MEMORIA DE CÁLCULO

SISTEMA FOTOVOLTAICO 8 KW AC

SFV ESCUELA TIPO 2

Ubicación:

(MUNICIPIO DEL PROYECTO), SANTANDER



JHOAN NICOLÁS MEJÍA PEÑA
T.P. SN205-170555
nicolasmejia1710gmail.com

jueves, 31 de julio de 2025

TABLA DE CONTENIDO

Pág

1. DESCRIPCIÓN GENERAL..... 6

1.1 Localización..... 6

1.2 Caracteristicas del proyecto..... 6

2. DISEÑO DETALLADO ACORDE CON EL ARTÍCULO 3.3.1.1 DE LA RESOLUCIÓN No. 40117 DE ABRIL 02 DE 2024..... 7

2.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos..... 7

2.2 Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección..... 18

2.3 Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armonicos..... 22

2.4 Coordinación de aislamiento eléctrico..... 22

2.5 Análisis y cálculos de cortocircuitr¿o, arco eléctrico y falla a tierra..... 22

2.6 Análisis del nivel de tensión requerido..... 22

2.7 Cálculos de campos electromagnéticos..... 23

2.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga..... 23

2.9 Sistema de puesta a tierra..... 23

2.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de perdidas, las cargas resultantes y los costos de energía..... 24

2.11 Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente..... 25

2.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujesión y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación..... 25

2.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A..... 26

2.14 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.)..... 27

2.15 Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia..... 29
2.16 Cálculo de regulación de tensión..... 30
2.17 Áreas clasificadas como peligrosas..... 31
2.18 Diagramas unifilares..... 31
2.19 Planos eléctricos para construcción..... 31
2.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares..... 31
2.21 Distancias de seguirdad o servidumbre requeridas..... 31
2.22 Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación..... 33
2.23 Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas..... 33
2.24 Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales..... 34
2.24.1 Cálculo de número de paneles en serie y pérdidas de potencia por temperatura..... 34
2.24.1.1 Cálculo de número de paneles en serie..... 34
2.24.1.2 Distribución..... 35
2.24.2 Cálculo de pérdidas por temperatura..... 35

FIGURAS

Figura 1. Localización del proyecto..... 6
Figura 2. Mapa isoceráunico de Colombia..... 18
Figura 3. Densidad de descargas a tierra para algunas ciudades de Colombia..... 19
Figura 4. Ficha téncina del inversor..... 23
Figura 5. Conexión del sistema de puesta a tierra del sistema solar fotovoltaico en el tablero eléctrico existente..... 24
Figura 6. Sistema de puesta a tierra existente..... 24
Figura 7. Distancias de seguridad en zonas con construcciones..... 31
Figura 8. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna..... 33
Figura 9. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua..... 33
Figura 10. Ficha técnica del inversor..... 34
Figura 11. Ficha técnica del panel..... 34

TABLAS

Tabla 1. Factores de riesgo..... 7
Tabla 2. Factores de riesgo por arcos eléctricos..... 10
Tabla 3. Medidas tomadas para el riesgo por arcos eléctricos..... 10
Tabla 4. Factores de riesgo por contacto directo..... 11
Tabla 5. Medidas tomadas para el riesgo por contacto directo..... 11
Tabla 6. Factores de riesgo por contacto indirecto..... 12
Tabla 7. Medidas tomadas para el riesgo por contacto indirecto..... 12
Tabla 8. Factores de riesgo por rayos..... 13
Tabla 9. Medidas tomadas para el riesgo por rayos..... 13
Tabla 10. Factores de riesgo por sobrecarga..... 14
Tabla 11. Medidas tomadas para el riesgo por sobrecarga..... 14
Tabla 12. Factores de riesgo por tensión de contacto..... 15
Tabla 13. Medidas tomadas para el riesgo por tensión de contacto..... 15
Tabla 14. Factores de riesgo por tensión de paso..... 16
Tabla 15. Medidas tomadas para el riesgo por tensión de paso..... 16
Tabla 16. Factores de riesgo por electricidad estática..... 17
Tabla 17. Medidas tomadas para el riesgo por electricidad estática..... 17
Tabla 18. Evaluación de riesgo por rayos..... 20
Tabla 19. Cálculo de corriente de cortocircuito..... 22
Tabla 20. Cálculo de conductores en DC..... 25
Tabla 21. Cálculo de conductores en AC..... 25
Tabla 22. Cálculo de protecciones en DC..... 26
Tabla 23. Cálculo de protecciones en AC..... 26
Tabla 24. Cálculo de ductos en DC..... 28
Tabla 25. Cálculo de ductos en AC..... 28
Tabla 26. Cálculo de perdidas de energía en DC..... 29
Tabla 27. Cálculo de perdidas de energía en AC..... 29
Tabla 28. Cálculo de regulación en DC..... 30
Tabla 29. Cálculo de regulación en AC..... 30

1.1 Localización

A continuación se muestra el área de influencia del proyecto



Figura 1. Localización del proyecto (Adaptada de google maps).

1.2. Caracteristicas del proyecto

Este proyecto consiste en la instalación de un sistema de energía solar fotovoltaica ubicado en (DIRECCIÓN DEL PROYECTO) en el municipio de (MUNICIPIO DEL PROYECTO), SANTANDER, propiedad de LA GOBERNACIÓN DE SANTANDER identificado con NIT No. (NÚMERO DE IDENTIFICACIÓN DEL PROPIETARIO). El sistema estará conectado a la red eléctrica existente (220 V, 2 FASES), con un nivel de electrificación Urbano.

El sistema tendrá una capacidad instalada de 8.70 kWp en DC y 8 kW en AC. El arreglo fotovoltaico estará compuesto por 14 PANELES monocristalinos marca TRINA SOLAR, cada uno con una capacidad de 665 W, mientras que se hará uso de 1 INVERSOR de 8 kW marca GROWATT, compatible para conexión a red bajo los estándares requeridos.

Por otro lado, el sistema fotovoltaico es instalado En piso, mediante una estructura especial diseñada para este tipo de superficie, se utilizará una estructura metalizada que garantice la fijación y el soporte adecuado de los paneles durante toda su vida útil.

2. DISEÑO DETALLADO ACORDE CON EL ARTÍCULO 3.3.1.1 DE LA RESOLUCIÓN No. 40117 DE ABRIL 02 DE 2024.

La elaboración del Diseño Detallado requiere la intervención de profesionales de la ingeniería especializados en la tipología específica de la obra a desarrollar, de acuerdo con las competencias autorizadas por su matrícula profesional, según lo establecido en las Leyes 51 de 1986 y 842 de 2003. Es imperativo que las partes involucradas en el proceso de diseño observen y respeten los derechos de autor y la propiedad intelectual asociada a los diseños.

La profundidad con que se aborden los distintos temas deberá ajustarse a la complejidad y al nivel de riesgo inherente al tipo de instalación. Asimismo, el diseño debe contemplar los elementos pertinentes de la lista siguiente, teniendo en cuenta aquellos que sean aplicables a la situación específica.

2.1. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

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 accidente.

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

A continuación se identifican alguno factores de riesgos eléctricos comunes para el tipo de instalaciones eléctricas previstas en el presente diseño.

Tabla 1. Factores de riesgo (Adaptada del RETIE 2024)

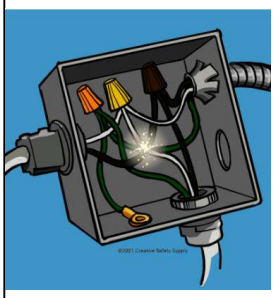
FACTORES DE RIESGO	
ARCOS ELÉCTRICOS	
	**POSIBLES CAUSAS:** Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga si utilizar equipo extintor de arco,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

Tabla 1. (Continuación)

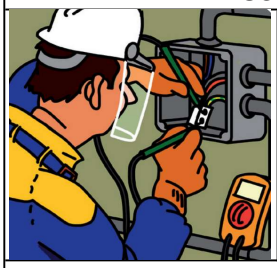
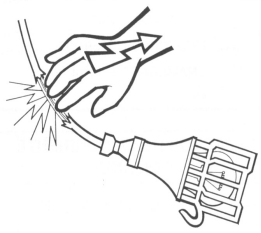
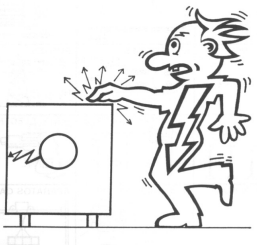
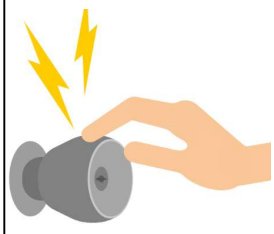
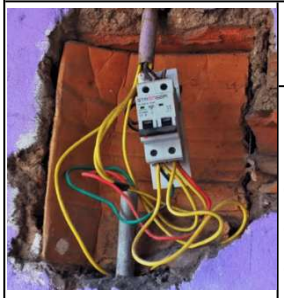
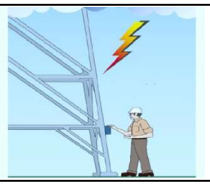
AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)	
	**POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema interrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
CONTACTO DIRECTO	
	**POSIBLES CAUSAS:** Negligencia de Técnicos o impericia de no Técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
CONTACTO INDIRECTO	
	**POSIBLES CAUSAS: F**allas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.
CORTOCIRCUITO	
	**POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
ELECTRICIDAD ESTÁTICA	
	**POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistema de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
EQUIPO DEFECTUOSO	
	**POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo, y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

Tabla 1. (Continuación)

RAYOS	
	**POSIBLES CAUSAS:** Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
SOBRECARGA	
	**POSIBLES CAUSAS:** Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas,
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.
TENSIÓN DE CONTACTO	
	**POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.
TENSIÓN DE PASO	
	**POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.
	MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Con el fin de evaluar el nivel de riesgo de tipo eléctrico, se aplica matriz recomendada por el RETIE.

Con base en la matriz elaborada por el RETIE, se elaboraron las siguientes tablas en las que se redistribuyeron y resultaron algunas casillas a fin de conceptualizar las matrices de riesgo aplicables en el proyecto.

El estudio ha sido realizado en su totalidad por el diseñador responsable y la metodología adoptada en casos particulares es la siguiente:
1. Seleccionar el factor de riesgo a estudiar, el evento o efecto que este podría causar y su fuente de origen.
2. Definir si el riesgo es potencial o real.
3. Seleccionar en la matriz las consecuencias (1,2,3,4 o 5) que dicho evento podría causar a nivel humano, económico, ambiental y en la imagen de la empresa.
4. Seleccionar la columna correspondiente a la frecuencia (A, B, C, D, o E) con la que ocurre cada evento.
5. Buscar el punto de cruce entre cada consecuencia (1, 2, 3, 4 y 5) y cada frecuencia (A, B, C, D y E).

Tabla 2. Factores de riesgo por arcos eléctricos

FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contacto , cortocircuitos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, tableros bien cerrados y debidamente rotulados.										
RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o quemadura**	**por**	**Arcos Eléctricos**	**(al) o (en)**	**Instalación BT**					
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**					
POTENCIAL	x		**REAL**		**FRECUENCIA**					
						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 mas muertes ES	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	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 3. Medidas tomadas para el riesgo por arcos eléctricos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del 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 y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 4. Factores de riesgo por contacto directo

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación en baja tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de a seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas,probar ausencia de tensión.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemaduras	por	Contacto directo	(al) o (en)	Red Baja Tension 220 /110
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA				
				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 mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 5. Medidas tomadas para el riesgo por contacto directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del 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 y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 6. Factores de riesgo por contacto indirecto

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.										
RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras	por	Contacto indirecto	(al) o (en)	RED BT 220/110					
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE					
POTENCIAL	X		**REAL**		**FRECUENCIA**					
						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 mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 7. Medidas tomadas para el riesgo por contacto indirecto

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del 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 y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 8. Factores de riesgo por rayos

FACTOR DE RIESGO POR RAYOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras solidas, equipotencialización.

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras, Electrocución	por	Rayos	(al) o (en)	Sistema de puesta a tierra
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

							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 mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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	MEDIO	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. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 9. Medidas tomadas para el riesgo por rayos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del 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 y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 10. Factores de riesgo por sobrecarga

FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de Baja tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas. Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, armónicos, no controlar el factor de potencia.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos , dimensionamiento técnico de conductores y equipos,interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados.

RIESGO A EVALUAR:	Incendio	por	Sobrecarga	(al) o (en)	Conductores, equipos y/o red secundaria
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

	POTENCIAL	X		REAL		FRECUENCIA				
						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 mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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	MEDIO	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. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 11. Medidas tomadas para el riesgo por sobrecarga

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	**Asumirlo:** Hacer control administrativo y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 12. Factores de riesgo por tensión de contacto

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE CONTACTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.restricción de acceso.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Tensión de contacto	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA				
				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 mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción	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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Intema E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 13. Medidas tomadas para el riesgo por tensión de contacto

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	**Asumirlo:** Hacer control administrativo y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 14. Factores de riesgo por tensión de paso

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE PASO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Tensión de paso	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X		REAL		FRECUENCIA				
					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 mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 15. Medidas tomadas para el riesgo por tensión de paso

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Bajo	**Asumirlo:** Hacer control administrativo y 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 cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 16. Factores de riesgo por electricidad estática

FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución	por	Electricidad estática	(al) o (en)	Ambiente o manipulación de equipos
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL	X	REAL		FRECUENCIA

CONSECUENCIAS						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
	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna E1	1	~~MUY BAJO~~	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 17. Medidas tomadas para el riesgo por tensión de paso

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy bajo	Vigilar posibles cambio.	No afecta la secuencia de las actividades.

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

Según la figura A.9 de la NTC 4552 el nivel ceráunico para la región es de Nc = 64.16
La densidad e rayos a tierra es:

$$DDT = (0{,}0017) * (Nc)^2 [\frac{rayos}{km^2} . año]$$

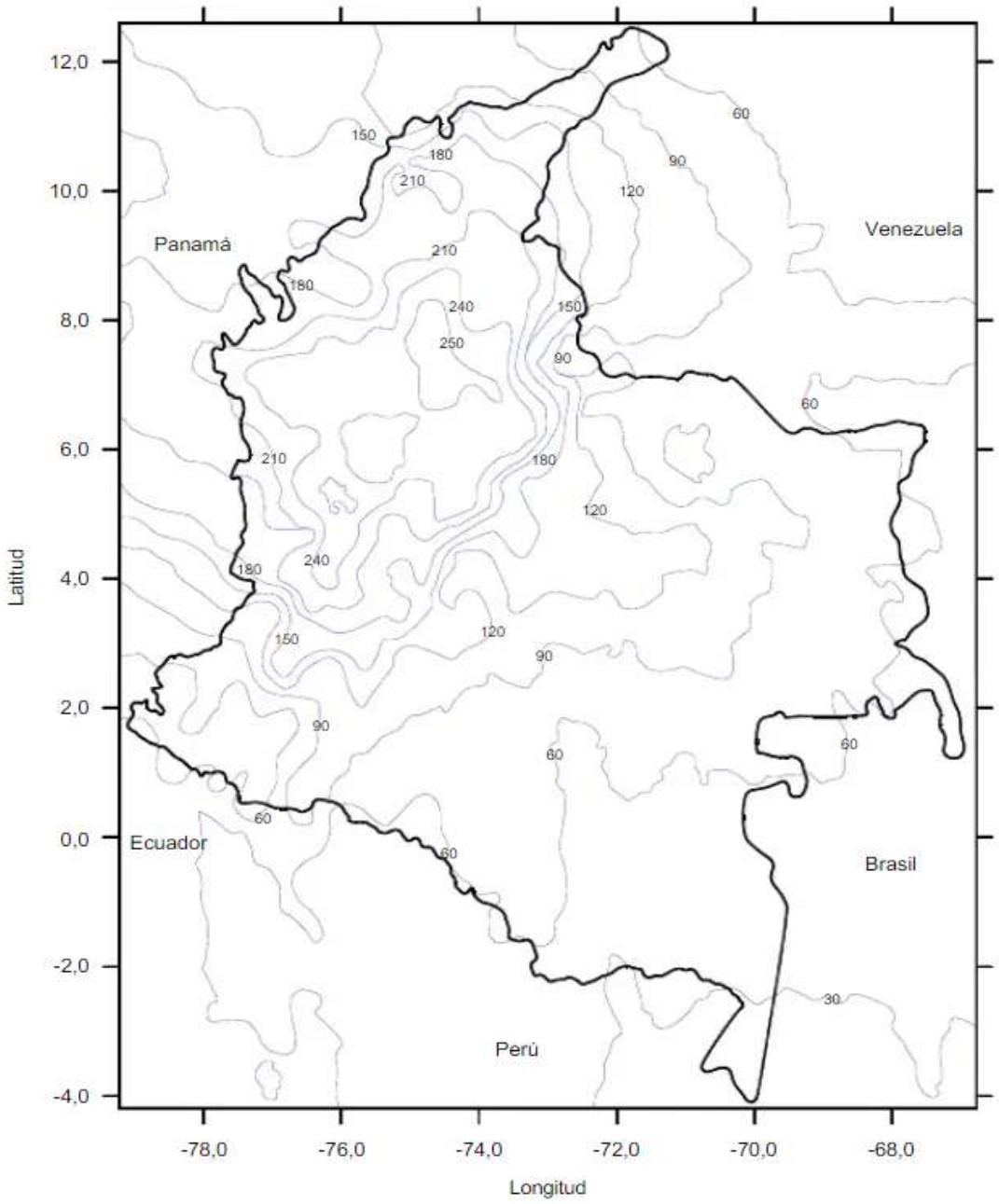


Figura 2. Mapa isoceráunico de Colombia (Adaptado de la NTC 4552-1).

DDT para ciudades de Colombia			
CIUDAD	LATITUD	LONGITUD	DDT PROMEDIO
Barranquilla	10.9	-74.8	1
Cartagena	10.5	-75.5	2
Corozal	9.3	-75.3	3
El Banco	9.1	-74	10
Magangue	9.3	-74.8	5
Monteria	8.8	-75.9	2
Quibdó	5.7	-76.6	9
Sta. Marta	11.1	-74.2	2
Tumaco	1.8	-78.8	1
Turbo	8.1	-76.7	5
Valledupar	10.4	-73.3	2
Riohacha	11.5	-72.9	2
Armenia	4.5	-75.8	2
Barranca	7	-73.8	7
Bogotá	4.7	-74.2	1
Bucaramanga	7.1	-73.1	1
Cali	3.6	-76.4	1
Cúcuta	7.9	-72.5	1
Girardot	4.3	-74.8	5
Ibagué	4.4	-75.2	7
Ipiales	0.8	-77.6	1
Manizales	5	-75.5	2
Medellín	6.1	-75.4	1
Neiva	3	-75.3	1
ocaña	8.3	-73.4	2
Pasto	1.4	-77.3	1
Pereira	4.8	-75.7	4
Popayán	2.4	-76.6	1
Remedios	7	-74.7	12
V/cencio	4.2	-73.5	1
Bagre	7.8	-75.2	12
Samaná	5.4	-74.8	9

Figura 3. Densidad de descargas a tierra para algunas ciudades de colombia.

La estructura a proteger es una tejado con dimensiones aproximadas:

Alto (H) = 3 m Ancho (W) = 6 m Largo(L) = 7 m

Tabla 18. Evaluación de riesgo por rayos

SFV ESCUELA TIPO 2				31/jul/2025
FACTOR DE RIESGO PARA PROTECCIÓN CONTRA RAYOS SEGÚN NORMA:				
NTC 4552-2 (2007) PROTECCIÓN CONTRA RAYOS - PARTE 2: EVALUACIÓN DE RIESGO POR RAYOS.				
PROYECTO:	SFV ESCUELA TIPO 2			
INFORMACIÓN GENERAL				
UBICACIÓN PROYECTO:	**SFV ESCUELA TIPO 2**			
OBJETO A PROTEGER:	**Estructura**			
TIPO DE RIESGO A EVALUAR:	**Riesgo de lesiones a seres vivos R1**			
	Riesgo de pérdida del servicio público R2			
	Riesgo de pérdida de valor cultural R3			
	Riesgo de pérdidas económicas R4			
I. DATOS DE LA ESTRUCTURA				
1. UBICACIÓN Y ENTORNO.-				
LARGO [m]: **7.00**	ANCHO [m]: **6.00**	ALTO [m]: **3.00**		
ESTRUCTURA CON ELEMENTOS PROTUBERANTES:	**NO**			
CIUDAD: **SFV ESCUELA TIPO 2**	DDT [rayos/km²-año]: **1**			
UBICACIÓN RELATIVA:	**Rodeado por objetos de la misma altura**			
TIPO DE AMBIENTE [ENTORNO]:	**Sub-Urbano**			
TIPO DE PISO [INTERIORES]:	**Rcontacto < 1 kilo Ohmio (Agricultura Concreto)**			
TIPO DE SUELO [EXTERIORES]:	**Rcontacto < 1 kilo Ohmio (Agricultura Concreto)**			
2. ACOMETIDAS DE SERVICIOS				
UBICACIÓN DE LA ACOMETIDA:	**Rodeado por objetos de la misma altura**			
RESISTIVIDAD DEL TERRENO ρ:	**48** Ω-m			
2,1 ACOMETIDAS DE ENERGÍA:				
TIPO DE ACOMETIDA:	**Subterránea**	**Con Transformador**		
Longitud de la Sección de la Acometida de servicio, de la estructura al primer nodo [m]:				**30**
Altura de la estructura de donde proviene la acometida de Servicio [m]:				**12**
Altura del punto de la estructura por donde ingresa la acometida de Servicio [m]:				**0**
Altura sobre la tierra de los conductores de Servicio [m]:				**0**
INFORMACIÓN DE ESTRUCTURAS ADYACENTES QUE COMPARTEN LA MISMA ACOMETIDA ELÉCTRICA:				
UBICACIÓN RELATIVA:	**Rodeado por objetos de la misma altura**			
2,2 ACOMETIDAS DE TELECOMUNICACIONES:				
TIPO DE ACOMETIDA:	**Subterránea**			
Longitud de la Sección de la Acometida de servicio, de la estructura al primer nodo [m]:				**30**
Altura de la estructura de donde proviene la acometida de Servicio [m]:				**12**
Altura del punto de la estructura por donde ingresa la acometida de Servicio [m]:				**0**
Altura sobre la tierra de los conductores de Servicio [m]:				**0**
INFORMACIÓN DE ESTRUCTURAS ADYACENTES QUE COMPARTEN LA MISMA ACOMETIDA DE TELCO:				
UBICACIÓN RELATIVA:	**Rodeado por objetos de la misma altura**			

Tabla 18. (Continuación)

II. INFORMACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN			
1. INFORMACIÓN DE LA ESTRUCTURA.-			
PROBABILIDAD DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO DENTRO DE LA ESTRUCTURA:			
Existen medidas de protección:	**NO**	Avisos de peligro:	**NO**
Aislamiento eléctrico de las bajantes:	**NO**	Concreto reforzado como bajante:	**NO**
Equipotencialización del suelo:	**NO**		
PROBABILIDAD DE DAÑOS EN LA ESTRUCTURA:		**Sin SIPRA**	
2. INFORMACIÓN DE PROTECCIONES EN ACOMETIDAS DE SERVICIOS .-			
TIPO DE DPS's:	**No existen DPS's coordinados**		
CARACTERÍSTICAS DEL CABLEADO INTERNO:		**No apantallado, con lazos pequeños**	
III. TIPOS DE PÉRDIDAS			
1. PELIGROS EXISTENTES.			
RIESGOS DE FUEGO:		**Riesgo de Fuego Ordinario**	
MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO DE FUEGO:		**Extintor, Hidrante, etc.**	
CLASE DE PELIGROS:		**Nivel Medio de pánico (de 100 a 1000 personas)**	
2. PÉRDIDAS ANUALES PARA R1 (RIESGO LESIONES A SERES VIVOS)			
TIPOS / USOS DE LA ESTRUCTURA:		**Industrias, Colegios, Comercio**	
PERSONAS EXPUESTAS:	**Personas fuera de la estructura y Personas dentro de la estructura**		
POSIBLES FALLAS EN LOS SERVICIOS QUE REPRESENTEN PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS:			**No hay Pérdidas L1**
3. PÉRDIDAS PROMEDIO ANUALES PARA R2 (PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO)			
TIPO DE ACOMETIDA:	**Televisión, TV Cable, Energía Eléctrica**		
4. PÉRDIDAS PROMEDIO ANUALES PARA R3 (PÉRDIDAS DE PATRIMONIO CULTURAL)			**0**
5. PÉRDIDAS ANUALES PARA R4 (PÉRDIDAS ECONÓMICAS)		**INCIERTO**	
TIPOS / USOS DE LA ESTRUCTURA:	**Hoteles, escuelas, oficinas, centros comerciales, Iglesias, bancos**		
PERSONAS EXPUESTAS:	**Personas fuera de la estructura y Personas dentro de la estructura**		
POSIBLES FALLAS EN LOS SERVICIOS QUE REPRESENTEN PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS:			
Museos, uso agrícola, escuelas, iglesias, centros comerciales			
IV. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO			
1. NÚMERO DE EVENTOS PELIGROSOS:			
Impacto en la estructura	**Nd =**	**0.00016100**	**Rayos/año**
Impactos cercanos a la estructura	**Nm =**	**0.31221695**	**Rayos/año**
Impactos en las acometidas	**NL =**	**0.00080485**	**Rayos/año**
Impactos cercanos a la acometida de servicio	**Ni =**	**0.00000000**	**Rayos/año**
Impactos en las estructuras adyacentes	**Nda =**	**0.00232684**	**Rayos/año**
2. RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN DE RIESGO Y CÁLCULO DE LA EFICIENCIA DEL SIPRA A IMPLEMENTAR			

OBSERVACIÓN	R		RT	R>RT?	Eficiencia SIPRA IEC 61024
RIESGO DE PÉRDIDAS DE VIDAS HUMANAS	**R1**	3.20E-06	1.00E-05	**NO**	**-213%**
RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	**R2**	4.16E-05	1.00E-03	**NO**	**-2302%**
RIESGO DE PÉRDIDAS DE PATRIMONIO CULTURAL	**R3**	0.00E+00	1.00E-03	**NO**	**0%**
RIESGO DE PÉRDIDAS ECONÓMICAS	**R4**	5.38E-05	1.00E-03	**NO**	**-1759%**

V. CONCLUSIONES	
Instalar medidas de protección para reducir el riesgo total R	
SIPRA recomendado a implementar:	**NO NECESITA PROTECCIÓN EXTERNA**
Radio de la esfera a utilizar [m]:	**-**
Método de enmallado [m]:	**-**
Separación entre bajantes mínima [m]:	**-**

Conclusión:

No requiere apantallamiento.

2.3. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Para el análisis de cargas iniciales y futuras en el presente proyecto, no es aplicable, ya que no se trata de una instalación con nuevas cargas. En cambio, se trata de una fuente de energía fotovoltaica que inyectará energía a las cargas existentes en el tablero de conexión. Estas cargas forman parte de la infraestructura existente y no se verán afectadas, ya que seguirán demandando energía de la misma manera que antes de la instalación del sistema fotovoltaico. Es importante destacar que la conexión ya está legalizada y cuenta con el servicio de energía proporcionado por el operador de red, lo que significa que es una instalación existente que no ha sido modificada.

En cuanto al análisis del factor de potencia en este proyecto, tampoco es aplicable, ya que los inversores utilizados garantizan un factor de potencia de la instalación fotovoltaica igual a 1. Esto asegura que no se inyecten armónicos en la red de uso final de las instalaciones, evitando así cualquier impacto negativo en la calidad de la energía suministrada.

2.4. Coordinación de aislamiento eléctrico.

El análisis de coordinación de aislamiento para este proyecto no aplica debido a que es un proyecto de baja tensión, y la coordinación de aislamiento es un análisis requerido para los sistemas de transmisión, es decir para alta tensión, tensiones mayores o iguales a 57.5 kV. Retie 2013 (Articulo 12. Clasificación de los niveles de tensión).

2.5. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

Tabla 19. Cálculo de corriente de cortocircuito

Cálculo de corriente de corto circuito			
Tensión [KV]		0.22	
Impedancias del sistema			
Tipo	R	X	Z
Red	0.192	0.785	
Cable	0.0069	0.003	
Total	0.1989	0.788	0.793
Icc		0,15 Ka sim	
R/X		0.25	
Factor K		1,46 IEC60909	
Icc asimetrica		Ka asim	

2.6. Análisis del nivel de tensión requerido.

Para presentar el análisis del nivel de tensión requerido para el proyecto en baja tensión hay que asegurar que la tensión de operación no exceda la normal del equipo.

Datasheet	MIN 7000TL-X2	MIN 8000TL-X2	MIN 9000TL-X2	MIN 10000TL-X2
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	12000W	12000W	13500W	15000W
Max. DC voltage	600V			
Start voltage	80V			
Nominal voltage	360V			
MPP voltage range	60-550V			
No. of MPP trackers	3			
No. of PV strings per MPP tracker	1/1/1			
Max. input current per MPP tracker	16A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	24A			
Output data (AC)				
AC nominal power	7000W	8000W	9000W	10000W
Max. AC apparent power	7000VA	8000VA	9000VA	10000VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/160~300V			
AC grid frequency(range*)	50/60Hz(44-55Hz/54-65Hz)			
Max. output current	33.5A	38.3A	43A	45.5A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	Single phase			

Figura 4. Ficha técnica del inversor.

Según la figura 4, el voltaje de la red requerido para operar estE inversor es 220 [V], 2F/N/PE AC, el cual corresponde al nivel de tensión ofrecido por el operador de red. El inversor a utilizar en este proyecto es de la referencia MIN 6000TL-X el cual se conecta a una red de tensión de 220 [V] AC.

2.7. Cálculos de campos electromagnéticos.

No aplica para este nivel de tensión.

2.8. Cálculo de transformadores inlcuyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

No aplica para esta instalación, debido a que no contempla instalación de trasnformador.

2.9. Sistema de puesta a tierra.

No aplica, ya que para este caso específico, en el que ya se dispone de un sistema de puesta a tierra, y conforme al Artículo 690.42 de la NTC 2050, se llevará a cabo la conexión del sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico con el sistema de puesta a tierra preexistente. Esta interconexión se realizará en el tablero general existente.

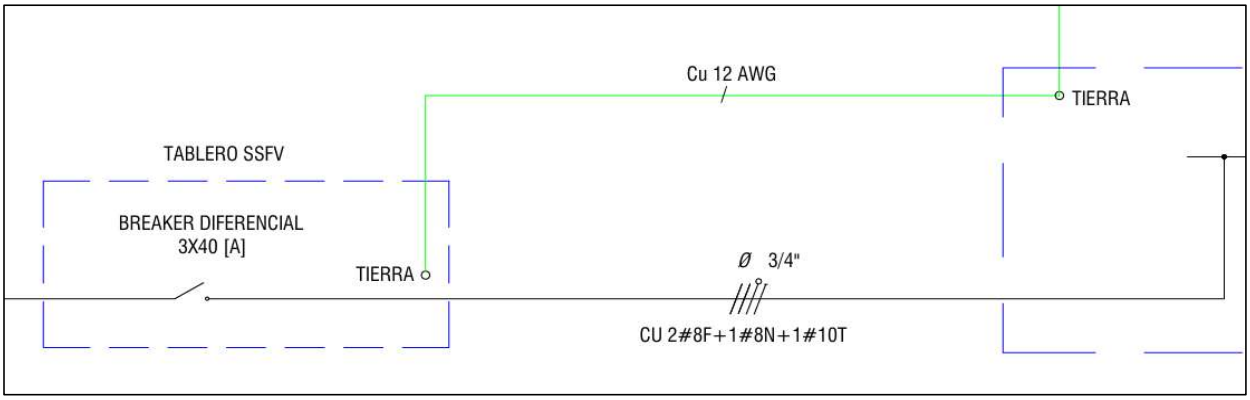


Figura 5. Conexión del sistema de puesta a tierra del sistema solar fotovoltaico en el tablero eléctrico existente.

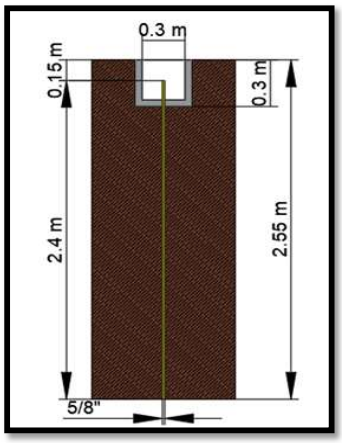


Figura 6. Sistema de puesta a tierra existente.

Selección de conductores de puesta a tierra de los equipos.

El cable de puesta a tierra de los equipos fue dimensionado de acuerdo con los establecido en la sección 690.45 de la NTC 2050 segunda actualización:

De acuerdo con la sección 250.122 (A) de la NTC 2050: "Los conductores de puesta a tierra de equipos, de cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, de tipo cable, no deben ser de calibre inferior a los presentados en la tabla 250.122, pero en ningun caso se ecigirá que sean mayores que los conductores de los circuitos que alimentan el equipo.".

2.10. Calculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de energía.

No aplica para esta instalación.

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

Los conductores en corriente continua (DC) estarán instalados dentro de una bandeja portacables y, de acuerdo con lo establecido en el artículo 392.80(A)(2) de la NTC 2050, Segunda Actualización, "los factores de ajuste de la sección 310.15(B)(3)(a) no se deben aplicar a la capacidad de corriente de los cables en las bandejas portacables". Por lo tanto, los conductores se seleccionaron según la capacidad amperimétrica establecida en la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050, Segunda Actualización, la corriente de cortocircuito ajustada conforme al artículo 690.8(A)(1)(1) de la NTC 2050, Segunda Actualización, y el valor nominal de las protecciones.

Tabla 20. Cálculo de conductores en DC

CÁLCULO DE CALIBRES DC								
TRAMOS	OBSERVACIONES	ISC [A]	ISC al 125%[A]	MATERIAL	FASE		TIERRA	
					CALIBRE [mm2]	CAPACIDAD [A]	CALIBRE [AWG]	CAPACIDAD [A]
1	STRING 1 - TABLERO DC	18.50	23.13	Cu	6	30	12	30
2	STRING 2 - TABLERO DC	18.50	23.13	Cu	6	30	12	30
3	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 1 S1	18.50	23.13	Cu	6	30	12	30
4	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 2 S1	18.50	23.13	Cu	6	30	12	30

Los conductores se seleccionaron de acuerdo con la capacidad amperimétrica de la tabla 310.15(B)(16) de la NTC 2050 Segunda actualización.

Tabla 21 Cálculo de conductores en AC

CÁLCULO DE CALIBRES AC								
TRAMOS	OBSERVACIONES	TENSIÓN [v]	CORRIENTE NOMIINAL [A]	CORRIENTE CON AJUSTE [A]	MATERIAL	FASE		TIERRA	
						CALIBRE [AWG]	CAPACIDAD [A]	CALIBRE [AWG]	CAPACIDAD [A]
5	INVERSOR 1 - GABINETE CONFINABLE FV 220V	220	27.27	34.09	Cu	8.00	40.00	10	30
6	GABINETE CONFINABLE FV 220V - TABLERO GENERAL	220	27.27	34.09	Cu	8.00	40.00	10	30

2.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujesión y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

No aplica para esta instalación, debido a que no se requieren redes de transmisión ni de distribución.

2.13 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.

De acuerdo a la NTC 2050(segunda actualización) “La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobre corriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menos al 125% de la corriente calculada”. **(Referirse a la NTC 2050 690.9 B)**

Tabla 22. Cálculo de proteciones en DC

CÁLCULO DE PROTECCIONES DC					
TRAMOS	OBSERVACIONES	ISC [A]	ISC al 125% [A]	PROTECCIÓN [A]	TIPO DE PROTECCIÓN
1	STRING 1 - TABLERO DC	18.50	23.13	25A	BREAKER
2	STRING 2 - TABLERO DC	18.50	23.13	25A	BREAKER
3	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 1 S1	18.50	23.13	-	-
4	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 2 S1	18.50	23.13	-	-

Para el calculo conductores se usó la corriente nominal del inversor a un voltaje de 220 [V] con un ajuste del 25%, de acuerdo con el articulo 705.60(B) de la NTC 2050 segunda actualización.

Tabla 23. Cálculo de proteciones en AC

CÁLCULO DE PROTECCIONES AC				
TRAMOS	OBSERVACIONES	CORRIENTE CON AJUSTE [A]	PROTECCIÓN [A]	TIPO DE PROTECCIÓN
5	INVERSOR 1 - GABINETE CONFINABLE FV 220V	34.09	3X40	DIFERENCIAL
6	GABINETE CONFINABLE FV 220V - TABLERO GENERAL EXISTENTE	34.09	-	TERMOMAGNETICO

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

De acuerdo con el artículo 620.32 de la NTC 2050, segunda actualización; "La suma del área de la sección transversal de los conductores individuales en una canaleta (ducto) no debe superar el 50 % del área de la sección transversal interior de dicho ducto.

Los tramos verticales de las canaletas (ductos) deben estar soportados firmemente a intervalos no mayores a 4,5 m y no deben tener más de una unión entre dos soportes. Las secciones consecutivas de canaletas (ducto) se deben unir firmemente, con el fin de formar una unión rígida."

Para el calculo del número de conductores en una canalización se atiende a lo indicado en el articulo 620.33 de la NTC 2050, segunda actualización; "La suma del área de la sección transversal de los conductores indi viduales en las canalizaciones no debe superar el 40 % del área de la sección transversal interior de la canalización, excepto lo permitido en la sección 620.32 para las canaletas (ductos).".

De acuerdo con el articulo 690.31(C)(2) de la NTC 2050, segunda actualización, "Debe permitirse circuitos de una fuente fofotovoltaica y circuitos fotovoltaicos de salida que utilicen cables de un solo conductor identificados como cables fotovoltaicos (FV) de todos los calibres, con o sin marca/valor nominal de una bandeja portacables, en bandejas portacables instaladas en lugares exteriores, siempre que los cables estén sostenidos a intervalos que no excedan de 0,3 m y fijado de manera segura a intervalos que no excedan de 1,4 m."

Para el cálculo del número máximo de conductores en bandeja portacable, nos adherimos a las indicaciones proporcionadas en el artículo 392,22(B)(1)(C) de la NTC 2050, segunda actualización.

Tabla 24. Cálculo de canalizaciones en DC

CUADRO DE DUCTERIAS TRAMOS DC														
TRAMOS	DESCRIPCIÓN	Conductor								Tubería				
		Material	Fase			Tierra			Área total [mm2]	Tipo	Diametro [Pulg]	Área total [mm2]	Área 40%	Porcentaje de llenado
			Calibre [AWG]	Cantidad	Área externa [mm2]	Calibre [AWG]	Cantidad	Área externa [mm2]						
1,2,	STRINGS - TABLERO DC	Cu	6	4	54.24	12	1	8.58	225.53	Coraza	1.50	1140.09	456.0	19.8%
3.4	TABLERO DC - INVERSOR 1	Cu	6	4	54.24	12	1	8.58	225.53	EMT	1.50	1140.09	456.0	19.8%

Tabla 25. Cálculo de canalizaciones en AC

CUADRO DE DUCTERIAS TRAMOS AC														
TRAMOS	DESCRIPCIÓN	Conductor								Tubería				
		Material	Fase			Tierra			Área total [mm2]	Tipo	Diametro [Pulg]	Área total [mm2]	Área 40%	Porcentaje de llenado
			Calibre [AWG]	Cantidad	Área externa [mm2]	Calibre [AWG]	Cantidad	Área externa [mm2]						
5	INVERSOR 1 - GABINETE CONFINABLE FV 220V	Cu	8	3	23.61	10	1	13.61	84.44	EMT	0.75	285.02	114.0	29.6%
6	GABINETE CONFINABLE FV 220V - TABLERO GENERAL	Cu	8	3	23.61	10	1	13.61	84.44	EMT	0.75	285.02	114.0	29.6%

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

Tabla 26. Cálculo de pérdidas de energía en AC

CÁLCULO DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN DC																
TRAMOS	OBSERVACIONES	LONGITUD POLO + (m)	LONGITUD POLO - (m)	DEMANDA MÁXIMA [VA]	IMP[A]	MATERIAL	CALIBRE [mm2]	RESISTENCIA [Ohm / km]	VMP MÓDULO [V]	# MÓDULOS	TENSIÓN STRING DC [V]	MOMENTO ELÉCTRICO [kVA*m]	FACTOR DE POTENCIA	PERDIDAS	
														W	%
1	STRING 1 - TABLERO DC	15	15	7990	17.39	Cu	6.0	3.39	38.3	6	229.80	119.70	1.00	30.75531057	0.770809789
2	STRING 2 - TABLERO DC	0	0	7990	17.39	Cu	6.0	3.39	38.3	6	229.80	119.70	1.00	30.75531057	0.770809789
3	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 1 S1	0	0	7990	17.39	Cu	6.0	3.39	38.3	6	229.80	23.94	1.00	6.151062114	0.154161958
4	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 2 S1	0	0	7990	17.39	Cu	6.0	3.39	38.3	6	229.80	23.94	1.00	6.151062114	0.154161958

Tabla 27. Cálculo de pérdidas de energía en AC

CÁLCULO DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN AC																	
TRAMOS	OBSERVACIONES	LONGITUD (m)	DEMANDA MÁXIMA [VA]	FASES	TENSIÓN [V]	CORRIENTE CON FACTOR DE AJUSTE [A]	MATERIAL	CALIBRE [AGW]		CORRIENTE PERMISIBLE [A]	RESISTENCIA [Ohm / km]	MOMENTO ELÉCTRICO [kVA*m]	Factor de potencia	KG	K	PERDIDAS	
								FASE	TIERRA							W	%
5	INVERSOR 1 - GABINETE CONFINABLE FV 220V	3	7500	2	220	34.09	Cu	8	10	3X40	18	1.00	227.585	0.004702169	0.08463905	0.15	0.000
6	GABINETE CONFINABLE FV 220V - TABLERO GENERAL EXISTENTE	3	7500	2	220	34.09	Cu	8	10	-	18	1.00	227.585	0.004702169	0.08463905	0.15	0.000

2.16 Cálculos de regulación de tensión.

Tabla 28. Cálculo de regulación en DC.

CÁLCULO DE PERDIDAS DE REGULACIÓN EN DC													
TRAMOS	OBSERVACIONES	LONGITUD POLO + (m)	LONGITUD POLO - (m)	DEMANDA MÁXIMA [VA]	IMP[A]	MATERIAL	RESISTENCIA [Ohm / km]	VMP MÓDULO [V]	# MÓDULOS	TENSIÓN STRING DC [V]	MOMENTO ELÉCTRICO [kVA*m]	FACTOR DE POTENCIA	REGULACIÓN %
1	STRING 1 - TABLERO DC	15	15	7990	17.39	Cu	3.4	38	6	229.8	119.70	1	0.77
2	STRING 2 - TABLERO DC	15	15	7990	17.39	Cu	3.4	38	6	229.8	119.70	1	0.77
3	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 1 S1	3	3	7990	17.39	Cu	3.4	38	6	229.8	23.94	1	0.15
4	TABLERO DC - INVERSOR 1 MPPT 2 S1	3	3	7990	17.39	Cu	3.4	38	6	229.8	23.94	1	0.15

Tabla 29. Cálculo de regulación en AC.

CÁLCULO DE PERDIDAS DE REGULACIÓN EN AC														
TRAMOS	OBSERVACIONES	LONGITUD (m)	DEMANDA MÁXIMA [VA]	FASES	TENSIÓN [V]	CORRIENTE CON FACTOR DE AJUSTE [A]	MATERIAL	CALIBRE [AGW]	CORRIENTE PERMISIBLE [A]	RESISTENCIA [Ohm / km]	MOMENTO ELÉCTRICO [kVA*m]	Factor de potencia	KG	K	REGULACIÓN %
5	*INVERSOR 1 - GABINETE CONFINABLE FV 220V*	3	7500	2	220	34.09	Cu	8	40	2.56	18.00	1	227.585	0.004702169	0.08
6	*GABINETE CONFINABLE FV 220V - TABLERO GENERAL EXISTENTE*	3	7500	2	220	34.09	Cu	8	40	2.56	18.00	1	227.585	0.004702169	0.08

2.17 Áreas clasificadas como peligrosas.

No aplica a esta instalación, debido a que la instalación no se encuentra dentro de áreas clasificadas como peligrosas.

2.18 Diagramas unifilares.

Ver el anexo llamado Unifilar_SFV ESCUELA TIPO 2-FV

2.19 Planos eléctricos para construcción.

Ver el anexo llamado Unifilar_SFV ESCUELA TIPO 2-FV

2.20 Especificaciones de construción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Ver el anexo llamado Unifilar_SFV ESCUELA TIPO 2-FV

2.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

Siguiendo lo establecido por el RETIE en la resolución número 40117 del 02 de abril de 2024, en su Libro 3 Titulo 10 “DISTANCIAS DE SEGURIDAD”.

En el artículo 3.10.1. de la mencionada norma “Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.” se establecen las distancias de seguridad que se deben guardar en las partes energizadas respecto de las construcciones, las cuales están establecidas en la Tabla 3.10.1.a., que se muestra a continuación:

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES

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

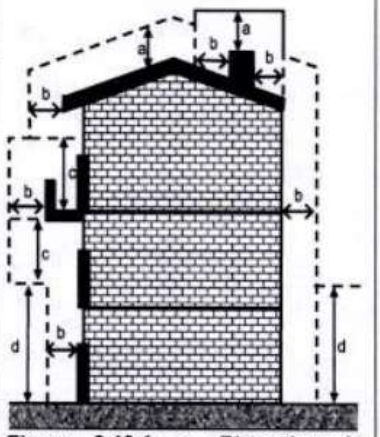


Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Figura 7. Distancias de seguridad en zonas con costrucciones.

En el artículo 3.10.5. de la mencionada norma “Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas” se establecen los siguientes requisitos que se deberán cumplir para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macromediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la **NFPA 40 E o IEC 60364.**

Además menciona que las instalaciones de los tableros de distribución y de potencia, centros de control de motores, celdas, y en general aquellos tableros de potencia mayor a 100kVA, deben cumplir lo siguiente; a excepción de las instalaciones domiciliarias o similares, de pequeños comercios y pequeñas industrias:

a. Consultar y acatar la información de la etiqueta del equipo, donde se indique el nivel de riesgo y elementos de protección requeridos.

b. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.

c. Tener un plano actualizado y arpobado por una persona competente.

d. En tableros y celdas donde la energía incidente sea igual o superior a 5 J/cm2 (1,2 cal/cm2), se debe fijar un aviso que indique la frontera de arco eléctrico, los datos sobre este riesgo y la leyenda "riesgo de arco eléctrico".

e. Las personas no competentes, no deben sobrepasar el límire de aproximación restringido. Cuando se requiera intervenir una fachada cercana a redes eléctricas desnudas, se debe solicitar al operdor de red el cubrimiento o aislamiento temporal de los conductores, y el operador de red debe atender la solicitud, a costo del ususario.

f. El límire de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visibles hecha con pintura reflectiva color amarillo u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal sin autorización identificar el máximo acercamiento permitido.

f. El límire de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visibles hecha con pintura reflectiva color amarillo u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal sin autorización identificar el máximo acercamiento permitido.

g. Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de las tablas 3.10.5b o 3.10.5.c. y la Figuras 3.10.5.a. según corresponda, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 E e IEEE 1584. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son primordiales para la seguridad eléctrica.

A continuación se ilustran las tablas con las Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas tanto en AC como en DC.

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

Figura 8. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
100 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	0,3
301 V – 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3
1,1 kV – 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5
5,1 kV – 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7
15,1 kV – 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8
45,1 kV – 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0
75,1 kV – 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2
150,1 kV – 250 kV	3,6 m	3,6 m	1,6
250,1 kV – 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5
500,1 kV – 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0

Figura 9. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua.

2.22. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

No aplica, debido a que no se contemplaron desviaciones técnicas para este proyecto.

2.23. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como codiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

No aplica, debido a que no es necesario ningún estudio adicional para su correcta y segura operación.

2.24. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

2.24.1. Cálculo de número de paneles en serie y pérdidas de potencia por temperatura

2.24.1.1 Cálculo de número de paneles en serie.

Para determinar el número máximo de paneles que pueden conectarse en serie a cada MPPT del inversor, se calcula dividiendo el valor máximo de entrada de voltaje en corriente continua (DC) entre el voltaje de circuito abierto (Voc) del módulo. En el caso de los inversores seleccionados, MIN 6000TL-X y su voltaje máximo de entrada en DC es de 550 V como se muestra en la siguiente imagen.

Datasheet	MIN 7000TL-X2	MIN 8000TL-X2	MIN 9000TL-X2	MIN 10000TL-X2
Input data (DC)				
Max. recommended PV power (for module STC)	12000W	12000W	13500W	15000W
Max. DC voltage	600V			
Start voltage	80V			
Nominal voltage	360V			
MPP voltage range	60~550V			
No. of MPP trackers	3			
No. of PV strings per MPP tracker	1/1/1			
Max. input current per MPP tracker	16A			
Max. short-circuit current per MPP tracker	24A			
Output data (AC)				
AC nominal power	7000W	8000W	9000W	10000W
Max. AC apparent power	7000VA	8000VA	9000VA	10000VA
Nominal AC voltage(range*)	220V/160~300V			
AC grid frequency(range*)	50/60Hz(44~55Hz/54~65Hz)			
Max. output current	33.5A	38.3A	43A	45.5A
Adjustable power factor	0.8leading...0.8lagging			
THDi	<3%			
AC grid connection type	Single phase			

Figura 10. Ficha técnica del inversor.

El voltaje de circuito abierto del panel es de 46.1V como se muestra en la siguiente imagen.

Potencia Nominal -P_{MAX} (Wp)*	645	650	655	660	665
Tolerancia de Potencia Nominal-P_{MAX}(W)			0 ~ +5		
Voltaje Máximo-V_{MPP} (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Corriente Máxima-I_{MPP} (A)	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39
Voltaje de Circuito Abierto-V_{OC} (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Corriente de Corto Circuito-I_{SC} (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Eficiencia de Módulo η (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

Figura 11. Ficha técnica del panel.

Teniendo en cuenta los parámetros del panel, se calcula el voc y vmp con factor de corrección dependiendo de la localidad donde se instale el sistema para evitar dañar el inversor a largo plazo.

Descripción	Valor
Voc [V]	46.1
in - (MUNICIPIO DEL PROYECTO) [	20
Coeficiente Tvoc [%]	-0.275
Vmp [V]	38.3
ax - (MUNICIPIO DEL PROYECTO) [	28
Atemp	28
Coeficiente Pmax [%]	-0.35

- Paneles en serie/Máximo por MPPT

$$Voc_{max} = Voc + [(Tmin - 25)x(VocxCtvoc)]$$

$$Voc_{max} = 46.734$$

$$\frac{V_max}{Voc_max} = \frac{820}{46.734} = 14 \text{ Paneles en serie por MPPT}$$

- Paneles en serie/Minimo por MPPT

$$Vmpmin = Vmp + [(Tmax + ATemp - 25)x(VmpxCtpmax)]$$

$$Vmpmin = 34.144$$

$$\frac{Vmin}{Vmpmin} = \frac{260}{34.144} = 7 \text{ Paneles en serie por MPPT}$$

De acuerdo con los cálculos se pueden configurar de 3 paneles en serie por STRING en cada MPPT.

2.24.1.2 Distribución

Se puede concluir que el sistema solar diseñado cumple con el número máximo de paneles los cuales se van distribuir en todos los microinversores de la siguiente manera:

Inversor (8kW)
MPPT 1 - S1 7 PANELES
MPPT 2 - S1 7 PANELES

2.24.2 Cálculo de perdidas por temperatura

Los paneles solares están diseñados para funcionar a condiciones óptimas establecidas en laboratorio, una de estas condiciones son la temperatura de trabajo, teniendo en cuenta que la temperatura de trabajo controlada en laboratorio es diferente a la temperatura ambiental a la cual serán sometidos en el sitio de instalación real se procede a calcular las perdidas por temperatura.

La temperatura ambiente a utilizar en los cálculos es tomada de Weather Spark la cual nos suministra un promedio de temperatura ambiente de la zona de instalación basándose en estaciones meteorológicas más cercanas al sitio de instalación en el municipio de (MUNICIPIO DEL PROYECTO) (SANTANDER).

Según datos recolectados la temperatura promedio máxima en el sitio es de 28°C, se utilizará este dato ya que esta será la condición más extrema a las cual serán sometido los paneles solares.

Para calcular las perdidas por temperatura se utiliza la siguiente ecuación:

$$Tm = Ta + (Tnoct - Tstc)$$

$$Tm = Ta + Gef\frac{TNOCT - Tstc}{G}$$

Donde:

- $Tm: Temperatura\ del\ modulo.$
- $Ta: Temperatura\ ambiente\ promedio.$
- $Tnoct: Temperatura\ nominal\ de\ la\ celda\ de\ operación.$
- $Tstc: Temperatura\ de\ la\ celda.$
- $G: Irradiancia\ en\ condiciones\ nominales\ de\ operación.$
- $Gef: Irradiancia\ en\ condiciones\ ideales\ de\ operación.$

Remplazando:

- $Ta \quad [°C] =$ 25
- $TNOCT\ [°C] =$ 40
- $G \quad [\frac{W}{m^2}] =$ 800
- $Gef \quad [\frac{W}{m^2}] =$ 1000
- $Tstc \quad [°C] =$ 25

Como resultado se obtiene que la temperatura del módulo es de: 43.75

Para calcular la máxima potencia que puede perder el panel solar por la temperatura.

$$Potencia\ perdida = (\%°C * Pmp) * (Tm - Tstc)$$

Donde:

- $Pmp: Potencia\ máxima\ pico.$
- $\%°C: Coeficiente\ de\ temperatura\ de\ potencia\ máxima\ pico.$

Reemplazando:

- $\%°C\ [\%] =$ 0.35
- $Pmp\ [W] =$ 665

$$Potencia\ perdida\ [w] = 43.6406$$

Se tiene una pérdida de potencia de 43.640625 W por cada panel instalado.