

**SISTEMA FOTOVOLTAICO**  
**ASOCIACIÓN DE MERCADO CAMPESINO DE SANTANDER**

**MEMORIAS DE CÁLCULO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO**  
**ASOCIACIÓN DE MERCADO CAMPESINO DE SANTANDER**

**BUCARAMANGA, SANTANDER**

**ENERO 2025**

**PRESENTADO POR**  
**HECTOR SEBASTIAN PEÑARANDA PITA**  
**JUAN ESTEBAN QUINTERO**  
**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER**

---

## CONTENIDO

1. DATOS DEL PROYECTO .....	3
2. MEMORIAS DE CÁLCULO .....	3
a) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.....	3
b) Análisis y cálculos de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.....	5
c) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. ....	9
d) Análisis y cálculo de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra .....	10
e) Análisis de nivel de tensión requerido.....	11
f) Sistema de puesta a tierra.....	12
g) Especificación de los conductores la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente .....	13
h) Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. ....	14
i) Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.) .....	15
j) Cálculos de regulación .....	16
k) Elaboración de diagramas unifilares .....	17
l) Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción .....	18
m) Especificaciones de construcción complementarias a /os planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.....	18
n) Indicar las distancias de seguridad requeridas .....	19
o) Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.....	20

---

## 1. DATOS DEL PROYECTO

El presente proyecto se desarrollo bajo las siguientes especificaciones básicas.

**Tabla 1.** Datos del proyecto.

<b>PROPIETARIO</b>	<b>ASOCIACIÓN DE MERCADO CAMPESINO DE SANTANDER</b>
<b>CC</b>	<b>900011725</b>
<b>NOMBRE</b>	<b>SISTEMA SOLAR ASOMERCADE</b>
<b>DIRECCIÓN</b>	<b>TRV ORIENTAL VIA GIRON KMT 1 SEDE MERCADO CAMPESINO</b>
<b>MUNICIPIO</b>	<b>BUCARAMANGA</b>
<b>DEPARTAMENTO</b>	<b>SANTANDER</b>
<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>NIVEL 1</b>
<b>TENSIÓN [V]</b>	<b>220</b>
<b>CAPACIDAD INSTALADA</b>	<b>20 [KVA]</b>
<b>CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE</b>	<b>20 [KVA]</b>

## 2. MEMORIAS DE CÁLCULO

### a) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Para llevar a cabo el análisis de riesgo de origen eléctrico y determinar las medidas correspondientes para mitigarlos, se sigue lo estipulado en el Libro 1, Capítulo 5 del RETIE 2024.

Con el fin de identificar y evaluar los eventos o efectos que representan riesgos de origen eléctrico en la instalación eléctrica del proyecto, se hace uso de la matriz de análisis de

---

riesgo tomada de la Tabla 1.2.1.4.1.a del RETIE. Lo anterior se expone en más detallado en el **ANEXO E - MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS**. Además, se hace la descripción de la línea de acción que se debe seguir para controlar el riesgo una vez se ha determinado su nivel para cada factor de acuerdo con el caso más crítico según lo indicado en la Tabla 1.5.1.4.1.b. del RETIE 2024.

**Tabla 2.** Decisiones y acciones para el control del riesgo, tomada del RETIE 2024.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	<b>Inadmisible para trabajar.</b> 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	<b>Minimizarlo.</b> Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar al riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el Permiso de Trabajo – PT presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	<b>Aceptarlo.</b> Aplicar los sistemas de control (Minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder de grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo – PT según procedimiento establecido.
	Bajo	<b>Asumirlo.</b> Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> <li>• ¿Qué puede salir mal o fallar?</li> <li>• ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?</li> <li>• ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?</li> </ul>
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios.	No afecta la secuencia de las actividades.

Además de los anterior, los equipos del sistema fotovoltaico serán debidamente identificados como sitio de riesgo eléctrico, con sus respectivas marquillas con símbolos de riesgo eléctrico para advertir a personal técnico no calificado que es área clasificada y únicamente puede tener acceso a personal técnico calificado y autorizado por el propietario y el operador de red. Personal técnico calificado demostrará los certificados que lo acrediten como personal competente para acceder a ellos.

**b) Análisis y cálculos de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos**

Las cargas características de ASOMERCADE están representadas básicamente por tomacorrientes de uso general, iluminación y equipos de refrigeración como neveras. Estas cargas son existentes y se tuvieron en cuenta para suplir parcialmente la demanda de consumo del cliente directamente del sistema fotovoltaico para las horas de trabajo durante el transcurso del día.

La cantidad de distribución de los módulos fotovoltaicos y de inversores a instalar en el sistema eléctrico interno fue el siguiente:

**Tabla 3.** *Potencia entregada por el inversor.*

POTENCIA A ENTREGAR EN LA INSTALACIÓN							
INVERSOR	#PANELES	P. DC [kWp]	P. AC [kW]	Imáx [A]	Protección [A]	Conductor	Calibre
HUAWEI 20 KW	36	21,24	20	63,2	3 x 80	Cu 60°C 600V THHN/THWN-2	2x2 Cu

La información requerida de paneles solares instalados en el sistema y el inversor se anexan en la carpeta **DOCUMENTACIÓN** y los archivos respectivos para las fichas técnicas, adicional a esto cumplen con toda la normatividad internacional y nacional como lo son UL61730, IEC61215, IEC61730, ISO9001, ISO14001, EN62109-1/-2, IEC62109-1/-2, EN50530, IEC62116, IEC600068 y IEC61683.

Para el análisis de los armónicos, se toma en consideración lo dispuesto en la NTC 5001 y el IEEE519 de 2014 donde se indican las metodologías de evaluación y valores de referencia de los parámetros asociados a la calidad de la potencia eléctrica en el punto de conexión para el nivel de tensión de inyección, bajo condiciones normales de operación. Estos valores de referencia determinan las condiciones dentro de las cuales se espera que haya una calidad de la potencia aceptable.

---

En este contexto, los armónicos son ondas sinusoidales cuyas frecuencias son múltiplos enteros de la frecuencia fundamental (60 Hz). La presente definición cubre armónicos de larga duración o estado estable, excluyendo fenómenos transitorios aislados. La norma clasifica los armónicos en tensión y corriente de la siguiente manera:

**Armónicos de tensión:** Estos son causados por dispositivos cuya características tensión/corriente es no lineal y sus efectos se ven reflejados en pérdidas. La norma NTC 5001 propone un periodo de evaluación para este armónico de una semana, efectuando las mediciones en el PCC. En condiciones normales de operación se deben calcular los percentiles al 95% de los parámetros presentados a continuación. Cabe aclarar que estos percentiles calculados deberán ser menores o iguales a los valores de referencia.

Distorsión armónica individual de tensión:

$$D_v = \frac{v_h}{v_1} \times 100\%$$

Distorsión armónica de tensión:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1} \times 100\%$$

En donde,

$V_h$  Magnitud de la componente armónica individual [Volts rms]

h Orden del armónico

$V_1$  Magnitud de la componente fundamental [Volts rms]

Los valores de  $D_v$  y  $THD$  calculados para cada fase no deben sobrepasar los valores presentados en la Tabla 1 del IEEE 519 de 2014.

**Tabla 4.** Límites de distorsión de tensión (IEEE 519 de 2014)

---

Bus voltaje V at PCC	Individual Harmonic(%)	Total harmonic distortion THD (%)
$V \leq 1.0 \text{ KV}$	5.0	8.0
$1 \text{ KV} < V \leq 69 \text{KV}$	3.0	5.0
$69 \text{KV} < V \leq 161 \text{ KV}$	1.5	2.5
$161 \text{KV} < V$	1.0	1.5

**Armónicos de corriente:** Las cargas no lineales conectadas al sistema de suministro eléctrico producen corrientes armónicas que se propagan al sistema de potencia y causan distorsiones armónicas de tensión que afectan a otros usuarios. Estas perturbaciones las producen por ejemplo convertidores electrónicos de potencia para variadores de velocidad de motores, rectificadores, hornos de arco, entre otros. Esto se refleja en fallas, sobrecalentamientos y daños en transformadores, generadores, entre otros efectos.

Según NTC 5001, el periodo de evaluación de estos armónicos es de una semana, con un intervalo de agregación de 10 minutos, para realizar un análisis se debe calcular los percentiles para los siguientes parámetros (en condiciones normales de operación calculados no deben pasar los valores de referencia).

Distorsión armónica individual de corriente:

$$D_v = \frac{I_h}{I_1} \times 100\%$$

Distorsión total de demanda:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\%$$


---

Distorsión armónica de corriente:

$$THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1} \times 100\%$$

En donde;

$I_h$  Magnitud de la componente armónica individual [*Amp rms*]

h Orden del armónico

$I_1$  Magnitud de la componente fundamental [*Amp rms*]

$I_l$  Corriente de carga de demanda máxima en el PCC (componente de frecuencia fundamental) [*Amp rms*]

Los posibles efectos de la conexión de los sistemas FV a la red de distribución eléctrica pública sobre la calidad del servicio suelen ser una preocupación de la empresa distribuidora y los entes de regulación. Ya que esta tecnología ha tenido un incremento considerable en su utilización, ha sido de suma importancia demostrar que los inversores FV de conexión a red cumplen con los requerimientos de seguridad y calidad de la energía inyectada.

En este sentido, se puede afirmar que la conexión a la red de distribución eléctrica de baja tensión de los sistemas FV basados en inversores de conexión a red, que cumplen con las normas aceptadas internacionalmente, no afectan la calidad del servicio eléctrico en cuanto a armónicos ya que las distorsiones que inyectan a la red son significativamente menores que las inyectadas por las cargas de los usuarios.

Para el caso específico del inversor, se proporciona una distorsión armónica total menor al 3% (*figura N°1*). Lo que se hace despreciable en el sistema en general. Esta información se encuentra en la ficha técnica anexada.

---

Technical Specification	SUN2000-20KTL-M3
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	97.6%
European Efficiency	97.2%
<b>Input</b>	
Recommended Max. PV Power	30,000 Wp
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	750 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V ~ 750V
Rated Input Voltage	360 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	20,000 W
Max. AC Apparent Power	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	22,000 W
Rated Output Voltage	120 Vac / 208 Vac, 3W/N+PE 127 Vac / 220 Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60Hz
Rated Output Current	57.2 A / 202 Vac 52.5 A / 220 Vac
Max. Output Current	63.2 A / 202 Vac 58.0 A / 220 Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ~ 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%

**Figura 1.** Distorsión armónica total del inversor instalado

**c) Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.**

Según el capítulo 1, título 9, del libro 3 del RETIE, la tensión a la que se conectará el sistema fotovoltaico será en baja tensión. Por consiguiente, el nivel de aislamiento se normaliza a 600 voltios en el diseño para los dispositivos de protección, conductores y en general todos los elementos que hacen parte del sistema solar.

- **Conductores en DC**

El conductor instalado es de referencia H1Z2Z2-K 1.0 KVAC (1.5 KV DC) 90°C HF FR 4 mm<sup>2</sup>, el cual es un conductor flexible de cobre estañado (CuSn), con tensión nominal de 1000 Vac y 1500 Vdc (H1), con aislamiento y cubierta flexible termoestable libre de halógeno (Z2Z2). Diseñado para una temperatura máxima de operación de 90°C.

Este tipo de conductor está diseñado para alimentar circuitos de baja tensión en instalaciones de energía solar fotovoltaica, en donde se requieren características de resistencia a la intemperie. Resistente a rayos UV, al ozono y humedad, con propiedades de no propagación de incendio y baja emisión de humos densos, tóxicos y corrosivos. Cumple con la norma UNE EN-50618 para cables eléctricos para Sistemas Fotovoltaicos.

- **Conductores en AC**

Para el proyecto se seleccionó la referencia Centelsa by nexans 2 AWG AA-8000 sintox THHN/THWN – 2 600V 60°C que es un conductor de cobre aislado con bajo contenido de halógeno, de baja emisión de humos (LS) opacos, densos, tóxicos y corrosivos y apto para uso en tuberías.

**d) Análisis y cálculo de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra**

El inversor instalado está equipado con protecciones específicas para diversos tipos de fallas, tal como se detalla en las especificaciones proporcionadas por el fabricante (figura 2).

Dentro de las protecciones están la protección de circuito por falla de arco (Arc Fault Protection), la protección anti-isla (Anti-islanding Protection), la protección contra sobrecorriente en corriente alterna (AC Overcurrent Protection) monitoreo de corriente residual o corriente de falla a tierra (Verificar en el manual de instalación y ficha técnica).

---

Technical Specification	SUN2000-20KTL-M3
<b>Efficiency</b>	
Max. Efficiency	97.6%
European Efficiency	97.2%
<b>Input</b>	
Recommended Max. PV Power	30,000 Wp
Max. Input Voltage <sup>1</sup>	750 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	200 V
MPPT Operating Voltage Range <sup>2</sup>	200 V – 750V
Rated Input Voltage	360 V
Number of Inputs	8
Number of MPP Trackers	4
<b>Output</b>	
Rated AC Active Power	20,000 W
Max. AC Apparent Power	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	22,000 W
Rated Output Voltage	120 Vac / 208 Vac, 3W/N+PE 127 Vac / 220 Vac, 3W/N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60Hz
Rated Output Current	57.2 A / 202 Vac 52.5 A / 220 Vac
Max. Output Current	63.2 A / 202 Vac 58.0 A / 220 Vac
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	<3%
<b>Protection</b>	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Arc Fault Protection	Yes
Ripple Receiver Control	Yes
Integrated PID Recovery <sup>3</sup>	Yes

**Figura 2.** Protecciones internas inversor solar instalado.

#### e) Análisis de nivel de tensión requerido

El inmueble que contará con el SSFV objeto de presente informe cuenta con una tensión de servicio 220/127 V. Para el caso específico del inversor, según su ficha técnica estarán entregando una tensión de salida de 220V. En este sentido, se deberá adaptar la tensión a la requerida por la necesidad del tablero de distribución del cliente.

**f) Sistema de puesta a tierra.**

El sistema de puesta a tierra es existente de la instalación. Para el proyecto tomamos como referencia la puesta a tierra acorde a la Tabla 5 donde se expone la Tabla 250-95 de la NTC 2050.

**Tabla 12. Cálculo de tensión Voc máx. y mín. a temperatura mínima para strings.**

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 *	
	mm <sup>2</sup>	AWG o kcmil	mm <sup>2</sup>	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

Adicionalmente, se conecta la tierra física del sistema solar fotovoltaico al sistema de puesta a tierra existente, según la NFPA 70: National Electrical Code (NFPA, 2014), con forme a la sección 690.47(C)(3).

*“Un conductor que sirva tanto como conductor de puesta a tierra de equipos y como parte de la unión entre los sistemas de c.c. y de c.a. para un inversor que incorpora protección contra fallas a tierra en c.c. debe cumplir los requisitos para los puentes de unión de los equipos de la sección 250.102, pero no debe estar sujeto a los requisitos para los puentes de unión de acuerdo con la sección 250.28. Se permitirá usar un solo conductor para realizar la función múltiple de puesta a tierra de C.C., puesta a tierra de C.A. y unión entre los sistemas de C.C. y de C.A”*

Para el caso de la puesta tierra de la instalación solar fotovoltaica, se utilizará cable de cobre aislado No 10 AWG con el fin de equipotencializar cada uno de los módulos fotovoltaicos, este calibre se empleará hasta el inversor. Luego se usará un conductor de cobre aislado No 8 AWG desde el inversor hasta el tablero de distribución general. Se registra la capacidad del sistema de puesta a tierra de la acometida según se indica en la sección 250 de la NTC 2050 segunda actualización (ICONTEC, 2020).

Dado con la revisión y medición de resistencia del sistema de puesta a tierra de la acometida ubicada en la dirección TRV ORIENTAL VIA GIRON KMT 1 SEDE MERCADO

CAMPESINO. En base a la medición de resistencia, se sugiere siguiente cálculo de sistema puesta tierra:

Con la implementación del Telurómetro se realizó la medición de la resistencia del sistema de puesta a tierra existente de ASOMERCADE, en donde, se obtuvo un valor de 7,5  $\Omega$ .



Figura 4. Resistencia puesta a tierra medida por telurómetro.

**g) Especificación de los conductores la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente**

**Calculo Ampacidad Circuitos DC:**

La corriente máxima en DC del sistema fotovoltaico que se podría presentar en una instalación corresponde al 125% de la corriente de cortocircuito de la correspondiente string, como se denota en la sección 690.8(A)(1) de la NTC 2050 segunda actualización. La corrección o ajuste de corriente al 125% se puede producir debido a que los circuitos del generador fotovoltaico pueden generar corrientes mayores a la nominal, con una duración de más de 3 horas cerca al medio día.

$$I_{máxFV} = 1,25 * I_{SC} = 1,25 * 14,35 = 17,94 \text{ [A]}$$

Para calcular la corriente que debe soportar el conductor, se debe multiplicar la  $I_{máxFV}$  por el factor de ajuste del 125%, tal como se indica en la sección 690.8 (B)(1) de la NTC 2050 segunda actualización:

$$I_{cond} = 1,25 * I_{máxFV} = 1,25 * 19,79 = 22,42 \text{ [A]}$$

La temperatura máxima presentada en la ciudad de Bucaramanga, Santander según el IDEAM es de 32 °C, la cual será de base para hacer los cálculos de acuerdo con el factor de corrección por temperatura de la tabla 690-31 (c) de la NTC 2050 segunda actualización:

---

**Tabla 13. Factores de corrección según la NTC 2050 segunda actualización.**

**Tabla 690-31.c) Factores de corrección para cables de sistemas fotovoltaicos**

Temperatura ambiente °C	Temperatura nominal de los conductores			
	60 °C	75 °C	90 °C	105 °C
30	1,00	1,00	1,00	1,00
31-35	0,91	0,94	0,96	0,97
36-40	0,82	0,88	0,91	0,93
41-45	0,71	0,82	0,87	0,89
46-50	0,58	0,75	0,82	0,86
51-55	0,41	0,67	0,76	0,82
56-60	—	0,58	0,71	0,77
61-70	—	0,33	0,58	0,68
71-80	—	-	0,41	0,58

Asimismo, se debe tener presente el factor de corrección por agrupamiento de acuerdo con la tabla 310-15 (8)(3)(a) de la NTC 2050 segunda actualización para la característica específica de los conductores en ducto y lo especificado en la sección 392 de la NTC 2050 segunda actualización para la característica específica de la instalación en bandeja portacables.

Con el valor obtenido de la corriente que deberá soportar el conductor, los factores de corrección por temperatura, de agrupamiento y la ampacidad de conductores presentada en la tabla 310.15 (8)(16) a 90 °C se selecciona un conductor calibre 4 mm<sup>2</sup>, el cual cumple con la necesidad de corriente y la caída de tensión.

#### **Calculo Ampacidad Circuitos AC:**

De acuerdo con la ficha técnica del inversor, este proveerá una corriente máxima de salida de 63,2 A y tomando como referencia la sección 210 de la NTC 2050, se elige una protección contra sobrecargas de 3x80A nominales.

#### **h) Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.**

El sistema de montaje debe cubrir un desempeño y vida útil igual al de los módulos e inversores (25 años) y debe contar con las certificaciones correspondiente para su uso. El material idóneo para construir los diferentes perfiles para el montaje deberá tener alta resistencia a la corrosión y con accesorios en acero inoxidable y de tener los certificados correspondientes para esfuerzos, continuidad, rigidez, entre otros más.

La estructura para instalar es suministrada por los fabricantes RALUX Solar. Esta estructura cuenta con la certificación UL2703 y ASTM 8 221 de 2008 y está regida su

---

fabricación bajo la norma ANSI 35.2. Está fabricada en Aluminio 6005 con tratamiento térmico T6 y es totalmente apta para resistir la vida útil del proyecto solar fotovoltaico. Entre los diferentes elementos se tienen gráficamente:



**Figura 4.** Elementos de la estructura CHIKO SOLAR

La estructura cuenta con un sistema capaz de equipotencializar los módulos fotovoltaicos gracias a su pin de cobre en los Eclamp y Mclamp que genera continuidad entre ellos y luego, mediante los Ground-Clamp se hace la continuidad entre rieles para la puesta a tierra de todo el conjunto de la estructura. Ver plano de instalación del sistema fotovoltaico.

**i) Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.)**

El tamaño de cada uno de los ductos y/o canalizaciones se seleccionan según la NTC 2050 (tabla 1 y tabla C11) donde se indica la cantidad de conductores por ducto. Por la distancia que existe entre cada uno de los circuitos es necesario utilizar diferentes tipos de ductos como se muestra a continuación, el porcentaje de ocupación no debe superar el 40%, en dado caso que sobrepase el porcentaje es necesario aumentar el tamaño del ducto o canalización).

$$\%O_{Cupación} = \frac{\sum \text{Selección transversal total de conductores}}{S_D} * 100$$

$$\%O_{ocupación} = \text{Factor de Ocupación}$$

$$S_D = \text{Sección interior canalización}$$

En el desarrollo del proyecto se seleccionaron diferentes tipos de tubería como se muestra en la Tabla 14.

**Tabla 5. Factor de ocupación de conductores.**

SSFV ASOMERCADE											
DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS											
RED	TRAMO		DETALLE DE LA RED				CTOS PARALELO	DUCTO		Sumatoria de las secciones transversales del cable mm2	Porcentaje de ocupación %
	Inicio	Fin	CONDUCTOR	No. conductores	CALIBRE	AREA (mm2)		CORAZA	Area [mm²]		
Cto FV de salida String 1-2	Módulos	Caja de paso 2	Positivo	2	4 H1222-K	21.7	1	3/4"	314.2	43.46	32.1
			Negativo	2	4 H1222-K	21.7				43.46	
			Tierra	1	10 AWG	13.9				13.92	
Cto FV de salida String 3-4	Módulos	Caja de Paso 2	Positivo	2	4 H1222-K	21.7	1	3/4"	314.2	43.46	32.1
			Negativo	2	4 H1222-K	21.7				43.46	
			Tierra	1	10 AWG	13.9				13.92	
Cto FV de salida String 1-4	Caja de Paso 2	Caja de Paso 3	Positivo	4	4 H1222-K	21.7	1	1"	551.5	86.92	34.0
			Negativo	4	4 H1222-K	21.7				86.92	
			Tierra	1	10 AWG	13.9				13.92	
Cto FV de salida String 1-4	Caja de Paso 3	Tablero DC	Positivo	4	4 H1222-K	21.7	1	1"	551.5	86.92	34.0
			Negativo	4	4 H1222-K	21.7				86.92	
			Tierra	1	10 AWG	13.9				13.92	
Cto FV de salida String 1-4	Tablero DC	Inversor 20KW	Positivo	4	4 H1222-K	21.7	1	1"	551.5	86.92	34.0
			Negativo	4	4 H1222-K	21.7				86.92	
			Tierra	1	10 AWG	13.9				13.92	
Cto salida inversor	Inversor 20KW	TAC	Fase	3	2 AWG	74.2	1	1-1/4"	934.8	222.61	34.3
			Neutro	1	2 AWG	74.2				74.20	
			Tierra	1	8 AWG	24.0				24.02	
Cto salida inversor	TAC	TGBT	Fase	3	2 AWG	74.2	1	1-1/4"	934.8	222.61	34.3
			Neutro	1	2 AWG	74.2				74.20	
			Tierra	1	8 AWG	24.0				24.02	

## j) Cálculos de regulación

La regulación es la disminución de tensión en un circuito debido a la resistencia que tiene todo conductor. La caída de tensión máxima no puede sobrepasar el 3% entre los conductores alimentadores y el tomacorriente más alejado y el 5% entre los alimentadores y circuitos ramales al tomacorriente más alejado. (NTC 2050 artículo 210-19 a) 4) y la nota 2 del artículo 215-2 b)).

Los cálculos de regulación para los diferentes tramos en el proyecto se pueden visualizar en la carpeta de **ANEXO D – CUADRO DE CARGAS Y CÁLCULO DE REGULACIÓN.**

**Tabla 15. Cálculo Regulación de tensión DC**

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS												
PROYECTO:		ASOMERCADE										
Inversor	String	Impp [A]	Isc [A]	Proteccion DC	Longitud [m]	Vmpp Panel [V]	No. Módulos en serie	Vmpp strings[V]	Referencia conductor FV	Resistencia [Ohm/km]	Regulación [%]	Pp [kW]
1 HUAWEI 20 kW	1	13.59	14.35	20A	30	43.41	9	390.69	CENTElsa H1Z2Z2-K 1.0 KV AC (1.5 KV DC) 90°C HF FR 4 mm2	5.0900	1.0623	0.028
	2	13.59	14.35	20A	30	43.41	9	390.69	CENTElsa H1Z2Z2-K 1.0 KV AC (1.5 KV DC) 90°C HF FR 4 mm2	5.0900	1.0623	0.028
	3	13.59	14.35	20A	30	43.41	9	390.69	CENTElsa H1Z2Z2-K 1.0 KV AC (1.5 KV DC) 90°C HF FR 4 mm2	5.0900	1.0623	0.028
	4	13.59	14.35	20A	30	43.41	9	390.69	CENTElsa H1Z2Z2-K 1.0 KV AC (1.5 KV DC) 90°C HF FR 4 mm2	5.0900	1.0623	0.028

Tabla 16. Cálculo Regulación de tensión AC

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS																							
PROYECTO:		ASOMERCADE																		RUTIOQUE ESP			
TRAMO		L [m]	POTENCIA [W]	CAPACIDAD SISTEMA SOLAR [kVA]	FP	TIPO	FASES	V	CTE [A]	FS	CALIBRE CONDOC.	MOMENTO [kVA·m]	KG	K	R [Ohm/km]	Pp [kW]	Pp [%]	REGULACIÓN CAL. [%]		CONDUCTOR CALIBRE			PROTECCIÓN
Inicio	Fin																	PARCIAL	TOTAL	FASES	NEUTRO	TIERRA	
Inversor HUAWEI 20 kW	TAC	5	20000	20	1	Circuito Alimentador	3	127/220	52.49	1.00	#2 Cu	100	57.8007	0.0012	0.523	0.022	0.108	0.239	0.239	#2 Cu	#2 Cu	Cu #10	3x80
TAC	TGBT	10	20000	20	1	Circuito Alimentador	3	127/220	52.49	1.00	#2 Cu	200	57.8007	0.0012	0.523	0.043	0.216	0.477691736	0.717	#2 Cu	#2 Cu	Cu #10	3x80

k) Elaboración de diagramas unifilares

En el ANEXO O, ANEXO M y ANEXO N se incluyen los planos de diseño y construcción para el proyecto.

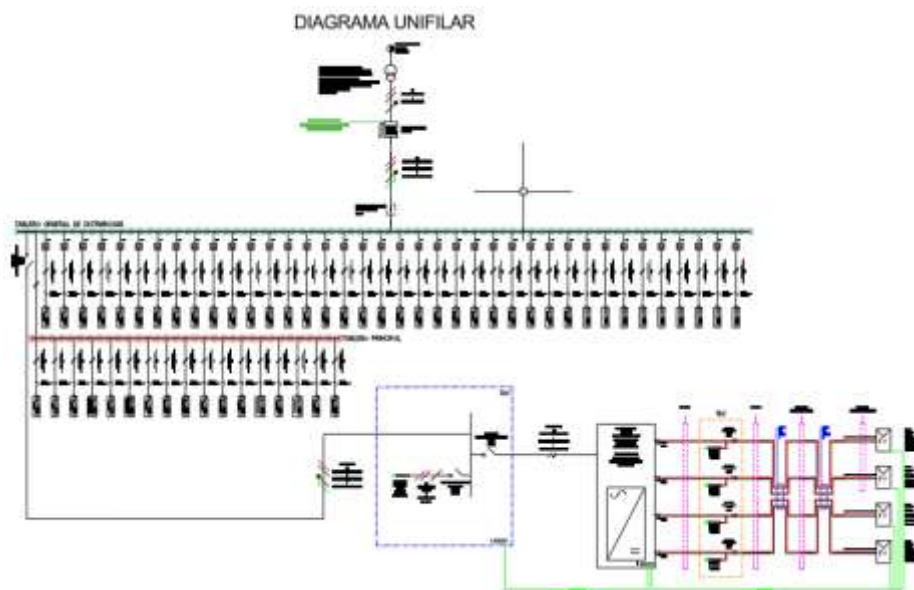


Figura 5. Diagrama unifilar de ASOMERCADE.



**n) Indicar las distancias de seguridad requeridas**

Las distancias mínimas de seguridad cumplen una doble función:

- Limitar la posibilidad de contacto entre personas y circuitos o equipos.
- Impedir que las instalaciones de un distribuidor entren en contacto con las instalaciones de otro o con la propiedad pública o privada.

Según RETIE Artículo 13. Distancias de seguridad, ítem 13.4 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas "j". Distancia mínima de aproximación a equipos energizados. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica", en las siguientes tablas:

**Tabla 6.** Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase - fase)	Limite de aproximación seguro [m]		Limite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Limite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V - 300 V	3,0	1,0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 750 V	3,0	1,0	0,30	0,025
751 V - 15 kV	3,0	1,5	0,7	0,2
15,1 kV - 36 kV	3,0	1,8	0,8	0,3
36,1 kV - 46 kV	3,0	2,5	0,8	0,4
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0	0,7
72,6 kV - 121 kV	3,3	2,5	1,0	0,8
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2	1,0
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3	1,1
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7	1,6
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8	2,6
500 kV - 550 kV	5,8	5,8	3,8	3,5

**Tabla 7.** Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua.

Tensión nominal	Limite de aproximación seguro [m]		Limite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Limite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
100 V - 300 V	3,0 m	1,0 m	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V - 1 kV	3,0 m	1,0 m	0,3 m	25 mm
1,1 kV - 5 kV	3,0 m	1,5 m	0,5 m	0,1 m
5,1 kV - 15 kV	3,0 m	1,5 m	0,7 m	0,2 m
15,1 kV - 45 kV	3,0 m	2,5 m	0,8 m	0,4 m
45,1 kV - 75 kV	3,0 m	2,5 m	1,0 m	0,7 m
75,1 kV - 150 kV	3,3 m	3,0 m	1,2 m	1,0 m
150,1 kV - 250 kV	3,9 m	3,6 m	1,6 m	1,5 m
250,1 kV - 500 kV	6,0 m	6,0 m	3,5 m	3,3 m
500,1 kV - 800 kV	8,0 m	8,0 m	5,0 m	5,0 m

En la siguiente imagen se presentan las distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas, imagen extraída del RETIE

---

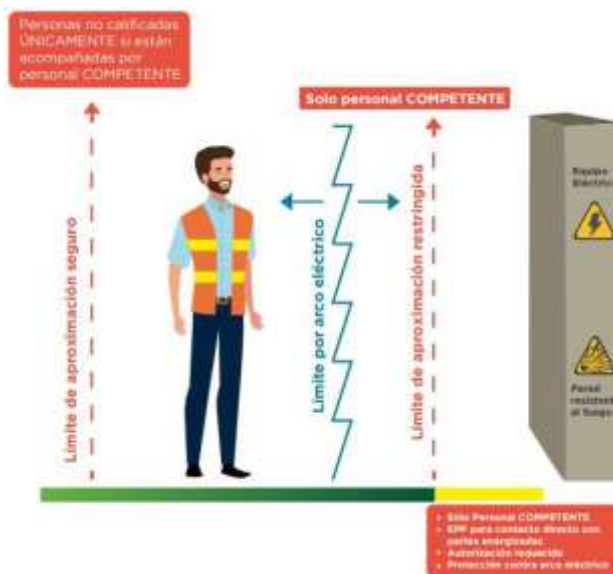


Figura 7. Límites de aproximación. Adatada de la Resolución RETIE 40117 de 2024.

**o) Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales**

A continuación, se muestra el análisis para la selección del número máximo y mínimo de paneles en un mismo string teniendo en cuenta los límites de operación del inversor del proyecto.

El mayor valor de tensión que puede presentar un arreglo de paneles es su tensión de circuito abierto, por lo tanto, este es el parámetro que se tendrá en cuenta para determinar el número máximo de módulos en serie de un string sin sobrepasar el voltaje de entrada máximo del inversor. Por otro lado, se tomará en cuenta la tensión en el punto de máxima potencia como parámetro para definir el número mínimo de módulos en serie. Para esto es necesario tener en cuenta los coeficientes térmicos del panel solar con el fin de determinar de una manera más precisa la tensión a temperatura ambiente ya que a este parámetro depende de la temperatura superficial del panel. Como caso crítico, se considerará la tensión de circuito abierto del string

a la menor temperatura ambiente ya que en estas condiciones es donde se puede obtener el mayor voltaje de un string.

Para el caso del proyecto en cuestión se toma como referencia los datos de temperatura del IDEAM, siendo la temperatura registrada mínima promedio de 23°C. A partir de esto se aproxima la temperatura superficial del panel de acuerdo con la siguiente ecuación

$$T_{m_{amb}} = T_{amb} + (0,031 * G) - 0,058$$

Donde

$T_{m_{amb}}$  Temperatura del módulo a temperatura ambiente en °C

$T_{amb}$  Temperatura ambiente en °C

$G$  Irradiancia en  $W/m^2$

Conociendo la temperatura de operación de los módulos solares es posible calcular mediante la siguiente ecuación el voltaje de circuito abierto a esta temperatura de operación del módulo.

$$V_{T_{amb}} = V_{STC} * (1 + (\beta) * (T_{m_{amb}} - T_{stc}))$$

Donde,

$V_{T_{amb}}$  Voltaje de circuito abierto corregido a temperatura ambiente.

$V_{STC}$  Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar de testeo (STC)

$\beta$  Coeficiente térmico para la tensión

$T_{min}$  Temperatura superficial del módulo a temperatura ambiente

$T_{STC}$  Temperatura superficial del módulo en STC (25°C)

Según la ficha técnica del módulo fotovoltaico, la tensión Voc en STC es de 49,77V, tiene un coeficiente térmico  $\beta = -0,25\%$ . Los resultados obtenidos una vez se utiliza la ecuación para el ajuste de tensión en temperatura ambiente se muestra en el **ANEXO G -CALCULO DE PANELES**, en donde se evidencia el rango de voltaje de entrada del inversor y el límite de

---

módulos en serie que se pueden conectar en un string. Así mismo, se muestra el voltaje de circuito abierto (Voc), para cada string del proyecto verificando su cumplimiento dentro de los límites de operación de voltaje del inversor.

Las fichas técnicas de los equipos usados y los certificados de producto se encuentran en la carpeta “**Certificados de producto**”.

REALIZO: HECTOR SEBASTIAN PEÑARANDA PITA Y JUAN ESTEBAN QUINTERO

---