MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO DEL
REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS N° 05-2021

Yo Sergio Alberto Campos Bautista mayor de edad, identificado con la CC, N° 1.095.821.670 en mi condición de Ingeniero Electromecánico (Ingeniero, tecnólogo, o técnico), portador de la matrícula profesional N° SN250-141726, declaro bajo la gravedad de juramento, que el Sistema solar fotovoltaico ON GRID de 4 paneles solares de 385 W, cableado, microinversor, protecciones hasta punto de conexión en AC aguas abajo del medidor con una Potencia instalada pico solar de Wp, localizada en la calle 44Bis # 6A – 95, barrio la esmeralda del municipio de Cali, Valle del Cauca, de propiedad del señor LOREN YINETH SANCHEZ PADILLA con CC, 1.151.939.430 cuyo diseño estuvo a mi cargo, cumple con todos y cada uno de los requisitos que le apliquen establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, incluyendo los de producto que verifique con los certificados de conformidad que examiné y el análisis visual de aspectos relevantes al producto.

El diseño hace parte de la memoria de la instalación y se debe reflejar en la construcción de la instalación y los planos finales que suscribo y hacen parte integral de esta declaración.

En constancia se firma en la ciudad de Bucaramanga el 2 de septiembre de 2021.

Firma _____

Dirección Domicilio Carrera 54 MZ 8 Casa 11 piso 2 la cumbre, Bucaramanga, Santander Teléfono 322 6085698

Memorias de Cálculo Sistema Solar Conectado a la Red Número de Cuenta 294594

1. **Objeto:** Conectar un sistema de Autogeneración hasta 0.1MW al SIN, de 1540 Wp, con el diseño eléctrico y memorias de cálculo basados en el RETIE. Lo anterior para presentar como anexo al formulario de solicitud de conexión simplificada.

2. **Presentación del Proyecto:**

   a) Propietario: Loren Yineth Sánchez, 3155886869, olayaherreraenergiaoh@hotmail.com

   b) Ingeniero diseñador: Sergio Alberto Campos, 3226085698, s.campos@suncolenergy.com

   c) Objeto del proyecto: Sistema Solar Fotovoltaico conectado a la red para abastecer un porcentaje de energía de los circuitos eléctricos del predio con número de cuenta 294594. Sistema **NO** registrado ante la UPME.

   d) Normatividad: Anexo 1 CNO, NTC 2050, RETIE.

   e) Diagrama unifilar del proyecto anexo a estas memorias.

3. **Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico**

   3.1 Coordinación de aislamiento eléctrico en DC

Characteristics of the solar panel	Monocristalino 385 Wp	
Number of the solar panels	4	
No. of cells	72(6x12)	
Junction Box:	IP 67, 3 diodes	
Weight	22.4 kg	
Dimension:	1979 x 1002 x 40mm	
Operation Temperature:	-40°C + 85°C	
Maximum System Voltage:	1000V/1500V DC	
Maximum Series Fuse rating:	15A	
NOCT	45±2°C	
Safety Class	Class II	
Fire Performance	UL Type 1	
Electrical Parameters	**STC**	**NOCT**
Maximum Power (Pmax) [W]	385	284
Open Circuit Voltage (Voc) [V]	48,5	45,1
Short Circuit Current (Isc) [A]	10,02	8,11
Voltage at maximum power (Vmp) [V]	40,2	37,1
Current at Maximum Power (Imp) [A]	9,58	7,66
Module Efficiency (%)	21,6	
Temperature Coefficient of Voc	-0,30%/°C	

Tabla 1. Resumen técnico del panel fotovoltaico recomendado

La conexión en DC del sistema está conformada por 1 ramas de 4 paneles con 1 microinversor. Al microinversor se le conectan 4 paneles en paralelo con las características enmarcadas en la tabla 1. Debido a que el voltaje que pueden alcanzar los paneles varía dependiendo de la temperatura y según su condición de conexión (circuito abierto o bajo carga), se debe calcular el rango de variación de voltaje para definir el aislamiento requerido según las ecuaciones mostradas a continuación:

- V.Max a 1°C:

$$V.max = Ns * Vmod, oc\ (Tc = 1°C)$$

$$V.max = 1 * 48{,}5 * \ (1 - 24° * (-0{,}3\%))$$

$$V.max = 51{,}99\ V\ DC$$

- V. Min a 60°C:

$$V.min = Ns * Vmod, mp\ (Tc = 60°C)$$

$$V.min = 1 * 40{,}2 * (1 + 35° * (-0{,}3\%))$$

$$V.min = 35{,}97\ V\ DC$$

Como se puede ver, el voltaje en DC del sistema variará entre 35,97 V y 51,99 V, por lo que todos los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un aislamiento para 1000V. En la tabla 2 se muestra el nivel de aislamiento para cada componente, se evidencia que el aislamiento eléctrico en DC cumple lo necesario.

Componente	Nivel de Aislamiento
Paneles solares	1000V
Cable Fotovoltaico	2000V
Conectores MC4	1000V
Micro inversor	1000V

Tabla 2. Nivel de aislamiento componentes DC

3.2 Coordinación de aislamiento eléctrico en AC

El sistema en AC contará con un voltaje de 240/211V-264, por lo que todos los componentes de este lado del sistema deberán tener por lo menos un

aislamiento para 600V. En la tabla 3 se muestra el nivel de aislamiento para cada componente.

Componente	Nivel de Aislamiento
Cable de salida de los Microinversores	600V
Interruptor totalizador del sistema solar	600V

Tabla 3. Nivel de aislamiento componentes AC

3.3 Protección Contra Sobretensiones

Para dar coordinación de aislamiento eléctrico, se deben seguir los lineamientos de las normas técnicas IEC especificadas en el RETIE artículo 20.14, las cuales indican los requisitos y parámetros para la selección de las protecciones contra sobretensiones.

El predio actualmente cuenta con un tablero de distribución existente el cual alimenta las cargas, considerando lo anterior, el esquema de aislamiento eléctrico del presente proyecto tomado desde este punto de conexión es el siguiente:

1. El gabinete de AC para el medio de desconexión debe contar con un DPS en sistema AC, según RETIE se establece que el dispositivo debe soportar un voltaje continuo mayor o igual al 110% del voltaje nominal del sistema, por lo cual el DPS seleccionado debe cumplir norma IEC61643-1, con base en los siguientes criterios:

- Tipo 2 AC (Clase C): media capacidad de descarga, menores tensiones residuales
- Tensión nominal del descargador: 275V/420V
- Numero de Polos: 2P (dos fases)
- Corriente nominal de descarga: = 5kA.
- Máxima corriente de descarga: 40kA.

2. Respecto a los conductores usados en baja tensión, éstos deben tener aislamiento de 1000V.

4. Análisis de nivel de riesgo por rayos

En lo que respecta a los requisitos de protección contra rayos, en su artículo 42 del capítulo VII, el RETIE adopta la metodología para evaluar el riesgo debido a descargas eléctricas atmosféricas y las disposiciones de la NTC 4552 y la IEC 62305. En el reglamento, se establece que todas las instalaciones nuevas deben cumplir con el artículo mencionado.

El estudio se ha realizado mediante el software de cálculo de para rayos nimbus Project designer de Cirprotec, contemplando las siguientes normativas:

NF C 102-201:2011. Normativa francesa de pararrayos con dispositivo de cebado electrónico (PDC). Determina la necesidad de protección mediante el cálculo de los riesgos asociados a la instalación, a partir de información relativa a cada estructura particular. En caso de que los riesgos sean mayores a los admisibles, será necesaria la aplicación de elementos de protección tanto contra el rayo como contra las sobretensiones.

IEC 62561:2011. Normativa internacional de componentes de los sistemas de protección contra el rayo. En esta norma se especifican las características de los elementos que forman parte de un sistema de protección contra el rayo, teniendo a su vez 7 apartados:

- Requisitos de los componentes de conexión.
- Requisitos para los conductores y electrodos de puesta a tierra.
- Requisitos para explosores aislantes.
- Requisitos para las fijaciones del conductor.
- Requisitos para las arquetas de inspección de los electrodos de tierra y para el sellado de los electrodos de tierra.
- Requisitos para los contadores de impactos de rayos (CIR).
- Requisitos para los compuestos que mejoran las puestas a tierra.

IEC 62305-2. Normativa internacional de protección contra el rayo. Gestión de riesgos.

<u>Identificación de zonas y estructuras:</u>

ID de la zona/estructura	6721
Nombre	Estructura
Dimensiones	7 x 7
Altura / Altura total	2 / 2 m
Nivel de protección	Nivel 4
¿Nivel de protección calculado?	Sí
¿Zona prohibida?	No
Material de la estructura	Metálico
Material de la cubierta	Teja

ID de la zona/estructura	6722
Nombre	Perimetro
Dimensiones	26 x 26
Altura / Altura total	0 / 2 m
Nivel de protección	Nivel 3
¿Nivel de protección calculado?	No
¿Zona prohibida?	No
Material de la estructura	No aplica
Material de la cubierta	No aplica

Atributos de la estructura			
Identificación de parámetro		Selección de parámetro	Valor numérico
rf	Riesgo de incendio	Bajo	0,001
Ks1	Material de la estructura	Metálico	0,0001
Ks3	Tipo de cableado interno	Sin apantallar	1

Influencias medioambientales			
Identificación de parámetro		Selección de parámetro	Valor numérico
Cd	Ubicación relativa de la estructura	Rodeado por alturas similares o inferiores	0,5
Ce	Densidad de la ubicación	Rural	1
Ng	Densidad anual de rayos (rayos/Km²)	10	10

LÍNEAS CONDUCTIVAS			
Identificación de parámetro		Selección de parámetro	Valor numérico
Línea eléctrica			
PL	Tipo de servicio eléctrico entrante	Cable aéreo	1
PLD0	Tipo de cable externo	Apantallado	0,4
Ct	Presencia de un MT/BT transformador	Sin transformador	1
Otros servicios aéreos (datos, telecomunicaciones ...)			
Noh	Número de servicios con cableado interior	0	0
PLD1	Tipo de cable externo aéreo	Apantallado	0,4
Otros servicios subterráneos (datos, telecomunicaciones ...)			
Nug	Número de servicios con cableado interior	0	0
PLD2	Tipo de cable externo enterrado	Apantallado	0,4

Categorías de pérdida			
Identificación de parámetro		Selección de parámetro	Valor numérico
Categoría 1 - PÉRDIDA DE VIDA HUMANA			
hz	Peligros especiales para la vida	Sin daño especial	1
Lf	Pérdida de vida debida a incendio	Otras estructuras	0,01
Lo	Pérdida de vida debido a la sobretensión	Sin sistemas eléctricos de seguridad	0
CATEGORÍA 2 - PÉRDIDA DE SERVICIOS ESENCIALES			
Lf2	Pérdida de servicio debido a incendio	Suministro de energía eléctrica	0,05
Lo2	Pérdida de servicio debido a las sobretensiones	Suministro de energía eléctrica	0,001
CATEGORÍA 3 - PÉRDIDA DE PATRIMONIO CULTURAL			
Lf3	Pérdida de patrimonio cultural debido a incendio	Sin valor patrimonial	0
CATEGORÍA 4 - PÉRDIDA ECONÓMICA			
h4	Peligros económicos especiales	Sin riesgos particulares	1
Lf4	Pérdidad económica debido a incendio	Industrial, agricultural	0,5
Lo4	Pérdida económica debida a sobretensión	Otras estructuras	0,0001
Lt4	Posible riesgo de impacto para el ganado	Sin riesgo de choque en ganado	0

Una vez aplicadas las medidas de protección:

Medidas de protección (resultados)			
Identificación de parámetro		Selección de parámetro	Valor numérico
Pb	Nivel de protección contra rayo	Nivel 4	0,2
Pc	Protección contra sobretensiones	Sistema completo de protección	1,0E-5
rp	Protección contra el fuego adicional	Sin medidas	1
Pa	Protección eléctrica adicional	Sin medidas	1

El nivel de protección contra el rayo determina un nivel de seguridad, siendo el mas alto el nivel 1 y el mas bajo el nivel 4. Mayor el nivel de seguridad aumenta la certeza que en los radios de protección se capturara el rayo.

Se puede ver como una vez aplicadas las medidas de protección necesarias el riesgo calculado se mantiene por debajo de los valores admisibles.

Riesgo calculado (Resultados)		
Nombre del riesgo	Riesgo tolerable (Rt)	Riesgo calculado
Pérdida de vida humana (R1)	1.00E-05	2.86E-08
Pérdida de servicios esenciales (R2)	1.00E-03	2.97E-04
Pérdida de patrimonio cultural (R3)	1.00E-03	0.00E+00
Pérdida económica (R4)	1.00E-03	3.13E-05

R1	Parámetro principal	R1 = Ra + Rb + Rc + Rm + Ru + Rv + Rw + Rz	2.86E-08
Ra1	Parámetro principal	Ra1 = Nd · Pa · La	1.65E-09
Rb1	Parámetro principal	Rb1 = Nd · Pb · Lb	3.30E-09
Rc1	Parámetro principal	Rc1 = Nd · Pspd · Lo	0.00E+00
Rm1	Parámetro principal	Rm1 = Nm · Pm · Lo	0.00E+00
Ru1	Parámetro principal	Ru1 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · La · Peq	2.15E-09
Rv1	Parámetro principal	Rv1 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · Lb · Peq	2.15E-08
Rw1	Parámetro principal	Rw1 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct) · Lo · Pspd	0.00E+00
Rz1	Parámetro principal	Rz1 = ((Ni1 - NL1) · Noh · PLD1 + ((Ni2 - NL2) · Nug · PLD2 + ((Ni0 - NL0) · Ct) · Lo · Pspd	0.00E+00
R2	Parámetro principal	R2 = Rb + Rc + Rm + Rv + Rw + Rz	2.97E-04
Rb2	Parámetro principal	Rb2 = Nd · Pb · rp · rf · Lf2	1.65E-08
Rc2	Parámetro principal	Rc2 = Nd · Pspd · Lo2	4.95E-08
Rm2	Parámetro principal	Rm2 = Nm · Pm · Lo2	2.03E-07
Rv2	Parámetro principal	Rv2 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · Peq · rp · rf · Lf2	1.07E-07
Rw2	Parámetro principal	Rw2 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct) · Lo2 · Pspd	2.15E-06
Rz2	Parámetro principal	Rz2 = ((Ni1 - NL1) · Noh · PLD1 + ((Ni2 - NL2) · Nug · PLD2 + ((Ni0 - NL0) · Ct) · Lo2 · Pspd	2.95E-04

R3	Parámetro principal	R3 = Rb + Rv	0.00E+00
Rb3	Parámetro principal	Rb3 = Nd · Pb · rp · rf · Lf3	0.00E+00
Rv3	Parámetro principal	Rv3 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · Peq · rp · rf · Lf3	0.00E+00
R4	Parámetro principal	R4 = Ra + Rb + Rc + Rm + Ru + Rv + Rw + Rz	3.13E-05
Ra4	Parámetro principal	Ra4 = Nd · Pa · ra · Lt4	0.00E+00
Rb4	Parámetro principal	Rb4 = Nd · Pb · rp · rf · Lf4 · h4	1.65E-07
Rc4	Parámetro principal	Rc4 = Nd · Pspd · Lo4	4.95E-09
Rm4	Parámetro principal	Rm4 = Nm · Pm · Lo4	2.03E-08
Ru4	Parámetro principal	Ru4 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · Peq · ra · Lt4	0.00E+00
Rv4	Parámetro principal	Rv4 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct · PLD0) · Peq · rp · rf · Lf4 · h4	1.07E-06
Rw4	Parámetro principal	Rw4 = (NL1 · Noh · PLD1 + NL2 · Nug · PLD2 + NL0 · Ct) · Lo4 · Pspd	5.37E-07
Rz4	Parámetro principal	Rz4 = ((Ni1 - NL1) · Noh · PLD1 + (Ni2 - NL2) · Nug · PLD2 + (Ni0 - NL0) · Ct) · Lo4 · Pspd	2.95E-05

Se han realizado 1 calculo de riesgo y el nivel máximo introducido o calculado es el nivel 3. Se toma como referencia para todo el proyecto.

Resultados del cálculo de riesgo

6. RIESGO CALCULADO

Nombre del riesgo	Riesgo tolerable (Rt)	Riesgo calculado
Pérdida de vida humana (R1)	1.00e-5	2.86e-8
Pérdida de servicios esenciales (R2)	1.00e-3	2.97e-4
Pérdida de patrimonio cultural (R3)	1.00e-3	0.00e+0
Pérdida económica (R4)	1.00e-3	3.13e-5

En la columna **RIESGO CALCULADO** compruebe que todos los valores aparecen en color verde, en el caso que algún resultado aparezca en rojo, deberá tomar medidas adicionales para la protección de la instalación, consulte con Cirprotec.

7. MEDIDAS DE PROTECCIÓN

Nivel de protección	Protección contra sobretensiones	Protección adicional contra el fuego	Protección eléctrica adicional
Nivel 4	Sistema completo de protecc	Sin medidas	Sin medidas

Se obtiene como resultado que el riesgo está controlado, por lo cual la única acción recomendada es verificar el buen estado de las instalaciones.

• Se recomienda que las personas que puedan encontrarse en exteriores o en la azotea cuando se presente este fenómeno natural busquen refugio dentro de las edificaciones.

• La conexiones de DPS y de puestas a tierra deben hacerse según la normatividad para materiales y procedimientos que le apliquen, de tal manera que se consiga una equipotencialización y despeje de descargas efectiva.

Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos:

Con base en la matriz elaborada por el RETIE (Tabla 9.3), se elaboró la siguiente tabla, en la que se redistribuyeron y resaltaron algunas casillas. Así mismo se siguió la metodología en el artículo 9.2.1 obteniendo lo siguiente:

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)**	**RED SECUNDARIA 214/123 V**
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	x			**REAL**		**FRECUENCIA**				
						E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes E5	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**

RETIE: TABLA 9.3 Matriz para análisis de riesgos

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.

FACTOR DE RIESGO POR AUSENCIA DE ELECTRICIDAD

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en media 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.

RIESGO A EVALUAR:	Ausencia de electricidad	por	Ausencia de electricidad	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 214/123 V
	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 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

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo

Recomendación: Disponer de sistemas interrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática, en caso de requerirse.

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO INDIRECTO

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: 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 SECUNDARIA 214/123 V
	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 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

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo

Recomendación: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO										
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: 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 directo**	**(al) o (en)**	**RED SECUNDARIA 214/123 V**					
	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 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**

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo

Recomendación: 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.

FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO

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: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.

RIESGO A EVALUAR:	**Quemaduras**	**por**	**Cortocircuitos**	**(al) o (en)**	**RED SECUNDARIA 214/123 V**
	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
C	Una o mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	**5**		**MEDIO**	**ALTO**	**ALTO**	**ALTO**	**MUY ALTO**
O	Incapacidad parcial permanente E4	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	**4**		**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
N	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	**3**		**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**ALTO**
S	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	**2**		**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**	**MEDIO**	**MEDIO**
E	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	**1**		**MUY BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**BAJO**	**MEDIO**
C											
U											
E											
N											
C											
I											
A											
S											

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo

Recomendación: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.

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)	biente o manipulación de equi
	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) E1	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Sistema de puesta a tierra, conexiones equipotenciales.

FACTOR DE RIESGO POR EQUIPO DEFECTUOSO										
POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria externa se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos de clase clase 2 para media tensión y gafas de protección ultravioleta; además de ropa de dotación hecha a base de algodón. Efectuar mantenimiento a los equipos utilizados.										
RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o quemaduras**	**por**	**Equipo defectuoso**	**(al) o (en)**	**biente o manipulación de equi**					
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**					
POTENCIAL	**X**	**REAL**		**FRECUENCIA**						
						E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o 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**

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Mantenimiento predictivo, y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas.

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 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	**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**

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo

Recomendación: puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de media 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.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos con relés de sobrecarga, dimensionamiento técnico de conductores y equipos

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 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	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

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Uso de interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, dimensionamiento técnico de conductores y equipos.

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.

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 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

Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

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**

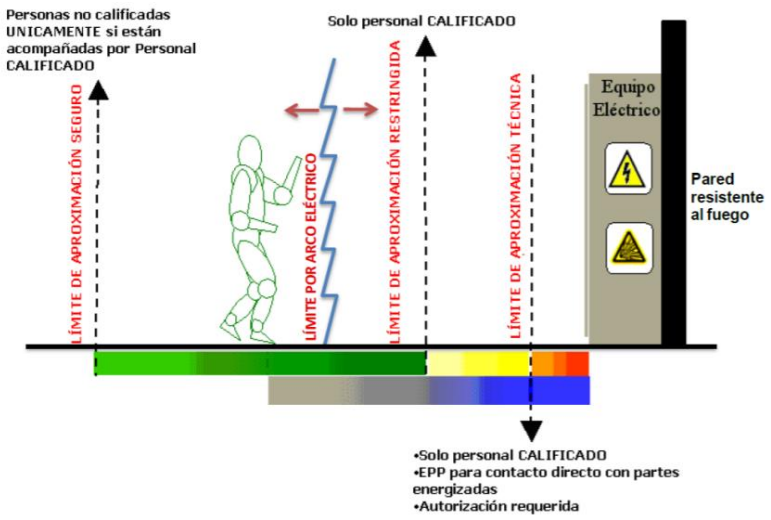
Conclusión: Nivel de Riesgo Bajo
Recomendación: Puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Igualmente, para ejecutar los trabajos, el líder del trabajo debe verificar lo siguiente:

- ¿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?

Para mitigar los riesgos se han tomado las siguientes medidas:

- La instalación de un electrodo para el Sistema de Puesta Tierra (SPT).
- Instalación de Descargador de Sobretensión DPS en la parte AC y DC
- Solo permitir el acceso a los tableros y equipos a personal capacitado.
- Usar señales de peligro y riesgo eléctrico en tableros eléctricos y accesos.
- Los cables deben estar siempre protegidos para evitar que sufran daño físico.
- Se debe verificar el buen estado de los equipos y herramientas antes de conectarlos o usarlos en las redes eléctricas.
- Tener en cuentas las 5 reglas de oro: corte efectivo de todas las fuentes de energía, bloqueo y enclavamiento de los aparatos de corte, verificación de ausencia de tensión, puesta a tierra y en corto circuito y señalización de la zona de trabajo.
- Seguir las recomendaciones de seguridad descritas en el manual de operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico de este proyecto.
- Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir sus fachadas, el costo estará a cargo del usuario.
- El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.
- Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de la Figura 13.7 según corresponda, las cuales son adaptadas de la NFPA 70 e IEEE 1584. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.



5. **Análisis del nivel de tensión requerido**

5.1. Nivel de tensión requerido en DC

De acuerdo con la configuración del sistema el nivel de tensión requerido se definió de acuerdo con la limitación de 1000V en DC del micro inversor, por lo tanto, todos los elementos que conforman el sistema en DC deben contar con un rango de operación de voltajes en DC de máximo 1000Vdc.

5.2 Nivel de tensión requerido en AC

Nivel	Tensión
I	120/208V o 127/220 V
II	13,2 kV ó 11,4 kV

Para la carga contratada que tiene el predio, se suministra el servicio con una conexión bifasica a 240/211 V, acometida de tres conductores conectadas a las dos fases y la tierra. El nivel de tensión de corriente alterna de la instalación eléctrica del proyecto, según la norma NTC 1340 se asocia al nivel I (Baja tensión).

Dado que la salida en AC de los microinversores es de 240V bifásico a 60Hz, no se hace necesario el uso de un transformador Baja – Baja para reducir el nivel de tensión.

6. **Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra**

El sistema eléctrico cuenta con la conexión al electrodo de tierra o malla a tierra existente. El calibre del conductor usado para la puesta a tierra de los paneles, inversor y tablero de interconexión se determinará según los calibres de los conductores de acometida de acuerdo con la Norma NTC 2050. Tabla 250-94

Tabla 250-94. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de c.a.

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm²	AWG o kcmil	mm²	AWG o Kcmils	mm²	AWG o Kcmils	mm²	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0
202,68 a 304,02	400 a 600 kcmil	278,68 a 456,03	550 a 900 kcmil	53,50	1/0	85,02	3/0
329,35 a 557,37	650 a 1100 kcmil	506,70 a 886,73	1000 a 1 750 kcmil	67,44	2/0	107,21	4/0
608,04 y más	1200 kcmil y más	912,06 y más	1800 y más kcmil	85,02	3/0	126,67	250 kcmil

El conductor desnudo o con aislamiento de color verde para la conexión a tierra,

el barraje a tierra y electrodos de puesta a tierra, hacen parte de un sistema de puesta tierra existente.

Se verificó la resistividad del terreno teniendo como resultado 1,53 Ω

Las medidas confirman el cumplimiento en lo establecido en la tabla 15.4 del RETIE

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

Tabla 15.4. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra

Así miso se anexa a este documento, el certificado de calibración del equipo de medición.

Todos los equipos del sistema fotovoltaico serán puestos a tierra para la protección y la seguridad de las personas, y para facilitar la operación de los equipos que limitan las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas en la línea.

Además, mantendrán la tensión con respecto a tierra dentro de un rango normal de funcionamiento.

La corriente máxima admisible en los conductores del SPT, bajo operación normal no debe sobrepasar los siguientes valores según ANSI/IEEE 80:

- 25 mA si el circuito ramal es derivado o de uso general y no tiene cargas electrónicas

Adicionalmente se instalará un electrodo adicional al existente, para equipotencializar y se seguirá lo estipulado en el numeral E de la sección 690 de la NTC 2050.

7. Dimensionamiento de Conductores a utilizar

7.1. Calibre del conductor en AC. Se determina por dos criterios, escogiendo el mayor calibre.

a) Criterio de máxima intensidad admisible por el cable: La corriente máxima de salida del micro inversor es 6,25A. El cable de alterna debe soportar 1,25 veces la intensidad nominal a la salida del inversor. En este caso $1{,}25 \cdot I_{INV,AC} = 1{,}25 \cdot 6{,}25A = 7{,}81\ A$. Con base en la siguiente tabla se tiene que el calibre 14 AWG es idóneo, pero utilizaremos el 12AWG para mayor seguridad.

CAPACIDAD DE CORRIENTE (A)			
Calibre AWG o kcmil	TW 60°C	THW 75°C	THHN/THWN 90°C
14	20	20	25
12	25	25	30
10	30	35	40
8	40	50	55
6	55	65	75
4	70	85	95
2	95	115	130
1	110	130	150
1/0	125	150	170
2/0	145	175	195
3/0	165	200	225
4/0	195	230	260
250	215	255	290
350	260	310	350
500	320	380	430
Hasta tres conductores transportando corriente, en una canalización, cable o en enterramiento directo a una temperatura ambiente de 30°C			

Tabla 4.Tabla 310-16 NTC 2050 y NEC

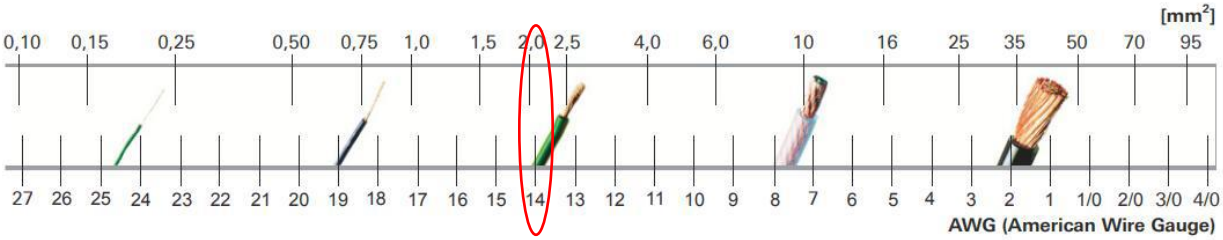
a) Criterio de la máxima caída de tensión permisible en el cable: Los micro inversores tienen un factor de potencia > 0,99: este último se supondrá igual a la unidad (caso más desfavorable). Adicionalmente con base en la ITC-BT40 “Instalaciones generadoras de baja tensión”, la caída en la parte de alterna no ha de exceder el 1,5% de la tensión de salida nominal del inversor, por lo tanto, se tiene:

$$S_{m,AC} = \left[\frac{\sqrt{3} \cdot L_{AC} \cdot I_{INV,AC} \cdot cos\varphi}{\Delta V_{AC} \cdot V_{INV,AC} \cdot \sigma}\right]$$

- $S_{m,AC} = sección\ mínima\ del\ conductor\ en\ mm^2$
- $L_{AC} =$ $longitud\ simple\ del\ cable\ en\ alterna\ hasta\ el\ punto\ de\ conexión.$ *La longitud desde la salida de los inversores hasta el punto de conexión es de máximo 30m.*
- $V_{INV,AC} = tensión\ nominal\ a\ la\ salida\ del\ inversor = 240V$
- $I_{INV,AC} = Intensidad\ nominal\ a\ la\ salida\ del\ inversor = 7{,}81A$
- $\Delta V_{AC} = Caída\ de\ tensión = 0{,}015$
- $\sigma = Conductividad\ del\ cobre = 56$

$$S_{m,AC} = \left[\frac{\sqrt{3} \cdot 30 \cdot 7{,}81}{0{,}015 \cdot 240 \cdot 56}\right] = 2{,}01mm^2$$

Con base en la siguiente tabla se tiene que el calibre 14 AWG es idóneo, pero utilizaremos el AWG 12 para mayor protección:



Teniendo en cuenta los dos criterios, y para asegurar mucho mejor la regulación por tensión, y la seguridad de capacidad de corriente, se utilizará el cable de calibre: THHN/THWN 14 AWG.

Calculo económico: El metro del cable de cobre THHN/THWN 12 AWG aislado es de $1650, teniendo en cuenta que la longitud es de 30m y que se requieren tres

líneas de fases y una de neutro por cada inversor, para un total de 120m, el costo total será de $198.000.

7.2. Cálculo de Pérdidas de Energía: Pérdidas de energía por efecto Joule al circular la corriente por el conductor.

Tramo en AC:

Tramo	Longitud (m)	Potencia (kVA)	Corriente (A)	Momento Eléctrico (kVA.m)	Material del Conductor (Cu-Al)	Calibre del Conductor	Constante de regulación (%/kVA.m)	Resistencia (Ω/km)	Perdida Parcial (kW)	Pérdida Acumulada (kW)
MicroInversor - Tablero Principal AC	30	1.500	6,25	45.000	Cu	2#12F+1#12T	6,96E-03	3,35	0,07134407	0,07134407

7.3. Cálculo de regulación de tensión: Pérdidas de energía por efecto Joule al circular la corriente por el conductor.

Tramo	Constante de regulación (%/kVA.m)	Regulación Acumulada	Regulación Acumulada
MicroInversor - Tablero Principal AC	3,50E-05	0,71%	0,71%

Cumpliendo las recomendaciones del RETIE y NTC2050, se seleccionan las acometidas para que la regulación acumulada durante todos los tramos de generación del sistema no supere el 3% basado en la constante de regulación del Cu de los correspondientes calibres y considerando las acometidas del sistema fotovoltaico como un circuito alimentador del proyecto.

8. **Cálculo de Barrajes (Sección mm2)**

El gabinete usado para el punto de conexión tendrá instalados barrajes de fábrica, cumpliendo lo estipulado en la NTC 3444 bajo certificado de conformidad de producto.

Los barrajes a utilizar serán los fabricados con los gabinetes a instalar. Se usará un gabinete de sobreponer el circuito tipo riel para corriente mínimo de 16A, teniendo en cuenta que la corriente de salida en AC del inversor es de 6,25A:

Nombre del Barraje de BT	Carga (kVA)	Corriente nominal (A)	Sección AE309 Fase	In barraje de BT Fase	Sección AE309 Neutro	In barraje de BT Neutro	Sección AE309 Tierra	In barraje de BT Tierra
Barraje Tablero Principal	1,5	6,25	24 mm²	165	24 mm²	165	24 mm²	165

9. **Cálculo y especificaciones técnicas de los equipos de medida**

Se requiere un medidor bidireccional horario trifásico, con perfil horario telemedido con base en la Resolución CREG 038 de 2014. Se instalará un medidor de energía eléctrica activa clase 1 y reactiva clase 2, tipo estático, bidireccional, polifásico tetrafilar con las siguientes características:

Registra cada hora del día la energía que consume de manera separada de la energía que se vende.
Modelo: MT174
Tensión nominal: 3x277/480V
Corriente: 1(10)A
Clase de Exactitud Energía Activa: Clase 0.5
Medición de energía en dos direcciones
Comunicación: RS-232 y el RS-485

Una vez aprobada la disponibilidad, se procederá a realizar el trámite de cambio del medidor con el debido certificado de conformidad, protocolo y parametrización

10. Se certifica que se ha realizado el diagnóstico de cumplimiento de la instalación eléctrica existente, por el profesional calificado. Aseguramos que todo se encuentra en condiciones seguras y no presenta posibilidad de alto riesgo o peligro inminente de acuerdo con **el artículo 35º literal (e) del RETIE**. Para constancia se firma por el Profesional Calificado al final de este documento.

11. Se certifica que se ha validado el sistema de **puesta a tierra existente** encontrando que presenta condiciones óptimas de funcionamiento. Para constancia se firma por el Profesional Calificado al final de este documento.

12. Se realizará la **medida del sistema de puesta a tierra** tanto actual como el correspondiente al sistema solar, para garantizar la equipotencialización y los valores óptimos permitidos. Una vez el sistema se encuentre instalado y construido, el inspector RETIE, deberá realizar las mediciones con el telurómetro correspondiente y certificar la calibración para presentar los registros fotográficos.

13. El punto de conexión se realizará en el transformador de 112.5kVA con código: E17575

14. **Descripción:** El sistema solar fotovoltaico conectado a la red se instalará en la cubierta del predio y podrá proporcionar un porcentaje de energía eléctrica para

las cargas.

14.1. **Radiación del sitio de instalación:**
Radiación horizontal media anual: 4,14 kWh/m²/día
Horas Solar Pico: 4,37 h/día
Horas Solar Pico en el peor mes (diciembre): 3,82 h/día
Fuente: NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources

14.2. **Ubicación Geográfica del Sistema:** El sistema será instalado en la calle 44Bis # 6A-95 barrio la esmeralda, Cali, Valle del Cauca.

14.3. **Características del Sistema:** El generador solar tendrá las siguientes características:

- Área designada de instalación: 7,76m²
- Paneles fotovoltaicos de 385W: 4 paneles Monocristalinos
- Inversor: 61 Microinversores QS1A 1500W
- Soportes, Protecciones, Cables de conexión, accesorios necesarios.
- Potencia fotovoltaica disponible DC: 1540Wp
- Potencia fotovoltaica disponible AC: 1500 W

14.4. **Proyección de la energía generada por el sistema para consumo interno por mes (kWh-mes):** En la siguiente gráfica se aprecia la energía generada por el sistema solar fotovoltaico, en promedio 141 kWh mensuales.

$$\boldsymbol{E} = HPS \cdot P_G \cdot PR \cdot \#días\ mes$$

- $\boldsymbol{E} = Energía\ generada\ al\ mes$
- $\boldsymbol{HPS} = Horas\ Pico\ Solar\ para\ Cali$: 4,14 h/día promedio; 3,82 $h/día\ peor\ mes$
- $\boldsymbol{P_G} = Potencia\ del\ Generador$: 1540 Wp
- $\boldsymbol{PR} = Factor\ de\ Rendimiento\ del\ Sistema$: 0,76

$$\boldsymbol{E.promedio} = 4{,}14 \cdot 1540 \cdot 0{,}76 \cdot \#días\ mes(en\ promedio) = 145\ kWh/mes$$

$$\boldsymbol{E.peor\ mes} = 3{,}82 \cdot 1540 \cdot 0{,}76 \cdot \#días\ diciembre = 134\ kWh/mes$$

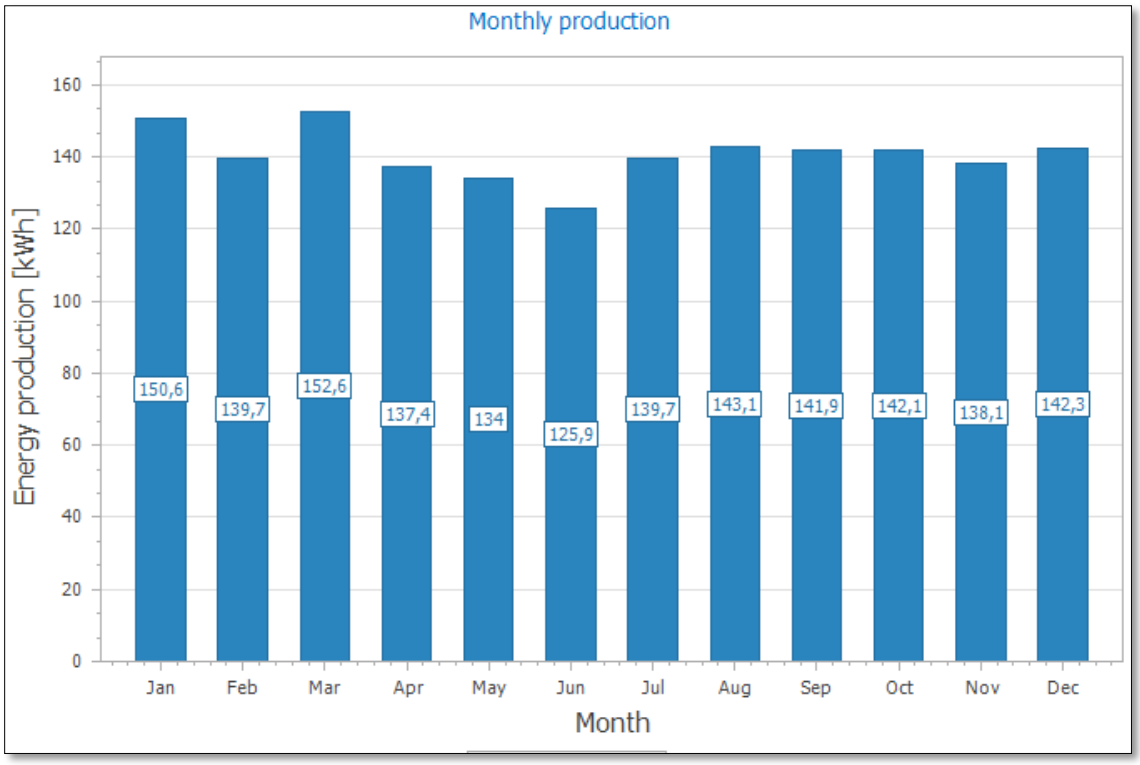


Ilustración 1. Energía Generada Sistema Solar – Energía Consumida

Mes	# de días	HPS	Generación (kWh/mes)	Consumo Interno (kWh/mes)	Generación para entregar al OR (kWh/mes)
Enero	31	4,06	150,6	147,58	3,02
Febrero	28	4,28	139,7	136.90	2,8
Marzo	31	4,37	152,6	149,54	3,06
Abril	30	4,21	137,4	134,65	2,75
Mayo	31	4,1	134,0	131,32	2,68
Junio	30	4,05	125,9	123,38	2,52
Julio	31	4,34	139,7	136,90	2,8
Agosto	31	4,31	143,1	140,23	2,87
Septiembre	30	4,26	141,9	139,06	2,84
Octubre	31	3,99	142,1	139,25	2,85
Noviembre	30	3,89	138,1	135,33	2,77
Diciembre	31	3,82	142,3	139,45	2,85
Anual			1.687,63	1.653,87	33,81
Promedio		4,14	140,6	137,82	2,82

14.5. **Porcentaje de Energía aportado:** El sistema solar fotovoltaico generará en promedio 140 kWh mensuales (4,6 kWh diarios), el generador cubriría un porcentaje del consumo energético mensual (Consumo mensual: 148kWh/mes – 4,93 kWh/día) y podría entregar excedentes a la empresa de energía. Así mismo, el sistema solar generará 134 kWh mensuales en abril, correspondiente al mes con la radiación más desfavorable.

Con base en el perfil de consumo y la energía generada por el sistema solar, se puede observar la entrega de energía a la red, así como la energía autoconsumida en un día. Ver Ilustración 2.

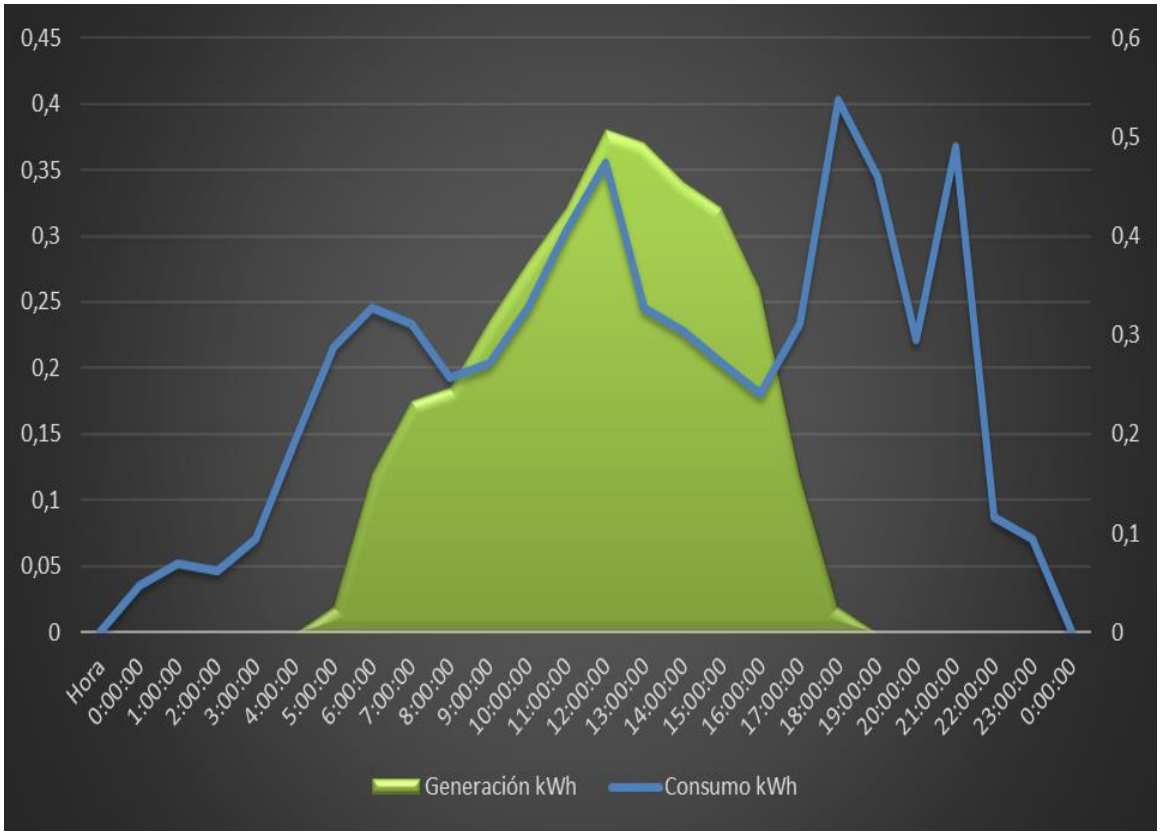


Ilustración 2. Energía diaria Generada Sistema Solar – Energía diaria Consumida

De las horas de sol con energía generada, se tiene que se entregarán excedentes con base en la siguiente tabla:

Generación-Consumo por día				
Hora	Consumo (kWh)	Generación (kWh)	Entrega excedentes a la red (kWh/día)	Entrega excedentes a la red (kWh/mes)
7:00:00	0,23334667	0,23333467	-1,2E-05	-0,00036
8:00:00	0,1924	0,246764	0,054364	1,63092
9:00:00	0,20424	0,313491	0,109251	3,27753
10:00:00	0,24518667	0,37350333	0,12831667	3,8495
11:00:00	0,3034	0,426801	0,123401	3,70203
12:00:00	0,35569333	0,50695733	0,151264	4,53792
13:00:00	0,24518667	0,49369587	0,2485092	7,455276
14:00:00	0,22742667	0,45365967	0,226233	6,78699
15:00:00	0,20424	0,426801	0,222561	6,67683
16:00:00	0,18056	0,34664467	0,16608467	4,98254
		Prom	**0,14043199**	**4,21295956**
		Total	**1,42997253**	**42,899176**

Por lo anterior, la generación de energía promedio que se entrega a la red por mes es 42,89 kWh.

14.6. **Distribución del sistema:**

El micro inversor elegido es un equipo bifásico QS1A 1500W, el cual cuenta con cuatro entradas MPP. Cada entrada soporta máximo 13,3A y se encuentran destinadas para conectar un panel por entrada, es decir por cada microinversor se tienen 4 paneles conectados.

El microinversor permiten que prácticamente se obtengan cables conduciendo corriente alterna desde los paneles mediante un cable con aislamiento especial para intemperie. Se conectarán al microinversor cuatro paneles uno en cada entrada en paralelo, dando una corriente nominal de salida del microinversor es 6,25 A.

14.7. **Protecciones:**

14.7.1 Protecciones en AC:

a) Teniendo en cuenta que la corriente máxima de salida del micro inversor es 6,25A, entonces se usará un interruptor termomagnético de 2 x 16A.

b) Por otro lado, para proteger el sistema de descargas atmosféricas y sobretensiones procedentes de la red eléctrica, se usará un descargador de sobretensión (DPS) con base en los siguientes criterios:

- Tipo 2 AC (Clase C): media capacidad de descarga, menores tensiones residuales

14.7 Notas

En cumplimiento de las Notas 1, 2 y 3 del artículo 10.1.1, bajo el juicio profesional del responsable del diseño, se explican los ítems que no aplican:

a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos: No aplica, pues es un sistema solar conectado a la red el cual no provoca cambio de cargas. El fp de potencia del inversor es 0,99 y el THDI < 3%.
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. Este análisis se ha realizado en la sección 3. para sobrevoltajes de acuerdo a las características de voltajes del sistema, específicamente con el DPS indicado.
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra. Se especifica la protección de acuerdo a la NTC 2050, en la sección 14,7 de este documento: Protecciones en AC.
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos: Se ha realizado en la sección 4.
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. Realizado en el numeral 4. de este documento.
f. Análisis del nivel tensión requerido. Realizado en la sección 5.
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 pues el sitio de la instalación no implica personas expuestas a campos electromagnéticos.
h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga: No aplica. No tiene transformadores.
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra. Realizado en el numeral 6 de este documento.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. Se realizó el cálculo en la sección 7 de este documento.
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, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente. Se realizó la verificación con base en el cálculo realizado en la sección 7 de este documento.
l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. La estructura para los paneles solares fue construida con una capacidad portante y de fijación con base en lo recomendado por el fabricante. Los chazos y tornillos de instalación de los equipos se han definido con base en los manuales de cada equipo, y contemplando los diámetros indicados por los fabricantes.
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. Los cálculos se encuentran en la sección 14.7 de este documento.
n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.). Los ductos y canalizaciones se han elegido con base en las tablas específicas del RETIE bajo el número de conductores máximos por ducto.
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. Las pérdidas de energía y armónicos están referidas en la ficha técnica del Inversor.
p. Cálculos de regulación. Se realizó en la sección 7.4 de este documento.
q. Clasificación de áreas. Con base en el numeral 28.3.1 del RETIE no aplica, pues la instalación del sistema solar se ubica en un cuarto con los tableros de distribución normal para baja tensión.
r. Elaboración de diagramas unifilares. Se anexa el diagrama correspondiente.
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. No aplica. Se instala el sistema en una construcción existente.
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. No aplica. No se requiere una construcción. Los equipos se instalan en una construcción existente.
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas: Las distancias de seguridad se cumplen completamente, pues no existe ningún circuito eléctrico a menos de 30m de la instalación.

v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. No se desvía el diseño ni la instalación de la NTC 2050
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. Se incluyen los diseños y cálculos eléctricos requeridos para el sistema solar.

Ing Sergio Alberto Campos Bautista
Tarjeta Profesional: SN250 - 141726