PROYECTO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO “CASA 25-COLINAS DE MENGA 6,4KWP”

MEMORIA DE CÁLCULO

Realizado por:
Ing. John Lemos Rojas
ENERDICA

Cali – Valle del Cauca

CONTENIDO

1. ALCANCE DE LA INSTALACIÓN 4

2. LISTA DE CHEQUEO PARA EL DISEÑO DETALLADO DE ARTÍCULO 10.1.1 DEL RETIE. 4

2.1. (A) Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos *(aplica)* 4

2.1.1 Cargas del sistema 4

2.1.2 Análisis de armónicos y factor de potencia. 4

2.2. (B) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico *(aplica).* 5

2.3. (C) Análisis de cortocircuito y falla a tierra *(aplica)* 6

2.4. (D) Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos *(no aplica)* 7

2.5. (E) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos *(aplica).* 7

2.6. (F) Análisis del nivel de tensión requerido *(aplica)* 10

2.7. (G) Cálculo de campos electromagnéticos *(no aplica)* 11

2.8. (H) Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga *(aplica)* 11

2.9 (I) Cálculo del sistema de puesta a tierra *(aplica)* 12

2.10. (J) Cálculo económico de conductores (*aplica)* 13

2.11. (K) Verificación de los conductores. *(aplica)* 14

2.12. (L) Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos *(aplica)* 15

2.13. (M) Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes *(aplica)*17

2.14. (N) Cálculos de canalizaciones y volumen de encerramientos (*aplica)* 17

2.15. (O) Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia *(aplica)* 18

2.16. (P) Cálculos de regulación (*aplica)* 18

2.17. (Q) Clasificación de áreas *(no aplica)* 19

2.18. (R) Elaboración de diagramas unifilares *(aplica)* 19

2.20. (S) Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción *(aplica)* 19

2.21. (T) Especificaciones de construcción complementarias a los planos *(Aplica)* 19

2.22. (U) Establecer las distancias de seguridad requeridas (*aplica)* 19

2.22.1 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas 19
2.22.2 Espacios para el montaje, operación y mantenimiento de equipos. 20
2.23. (V) Justificación técnica de desviación de la NTC 2050. *(no aplica)* 20
2.24 (W) Estudios adicionales *(no aplica)* 20

1. ALCANCE DE LA INSTALACIÓN

El diseño eléctrico del proyecto sistema solar fotovoltaico “CASA 25-COLINAS DE MENGA 6,4kWP” abarcó los cálculos y dimensionamiento de los equipos e infraestructura requerida para la generación, prestación e inyección de energía eléctrica a red de forma confiable, segura y de calidad a través de la conversión de energía solar a eléctrica. Los cálculos realizados fueron llevados a cabo de acuerdo a lo estipulado por el código eléctrico colombiana (NTC 2050),las Normas Técnicas Colombianas, normas y estándares internacionales IEC, IEEE y UL, lista de chequeo para el diseño detallado del artículo 10.1.1 del RETIE y demás disposiciones de este reglamento.

2. LISTA DE CHEQUEO PARA EL DISEÑO DETALLADO DE ARTÍCULO 10.1.1 DEL RETIE.

2.1. (A) Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos *(aplica)*

2.1.1 Cargas del sistema

Las cargas existentes corresponden a la distribución interna de una vivienda unifamiliar tipo casa finca, las cuales fueron preestablecidas en la construcción de la misma. Al estar destinada la instalación sobre la cual se hará el proyecto para un uso residencial, las cargas que alimenta el sistema fotovoltaico se verán reflejadas en iluminación, aires acondicionados, electrodomésticos, equipos de cómputo y una motobomba para piscina. Todas estas cargas se alimentan mediante un sistema bifásico trifililar de 120/208 V en a.c a 60 Hz. No se tiene previsto el aumento de cargas a futuro.

2.1.2 Análisis de armónicos y factor de potencia.

Los armónicos en corriente del sistema fotovoltaico desarrollado se encuentran impuestos por los equipos eléctricos no linéales que participan en este, que en este caso, son 4 micro inversores. Para dar cumplimiento del artículo 20.6.3.1.q del RETIE el cual sita “*En sistemas en donde la distorsión armónica total (THD) en corriente, sea superior o igual al 15%, se deben dimensionar todos los conductores o barras de acuerdo con el factor de corrección exigido en la IEC 60364-5-523*”, se verificó los niveles de distorsión armónica en corriente producido por estos equipos.

Tabla 1. Cálculo de THD total

CALCULO DE ARMÓNICOS EN CORRIENTE			
EQUIPO	In(A)	THD MAXIMA	Iarm (A)
AP SYSTEM QS1A	7,212	0,03	7,2148
AP SYSTEM QS1A	7,212	0,03	7,2148
AP SYSTEM QS1A	7,212	0,03	7,2148
AP SYSTEM QS1A	7,212	0,03	7,2148
TOTAL	28,8462	0,03	28,8591

Donde:
In: corriente nominal del inversor
THD: distorsión armónica dada en la ficha técnica del producto.
Iarm: corriente armónica.

Cómo se pudo observar, el THD total inyectado por todos los equipos micro inversores no supera el 15%, por tanto, no se tiene en cuenta los efectos armónicos en el dimensionado de los conductores.

A su vez, los inversores tienen la capacidad de inyectar energía a un factor de potencia mayor a 0.99.

2.2. (B) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico *(aplica).*

Para el cumplimiento de esta condición se recurre a fijar los niveles de BIL de los envolventes de los equipos asociados al sistema fotovoltaico. Lo anterior se realiza a través de la clasificación de los equipos usados frente a la tabla E.3 de la NTC4552-1, la cual menciona el nivel básico de impulso (BIL) que los equipos deben soportar de acuerdo a su ubicación en las instalaciones.

Tabla 2. Tabla E.3 (tensión al impulso que deben soportar los equipos)

Nivel de tensión de operación de los equipos V	BIL requerido en (kV)			
	Contadores	Tableros, interruptores, cables, etc.	Electrodomésticos, herramientas portátiles	Equipo electrónico
	Categoría IV	Categoría III	Categoría II	Categoría I
120 – 240 ; 120 / 208	4	2,5	1,5	0,8
254 / 440 ; 277 / 480	6	4	2,5	1,5

Fuente: NTC4552-1

Teniendo en cuenta lo anterior, el BIL requerido para los equipos de la instalación es el siguiente:

Tabla 3. Selección de BIL de equipos del sistema fotovoltaico

DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS EN LA INSTALACIÓN	TENSIÓN DE OPERACIÓN	CATEGORÍA	BIL (KV)
Contadores	208 vac	IV	4
Tablero solar	208 vac	III	2.5
Tablero de conexión	208 vac	III	2.5
Protecciones en baja tensión	208 vac	III	2.5
Conductores	208 vac	III	2.5
Herramientas portátiles	208 vac	II	1.5
Equipos electrónicos	208 vac	I	0.8

2.3. (C) Análisis de cortocircuito y falla a tierra *(aplica)*

Para determinar el nivel de corriente de ruptura de los interruptores y equipos, se estima la corriente de falla a la salida de baja tensión del transformador al cual está conectado la instalación en la cual se instalará el sistema de fotovoltaico. Este nivel de corriente se obtuvo a través del método del "Bus infinito" el cuál ha sido un método simplificado del estándar IEC 60909 válido para cálculos en baja tensión.

Tabla 4. Cálculo de cortocircuito.

CALCULO DE CORTOCIRCUITO EN SALIDA DE BAJA TENSIÓN DEL TRANSFORMADOR.				
Vaariable	**Unidad**	**Valor**	**Expresión**	**Comentario**
Potencia del transformador (St)	kVA	112,5	N/A	Conexión DYn5, trifásico.
Impedancia P.U del transformador (Z%)	%	4	N/A	Valor típico según tabla 1 IEC 60076-5
Tensión de línea en B.T (Ul)	V	208	N/A	
Impedancia del transformador (Zt)	Ohm	15,383	(Z%/100)*(Ul^2/St)	
Corriente de corto circuito simétrica trifásica Iccs3	kA	7,816	Ul/(2*(Zt + Zl))	Se considera Zl=0 por que se calcula la corriente a la salida del transformador
Corriente de corto circuito simétrica bifásica Iccs2	kA	6,761		Se considera Zl=0 por que se calcula la corriente a la salida del transformador
Corriente de corto circuito simétrica monofásica a neutro Iccs1n	kA	< Iccs3	Ul/(2*(Zt + Zl + Zn))	*Se considera Zl=0 por que se calcula la corriente a la salida del transformador *Cualquier valor de Zn hacer hace que Iccs1n sea menor o igual a Iccs3
Corriente de corto circuito a tierrra Iccs1t	kA	< Iccs3	Ul/(2*(Zt + Zl + Zt))	*Se considera Zl=0 por que se calcula la corriente a la salida del transformador *Cualquier valor de Zt hacer hace que Iccs1n sea menor o igual a Iccs4

De acuerdo al análisis de corto circuito, se recomienda que los equipos de protección seleccionados tengan un poder de corte superior a los 6,7 kA.

2.4. (D) Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos *(no aplica)*

De acuerdo al artículo 16.1 del RETIE "*las instalaciones de uso final donde se tenga alta concentración de personas, tales como: 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. Igualmente aplica a edificaciones aisladas, edificaciones con alturas que sobresalgan sobre las de su entorno y donde se tenga conocimiento de alta densidad de rayos."* La edificación en la cual se hará la instalación del proyecto no requiere un análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. No obstante, para protección de sobretensiones que puedan ocurrir por rayos o algún otro fenómeno que afecte los equipos instalados, se instala un DPS de tipo limitador de tensión, el cual se seleccionó de acuerdo a lo establecido por las normas UL1449, IEEE C62.41.2-2002 y NTC 4552-1

Tabla 5. Cálculo de DPS.

SELECCIÓN DE EQUIPO DE PROTECCIÓN DPS	
LOCALIZACIÓN	Tablero solar
CLASE DE EQUIPO	Clase B
TIPO DE EQUIPO	Tipo 2
TENCIÓN MÁXIMA DE SERVICIO (Uc)	220 V fase-fase
NIVEL DE PROTECCIÓN (Up)	<2.5 kV
CORRIENTE NOMINAL (In)	>= 5 kA

2.5. (E) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos *(aplica).*

Se realiza conforme a la metodología del artículo 9.2.1 y tablas 9.3 y 9.4 del RETIE. Estas últimas se adaptan en la matriz de riesgo de la tabla 8

Tabla 6. Tabla 9.3 del RETIE.

RIESGO A EVALUAR:	por	(al) o (en)	
	EVENTO O EFECTO (Ej: Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej: Arco eléctrico)	FUENTE (Ej: Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☐

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o 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: _____ MP: _____ Fecha: _____

Tabla 7. Tabla 9.4 del RETIE

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 el 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 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 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.

Tabla 8. Matriz de riesgo eléctrico.

	matriz de riesgo eléctrico de acuerdo a artículos RETIE 9.2 a 9.4					
Factor de riesgo:	Arco eléctrico				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Se establecen distancia de seguridad, realización del tendido del cableado con materiales envolventes.
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Se establecen distancia de seguridad, realización del tendido del cableado con materiales envolventes, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Tablero solar	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Se establecen distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Se establecen distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Factor de riesgo	Ausencia de electricidad				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	En la instalación no hay equipos que al prescindir de electricidad pongan en riesgo vidas humanas
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	En la instalación no hay equipos que al prescindir de electricidad pongan en riesgo vidas humanas
Tablero solar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	En la instalación no hay equipos que al prescindir de electricidad pongan en riesgo vidas humanas

Tablero de conexión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	En la instalación no hay equipos al prescindir de electricidad pongan en riesgo vidas humanas
Factor de riesgo	Contacto directo				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Controlado con la ubicación de instalación de los equipos en cubierta para evitar manipulación de personas no autorizadas y el aterrizaje del sistema
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables y cerramiento de equipos
Tablero solar	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, mantener una distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico.
Tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Ubicación de equipo en lugares donde sólo transita personal autorizado, mantener una distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico.
Factor de riesgo	Contacto indirecto				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Ubicación de los equipos en cubierta para evitar manipulación de personas no autorizadas, sistema de puesta a tierra.
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Realización del tendido del cableado con materiales envolventes y en canalizaciones. Señalización de la red subterránea.
Tablero solar	D1	E1	E1	N/A	Bajo	Ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, señalización de riesgo eléctrico, sistema de puesta a tierra, conductores con aislantes.
Tablero de conexión	D1	E1	E1	N/A	Bajo	Ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, señalización de riesgo eléctrico, sistema de puesta a tierra, conductores con aislantes.
Factor de riesgo	Cortocircuito				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	D2	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, sistema de puesta a tierra.
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	D2	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación.
Tablero solar	E1	D2	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, sistema de puesta a tierra.
Tablero de conexión	E1	D2	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, sistema de puesta a tierra
Factor de riesgo	Electricidad estática				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Tablero solar	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Factor de riesgo	Equipo defectuoso				**Potencial o real**	Potencial
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante, mantenimiento predictivo y preventivo
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante, mantenimiento predictivo y preventivo.
Tablero solar	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante, mantenimiento predictivo y preventivo.
Tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a

						recomendaciones del fabricante, mantenimiento predictivo y preventivo.
Factor de riesgo	Sobrecarga				**Potencial o real**	Potencial.
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, correcto dimensionamiento del cableado.
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados correcto dimensionamiento del cableado.
Tablero solar	E1	D1	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, correcto dimensionamiento del cableado, hábitos de consumo no perjudiciales para el sistema.
Tablero de conexión	E1	D1	E1	N/A	Bajo	Dispositivos de protección termomagnéticos correctamente dimensionados, correcto dimensionamiento del cableado, hábitos de consumo no perjudiciales para el sistema.
Factor de riesgo	Rayos				**Potencial o real**	Potencial.
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	D2	E1	N/A	Bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Tablero solar	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales
Factor de riesgo	Tensión de contacto				**Potencial o real**	Potencial.
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Se ubican los equipos en cubierta para evitar manipulación de personas, sistema de puesta a tierra
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Realización del tendido del cableado con materiales envolventes y en canalizaciones, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Tablero solar	D1	E1	E1	N/A	Bajo	Señalización de riesgo eléctrico, sistema de puesta a tierra, conductores con aislantes, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Tablero de conexión	D1	E1	E1	N/A	Bajo	Señalización de riesgo eléctrico, sistema de puesta a tierra, conductores con aislantes, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Factor de riesgo	Tensión de paso				**Potencial o real**	Potencial.
Ubicación, equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas de protección
Campo fotovoltaico	E1	E1	E1	N/A	Muy bajo	Ubicación de los equipos en cubierta para evitar manipulación de personas no autorizadas, sistema de puesta a tierra.
Alambrado desde el campo solar hasta el tablero de conexión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Tablero solar	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Tablero de conexión	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Evaluador	John E. Lemos Rojas		**MP**	VL205-150245	**Fecha:** 21 de enero del 2021	

2.6. (F) Análisis del nivel de tensión requerido *(aplica)*

Para satisfacer los niveles de tensión de los equipos de la instalación, la tensión final del sistema fotovoltaico debe ser de 120/208 Vac /2F/ 60 hz. De acuerdo al Artículo 12 “Clasificación de los niveles de tensión”, este nivel se clasifica como “Baja tensión”.

El nivel de tensión en el circuito de fuente fotovoltaica fue de 49.1 Vdc en circuito abierto, cumpliendo con la sección 690-7.c de la norma NTC 2050, la cual cita*” Se permite que los circuitos de la fuente fotovoltaica y de salida fotovoltaica que no*

contengan porta bombillas, tomacorrientes o aparatos tengan hasta 600V ".El nivel de tensión del circuito de salida del inversor fue de 208 Vac, conforme a la sincronización con la red de distribución a la que se conecta el sistema.

2.7. (G) Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la tabla 14.1 *(no aplica)*

Este ítem no aplica debido a que solo se requiere si el nivel de tensión de las líneas es mayor a 57,5 kV.

2.8. (H) Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga *(aplica)*

El sistema solar no requirió de la instalación de un transformador para su entrada en operación. No obstante, atendiendo a las especificaciones técnicas del artículo 5.a de la resolución CREG 030 del 2018, el cual cita *"la sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión para exportar los excedentes de energía a la red".* Se verifica que la potencia a entregar por el sistema fotovoltaico esté en este rango.

Tabla 9. Potencia entregada al transformador de distribución.

POTENCIA ENTREGADA DEL SISTEMA AL PUNTO DE CONEXIÓN	
Potencia del transformador del punto de conexión	112.5 kVA
Disponibilidad de potencia	16.87 kVA
Potencia máxima del sistema solar (A.C)	6 kW
Cumple con artículo 5.a de la CREG 030 del 2018	Cumple

2.8.1 Sistema fotovoltaico

De forma similar al proceso de suministro de energía eléctrica del SDL. El sistema fotovoltaico instalado funciona inyectando energía eléctrica a la instalación eléctrica mediante un proceso de transformación de energía solar a eléctrica (realizado por un arreglo de paneles) y una adecuación tensión mediante convertidores electrónicos (homólogamente como ocurre con un transformador de distribución, pero con un principio de funcionamiento distinto). A continuación, se describe las características del sistema fotovoltaico.

Tabla 10. Sistema fotovoltaico

SISTEMA FOTOVOLTAICO				
EQUIPO	PARÁMETRO	PLANTA 1	PLANTA 2	TOTAL
GENERADOR SERAPHIM /Potencia: 400W/Voc: 49.1 V/Isc: 10.1A	NÚMERO DE PANELES	8	8	16
	POTENCIA (Wp)	3200	3200	6400
	Voc (V)	49,1	49,1	49,1
TRANSFORMADOR Micro inversor AP SYSTEM QS1A/ 1500W	NÚMERO DE MICROINVERSORES	2	2	4
	FASES A ALIMENTAR	R Y S	R Y S	R Y S
	POTENCIA NOMINAL (W)	3000	3000	6000
	TENSIÓN NOMINAL (V)	208	208	208
	CORRIENTE NOMINAL POR FASE(A)	14,42	14,42	28,85
TRANSMISIÓN Conductores AWG Cu THHN-2	PUNTOS DE CONEXIÓN	Tablero solar		Tablero de conexión
	CIRCUITOS	Circuito 1	Circuito 2	Planta SFV

2.9 (I) Cálculo del sistema de puesta a tierra *(aplica)*

La puesta a tierra del sistema fotovoltaico se realizó a través del sistema de puesta a tierra existente en la instalación eléctrica de la edificación y conforme a las disposiciones de las secciones 690-41 a 690-47 y 250 de la NTC 2050. A continuación, se presenta las normativas que aplican para cada uno de los equipos instalados y los métodos de puesta a tierra a utilizar.

Tabla 11. Normativa y métodos de puesta a tierra empleados.

EQUIPO	NORMATIVA A CUMPLIR	MÉTODO DE PUESTA A TIERRA
Sistema en C.C	sección 250-3 NTC 2050 Los sistemas de c.c. bifilares que den suministro a los predios, se deben poner a tierra. Excepciones: 2)Un sistema que funcione a 50 V o menos entre conductores.	No aplica debido a que el conjunto paneles y micro inversores sustituyen el modulo D.C del sistema por un equivalente a módulo A.C
Sistema en C.A	sección 250-5b NTC 2050 Los sistemas de c.a. entre 50 y 1000 V que alimenten alambrado de predios y sistemas de alambrado en predios, deben estar puestos a tierra en cualquiera de las siguientes circunstancias : 1) Cuando el sistema se pueda poner a tierra de modo que la tensión máxima a tierra de los conductores no puestos a tierra no supere los 150 V.	Conductor de puesta a tierra de acuerdo a la sección 250 -94 de la NTC 2050
Paneles fotovoltaicos	sección 690-43 NTC 2050 Se deben poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, equipos y encerramientos de conductores, independientemente de su tensión.	Aterrizados con estructura de montaje que cumplen con estándar UL 2703 y conductor de tierra
Micro inversores	sección 690-43 NTC 2050 Se deben poner a tierra todas las partes expuestas metálicas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, equipos y encerramientos de conductores, independientemente de su tensión.	Aterrizados mediante errajes que entran en contacto con la estructura de los paneles fotovoltaicos y conductor de tierra
Canalizaciones	sección 250-32,33 NTC 2050 Se deben poner a tierra los armarios y canalizaciones metálicos de los conductores de la acometida y todos los demás conductores	Mediante conductor de tierra
Tablero solar	sección 250-43 NTC 2050 Independientemente de su tensión nominal, se deben	No aplica puesto que el tablero es plástico

	poner a tierra las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de los equipos descritos en a) a j). A) Marcos y estructuras de los cuadros de distribución	

Para la selección del conductor de puesta a tierra se tuvo en cuenta lo mencionado en la sección y tabla 250-95 de la NTC 2050, la cual menciona qué *"Cuando un conductor sencillo de puesta a tierra de equipos vaya con circuitos múltiples en el mismo conducto o cable, su calibre se debe determinar de acuerdo con el mayor dispositivo de protección contra sobrecorriente que proteja a los conductores del mismo conducto o cable"*. Teniendo en cuenta la anterior, se determinó que el calibre mínimo de conductores fuese de #10 AWG puesto que la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente de denominación más elevada es de 30 A.

2.10. (J) Cálculo económico de conductores (*aplica)*

Se calculan los distintos costos anuales derivados de los costos de instalación y de las pérdidas de energía en el uso de los conductores eléctricos portadores de corriente durante la operación del sistema.

Tabla 12. Cálculo económico de conductores en A.C.

CALCULO ECONÓMICO DE CONDUCTOR				
# CIRCUITO		**Circuito 1**	**Circuito 2**	**Planta SFV**
SISTEMA EN AC BIFÁSICO	POTENCA (W)	3000	3000	6000
	TENSIÓN (V)	208	208	208
	CORRIENTE DE FASE	14,42	14,42	28,85
CONDUCTOR AWG		2 fases #8	2 fases #10	2 fases #8
LONGITUD (m)		6	6	1
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR(ohm/km)		2,56	3,9	2,56
COSTO DEL CONDUCTOR ($/m)		$ 3.700,00	$ 3.300,00	$ 3.700,00
PRECIO DE LA ENERGÍA APROX ($/kWh)		536	536	536
FACTOR DE PÉRDIDAS		0,02	0,02	0,02
VIDA UTIL (AÑOS)		20	20	20
TASA DE DESCUENTO		0,25	0,25	0,25
COSTO DE INSTALACIÓN ($)		$44.400	$39.600	$7.400
COSTO ENERGÉTICO EN 20 AÑOS ($)		$2.372,79	$3.614,80	$1.581,86
COSTO TOTAL EN 20 AÑOS DE VIDA ÚTIL DEL CONDUCTOR ($)		$46.772,79	$43.214,80	$8.981,86
COSTO TOTAL DE CONDUCTORES EN TIEMPO DE VIDA UTIL ($)				$98.969,46

2.11. (K) Verificación 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, IEE 242, capítulo 9 o equivalente *(aplica)*

La selección y verificación de la capacidad de corriente de los conductores y protecciones se realizó de acuerdo a lo establecido en la sección 690-8 de la NTC 2050, la cual cita" *La capacidad de corriente de los conductores y la corriente nominal o ajuste de disparo de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en un circuito de un sistema solar fotovoltaico no debe ser menor al 125 % de la corriente calculada según los siguiente:*

1) Circuitos de la fuente fotovoltaica. Es la suma de la corriente nominal de cortocircuito de los módulos en paralelo.
2) Circuito de salida fotovoltaica. Es la corriente nominal de cortocircuito de la fuente de alimentación fotovoltaica.
3) Circuito de salida del inversor. Es la corriente nominal de salida del inversor o de la unidad de acondicionamiento de energía."

Teniendo en cuenta lo anterior, la selección de los interruptores de protección se realizó conforme a los valores normalizados de la sección 240-6a de la NTC 2050 y la selección del calibre de los conductores portadores de corriente y de tierra se realizó a partir de las tablas 310-16 y 250-94 de la NTC 2050.

Tabla 13. Verificación de conductores en A.C.

VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN A.C				
# CIRCUITO		**Circuito 1**	**Circuito 2**	**Planta SFV**
DESCRIPCIÓN		Campo solar 1	Campo solar 2	Sistema total
SISTEMA EN AC BIFÁSICO	POTENCA (W)	3000	3000	6000
	TENSIÓN (V)	208	208	208
	CORRIENTE DE FASE (A)	14,42	14,42	28,85
Ajuste (690-8)		18,03	18,03	36,06
C. NOMINAL PROTECCIÓN		2X16A	2X16A	2X30 A
CONDUCTOR AWG SELECCIONADO		2 fases #8	2 fases #10	2 fases #8
CAPACIDAD DE CORRIENTE a 60°C (A)		40	30	40
AJUSTE POR TEMPERATURA		1	1	1
AJUSTE POR CANALIZACION		0,8	0,8	1
C.CONDUCTOR CON AJUSTE (A)		32,00	24,00	40,00
TIPO DE AISLAMIENTO		THHN-2	THHN-2	THHN-2
CONDUCTOR CUMPLE		si	si	si

Tabla 14. Verificación de conductores en D.C

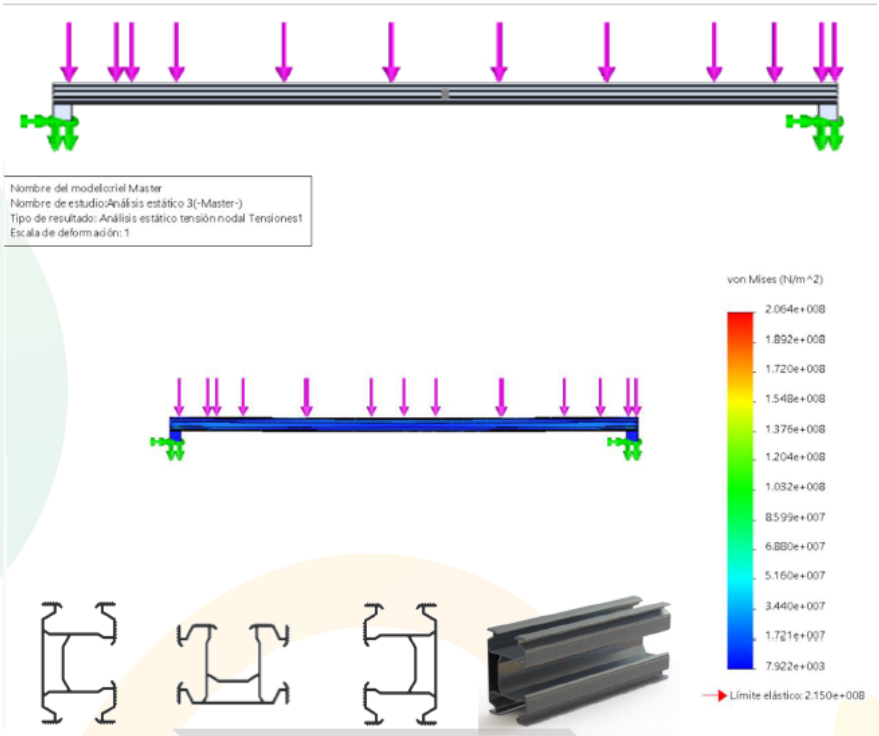
VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN D.C POR MICRO INVERSOR	
POTENCIA POR MODULO (W)	400
TENSIÓN A CIRCUITO ABIERTO (V)	49,1
CORRIENTE NOMINAL (A)	8,15
CORRIENTE NOMINAL CON AJUSTE (A)	10,18
MODULO EN SERIE /PARALELO	1|1
CORRIENTE TOTAL (A)	8,15
TENSIÓN TOTAL (V)	49,10
C. NOMINAL PROTECCIÓN (A)	N/A
CONDUCTOR AWG SELECCIONADO	2#10 AWG Cu CABLE FOTOVOLTAICO PV XLPE 2KVDC 90º SR
CAPACIDAD DE CORRIENTE a 90°C (A)	56
CUMPLE	SÍ

2.12. (L) Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos *(aplica)*

Se anexa características estructurales y mecánicas de los módulos y rieles utilizados en este proyecto para adaptación a la propuesta de diseño de acuerdo al tipo de cubierta y las consideraciones de tipo estructural. Se sugiere que adicionalmente, el constructor y el cliente se apoyen en el cálculo y recomendaciones que realice un especialista estructural.

Prueba de resistencia mecánica para riel Alurack Mrail

Prueba con restricción de geometría fija en apoyos a 2 m de distancia.
Fuerza aplicada: 100 Kgf distribuidos uniformemente.

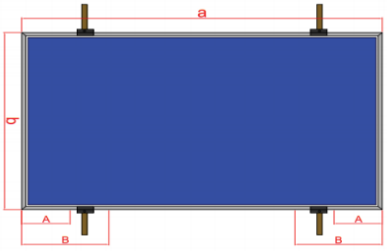


Ítem	Alto	Ancho	Largo	Material
Mrail4150	60 mm	40 mm	4150 mm	6005 T6
Mrail6200	60 mm	40 mm	6200 mm	6005 T6

Fuente: hoja técnica de estructura Alurack

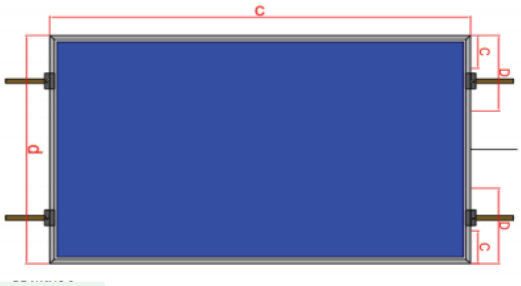
Recomendaciones de instalación de abrazaderas para módulos SERAPHIM de la referencia SRP-400-BMA

*Instalación de abrazaderas el lado largo del marco de los módulos.



module type	a(mm)	b(mm)	Clamp length	A(mm)	B(mm)	Loads (Pa)
Type1	1985/ 1970/1956	992/1002	≥50mm	280	580	5400
				50	580	2400
Type2	1665/ 1650/1640	992/1002	≥50mm	180	480	5400
				50	480	2400
Type3	2180	1002	≥50mm	300	600	5400
				50	600	2400
Type4	2115	1052	≥50mm	300	600	5400
	1996/2015	992/1002	≥50mm	280	580	5400
				50	580	2400

*Instalación de abrazaderas el lado corto del marco de los módulos.



TYPE	c(mm)	d(mm)	Clamps length	C(mm)	D(mm)	Loads (Pa)
Type1	1985/ 1970/1956	992/1002	≥50mm	50	248	2400
Type2	1665/ 1650/1640	992/1002	≥50mm	50	248	2400
Type3	2180	1002	≥50mm	50	248	2400
Type4	2115/ 1996/2015	1052/ 992/1002	≥50mm	50	248	2400

Fuente: manual de instalación módulos SERAPHIM

2.13. (M) Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes *(aplica)*

De acuerdo a los resultados obtenidos en los apartados 2.3, 2.11 y a la norma IEC 60947-2 se realiza la respectiva especificación de los dispositivos de protección a utilizar.

Tabla 15. Coordinación de protecciones.

CORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTE			
CIRCUITO	**Circuito 1**	**Circuito 2**	**Planta SFV**
DISPOITIVO DE PROTECCIÓN	Termomagnético	Termomagnético	Termomagnético
CORRIENTE NOMINAL (A)	16	16	30
TENSIÓN NOMINAL (V)	208	208	208
CORRIENTE DE CORTE	>= 10 kA	>= 10 kA	>= 10 kA
TIPO DE CURVA DE OPERACIÓN	C	C	C
RANGO DE CORRIENTE PARA UN DISPARO EN 0,1S	80-160 A	80-160 A	150-300 A

2.14. (N) Cálculos de canalizaciones y volumen de encerramientos (*aplica)*

Se realiza de acuerdo al diámetro total de los conductores alojados en la canalización y siguiendo las sugerencias de la tabla C4 (tubería IMC) y C11 (tubería PVC) de la norma NTC 2050.

Tabla 16. Selección de canalizaciones

CÁLCULO DE CANALIZACIÓN CAMPO SOLAR /TABLERO SOLAR					
Circuito	Cantidad de conductores	Tipo y uso del conductor	Calibre en de conductores (Diámetro total con aislamiento)		Espacio total ocupado (mm ^{2})
Circuito 1	2(fases)	THHN-2	Fases	2#8 AWG (5,5 mm)	47.51
Circuito 2	2(fases)	THHN-2	Fases	2#10 AWG (4,2 mm)	27.7
Tierra módulos y	1 (tierra)	THHN-2	Tierra	#10 AWG (4,2 mm)	13.85

micro inversores					
Total conductores		5	Total área ocupada (mm^2)		89.05
DUCTO ESCOGIDO			Tubo Conduit tipo IMC, 1” ⌀ (506 mm^2)		
PORCENTAJE DE UTILIZACIÓN %			89.05 /506 *100 =17.5 %		

2.15. (O) Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia *(aplica)*

Los cálculos de las pérdidas de energía por uso de los conductores portadores de corriente se expresan en la siguiente tabla.

Tabla 17. Pérdidas en conductor

PÉRDIDAS EN CONDUCTOR				
# CIRCUITO		Circuito 1	Circuito 2	Planta SFV
SISTEMA EN AC BIFÁSICO	POTENCA (W)	3000	3000	6000
	TENSIÓN (V)	208	208	208
	CORRIENTE DE FASE	14,42	14,42	28,85
CONDUCTOR AWG		2 fases #8	2 fases #10	2 fases #8
LONGITUD (m)		6	6	1
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR(ohm/km)		2,56	3,9	2,56
PÉRDIDAS R*I^2	(kWh/año)	116,63	177,67	77,75
TOTAL PÉRDIDAS	(kWh/año)	372,05		

2.16. (P) Cálculos de regulación (*aplica)*

Se estima la caída de tensión de los circuitos y se verifica que esta se encuentre en los niveles permitidos sugeridos por la sección 215-2b de la NTC 2050, la cual cita *“Los conductores de alimentadores tal como están definidos en la Sección 100, con un calibre que evite una caída de tensión superior al 3 % en la salida más lejana para potencia, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión de los circuitos alimentador y ramales hasta la salida más lejana no supere el 5 %, ofrecen una eficiencia de funcionamiento razonable”.*

Tabla 18. Cálculo de regulación

CALCULO DE REGULACIÓN				
# CIRCUITO		Circuito 1	Circuito 2	Planta SFV
SISTEMA EN AC BIFÁSICO	POTENCA (W)	3000	3000	6000
	TENSIÓN (V)	208	208	208
	CORRIENTE DE FASE (A)	14,42	14,42	28,85
CONDUCTOR AWG		2 fases #8	2 fases #10	2 fases #8
LONGITUD (m)		6	6	1
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR(ohm/km)		2,56	3,9	2,56
REACTANCIA DEL CONDUCTOR(ohm/km)		0,213	0,207	0,213
ZEF (ohm/km), fp=0,99		2,564	3,890	2,564
ΔVf		0,444	0,673	0,148
REGULACIÓN (%)		0,213%	0,324%	0,071%
CUMPLE		SÍ	SÍ	SÍ
REGULACIÓN DEL RAMAL MÁS LARGO (%)		0,395%	CUMPLE	SÍ

2.17. (Q) Clasificación de áreas *(no aplica)*

No aplica debido a que ninguno de los espacios de la instalación se encuentra en las clasificaciones de la norma IEC o NFPA

2.18. (R) Elaboración de diagramas unifilares *(aplica)*

Se anexa en plano.

2.20. (S) Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción *(aplica)*

Se anexa en plano.

2.21. (T) Especificaciones de construcción complementarias a los planos *(Aplica)*

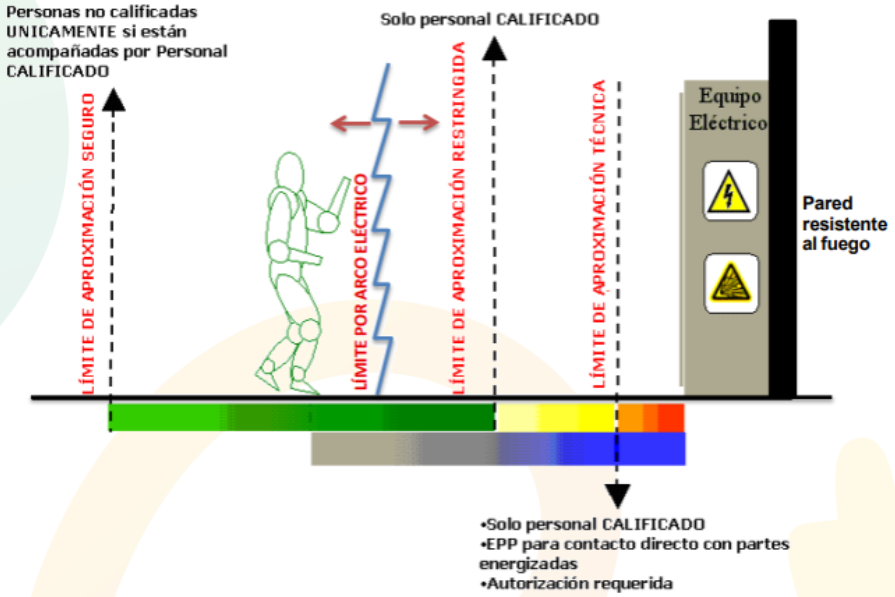
Se anexa en plano.

2.22. (U) Establecer las distancias de seguridad requeridas (*aplica)*

2.22.1 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas

Las distancias de seguridad mínimas para los niveles de tensión del sistema se fijan de acuerdo al artículo 13.4 y tablas 13.7 del RETIE. Para una tensión en A.C de 208V, la normativa sugiere las siguientes distancias:

Tensión nominal	Limite de aproximación seguro (m)		Límite de aproximación restringida (m) incluye movimientos involuntarios	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto



2.22.2 Espacios para el montaje, operación y mantenimiento de equipos.

Los espacios para el montaje, operación y mantenimiento de la instalación se establecen conforme al artículo 10.4 del RETIE, en la cual se menciona “Cuando se tengan partes expuestas energizadas a menos de 150 V de un lado y conectadas a tierra en el otro, el espacio de trabajo mínimo no debe ser inferior a 1,9 m de altura (medidos verticalmente desde el piso o plataforma) o la altura del equipo cuando este sea más alto y 0,75 m de ancho o el ancho del equipo si este es mayor. En todo caso la profundidad del espacio de trabajo frente al equipo no debe ser inferior a 0,9 m “

2.23. (V) Justificación técnica de desviación de la NTC 2050. *(no aplica)*

No hay desviación de la normativa vigente en el alcance de esta obra.

2.24 (W) Estudios adicionales *(no aplica)*

No se requieren estudios adicionales en el alcance de esta obra.

El diseñador y/o constructor quedan exonerados de cualquier responsabilidad si estos cálculos y distribuciones son alterados o modificados sin autorización previa escrita en su diseño y construcción original por el cliente, propietario del proyecto o terceros. No se permite su empleo o reproducción total o parcial con fines distintos al contratado.

Declaro que el contenido total de este documento es cierto y se encuentra soportado con los cálculos.

Atentamente,

John Edinson Lemos Rojas
Ingeniero electricista
Mat. Prof: VL205-150245
C.C: 1107511343 de Cali