DOCUMENTO VÁLIDO PARA TRÁMITES DE PROYECTOS:

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines

CERTIFICADO DE MATRICULA PROFESIONAL

Original

EL SECRETARIO EJECUTIVO DEL
CONSEJO PROFESIONAL NACIONAL DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, MECÁNICA Y PROFESIONES AFINES

CERTIFICA:

1. Que en cumplimiento de la Ley 51 de 1986 y del Decreto 1873 de 1996, JOHN EDINSON LEMOS ROJAS, identificado con Cédula de Ciudadanía 1.107.511.343 de Cali (Valle), presentó solicitud de matrícula profesional de Ingeniero Electricista ante el Consejo Profesional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, Seccional de Valle, acreditando para el efecto su grado profesional, otorgado por la Universidad Autónoma De Occidente el día 25 de Septiembre de 2020.

2. Que, estudiada la solicitud, el Consejo Profesional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, Seccional de Valle, mediante la Resolución 31 del 6 de Octubre de 2020 expidió la matrícula profesional a JOHN EDINSON LEMOS ROJAS para ejercer la profesión de INGENIERO ELECTRICISTA de acuerdo con lo señalado en la ley y el decreto antes citados.

3. Que, mediante la Resolución 112 del 6 de Octubre de 2020, el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines confirmó la matrícula anterior y le asignó el número de registro:

VL205-150245

Este certificado se expide en Bogotá el día 6 de Octubre de 2020.

MARCO ANTONIO GÓMEZ ALBORNOZ
Secretario Ejecutivo

Documento expedido en formato PDF, con firma digitalizada según el artículo 11 del Decreto 491 de 2020,
"por el cual se adoptan medidas de urgencia para garantizar la atención y la prestación de servicios por parte de las autoridades públicas"

Calle 70 No. 9 - 10
PBX: (1) 3558888
Bogotá, D.C. - Colombia
e-mail: info@consejoprofesional.org.co

PROYECTO SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO “SR FRANCO ROSERO BARRIO DEPARTAMENTAL 6.48 kWp”

MEMORIAS DE DISEÑO DEL SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO

Realizado por:
John Edinson Lemos Rojas
Ingeniero electricista

Cali – Valle del Cauca
Junio del 2022

CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL DISEÑO. 3
2. CONDICIONES DE DISEÑO 3
3. EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA 3
4. DISEÑO DETALLADO DE ARTÍCULO 10.1.1 DEL RETIE. 4
4.1.Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos *(aplica)* 4
4.2. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico *(aplica).* 4
4.3.Análisis de cortocircuito y falla a tierra *(aplica)* 5
4.4. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos *(no aplica)* 6
4.5. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos *(aplica).* 7
4.6. Análisis del nivel de tensión requerido *(aplica)* 7
4.7. 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)* 8
4.8. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga *(no aplica)* 8
4.9 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra (SPT) *(aplica)* 8
4.9.1 Resistencia de puesta a tierra. 8
4.9.2 Malla o electrodo de puesta a tierra. 9
4.9.3 Métodos de puesta a tierra empleados y conductor de puesta a tierra 9
4.10. Cálculo económico de conductores (*aplica)* 10
4.11. 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)* 11
4.12. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos *(aplica)* 12
4.13. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes *(aplica)* 12
4.14. Cálculos de canalizaciones y volumen de encerramientos (*aplica)* 13
4.15. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia *(aplica)* 14
4.16. Cálculos de regulación (*aplica)* 15
4.17. Clasificación de áreas. *(no aplica)* 16
4.18. Elaboración de diagramas unifilares. *(aplica)* 16
4.19. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. *(aplica)* 16
4.20. Especificaciones de construcción complementarias a los planos. *(Aplica)* 16
4.21. Establecer las distancias de seguridad requeridas. (*aplica)* 16
4.21.1 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas. 16
4.21.2 Espacios para el montaje, operación y mantenimiento de equipos. 17
4.22. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050. *(no aplica)* 17
4.23. Estudios adicionales (*no aplica)* 17

1. DESCRIPCIÓN Y ALCANCE DEL DISEÑO.

El diseño eléctrico del proyecto de auto generación a pequeña escala mediante tecnología solar fotovoltaica “SR FRANCO ROSERO BARRIO DEPARTAMENTAL” abarcó el dimensionamiento conforme a las normativas RETIE y NTC 2050, de los equipos e infraestructura requerida para la generación e inyección de energía eléctrica de forma confiable, segura y de calidad a través de la conversión de energía solar en energía eléctrica.

El alcance de la instalación comprende un sistema solar fotovoltaico conectado a red para autogeneración a pequeña escala. el sistema está compuesto por (16) paneles solares marca Jinko cheetah de 405 Wp, para una potencia instalada en d.c de 6,48 kWp. (4) micro inversores marca Ap system qs1a de 1.5 kW para una potencia instalada en sistema a.c de 6 kW y demás elementos para la conexión del sistema. el campo solar (arreglos de módulos fotovoltaicos) está ubicado en el tejado de la edificación, al cual se puede acceder mediante el interior del inmueble. la conexión y certificación del sistema va desde los paneles solares hasta el circuito de inyección de energía fotovoltaica, el cual se conecta bajo lo establecido por la sección 705 de la NTC 2050, a un barraje de distribución existente que conecta las cargas de la instalación eléctrica de la edificación.

2. CONDICIONES DE DISEÑO

Condiciones geográficas del lugar del proyecto	
Departamento / municipio de instalación	Valle del Cauca /Cali
Dirección del proyecto	CR 40b 11-40
Temperatura promedio	25ºC
Altitud	1.018 m s. n. m.
Horas solares pico	4,3 kWh/m^2

Condiciones del sistema eléctrico	
Tipo de instalación	Uso final fotovoltaica
Tipo de servicio	Residencial estrato 4
Nivel de tensión del punto de conexión	Baja tensión: 208 – 120 V/ 4h ,3f /60Hz
Potencia del transformador del punto de conexión	75 kVA

3. EQUIPOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

SISTEMA DE PANELES SOLARES	
Potencia nominal del campo solar	6.48 kWp
Cantidad de módulos solares	16 unidades
Referencia de módulo	JINKO SOLAR JKM405M-72H-V
Potencia de módulo solar	405 W
Tensión a circuito abierto de módulo solar	49.4 V
Corriente de corto circuito de módulo solar	10.69 A

INVERSORES	
Potencia total instalada en A.C	6 kW
Cantidad de inversores	4
Referencia de inversor	AP SYSTEM QS1A
Potencia de inversores	1500 W
Tensión de salida del inversor	208V/2F+T/60 Hz

Tensión máxima de entrada de C.C	49.4 V
Distorsión armónica	<3%

4. DISEÑO DETALLADO DE ARTÍCULO 10.1.1 DEL RETIE.

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

Las cargas a alimentar con el generador fotovoltaico corresponden a las cargas instaladas en el punto de conexión del sistema (lugar en donde se realizará la inyección de energía solar fotovoltaica) las cuales son de tipo residencia tales como: equipos de cómputo, electrodomésticos, televisores y otro tipo de cargas de bajo consumo.

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 los inversores. Para dar cumplimiento del artículo 20.6.3.1.q del RETIE el cual cita "*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 total en corriente producidos por los equipos mediante las siguientes expresiones.

$$\boldsymbol{expresión\ 1)}\ I_{rms} = \sqrt{(THD * I1)^2 + (I1)^2}$$

$$\boldsymbol{expresión\ 2)}\ THD = \frac{\sqrt{(I_{rms})^2 - (I1)^2}}{I1}$$

Tabla 2. Cálculo de distorsión armónica total

CALCULO DE ARMÓNICOS EN CORRIENTE												
Equipo	Tensión (V)	Potencia (W)	Corriente fundamental In (A)			THD			Corriente RMS (A)			
			A	B	C	A	B	C	A	B	C	
MICRO INVERSOR QS1A #1	208	1500	7,212	7,212		0,030	0,030		7,215	7,215		
MICRO INVERSOR QS1A #2	208	1500	7,212	7,212		0,030	0,030		7,215	7,215		
MICRO INVERSOR QS1A #3	208	1500	7,212	7,212		0,030	0,030		7,215	7,215		
MICRO INVERSOR QS1A #4	208	1500	7,212	7,212		0,030	0,030		7,215	7,215		
TOTAL			**28,846**	**28,846**	**0,000**	**0,030**	**0,030**		**28,859**	**28,859**	**0,000**	

El factor de potencia de inyección de energía de los inversores es de 0.99.

4.2. 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 BIL que los equipos deben soportar de acuerdo a su ubicación en las instalaciones.

Tabla 3. 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, se establece que el BIL requerido para los equipos que conforma la instalación es el siguiente:

Tabla 4. Selección de BIL de equipos del sistema fotovoltaico

EQUIPOS	TENSIÓN DE OPERACIÓN	CATEGORÍA	BIL (KV)
Módulos solares	49,52	III	2,5
Inversores	208	I	0,8
Cableado y cerramientos de circuitos eléctricos	208	III	2,5
Protecciones en A.C	208	III	2,5
Tablero de protecciones A.C	208	III	2,5
Tablero de conexión	208	III	2,5
Herramientas portátiles para instalación de equipos	208	III	2,5

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

Para determinar el nivel mínimo 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 realiza la conexión del 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. El valor de impedancia de cortocircuito del transformador que se empleo fue el sugerido por el estándar IEC 60076-5.

Tabla 5. Cálculo de cortocircuito

CALCULO DE CORTOCIRCUITO A LA SALIDA DEL TRANSFORMADOR	
Potencia del transformador (KVA)	75
Tensíon de linea-linea en el lado de baja del transformador (v)	208
Tensíon de linea- neutro en el lado de baja del transformador (v)	120
Impedancia del transformador (%)*	3,5
Corriente falla L-L (A)	**5948,15**
Corriente falla L-N (A)	**8922,227**
CALCULO DE CORTOCIRCUITO EN TABLERO DE CONEXIÓN	
Corriente falla L-L (A)**	**5948,15**
Corriente falla L-N (A)**	**8922,23**
CALCULO DE CORTOCIRCUITO EN GABINETE AGRUPADOR A.C SISTEMA FOTVOLTAICO	
L:Longitud del cable desde el tablero de conexión hasta el tablero solar m	40
Tipo de cable	Cu THHN-THWN
n:Numero de conductores por fase	1
Tamaño de conductor de fase (AWG)	8
Tamaño de conductor de neutro (AWG)	8
Tipo de sistema	Trifasico tetrafilar (3F+N)
Tensión de linea (VL-L)/Tensión de fase (Vl-n)	208/120
Constante del conductor de fase (C1) ***	1559
Constante del conductor de neutro(C2) ***	1559
isc: Corriente de corto circuito fase-fase en tablero de conexión (A)	5948,15
isc: Corriente de corto circuito fase-neutro en tablero de conexión (A)	8922,23
Constante F1 (L-L)=(*L*ISC)/(C1*n*VL-L)	1,271
Constante F2 (L-N)=(L*ISC)/(C2*n*VL-n)	3,304
Constante m1:1/(1+F1)	0,440
Constante m2:1/(1+F2)	0,232
Corriente falla L-L (A)	**2619,40**
Corriente falla L-N (A)	**2072,96**
* valores obtenidos del estandar NTC 819	
**Se asume la corriente de salida del transformador, ya que no se tiene información de las carácterísticas de la acometida para este calculo	
***valores obtenidos del estandar IEEE Std 241-1990	

De acuerdo a los resultados obtenidos se establece que el nivel de ruptura de los interruptores debe ser superior a 2,07 kA para interruptores con tensión de operación de 120V y de 2,61 kA para interruptores con tensión de operación de 208V.

4.4. 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." De acuerdo a lo anterior y a los alcances de la instalación y zonas intervenidas, no se requiere realizar este tipo de análisis.

4.5. 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 que se presenta en el anexo A.

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 ☐			FRECUENCIA			
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E No ha ocurrido en el sector	D Ha ocurrido en el sector	C Ha ocurrido en la Empresa	B Sucede varias veces al año en la Empresa	A Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:			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.

4.6. 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 208 Vac /3F/ 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 máxima fue de 49,4 Vdc correspondiente a la tensión en circuito abierto de un módulo de 405W. El nivel de tensión del circuito de salida del inversor fue de 208 Vac, conforme a la sincronización con la red de 208/120 Vac /3F/ 60 Hz del operador de red.

4.7. 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.

4.8. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga *(no aplica)*

El generador fotovoltaico no requirió de la instalación de un transformador eléctrico para su entrada en operación. No obstante, se verificó que la potencia instalada en sistema A.C del generador fotovoltaico no superase la potencia instalada del punto de conexión, la cual es de 75 kVA conforme a la capacidad del transformador y a lo establecido en la resolución CREG 174 del 2021.

4.9 Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra (SPT) *(aplica)*

El sistema de puesta a tierra del sistema fotovoltaico se realizó conforme a las disposiciones de las secciones 690-41 a 690-47 y 250 de la NTC 2050 y artículo 15 del RETIE. En la figura 1 se muestra el esquema del sistema de puesta a tierra a realizar.

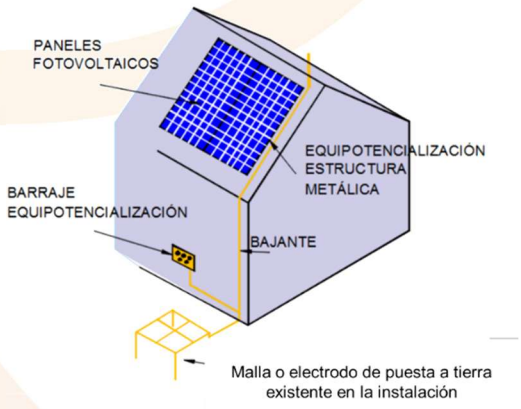


Figura 1. Esquema de sistema de puesta a tierra utilizado
Fuente: GM-04 EPM

4.9.1 Resistencia de puesta a tierra.

De acuerdo al artículo 15.4 del RETIE, el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para acometidas en baja tensión debe ser de 25 Ω.

4.9.2 Malla o electrodo de puesta a tierra.

El electrodo del SPE empleado fue el existente en la instalación, el cual cumple con las disposiciones del artículo 15.3.1 del RETIE.

4.9.3 Métodos de puesta a tierra empleados y conductor de puesta a tierra

En la tabla 7 se resume los métodos de puesta a tierra de los elementos que componen el sistema fotovoltaico y que de acuerdo a la normativa deben tener un STP

Tabla 8. Normativa y métodos de puesta a tierra empleados.

EQUIPO	NORMATIVA A CUMPLIR	MÉTODO DE PUESTA A TIERRA
Partes metálicas de paneles fotovoltaicos y estructura	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.	Aterrizado con bonding de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra calibre #10 AWG equipotencializado con el SPT de la instalación
Inversor	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.	Aterrizado con bonding de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra calibre #10 AWG equipotencializado con el SPT de la instalación
Canalizaciones y encerramientos	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	Aterrizado con bonding de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra calibre #12 AWG equipotencializado con el SPT de la instalación
Armario agrupador A.C sistema fotovoltaico	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	Aterrizado con bonding de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra calibre #10 AWG equipotencializado con el SPT de la instalación
Armario totalizador	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	Aterrizado con bonding de puesta a tierra y conductor de puesta a tierra calibre #10 AWG equipotencializado con el SPT de la instalación

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"*.

Tabla 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra de equipos para puesta a tierra de canalizaciones y equipos

Corriente nominal o ajuste máximo del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, tubos conduit, etc. (A)	Sección Transversal			
	Alambre de cobre		Alambre de aluminio o de aluminio revestido de cobre *	
	mm²	AWG o kcmil	mm²	AWG o kcmil
15	2,08	14	3,30	12
20	3,30	12	5,25	10
30	5,25	10	8,36	8
40	5,25	10	8,36	8
60	5,25	10	8,36	8
100	8,36	8	13,29	6
200	13,29	6	21,14	4
300	21,14	4	33,62	2
400	26,66	3	42,20	1
500	33,62	2	53,50	1/0
600	42,20	1	67,44	2/0
800	53,50	1/0	85,02	3/0
1.000	67,44	2/0	107,21	4/0
1.200	85,02	3/0	126,67	250 kcmil
1.600	107,21	4/0	177,34	350 kcmil
2.000	126,67	250 kcmil	202,68	400 kcmil
2.500	177,34	350 kcmil	304,02	600 kcmil
3.000	202,68	400 kcmil	304,02	600 kcmil
4.000	253,25	500 kcmil	405,36	800 kcmil
5.000	354,69	700 kcmil	608,04	1.200 kcmil
6.000	405,36	800 kcmil	608,04	1.200 kcmil

4.10. Cálculo económico de conductores (*aplica)*

Se calculó el costo del conductor durante su tiempo de operación a partir de los costos de instalación y de los costos energéticos derivados de las pérdidas de energía en el uso de los conductores eléctricos portadores de corriente. Lo anterior se realiza mediante las siguientes expresiones:

$$Costo\ de\ instalación\ =\ l * (\#F * \$Cable)$$

$Donde$
$l =\ longitud\ del\ circuito\ en\ metros$
$\#F =\ número\ de\ fases$
$\$Cable =\ precio\ del\ cable\ en\ \$/metros$

$$Costo\ energético\ =\ 8.76 * \#F * I_o^2 * R * l * Fp * Ke * \sum_{i}^{1} 1/(1+t)^i$$

$Donde$
8,76 Esta constante representa el número de horas que tienen un año de 365 días, este valor es dividido en 1000 para obtener un valor de pérdidas en kW
$I0 =\ Es\ la\ corriente\ del\ circuito.$
$R =\ Es\ la\ resistencia\ del\ conductor$
$Fp = factor\ de\ pérdidas$
$Ke =\ Es\ el\ precio\ del\ kWh\ (kilovatio - hora)\ en\ pesos\ colombianos$
$i =\ Es\ el\ número\ de\ años\ o\ periodos\ para\ los\ cuales\ se\ hará\ el\ cálculo$
$t =\ Es\ la\ tasa\ de\ descuento\ que\ se\ utiliza\ en\ la\ proyección$

Costo del conductor en el tiempo de operación= Costo de instalación + Costo energético

Tabla 9. Cálculo económico de conductores.

Potencia A.C (W)	1,5		
CALCULO ECONÓMICO DE CONDUCTOR			
# CIRCUITO		**M12 Y M34**	**INYECCIÓN FV**
DESCRIPCIÓN		Salida de micro inversores	inyección
CORRIENTE DE FASE (A)		14,42	28,85
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE (AWG)		12	8
NÚMERO DE FASES POR CIRCUITO **Np**		2	3
NÚMERO DE FASES DE CIRCUITO **NC**		1	1
COSTO DE INSTALACIÓN CI			
LONGITUD **L** (m)		17	40
COSTO DEL CONDUCTOR ($/m)		$ 4.211,41	$ 4.824,26
COSTO DE INSTALACIÓN **CI** ($)		$143.188	$578.911
COSTO DE OPERACIÓN CJ			
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR **R**(ohm/km)		6,56	1,61
TIEMPO DE FUNCIONAMIENTO **T** (h/año)		4380	4380
PRECIO DE LA ENERGÍA **P** ($/kWh)		$ 725,66	$ 725,66
TASA DE DESCUENTO **i**		0,1	0,1
VIDA UTIL **N** (AÑOS)		25	25
COSTOS DE OPERACIÓN EN EL PROYECTO **CJ** ($)		$ 12.898,73	$ 44.692,15
COSTO TOTAL **CT** ($)		$156.087	$623.603
ANALISIS PARA EL CONDUCTOR SIGUIENTE			
CALIBRE DEL CONDUCTOR DE FASE (AWG)		10	6
RESISTENCIA DEL CONDUCTOR **R**(ohm/km)		3,94	1,02
COSTO DEL CONDUCTOR ($/m)		$ 6.090,42	6786,54
COSTO DE INSTALACIÓN **CI** ($)		$310.611	$814.385
COSTOS DE OPERACIÓN **CJ** ($)		$7.747	$28.314,28
COSTO TOTAL **CT** ($)		$318.358,52	$842.699,08
DESICIÓN A TOMAR		DEJAR CONDUCTOR	DEJAR CONDUCTOR

4.11. 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 teniendo encueta 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, se selección un valor de corriente nominal de los interruptores de protección superior a la corriente nominal del circuito e inferior a la capacidad de corriente del conductor. La selección del calibre de los conductores portadores de corriente se realizó a partir de las tablas 310-16 y 250-94 de la NTC 2050.

Tabla 10. Verificación de conductores

VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN AC																	
# CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	NÚMERO DE FASES	Pn (W)	Vn(V)	CORRIENTE (A)			TIPO DE CONDUCTOR	1,25*CORRIENTE (A)			In PROTECCIÓN (A)	AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)	AJUSTE POR TEMPERATURA	AJUSTE POR CANALIZACION	AMPACIDAD UTIL DEL CONDUCTOR(A)	CONDUCTOR CUMPLE
					R	S	T		R	S	T						
M12	salida inversor 1,2	2F	3000	208	14,4	14,4		THHN/THWN-2 Cu 90°C #12	18,0	18,0	0,0	2x16	25	0,94	1	23,5	SI
M34	salida inversor 3,4	2F	3000	208	14,4		14,4	THHN/THWN-2 Cu 90°C #12	18,0	0,0	18,0	2x16	25	0,94	1	23,5	SI
INYECCION	Inyección FV	3F	6000	208	28,8	14,4	14,4	THHN/THWN-2 Cu 90°C #8	36,1	18,0	18,0	3x32	45	1	1	45	SI

VERIFICACIÓN DE CONDUCTORES EN DC																	
# CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	NÚMERO DE FASES	Pn (W)	Vn(V)	CORRIENTE ISC(A)			TIPO DE CONDUCTOR	1,25*CORRIENTE ISC(A)			In PROTECCIÓN (A)	AMPACIDAD DEL CONDUCTOR (A)	AJUSTE POR TEMPERATURA	AJUSTE POR CANALIZACION	AMPACIDAD UTIL DEL CONDUCTOR(A)	CONDUCTOR CUMPLE
					+	-			+	-							
FV	Salida de paneles	2F	405	49,4	10,69	10,69		XPLE PV 4mm	13,4	13,4		N/A	30	1	1	30	SI

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

En el anexo B se adjuntan las características mecánicas de los módulos y estructura a utilizar en este proyecto para adaptación a la propuesta de diseño de acuerdo a las consideraciones de tipo estructural.

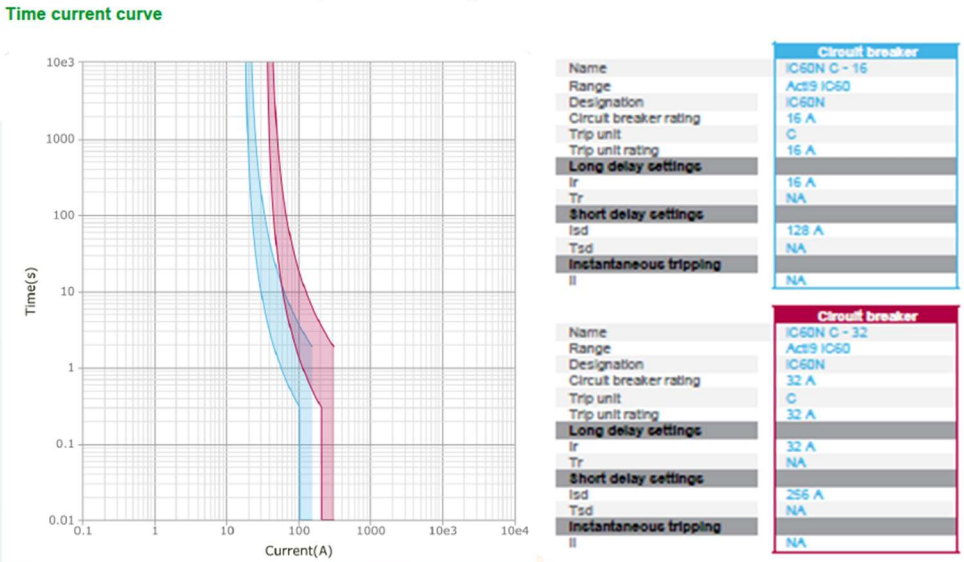
4.13. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes *(aplica)*

De acuerdo a los resultados obtenidos en los apartados 2.3, 2.11 y a la norma IEC 60947-2, se seleccionó los interruptores de protección contra sobre corriente de los circuitos fotovoltaicos y circuitos de salida del inversor de categoría "A" y selectividad amperimétrica.

Tabla 11. Coordinación de protecciones.

COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN AC						
# CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	Vn(V)	In PROTECCIÓN (A)	DISPOSTIVO DE PROTECCION	PODER DE CORTE(kA)	TIPO DE CURVA
M12	salida inversor 1,2	208	16	TERMOMAGNÉTICO	6	C
M34	salida inversor 3,4	208	16	TERMOMAGNÉTICO	6	C
INYECCIÓN	Inyección FV	208	32	TERMOMAGNÉTICO	6	C

Figura 2. Curvas t(i) interruptores en A.C



4.14. 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 12. Selección de canalizaciones

Canalización circuitos: M12, T microinversores				
Conductores				
Tipo de conductor	**Numero de conductores**	**Diametro total conductor (mm)**	**Area del conductor (mm2)**	**Area total a ocupar (mm2)**
Cable THHN/THWN #10 AWG	1	4,2	13,8474	13,8474
Cable THHN/THWN #12 AWG	2	3,4	9,0746	18,1492
TOTAL AREA OCUPADA				**31,9966**
Cerramiento				
Tipo de cerramiento	**Diametro exterior (mm)**	**Espesor de pared (mm)**	**Area del cerramiento (mm2)**	**Ocupación (%)**
CORAZA 1/2"	21	1,8	237,6666	**13,46%**

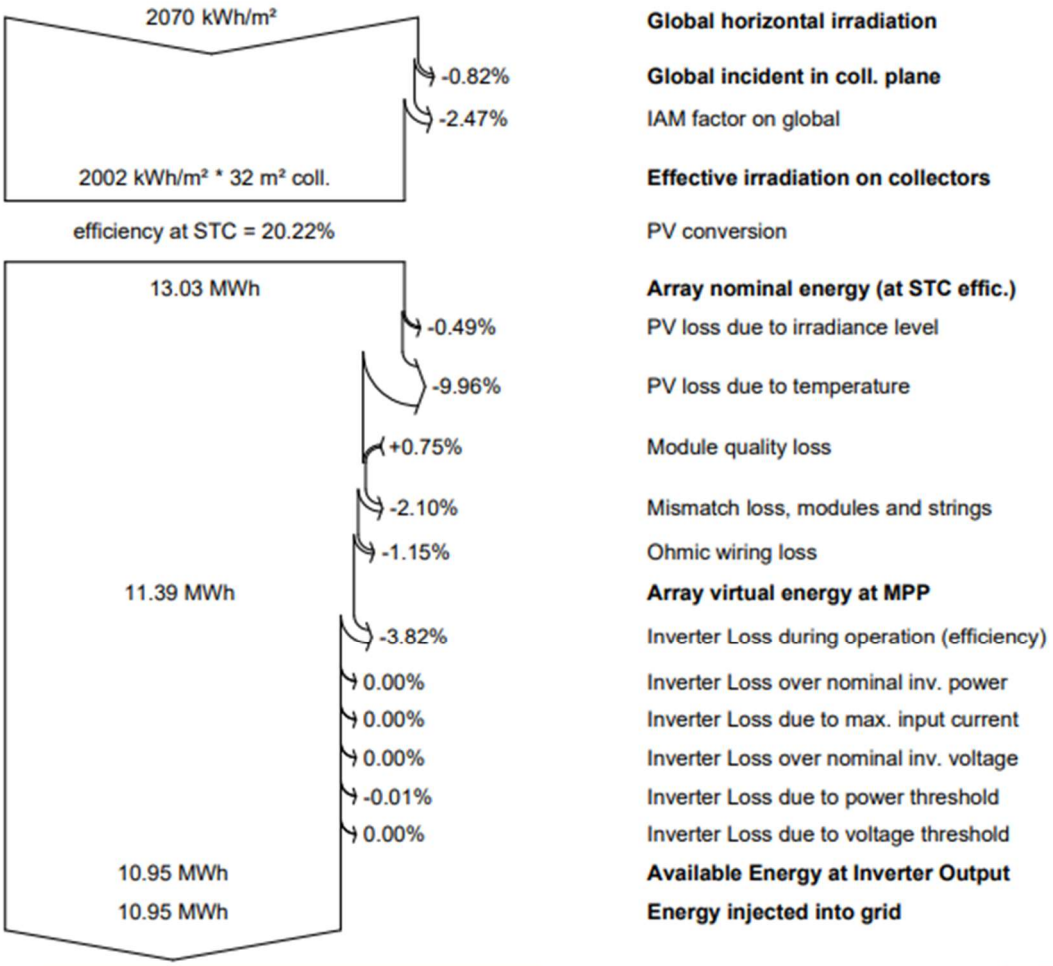
Canalización circuitos: M34, T estructura paneles				
Conductores				
Tipo de conductor	**Numero de conductores**	**Diametro total conductor (mm)**	**Area del conductor (mm2)**	**Area total a ocupar (mm2)**
Cable THHN/THWN #12 AWG	2	3,4	9,0746	18,1492
Cable THHN/THWN #10 AWG	1	4,2	13,8474	13,8474
TOTAL AREA OCUPADA				**31,9966**
Cerramiento				
Tipo de cerramiento	**Diametro exterior (mm)**	**Espesor de pared (mm)**	**Area del cerramiento (mm2)**	**Ocupación (%)**
CORAZA 1/2"	21	1,8	237,6666	**13,46%**

Canalización circuitos: INYECCION				
Conductores				
Tipo de conductor	**Numero de conductores**	**Diametro total conductor (mm)**	**Area del conductor (mm2)**	**Area total a ocupar (mm2)**
Cable THHN/THWN # 8 AWG	4	5,5	23,74625	94,985
TOTAL AREA OCUPADA				**94,985**
Cerramiento				
Tipo de cerramiento	**Diametro exterior (mm)**	**Espesor de pared (mm)**	**Area del cerramiento (mm2)**	**Ocupación (%)**
Tuberia IMC 1"	32,639	2,159	629,6320472	**15,09%**

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

Los cálculos de las pérdidas de energía del sistema se efectuaron en el programa PVsyst.

Figura 3. Pérdidas del sistema



4.16. 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 13. Cálculo de regulación

REGULACIÓN EN CIRCUITOS A.C										
# CIRCUITO	DESCRIPCIÓN	CORRIENTE DE FASE (A)	TENSIÓN V (V)	TIPO DE CONDUCTOR	LONGITUD (m)	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR (ohm/km)	REACTANCIA DEL CONDUCTOR (ohm/km)	ZEF (ohm/km)	ΔVf	REGULACIÓN (%)
M12	salida inversor 1 y 2	14,42	208	Cable THHN/THWN #12 AWG	17	6,56	0,223	6,53	3,20006	1,54%
M34	salida inversor 3 y 4	14,42	208	Cable THHN/THWN #12 AWG	17	6,56	0,223	6,53	3,20006	1,54%
INYE	Inyección FV	16,65	208	Cable THHN/THWN # 8 AWG	40	2,56	0,213	2,56	2,95521	1,42%
Total regulación ramal más lejano a punto de inyección										**2,96%**

4.17. 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.

4.18. Elaboración de diagramas unifilares. *(aplica)*

Se anexa en plano.

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

Se anexa en plano.

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

Se anexa en plano.

4.21. Establecer las distancias de seguridad requeridas. (*aplica)*

4.21.1 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 y 13.8 del RETIE. Se deja registro de estas distancias en planos.

Tabla 14. Distancias de seguridad

Distancia de seguridad mínima para equipos en A.C: Alambrado A.C, Tablero agrupador inversores, Tablero de conexión				
Tensión nominal	**Límite 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	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
Distancia de seguridad mínima para equipos en D.C: Alambrado D.C y módulos				
Tensión nominal	**Límite de aproximación seguro (m)**		**Límite de aproximación restringida (m) incluye movimientos involuntarios**	**Límite de aproximación técnica (m)**
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
51,7 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto

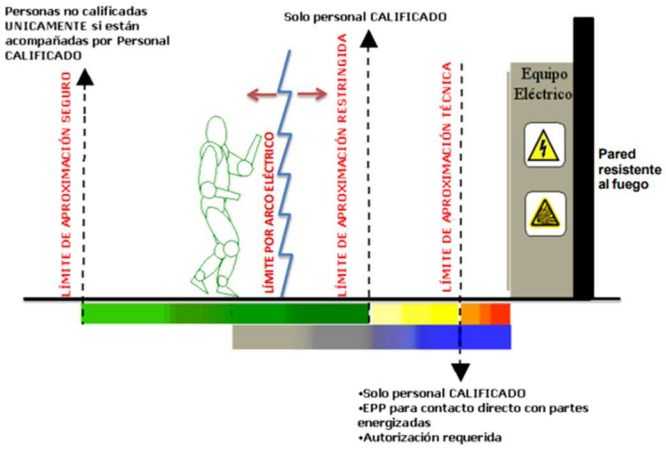


Figura 4. Distancias de seguridad

4.21.2 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 “Se deja registro del cumplimiento de lo anterior en planos.

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

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

4.23. 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

Anexo A: Matriz de riesgos eléctricos.

matriz de riesgo eléctrico de acuerdo a artículos RETIE 9.2 a 9.4						
Evento: Electrocución, quemaduras, incendio, daño de equipos				**Factor de riesgo:** Arco eléctrico		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP. Ubicación en zona o espacio restringido
Circuitos de salida fotovoltaica	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Se establecen distancia de seguridad, realización del tendido del cableado con materiales envolventes y bajo paneles, ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Micro inversores	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP, ubicación en zona o espacio restringido.
Circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Se establecen distancia de seguridad, realización del tendido del cableado con materiales envolventes y en canalización, ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Se establecen distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico, ubicación en zona o espacio restringido, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Se establecen distancia de seguridad, realización del tendido del cableado con materiales envolventes y en canalización, ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Se establecen distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico, ubicación en zona o espacio restringido, manipulación con EPP y herramientas con material aislante
Evento: Desconexión de la planta solar				**Factor de riesgo:** Ausencia de electricidad		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Circuitos de salida fotovoltaica	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Micro inversores	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Circuitos de salida del inversor	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1E	1E	1E	1E	**Muy bajo** Vigilar posibles cambios	En la instalación no hay equipos que al prescindir del sistema fotovoltaico pongan en riesgo vidas ya que los equipos críticos se encuentran con respaldo de la red o planta de generación
Evento: Electrocución, quemaduras				**Factor de riesgo:** Contacto directo		**Potencial:** X **Real:**

Equipo o fuente	Personas	Económicas	Ambientales	Imagen empresa	Valoración	Medidas para el control y ejecución de trabajos
Módulo solar 405W	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP. Ubicación en zona o espacio restringido. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Circuitos de salida fotovoltaica	2D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables o bajo paneles. Manipulación de equipos sin carga. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Micro inversores	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Evento: Electrocución, quemaduras				**Factor de riesgo:** Contacto indirecto		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP. Ubicación en zona o espacio restringido. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Circuitos de salida fotovoltaica	2D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables o bajo paneles. Manipulación de equipos sin carga. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Micro inversores	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con el aislamiento de los conductores y partes energizadas con sistemas porta cables. Ejecución de maniobras en partes energizadas con EPP
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	1D	1D	1D	**Bajo**	Controlado con ubicación de equipo en lugar donde sólo transita personal autorizado, fijación de

					Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	distancia de seguridad, señalización de riesgo eléctrico y manipulación sólo por personal calificado
Evento: daño de equipos				**Factor de riesgo:** Corto circuito		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores.
Circuitos de salida fotovoltaica	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Micro inversores	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Circuitos de salida del inversor	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente
Evento: Electrocución.				**Factor de riesgo:** Electricidad estática		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con la ubicación en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas y sistemas de puesta a tierra y conexiones equipotenciales
Circuitos de salida fotovoltaica	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante envolventes y ubicación de cableado bajo paneles.
Micro inversores	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con la ubicación en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas, sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales y señalización de riesgo eléctrico.
Circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante envolventes y encerramiento de conductores. Señalización de riesgo eléctrico
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado con la ubicación en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas, sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales y señalización de riesgo eléctrico.
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	1D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante envolventes y encerramiento de conductores. Señalización de riesgo eléctrico
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	1D	1D	1D	**Bajo**	Controlado con la ubicación en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas, sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales y señalización de riesgo eléctrico.

					Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	
Evento: Daño de equipos				**Factor de riesgo:** Equipo defectuoso		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos,conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante, mantenimiento predictivo y preventivo
Circuitos de salida fotovoltaica	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
Micro inversores	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
Circuitos de salida del inversor	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
Gabinete agrupador de circuitos de salida del inversor	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
Gabinete de conexión del sistema fotovoltaico	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el empleo de equipos certificados, prueba de equipos, conexionado e instalación de equipos de acuerdo a recomendaciones del fabricante
Evento: Daño de equipos				**Factor de riesgo:** Sobrecarga		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente.
Circuitos de salida fotovoltaica	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante el dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente.
Micro inversores	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente.
Circuitos de salida del inversor	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente.
Circuito de inyección de energía a punto de conexión	1D	2D	1D	1D	**Bajo** Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP	Controlado mediante aislamiento de conductores, correcta polaridad de instalación, dimensionamiento adecuado de calibres de conductores y dispositivo de protección contra sobrecorriente.
Evento: daño de equipos				**Factor de riesgo:** Rayos		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	1D	D3	1D	D1	**Medio** Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).	Controlado mediante sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales y dispositivos de protección contra sobre corriente y DPS

Inversores	1D	D3	1D	D1	**Medio** Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP).	Controlado mediante sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales y dispositivos de protección contra sobre corriente y DPS
Evento: Electrocución, quemaduras				**Factor de riesgo:** Tensión de contacto		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	D2	D1	D1	D1	**Bajo** Los módulos presentan un riesgo bajo de tensión de contacto debido a las medidas de control tomadas	Controlado con la ubicación de los módulos en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Inversores	D2	D1	D1	D1	**Bajo** Los módulos presentan un riesgo bajo de tensión de contacto debido a las medidas de control tomadas	Controlado con la ubicación de los módulos en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Evento: Electrocución, quemaduras				**Factor de riesgo:** Tensión de paso		**Potencial:** X **Real:**
Equipo o fuente	**Personas**	**Económicas**	**Ambientales**	**Imagen empresa**	**Valoración**	**Medidas para el control y ejecución de trabajos**
Módulo solar 405W	D2	D1	D1	D1	**Bajo** Los módulos presentan un riesgo bajo de tensión de contacto debido a las medidas de control tomadas	Controlado con la ubicación de los módulos en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Inversores	D2	D1	D1	D1	**Bajo** Los módulos presentan un riesgo bajo de tensión de contacto debido a las medidas de control tomadas	Controlado con la ubicación de los módulos en zona restringida para evitar manipulación de personas no autorizadas. Aterrizaje de las partes metálicas cercanas a las partes energizadas del sistema
Evaluador	ING JOHN LEMOS		**MP**	VL205-150245		**Fecha:** JUNIO 7 del 2022

ANEXO B

Características mecánicas de instalación de los paneles fotovoltaicos.

Condiciones mecánicas para el montaje de los módulos JINKO JKM405M-72H-V

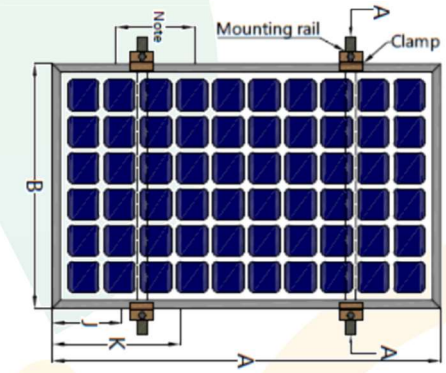
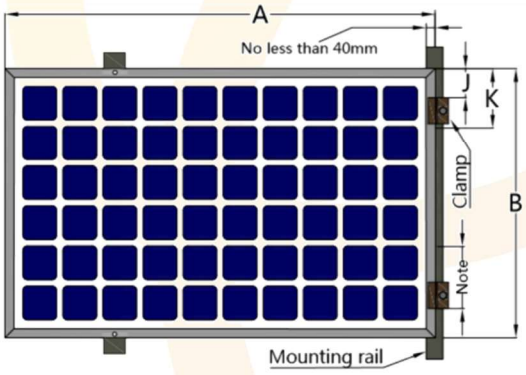


Figure 6: Installation of clamps on long side of frames

Montaje con abrazadera en lados largos de los marcos

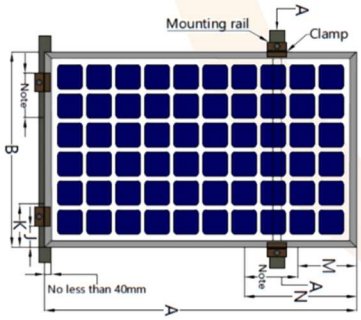
Module type		Max. Test Pressure	5400Pa (positive) &2400Pa (negative)		2400Pa (positive) &2400Pa (negative)		5400Pa (positive) &2400Pa (negative)	
		Module dimensions(mm) A*B	J	K	J	K	J	K
78P	Height of the frame（mm）		/		/		35	
	Group 13	2163*995 & 2167*997 2167*998 & 2166*1002	/	/	/	/	L/4 ±50mm(L is the length of the long side of the module)	
	Group 15	2194*1008 & 2190*1005	/	/	/	/		
	Group 17 & 38	2168*1021 & 2168*1024 2182*1032 & 2182*1029	/	/	/	/		
	Group 19	2194*1034 & 2205*1032	/	/	/	/		
	Group 21	2130*1002 & 2139*1008 & 2110*998	/	/	/	/		
	Group 23	2113*995 & 2113*998	/	/	/	/		
	Group 42	2166*1002	/	/	/	/		
	Group 33	2393*1130&2385112 2&2408*1132&2411*1134	/	/	/	/	450	600

Montaje de tornillos / abrazaderas en lados largos y cortos



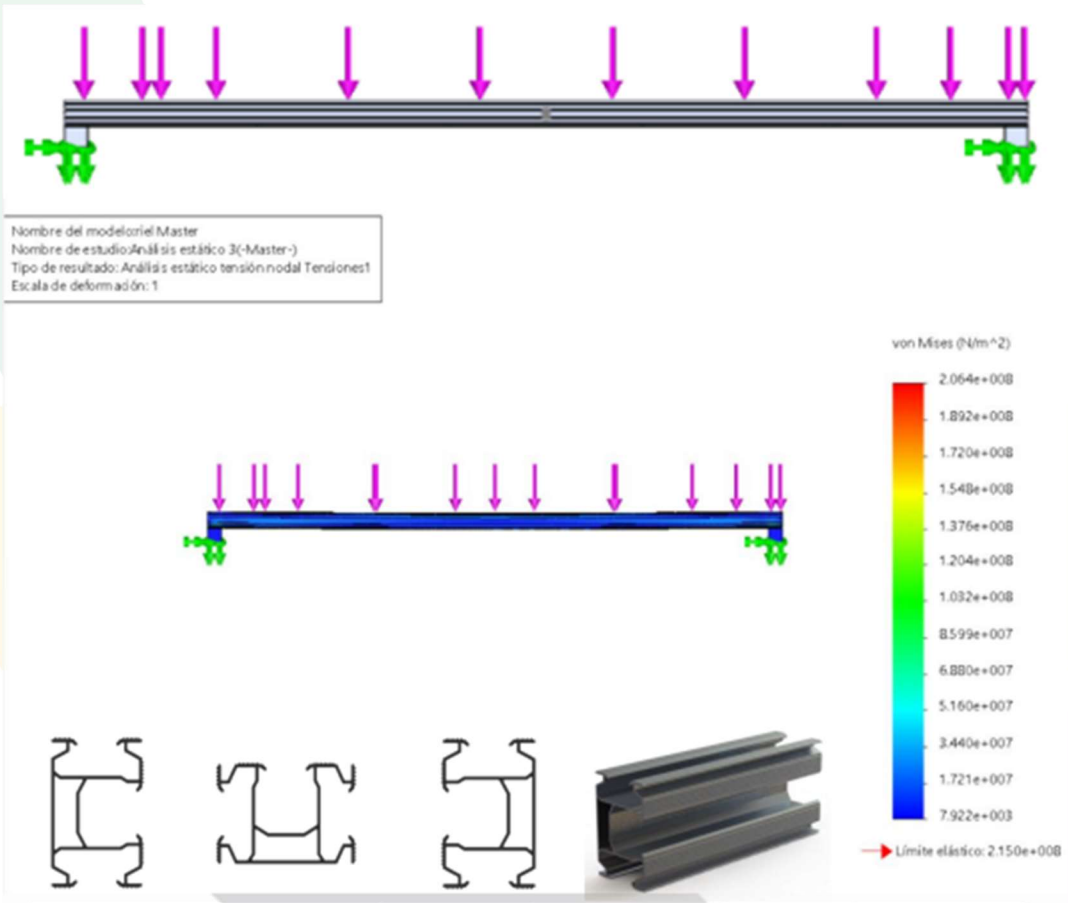
Module type		Max. Test Pressure	2400Pa (positive) &2400Pa (negative)		2400Pa (positive) &2400Pa (negative)	
78P	Height of the frame（mm）		/		35	
	Group 13	2163*995 & 2167*997 2167*998 & 2166*1002	/	/	130	240
	Group 15	2194*1008 & 2190*1005	/	/	130	240
	Group 17	2168*1021 & 2168*1024 2182*1032 & 2182*1029	/	/	130	240
	Group 19	2194*1034 & 2205*1032	/	/	130	240
	Group 21	2130*1002 & 2139*1008 & 2110*998	/	/	130	240
	Group 23	2113*995 & 2113*998	/	/	130	240

Montaje con abrazadera en lados largos / cortos



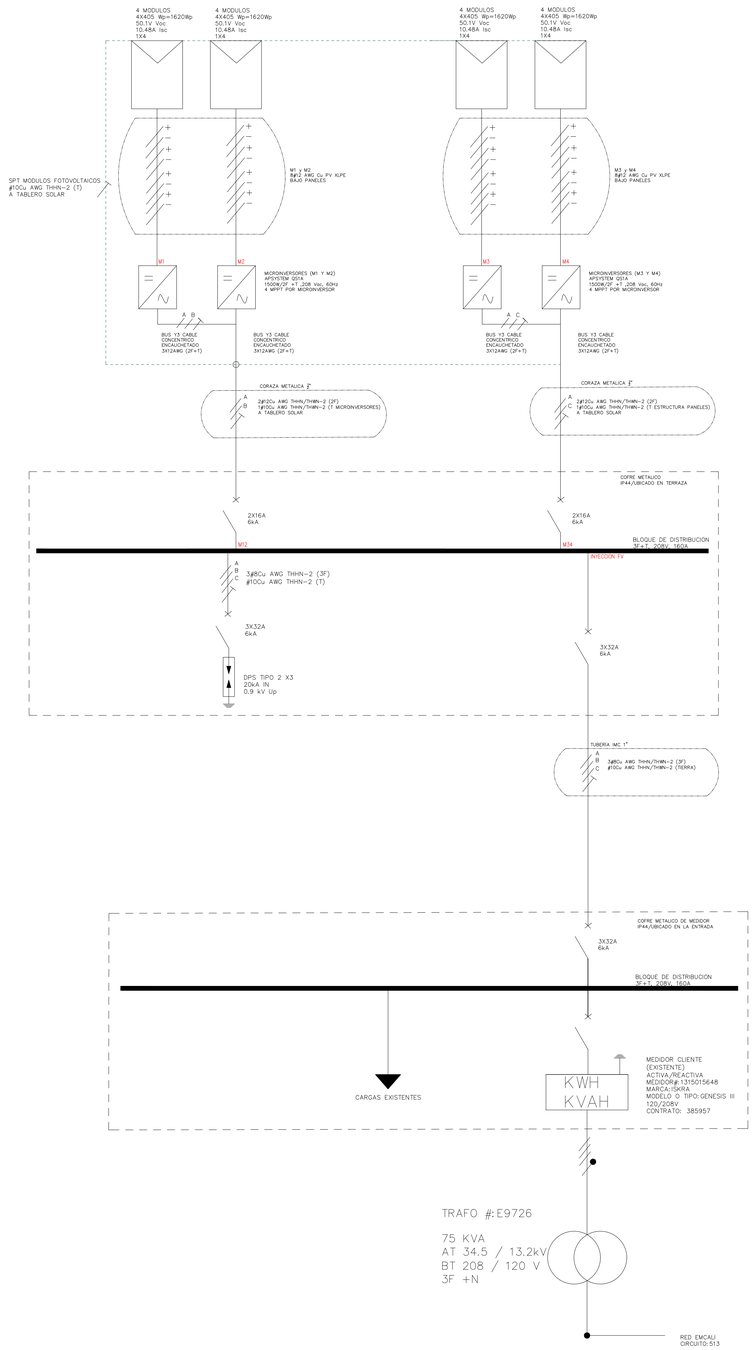
Module type		Max. Test Pressure	2400Pa (positive) & 2400Pa (negative)				2400Pa (positive) & 2400Pa (negative)			
		Module dimensions(mm) A*B	J	K	M	N	J	K	M	N
78P	Height of the frame（mm）		/				35			
	Group 13	2163*995 & 2167*997 2167*998 & 2166*1002	/	/	/	/	130	240	L/4 ±50mm(L is the length of the long side of the module)	
	Group 15	2194*1008 & 2190*1005	/	/	/	/	130	240		
	Group 17	2168*1021 & 2168*1024 2182*1032 & 2182*1029	/	/	/	/	130	240		
	Group 19	2194*1034 & 2205*1032	/	/	/	/	130	240		
	Group 21	2130*1002 & 2139*1008 & 2110*998	/	/	/	/	130	240		
	Group 23	2113*995 & 2113*998	/	/	/	/	130	240		

Características mecánicas de estructura de anclaje de paneles fotovoltaicos



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

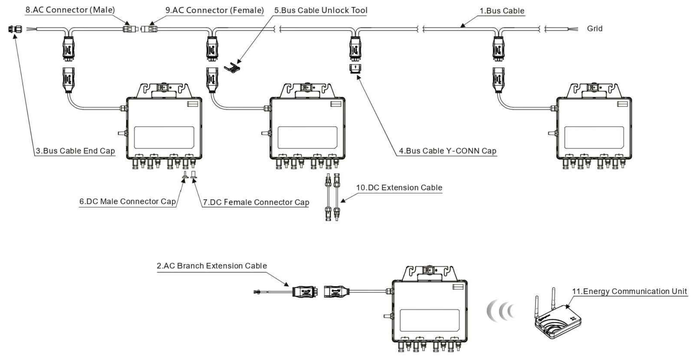
DIAGRAMA UNIFILAR



CONVENCIONES

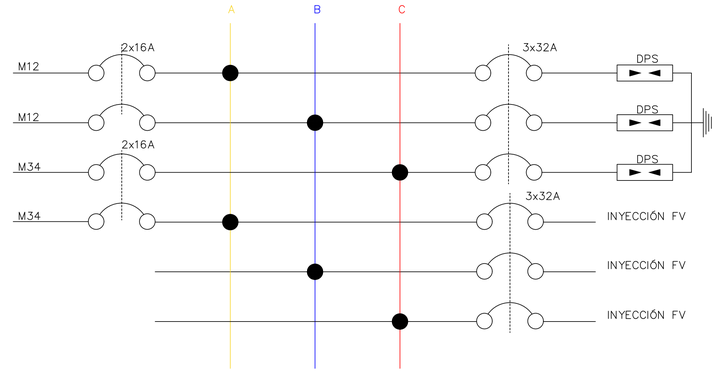
- PANEL SOLAR
- INVERSOR
- KWH — MEDIDOR DE ENERGÍA
- CONDUCTOR DE FASE A.C
- CONDUCTOR DE NEUTRO
- CONDUCTOR DE TIERRA
- CONDUCTOR NEGATIVO D.C
- CONDUCTOR NEGATIVO D.C
- TRANSFORMADOR
- CARGA
- TERMOMAGNÉTICO
- SECCIONADOR
- FUSIBLE
- DPS
- PUESTA A TIERRA

DIAGRAMA DE CONEXIÓN DE MÓDULOS Y MICRO INVERSORES



UNIFILAR TABLERO DE PROTECCIONES SISTEMA FOTOVOLTAICO

BLOQUE DISTRIBUCIÓN COFRE PROTECCIONES FV



UBICACIÓN DEL PROYECTO

DIRECCIÓN: CRA 40B 11-40 CALI, VALLE

COORDENADAS DEL PROYECTO: 3.418880, -76.534134

John Lemos
VE205-150245

NOTAS:

1-EL ALCANCE ES LA CERTIFICACIÓN DE UN SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO CONECTADO A RED PARA AUTOGENERACIÓN A PEQUEÑA ESCALA. EL SISTEMA ESTÁ COMPUESTO POR (16) PANELES SOLARES MARCA JINKO CHEETAH DE 405 WP, PARA UNA POTENCIA INSTALADA EN D.C DE 6,48 KWP. (4) MICRO INVERSORES MARCA AP SYSTEM QS1A DE 1.5 KW PARA UNA POTENCIA INSTALADA EN SISTEMA A.C DE 6 KW Y DEMÁS ELEMENTOS PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA. EL CAMPO SOLAR (ARREGLOS DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS) ESTÁ UBICADO EN EL TEJADO DE LA EDIFICACION, AL CUAL SE PUEDE ACCEDER MEDIANTE EL INTERIOR DEL INMUEBLE. LA CONEXIÓN Y CERTIFICACIÓN DEL SISTEMA VA DESDE LOS PANELES SOLARES HASTA EL CIRCUITO DE INYECCION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA, EL CUAL SE CONECTA BAJO LO ESTABLECIDO POR LA SECCIÓN 705 DE LA NTC 2050, A UN BARRAJE DE DISTRIBUCIÓN EXISTENTE QUE CONECTA LAS CARGAS DE LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA DE LA EDIFICACIÓN.

2-LA SELECCIÓN Y VERIFICACIÓN DE LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES Y PROTECCIONES SE REALIZÓ TENIENDO EN CUENTA LO ESTABLECIDO EN LA SECCIÓN 690 DE LA NTC 2050. LA CORRIENTE NOMINAL DE LAS PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTE SE SELECCIONÓ DE TAL MANERA QUE TUVIESE UN VALOR MAYOR A LA CORRIENTE NOMINAL DEL CIRCUITO Y MENOR A LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR

3-PARA DETERMINAR EL NIVEL DE CORRIENTE DE RUPTURA DE LOS INTERRUPTORES Y EQUIPOS, SE ESTIMA LA CORRIENTE DE FALLA EN LOS PUNTOS EN DONDE SE ENCUENTRA CONECTADO EL SISTEMA FOTOVOLTAICO (TABLERO SOLAR Y PUNTO DE CONEXIÓN), ESTOS NIVELES DE CORRIENTE SE OBTUVIERON A PARTIR DE LAS CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR

4-PARA MEJORAR LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD Y EVITAR ACCIDENTES DE TIPO ELÉCTRICO, SE SUGIERE AL PERSONAL DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA TENER EN CUENTA LOS ARTICULOS TÉCNICOS 6.2.1, 9.1 AL 9.5, 10.2.2 AL 10.6 , 13.4 CON TABLA 13.7, 27.4 AL 27.5 DEL RETIE VERSIÓN 2013 Y LAS SECCIONES 110 Y 200 DE LA NTC2050 PRIMERA ACTUALIZACIÓN.

5- EL NIVEL DE TENSIÓN EN EL CIRCUITO DE FUENTE FOTOVOLTAICA MÁXIMA FUE DE 49.8 VDC CORRESPONDIENTE A LA TENSIÓN EN CIRCUITO ABIERTO DE UN MÓDULO DE 405 W, 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 120/208 VAC /3F/ 60 HZ DEL OPERADOR DE RED EMCALI.

6- SE ASUME COMO TEMPERATURA DE OPERACIÓN DEL SISTEMA LA TEMPERATURA AMBIENTE DE LA CIUDAD DE CALI (25°C). LA SELECCIÓN DEL CALIBRE DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO SE REALIZÓ PARA UNA TEMPERATURA NOMINAL DEL CONDUCTOR DE 60°C. EL AISLANTE DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO Y DE LOS CIRCUITOS EXISTENTE OBEDECE AL TIPO DE CABLE THWN-THHN, EL CUAL PERMITE TRABAJAR CON TEMPERATURAS NOMINALES DEL CONDUCTOR HASTA LOS 75°C

7- EL PRESENTE DISEÑO CUMPLE CON LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD ESTABLECIDAS EN EL ARTICULO,13,1 DEL RETIE

EVALCO

PROYECTO NO.

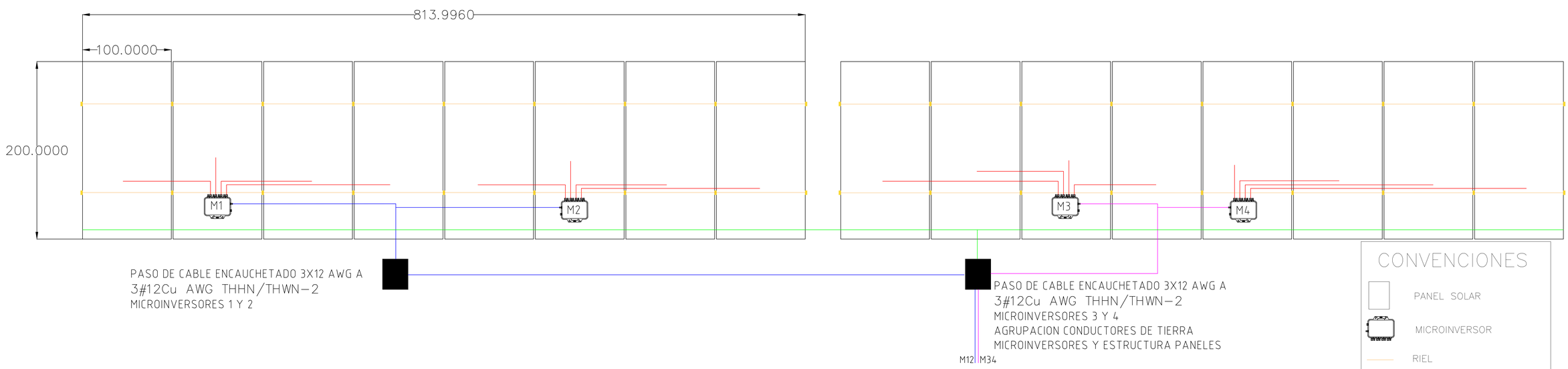
FECHA	DEPARTAMENTO	REVISO	APROBO

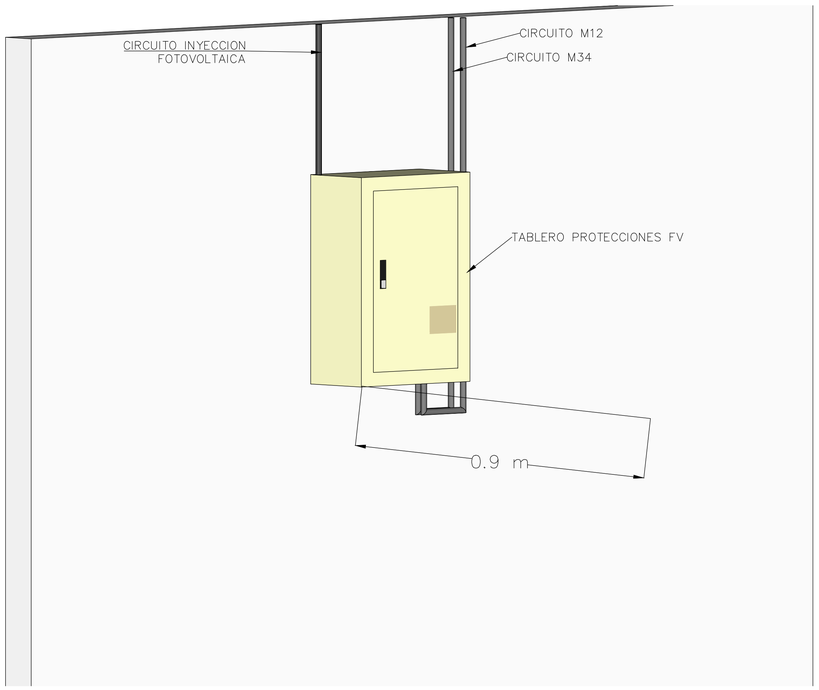
ENERDICA S.A.S
NIT:901354861-2 / ING. ADOLFO ESCOBAR V
TEL:3187306624 /DIR: CL 49N 2AN 81 (CALI-VALLE)

ESQUEMAS ELÉCTRICOS
"CASA SR FRANCO ROSERO 6,48 kWP"

CLIENTE: DIGNA AMPARO ARTEAGA DE ROSERO
C.C: 21.069.330

ESCALA:INDICADAS	DIBUJÓ:	ING JOHN LEMOS ROJAS MAT: VL295-150245 /CC:1107511343 3106550701/INGENIERIA@ENERDICA.COM
DIBUJO No 1 DE 1 DIBUJOS	DISEÑÓ	ING JOHN LEMOS ROJAS MAT: VL295-150245 /CC:1107511343 3106550701/INGENIERIA@ENERDICA.COM
CODIGO ARCHIVO:	APROBÓ:	ING ADOLFO ESCOBAR VICTORIA CC: 94317668 3187306624/ENERDICA@GMAIL.COM
FECHA: JUNIO DEL 2021	NOMBRE ARCHIVO:	PLANOS PRO 2022 05 RET





UBICACIÓN DEL PROYECTO

DIRECCIÓN: CRA 40B 11-40 CALI, VALLE
COORDENADAS DEL PROYECTO: 3.418880, -76.534134

John Lemos
VL205-150245

EVALCON

ENERDICA S. A. S
NIT:901354861-2 / ING. ADOLFO ESCOBAR V
TEL:3187306624 /DIR: CL 49N 2AN 81 (CALI-VALLE)

PROYECTO NO.

FECHA	DEPARTAMENTO	REVISO	APROBO

ESQUEMAS ELÉCTRICOS
"CASA SR FRANCO ROSERO 6,48 kWP"

CLIENTE: FRANCO VICTORINO ROSERO CADENA
C.C: 5.589.786

ESCALA:INDICADAS	DIBUJÓ: ING JOHN LEMOS ROJAS MAT: VL205-150245 /CC:1107511343 3106950191/INGENIERIA@ENERDICA.COM
DIBUJO No 1 DE 1 DIBUJOS	DISEÑÓ: ING JOHN LEMOS ROJAS MAT: VL205-150245 /CC:1107511343 3106950191/INGENIERIA@ENERDICA.COM
CODIGO ARCHIVO:	APROBÓ: ING ADOLFO ESCOBAR VICTORIA CC: 94377668 3187306624/ENERDICA@GMAIL.COM
FECHA: JUNIO DEL 2021	NOMBRE ARCHIVO: PLANOS PRO 2022 05 007