHF-605M

Planta Solar Fotovoltaica Pozo C usiana 1 Aguazul Casanare	
VC0 : Nueva variante de simulación	13/05/25

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Módulos FV			
LR7-72HTHF-605M	20	572.975.00	11.459.500.00
Soportes para módulos	20	637.221.00	12.744.420.00
Inversores			
S5-GR3P12K	1	9.845.927.00	9.845.927.00
Otros componentes			
Canalizaciones	1	5.183.756.00	5.183.756.00
Cableado y conexion de modulos solares	1	3.339.553.00	3.339.553.00
Sistema de puesta a tierra	1	17.450.586.00	17.450.586.00
Instalaciones en DC	1	5.106.581.00	5.106.581.00
Instalaciones en AC	1	4.403.212.00	4.403.212.00
Tramites			
Conexión a la red	1	1.500.000.00	1.500.000.00
Certificacion RETIE	1	3.200.000.00	3.200.000.00
Impuestos			
IVA	1	0.00	10.056.340.52
Otros impuestos	1	0.00	1.039.269.49
		Total	85.329.145.01
		Activo amortizable	39.233.603.00

Costos de operación

Artículo	Total COP/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	1.969.185.40
Limpieza cuatrimestral	2.000.000.00
Reparaciones	1.000.000.00
Mantenimiento general	2.500.000.00
Administrativo	2.000.000.00
Total (OPEX)	9.469.185.40
Incluyendo inflación (4.00%)	15.774.113.07

Resumen del sistema

Costo total de instalación	85.329.145.01 COP
Costos de operación (Incl. inflación 4.00%/año)	15.774.113.07 COP/año
Energía solar utilizable	12.7 MWh/año
Energía vendida a la red	5.7 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	1.039.8478 COP/kWh

Análisis financiero

Período de simulación

Vida del proyecto 25 años Año de inicio 2026

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación	4.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento)	0.00 %/año
Tasa de descuento	0.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta	0.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta	0.00 %/año
Dividendos	0.00 %/año

Activos amortizables

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (COP)	Amortizable (COP)
Módulos FV				
LR7-72HTHF-605M	Línea recta	25	0.00	11.459.500.00
Soportes para módulos	Línea recta	25	0.00	12.744.420.00
Inversores				
S5-GR3P12K	Línea recta	25	0.00	9.845.927.00
Canalizaciones	Línea recta	20	0.00	5.183.756.00
		Total	0.00	39.233.603.00

Financiamiento

Fondos propios 85.329.145.01 COP

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación	1.000.00000 COP/kWh
Duración de la garantía de tarifas	20 años
Impuesto de conexión anual	0.00 COP/kWh
Variación de tarifa anual	+13.0 %/año
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía	0.00 %

Autoconsumo

Tarifa de consumo	1.000.00000 COP/kWh
Evolución de tarifas	+13.0 %/año

Retorno de la inversión

Período de recuperación	5.8 años
Valor presente neto (VPN)	2.256.594.380.12 COP
Tasa de rendimiento interno (TRI)	26.66 %
Retorno de la inversión (ROI)	2644.6 %

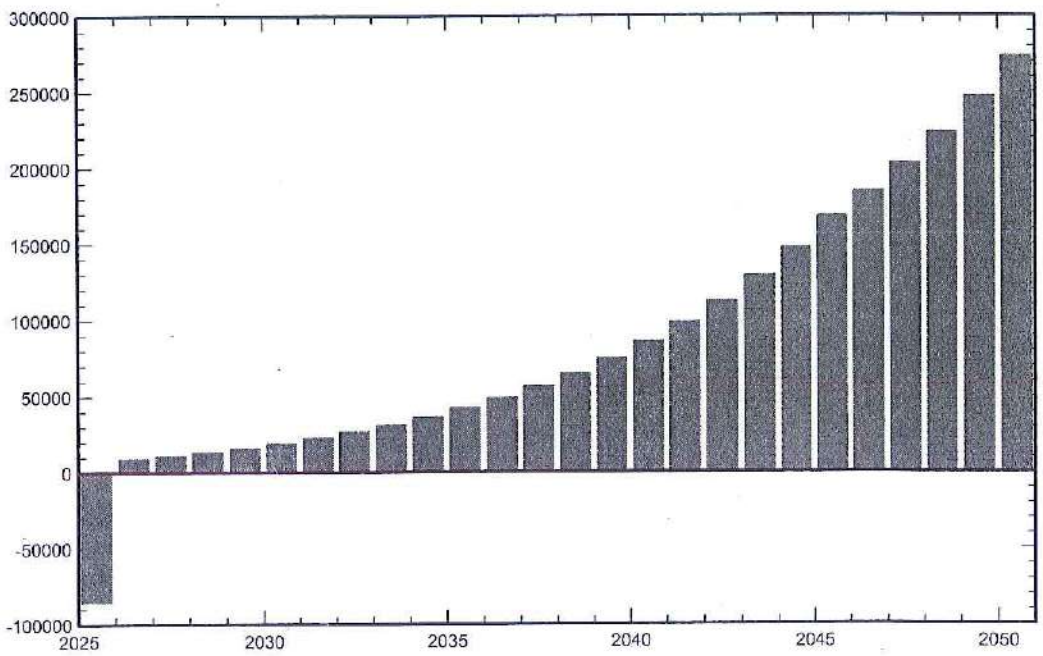
Análisis financiero

Resultados económicos detallados (kCOP)

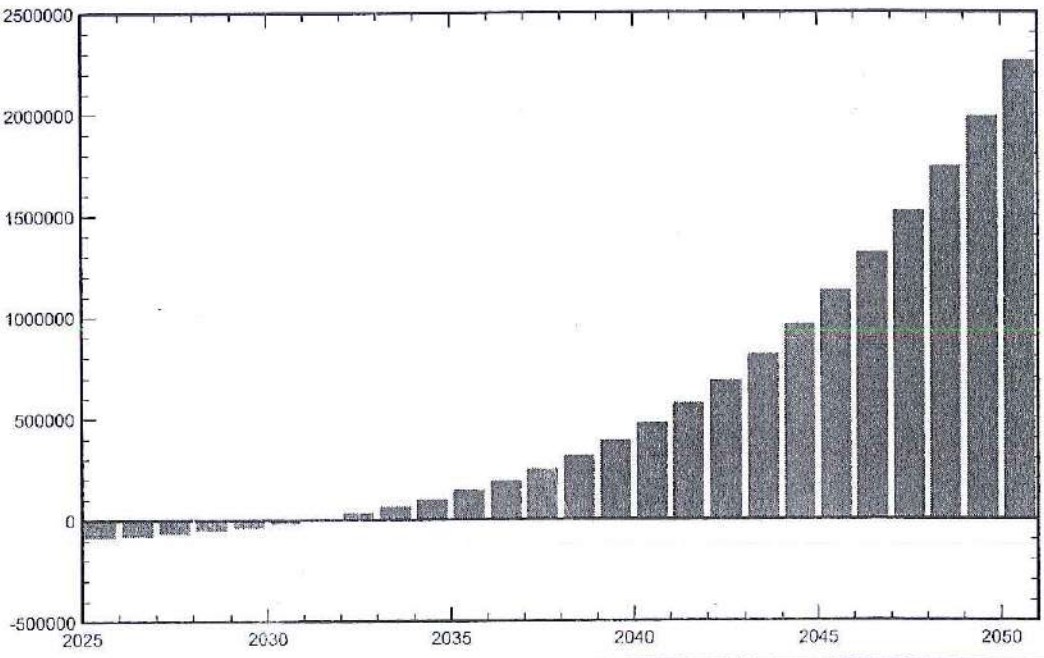
Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de im	Ahorro de consumo	Cumul lucro	% amorti.
0	0	85.329.145	0	0	0	0	0	0	-85.329.145	0.0%
1	5.708.675	0	9.469.185	1.621.182	0	0	-3.760.510	12.743.311	-76.346.345	10.5%
2	6.450.803	0	9.847.953	1.621.182	0	0	-3.397.150	14.999.041	-65.349.554	23.4%
3	7.289.407	0	10.241.871	1.621.182	0	0	-2.952.464	16.277.933	-52.024.084	39.0%
4	8.237.030	0	10.651.546	1.621.182	0	0	-2.414.516	18.387.285	-36.051.315	57.8%
5	9.307.844	0	11.077.608	1.621.182	0	0	-1.769.764	20.777.032	-17.043.447	80.0%
6	10.517.864	0	11.520.712	1.621.182	0	0	-1.002.848	23.478.724	6.432.429	105.4%
7	11.885.186	0	11.981.540	1.621.182	0	0	-96.354	26.530.938	31.867.032	137.3%
8	13.430.260	0	12.460.802	1.621.182	0	0	968.458	29.973.983	62.809.473	179.6%
9	15.176.194	0	12.959.234	1.621.182	595.776	0	2.216.960	33.877.380	98.910.813	215.9%
10	17.149.099	0	13.477.603	1.621.182	2.050.314	0	3.671.496	38.281.440	140.863.748	265.1%
11	19.378.482	0	14.016.708	1.621.182	3.740.593	0	5.361.774	43.256.077	189.483.550	322.1%
12	21.897.685	0	14.577.376	1.621.182	5.699.127	0	7.320.309	48.881.570	245.685.429	387.9%
13	24.744.384	0	15.160.471	1.621.182	7.962.731	0	9.583.913	55.235.175	310.505.516	483.9%
14	27.961.154	0	15.766.890	1.621.182	10.573.082	0	12.194.264	62.416.877	385.116.657	551.3%
15	31.598.104	0	16.397.565	1.621.182	13.577.357	0	15.198.539	70.581.071	470.846.267	651.8%
16	35.703.597	0	17.053.468	1.621.182	17.028.947	0	18.650.129	79.700.110	569.196.506	767.1%
17	40.345.065	0	17.735.607	1.621.182	20.988.276	0	22.609.458	90.061.126	681.867.089	899.1%
18	45.589.923	0	18.445.031	1.621.182	25.523.710	0	27.144.892	101.769.971	810.781.952	1050.2%
19	51.516.613	0	19.182.832	1.621.182	30.712.599	0	32.331.781	114.999.050	958.113.883	1222.9%
20	58.213.773	0	19.950.145	1.621.182	36.642.446	0	38.263.627	129.949.947	1.126.326.437	1420.0%
21	58.213.773	0	20.748.151	1.361.994	36.103.628	0	37.465.621	146.642.287	1.310.634.346	1636.0%
22	58.213.773	0	21.578.077	1.361.994	35.273.701	0	36.635.695	166.931.785	1.513.201.826	1873.4%
23	58.213.773	0	22.441.200	1.361.994	34.410.578	0	35.772.572	187.592.917	1.736.477.315	2135.0%
24	58.213.773	0	23.338.848	1.361.994	33.512.930	0	34.874.924	211.878.296	1.983.230.535	2424.2%
25	58.213.773	0	24.272.402	1.361.994	32.579.376	0	33.941.370	239.422.474	2.256.594.380	2744.6%
Total	753.168.003	85.329.145	394.352.827	39.233.603	346.975.175	0	350.815.176	1.993.108.349	2.256.594.380	2744.6%

Análisis financiero

Beneficio neto anual (kCOP)



Flujo de caja acumulativo (kCOP)



Balance de emisiones de CO_2

Total: 52.5 tCO_2

Emisiones generadas

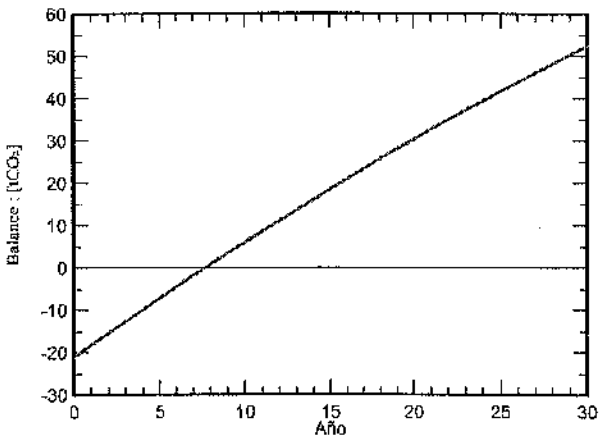
Total: 21.03 tCO_2

Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla

Emisiones reemplazadas

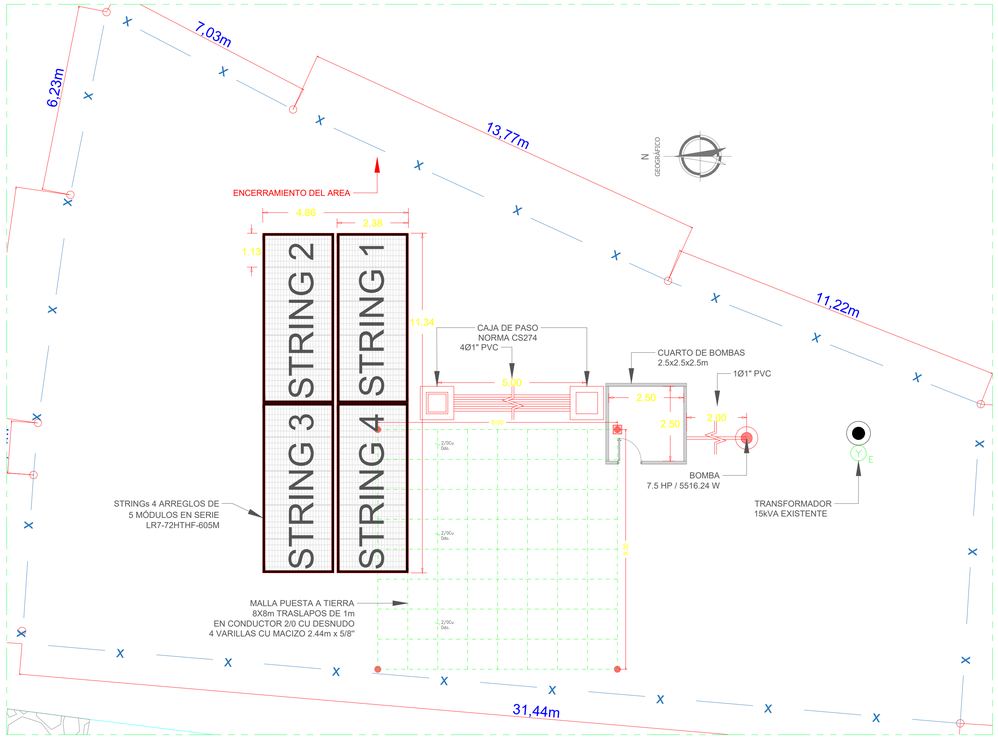
Total:	84.7 tCO_2
Sistema de producción:	18.45 MWh/año
Emisiones del ciclo de vida de la red:	153 gCO_2/kWh
Fuente:	Lista IEA
País:	Colombia
Toda la vida:	30 años
Degradación anual:	1.0 %

Emisión de CO_2 ahorrada vs tiempo

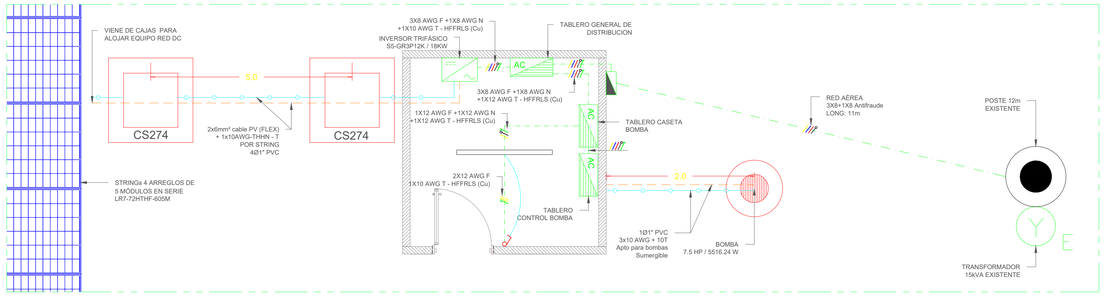


Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

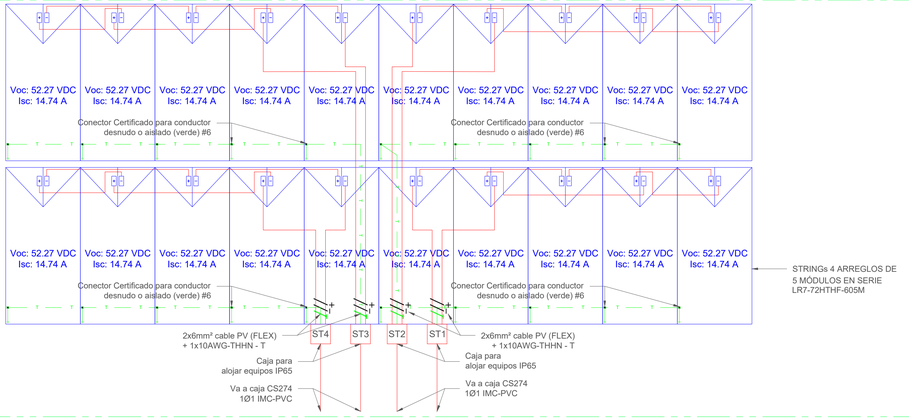
Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Módulos	1713 kgCO2/kWp	12.1 kWp	20724
Soportes	1.02 kgCO2/kg	200 kg	204
Inversores	101 kgCO2/	1.00	101



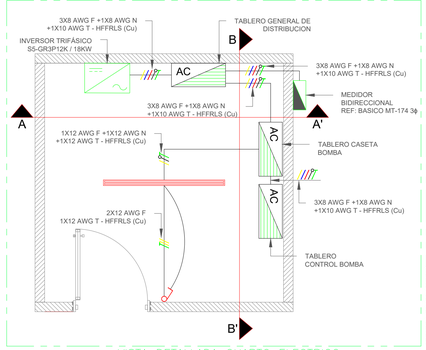
LOCALIZACIÓN GENERAL



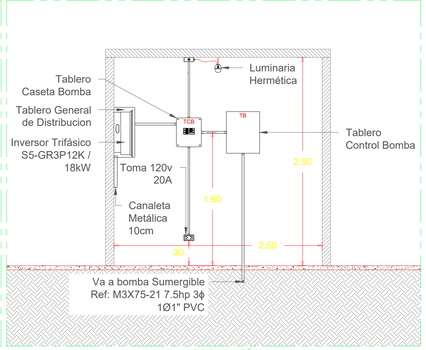
VISTA DETALLADA INSTALACIÓN PROYECTADA



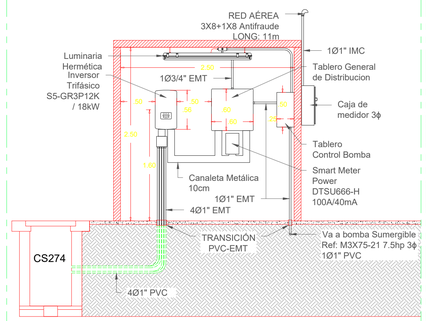
VISTA DETALLADA INSTALACIÓN PANELES Y CONEXIÓN



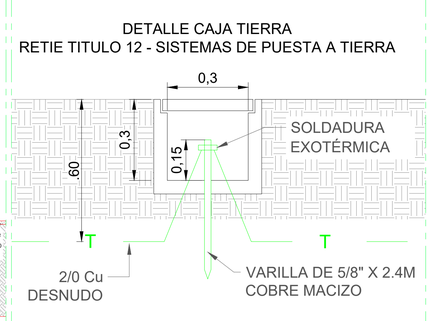
VISTA DETALLADA CUARTO ELECTRICO



CORTE B–B'



CORTE A–A'



DETALLE CAJA DE INSPECCIÓN PUESTA A TIERRA

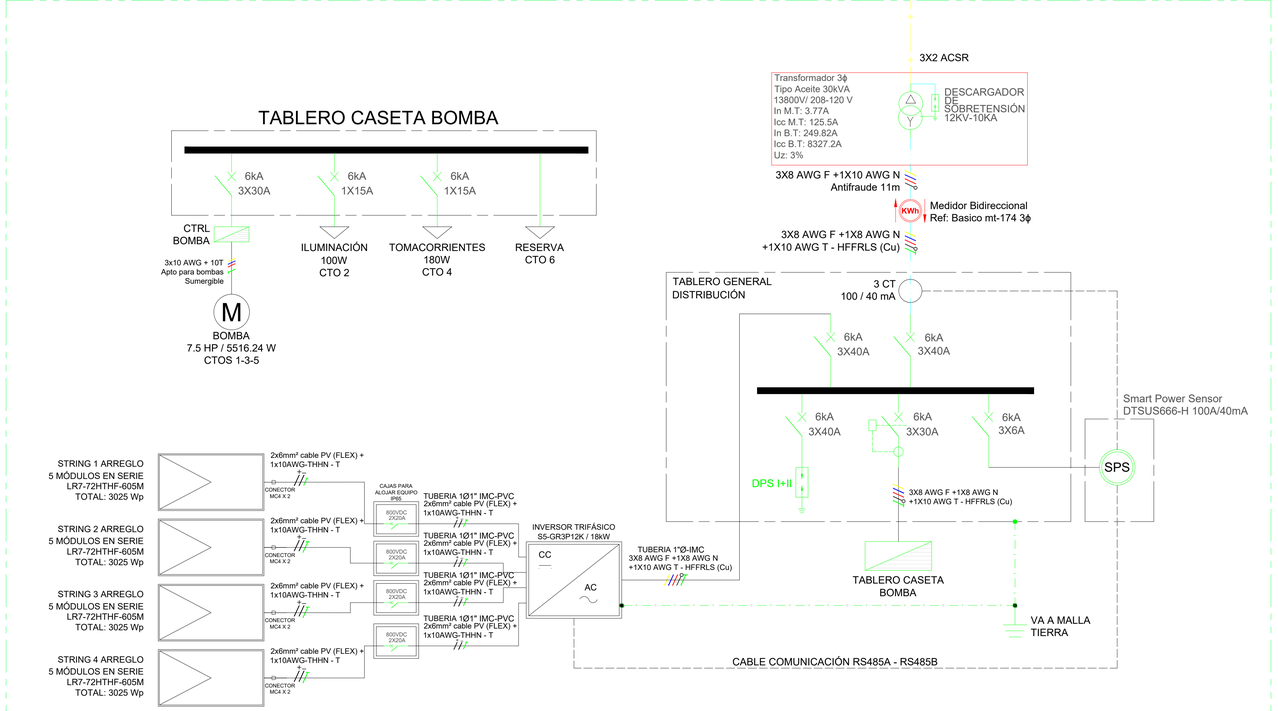


DIAGRAMA UNIFILAR

AGUAZUL
CASANARE

PROYECTO:

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE RECONVERCION PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL– CASANARE

CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025

CONTRATANTE:

Municipio de Aguazul NIT 891.855.200-9

CONTRATISTA:

PROINGENIARQ S.A.S

Proyectos de Ingeniería y Arquitectura

Nit. 901.388.628-9

DIRECCION: Carrera 20 No. 27 -18

TELEFONO: 3202253679 E-MAIL: proingenierqsas@gmail.com

YOPAL - CASANARE

R/L CRISTHIAN JAVIER GUERRA DIAZ

C.C 86.075.316

DISEÑO:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

MP: CN205-32645

Vo Bo SUPERVISION:

OBSERVACIONES:

DIBUJÓ:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

CONTIENE:

DISEÑO ELÉCTRICO VEREDA TURUA SECTOR CUSIANA 1

OBSERVACIONES:

PLANO:

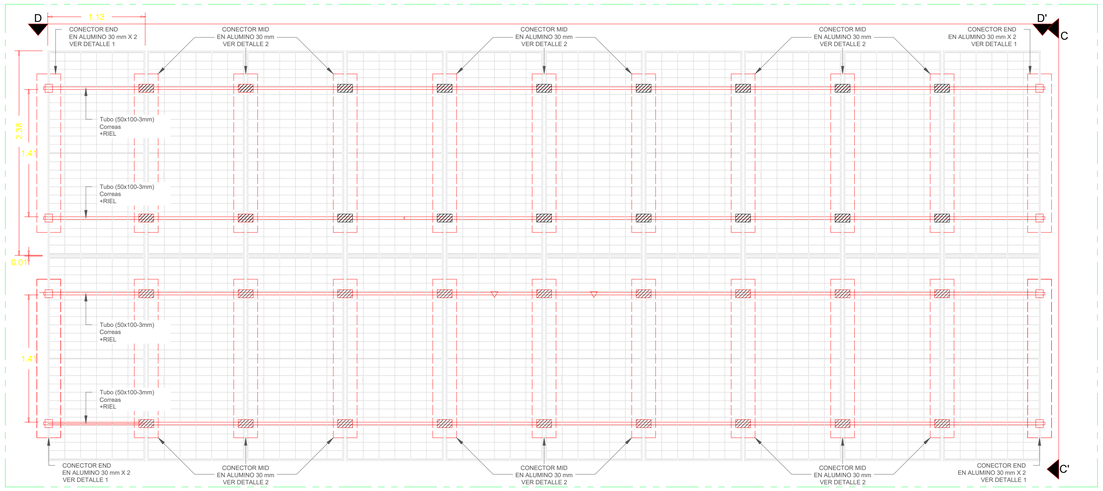
1 DE 2

ESCALA:

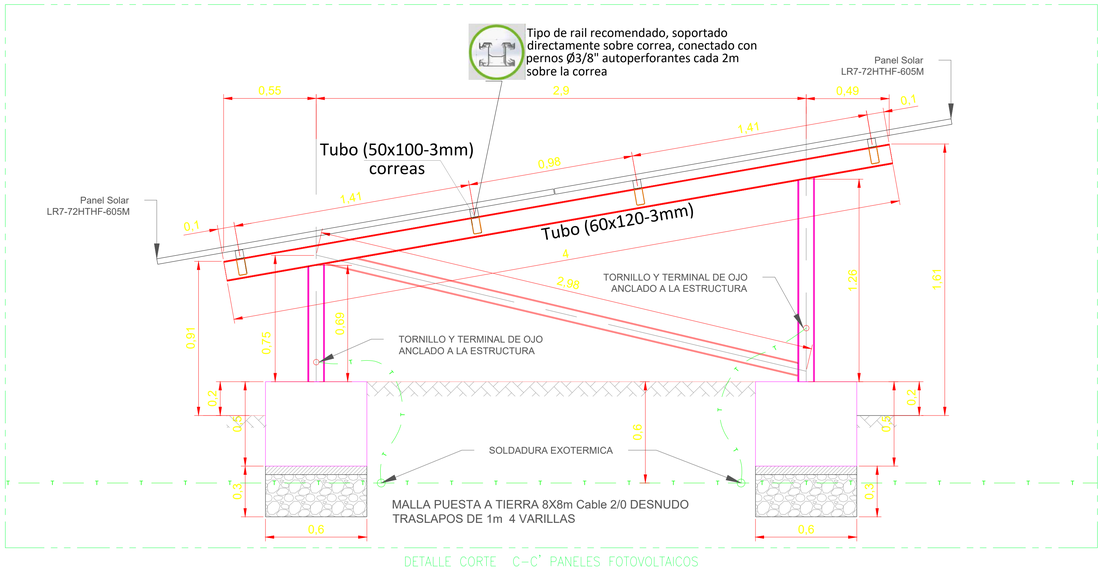
INDICADAS

FECHA:

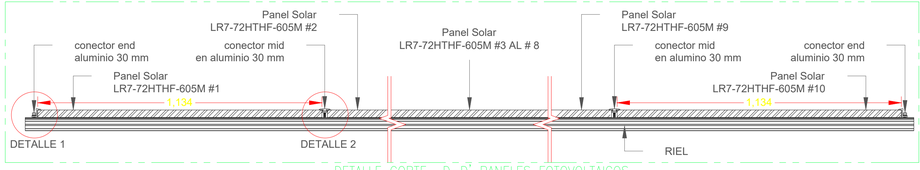
MAYO DE 2025



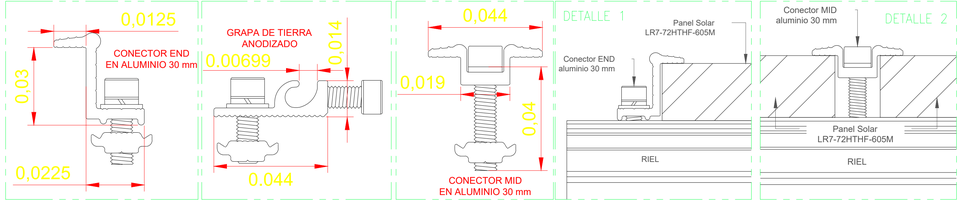
SUJECIÓN MECÁNICA PANELES FOTOVOLTAICOS VISTA PLANTA

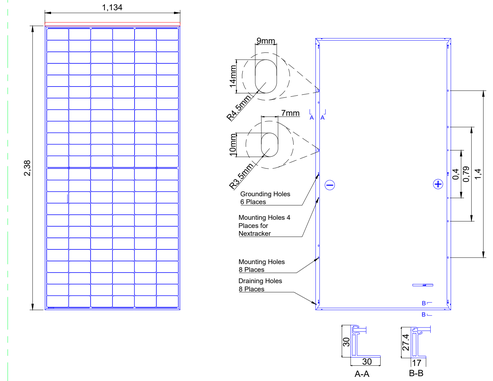


DETALLE CORTE C-C' PANELES FOTOVOLTAICOS



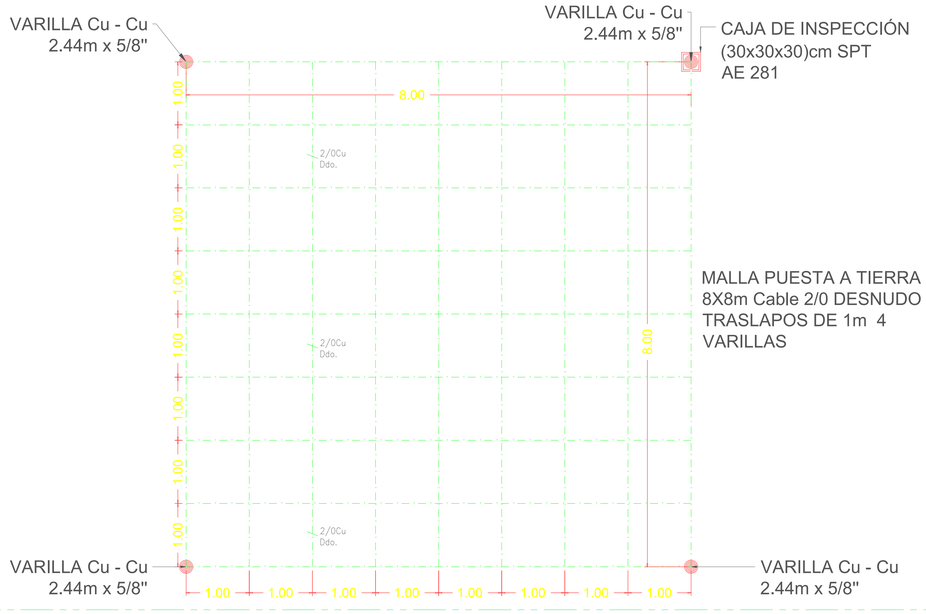
DETALLE CORTE D-D' PANELES FOTOVOLTAICOS



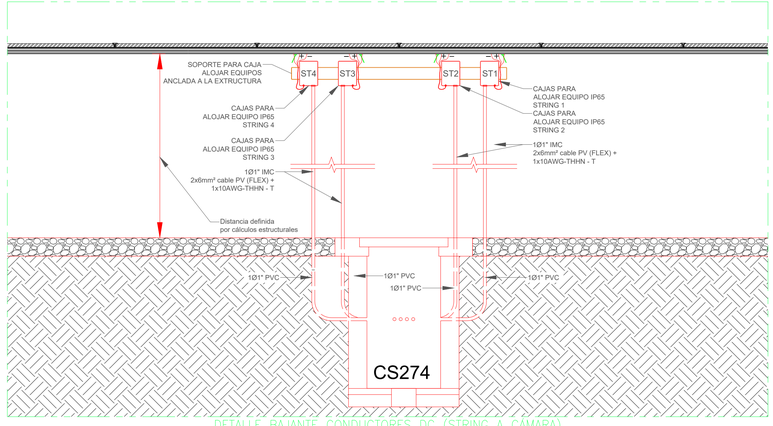


DETALLE PANEL SOLAR	
CARACTERÍSTICA	**DESCRIPCIÓN**
PESO	28.5
DIMENSIONES	2382 X 1134 X 30 mm
CABLE DE SALIDA	4 mm² (IEC) , 12 AWG (UL)
NUMERO DE CELULAS	144 (6x24)
VIDRIO	Vidrio simple, vidrio templado recubierto de 3,2 mm
MARCO	Marco de aleación de aluminio anodizado

DETALLES Y CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO



MALLA PUESTA A TIERRA



DETALLE BAJANTE CONDUCTORES DC (STRING A CÁMARA)

AGUAZUL CASANARE

PROYECTO:

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE RECONVERCION PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL– CASANARE

CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025

CONTRATANTE:

Municipio de Aguazul NIT 891.855.200-9

CONTRATISTA:

PROINGENIARQ S.A.S

Proyectos de Ingeniería y Arquitectura
Nit. 901.388.628-9
DIRECCION: Carrera 20 No. 27 -18
TELEFONO: 3202253679 E-MAIL: proingenierqsas@gmail.com
YOPAL - CASANARE

R/L CRISTHIAN JAVIER GUERRA DIAZ
C.C 86.075.316

DISEÑO:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ
MP: CN205-32645

Vo Bo SUPERVISION:

OBSERVACIONES:

DIBUJÓ:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

CONTIENE:

DISEÑO ELÉCTRICO VEREDA TURUA SECTOR CUSIANA 1

OBSERVACIONES:

PLANO: 2 DE 2

ESCALA: INDICADAS

FECHA: MAYO DE 2025

PROINGENIARQ S.A.S. Proyectos de Ingenieria y Arquitectura. Nit. 901.388.628-9	CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025 CUYO OBJETO ES: **ESTUDIO Y DISEÑO DE RECONVERSIÓN ENERGÉTICA PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD EL CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL CASANARE.**	VOLUMEN IV ***Diseño de un sistema de reconversión energética eléctrica.***

ELABORACIÓN ESTUDIOS PROYECTO

Estudios y Diseño de Reconversión Energética para el Sistema de Bombeo de los Pozos Profundos del Sistema de Abastecimiento de la Comunidad El Cerrito y La Turua Aguazul- Casanare

POZO EL CERRITO

UBICACIÓN: MUNICIPIO DE AGUAZUL – VEREDA EL CERRITO

CASANARE

INFORME MEMORIAS DE CÁLCULO

DISEÑO DETALLADO PROYECTO

MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUEDUCTO DE LA VEREDA EL CERRITO DEL MUNICIPIO DE AGUAZUL

ELABORO:

ING. **JORGE ERNESTO SOCADAGUI PEREZ**

MP: CN205-32645

AGUAZUL, CASANARE
MAYO DE 2025

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN....4
2. OBJETIVOS....4
3. ALCANCE....4
4. NORMAS....5
5. DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1....6
6. DATOS GENERALES DEL PROYECTO....7

A. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS....9

B. ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN....25

C. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS....38

D. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO....39

E. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELÉCTRICO Y FALLA A TIERRA....43

F. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO....47

G. CÁLCULOS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS....48

H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES, INCLUYENDO EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA....48

I. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA....48

J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA....60

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 Y OTRA EQUIVALENTE. 62

L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN Y SOPORTE DE REDES DE TRANSMISIÓN, DE DISTRIBUCIÓN, SUBTESTACIONES Y CENTRALES DE GENERACIÓN....63

M. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES. EN BAJA TENSIÓN SE PERMITE LA COORDINACIÓN CON LAS CARACTERISTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS SEGÚN IEC 60947-2 ANEXO A....63

N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBOS, DUCTOS, CANALES Y ELECTRODUCTOS), BANDEJAS PORTACABLES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, CONDULETAS, ARMARIOS, ETC.)....66

O. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA....68

P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN....69

Q. ÁREAS CLASIFICADAS COMO PELIGROSAS....70

R. DIAGRAMAS UNIFILARES....70

S. PLANOS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN....70

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LLOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES. 70

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD O SERVIDUMBRE REQUERIDAS. 70

V. JUSTIFICACIONES DE DESVIACIONES TÉCNICAS CUANDO SEA ESTRICTAMENTE NECESARIAS, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN. 76

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SISMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS. 76

X. SELECCIÓN, CÁLCULO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGIA CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES 76

1. INTRODUCCIÓN

El presente informe comprende los estudios y diseños del sistema eléctrico, sistema solar fotovoltaico ON GRID para el poso profundo del acueducto para la Vereda El Cerrito del municipio de Aguazul, departamento de Casanare.

En el documento se desarrollarán los estudios, las memorias de cálculo, y los diseños requeridos para poner en funcionamiento la planta del acueducto.

2. OBJETIVOS

Objetivo general

Elaborar los diseños eléctricos detallados para la alimentación de las cargas requeridas para eficiente funcionamiento de sistema bombeo del pozo profundo para la vereda El Cerrito del municipio de Aguazul, departamento de Casanare; Cumpliendo con los requerimientos establecidos por las normas nacionales e internacionales para este tipo de estudios y diseños, en Colombia (NEC, NTC 2050 RETIE).

Objetivos específicos

- Presentar el estudio eléctrico que permita estimar la potencia necesaria para el suministro de energía para el sistema de bombeo y de instalaciones de complementarias.
- Dimensionar los elementos necesarios para el suministro eficiente y seguro de la energía eléctrica al interior del sistema de acueducto mediante un sistema de generación Fotovoltaica.
- Elaborar los diseños eléctricos de baja tensión, sistema de puesta a tierra, apantallamiento, tableros eléctricos; Así como la conexión eléctrica para los equipos de generación fotovoltaica sistema ON-GRID, dentro del marco legal y normativo con el fin de lograr montajes seguros para las personas y confiables para la operación de los equipos.
- Garantizar la consolidación de los documentos técnicos (memorias de cálculo y especificaciones técnicas).

3. ALCANCE

Recolección de información preliminar.
Diseños eléctricos:

- Definición de cargas requeridas para el proyecto.
- Dimensionamiento sistema de generación Fotovoltaico ON-GRID.
- Elaboración de diagramas unifilares
- Elaboración de cuadros de cargas
- Definición de tableros de distribución
- Diseños del sistema de puesta a tierra
- Diseño del sistema de apantallamiento
- Dimensionamiento del cuarto eléctrico
- Verificación de distancias de seguridad
- Diseño de rutas de ductos y dimensionamiento de cables
- Cálculo de conductores, por capacidad y caída de tensión
- Elaboración e memorias de cálculo, de acuerdo con RETIE

4. NORMAS

- Reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE, (Resolución_40117_de_2024).
- Código Eléctrico Colombiano NTC 2050, actualmente en revisión final por parte del ICONTEC.
- Especificaciones técnicas de construcción de la Empresa de energía del Casanare ENERCA S.A. ESP.
- Norma Técnica Colombiana NTC 4552 (del Icontec).
- Resolución CREG 174 da 2021 (Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional)
- Resolución 0799 del 09 Dic 2021 y 0330 del 08 Jun de 2017 Reglamento Técnico para el sector de Agua Potable y Saneamiento Básico – RAS.
- IEEE STD 80 – 2000 guide for safety in AC subestactation grounding NEC – National Electrical Code
- IEEE – Guide for Measuring Earth Resistivity, ground Impedance, and Earth Surface Potencials of Ground System.

CUMPLIMIENTO RETIE

A continuación, se presenta el resumen del cumplimiento para cada ítem exigido por el RETIE de la última versión vigente (2024), estipuladas en el Libro 3, artículo 3.3.1.1.

Formulario de cumplimiento RETIE – Lista de aspectos para diseño Detallado en conformidad con el Artículo 3.3.1.1 del RETIE 2024

REQUISITO	AP	NA	OBSERVACIONES
a. Análisis de riegos de origen eléctrico y medios para mitigarlos.	X		
b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos), y medidas de protección	X		
c. Cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos	X		
d. Coordinación de aislamiento	X		
e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	X		
f. Análisis de tensión requerido	X		
g. Cálculos de campos electromagnéticos.		X	NO HAY SUBESTACIONES NI TENSIONES MAYORES A 57,7 kV
h. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	X		
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra	X		
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta factores de pérdidas, cargas resultantes y costos de la energía	X		
k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de corto de la red y capacidad de corriente del conductor según IEEE 242 o IEC 60909.	X		
l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos, incluye bandejas portacables	X		

REQUISITO	AP	NA	OBSERVACIONES
las cuales se les debe calcular la ocupación y cargabilidad, para informar al calculista de la obra civil			
m. Cálculo y Coordinación de protecciones contra sobre corrientes. 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. Cálculo de canalizaciones (tubos, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc).	X		
o. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta armónicos y factor de potencia.	X		
p. Cálculos de Regulación de tensión	X		
q. Clasificación de áreas		X	No se aplica a este proyecto ya que no tiene zonas peligrosas
r. Elaboración de diagramas unifilares	X		
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para la construcción	X		
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo aquellas de tipo técnico de equipos, materiales y sus condiciones.	X		
u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas	X		
v. Justificación técnica de desviación del a NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o instalación.		X	No se requieren desviasiones
w. Demás estudios que la instalación requiera para su adecuada operación, como condicione sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.		X	No se requieren estudios adicionales
x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales	X		
Nota: El presente formulario, se realiza con el fin de identificar la aplicación o no de los documentos relacionados en cada uno de los literales solicitados por el RETIE, este formulario, se firmará una vez el proyecto se encuentre en la etapa del 100%.			

Fuente. RETIE

5. DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA EN EL NIVEL DE TENSIÓN 1

De conformidad con el articulo 6 de la Resolución CREG 174 de 2021, se realiza consulta en la página web del OR que la red a la cual se conectara el proyecto para verificar la disponibilidad para entrega de excedentes de energía a la red.

Una vez realizada la consulta no se encontró en la base de datos disponible en el Aplicativo Ubicación e Información Técnica AGPE - AGGE - GD del operador de red el transformador existente desde el que

se energiza actualmente la instalación, se presenta figura con la consulta realizada.

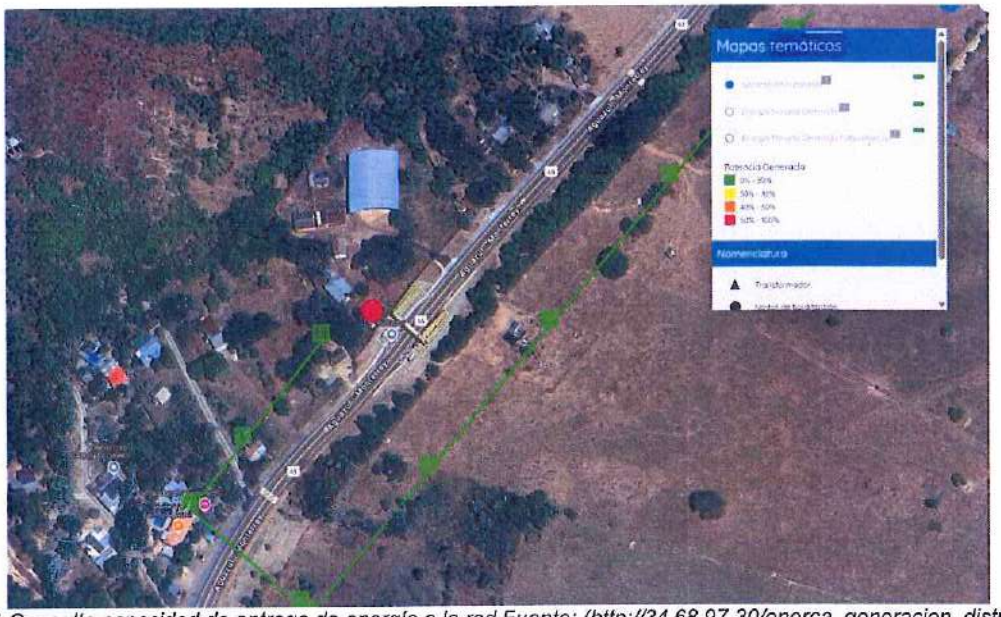


Figura 1 Consulta capacidad de entrega de energía a la red Fuente: (http://34.68.97.30/enerca_generacion_distribuida/)

No obstante, ante la imposibilidad de consultar la capacidad de realizar la consulta, y dado que se conoce la capacidad del transformador (15 kVA) y el porcentaje de aporte de GD y AGPE al transformador (0%), se puede calcular la sumatoria de la potencia máxima declarada de todos los GD y AGPE que entregan energía a la red, en el circuito de nivel de tensión 1, debe ser igual o menor al 50% de la capacidad nominal del circuito, transformador, tal como lo establece el literal a) del artículo 6 de la resolución CREG 174 de 2021.

De lo anterior se concluye que la máxima potencia que se puede inyectar a la red en el punto de conexión es de **7.5 kW**

6. DATOS GENERALES DEL PROYECTO

Elaboración de diseños detallados, especificaciones técnicas, sistema solar fotovoltaico ON-GRID, proyecto de mejoramiento del sistema de acueducto de la vereda el Cerrito del municipio de Aguazul en el departamento del Casanare.

Nombre del Proyecto: MEJORAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUEDUCTO DE LA VEREDA EL CERRITO DEL MUNICIPIO DE AGUAZUL

Altitud (metros sobre el nivel del mar): 290 m.s.n.m.

Cargas eléctricas del proyecto:

- Bomba trifásica M3X75-21 (7.5 HP, 208V, 22.2 A).
- Una toma 120V
- Salida de iluminación de 24W en el cuarto técnico.

- Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W (Consumo marginal)

Capacidad total instalada: 8199 VA

Conexión a la red: (Existente) a través de transformador de uso exclusivo 15 kVA 13.2kV/208/120V

Capacidad máxima disponible de entrega de potencia: 7.5 kW

Potencia Instalada de sistema fotovoltaico: 12100 Wp

Diseño de instalaciones internas: APLICA

Ubicación: Vereda Cerrito, Aguazul, Casanare (5° 2' 21.95" N, 72° 36' 47.15" W)

Temperatura media: 29-31°C.

A. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.

Conforme con lo dispuesto por el libro 1 "DISPOSICIONES GENERALES", TÍTULO 5 "ERQUISITOS TÉCNICOS PRINCIPALES" RETIE 2024, se tiene que:

Artículo 1.5.1 Evaluación de riesgos de origen eléctrico

Esta parte del RETIE 2024 tiene como principal objetivo crear conciencia sobre los riesgos existentes en todos los lugares donde se haga uso de la electricidad o se tengan elementos energizados.

El personal que intervenga en un sistema y/o instalación objeto del RETIE, en función de las características de la actividad, proceso o situación, debe analizar los posibles riesgos y aplicar las medidas necesarias para que no se potencialice, ni materialice un riesgo de origen eléctrico, teniendo en cuenta la posibilidad de generar patologías.

En general la utilización y dependencia tanto industrial como doméstica de la energía eléctrica ha traído consigo la ocurrencia de accidentes por contacto con elementos energizados o incendios, los cuales se han incrementado por el aumento del número de instalaciones, principalmente en la distribución y uso final de la electricidad. El resultado final del paso de una corriente eléctrica por el cuerpo humano puede predecirse con un gran porcentaje de certeza, si se toman ciertas condiciones de riesgo conocidas y se evalúa en qué medida influyen todos los factores que se conjugan en un accidente de tipo eléctrico.

Artículo 1.5.1.3 Factores de riesgo eléctrico más comunes

Por regla general, todas las instalaciones eléctricas tienen implícito un riesgo y ante la imposibilidad de controlarlos todos en forma permanente, se seleccionaron algunos factores, que al no tenerlos presentes ocasionan la mayor cantidad de accidentes.

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables.

En la Tabla 1.5.1.3. a. del RETIE 2024 se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección, entre ellas, se listan:

- Arcos eléctricos.
- Ausencia de electricidad (en determinados casos)
- Campos electromagnéticos
- Contacto directo

- Contacto indirecto
- Cortocircuito
- Electricidad estática
- Equipo defectuoso
- Rayos
- Sobrecarga
- Tensión de contacto
- Tensión de paso

Artículo 1.5.1.4 Evaluación del nivel de riesgo

Para la elaboración del presente Reglamento se tuvieron en cuenta los elevados gastos en que frecuentemente incurren el Estado y las personas o entidades afectadas cuando se presenta un accidente de origen eléctrico, los cuales superan significativamente las inversiones que se hubieren requerido para minimizar o eliminar el riesgo. Para los efectos del presente Reglamento se entenderá que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.

Artículo 1.5.1.4.1 Matriz de análisis de riesgos

Con el fin de evaluar el nivel o grado de riesgo de tipo eléctrico, se puede aplicar la siguiente matriz para la toma de decisiones (Tabla 1.5.1.4.1. a.).

Tabla 1.5.1.4.1.a RETIE 2024. Matriz para análisis de riesgos. Fuente: Adaptada de resolución 90708 del 2013.

RIESGO A EVALUAR:	_____ **EVENTO O EFECTO** (Ej: Quemaduras) por _____ **FACTOR DE RIESGO (CAUSA)** (Ej: Arco eléctrico) (al) o (en) _____ **FUENTE** (Ej: Celda de 13,8 KV)									
RIESGO POTENCIAL ☐ **RIESGO MATERIALIZADO** ☐						**PROBABILIDAD**				
						E	**D**	**C**	**B**	**A**
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
CONSECUENCIAS	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**		

La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.

b. Definir si el riesgo es potencial o real.

c. Determinar las consecuencias para las personas o animales, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.

d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.

e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.

f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo. g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 1.5.1.4.1. b.

Tabla 1.5.1.4.1.b RETIE 2024. Decisiones y acciones para controlar el riesgo. Fuente: Adaptada de resolución 90708 del 2013.

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.

Artículo 1.5.1.4.2 Criterios para determinar alto riesgo

Para determinar la existencia de alto riesgo, la situación debe ser evaluada por una persona competente en electrotecnia y basarse, como mínimo en los siguientes criterios:

a. Que existan condiciones peligrosas, plenamente identificables, especialmente carencia de medidas preventivas específicas contra los factores de riesgo eléctrico; equipos, productos o conexiones defectuosas; insuficiente capacidad para la carga de la instalación eléctrica; violación de distancias de seguridad; materiales combustibles o explosivos en lugares donde se pueda presentar arco eléctrico; presencia de lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.

b. Que el peligro tenga un carácter inminente, es decir, que existan indicios racionales de que la exposición al factor de riesgo conlleve a que se produzca el accidente. Esto significa que la muerte o una lesión física grave, un incendio o una explosión, puede ocurrir antes de que se haga un estudio a fondo del problema, para tomar las medidas preventivas.

c. Que la gravedad sea máxima, es decir, que haya gran probabilidad de muerte, lesión física grave, incendio o explosión, que conlleve a que una parte del cuerpo o todo, pueda ser lesionada de tal manera que se inutilice o quede limitado su uso en forma permanente o que se destruyan bienes importantes de la instalación o de su entorno.

d. Que existan antecedentes comparables, el evaluador del riesgo debe referenciar al menos un antecedente ocurrido con condiciones similares.

Artículo 1.5.1.4.3 Medidas a tomar en situaciones de riesgos

En circunstancias que se evidencie ALTO RIESGO o PELIGRO INMINENTE para las personas, se debe interrumpir el funcionamiento de la instalación eléctrica, excepto en aeropuertos, áreas críticas de centros de atención médica o cuando la interrupción conlleve a un riesgo mayor; caso en el cual se deben tomar otras medidas de seguridad, tendientes a minimizar el riesgo.

En estas situaciones, la persona competente que tenga conocimiento del hecho, debe informar y solicitar a la autoridad competente que se adopten medidas provisionales que mitiguen el riesgo, dándole el apoyo técnico que esté a su alcance; la autoridad que haya recibido el reporte debe comunicarse en el menor tiempo posible con el responsable de la operación de la instalación eléctrica, para que realice los ajustes requeridos y lleve la instalación a las condiciones reglamentarias; de no realizarse dichos ajustes, se debe informar inmediatamente

al organismo de control y vigilancia, quien tomará la medidas pertinentes.

Por lo cual, siguiendo las directrices que en este apartado se han presentado, se tiene que el análisis de riesgos del presente proyecto arroja los siguientes elementos de análisis.

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Arcos Eléctricos (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Celda de medida (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Ausencia de Electricidad (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Manipulación de herramientas (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Contacto Directo (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Equipos de soldadura (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Contacto Indirecto (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Tableros de distribución (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Corto Circuito (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Celda de medida (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1		Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras	Por	Electricidad Estática	(al) o (en)	Manipulación de Herramientas
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (Causa)		FUENTE

	POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA				
			E	D	C	B	A
			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Equipo Defectuoso (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Manipulación de Herramientas (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa			No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Rayos (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Sobrecarga (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Tableros de distribución (FUENTE)

POTENCIAL [X] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		FRECUENCIA E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Une 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Tensión de Contacto (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

RIESGO PARA EVALUAR	Quemaduras (EVENTO O EFECTO)	Por	Tensión de Paso (FACTOR DE RIESGO (Causa))	(al) o (en)	Instalaciones DC (Paneles inversor) (FUENTE)

POTENCIAL [X]	REAL [ ]	FRECUENCIA

CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En Personas	Económicas	Ambientales	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa.	Sucede varias veces al mes en la empresa
	Una o 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, sin interrupción	Sin efecto	Interna	1	Muy Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Medio

La matriz de riesgo nos arroja un nivel de riesgo bajo.
La tabla 9.4 menciona las siguientes decisiones a tomar:

- Hacer control administrativo rutinario
- Seguir los procedimientos establecidos
- Utilizar los elementos de protección personal
- No requiere permiso especial de trabajo.

Para efectuar los trabajos se requiere verificar lo siguiente:

- Que puede salir mal o fallar
- Que puede causar que algo salga mal o falle
- Que podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle.

Por último, debemos tener muy presente que todo accidente debe ser reportado inmediatamente a la administradora de riesgos profesionales o a la autoridad competente.

RECOMENDACIONES

- Dimensionar las instalaciones eléctricas adecuadamente

- Los tomacorrientes deben estar en buen estado
- Verificar periódicamente el buen estado de las instalaciones con mantenimientos regulares
- Comprobar el correcto funcionamiento de los elementos de protección personal
- La reparación de cualquier elemento de la instalación eléctrica debe estar a cargo de personal calificado y competente
- Los aparatos eléctricos utilizados en la obra deben ser nuevos y tener certificado de producto
- El grado de protección de los elementos de la instalación situados a la intemperie será como mínimo IP 45
- Cada tablero eléctrico va provisto de su conductor de puesta a tierra y de un aviso normalizado de advertencia de riesgo eléctrico
- Separar y desechar los materiales y elementos de protección en mal estado.
- Se debe señalizar la zona eléctrica para evitar acercamientos indebidos.

B. ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN.

Conforme a lo dispuesto por el libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 13 "PROTECCIÓN CONTRA RAYOS Y SOBRETENSIONES TRANSITORIAS" del RETIE 2024 Artículo 3.13.1. Protección contra rayos, se tiene que:

El rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural, y Colombia al estar situada en la zona de confluencia intertropical, presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta; de allí la importancia de la protección contra dicho fenómeno, pues si bien los métodos desarrollados a nivel mundial se pueden aplicar, algunos parámetros del rayo son particulares para esta zona. Tales condiciones obligan a que se tomen las medidas para minimizar los riesgos por los efectos del rayo, tanto en las edificaciones como en las instalaciones eléctricas.

3.13.1.1. Evaluación del nivel de riesgo frente a rayos

Las instalaciones objeto del RETIE, deben contar con una evaluación del nivel de riesgo frente a rayos, basada en procedimientos establecidos en la norma técnica NTC 4552-2 o normas técnicas internacionales como la IEC 62305-2 o de reconocimiento internacional (siempre y cuando sean aplicables a las condiciones para descargas atmosféricas de Colombia). Esta evaluación, debe considerar la posibilidad de pérdidas de vidas humanas, pérdida del suministro de energía y otros servicios esenciales, pérdida o graves daños de ubicada Colombia y las medidas de protección que mitiguen el riesgo.

Las centrales de generación, líneas de transmisión, redes de distribución en media tensión y las subestaciones construidas con posterioridad al 1º de mayo de 2005 deben tener una evaluación del nivel de riesgo frente a rayos.

También deben contar con una evaluación del nivel de riesgo por rayo, las siguientes instalaciones de uso final construidas con anterioridad a la vigencia del RETIE: edificaciones de viviendas multifamiliares, edificios de oficinas, hoteles, centros de atención médica, lugares de culto, centros educativos, centros comerciales, industrias, supermercados, parques de diversión, prisiones, aeropuertos, cuarteles, salas de juzgados, salas de baile o diversión, gimnasios, restaurantes, museos, auditorios, boleras, salas de clubes, salas de conferencias, salas de exhibición, salas de velación, lugares de espera de medios de transporte masivo y en general aquellos lugares que en cualquier momento presenten alta concentración de personas, o en edificaciones con alturas que sobresalgan sobre las de su entorno y donde se tenga conocimiento de alta densidad de rayos. La evaluación del nivel de riesgo por rayo debe estar disponible para revisión de las autoridades de vigilancia y control.

3.13.1.2. Diseño e implementación de un sistema de protección contra rayos

La protección se debe basar en la aplicación de un sistema integral, conducente a mitigar los riesgos asociados con la exposición directa e indirecta a los rayos.

El diseño e implementación, debe realizarse empleando metodologías reconocidas como la de la NTC 4552-3, normas técnicas internacionales como la IEC 62305-3 o de reconocimiento internacional siempre y cuando sean aplicables a las condiciones de descargas atmosféricas de Colombia, el diseño se debe basar en el método electrogeométrico. La persona competente encargada de un proyecto debe hacer uso de buenas prácticas de ingeniería en la protección contra rayos, con el fin minimizar los efectos electromagnéticos, mecánicos o térmicos.

3.13.1.3. Componentes del sistema de protección contra rayos

El sistema de protección contra rayos debe tener los componentes descritos en el presente numeral, y debe garantizarse una conexión eléctrica permanente, mediante verificaciones periódicas y rutinas adecuadas de mantenimiento, que deben estar relacionadas en el manual de operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas.

3.13.1.3.1. Terminales de captación o pararrayos

Cualquier elemento metálico de la estructura que se encuentre expuesto al impacto directo del del rayo, como antenas de televisión, chimeneas, techos, torres de comunicación y cualquier tubería que sobresalga, debe ser tratado como un terminal de captación siempre y cuando se garantice su capacidad de conducción y continuidad eléctrica. En la Tabla 3.13.1.3.2. a. adaptada de la norma IEC 62305-3, se presentan las características que deben cumplir los pararrayos o terminales de captación construidos para este fin.

3.13.1.3.2. Conductores bajantes

Con el fin de conducir a tierra, en forma segura, la corriente del rayo que incide sobre la estructura e impacta en los pararrayos, y reducir la probabilidad de daños debido a las corrientes del rayo que circulan por el Sistema de Protección contra Rayos, deben instalarse conductores bajantes, ubicados de tal manera que desde el punto de impacto hasta tierra existan varios caminos en paralelo para la corriente y cumplir los siguientes requisitos:

a. Los materiales deben cumplir las especificaciones dadas en la Tabla 3.13.1.3.2. a

b. En los diseños se deben considerar dos tipos de bajantes, unas conectadas directamente a la estructura a proteger y otras aisladas eléctricamente de la misma.

La decisión de cual tipo de bajante a utilizar depende del riesgo de efectos térmicos o explosivos en el punto de impacto de rayo y de los elementos

almacenados en la estructura. En estructuras con paredes combustibles y en áreas con peligro de explosión se debe aplicar el tipo aislado.

c. La longitud de las bajantes se debe reducir al mínimo posible. Los conductores bajantes deben instalarse en lo posible de manera rectilínea y vertical, siguiendo el camino más corto y directo a tierra. Debe evitarse la formación de bucles en el conductor bajante y de curvas de menos de 20 cm de radio.

Tabla 3.13.1.3.2.a RETIE 2024. Características de los terminales de captación y bajantes. Fuente: Adaptada de la norma IEC 62305-3

MATERIAL	Configuración	Área mínima (mm^2) 1*	Diámetros y espesores mínimos 2*
Cobre	Cinta sólida	50	2 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Aluminio o aluminio recubierto de cobre	Cinta sólida	70	3 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
Aleación de aluminio	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Acero galvanizado en caliente o acero recubierto de cobre	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	50	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro. Espesor de la capa 50 µm
Acero inoxidable	Cinta sólida	50	2,5 mm de espesor
	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Cable	70	1,7 mm de diámetro por hilo
	Varilla	200	16 mm de diámetro
Bronce	Alambre	50	8 mm de diámetro
	Tubo	50	4 mm de espesor
	Varilla	200	16 mm de diámetro
1* Estas dimensiones se deben aumentar a 600 mm2 pare cinta sólida y a 78 mm2 para alambre, si los requerimientos técnicos o mecánicos así lo exigen.			
2* En las dimensiones de espesor, ancho y diámetro se admite una tolerancia de ±10%. No se deben utilizar terminales de captación o pararrayos con elementos radiactivos.			
3* Los sistemas de captación convencionales tales como Early streamer emisión o cebado, charge transfer system, dissipation array system deben ser considerados como bayonetas en el diseño del sistema de protección externo según lo establecido en el capítulo 5.2 de la NTC 4552-3			

d. Cada bajante debe terminar en un sistema de puesta tierra que tenga un camino vertical u horizontal para la corriente o una combinación de ambos. Para tal efecto cada bajante se debe conectar con un electrodo de puesta a tierra, dicha conexión debe ser de fácil acceso e inspeccionable mediante cajas de inspección de 30 cm de lado si es del tipo cuadrado, o 30 cm de diámetro si es circular. También se permite los arreglos en configuración tipo B, según lo establecido en la norma NTC 4552-3.

e. Las bajantes deben instalarse, de manera que sean una continuación directa de los conductores del sistema de captación, siguiendo el camino más corto y recto posible entre el anillo equipotencial, que une las terminales de captación, y el sistema de puesta a tierra de protección contra rayos.

f. Las bajantes deben cumplir con lo establecido en la Tabla 3.13.1.3.2. a. y no deben instalarse en canales de drenaje de aguas, incluso si tienen un aislamiento eléctrico.

g. El número de bajantes no debe ser inferior a dos y deben ubicarse en el perímetro de la estructura a proteger, en función de las restricciones arquitectónicas y prácticas. Deben instalarse, en la medida de lo posible, en las esquinas opuestas de la estructura.

h. La instalación de más bajantes, espaciadas de manera equidistante y simétrica alrededor del perímetro y conectadas mediante anillos equipotenciales, reduce la probabilidad de que se produzcan chispas peligrosas y facilita la protección interna.

i. Esta condición se cumple en estructuras totalmente metálicas y en estructuras de concreto en las que el acero de refuerzo es eléctricamente continuo; en caso de instalar equipos altamente sensibles deben considerarse los efectos de las tensiones inducidas y los campos electromagnéticos producidos por las corrientes de rayos en el sistema de protección.

j. En la Tabla 3.13.1.3.2. b. se dan las distancias recomendadas entre los conductores bajantes y entre anillos equipotenciales, en función del Nivel de Protección contra Rayos - NPR.

Tabla 3.13.1.3.2.b RETIE 2024. Distancias recomendadas para separación de bajantes y anillos. Fuente: Adaptada de la norma NTC 4552-3

NPR	Distancia recomendada (m)
I	10
II	10
III	15
IV	20

k. Los marcos o elementos de la fachada pueden ser utilizados como bajantes, si son perfiles o rieles metálicos y sus dimensiones cumplen con los requisitos para los conductores bajantes, es decir, para laminas o tubos metálicos su espesor no sea inferior a 0,5 mm y su equipotencialidad vertical sea garantizada de tal manera que fuerzas mecánicas accidentales (por ejemplo, vibraciones, expansión térmica, etc.) no causen el rompimiento de los materiales o la pérdida de equipotencialidad.

I. La puesta a tierra de protección contra rayos debe interconectarse con los demás sistemas de puestas a tierra de la edificación.

Parágrafo 1: Para efectos de este Reglamento, el comportamiento de todo pararrayos o terminal de captación debe tomarse como el de un pararrayos tipo Franklin.

Parágrafo 2: Los terminales de captación no requieren certificación de conformidad de producto. El constructor y el inspector de la instalación deben verificar el cumplimiento de los requisitos dimensionales. La interconexión de bajantes se debe hacer en la parte superior. La interconexión a nivel de piso y la de los anillos intermedios son opcionales. Las conexiones equipotenciales con

las partes conductoras de la estructura dependerán de situaciones particulares. La geometría de las bajantes y la de los anillos de unión afecta la distancia de separación.

3.13.1.3. Puesta a tierra de protección contra rayos

La puesta a tierra de protección contra rayos debe cumplir con los requisitos que le apliquen del Título 12 del RETIE 2024, especialmente en cuanto a materiales e interconexión. La configuración debe hacerse con electrodos horizontales (contrapesos), verticales o una combinación de ambos, según criterio de la IEC 62305-3.

3.13.1.4. Comportamiento frente a rayos

Para prevenir accidentes con rayos, es conveniente tener en cuenta las siguientes recomendaciones, en caso de presentarse una tormenta:

a. A menos que sea absolutamente necesario no salga al exterior ni permanezca a la intemperie.

b. Busque refugio en estructuras que ofrezcan protección contra el rayo, tales como:

   1. Edificaciones bajas que no tengan puntos sobresalientes.
   2. Viviendas y edificaciones con un sistema adecuado de protección contra rayos.
   3. Refugios subterráneos.
   4. Automóviles y otros vehículos cerrados, con carrocería metálica.

c. De ser posible, evite los siguientes lugares, que ofrecen poca o ninguna protección:

   1. Bajo los árboles con mayor riesgo de impacto de rayos, es decir, los más altos.

2. Campos deportivos abiertos.
3. Tiendas de campaña y refugios temporales en zonas despobladas.
4. Vehículos descubiertos.
5. Torres de comunicaciones o de energía eléctrica.

d. En los siguientes lugares extreme precauciones: 1. Terrazas de edificios. 2. Terrenos deportivos y campo abierto. 3. Piscinas y lagos. 4. Cercanías de líneas eléctricas, cables aéreos, cercas ganaderas, mallas eslabonadas, vías de ferrocarril y tendederos de ropa. 5. Árboles aislados. 6. Torres metálicas (de comunicaciones, de líneas de alta tensión, de perforación, etc.).

e. Si debe permanecer en un lugar con alta densidad de rayos a tierra:

1. Busque zonas bajas.
2. Busque zonas pobladas de árboles, evitando árboles aislados.
3. Busque edificaciones y refugios seguros.
4. Si tiene que escoger entre una ladera y el filo de una colina, sitúese en la ladera.

f. Si se encuentra aislado en una zona donde se esté presentando una tormenta eléctrica:

1. No se acueste sobre el suelo.
2. Junte los pies.
3. Adopte la posición de cuclillas.
4. No ponga las manos sobre el suelo.
5. No se escampe bajo un árbol.

g. Atienda las señales de alarma y siga las órdenes que impartan los brigadistas de emergencias, cuando se cuente con detectores de tormentas.

h. Desconecte los equipos electrónicos que no posean dispositivos de protección contra rayos.

Por lo tanto, se tiene que el ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN puede realizarse con un procedimiento como el establecido en la NTC 4552-2, por lo cual se presenta información de dicha norma para la evaluación de este riesgo.

OBJETIVO GENERAL DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Este análisis de riesgo tiene como objetivo general presentar los resultados previos para determinar la necesidad de adelantar la construcción de los sistemas: Integral de protección contra rayo (SIPRA) y establecer los parámetros de protección de descargas atmosféricas para un predio rural ubicado en la vereda el Cerrito del municipio de Aguazul Casanare.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Evaluar los diferentes riesgos para reducir las pérdidas ocasionadas por la caída de un rayo, si es necesario instalar medidas de protección con características específicas que serán determinadas por medio de la evaluación del riesgo. De acuerdo con la norma técnica NTC 4552-1-2-3, el riesgo se define como el promedio anual probable de pérdidas en la estructura y en la acometida de servicios debido a descargas atmosféricas. **Los riesgos evaluados son los siguientes**:

1. El número anual de rayos que afecta a la estructura y su acometida.
2. La probabilidad de daño debida a los efectos del rayo.
3. El costo promedio de los daños.

Tipo de daño produce diferente tipo de pérdidas en la estructura que se va a proteger:

1. Pérdida de vida humana.
2. Pérdida de servicios públicos.
3. Pérdida de patrimonio cultural.
4. Pérdida económica.

PARAMETROS DE CÁLCULO:

Los parámetros de cálculo del análisis de riesgo contra descargas atmosféricas son los siguientes

INFORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA

Largo (m): 101.6
Ancho (m): 100
Altura (m): 17

Las Figura 1 Presenta la planta del predio donde se pueden apreciar las dimensiones del área efectiva a proteger, por otro lado, se tiene una altura máxima de 17 m. Los datos anteriores serán utilizados para determinar el promedio anual de descargas sobre la estructura adyacente.

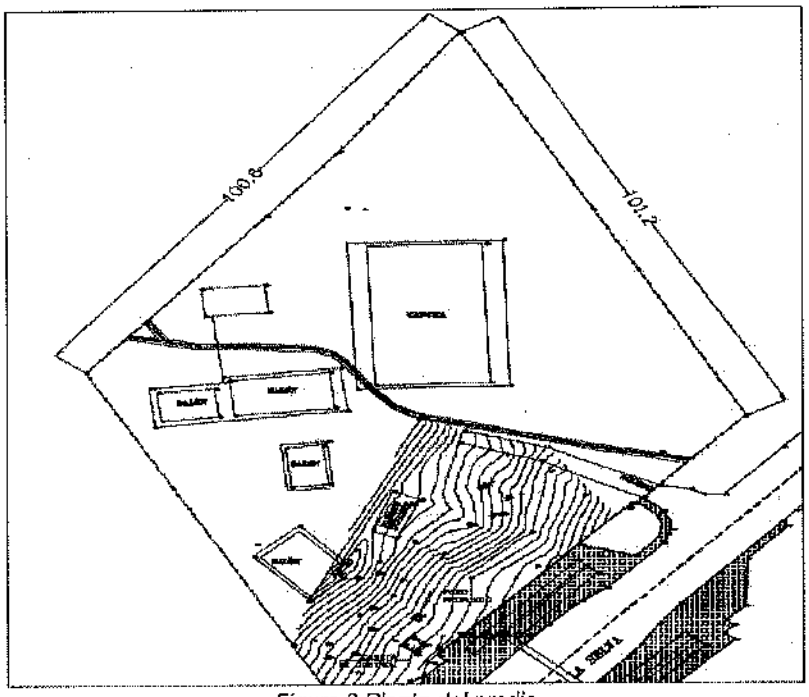


Figura 2 Planta del predio

Evaluación del número anual NC de eventos peligrosos

El número anual N de descargas que afectan la estructura a ser protegida depende de la actividad atmosférica del sitio ubicación donde está localizado el objeto y de sus características físicas. Este número se calcula generalmente como el producto de la densidad de rayos a tierra *(DDT)* por el área efectiva del elemento a proteger. El valor de N_C se refiere a la cantidad de tormentas por año de descargas eléctricas atmosféricas. El mapa de Colombia de la Figura 1 muestra las curvas de niveles isoceráunicos de todo el territorio.

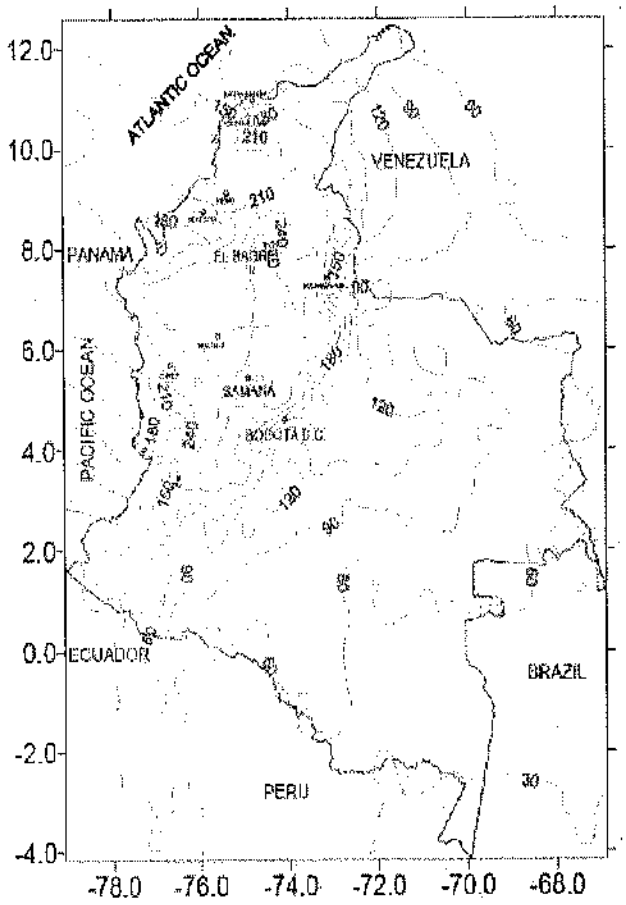


Figura 3 Curvas de niveles isoceráunicos.

La curva que corresponde para Aguazul Casanare el valor es de (NC= 150 días), con valor de nivel Ceráunico, la densidad de descargas a tierra:

N_C: Número de días tomentosos al año La densidad de descargas a tierra DDT está definida por:

$$DDT = 0.0017 * (N_C)^{1.56}$$

$$DDT = 0.0017 * (150)^{1.56} = 4{,}2184 \ descargas/km^2 - año$$

ANALISIS POR SOFTWARE

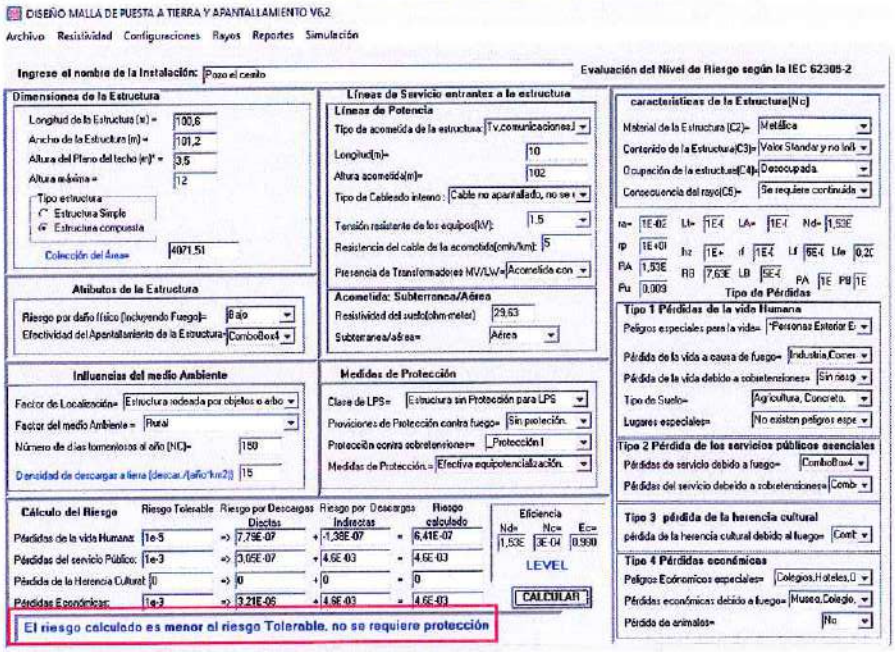


Figura. Pantallazo Resultado Software de cálculo (DISEÑO DE MALLA DE PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO V6.2)

RESULTADOS OBTENIDOS

Colección de Áreas de estructura y línea

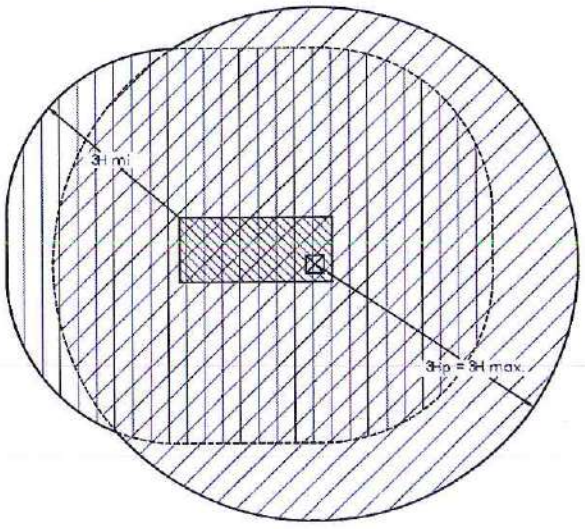


Figura. Área Efectiva de la estructura Ad (tomado de Figura 7 de la NTC 4552-2)

Colección Área Estructura: Ad= 4071,51 m^2

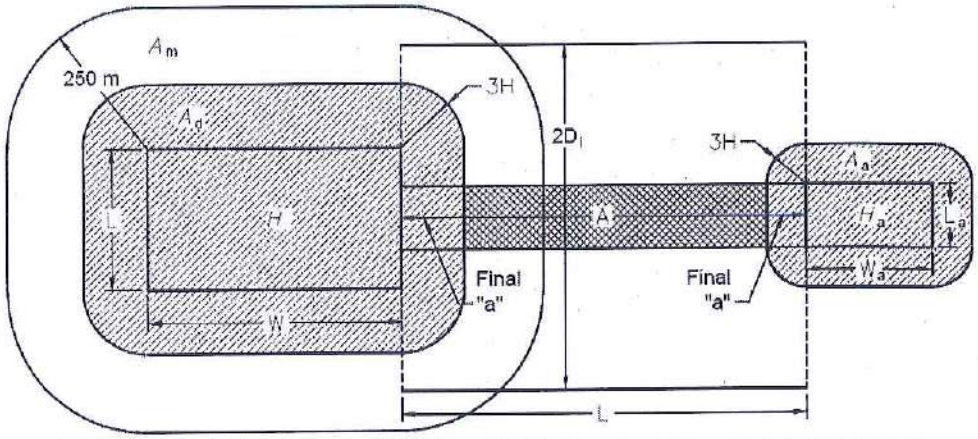


Figura. Definición de Áreas (Ad, Am, Ai, Al) (Tomado de Figura 9 de la NTC 4552-2)

Colección de Área Línea: Al= - 187578 m^2

Número Anual de eventos peligrosos esperados

Número eventos para la estructura (Nd) 15,27E-03
Número eventos cerca de la estructura (NM) 45,96E-01
Número eventos en la línea (Nl) – 14,07E-02

COMPONENTES DE RIESGO PARA CADA TIPO DE PÉRDIDA EN LA ESTRUCTURA

Fuente de daño			Descarga sobre la estructura S1			Descargas cercanas a la estructura S2	Descarga sobre las acometidas de servicio S3		
Componentes de riego			R_A	R_B	R_C	R_M	R_U	R_V	R_W
Riesgo para cada de tipo de pérdida		Valor							
Riesgo de pérdida de vida humana:	R1	64,1E-08	15,27E-09	76,34E-08	00E+00	45,96E-04	-13,76E-08	00E+00	0,00E+00
Riesgo de pérdida del servicio Público:	R2	45,96E-04	--	76,34E-08	00E+00	45,96E-04	--	00E+00	0,00E+00
Riesgo de pérdida de patrimonio Cultural:	R3	76,34E-08	--	76,34E-08	--	--	--	00E+00	--
Riesgo de Pérdida de Valor Económico:	R4	45,99E-04	15,27E-09	76,34E-08	00E+00	45,96E-04	-13,76E-08	00E+00	0,00E+00

RIESGO POR CADA TIPO DE DAÑO Y PÉRDIDA

DAÑOS	Componente	PERDIDAS			
		Pérdida de Vidas humanas	Perdidas de servicio Publico	Perdidas de patrimonio Cultural	Pérdida económica
		L_1	L_2	L_3	L_4
D1. Lesiones a Seres Vivos	R_s:	-12,24E-08	-	-	-
D2. Daños Físicos	R_f:	76,34E-08	76,34E-08	76,34E-08	76,34E-08
D3. Fallas de Sistemas eléctricos y electrónicos	R_0:	45,96E-04	45,96E-04	-	45,96E-04

ANALISIS DE RESULTADOS

Valores típicos de Riesgo Tolerable (Tabla 7: NTC 4552-2)	
Tipo de Perdida	**$R_T(y^{-1})$**
Pérdidas de vidas o lesiones permanentes	1,00E-05
Pérdida de servicio Publico	1,00E-03
Pérdida de patrimonio Cultural	1,00E-03

Cálculo de R_1: Riesgo de Pérdida de la Vida Humana		
$R_1=R_A+R_B+R_U+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_A=N_D*P_A*r_a*L_t$	R_A	15,27E-09
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_U=(N_l+N_{d/a})*P_u*r_a*L_t$	R_U	-13,78E-08
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_v*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_1		**64,1E-08**
RIESGO TOLERABLE		**1,00E-05**

Cálculo de R_2: Riesgo por Pérdida de continuidad del servicio		
$R_2=R_B+R_C+R_M+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_C=N_D*P_C*L_C$	R_C	00E+00
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_M=N_M*P_M*L_M$	R_M	45,96E-04
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_v*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_2		45,96E-04
RIESGO TOLERABLE		**1,00E-03**

Cálculo de R_3: Riesgo por Pérdida del Patrimonio Cultural		
$R_3=R_B+R_V$		
Fórmula	Símbolo	Valor
$R_B=N_D*P_B*h_z*r_p+r_f+L_f$	R_B	76,34E-08
$R_V=(N_l+N_{d/a})*P_V*r_p*h_z*r_f*L_t$	R_V	00E+00
R_3		76,34E-08
RIESGO TOLERABLE		1,00E-03

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANALISIS DE RIESGO CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

- El diagnostico de riesgo por pérdida de vida humana, pérdida del servicio y de valor económico para los tipos de daño en la estructura relacionados con los daños físicos causados por chispas peligrosas dentro de las estructuras causando fuego o explosión es Bajo.
- Una vez realizado el análisis de riesgo tanto de la estructura como de la acometida de servicio y de estructuras aledañas se pudo establecer que no es necesario el diseño y montaje de un sistema externo de protección contra descargas atmosféricas.

Una vez realizado el análisis de riesgo tanto de la estructura como de la acometida de servicio no es necesario montaje de un sistema interno de protección contra descargas atmosféricas que cuente como mínimo con los parámetros tanto de diseño como de construcción establecidos en la NTC 4552-3.

C. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS.

Tablero general AC, acueducto el cerrito.

CUADRO DE CARGAS ACUEDUCTO EL CERRITO

Circuito	Descripcion	Luminarias		Tomas	Especiales	Potencia (W)	Factor de Potencia	Armonicos	Potencia Aparente (VA)	Tension	Potencia por fase (VA)			Corriente (A)	Int.
		24 W	2,4 W	180W	7,5 HP						A	B	C		
1 3 5	Bomba Sumergible				1	5.595 W	0,7	1	7.993 VA	220 V	2.664 VA	2.664 VA	2.634 VA	22,19 A	3X30A
2	Iluminacion	1	1			26 W	1	1	26,4 VA	110 V	26 VA			0,24 A	1X15A
4	Tomacorriente de servicio			1		180 W	1	1	180 VA	110 V		180 VA		2 A	1X15A
6	Reserva					0 W							0 VA	0 A	
7 9 11	Generacion Solar Fotovoltaica					11.000 W	1	1	11.000 VA	220 V	3.667 VA	3.667 VA	3.667 VA	31 A	3X40A
8	Reserva					0 W				0 VA				0 A	
10	Reserva					0 W					0 VA			0 A	
12	Reserva					0 W						0 VA		0 A	
					TOTAL:	5.801 W	N/A	N/A	8.199 VA	N/A	2.691 VA	2.844 VA	2884,29	23 A	3X40A
											33%	35%	32%		

D. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 17 "REQUISITOS DE INSTALACIÓN DE LOS PRINCIPALES PRODUCTOS UTILIZADOS EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS", se tiene que:

Artículo 3.17.2. Aisladores

Los aisladores utilizados en líneas de transmisión, redes de distribución, subestaciones, barrajes, tableros y en general en cualquier aplicación donde se requiera aislar partes energizadas o susceptibles de ser energizadas, deben ser seleccionados para la función requerida, teniendo en cuenta los niveles básicos de aislamiento, las tensiones mecánicas a las que estará sometido y el ambiente donde serán instalados.

Se debe garantizar la compatibilidad de la forma y dimensiones de los aisladores con los accesorios, adaptadores y herrajes de ensamble o acople. Igualmente, se debe asegurar que tanto el aislador como sus soportes resistan los esfuerzos mecánicos del elemento a aislar, para lo cual se deben seleccionar atendiendo estándares internacionales o de reconocimiento internacional y las instrucciones del proveedor.

a. Los aisladores utilizados en las redes de distribución deben ser seleccionados e instalados para garantizar mínimo las siguientes cargas de rotura:

    1. Los de suspensión, deben garantizar por lo menos el 80% de carga de rotura del conductor utilizado.

    2. Los de Tipo carrete, deben garantizar por lo menos el 50% de la carga de rotura del conductor utilizado.

    3. Los de tipo espigo (o los equivalentes a Line Post), deben garantizar por lo menos el 10% de la carga de rotura del conductor utilizado.

    4. Los de tipo tensor, la carga de rotura seleccionada debe ser superior a los esfuerzos mecánicos a que será sometido por parte de la estructura y del templete en las condiciones ambientales más desfavorables.

b. Para la determinación de la carga de rotura en los aisladores utilizados en líneas de transmisión se deben diferenciar las estructuras en suspensión y retención, con base en las cargas mecánicas a condición normal, aplicando los factores de seguridad calculados con base en el numeral 7.3.6 de la norma IEC 60826, así:

    a. Aisladores para estructuras en suspensión. La carga de rotura mínima debe ser igual a la sumatoria vectorial de las cargas verticales y transversales (máximo

absoluto en la cadena) por el factor de seguridad, el cual no podrá ser menor de 2,5.

b. Aisladores para estructuras en retención. La carga de rotura mínima del aislador debe ser igual a la máxima carga longitudinal a que este expuesto por el factor de seguridad, el cual no debe ser menor de 2,5.

c. Mantenimiento: El criterio para determinar la pérdida de su función, será la rotura o pérdida de sus cualidades eléctricas y mecánicas, al ser probados a tensión eléctrica y esfuerzo mecánico de acuerdo con las normas que le apliquen.

Por lo cual, se deben cumplir los requerimientos de aislamiento de las partes energizadas, para evitar contactos, tanto por disminución en las distancias de seguridad cuando el aislamiento es el aire o por deficiencias o insuficiencias de materiales aislantes.

Para el proceso de determinación de los niveles de aislamiento en los diversos componentes de una red de distribución se hace necesario realizar previamente una coordinación de aislamiento, como lo expresan las Normas IEC-60071-1 y IEC 60071-2.

Comprende la selección de la soportabilidad o resistencia dieléctrica de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en el equipo causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio.

En la siguiente tabla se muestran los niveles de aislamiento normalizados para redes de Media Tensión:

Tabla Niveles de aislamiento para redes de media tensión

Tensión nominal del sistema (kV)	Nivel de aislamiento BIL (kV)
13.2	100
34.5	200

En la siguiente tabla se muestran las características constructivas de los diferentes tipos de aisladores.

Tabla Tipo y características de aisladores

Tipo de aislador	Características
De pin	Se emplean como aisladores de soporte y alineamiento en líneas de distribución. Son excelentes para el control de corriente de fuga. Aplicado en tensiones de distribución y subtransmisión, para ambientes normales y contaminados.
De disco	Empleados en líneas eléctricas de transmisión (10") y distribución (6"). Sus características están normalizadas según el peso o fuerza soportable, el nivel de contaminación admisible y el diámetro.
Polimérico	Se emplean cuando han de soportar grandes esfuerzos mecánicos, debido a que su resistencia mecánica es aproximadamente el doble que los de porcelana, y sus propiedades aislantes también son superiores; sin embargo, su costo es considerablemente mayor.
Tensor	Aislador de porcelana o sintético, de forma cilíndrica con dos agujeros y ranuras transversales. Se usa como soporte aislador entre el poste y el suelo en los cables tensores, y para tensar líneas aéreas y estructuras.

Distancias mínimas de fuga. Las distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 815, se observan en la siguiente tabla.

Tabla Distancia de fuga mínima según el nivel de contaminación.

Tipo de aislador	Características	Distancia de fuga nominal mm/kV
Ligero nivel I	• Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción. • Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujeta a frecuentes vientos o lluvia. • Áreas agrícolas. • Áreas montañosas. • Todas las áreas situadas de 10 km a 20 km del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.	16
Ligero nivel II	• Áreas con industrias que no producen humo contaminante y/o con densidad moderada de casas equipadas con calefacción. • Áreas con alta densidad de casas, pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvia. • Áreas expuestas a vientos del mar, pero no cercanas a la costa (al menos varios kilómetros de distancia)	20
Ligero nivel III	• Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de casas con calefacción que generen contaminación. • Áreas cercanas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25

Ligero nivel IV	• Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes. • Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedentes del mar. • Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transportan arena y sal, y sujetas a condensación con regularidad.	31

Cómo en el proyecto no se contempla la red de media tensión, este ITEM no es realizado.

E. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELÉCTRICO Y FALLA A TIERRA.

La determinación de los valores de cortocircuito en todos los puntos de una instalación es fundamental para la elección del material. Se empieza por evaluar dicho valor en el origen de la instalación, y después en cualquier otro punto según diversos métodos cuya elección depende de la importancia de la instalación, de los datos disponibles y del tipo de comprobación a efectuar.

En caso de alimentación con un transformador MT/BT, debe considerarse no solo la impedancia del transformador, sino también la de la red MT anterior.

La impedancia de la red de MT contemplada desde el lado de BT, puede obtenerse con la ecuación:

$$Z_Q = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}$$

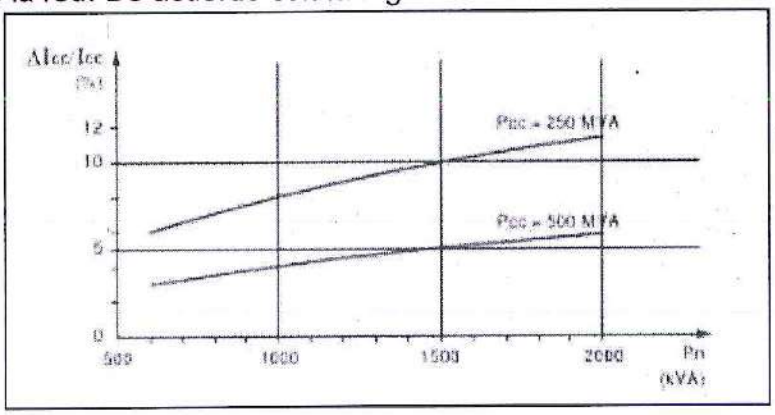
Donde Z_Q es la impedancia de la red de media tensión, m el factor de carga en vacío, U_n la tensión entre fases y S_{KQ} la potencia de cortocircuito de la red de media tensión.

Para el factor de carga, se emplea la siguiente tabla:

Valores de factor de carga (IEC 60909)

Tensión nominal (Un)	Factor de tensión o carga	
BT	Icc máx	Icc mín
230 – 400 V	1.00	0.95
Otros	**1.05**	1.00
1 a 230 kV	1.10	1.00

Para la potencia de cortocircuito, se utiliza la potencia mayor al despreciar la impedancia de la red. De acuerdo con la Figura se selecciona 500 MVA.



Potencia de cortocircuito cuando se desprecia la impedancia de la red

Para la impedancia del transformador se tiene:

$$Z_{tr} = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}} \left[\frac{U_{cc}}{100}\right]$$

Donde U_{cc} es la tensión de cortocircuito del transformador (en %).

Valores de cortocircuito en cualquier punto de la instalación

El método de las impedancias determina el valor de un cortocircuito en cualquier punto de la instalación totalizando las resistencias y las reactancias de falla desde la fuente hasta el punto en cuestión y calculando la impedancia equivalente. Los valores de cortocircuito se calculan entonces aplicando la ley de Ohm.

Por lo tanto:

$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{Z_{cc}} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Donde cm es el factor de tensión tomado igual a 0,95 para los cortocircuitos mínimos y a 1,05 para los cortocircuitos máximos, U_0 es la tensión de la instalación entre fase y neutro (en Voltios) y Z_{cc} es la impedancia total de falla en el punto considerado (es la suma vectorial de las resistencias y reactancias que componen el bucle).

La impedancia total del bucle (para la red de AT) se puede calcular con el método anterior, puesto que, en ausencia de datos precisos referentes al distribuidor de energía, la norma IEC 60909 dice que se calculen las resistencias y reactancias como sigue:

$$R_Q = 0.1 * Z_Q(m\Omega)$$
$$X_Q = 0.995 * Z_Q(m\Omega)$$

Los valores de las resistencias y de las reactancias (del transformador de distribución) vienen determinados a veces por el fabricante. En caso contrario, pueden calcularse utilizando las siguientes ecuaciones:

$$R_{Tr} = 0.31 * Z_{Tr}(m\Omega)$$
$$X_{Tr} = 0.95 * Z_{Tr}(m\Omega)$$

Por lo tanto:

$$Z_{cc} = \sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}$$

$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Resistencia del cable de acometida

Las impedancias de los cables se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$R = 1000\rho\left[\frac{L}{n_c S_c}\right]$$

$$X = \lambda\left[\frac{L}{n_c}\right]$$

Donde ρ es la resistividad del conductor (en Ω mm2/m - ver Figura), S_c la sección del conductor (8,37 mm2 – No 8 AWG), n_c el número de conductores en paralelo (1) y L la longitud del conductor (11 m) y λ la reactancia lineal del conductor (en mΩ/m - ver Figura).

Resistividad de los conductores a utilizar en función del tipo de cortocircuito calculado (ρ_0: resistividad de los conductores a 20 °C)

Fallo	Resistividad	Conductor Cu ($\Omega mm^2/m$)	Conductor Al ($\Omega mm^2/m$)
Icc máxima	ρ_0	0,01851	0,0294
Icc mínima	Interruptor $\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368
	Fusible $\rho_1 = 1,5\ \rho_0$	0,02777	0,0441
Id	$\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368
Requisitos térmicos	$\rho_1 = 1,25\ \rho_0$	0,02314	0,0368

Reactancia lineal de los conductores a utilizar en función del tipo de cable y de su modo de montaje

Cables y montajes	Reactancia lineal λ (mΩ / m)
Cables multiconductores o monoconductores trenzados	0,08
Cables monoconductores contiguos en capa	0,09
Cables monoconductores separados por más de un diámetro	0,13

Por lo tanto

$$Z_{cc1} = \sqrt{(R_Q + R_{tr} + R)^2 + (X_Q + X_{tr} + X)^2}$$

$$I_{cc} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$$

Procedemos a hacer los cálculos para el proyecto

Impedancia del transformador

Se asume el U_{cc} como e U_z del transformador, conforme a la tabla 1 de la NTC 819 es del 3% para transformadores de 15 kVA evaluando se tiene:

CALCULO DE CORTO CIRCUITO							
Impedancia de la red de M.T	m	U_n	S_{KQ}	$Z_Q = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}$		$R_Q = 0.1 * Z_Q$	$X_Q = 0.995 * Z_Q$
	1,05	13800	5E+06	41,9920		4,199202	41,782
Impedancia del transformador	m	U_n	S_{KQ}	U_{cc}	$Z_{Tr} = \frac{(mU_n)^2}{S_{KQ}}\left[\frac{U_{cc}}{100}\right]$	$R_{Tr} = 0.31 * Z_{Tr}$	$X_{Tr} = 0.95 * Z_{Tr}$
	1,05	13800	5E+06	3,00	125,9761	0,31	119,677
Impedancia de la acometida	ρ	L	S_c	n_c	λ	$R = 1000\rho\left[\frac{L}{n_c S_c}\right]$	$X = \lambda\left[\frac{L}{n_c}\right]$
	0,01851	11	8,37	1	0,08	24,33	0,88
Corriente de corto circuito en el lado de B.T	C	m	U_0	$I_{cc} = \frac{cmU_0}{\sqrt{\sum R^2 + \sum x^2}}$			
	1,05	1,05	110	0,7355 KA			

F. ANÁLISIS DEL NIVEL DE TENSIÓN REQUERIDO.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 9 "CLASIFICACIÓN DE LOS NIVELES DE TENSIÓN",

Para efectos del RETIE 2024, para los sistemas de corriente alterna deben usar tensiones estandarizadas según los siguientes niveles de tensión fase-fase, los cuales se adoptan de la NTC 1340, con referentes en IEC 60038, ANSI C84.1:Extra alta tensión – EAT: Corresponde a tensiones superiores a 230 kV. Tensión normalizada 345 kV y 500 kV.

a. Alta tensión – AT: Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV. Tensiones normalizadas o nominales de 66 kV, 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV.
b. Media tensión – MT: Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57.7 kV. Tensiones normalizadas o nominales de 11,4 kV, 13,2 kV, 34,5 kV y 44 kV.
c. Baja tensión – BT: Los de tensión nominal menor o igual a 1000 V y mayores o iguales de 25 V c.a. o 60 V c.c.
d. Muy baja tensión – MBT: Las tensiones inferiores a 25 V en corriente alterna y menores a 50 V en corriente continua. Conforme a la norma IEC 61140 de 2016.

Las tensiones normalizadas o nominales para las redes de baja tensión de uso general son: para sistemas trifásicos 120 V fase tierra, 208 V fase-fase; para sistemas monofásicos trifilares 120 V fase- tierra, 240 V entre conductores activos energizados (vivos); para sistemas monofásicos bifilares 120 V fase- tierra. El uso de equipos de otras tensiones requiere de transformadores especiales, y en los equipos se debe señalar tal condición.

La frecuencia estándar del sistema eléctrico colombiano es de 60 Hz.

Toda instalación eléctrica objeto del RETIE, debe asociarse a uno de los anteriores niveles. Si en la instalación existen circuitos en los que se utilicen distintas tensiones, el conjunto del sistema se clasificará, en el grupo correspondiente al valor de la tensión nominal más elevada.

En este sentido, de acuerdo con el transformador disponible, nivel de tensión que abarca el presente proyecto corresponde **a baja tensión 220-127 V.**

G. CÁLCULOS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.

Para el presente diseño, **no aplica**, dado que:

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 3 "DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS", Artículo 3.3.3. Criterios particulares de diseño, numeral 3.3.3.2. "Cálculo de campos electromagnéticos" este aplica para:

- Diseño de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- Edificaciones aledañas a los límites de servidumbre (menor a 3 metros) de líneas de transmisión de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- Diseño de subestaciones de tensión mayor o igual a 57,5 kV.
- En edificaciones localizadas a menos de 15 m de partes energizadas con tensiones superiores a 100 kV.
- Para edificaciones aledañas (menor a 3 m) a una zona de servidumbre de líneas de transmisión o a una subestación de tensión superior a 100 kV.
- Todo proyecto cuya corriente nominal del circuito, de la acometida o del ramal sea de 1000 A o mayor.

En caso de encontrarse el diseño en uno de los casos anteriores, debería verificarse los limites admisibles de la tabla 3.11.1.a

Dado que el proyecto no cumple ninguna de estas condiciones y tampoco fuentes de campos electromagnéticos de alta frecuencia en las cercanías del proyecto, este análisis no es requerido para fines de realización del proyecto.

H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES, INCLUYENDO EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.

Este ítem no aplica ya que el transformador es EXISTENTENTE.

I. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Conforme con el Artículo 3.3.3. del libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 3 "DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS" RETIE 2024, Criterios particulares de diseño, numeral 3.3.3.3. "Diseño del sistema de puesta a tierra"

El diseñador de sistemas de puesta a tierra para centrales de generación, procesos de autogeneración a pequeña escala – AGPE y generación distribuida GD, subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión de alta y extra alta tensión en zonas urbanas o que estén localizadas a menos de 50 m medidos desde el borne más próximo de la estructura hasta escuelas, industrias, comercios, lugares con alta concentración de personas o viviendas de zonas rurales, debe comprobar mediante el empleo de un procedimiento de cálculo, reconocido por la práctica de la ingeniería actual, que los valores máximos de las tensiones de paso y contacto a la que puedan estar sometidos los seres humanos, no superen los umbrales de soportabilidad. Dichos cálculos deben tomar como base una resistencia del cuerpo de 1 kΩ y cada pie como una placa de 200 cm2 aplicando una fuerza de 250 N.

El procedimiento básico requerido es el siguiente:

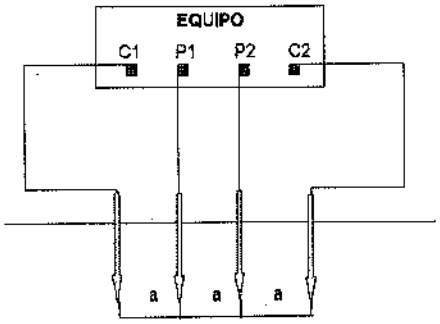
a) Investigar las características del suelo, especialmente la resistividad.
b) Determinar la corriente máxima de falla a tierra, que debe ser entregada por el operador de red, en media y alta tensión para cada caso particular.
c) Determinar el tiempo máximo de despeje de la falla para efectos de simulación.
d) Investigar el tipo de carga.
e) Calcular de forma preliminar la resistencia de puesta a tierra.
f) Calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto y transferidas en la instalación.
g) Evaluar el valor de las tensiones de paso, contacto y transferidas calculadas con respecto a la soportabilidad del ser humano.
h) Investigar las posibles tensiones transferidas al exterior, debidas a tuberías, mallas, conductores de neutro, blindaje de cables, circuitos de señalización, además del estudio de las formas de mitigación.
i) Ajustar y corregir el diseño inicial hasta que se cumpla los requerimientos de seguridad.
j) Presentar un diseño definitivo.

En instalaciones de uso final con subestación tipo poste, el diseño de la puesta a tierra puede simplificarse, sin embargo, debe tenerse en cuenta los parámetros de resistividad del terreno, corrientes de falla que se puedan presentar y los tipos de cargas a instalar. En todo caso se deben controlar las tensiones de paso y contacto.

MEDIDA DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

Para efectos del presente proyecto se aplicará el método de Wenner, mediante la

utilización de un Teluro metro dispuesto de la siguiente forma:



Esquema de conexión, medida de resistividad del terreno

La Ecuación para el cálculo de la resistividad aparente del suelo está definida como:

$$\rho = \frac{4\pi \mathrm{aR}}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} (\Omega m)$$

Dónde:

a:Distancia entre electrodos adyacentes (m).

b:Profundidad de enterramiento de los electrodos (m).

R:Resistencia eléctrica, calculada como $\frac{V}{I}$ (Ω).

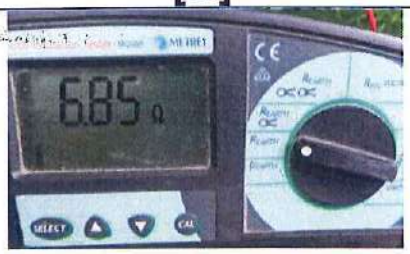
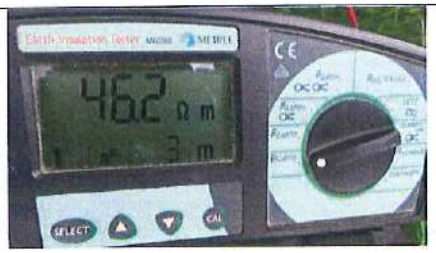
Cuando el valor de "b" es muy pequeño se desprecia y la ecuación equivalente será:

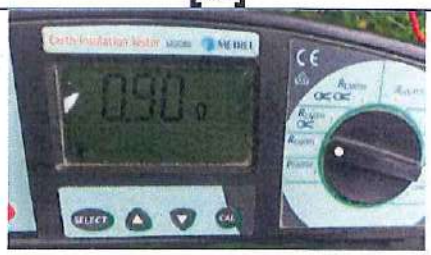
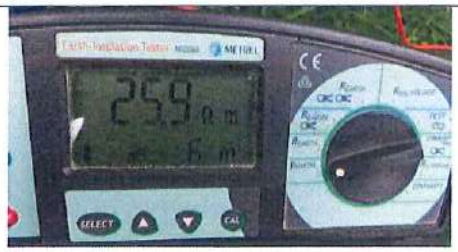
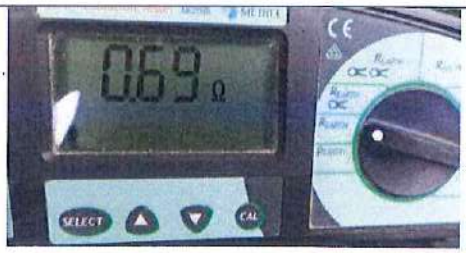
$$\rho = 2\pi aR \ [\Omega m]$$

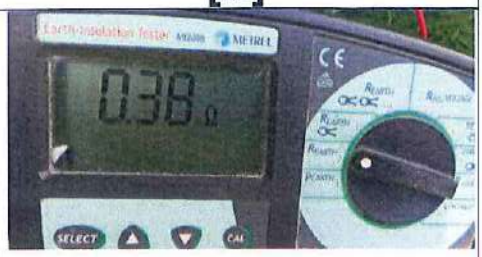
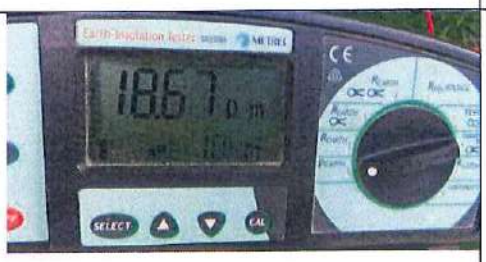
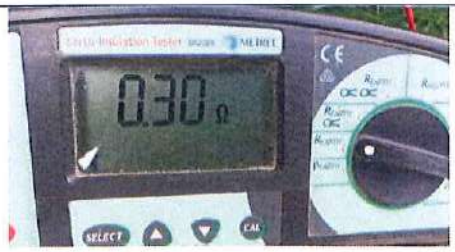
RESULTADOS OBTENIDOS

Se realizaron 7 lecturas de resistividad incluyendo cada una de ellas con cambio de polaridad para la verificación de la resistividad aparente medida. Las lecturas se presentan en la siguiente tabla junto con su registro fotográfico.

MEDIDAS REALIZADAS

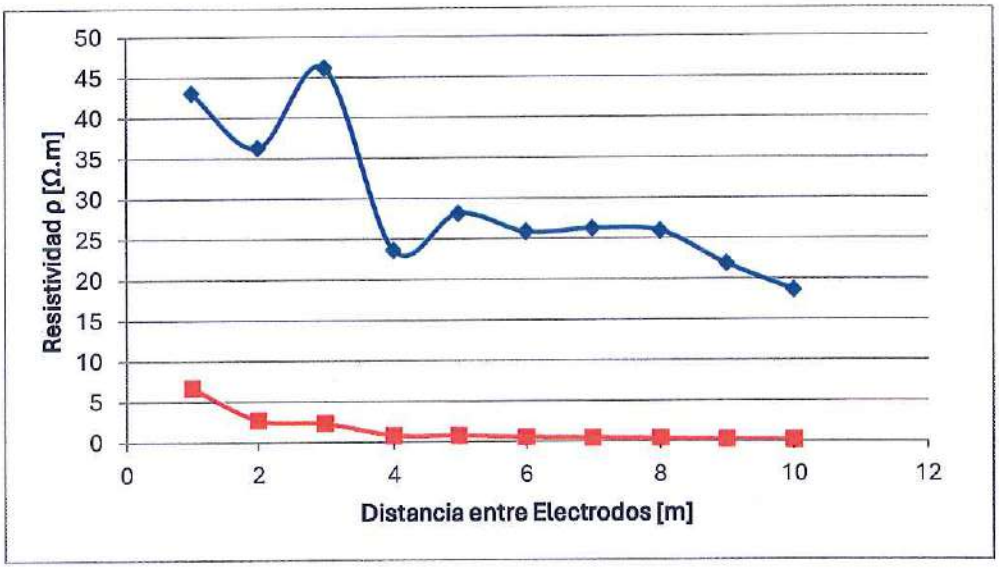
Dist. [m]	Resistividad [Ω.m]	Resistencia [Ω]
1		
2		
3		
4		

MEDIDAS REALIZADAS		
Dist. [m]	**Resistividad [Ω.m]**	**Resistencia [Ω]**
5		
6		
7		
8		

MEDIDAS REALIZADAS		
Dist. [m]	**Resistividad [Ω.m]**	**Resistencia [Ω]**
9		
10		

Ahora bien, una vez aclarada la metodología utilizada para obtener el valor de la resistividad del terreno se procede a aplicar la misma para los valores medidos del terreno , la siguiente tabla presenta el resumen de las medidas y cálculos en mención.

Distancia entre electrodos [m]	Resistencia ohmios[Ω]	Resistividad Ohmios metro [Ω.m]
1	6,85	43,1
2	2,88	36,3
3	2,45	46,2
4	0,94	23,7
5	0,9	28,2
6	0,69	25,9
7	0,59	26,3
8	0,52	26
9	0,38	21,9
10	0,3	18,67
Promedio:		**29,63**



DISEÑO DEL SISTEMA PUESTA A TIERRA

La tabla 3.12.2.2.a del RETIE, se establece que se "puede" obtener un valor de referencia máximo de 10 Ω (Que no es obligatorio), para la Resistencia de Puesta a Tierra, en subestaciones de media tensión y sistemas de protección contra rayos, aplicable, para el presente proyecto.

Tabla 3.12.2.2.a RETIE 2024. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. Fuente: Adaptada de las normas ANSI/IEEE 80, NTC 2050 segunda actualización y NTC 4552-1

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

De conformidad con lo establecido por el RETIE y con la finalidad de lograr este valor de referencia máximo se aplicará LA METODOLOGÍA IEEE 80 para obtener la longitud (LT) total del conductor de cobre que conformará la respectiva malla de puesta a tierra, dispuesta entre el cable y el respectivo electrodo de puesta a tierra.
Cálculo de la malla de puesta a tierra con la metodología IEEE80 – 2000

PARAMETROS:

Vale la pena resaltar que para la implementación de esta metodología de cálculo se hace necesario contar con una información mínima de las condiciones propias de la instalación eléctrica, estos parámetros son los siguientes:

PARAMETROS DE DISEÑO

Resistividad del terreno:	ρ=	29,63	[Ω.m]
Resistividad de la capa superficial:	ρ_s=	3000	[Ω.m]
Espesor de la capa superficial:	h_s=	0,1	[m]
Corriente de falla del proyecto:	I_0=	735	[A]
Tiempo de despeje de la falla:	t=	0,15	[s]
Corriente de falla a tierra asimétrica del proyec	I=	2,498	[kA]

Material del conductor utilizado según Tabla 15.3 del RETIE:
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotermica

Conductividad:	σ_m=	97	
Temperatura de fusión:	T_m=	1084	[°C]
Constante	K_f=	7,06	

La corriente de falla del proyecto $I_0 = 735A$ es la calculada en el literal E del presente informe.
La corriente de falla asimetrica $I = 2.498A$ fue asumisa como el 60% de la ICC del Transformador, ya que no se cuenta con la del circuito de M.T y el presente proyecto no requiere de solicitud de factibilidad.

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

El material del conductor seleccionado es Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica el cual, según la Tabla 15.3 del RETIE tiene los siguientes parámetros:
Temperatura de fusión T_m =1084 [°C] Constante K_F =7,06
Conductividad σ_F = 97
La selección del conductor se realiza después de evaluar el área transversal del conductor a utilizar través de la siguiente formula:

SELECCION DEL CONDUCTOR

Area transversal del conductor a utilizar:

$$A = \frac{IK_f\sqrt{t}}{1{,}9737}$$

$A =$ 67,43 [mm^2]

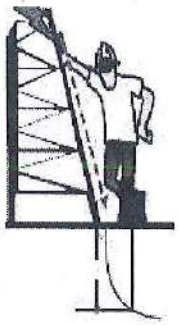
$d =$ 0,009226 [m]

Calibre del Conductor: 2/0 AWG

No obstante, si al realizar el cálculo del área transversal del conductor se determina que ésta corresponde a un calibre menor al mínimo exigido por la norma (2/0 AWG), entonces utilizamos el calibre 2/0 AWG Cu, el cual tiene un área transversal de 67,44 mm2 y un diámetro de 0,0093 m

El conductor seleccionado será:	2/0 AWG
Área transversal del Conductor a utilizar:	A =67,43 [mm2]
Diámetro del Conductor para utilizar:	d =0,0092 [m]

TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS TOLERABLES



El RETIE 2024 define como (...) "Tensión de Contacto: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo" (...).

El literal g del articulo 3.12.1 del RETIE 2024 indica la tensión de contacto máxima admisible para un ser humano de 50 Kg (Con una resistencia aproximada de 1000 Ω) en función del tiempo de despeje de la falla, de la resistividad del suelo y la corriente de falla está dada por la siguiente formula:

$$V_{C\ tolerable} = \frac{116}{\sqrt{t}}$$

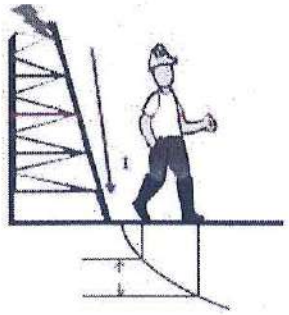
Después de reemplazar un tiempo de despeje de 50 milisegundos y los parámetros del proyecto en las anteriores ecuaciones y evaluar se obtiene:

Tensión tolerable de Contacto. $\boxed{Vc\ tolerable\ =\ 518.77\ [V]}$

Es importante tener en cuenta que el máximo potencial a tierra (GPR) debe ser menor que la máxima tensión tolerable de contacto

TENSIÓN TOLERABLE DE PASO

Así mismo el reglamento define (...) "Tensión de Paso: Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por una distancia de un paso (aproximadamente un metro)" (...).



La tensión de paso máxima admisible para un ser humano de 50 Kg (Con una resistencia aproximada de 1000 Ω) en función del tiempo de despeje de la falla, de la resistividad del suelo y la corriente de falla está dada por la siguiente formula:

$$V_{P\ tolerable} = \left[1000 + 6C_s\rho_s\right]\frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

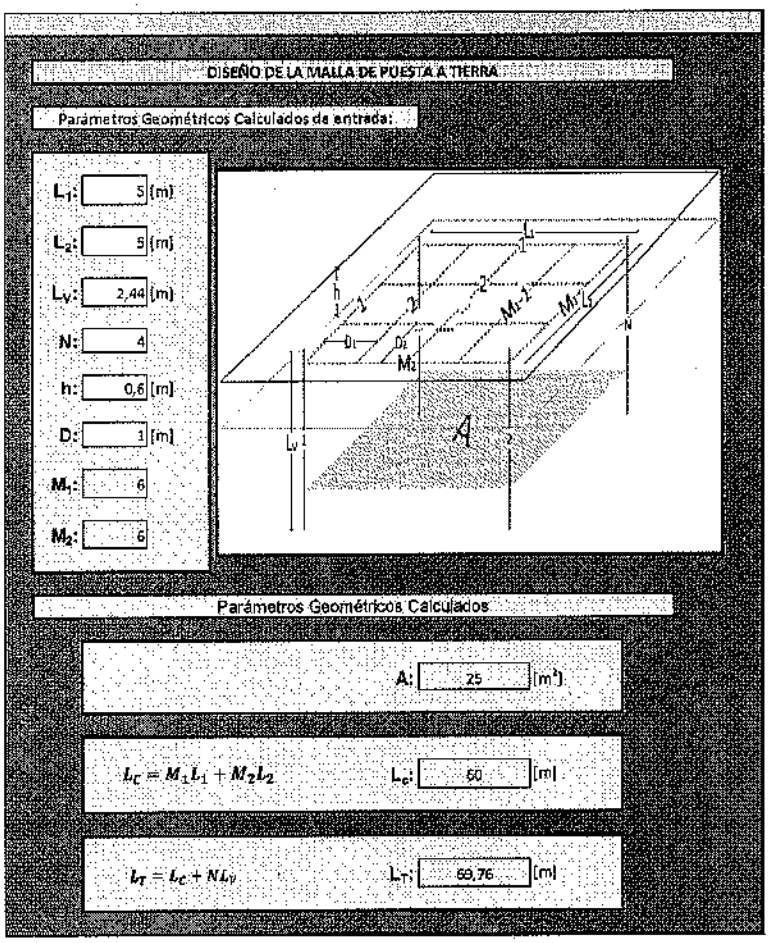
Dónde:

$$C_s = 1 - \frac{0.09\left[1-\frac{\rho}{\rho_s}\right]}{2h_s+0.09}, \quad C_s = 0{,}692720$$

Despuésdereemplazarlosparámetrosdelproyectoenlasanterioresecuacionesyevaluars e obtiene:

Tensión tolerable de Paso $\boxed{Vp\ tolerable\ =\ 6987{,}10\ [V]}$

Se procede a dimensional la Malla de puesta a tierra como se muestra a continuacion:



Con los parametros geometricos y fisicos presentados anteriormente, se calcula la Resistencia de la malla propuesta asi.

RESISTENCIA DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

$$R_g = \rho\left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}}\left[1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}}\right]\right]$$

R_g: 2,612 [Ω]

RESISTENCIA DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA

$I_G = 1,9\, I_0$ I_G= 1396,5 [A]

$GPR = I_G\, R_g$ GPR= 3647,51 [V]

CALCULO DE LAS TENSIONES DE PASO Y CONTACTO REALES

CALCULO DE LA TENSIÓN DE LA MALLA

$$V_{malla} = \frac{\rho I_G K_m K_i}{L_C + \left[1,55 + 1,22\left\{\frac{L_V}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}}\right\}\right] NL_V}$$

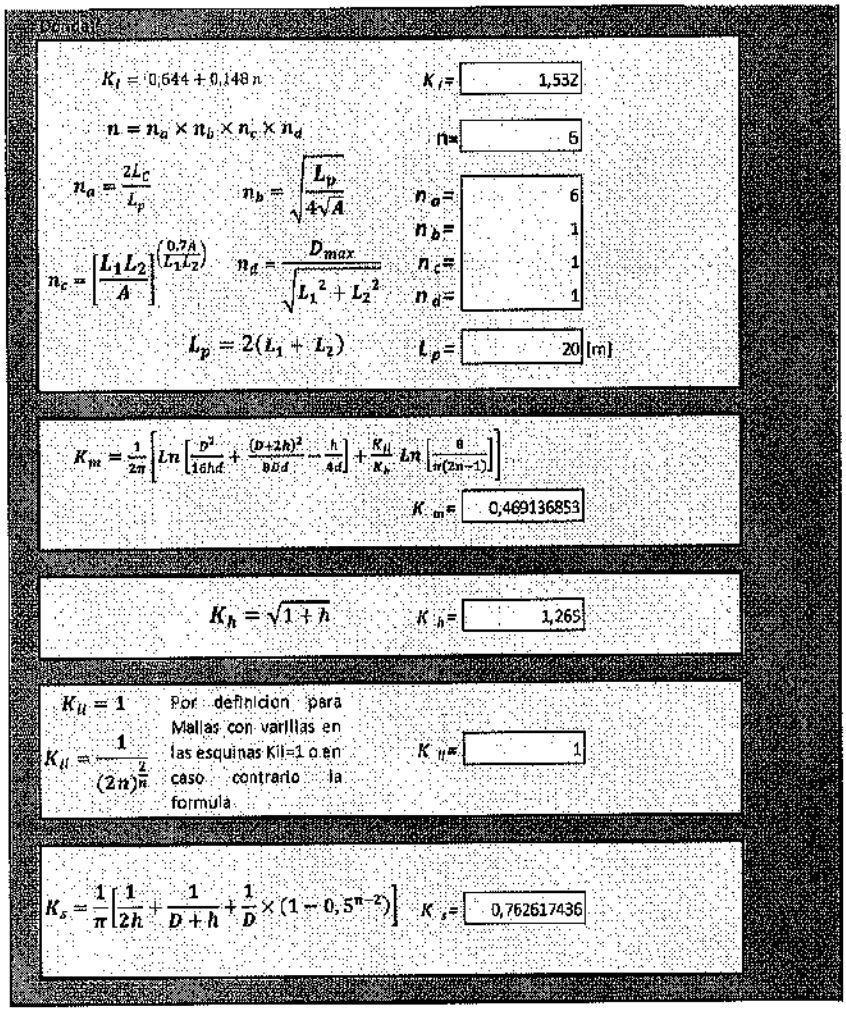
V_{malla} = 375,283985 [V]

V malla = 375,28 ≤ V C tolerable = 518,77 → CUMPLE

$$V_{paso} = \frac{\rho I_G K_s K_i}{0,75\, L_C + 0,85\, NL_V}$$

V_{paso} = 906,983733 [V]

V paso = 906,98 ≤ V p tolerable=6987,26 → CUMPLE



J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.

Cálculo de la regulación en la acometida desde el punto de conexión en media tensión ubicado en poste identificado con el nodo 197883 hasta el transformador

DISTANCIA:	11 m.
POTENCIA:	8.19KVA.
MOMENTO (KVA*m)	90.09 KVA.m
CONDUCTOR SELECCIONADO:	3 x 8+10 Cobre

CONSTANTE DE REGULACION DEL CABLE:	2,51 x 10 - 7
% REGULACION:	0,00501
RESISTENCIA EQUIVALENTE DEL CABLE:	2.35617 Ohmios/Km.
CORRIENTE BASE DE CALCULOS:	22.76 Amp.
PERDIDAS DE POTENCIA POR EFECTO JOULE P= Ri^2:	0.00134 kW.

El aspecto económico se debe tener en cuenta a la hora de realizar la selección de los conductores de media y baja tensión para lo cual se debe hacer la proyección de pérdidas de energía a 15 años y compararla con el costo del conductor.

La carga se calculó para una demanda máxima diversificada a 15 años.

Pérdida total de potencia en BT	0.00134 Kw
Estimando una diversidad del 100% para este valor se tiene:	0.00134 Kw
La energía perdida en una hora es:	0.00134 Kwh.
El costo promedio del Kwh es de:	$ 580
Para 0.00134 Kwh el costo será:	$ 0.7772
El costo del KWh mes (considerando 24 horas por día)	$ 1691,28
El costo para 15 años sería de:	$ 18.6528

COSTO DEL CONDUCTOR

CALIBRE:	3 X 8+10 Antifraude
MATERIAL:	Cobre
CANTIDAD:	11 metros
VALOR/metro:	$ 19.300
VALOR TOTAL:	$ 212.300

VALOR TOTAL DEL CABLE UTILIZADO: $ 212.300

Nota: los valores del KW/h, son los que rigen para el mes de octubre de 2025, según las tarifas de energía eléctrica reguladas por la CREG.

La selección de los conductores se realizó teniendo en cuenta su capacidad de conducción y la regulación. En cuanto a la regulación, se tiene en cuenta que no sobrepase los límites normalizados, por lo que el mínimo conductor permisible es el calculado.
Por otra parte los conductores DC tienen las minimas caracteristicas tecnicas (Calibre,

material) permitidas por la regulacion vigente, por lo tanto no se realiza el calculo economico de conductor para el sistema DC.

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 Y OTRA EQUIVALENTE.

Cortacircuitos:

Vl = 13,8 kV

$Vccto$ = Vl × 1,15

$Vccto$ = 13,8 kV × 1,15

$Vccto$ = 15,87 kV

Cortacircuitos de 15KV –100Amp.

DPS - (Pararrayos)

Vl = 13,8 kV $VoltaVVe\ de\ línea$

Vnl = 7,79 kV

Vnl = 7,79 kV × 1,4 = 11.154 V

DPS de 15KV-10KA

La corriente por el lado de Media Tensión de la carga en S/E tipo será:

Transformador – 15 kVA

$$I_n = \frac{S}{V} = \frac{15000}{13800\sqrt{3}} = 0.62A$$

De lo anterior se escoje un fusible tipo dual de 1 A que es el existente.

L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN Y SOPORTE DE REDES DE TRANSMISIÓN, DE DISTRIBUCIÓN, SUBTESTACIONES Y CENTRALES DE GENERACIÓN.

Este item no aplica, dado que el transformador es existente y el alcance no incluira estructuras de redes de distribucion.

M.CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRECORRIENTES. EN BAJA TENSIÓN SE PERMITE LA COORDINACIÓN CON LAS CARACTERISTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS SEGÚN IEC 60947-2 ANEXO A.

Conforme con el título 8 RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", "PROTECCIONES DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS", se tiene que:

El objetivo de un sistema eléctrico de protecciones, y su coordinación es: prevenir accidente de las personas, minimizar daños a los componentes del sistema eléctrico o a los bienes de su entorno, limitar la extensión y duración de las interrupciones del servicio por fallas en la instalación o en los equipos; atenuar los efectos que ocurran en cualquier parte de la instalación, bien sea por errores humanos en la operación y mantenimiento o por condiciones adversas de la naturaleza.

Artículo 3.8.1. Requisitos generales de las protecciones

El estudio de coordinación de protecciones utilizadas en instalaciones eléctricas debe cumplir los siguientes requisitos:

a. Cuando las protecciones actúen en cascada deben ser debidamente coordinadas. Estas deben proteger y aislar la zona fallada, y su coordinación debe ser de tal forma, que la actuación de una de ellas no aumente o extienda dicha zona o los efectos de la falla.

b. De la instalación y coordinación de protecciones se debe dejar registros en el manual de operación de la instalación; estos podrán ser consultados por inspectores y autoridades de control y vigilancia.

c. Los operadores de centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones de uso general y redes de distribución, deben establecer planes de

mantenimiento, verificación de la funcionalidad, coordinación y reposición de las protecciones; de dichos planes y su cumplimiento se deben dejar los registros que permitan conocer su trazabilidad.

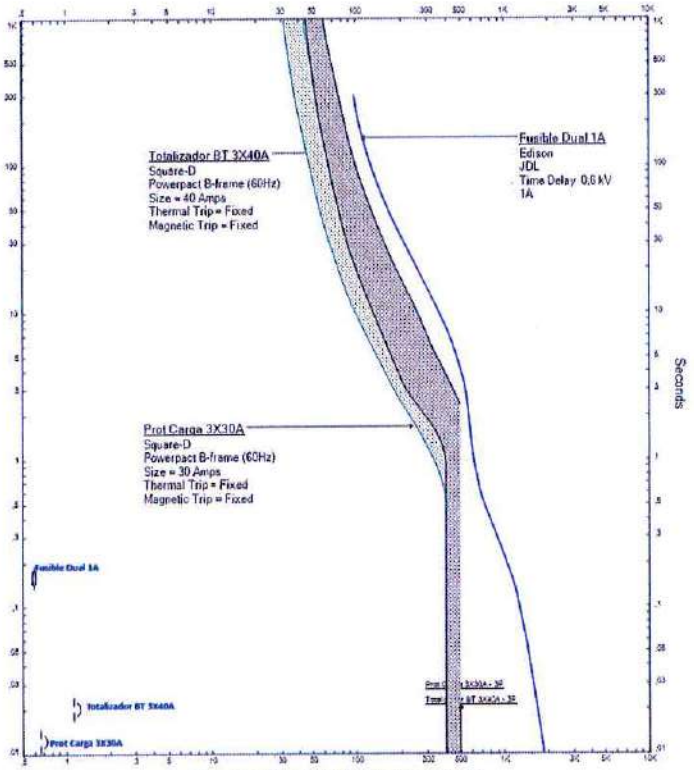
d. Para verificar la funcionalidad de las protecciones se debe recurrir a pruebas físicas o a simulaciones; donde lo amerite, se debe contar con una hoja de vida de la protección que permita ver la trazabilidad en sitio.

e. El operador de red deberá poner a disposición de los diseñadores en caso de que sea necesario, las curvas y demás características de los dispositivos de protección de las redes eléctricas, fundamentales para realizar un estudio de coordinación de protecciones adecuado.

f. Para la selección del dispositivo de protección de sobrecorriente principal (en el Tablero General) el diseñador debe conocer los valores de la máxima Corriente asimétrica de falla y la máxima Potencia de cortocircuito en dicho punto, los cuales deben ser suministrados por el operador de red.

Por lo cual, y partir de los equipos dimensionados en el literal K, se tiene que:

Respecto a la coordinación de los fusibles de los transformadores con los dispositivos totalizadores de baja tensión que alimentan los totalizadores que del tablero de distribución principal es de 3x40A, coordinado con la protección interna más alta de 30 A, y coordinando con un fusible de capacidad amperimétrica (1 A) (de capacidad mínima que protegería el circuito que alimente el poso), se tiene que:



Por lo cual, se puede considerar que todos los elementos adicionales coordinan de forma correcta en el presente proyecto.

N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBOS, DUCTOS, CANALES Y ELECTRODUCTOS), BANDEJAS PORTACABLES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, CONDULETAS, ARMARIOS, ETC.)

El calculo de ocupacion para los circuitos en corriente alterna se presentan a continuacion:

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE CONTADOR A TGD

DATOS DE CONDUCTORES:			
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE	Área [mm2]
3	8	THHN/THWN 600V 60°C	70,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C	13,6
		TOTAL:	84,4

DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica IMC		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
1	618,71	40%	14%	CUMPLE

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE INVERSOR A TGD

DATOS DE CONDUCTORES:			
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE	Área [mm2]
3	8	THHN/THWN 600V 60°C	70,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C	13,6
		TOTAL:	84,4

DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica EMT		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
1	557,4	40%	15%	CUMPLE

ACOMETIDA RED BT ALIMETNADOR DE TGD A TABLERO CASETA

DATOS DE CONDUCTORES:			
CANTIDAD	CALIBRE [AWG/Kcmil]	AISLANTE	Área [mm2]
3	10	THHN/THWN 600V 60°C	40,8
1	10	THHN/THWN 600V 60°C	13,6
		TOTAL:	54,4

DATOS DE LOS DUCTOS				
Material Dúcto o Tuberia:		Metálica EMT		
Diámetro [mm]	Área [mm2]	Límite ocupación Según NTC 2050 [%]	ocupación [%]	Verificación
3/4	343,9	40%	16%	CUMPLE

El calculo de ocupacion para los circuitos en corriente continua se presentan a continuacion:

Se tiene en cuenta la siguiente fórmula de porcentaje de ocupación de ducto:

$$F_P = \frac{N\frac{\pi}{4}d^2 + A_{CT}}{\frac{\pi}{4}D^2}100$$

Donde,

F_P = Porcentaje de llenado del ducto en %.

N = Número de cables dentro del ducto.

d = Diámetro externo del cable.

A_{CT}=Area transversal conductor de tierra.

D = Diámetro interno del ducto.

Diámetro externo cable PV 6 mm^2 Cu (FLEX) XLPE = 7,74

Área transversal conductor 10 AWG XLPE = 21,48 mm^2 Diámetro

interno canalización IMC 1" = 28,1 mm

$$F_P = \frac{N\frac{\pi}{4}7.74^2 + 21.48}{\frac{\pi}{4}28.1^2}100$$

$$F_p = 18.64\,\%$$

Por lo anterior se escoge una canalización **IMC de 1"**

O. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.

Perdidas de potencia I^2R en los circuitos de AC

Tramo		Potencia [kVA]	F.P	Potencia [kVA]	Distancia [m]	Tensión [V]	Corriente [A]	conductor		R Cto [Ω]	Perdidas I^2R [W]
Desde	Hasta							Configuración	R [Ωkm]		
Trafo	TGD	5,82	0,71	8,197	11	208	22,753	3X8+10 Cu	2,35617	0,02591787	13,418
Inv.	TGD	5,82	0,71	8,197	3	208	22,753	3X8+10 Cu	2,35617	0,00706851	3,659

Perdidas de potencia I^2R en los circuitos de DC

Tramo		Potencia [W]	L [m]	Tensión [VDC]	Corriente [A]	conductor			Perdidas I^2R [W]	% Perdidas
Desde	Hasta					Configuración	R [Ωkm]	R Cto [Ω]		
STR 1	INV	3025	19	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,1229414	26,711	0,88%
STR 2	INV	3025	22	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,1423532	30,929	1,02%
STR 3	INV	3025	22	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,1423532	30,929	1,02%
STR 4	INV	3025	19	261,35	14,74	2X6mm Cu	3,2353	0,1229414	26,711	0,88%

Perdidas en Inversor

Teniendo en cuenta la eficiencia del inversor (η)

η = 98,6 %

$\%Perdida$ = 100 − η = 1,4 %

Potencia instalada(Wp): 12100 W
Potencia Perdida en Inversor: 169.4 W

P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.

REGULACION DE TENSION EN LOS ALIMENTADORES DE AC

Tramo		Potencia [kVA]	F.P	Potencia [kVA]	Distancia [m]	Momento (KVA-m)	Tensión [V]	conductor		Reg. Parcial %	Reg. Acumulada %
Desde	Hasta							Configuración	K de regulación		
Trafo	TGD	5,82	0,71	8,197	11	90,16901	208	3X8+10 Cu	2,51E-07	0,0023	0,002
Inv.	TGD	5,82	0,71	8,197	3	24,59155	208	3X8+10 Cu	2,51E-07	0,0006	0,001

REGULACION DE TENSION EN LOS ALIMENTADORES DE DC

Teniendo en cuenta la siguiente fórmula de caída de tensión en sistemas DC:

$$\Delta U = \frac{2xIx\rho xL}{S}$$

Donde,
2 = Cantidad de conductores activos del circuito.
I = Corriente Nominal Imp.
ρ = Resistencia del cobre a 90° de temperatura de operación (0.02198)
L = Largo en metros.
S = Sección del cable escogido en $mm2$. Para el 6mm^2 (Diametro 7.74mm)

Tramo		Tensión [VDC]	Corriente [A]	ρ	L [m]	Conductor		Regulacion ΔU	% Perdidas
Desde	Hasta					Configuración	S [mm2]		
STR 1	INV	261,35	14,74	0,02198	19	2X6mm Cu	6	2,0519	0,79%
STR 2	INV	261,35	14,74	0,02198	22	2X6mm Cu	6	2,3759	0,91%
STR 3	INV	261,35	14,74	0,02198	22	2X6mm Cu	6	2,3759	0,91%
STR 4	INV	261,35	14,74	0,02198	19	2X6mm Cu	6	2,0519	0,79%

Q. ÁREAS CLASIFICADAS COMO PELIGROSAS.

No aplica, el proyecto no se ubica en areas con riesgo de explosion o incendio.

R. DIAGRAMAS UNIFILARES.

Ver planos.

S. PLANOS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.

Ver planos.

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LLOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES PARTICULARES.

Ver documento de especificaciones constructivas.

U. DISTANCIAS DE SEGURIDAD O SERVIDUMBRE REQUERIDAS.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 10 "DISTANCIAS DE SEGURIDAD", se tiene que:

Para efectos del RETIE 2024 y teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante; en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales.

Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las siguientes tablas, se adoptaron de la norma ANSI C2; todas las tensiones dadas en estas tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a tierra acorde con el RETIE 2024.

Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deben manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dicho trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad y las franjas de servidumbre establecidas en el RETIE.

Es responsabilidad del diseñador de la instalación eléctrica verificar que en la etapa pre constructiva este requisito se cumpla. No se podrá dar la conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias. La persona competente responsable de la construcción de la instalación o el inspector que viole esta disposición, sin perjuicio de las acciones penales o civiles, debe ser denunciado e investigado disciplinariamente por el consejo

profesional respectivo.

El propietario de una instalación que al modificar la construcción viole las distancias mínimas de seguridad, será objeto de la investigación administrativa correspondiente por parte de las entidades de control y vigilancia por poner en alto riesgo de electrocución, no sólo a las personas que hacen uso de la instalación, sino a terceras personas debido al riesgo de incendio o explosión a las edificaciones contiguas.

A menos que se indique lo contrario, todas las distancias de seguridad deben ser medidas de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea y las bases metálicas de los terminales del cable o los dispositivos similares, deben ser tomados como parte de la estructura de soporte. La exactitud en los elementos de medida no podrá tener un error de más o menos 0,5%.

Para mayor claridad se deben tener en cuenta las notas explicativas, las figuras y las tablas aquí establecidas:

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las tablas de los artículos 3.10.1 a 3.10.4 del libro 3 del RETIE, aplican a conductores desnudos tanto en corriente alterna como en corriente directa.
Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1.000 metros sobre el nivel del mar.
Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.
Nota 4: La distancia horizontal "b" se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que en ningún momento la red quede encima de la construcción.
Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente Reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.
Nota 6: Un techo, balcón o área es considerado accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico complejo, ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo está ubicado a una altura de 2,45 m o más, desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.
Nota 7: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.
Nota 8: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.
Nota 9: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 3.10.1.a. para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con dos o tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

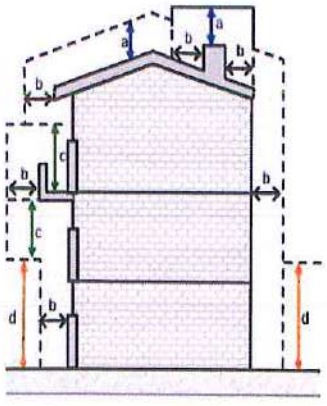
Nota 10: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión. Excepto los cables de guarda y los neutros de redes de BT.

Artículo 3.10.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones son las establecidas en la Tabla 3.10.1. a. del presente Libro y para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 3.10.1.

a. Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma IEC 60364, para tensiones mayores de 1 kV, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la IEC 61936 -1. Únicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "a") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica. En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas distintas a aquellas que ejecuten labores propias de los operadores de red, transmisores o generadores de energía eléctrica de la red pública.

Tabla 3.10.1. a RETIE 2024. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. Fuente: Adaptada de la resolución 90708 de 2013

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES			
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**	
Distancia vertical "a" sobre techos y protecciones, 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	44/34,5/33	4,1	

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)	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 RETIE 2024. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

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.

ESPACIOS DE TRABAJO RETIE Y NTC 2050 SEGUNDA ACTUALIZACIÓN

Adicionalmente, se establecen también las distancias para el montaje de equipos y distancias mínimas de seguridad, para operación y mantenimiento de infraestructura eléctrica.

Según RETIE 2024 libro 3 "INSTALACIONES OBJETO DEL RETIE", TÍTULO 4 "ESPACIOS PARA MONTAJE DE EQUIPOS Y DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD, PARA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA", se tiene que:
Los lugares donde se construya cualquier instalación eléctrica deben contar con espacios para entrada y salida, montaje de los equipos eléctricos. Igualmente, debe cumplir las distancias mínimas de seguridad para la operación y mantenimiento de los equipos (espacios de trabajo) y demás componentes, de tal manera que se garantice la seguridad tanto de las personas como de la misma instalación y los bienes aledaños, sobre este aspecto se debe tener en cuenta lo siguiente:

a. En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 388 de 1997, en los planes de ordenamiento territorial, se debe disponer de los espacios para la construcción, operación y mantenimiento de las redes de distribución, las líneas de transmisión y las subestaciones, esto con el fin de garantizar los anchos de servidumbre y las distancias mínimas de seguridad establecidas en el Título 10 del RETIE 2024. Las autoridades de planeación municipal y curadurías deben tener un especial cuidado al momento de otorgar licencias o permisos de construcción, para que se garantice el cumplimiento de las servidumbres y las distancias mínimas de seguridad.
b. Los generadores, transmisores y operadores de red deben informar a las autoridades competentes y tomar las medidas correspondientes, cuando se estén violando las servidumbres o las distancias mínimas de seguridad asociadas a la infraestructura para

prestación del servicio público de electricidad.

c. En subestaciones interiores y cuartos eléctricos de media y baja tensión se debe contar con puertas o espacios adecuados para la entrada o salida de los equipos, para efectos de su montaje inicial o posterior reposición, en ningún caso el ancho libre de las puertas de acceso al espacio de trabajo debe ser menor a 90 cm. En subestaciones o cuartos eléctricos contiguos a parqueaderos, se debe disponer de resguardos físicos, tales como separación por muro, que evite que el equipo eléctrico pueda ser impactado por un vehículo o que una chispa pueda iniciar un incendio a los vapores de combustible que puedan estar presentes en el medio, con las áreas de parqueo. Igualmente, se debe asegurar que ningún vehículo impida el acceso y apertura total de las puertas de la subestación o cuarto eléctrico.

d. En los cuartos que alojan equipos de media tensión, donde puedan quedar personas atrapadas, las hojas de las puertas de evacuación deben abrir hacia afuera y deben disponer de cerradura antipánico o un sistema de bloqueo que evite que la puerta se cierre intempestivamente cuando el personal esté adentro.

e. Cuando se tengan partes energizadas expuestas con tensión fase tierra menor o igual a 150 V, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 2 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto, 0,76 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor; y 0,9 m de profundidad del espacio de trabajo frente al equipo. En todos los casos, el espacio de trabajo debe permitir la apertura a 90° de puertas de los equipos. Para tensiones mayores a 150 V y menores o iguales a 1.000 V fase-tierra, se debe aplicar lo señalado en el numeral 110.26 de la NTC 2050 segunda actualización. Para instalaciones de más de 1.000 V fase-tierra, la altura del espacio de trabajo debe ser como mínimo de 2 metros, con un ancho no inferior a 0,92 m y con una profundidad definida por las condiciones de la tabla 110.34 (A) de la norma NTC 2050 segunda actualización, teniendo en cuenta las excepciones del artículo 110.34 de la mencionada norma. Para mayor claridad se debe tener en cuenta la Figura 3.4.a:

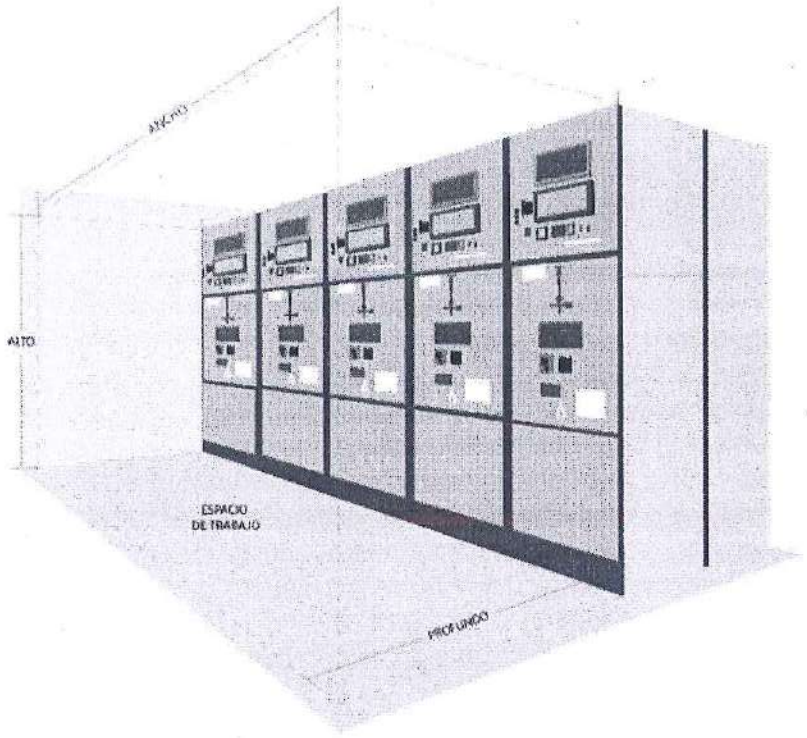


Figura 3.4. a RETIE 2024. Espacios para montaje de equipos. Fuente: Adoptada de la resolución 40117 de 2024

f. Para los accesos a cuartos que contengan equipos de baja tensión con un ancho superior a 1,8 m y que se pueda presentar corrientes superiores a 1.200 amperios nominales, que tengan equipos de corte, protección de sobrecorriente o de control, se debe dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el numeral 110.26 (C) de la NTC 2050 Segunda Actualización. Para el caso de equipos con un ancho superior a 1,8 m de más de 1.000 V, se debe dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 110.33 (A) de la NTC 2050 Segunda Actualización.
g. En cuartos donde se instalen equipos de más de 800 A y se tenga una o más salidas ubicadas a menos de 7,6 m de cualquier borde del espacio de trabajo, las puertas deberán abrir hacia afuera y estar equipadas de cerraduras antipánico.
h. El espacio de trabajo y las salidas de las puertas de cuartos eléctricos y bóvedas debe permanecer libre de otros equipos y obstáculos.
i. En los lugares donde existan áreas comunes o de copropiedad se debe atender los lineamientos de la Ley 675 de 2001 en especial al Artículo 3°, que diferencia entre los bienes comunes y los bienes privados. Según la Ley los bienes comunes son "las partes del edificio, o conjunto sometido al régimen de propiedad horizontal pertenecientes en

proindiviso a todos los propietarios de bienes privados, que por su naturaleza o destinación permiten o facilitan la existencia, estabilidad, funcionamiento, conservación, seguridad, uso, goce o explotación de los bienes de dominio particular". Igualmente señala que los bienes comunes

j. esenciales son los "indispensables para la existencia, estabilidad, conservación y seguridad del edificio o conjunto, así como los imprescindibles para el uso y disfrute de los bienes de dominio particular", en este sentido se califican como bienes comunes esenciales, entre otros, las instalaciones de servicios públicos básicos y las instalaciones generales de servicios públicos, incluyendo las acometidas, cableados de áreas comunes, armarios de medidores, subestaciones, bandejas, etc.

V. JUSTIFICACIONES DE DESVIACIONES TÉCNICAS CUANDO SEA ESTRICTAMENTE NECESARIAS, SIEMPRE Y CUANDO NO COMPROMETA LA SEGURIDAD DE LAS PERSONAS O DE LA INSTALACIÓN.

No aplica, el proyecto no contemplo desviasiones a la norma.

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA PARA SU CORRECTA Y SEGURA OPERACIÓN, TALES COMO CONDICIONES SISMICAS, ACÚSTICAS, MECÁNICAS O TÉRMICAS.

No aplica, el proyecto no contemplo condiciones sismicas, acusticas, mecanicas o termicas, adicionales a las tratadas por los demas especialistas de la consultoria.

X. SELECCIÓN, CÁLCULO Y ESPECIFICACIÓN DE EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGIA CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES.

Diseño de Sistema Solar Fotovoltaico On-Grid para Bomba M3X75-21 (7.5 HP) y Cargas Auxiliares

Ubicación: Vereda Cerrito, Aguazul, Casanare (5° 2' 21.95" N, 72° 36' 47.15" W)

Objetivo:

1. Alimentar la bomba trifásica M3X75-21 (7.5 HP, 208V, 22.2 A) durante 5 horas/día.
2. Inyectar excedentes a la red (transformador privado de 15 kVA).
3. Suministrar energía a una toma 120V
4. Bombilla de 24W en el cuarto técnico.
5. Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W (Consumo marginal)

Datos relevantes:

- Bomba Potencia: 7.5 HP = 5.6 kW (factor de servicio 1.0).
- Consumo Diario: 5.6 kW × 5 h = 28 kWh/día.
- Eficiencia bomba + variador: 70% (0.7)
- Voltaje: 208V trifásico (Colombia).
- Cargas Auxiliares:
- Bombilla: 24W × 8 h = 0.192 kWh/día.
- Luminaria de emergencia en cuarto técnico de 2.4W x 3h = 0.0072 kWh.
- Toma 120V: 180W × 8 h = 1.44 kWh/día (pc portátil o utensilios).
- Total, Consumo Diario: 29.632 kWh/día.

Cálculo de Potencia Solar Requerida (20% pérdidas por temperatura, sombreados parciales, suciedad, y pérdidas eléctricas en cables e inversor")

- Horas Pico Sol en Aguazul - Casanare : 5,5 HSP (fuente: Meteonorm 8.1 2016-2021)
- Irradiancia solar en Aguazul - Casanare: 5h x 1000 W/m²/día = 5kWh/ m²/día
- Eficiencia del sistema 80% teniendo en cuenta pérdidas del 20% (0.8)

$$Potencia\ PV = \frac{\frac{28}{0.7} + 1.44 + 0.0072 + 0.192\frac{kWh}{día}}{5.5kWh/\mathrm{m}^2/día * 0.8} = \frac{41.632}{4} = 11.408\ kWp$$

Recomendado:
"Se selecciona una planta solar de 12.1 kWp para cubrir una demanda diaria neta cercana a los 45.600 kWh.

DIMENSIONAMIENTO PANELES

DESCRIPCION	POTENCIA (W)	HORAS USO / DIA (h)	CONSUMO DIARIO (Wh)
Bomba Sumergible	7.993 W	5,5 h	43.961 Wh
Iluminación General	24,0 W	8 h	192 Wh
Iluminación Emergencia	2,4 W	3 h	7 Wh
Tomacorriente de servicio	180 W	8 h	1.440 Wh
ENERGIA TOTAL:			**45.600 Wh**
Perdidas técnicas de energía del sistema:			**20%**
Hora solar pico HSP (Fuente: Meteonorm 8,1 2016-2021)			
Ubicación:		Latitud:	5° 2' 21.95" N
		Longitud:	72° 36' 47.15" W
HORAS SOL PICO (HSP):			**5 h**
Panel Solar: JA Solar JAM72S30-550/MR	Potencia (Wp)		605
	VOC(VDC)		52,3 V
	ISC (A)		14,74 A
Potencia Total Requerida (Wp):			**11.400 W**

CALCULO DE CANTIDAD DE PANELES	Unidades calculadas	18,84
	Unidades reales (aprox)	**20**
CANTIDAD DE PANELES POSIBLES POR LIMITACIONES TECNICAS (AREA, TEMPERATURA, PERDIDAS)	Unidades posibles:	20
	Potencia instalada (Wp):	**12100**
	% cubierto :	**106%**

Hi-MO X6 Guardian Anti-Dust — LR7-72HTHF 605~630M

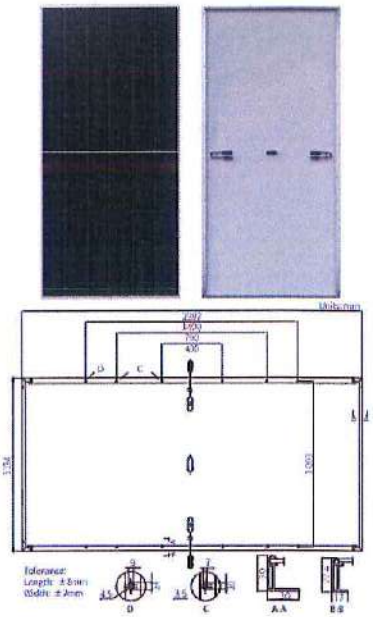
23.3%	0~3%	<1%	0.40%
MAX MODULE EFFICIENCY	POWER TOLERANCE	FIRST YEAR POWER DEGRADATION	YEAR 2-25 POWER DEGRADATION

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm², +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	28.5kg
Dimension	2382×1134×30mm
Packaging	36pcs per pallet / 144pcs per 20' GP / 720pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

STC : AM1.5 1000W/m² 25°C NOCT : AM1.5 800W/m² 20°C 1m/s Test uncertainty for Pmax: ±3%

Module Type	LR7-72HTHF-605M		LR7-72HTHF-610M		LR7-72HTHF-615M		LR7-72HTHF-620M		LR7-72HTHF-625M		LR7-72HTHF-630M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	605	452.1	610	455.9	615	459.6	620	463.4	625	467.1	630	470.8
Open Circuit Voltage (Voc/V)	52.27	49.17	52.42	49.22	52.57	49.36	52.73	49.50	52.87	49.64	53.02	49.78
Short Circuit Current (Isc/A)	14.74	11.98	14.80	11.95	14.87	12.01	14.93	12.06	15.01	12.12	15.07	12.17
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	44.03	40.88	44.18	40.92	44.33	40.96	44.48	40.99	44.63	40.73	44.78	40.87
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.75	11.26	13.81	11.31	13.88	11.36	13.94	11.42	14.01	11.47	14.07	11.52
Module Efficiency(%)	22.4		22.6		22.9		23.0		23.1		23.3	

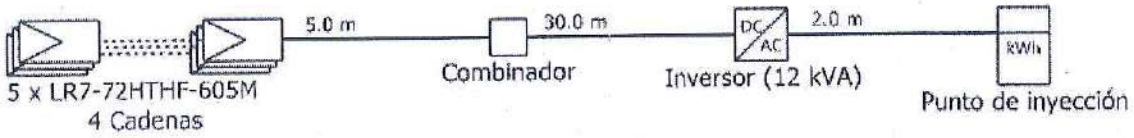
DIMENSIONAMIENO DEL INVERSOR

AREGLO	DESCRIPCION	No Paneles en serie	VOC (V)	ISC (A)	Potencia panel (W)	Potencia Total Arreglo Wp	PARAMETROS DEL INVERSOR		
							Potencia Nominal (W)	VOC Max Input (V)	ISC Max Input (A)
			52,3 V	14,74	605		18000	600	40
1	ARREGLO INV 1	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
2	ARREGLO INV 2	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
3	ARREGLO INV 3	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK
4	ARREGLO INV 4	5	261,35	14,74	3025	3025	OK	OK	OK

solis
www.solisinverters.com

DATASHEET — **S5-GR3P(5-20)K**

Models	5K	6K	8K	10K	12K	13K	15K	17K	20K
Input DC									
Recommended max. PV power	7.5 kW	9 kW	12 kW	15 kW	18 kW	19.5 kW	22.5 kW	25.5 kW	30 kW
Max. input voltage					1100 V				
Rated voltage					600 V				
Start-up voltage					180 V				
MPPT voltage range					160 - 1000 V				
Max. input current		16 A / 16 A					32 A / 32 A		
Max. short circuit current		20 A / 20 A					40 A / 40 A		
MPPT number / Max. input strings number		2 / 2					2 / 4		
Output AC									
Rated output power	5 kW	6 kW	8 kW	10 kW	12 kW	13 kW	15 kW	17 kW	20 kW
Max. apparent output power	5.5 kVA	6.6 kVA	8.8 kVA	11 kVA	13.2 kVA	14.3 kVA	16.5 kVA	18.7 kVA	22 kVA
Max output power	5.5 kW	6.6 kW	8.8 kW	11 kW	13.2 kW	14.3 kW	16.5 kW	18.7 kW	22 kW
Rated grid voltage					3/N/PE, 220 V / 380 V, 230 V / 400 V				
Rated grid frequency					50 Hz / 60 Hz				
Rated grid output current	7.6 A / 7.2 A	9.1 A / 8.7 A	12.2 A / 11.5 A	15.2 A / 14.4 A	18.2 A / 17.3 A	19.8 A / 18.8 A	22.8 A / 21.7 A	25.8 A / 24.6 A	30.4 A / 28.9 A
Max output current	7.9 A	9.5 A	12.7 A	15.9 A	19.1 A	20.7 A	23.8 A	27 A	31.8 A
Power factor					> 0.99 (0.8 leading - 0.8 lagging)				
THDi					< 2%				
DC injection current					< 0.5% In				
Efficiency									
Max. efficiency	98.3%		98.5%			98.6%		98.7%	
EU efficiency	97.7%		97.9%			98.0%		98.1%	
Protection									
DC reverse-polarity protection					Yes				
Short circuit protection					Yes				
Output over-current protection					Yes				



AREGLO	DESCRIPCION	Selección de Protecciones DC sección 690.8 NTC 2050		SELECCIÓN CONDUCTOR SOLAR		SELECCIÓN CONDUCTOR DE TIERRA DC (AWG)	SELECCIÓN CANALIZACION IMC
		ISC al 125%	Breaker	CAPACIDAD IDC (A)	SECCION CABLE (mm2)	TABLA 250,122 NTC 2050	
1	ARREGLO INV 1	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
2	ARREGLO INV 2	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
3	ARREGLO INV 3	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"
4	ARREGLO INV 4	18,43 A	2X25A	41	6mm	10 AWG	1"

ING. JORGE ERNESTO SOCADAGUI PEREZ
MP: CN205-92645

Versión 7.4.8

PVSYST
PHOTOVOLTAIC SOFTWARE

PVsyst - Informe de simulación

Sistema conectado a la red

Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cerrito Aguazul Casanare

Variante: Nueva variante de simulación

Tablas en un edificio

Potencia del sistema: 12.10 kWp

Acueducto Vereda el Cerrito Aguazul Casanare - Colombia

Autor(a)

Proyecto: Planta Solar Fotovoltaica Pozo Cerrito Aguazul Casanare

Variante: Nueva variante de simulación

Resumen del proyecto

Sitio geográfico
Acueducto Vereda el Cerrito Aguazul Casanare
Colombia

Situación

Latitud	5.04 °N
Longitud	-72.61 °W
Altitud	284 m
Zona horaria	UTC-5

Configuración del proyecto
Albedo 0.20

Datos meteo
Acueducto Vereda el Cerrito Aguazul Casanare
Meteonorm 8.1 (2016-2021), Sat=100% - Sintético

Resumen del sistema

Sistema conectado a la red
Simulación para el año nº 10

Tablas en un edificio

Orientación campo FV
Plano fijo
Inclinación/Azimut 10 / 180 °

Sombreados cercanos
Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario
Perfil diario
Constante durante el año
Promedio 46 kWh/Día

Información del sistema

Generador FV

Núm. de módulos	20 unidades
Pnom total	12.10 kWp

Inversores

Núm. de unidades	1 unidad
Pnom total	12.00 kWca
Proporción Pnom	1.008

Resumen de resultados

Energía producida	18493.35 kWh/año	Producción específica	1528 kWh/kWp/año	Proporción rend. PR	84.13 %
Energía usada	16646.19 kWh/año			Fracción solar (SF)	76.52 %

Tabla de contenido

Resumen de proyectos y resultados 2
Parámetros generales, Características del generador FV, Pérdidas del sistema. 3
Definición del sombreado cercano - Diagrama de iso-sombreados 5
Necesidades detalladas del usuario 6
Resultados principales 7
Diagrama de pérdida 8
Gráficos predefinidos 9
Diagrama unifilar 10
Costo del sistema 11
Análisis financiero 12
Balance de emisiones de CO_2 15

Parámetros generales

Sistema conectado a la red

Tablas en un edificio

Orientación campo FV
Orientación
Plano fijo
Inclinación/Azimut 10 / 180 °

Configuración de cobertizos

Modelos usados
Transposición Perez
Difuso Perez, Meteonorm
Circunsolar separado

Horizonte
Horizonte libre

Sombreados cercanos
Sombreados lineales : Rápido (tabla)

Necesidades del usuario
Perfil diario
Constante durante el año
Promedio 46 kWh/Día

Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	4.20	8.20	8.20	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	8.20	8.20	8.20	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	kW

Características del generador FV

Módulo FV
Fabricante Longi Solar
Modelo LR7-72HTHF-605M
(Definición de parámetros personalizados)
Unidad Nom. Potencia 605 Wp
Número de módulos FV 20 unidades
Nominal (STC) 12.10 kWp
Módulos 4 cadena x 5 En serie
En cond. de funcionam. (50°C)
Pmpp 11.27 kWp
U mpp 201 V
I mpp 56 A

Inversor
Fabricante Ginlong Technologies
Modelo S5-GR3P12K
(Base de datos PVsyst original)
Unidad Nom. Potencia 12.0 kWca
Número de inversores 1 unidad
Potencia total 12.0 kWca
Voltaje de funcionamiento 160-1000 V
Proporción Pnom (CC:CA) 1.01
Reparto de potencia en este inversor

Potencia FV total
Nominal (STC) 12 kWp
Total 20 módulos
Área del módulo 54.0 m²
Área celular 50.3 m²

Potencia total del inversor
Potencia total 12 kWca
Número de inversores 1 unidad
Proporción Pnom 1.01

Pérdidas del conjunto

Pérdidas de suciedad del conjunto
Frac. de pérdida 1.5 %

Factor de pérdida térmica
Temperatura módulo según irradiancia
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (viento) 0.0 W/m²K/m/s

Pérdidas de cableado CC
Res. conjunto global 42 mΩ
Frac. de pérdida 1.1 % en STC

Pérdida de calidad módulo
Frac. de pérdida 0.3 %

Pérdidas de desajuste de módulo
Frac. de pérdida 2.0 % en MPP

Pérdidas de desajuste de cadenas
Frac. de pérdida 0.1 %

Módulo de degradación media
Año n° 10
Factor de pérdida 0.4 %/año
Desajuste debido a la degradación
Dispersión Imp RMS 0.4 %/año
Dispersión Vmp RMS 0.4 %/año

Pérdidas del conjunto

Factor de pérdida IAM
Efecto de incidencia (IAM): Perfil definido por el usuario

0°	40°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.999	0.970	0.910	0.810	0.000

Pérdidas de cableado CA

Línea de salida del inv. hasta el punto de inyección

Voltaje inversor	400 Vca tri
Frec. de pérdida	0.05 % en STC
Inversor: S5-GR3P12K	
Sección cables (1 Inv.)	Cobre 1 x 3 x 6 mm²
Longitud de los cables	2 m

Parámetro de sombreados cercanos

Perspectiva del campo FV y la escena de sombreado circundante

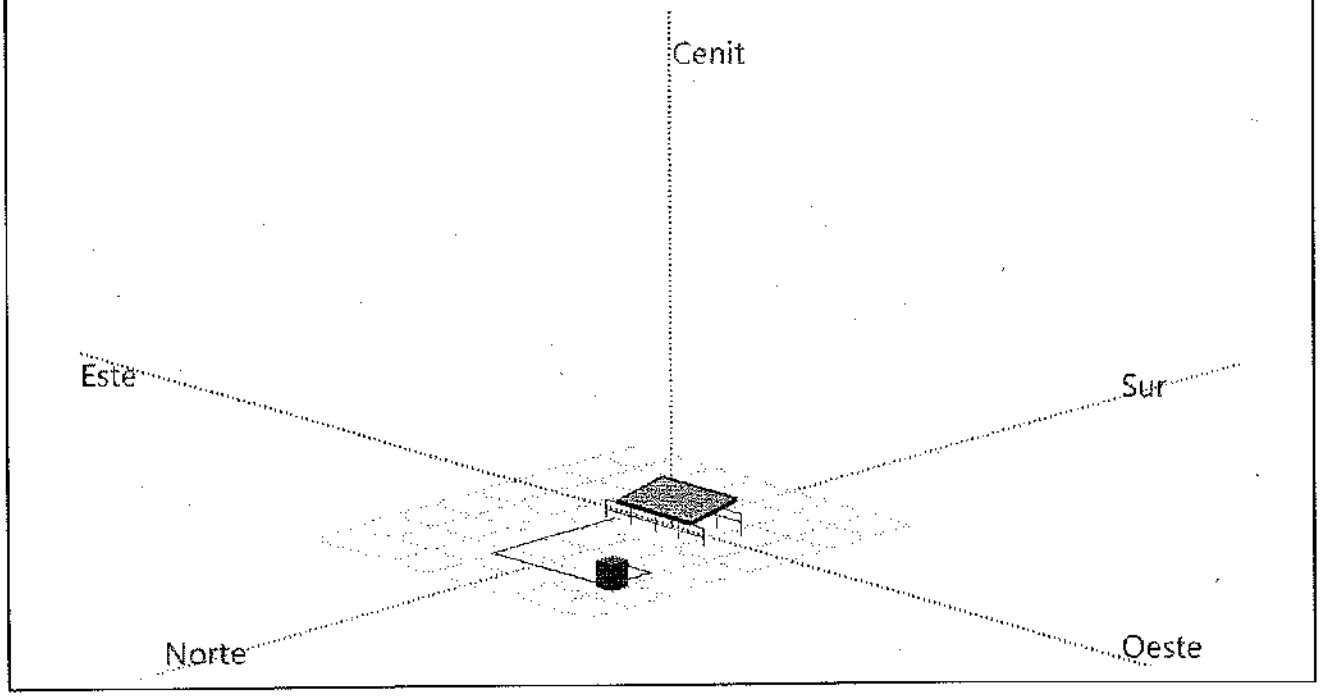
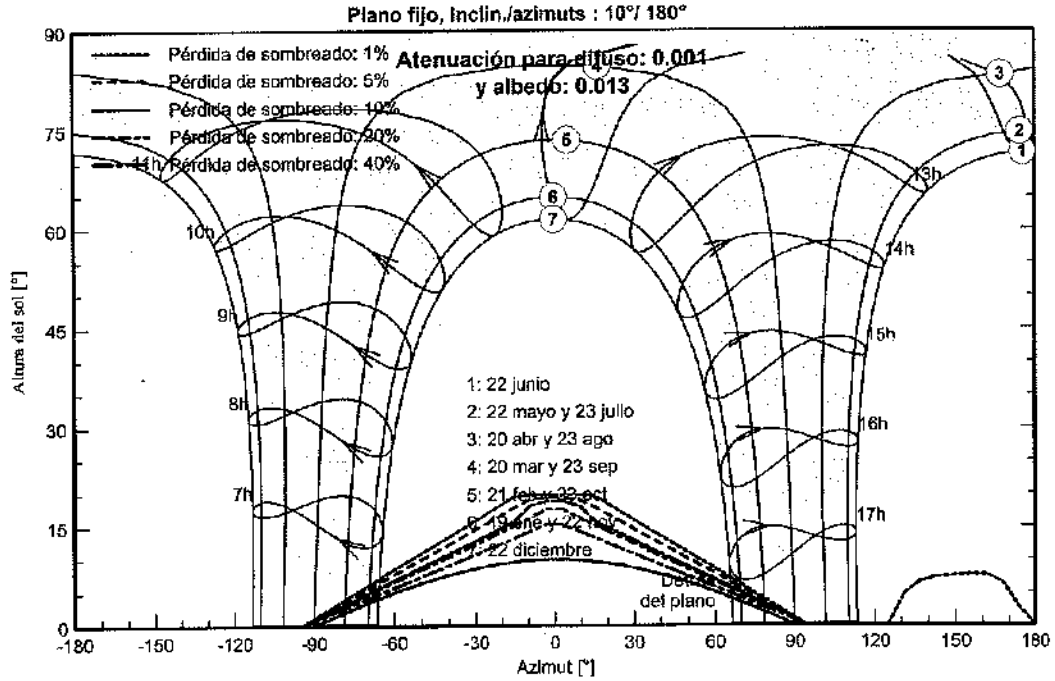


Diagrama de iso-sombreados

Orientación #1

Plano fijo, Inclin./azimuts : 10°/ 180°

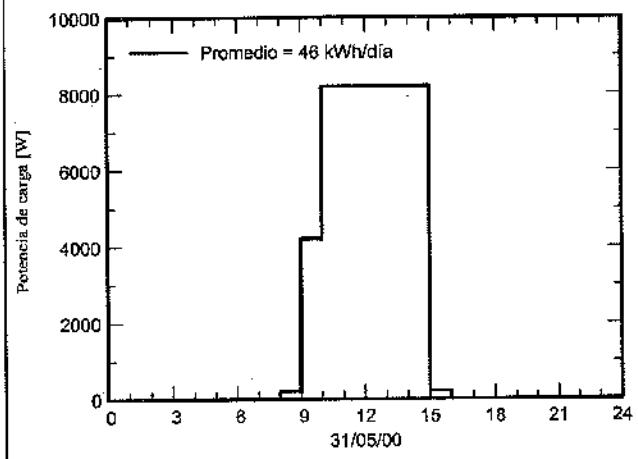


Necesidades detalladas del usuario

Perfil diario, Constante durante el año, promedio = 46 kWh/día

Carga por hora	0 h	1 h	2 h	3 h	4 h	5 h	6 h	7 h	8 h	9 h	10 h	11 h	
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	4.20	8.20	8.20	kW
	12 h	13 h	14 h	15 h	16 h	17 h	18 h	19 h	20 h	21 h	22 h	23 h	
	8.20	8.20	8.20	0.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	kW

Perfil diario



Resultados principales

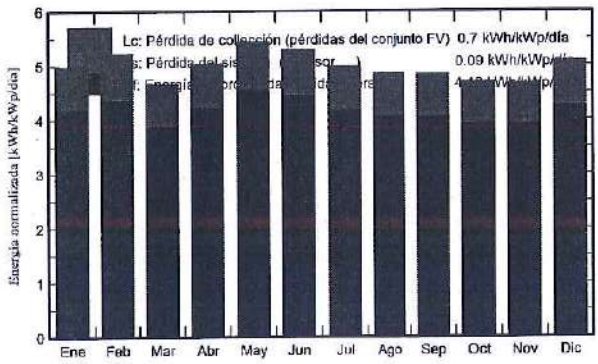
Producción del sistema

Energía producida	18493.35 kWh/año	Producción específica	1528 kWh/kWp/año
Energía usada	16646.19 kWh/año	Proporción rend. PR	84.13 %
		Fracción solar (SF)	76.52 %

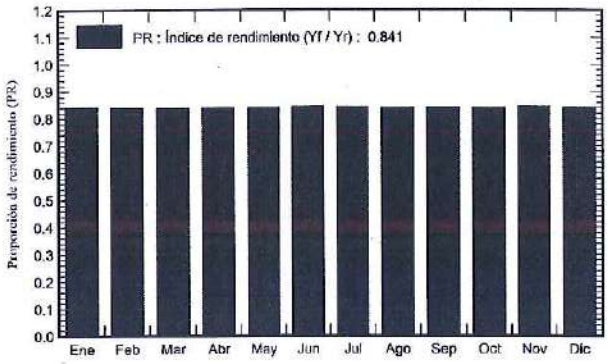
Evaluación económica

Inversión		Costo anual		LCOE	
Global	76.401.475.38 COP	Anualidades	0.00 COP/año	Costo energético	1018 COP/kWh
Específico	6314 COP/Wp	Costos de func.	15.774.113.07 COP/año		
		Período de recuperación	5.3 años		

Producciones normalizadas (por kWp instalado)



Proporción de rendimiento (PR)



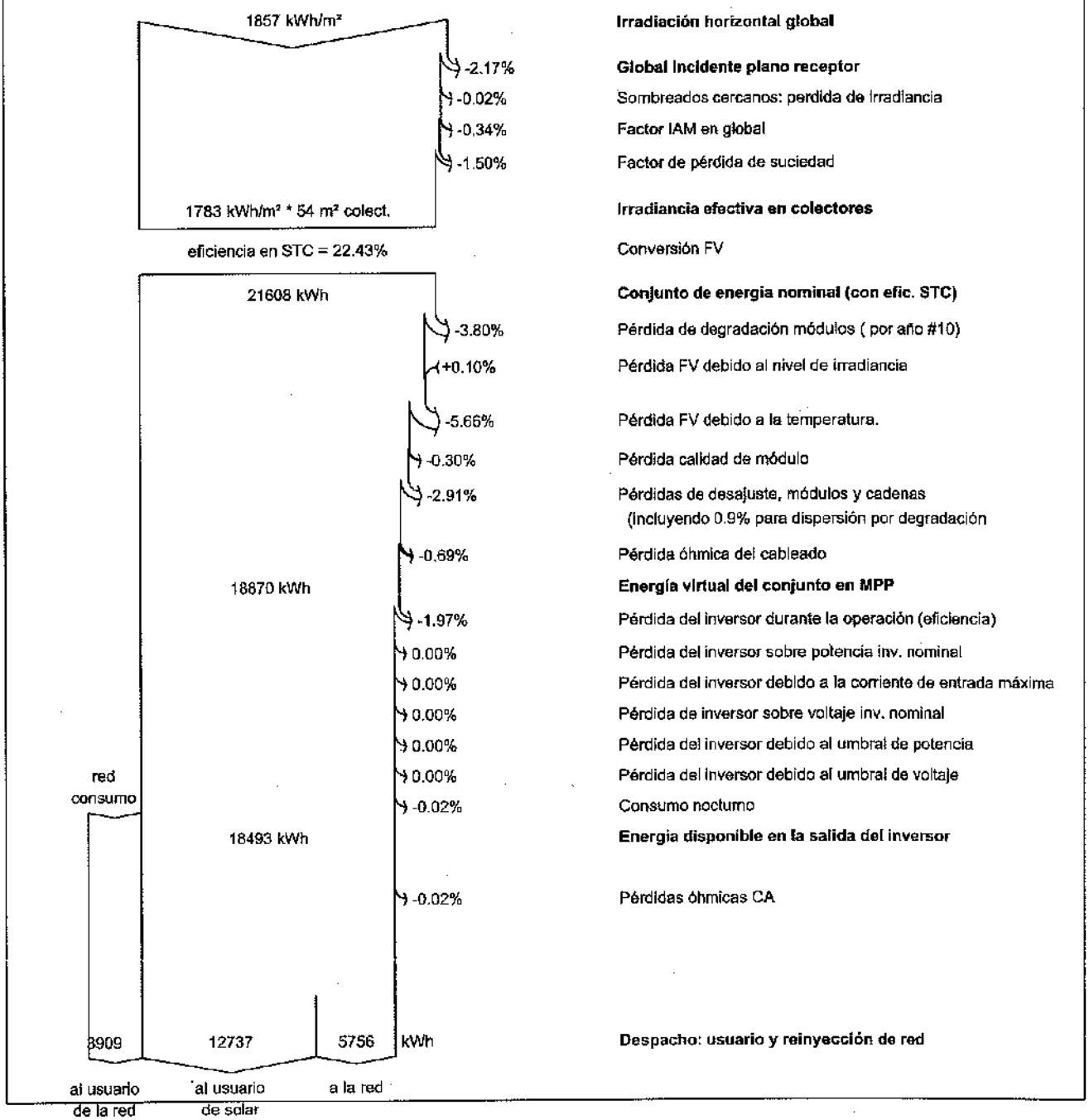
Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_User kWh	E_Solar kWh	E_Grid kWh	EFrGrid kWh
Enero	168.8	73.66	27.09	154.4	151.5	1606	1414	1150	423.7	264.1
Febrero	155.1	73.68	27.77	146.1	143.5	1514	1277	1054	429.4	223.3
Marzo	147.2	83.76	27.98	144.1	141.5	1491	1414	1027	433.8	386.8
Abril	150.1	80.66	26.76	151.2	148.4	1569	1368	1041	496.7	327.6
Mayo	162.6	79.41	26.78	168.5	165.5	1750	1414	1118	596.6	295.4
Junio	151.6	75.73	26.01	158.9	156.0	1655	1368	1073	549.3	294.7
Julio	148.0	76.82	26.52	154.5	151.6	1607	1414	1040	534.5	373.6
Agosto	147.2	78.37	26.84	150.3	147.6	1560	1414	1025	504.3	389.2
Septiembre	146.9	82.84	26.85	145.2	142.5	1509	1368	1001	477.1	366.8
Octubre	152.5	75.26	27.03	145.8	143.0	1511	1414	1004	477.4	409.9
Noviembre	151.5	70.42	26.34	140.0	137.3	1459	1368	1029	402.1	339.1
Diciembre	175.7	62.45	26.88	157.6	154.5	1639	1414	1175	431.5	238.7
Año	1857.0	913.06	26.90	1816.8	1782.9	18870	16646	12737	5756.4	3909.3

Leyendas

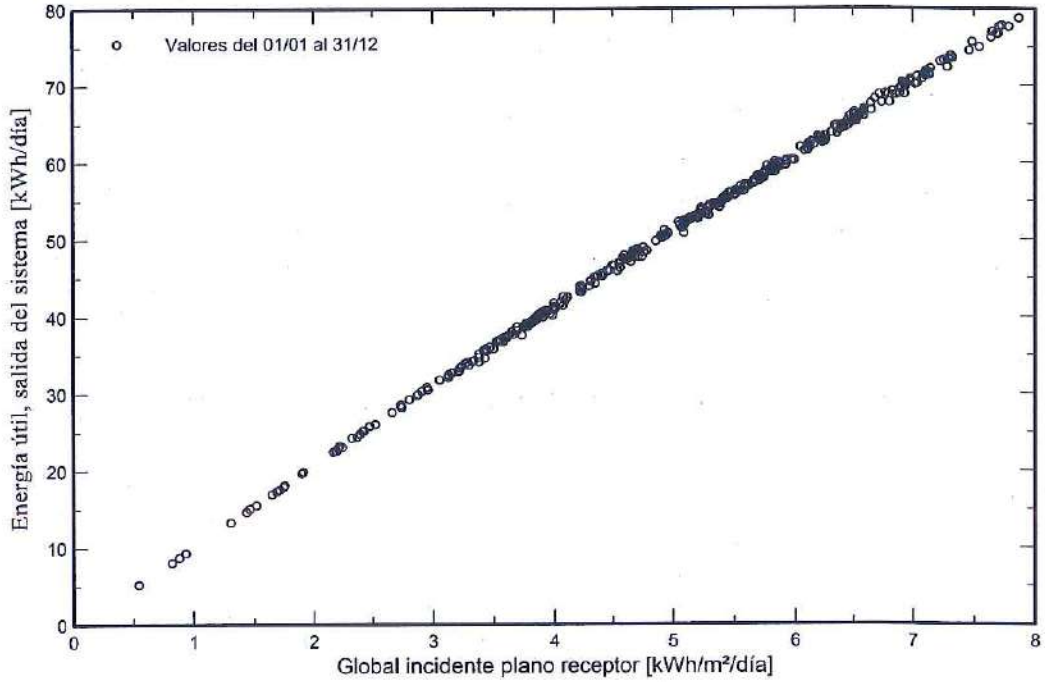
GlobHor	Irradiación horizontal global	EArray	Energía efectiva a la salida del conjunto
DiffHor	Irradiación difusa horizontal	E_User	Energía suministrada al usuario
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energía del sol
GlobInc	Global incidente plano receptor	E_Grid	Energía inyectada en la red
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EFrGrid	Energía de la red

Diagrama de pérdida



Gráficos predefinidos

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de potencia de salida del sistema

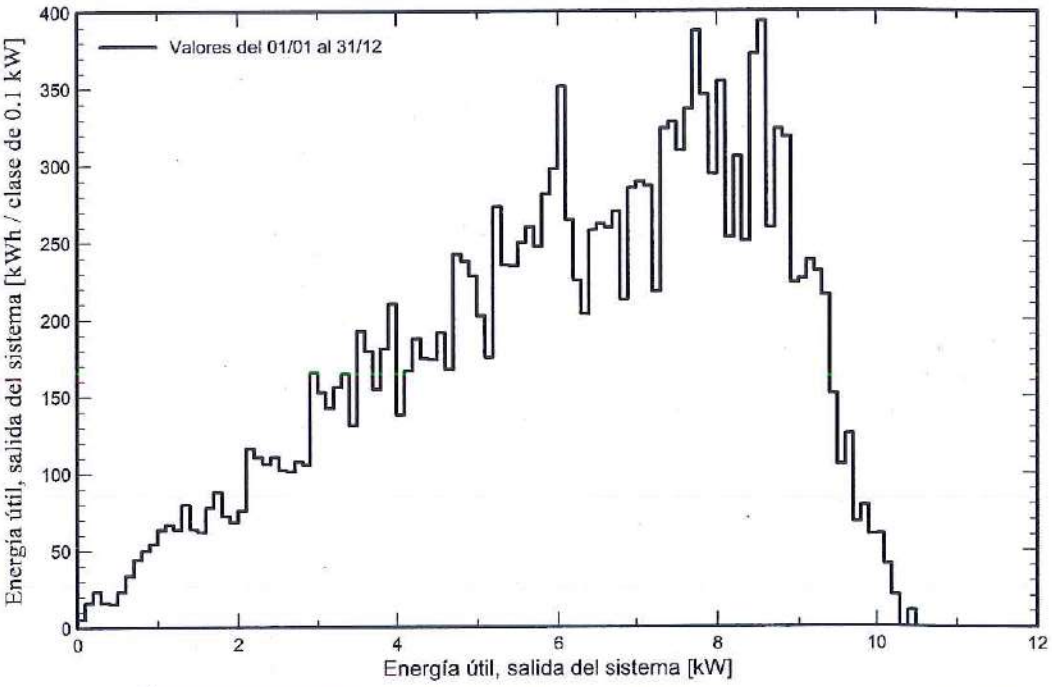
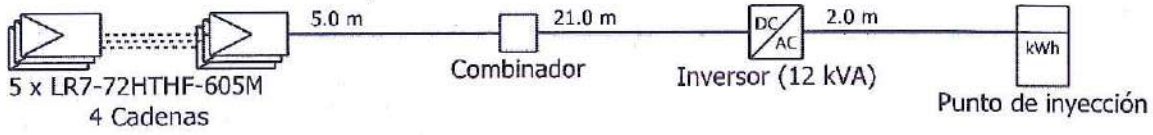


Diagrama unifilar

PVsyst V7.4.8
VC0, Fecha de simulación:
13/05/25 21:23
con V7.4.8



Módulo FV	LR7-72HTHF-605M
Inversor	S5-GR3P12K
Cadena	5 x LR7-72HTHF-605M

	Planta Solar Fotovoltaica Pozo C errito Aguazul Casanare	
	VC0 : Nueva variante de simulación	13/05/25

Costo del sistema

Costes de instalación

Artículo	Cantidad unidades	Costo COP	Total COP
Módulos FV			
LR7-72HTHF-605M	20	572.975.00	11.459.500.00
Soportes para módulos	20	637.221.00	12.744.420.00
Inversores			
S5-GR3P12K	1	9.845.927.00	9.845.927.00
Otros componentes			
Canalizaciones	1	6.368.119.00	6.368.119.00
Cableado y conexion de modulos solares	1	3.823.350.00	3.823.350.00
Sistema de puesta a tierra	1	8.367.418.00	8.367.418.00
Instalaciones en DC	1	5.106.581.00	5.106.581.00
Instalaciones en AC	1	4.403.212.00	4.403.212.00
Tramites			
Conexión a la red	1	1.500.000.00	1.500.000.00
Certificacion RETIE	1	3.200.000.00	3.200.000.00
Impuestos			
IVA	1	0.00	8.647.489.00
Otros impuestos	1	0.00	935.459.38
		Total	76.401.475.38
		Activo amortizable	40.417.966.00

Costos de operación

Artículo	Total COP/año
Mantenimiento	
Provisión para el reemplazo del inversor	1.969.185.40
Limpieza cuatrimestral	2.000.000.00
Reparaciones	1.000.000.00
Mantenimiento general	2.500.000.00
Administrativo	2.000.000.00
Total (OPEX)	9.469.185.40
Incluyendo inflación (4.00%)	15.774.113.07

Resumen del sistema

Costo total de instalación	76.401.475.38 COP
Costos de operación (Incl. inflación 4.00%/año)	15.774.113.07 COP/año
Energía solar utilizable	12.7 MWh/año
Energía vendida a la red	5.8 MWh/año
Costo de la energía producida (LCOE)	1.018.2131 COP/kWh

Análisis financiero

Período de simulación

Vida del proyecto 25 años Año de inicio 2026

Variación del ingreso a lo largo del tiempo

Inflación	4.00 %/año
Variación de producción (envejecimiento)	0.00 %/año
Tasa de descuento	0.00 %/año

Gastos dependientes de ingresos

Tasa de impuesto sobre la renta	0.00 %/año
Otro impuesto sobre la renta	0.00 %/año
Dividendos	0.00 %/año

Activos amortizables

Activo	Método de amortización	Período de amortización (años)	Valor de rescate (COP)	Amortizable (COP)
Módulos FV				
LR7-72HTHF-605M	Línea recta	25	0.00	11.459.500.00
Soportes para módulos	Línea recta	25	0.00	12.744.420.00
Inversores				
S5-GR3P12K	Línea recta	25	0.00	9.845.927.00
Canalizaciones	Línea recta	20	0.00	6.368.119.00
		Total	0.00	40.417.966.00

Financiamiento

Fondos propios 76.401.475.38 COP

Venta de electricidad

Tarifa de alimentación	1.000.00000 COP/kWh
Duración de la garantía de tarifas	25 años
Impuesto de conexión anual	0.00 COP/kWh
Variación de tarifa anual	+13.0 %/año
Reducción de tarifa de alimentación después de la garantía	0.00 %

Autoconsumo

Tarifa de consumo	1.000.00000 COP/kWh
Evolución de tarifas	+13.0 %/año

Retorno de la inversión

Período de recuperación	5.3 años
Valor presente neto (VPN)	2.407.169.425.73 COP
Tasa de rendimiento interno (TRI)	28.44 %
Retorno de la inversión (ROI)	3150.7 %

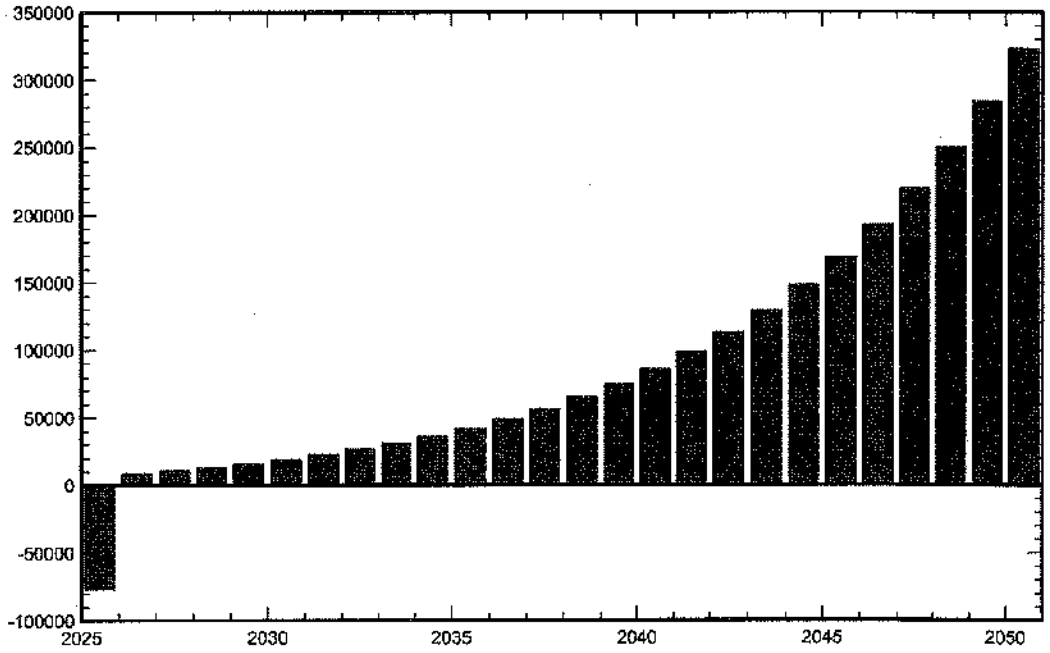
Análisis financiero

Resultados económicos detallados (kCOP)

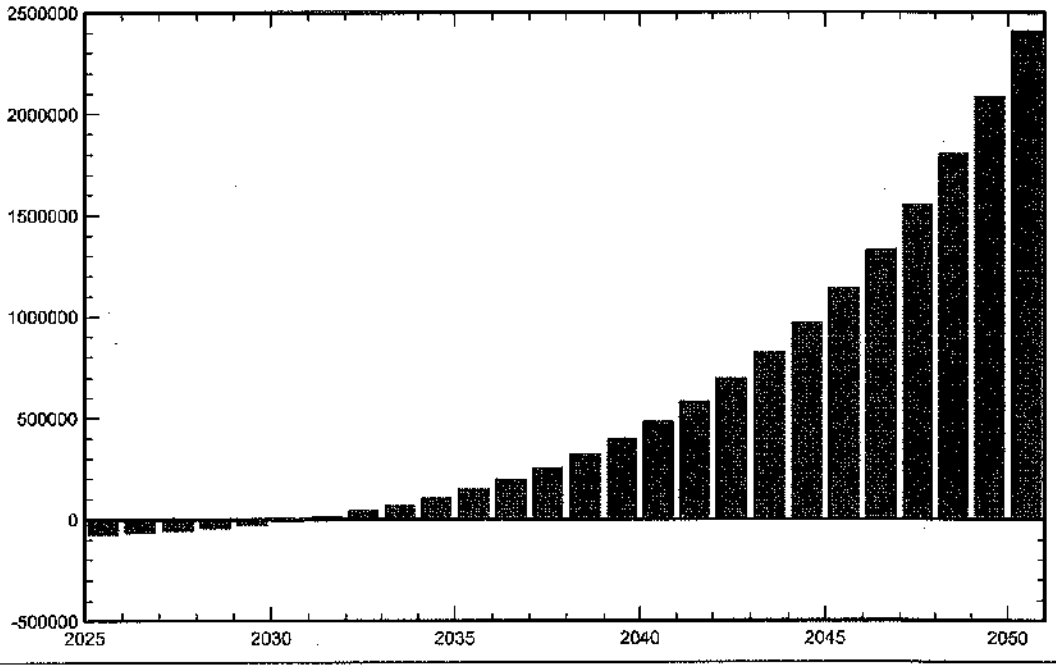
Año	Venta de electricidad	Fondos propios	Costos de func.	Subsidio de amortización	Ingreso imponible	Impuestos	Beneficio después de impuestos	Ahorro autoconsumo	Cumul lucro	% amorti.
0	0	76.401.475	0	0	0	0	[illegible]	[illegible]	-76.401.475	[illegible]
1	5.756.416	0	9.469.185	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
2	6.504.750	0	9.847.953	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
3	7.350.368	0	10.241.871	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
4	8.305.916	0	10.651.546	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
5	9.385.685	0	11.077.608	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
6	10.605.824	0	11.520.712	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
7	11.984.581	0	11.981.540	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
8	13.542.577	0	12.460.802	1.680.400	0	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
9	15.303.112	0	12.959.234	1.680.400	863.478	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
10	17.292.516	0	13.477.603	1.680.400	2.134.513	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
11	19.540.543	0	14.016.708	1.680.400	3.843.436	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
12	22.080.814	0	14.577.376	1.680.400	5.823.038	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
13	24.951.320	0	15.160.471	1.680.400	8.110.449	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
14	28.194.991	0	15.766.890	1.680.400	10.747.702	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
15	31.860.340	0	16.397.565	1.680.400	13.782.375	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
16	36.002.184	0	17.053.468	1.680.400	17.268.317	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
17	40.682.468	0	17.735.607	1.680.400	21.266.462	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
18	45.971.189	0	18.445.031	1.680.400	25.845.758	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
19	51.947.444	0	19.182.832	1.680.400	31.084.212	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
20	58.700.611	0	19.950.145	1.680.400	37.070.066	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
21	66.331.691	0	20.748.151	1.361.994	44.221.546	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
22	74.954.811	0	21.578.077	1.361.994	52.014.739	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
23	84.698.936	0	22.441.200	1.361.994	60.895.742	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
24	95.709.798	0	23.338.848	1.361.994	71.008.955	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
25	108.152.071	0	24.272.402	1.361.984	82.517.675	0	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
Total	**895.810.957**	**76.401.475**	**394.352.827**	**40.417.966**	**488.298.462**	**0**	[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

Análisis financiero

Beneficio neto anual (kCOP)



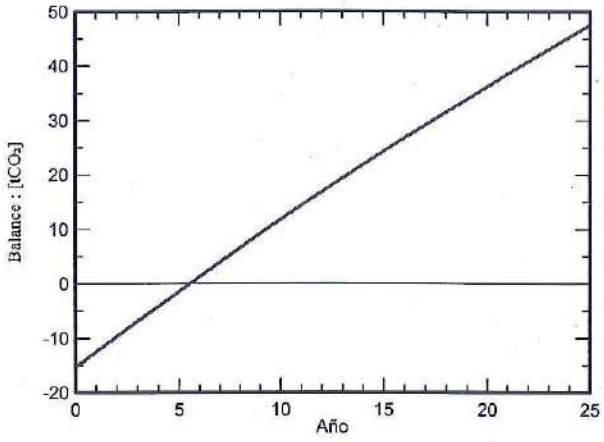
Flujo de caja acumulativo (kCOP)



Balance de emisiones de CO_2

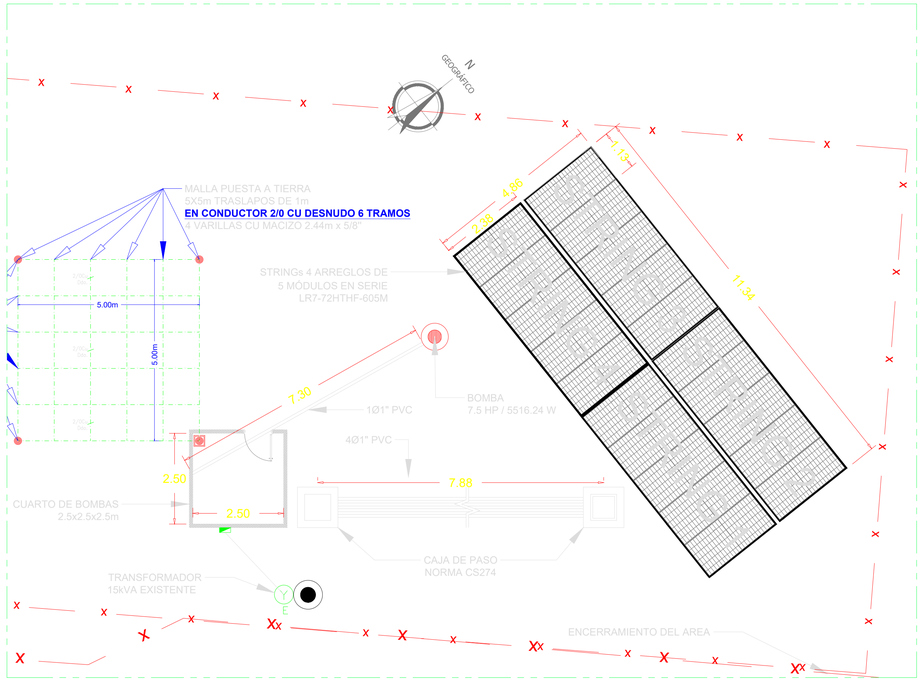
Total:	47.5 tCO_2
Emisiones generadas	
Total:	15.34 tCO_2
Fuente: Cálculo detallado de la siguiente tabla	
Emisiones reemplazadas	
Total:	70.7 tCO_2
Sistema de producción:	18.49 MWh/año
Emisiones del ciclo de vida de la red:	153 gCO_2/kWh
Fuente:	Lista IEA
País:	Colombia
Toda la vida:	25 años
Degradación anual:	1.0 %

Emisión de CO_2 ahorrada vs tiempo

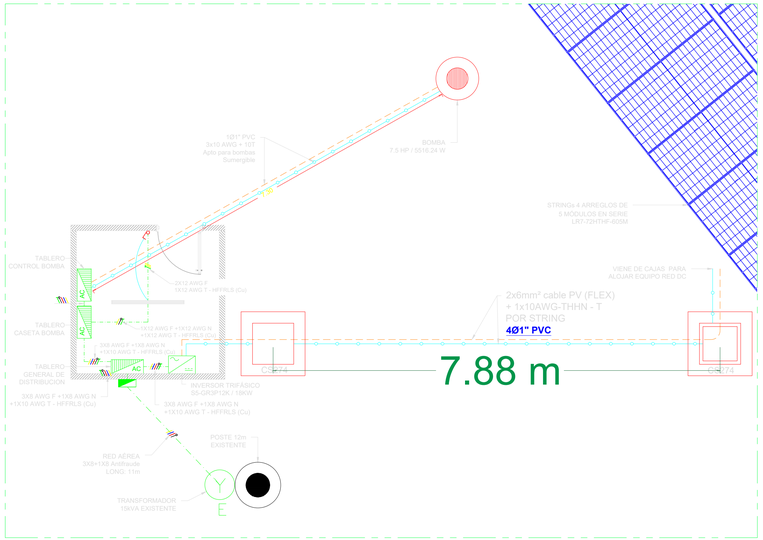


Detalles de emisiones del ciclo de vida del sistema

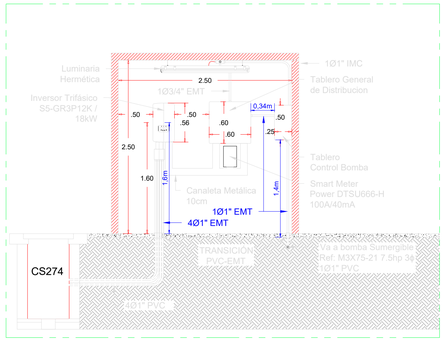
Artículo	LCE	Cantidad	Subtotal
			[$kgCO_2$]
Módulos	1557 kgCO2/kWp	9.68 kWp	15072
Soportes	1.02 kgCO2/kg	160 kg	163
Inversores	101 kgCO2/unidades	1.00 unidades	101

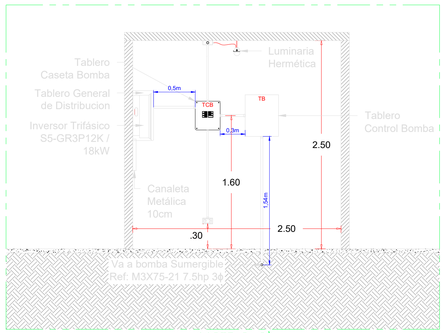


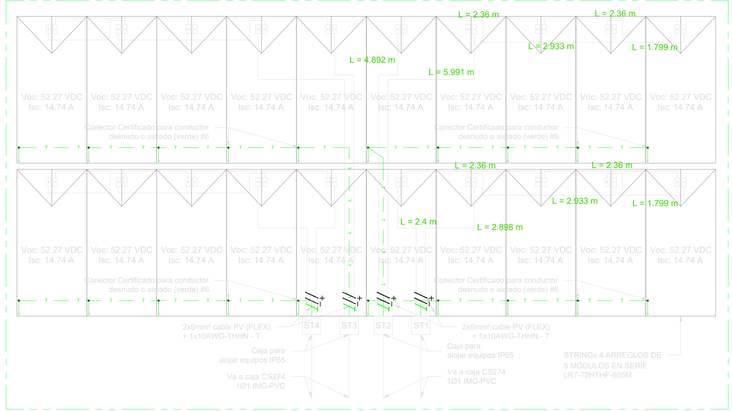
LOCALIZACIÓN GENERAL



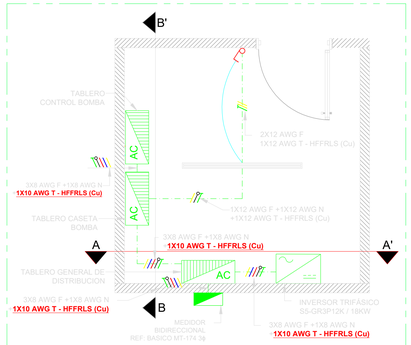
VISTA DETALLADA INSTALACIÓN PROYECTADA



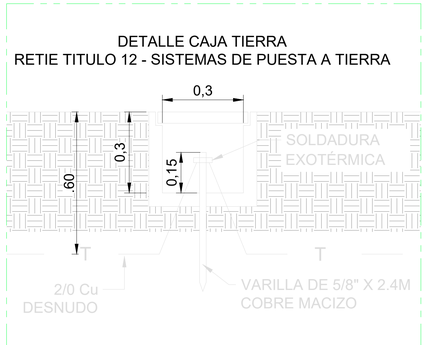




VISTA DETALLADA INSTALACIÓN PANELES Y CONEXIÓN



VISTA DETALLADA CUARTO ELECTRICO



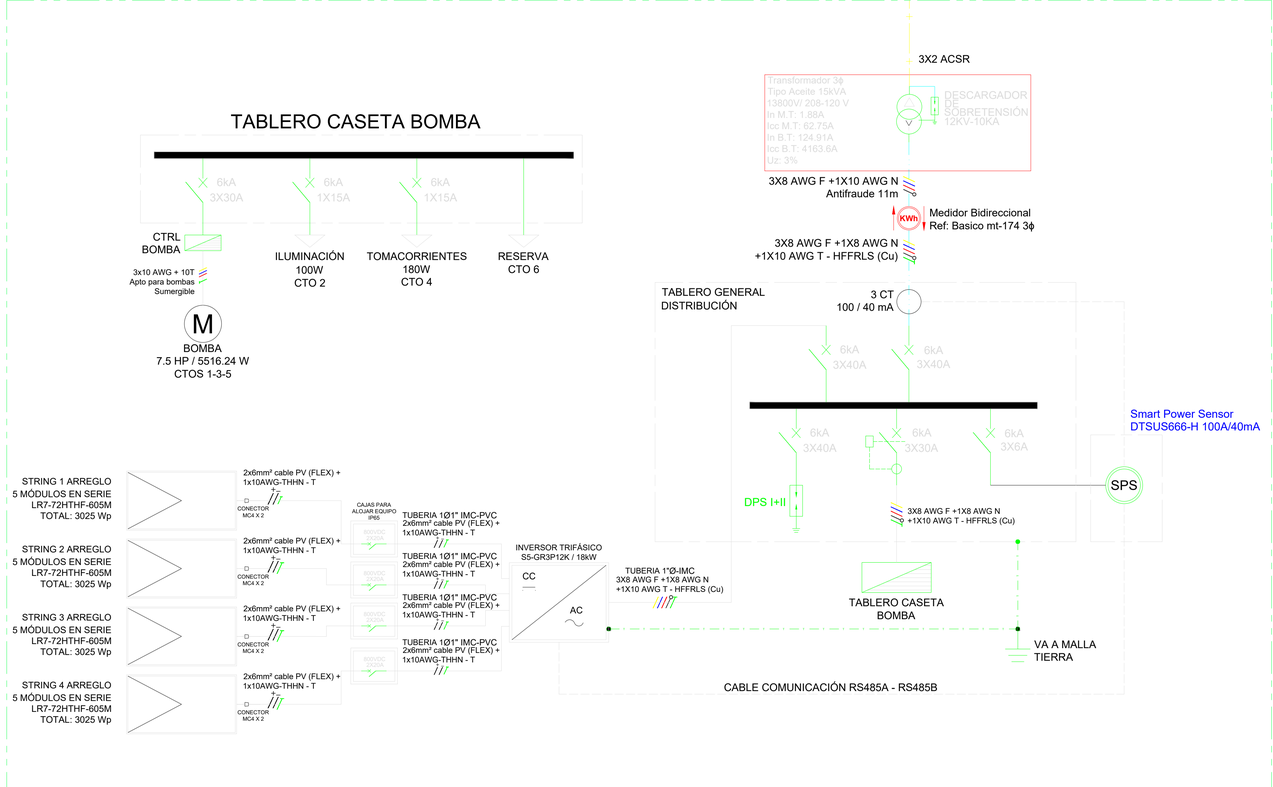


DIAGRAMA UNIFILAR

PROYECTO:

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE RECONVERCION PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL– CASANARE

CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025

CONTRATANTE:

Municipio de Aguazul NIT 891.855.200-9

CONTRATISTA:

PROINGENIARQ S.A.S

Proyectos de Ingeniería y Arquitectura

Nit. 901.388.628-9

DIRECCION: Carrera 20 No. 27 -18

TELEFONO: 3202253679 E-MAIL: proingenierqsas@gmail.com

YOPAL - CASANARE

R/L CRISTHIAN JAVIER GUERRA DIAZ

C.C 86.075.316

DISEÑO:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

MP: CN205-32645

Vo Bo SUPERVISION:

OBSERVACIONES:

DIBUJÓ:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

CONTIENE:

DISEÑO ELÉCTRICO VEREDA CERRITO

OBSERVACIONES:

PLANO:

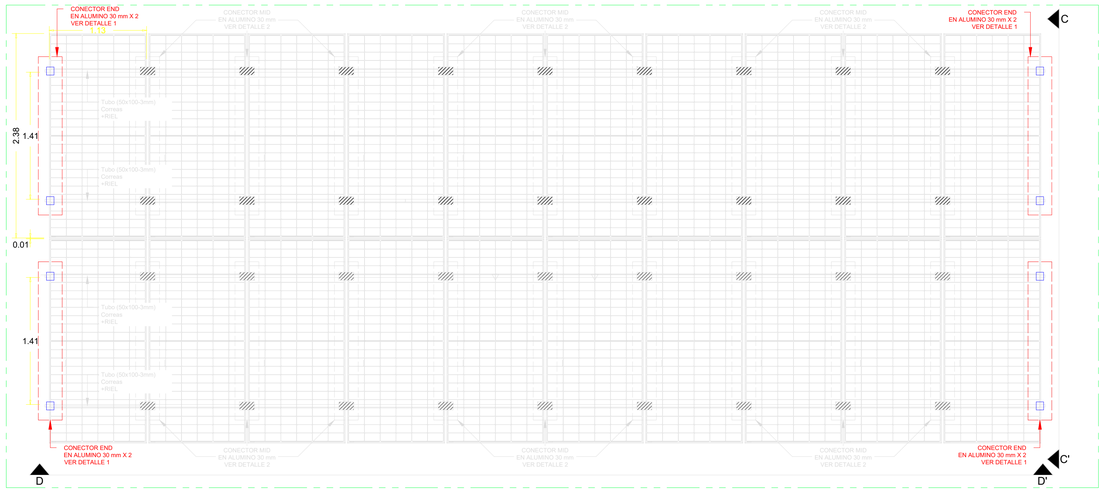
1 DE 2

ESCALA:

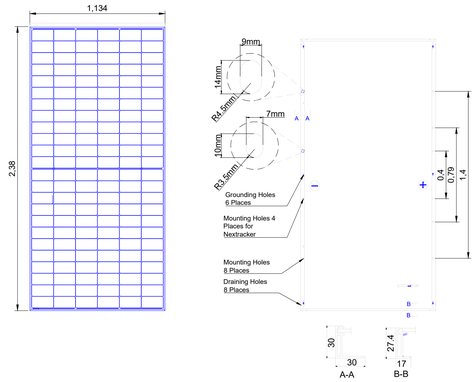
INDICADAS

FECHA:

MAYO DE 2025

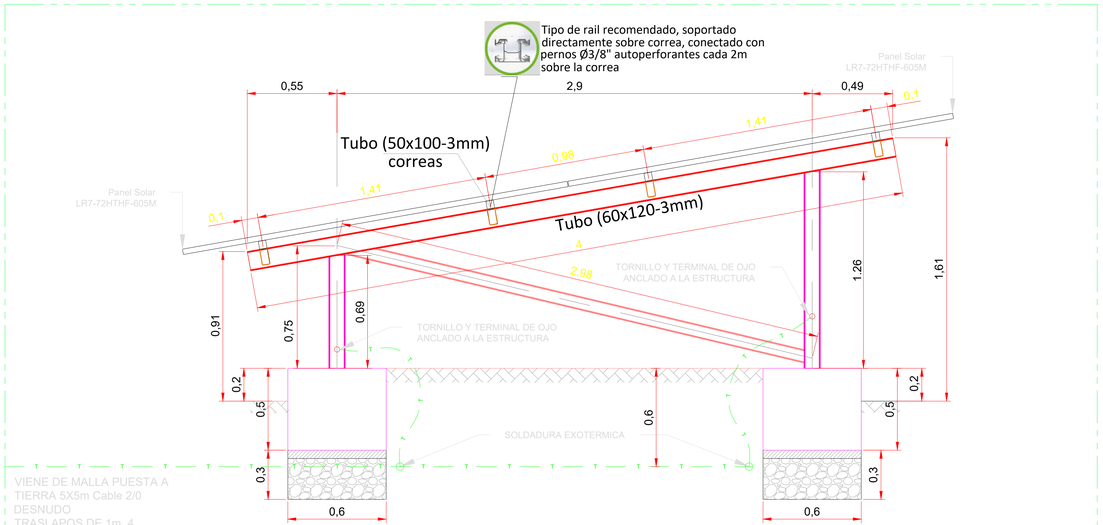


SUJECIÓN MECÁNICA PANELES FOTOVOLTAICOS VISTA PLANTA

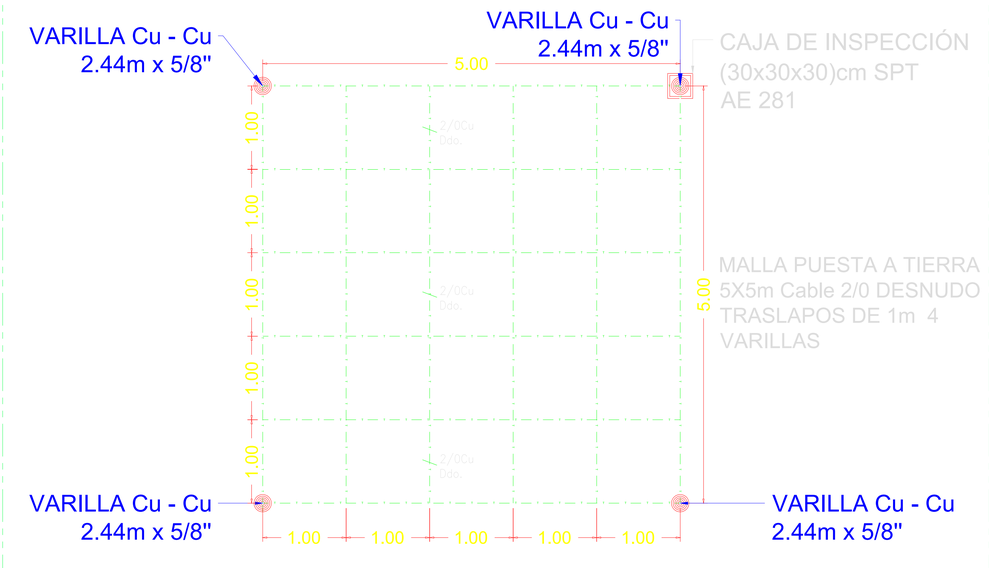


DETALLE PANEL SOLAR	
CARACTERÍSTICA	**DESCRIPCIÓN**
PESO	28.5
DIMENSIONES	2382 X 1134 X 30 mm
CABLE DE SALIDA	4 mm² (IEC) , 12 AWG (UL)
NUMERO DE CELULAS	144 (6x24)
VIDRIO	Vidrio simple, vidrio templado recubierto de 3,2 mm
MARCO	Marco de aleación de aluminio anodizado

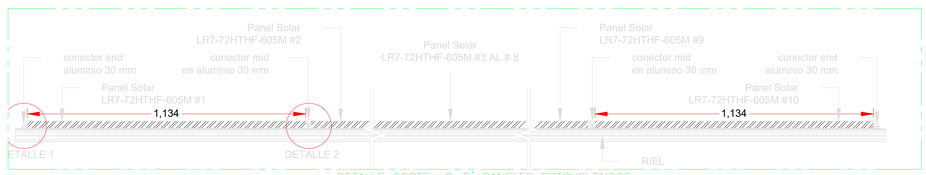
DETALLES Y CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO



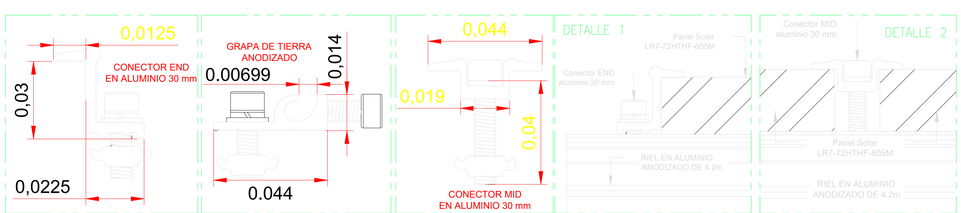
DETALLE CORTE C-C' PANELES FOTOVOLTAICOS

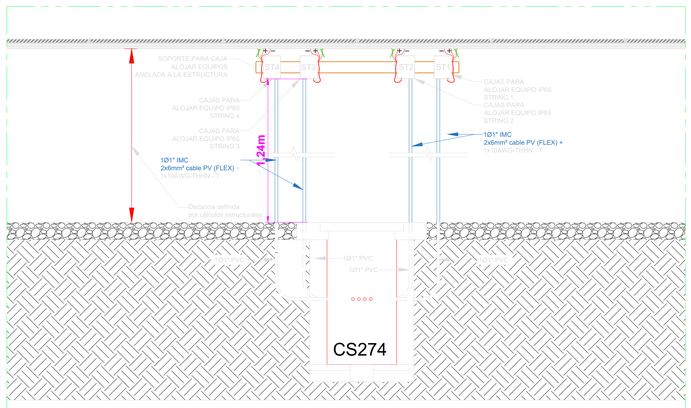


MALLA PUESTA A TIERRA



DETALLE CORTE D-D' PANELES FOTOVOLTAICOS





DETALLE BAJANTE CONDUCTORES DC (STRING A CÁMARA)

AGUAZUL CASANARE

PROYECTO:

ESTUDIOS Y DISEÑOS DE RECONVERCION PARA EL SISTEMA DE BOMBEO DE LOS POZOS PROFUNDOS DEL SISTEMA DE ABASTECIMIENTO DE LA COMUNIDAD CERRITO Y LA TURUA AGUAZUL– CASANARE

CONTRATO DE CONSULTORÍA No. 349 DE 2025

CONTRATANTE:

Municipio de Aguazul NIT 891.855.200-9

CONTRATISTA:

PROINGENIARQ S.A.S

Proyectos de Ingeniería y Arquitectura

Nit. 901.388.628-9

DIRECCION: Carrera 20 No. 27 -18

TELEFONO: 3202253679 E-MAIL: proingenierqsas@gmail.com

YOPAL - CASANARE

R/L CRISTHIAN JAVIER GUERRA DIAZ

C.C 86.075.316

DISEÑO:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

MP: CN205-32645

Vo Bo SUPERVISION:

OBSERVACIONES:

DIBUJÓ:

JORGE E. SOCADAGUI PEREZ

CONTIENE:

DISEÑO ELÉCTRICO VEREDA CERRITO

OBSERVACIONES:

PLANO:

2 DE 2

ESCALA:

INDICADAS

FECHA:

MAYO DE 2025