# CALCULO ELECTRICO DETALLADO

**CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA ESE HOSPITAL LOCAL DE PUERTO LIBERTADOR DIVINO NIÑO, INSTITUCION EDUCATIVA GERMAN GOMEZ PELAEZ, INSTITUCION EDUCATIVA JOSE MARIA CORDOBA Y ALCALDIA MUNICIPAL DE PUERTO LIBERTADOR EN EL DEPARTAMENTO DE CÓRDOBA.**

**FECHA**
**06 DE OCTUBRE DE 2025**
**MUNICIPIO**
**PUERTO LIBERTADOR**
**DEPARTAMENTO**
**CORDOBA**

1. Objetivo

2. Presentación del proyecto

2.1 Descripción del proyecto

2.2 Propietario del proyecto

2.3 Ingeniero diseñador

2.4 Objetivo del proyecto

3. Normatividad

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

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

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

d. Coordinación de aislamiento eléctrico.

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

f. Análisis del nivel tensión requerido.

g. Cálculos de campos electromagnéticos.

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

i. Sistema de puesta a tierra.

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

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

l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

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

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

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

p. Cálculos de regulación de tensión.

q. Áreas clasificadas como peligrosas.

r. Diagramas unifilares.

s. Planos eléctricos para construcción.

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

u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

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

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

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

## 1. OBJETIVO.

El objetivo de este documento es presentar las memorias de cálculo del sistema solar fotovoltaico de autogeneración (Limitado) a la red de 90,27kWp DC a un nivel de tensión de 220/127 Vac trifásico a instalar en la, **ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR**, del municipio de puerto libertador, departamento de córdoba.

## 2. PRESENTACIÓN DEL PROYECTO.

### 2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO.

El proyecto solar se llevará a cabo en la, **ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR**, del municipio de puerto libertador, departamento de córdoba.

**7.894419 -75.669923.**

*Ilustración 1. Ubicación del proyecto en relación con el municipio de Puerto Libertador. Fuente: Google maps*

La temperatura promedio es de 34ºC. Al medio día la temperatura máxima media oscila entre 31 y 35ºC. En la madrugada la temperatura mínima está entre 23 y 24 ºC. El sol brilla cerca de 4 horas diarias en los meses lluviosos, pero en los meses secos de principios de año, la insolación oscila entre 8 y 12 horas/día.

| MEDIOS | ENERO | FEBRERO | MARZO | ABRIL | MAYO | JUNIO | JULIO | AGOS | SEP | OCTU | NOVIEM | DICIEM |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PRECIPITACION | 3.3 | 16.1 | 25.7 | 85.9 | 158.3 | 151.3 | 146.5 | 169.9 | 177.6 | 174.2 | 86.2 | 35.1 |
| No. DIAS | 1 | 1 | 1 | 5 | 9 | 8 | 8 | 10 | 10 | 9 | 6 | 2 |
| T.MED MAX | 34.6 | 35.3 | 35.8 | 35.6 | 35 | 35 | 34.6 | 34.5 | 34.3 | 33.6 | 33.1 | 33.5 |
| TEMP. MEDIA | 28.8 | 28 | 28.2 | 28.8 | 28.4 | 28.5 | 28.6 | 28 | 28.2 | 28.2 | 27.9 | 27.9 |
| T.MED MIN | 21.1 | 20.8 | 20.6 | 20.5 | 21 | 22.3 | 20.8 | 20.3 | 19.9 | 20.9 | 21.1 | 20.5 |
| T.MAX ABS | 35.6 | 37 | 37 | 36.9 | 35.5 | 35.8 | 35.8 | 35.3 | 36.5 | 34.6 | 34.2 | 35 |
| T.MIN ABS | 20 | 20 | 19.9 | 19 | 20 | 22 | 19.8 | 19.4 | 19.6 | 20 | 20 | 20 |
| HUMEDAD | 72 | 76 | 76 | 75 | 79 | 79 | 78 | 81 | 80 | 79 | 80 | 80 |
| NUBOSIDAD | 4 | 5 | 5 | 5 | 6 | 6 | 5 | 6 | 6 | 6 | 5 | 5 |
| BRILLO | 173.9 | 136.3 | 129.4 | 109.4 | 113 | 125.3 | 160.3 | 137.2 | 111 | 93.1 | 111.6 | 143.8 |

*Tabla 1. Datos ambientales.*

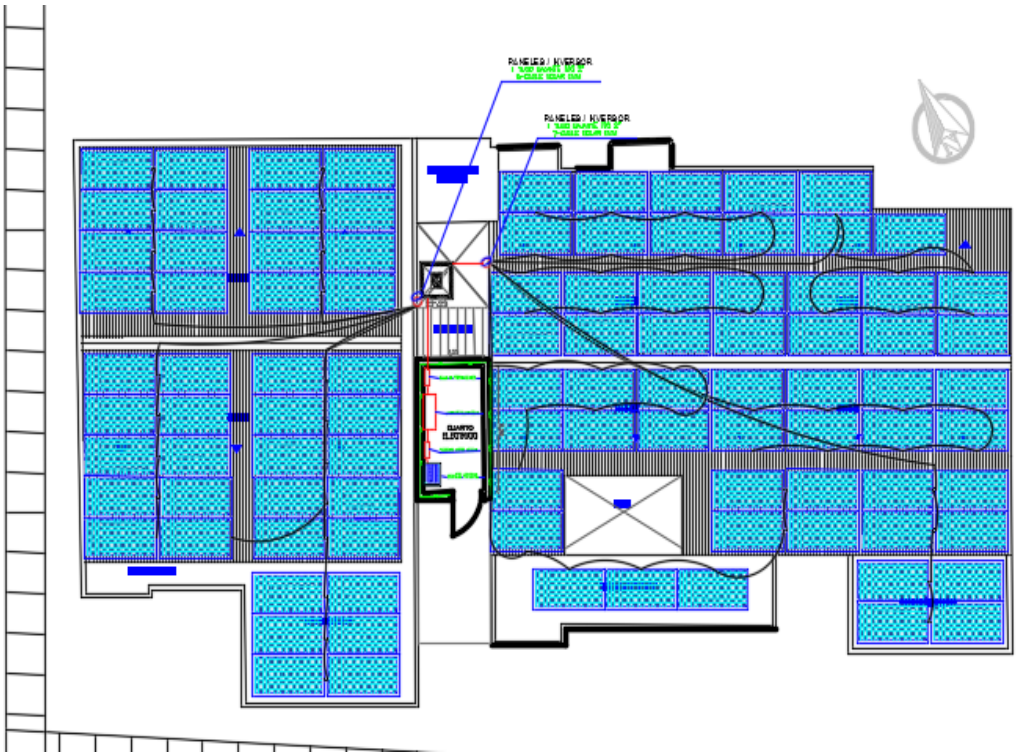


*Ilustración 2. Espacio donde se instalarán los módulos FV.*

La acometida principal de la instalación eléctrica proviene red de centro de transformación del operador de RED. La acometida interna de la propiedad es trifásica (3W/N+PE) a 127/220V. A este nivel de tensión se realizará la interconexión del sistema solar fotovoltaico. El predio a intervenir cuenta con medidor de energía que alimenta un tablero de distribución; la planta solar será interconectada aguas abajo del barraje del tablero de distribución.

## 2.2 PROPIETARIO DEL PROYECTO.

- **Nombre:** Alcaldía municipal de Puerto Libertador.
- **Nit:** 800096772-2
- **Teléfono:** N/A
- **Dirección:** Calle 3 # 9-3 Palacio municipal
- **Correo:** contactenos@puertolibertador-cordoba.gov.co

## 2.3 DISEÑADOR.

- **Nombre:** Carlos José Romero Lobo
- **Nit:** 1.068.425.464 De Canalete - Córdoba
- **Teléfono:** 301 667 2966
- **Dirección:** Cra 21w # 15-05 Barrio Vallejo
- **Correo:** carlosromero.1730@gmail.com

## 2.4 OBJETO DEL PROYECTO.

El objeto del proyecto es diseñar e instalar un sistema solar fotovoltaico autogenerado limitado a la red en el predio, **ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR**, del municipio de puerto libertador, departamento de córdoba.

## 3. NORMATIVIDAD.

- Norma Técnica colombiana 2050 (N.T.C.) 1998.
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) 2024.

| Resolución 40117 de 02 de abril de 2024, Anexo General, RETIE, numeral 3.1.1.1. DISEÑO DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS | | |
|---|---|---|
| 3.3.1.1. DISEÑO DETALLADO | APLICA | NO APLICA |
| a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. | X | |
| b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. | X | |
| c. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos. | X | |
| d. Coordinación de aislamiento eléctrico. | X | |
| e. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. | | X |
| f. Análisis del nivel tensión requerido. | X | |

| | | |
|---|---|---|
| g. Cálculos de campos electromagnéticos. | | X |
| h. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. | | X |
| i. Sistema de puesta a tierra. | X | |
| j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. | X | |
| k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente. | X | |
| l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación. | X | |
| m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A. | X | |
| n. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) | X | |
| o. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. | X | |
| p. Cálculos de regulación de tensión. | X | |
| q. Áreas clasificadas como peligrosas. | | X |
| r. Diagramas unifilares. | X | |
| s. Planos eléctricos para construcción. | X | |
| t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. | | X |
| u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas. | X | |
| v. Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. | X | |
| w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. | | X |
| x. Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales. | X | |

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

**FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS**

**POSIBLES CAUSAS:** Malas contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, aperturas o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga; utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxidos particular conductores, descuidos en los trabajos de mantenimiento.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Avisos de precaución, tableros con enclavamientos mecánicos, frente muerto, señalización adecuada para mantenimientos seguros y en la posible con medidas de mitigación de arco eléctrico. Uso adecuado de EPPS de acuerdo a las características del riesgo, trabajo con equipos desenergizados, procedimientos adecuados de maniobra y mantenimiento, trabajos realizados solo por personal calificado y competente de acuerdo al RETIE, Uso de procedimientos corporativos adecuados para el trabajo a realizar.

| RIESGO A EVALUAR: | Electrocución o quemadura | por | Arco Eléctrico | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

| POTENCIAL | | REAL | x |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | E | D | C | B | A |
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes E5 | Daño grave en infraestructura Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 d'a) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 1
Página 2

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR AUSENCIA DE ELECTRICIDAD**

**POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.

| RIESGO A EVALUAR: | No operación de equipos eléctricos | por | Ausencia de electricidad | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

| POTENCIAL | x | REAL | |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | E | D | C | B | A |
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes E5 | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 d'a) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 3

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO**

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

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, Tableros con frente muerto, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento, en lo posible trabajos con equipos desenergizados.

| RIESGO A EVALUAR: | Electrocución o quemaduras | por | Contacto directo | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES RED SECUNDARIA 220 VAC |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

| POTENCIAL | | REAL | X |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | FRECUENCIA 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 mas muertes E5 | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve E2 | Efecto menor | Local E2 | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 5

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO**

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

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

| RIESGO A EVALUAR: | Quemaduras | por | Cortocircuitos | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

| POTENCIAL | x | REAL | |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | FRECUENCIA 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 mas muertes | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente E4 | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 8

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

Fuente: RETIE. TABLA 3.3 Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA**

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

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

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

POTENCIAL [X] REAL [ ]

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | E | D | C | B | A |
| | | | | | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes | Daño grave en infraestructura Interrupción regional | Contaminación irreparable | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) E2 | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1 | Daños leves, No Interrupción E1 | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 9

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR EQUIPO DEFECTUOSO**

**POSIBLES CAUSAS:** En el desarrollo de la instalación eléctrica primaria interna se pueden presentar quemaduras eléctricas por malos contactos, cortocircuitos o contactos con equipos energizados a través de equipos defectuosos.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar guantes dieléctricos de clase 00 o clase 0 según aplique para baja tensión y gafas de protección ultravioleta; además de ropa de dotación hecha a base de algodón. Efectuar mantenimiento a los equipos utilizados.**

| RIESGO A EVALUAR: | Electrocución o quemaduras | por | Equipo defectuoso | (al) o (en) | biente o manipulación de equip |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

POTENCIAL [X] REAL [ ]

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | E | D | C | B | A |
| | | | | | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes | Daño grave en infraestructura Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) E2 | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1 | Daños leves, No Interrupción E1 | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 10

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR RAYOS**

**POSIBLES CAUSAS:** Fallas en el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

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

POTENCIAL [x] REAL [ ]

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA E | D | C | B | A |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes E5 | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 11

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA**

**POSIBLES CAUSAS:** En las instalaciones eléctricas de baja tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas.

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

| RIESGO A EVALUAR: | Incendio | por | Sobrecarga | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

POTENCIAL [x] REAL [ ]

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA E | D | C | B | A |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1 | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 12

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE CONTACTO**

**POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Diseñar sistemas de puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

| RIESGO A EVALUAR: | Electrocución | por | Tensión de contacto | (al) o (en) | SISTEMA ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO, TABLEROS ELECTRICOS, TRANSFORMADORES |
|---|---|---|---|---|---|
| | EVENTO O EFECTO | | FACTOR DE RIESGO (CAUSA) | | FUENTE |

| POTENCIAL | X | REAL | |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | E | D | C | B | A |
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes | Daño grave en infraestructura. Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) E2 | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 14

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

**FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE PASO**

**POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Diseñar sistemas de puesta a tierra de baja resistencia, restricción de acceso, alta resistividad del piso, equipotencializar.

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

| POTENCIAL | X | REAL | |
|---|---|---|---|

| CONSECUENCIAS | | | | | | FRECUENCIA | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | E | D | C | B | A |
| | En personas | Económicas | Ambientales | En la imagen de la empresa | | No ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en el sector | Ha ocurrido en la Empresa | Sucede varias veces al año en la Empresa | Sucede varias veces al mes en la Empresa |
| | Una o mas muertes | Daño grave en infraestructura Interrupción regional. | Contaminación irreparable. | Internacional | 5 | MEDIO | ALTO | ALTO | ALTO | MUY ALTO |
| | Incapacidad parcial permanente | Daños mayores, salida de subestación | Contaminación mayor | Nacional | 4 | MEDIO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Incapacidad temporal (> 1 día) | Daños severos. Interrupción Temporal | Contaminación localizada | Regional | 3 | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO | ALTO |
| | Lesión menor (sin incapacidad) E2 | Daños importantes Interrupción breve. E2 | Efecto menor | Local | 2 | BAJO | BAJO | MEDIO | MEDIO | MEDIO |
| | Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) | Daños leves, No Interrupción | Sin efecto E1 | Interna E1 | 1 | MUY BAJO | BAJO | BAJO | BAJO | MEDIO |

Página 16

Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos

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

Para la evaluación de nivel de riesgo y protección contra descargas atmosféricas, se utilizó la metodología descrita en la norma NTC 4552-2, donde se tiene en cuenta los siguientes ítems:

- Dimensiones de la estructura
- Características de la estructura.
- Influencias ambientales
- Pérdidas.
- Líneas de servicios.
- Medidas de protección existentes.

Es necesario tener en cuenta la densidad de rayos a tierra que se presenta en la Zona. Por lo cual se usa la tabla descrita para este caso en la norma NTC 4552 y se escoge el dato correspondiente al municipio de Puerto Libertador, se toma esta como referencia. Densidad promedio 2 impactos por área.

| Ciudad | Latitud | Longitud | Densidad promedio |
|---|---|---|---|
| Barranquilla | 10,9 | -74,8 | 1 |
| Cartagena | 10,5 | -75,5 | 2 |
| Corozal | 9,3 | -75,3 | 3 |
| El Banco | 9,1 | -74,0 | 10 |
| Magangue | 9,3 | -74,8 | 5 |
| Montería | 8,8 | -75,9 | 2 |
| Quibdo | 5,7 | -76,6 | 9 |
| Santa Marta | 11,1 | -74,2 | 2 |
| Tumaco | 1,8 | -78,8 | 1 |
| Turbo | 8,1 | -76,7 | 5 |
| Valledupar | 10,4 | -73,3 | 2 |
| Riohacha | 11,5 | -72,9 | 2 |
| Armenia | 4,5 | -75,8 | 2 |
| Barranca | 7,0 | -73,8 | 7 |
| Bogota | 4,7 | -74,2 | 1 |
| Bucaramanga | 7,1 | -73,1 | 1 |
| Cali | 3,6 | -76,4 | 1 |
| Cúcuta | 7,9 | -72,5 | 1 |
| Girardot | 4,3 | -74,8 | 5 |
| Ibagué | 4,4 | -75,2 | 2 |
| Ipiales | 0,8 | -77,6 | 1 |
| Manizales | 5,0 | -75,5 | 2 |
| Medellín | 6,1 | -75,4 | 1 |
| Neiva | 3,0 | -75,3 | 1 |
| Ocaña | 8,3 | -73,4 | 2 |
| Pasto | 1,4 | -77,3 | 1 |
| Pereira | 4,8 | -75,7 | 4 |
| Popayán | 2,4 | -76,6 | 1 |
| Remedios | 7,0 | -74,7 | 12 |
| Villavicencio | 4,2 | -73,5 | 1 |
| Bagre | 7,8 | -75,2 | 12 |
| Samaná | 5,4 | -74,8 | 9 |

*Tabla 2. Densidad de rayos a tierra. Norma NTC 4552*

A través de una herramienta de software, se calcula los riesgos asociados a pérdidas humanas, servicios, culturales y económicas. A continuación, se muestran los valores considerados y los resultados obtenidos.

Edificio número: 1 de 1

Nombre del edificio: IA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR

| Ed. | Nombre del edificio | Largo | Ancho | Alto | PDC-Malla |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR | 35,00 | 20,00 | 6,00 | P |

**DIMENSIONES**

| | | |
|---|---|---|
| Longitud (L) | 35,00 | m. |
| Anchura (W) | 20,00 | m. |
| Altura tejado (H) | 6,00 | m. |
| Altura prominencia (Hp) | 6,00 | m. |
| Superficie exposición (Ad) | 3.697,88 | m2 Fijada manualmente |

**CARACTERÍSITICAS DE LA ESTRUCTURA**

| | |
|---|---|
| Tipo de cubierta | A. Metálica. |
| Tipo de estructura | B. Hormigón. |
| Riesgo de incendio | B. Común. |
| Tipo de cableado interno | A. No apantallado. |

**INFLUENCIAS AMBIENTALES**

| | | |
|---|---|---|
| Situación | B. Altura similar. | |
| Factor ambiental | B. Urbano. | |
| Días de tormenta | 40 | Días / año |
| Densidad anual impactos | 4,00 | Impactos / Km2 |
| Tipo de terreno | A- Limo, arcilla, arena semidensa. | |

**PÉRDIDAS**

**Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas**

| | |
|---|---|
| Por incendios | B. Ocupadas ocasionalment |
| Por riesgo de pánico | B. Bajo (menos de 100 persc |
| Consecuencia de los daños | A. Sin consecuencias. |
| Por sobretensiones | A. No aplica. |

**Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales**

| | |
|---|---|
| Pérdida de servicios | A. No aplica. |

**Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural**

| | |
|---|---|
| Pérdida de patrimonio | A. No aplica. |

**Tipo 4. Pérdidas económicas**

| | |
|---|---|
| Riesgos especiales | A. Sin consecuencias. |
| Por incendios | A. Valor común. |
| Por sobretensiones | A. No aplica. |
| Por tensión paso/contacto | A. Sin riesgo de shock. |
| Riesgo tolerable de pérdidas | C. 1 en 1.000 años. |

**LÍNEAS DE SERVICIOS**

**Suministro eléctrico**

| | |
|---|---|
| Situación del cable | B. Enterrado. |
| Tipo de cable | B. No apantallado. |
| Transformador MT/BT | B. Sin transformador. |

**Otros servicios aéreos**

| | |
|---|---|
| Número de servicios | 0 |
| Tipo de cable | B. No apantallado. |

**Otros servicios enterrados**

| | |
|---|---|
| Número de servicios | 0 |
| Tipo de cable | B. No apantallado. |

**MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES**

| | |
|---|---|
| Clase SPCR | E. Sin protección. |
| Protección sobretensiones | A. Sin protección. |

Edificio número: 1 de 1

Nombre del edificio: IA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR

| Ed. | Nombre del edificio | Largo | Ancho | Alto | PDC-Malla |
|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR | 35,00 | 20,00 | 6,00 | P |

**DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NORMA UNE-EN 62305-2**

| Ed. | Nombre | Superficie de captura | Riesgo de pérdida vidas humanas | Riesgo de pérdida de servicios públicos | Riesgo de pérdida de patrimonio | Riesgo de pérdidas económicas | Necesidad instalación SEPCR* | Nivel de protección | Necesidad instalación SIPCR** | Tipo SIPCR |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR | 3.697,88 | 2,06E-05 | 0,00E+00 | 0,00E+00 | 5,13E-05 | Necesaria | Consultar | Necesaria | Consultar |

**ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PROTECCIÓN**

La protección se realizará mediante: (•) PDC ( ) Malla

* SEPCR = Sistema Externo de Protección Contra el Rayo

** SIPCR = Sistema Interno de Protección Contra el Rayo

Edificio:1 ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR

PROTECCIÓN NECESARIA:
La instalación de un sistema externo e interno es necesaria según la IEC 62305-2.

Para continuar es necesario:

En el apartado 'Proyecto':
- Indicar el nombre del lugar a proteger.
- Indicar la dirección del lugar a proteger.
- Indicar la población del lugar a proteger.

NIVEL DE PROTECCIÓN:
Nivel de protección: Consultar

*Tabla 3. Evaluación de riesgo contra descargas atmosféricas*

Se puede concluir que, la instalación SI requiere de un sistema de protección contra rayo externo o interno, se anexa sistema de apantallamiento.

c. **Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.**

A continuación, se presenta el dimensionamiento del sistema correspondiente a la instalación fotovoltaica de acuerdo con la capacidad máxima de cada módulo considerado y la capacidad máxima que puede entregar el inversor en potencia AC.

| | |
|---|---|
| INVERSOR | HUAWEI SUN2000-80K-MGL0 |
| POTENCIA NOMINAL | 80kW |
| CANTIDAD DE INVERSORES | 1 |
| POTENCIA NOMINAL TOTAL | 88kW |
| TRANSFORMADOR | No Aplica |
| VOLTAJE DE INTERCONEXIÓN | 127/220 VAC |
| MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | JAM72D40-590/LB |
| CANTIDAD DE MÓDULOS FV | 153 |
| POTENCIA DEL SISTEMA EN DC | 90.27kWp |
| VOLTAJE DEL SISTEMA | 728VDC |

*Tabla 6. Dimensionamiento del sistema.*

La instalación en el **SSFV ALCALDIA MUNICIPAL PUERTO LIBERTADOR**, no supera el nivel de tensión 127-220V AC y se aclara que el nivel de tensión al que hace referencia el reglamento técnico es a la instalación AC y no DC, por lo tanto, se cumple con el RETIE.

La actividad destinada del lugar de instalación se puede definir como comercial, por lo que el nivel de tensión requerido en DC cumple con la sección 690-7c de la NTC 2050. Para más detalle del nivel de tensión ver sección 8 del documento presente.

Dadas las condiciones de la carga, se consideró que las instalaciones NO aportan una cantidad de armónicos relevantes debido a su componente resistivo. Según la tabla 1 de la IEEE519-214, se puede apreciar el límite de distorsión armónica requerida de acuerdo con los rangos de voltaje.

**Table 1—Voltage distortion limits**

| Bus voltage $V$ at PCC | Individual harmonic (%) | Total harmonic distortion THD (%) |
|---|---|---|
| $V \leq 1.0$ kV | 5.0 | 8.0 |
| 1 kV < $V \leq 69$ kV | 3.0 | 5.0 |
| 69 kV < $V \leq 161$ kV | 1.5 | 2.5 |
| 161 kV < $V$ | 1.0 | 1.5[a] |

[a]High-voltage systems can have up to 2.0% THD where the cause is an HVDC terminal whose effects will have attenuated at points in the network where future users may be connected.

*Tabla 7. Distorsión armónica.*

Con base a lo anterior y considerando el caso más crítico, se considera una distorsión armónica máxima del 5%.

**d. Coordinación de aislamiento eléctrico.**

El sistema solar fotovoltaico está instalado en una edificación que no cuenta con pararrayos como se muestra en la Imagen:

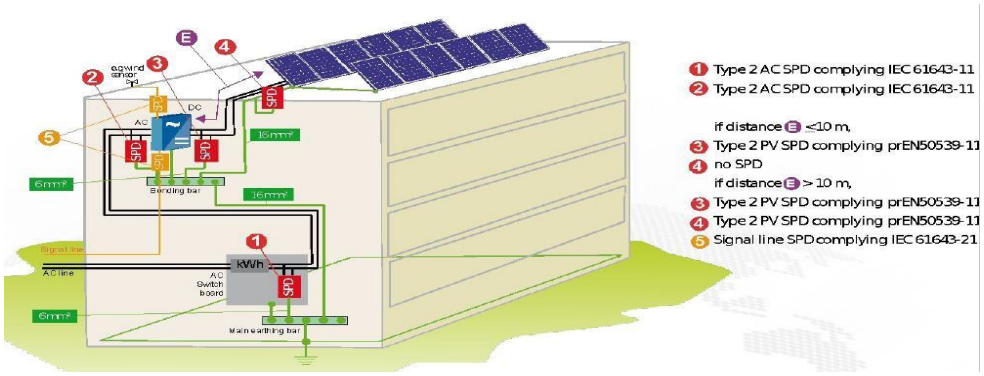



*Tabla 8. Ubicación de DPS en edificación sin pararrayos.*

De acuerdo con la norma IEC 62305-4-238 del 2004, para la correcta selección de los DPS se deben definir áreas a proteger, las cuales se definen en el numeral 4.2 de la misma y se describen a continuación:

- Zonas externas

LPZ 0 En peligro por impacto directo de rayo no atenuado y por ondas de corriente de rayo.

- Zonas internas (protegidas contra los rayos directos) LPZ 1 Ondas limitadas por DPS
- LPZ (lighting protection zone)

Teniendo en cuenta que la edificación no cuenta con pararrayos, NO se encuentra en riesgo impacto directo, por lo que desde los módulos hasta el inversor se define zona LPZ1 y del inversor al tablero principal igualmente se define zona LPZ1.

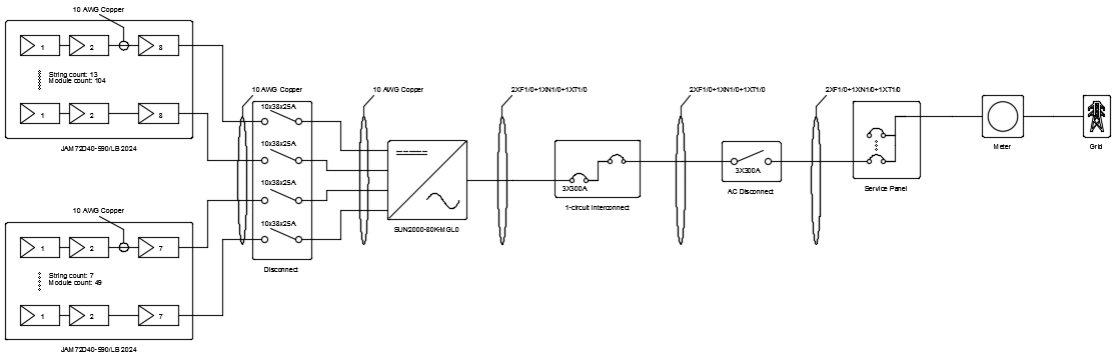



*Tabla 9. DPS instalados en el SFV, en el inversor proyectado.*

De acuerdo con lo anterior, los dispositivos DPS tipo II 600 VDC en cada uno de los MPPT del inversor como se indica en la Imagen cumpliendo así con la norma **IEC 62305-4-238** del 2004 y en modo común, como recomienda **RETIE**.

En la sección J de estas memorias de cálculo se realiza además el dimensionamiento de los conductores utilizados en la construcción del sistema solar fotovoltaico teniendo en cuenta las temperaturas nominales de aislamientos de los conductores y los conectores de los equipos.

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

En este apartado se tienen que los inversores no aportan un nivel de cortocircuito significativo al sistema. El análisis se hace desde las protecciones en AC, las cuales se seleccionan en función de los niveles de cortocircuito del punto de conexión existente.

Para las fallas a tierra se considera la protección de los inversores incorporada por el lado AC, protección Arc Fault Circuit Interruption (AFCI) la cual hace que esté en conformidad con la norma Normas IEC adoptadas por RETIE 2017 e IEC 62116 de 2008-2014.

Para garantizar la seguridad el AFCI por el lado DC, cada inversor se desconecta en el caso de que haya una falla de arco voltaico en las cadenas DC. Adicional, se tiene que los inversores vienen equipados con un dispositivo de interrupción de falla a tierra por monitorización de aislamiento. El análisis de cortocircuito del sistema se realiza considerando las características del inversor ***HUAWEI SUN2000-80K-MGL0***. De acuerdo con su ficha técnica, la corriente de cortocircuito máxima (Icc) es de 231 A, valor que se emplea como referencia para el dimensionamiento de los conductores y dispositivos de protección en el lado DC, conforme a la NTC 2050.

En el lado AC, el inversor limita electrónicamente la corriente de salida, por lo cual su contribución al nivel de cortocircuito del sistema es reducida y no incrementa de forma significativa la corriente de falla en el punto de conexión. En consecuencia, se verifica que la capacidad de interrupción de los dispositivos de protección en AC es adecuada para las condiciones de cortocircuito existentes en la instalación.

Las fallas a tierra y el riesgo de arco eléctrico se mitigan mediante el sistema de puesta a tierra del proyecto y las funciones de protección internas del inversor, garantizando una operación segura conforme a los requisitos del RETIE 2024.

f. **Análisis del nivel tensión requerido.**

El nivel de tensión requerido para la interconexión del sistema solar fotovoltaico, según el Título 9 del RETIE, corresponde a un nivel de Baja Tensión (BT) debido a que el voltaje de interconexión del sistema se hace a través de la conexión del sistema fotovoltaico al gabinete principal.

Los valores de tensión normalizados para el operador de red AFINIA son 120/240 V, para el uso transformadores monofásicos, como es el caso de estudio, estos implementan transformadores con nivel de tensión comercial de 13200/120/240 V. Los equipos con voltajes nominales de 220-240 V pueden trabajar sin inconvenientes a tensión 220 V, debido a que por norma están en capacidad de funcionar con un margen del ± 10% (198 – 220 V).

Teniendo en cuenta que nuestro sistema tiene voltaje (127/220V), hay que poner un limitador en la red.

g. **Cálculos de campos electromagnéticos.**

Este ítem no aplica debido a que no hay presencia de redes cercanas a las instalaciones del proyecto que superen los 100 kV de acuerdo con lo establecido en el artículo 3.11.2. de RETIE.

h. **Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.**

El cálculo de transformadores no aplica para el presente proyecto, dado que el sistema solar fotovoltaico se interconecta directamente en baja tensión mediante inversores trifásicos, sin incorporar transformadores de potencia dentro del alcance del diseño.

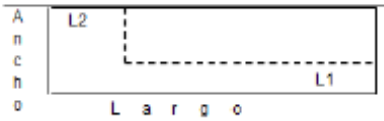
La mención del transformador del operador de red se realiza únicamente como referencia del sistema de distribución existente y no implica cálculo ni verificación de dicho equipo dentro del alcance del proyecto.

Por lo anterior, no se requiere realizar cálculos asociados a selección, dimensionamiento, pérdidas, armónicos o factor de potencia en transformadores, conforme a lo establecido en el RETIE 2024 para instalaciones que no contemplan equipos de transformación dentro del diseño.

### i. Sistema de puesta a tierra.

Se calcula un sistema de puesta a tierra general.

# DISEÑO DE MALLA DE TIERRA

| DATOS DE LA RED DE TIERRA | |
|---|---|
| Uso de la red de tierra | Subestaciones de media tension de uso interior. |
| Peso de la persona a considerar en la falla (kg) | 70 |
| Resistencia maxima de puesta a tierra $R_{max}$ (Ω) | 10 |
| Resistividad del Terreno ρ (Ω-m) | 0,86 |
| Cte. de falla monof. a tierra en MT $I_0$ (Amp) | 249 |
| Cte. de falla monof. a tierra en BT $I$ (Amp) | |
| Tiempo de despeje de la falla $t_c$ (s) | 0,05 |
| Material a utilizar con temp. ambiente de 40ºC | Cobre duro con soldadura exotermica |
| Existe capa superficial? | si |
| Resistividad de la Capa superficial $\rho_s$ (Ω-m) | 3.000 |
| Espesor de la Capa superficial $h_s$ (m) | 0,20 |
| Geometria de la malla | Rectangular |
|   | Largo (m): 2,50 |
| | Ancho (m): 2,50 |
| | L1 (m): x |
| | L2 (m): x |
| Profund. de enterramiento de la Malla h (m) | 0,50 |
| Area de la Malla $A_m$ ($m^2$) | 6,25 |
| Perimetro de la Malla $L_p$ (m) | 10,00 |
| Lado de la cuadricula de la Malla $D$ (cm) | 2,0 |
| Longitud total del conductor horizontal $L_T$ (m) | 11 |
| Numero de electrodos conectados a la malla $N$ | 3 |
| Long. del electrodo de la malla $L_v$ (m) | 2,40 |
| Long. total de los electrodos de malla $L_{tv}$ (m) | 7,20 |
| **RESULTADOS DE CALCULOS** | |
| Area minima del conductor a utilizar $A_c$ ($mm^2$) | **0,60** |
| Calibre del conductor escogido (AWG) | **2/0 AWG** |
| Diametro del conductor escogido $d$ (m) | **0,0093** |
| Tension de contacto tolerable $V_{contacto\ Tolerable}$ (V) | **3.282** |
| Tension de paso tolerable $V_{paso\ tolerable}$ (V) | **11.020** |
| Resistencia de puesta a tierra $R_g$ (Ω) | **0,16** |
| Maximo potencial de tierra $GPR$ (V) | **69** |
| Tension de malla en caso de falla $V_{malla}$ (V) | **9** |
| Tension de paso en caso de falla $V_{paso}$ (V) | **12** |
| **ANALISIS DE RESULTADOS** | |
| Si $GPR < V_{contacto\ Tolerable}$ | *OK!!! Su diseño ha sido EXITOSO* |
| $V_{malla} < V_{contacto\ Tolerable}$ | *OK!!! La tension de malla cumple* |
| $V_{paso} < V_{paso\ tolerable}$ | *OK!!! La tension de paso cumple* |
| $R_g < R_{max}$ | *OK!!! Su diseño ha sido EXITOSO* |

**j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.**

El cálculo económico de los conductores del sistema solar fotovoltaico se fundamenta en el análisis de las pérdidas de energía por efecto Joule asociadas a los calibres seleccionados, considerando las corrientes de operación y las condiciones reales de funcionamiento de la instalación. Este análisis se desarrolla en la sección O. Cálculo de pérdidas de energía, del presente documento, donde se verifica que las pérdidas asociadas a los conductores representan un porcentaje reducido frente a la energía generada por el sistema y no afectan de manera significativa la eficiencia ni las condiciones de operación del punto de conexión. En consecuencia, se concluye que los conductores seleccionados cumplen con criterios técnicos y económicos adecuados

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

**k.1 Conductores desde los módulos solares FV hasta inversores.**

Para dimensionar los conductores de este tramo se debe conocer la corriente máxima de los módulos solares fotovoltaicos. Según la ficha técnica del fabricante, la corriente máxima es:

| ELECTRICAL PARAMETERS AT STC | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| TYPE | JAM72D40 -575/LB | JAM72D40 -580/LB | JAM72D40 -585/LB | JAM72D40 -590/LB | JAM72D40 -595/LB | JAM72D40 -600/LB |
| Rated Maximum Power(Pmax) [W] | 575 | 580 | 585 | 590 | 595 | 600 |
| Open Circuit Voltage(Voc) [V] | 51.40 | 51.60 | 51.80 | 52.00 | 52.20 | 52.40 |
| Maximum Power Voltage(Vmp) [V] | 42.88 | 43.06 | 43.24 | 43.41 | 43.59 | 43.76 |
| Short Circuit Current(Isc) [A] | 14.18 | 14.23 | 14.29 | 14.35 | 14.42 | 14.48 |
| Maximum Power Current(Imp) [A] | 13.41 | 13.47 | 13.53 | 13.59 | 13.65 | 13.71 |
| Module Efficiency [%] | 21.7 | 21.9 | 22.1 | 22.3 | 22.5 | 22.7 |
| Power Tolerance | | | | 0~+5W | | |
| Temperature Coefficient of Isc(α_Isc) | | | | +0.046%/°C | | |
| Temperature Coefficient of Voc(β_Voc) | | | | -0.260%/°C | | |
| Temperature Coefficient of Pmax(γ_Pmp) | | | | -0.300%/°C | | |
| STC | Irradiance 1000W/m², cell temperature 25°C, AM1.5G | | | | | |

Remark: Electrical data in this catalog do not refer to a single module and they are not part of the offer.They only serve for comparison among different module types.

*Tabla 10. Características eléctricas del módulo solar FV.*

El arreglo de módulos solares fotovoltaicos está diseñado para realizar la conexión como se muestra en la siguiente tabla.

| String | Número de módulos en serie | Isc [A] | Isc*1.25 [A] | Impp [A] | Tensión Voc [V] | Tensión string [V] | Distancia del string [m] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 36 |
| 2 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 44 |
| 3 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 52 |
| 4 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 33 |
| 5 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 42 |
| 6 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 49 |
| 7 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 58 |
| 8 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 66 |
| 9 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 73 |
| 10 | 14 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 728 | 44 |
| 11 | 13 | 14.35 | 17.94 | 13.59 | 52.00 | 676 | 52 |

**k.1.1 Cálculo de la capacidad de la corriente.**

Para el inversor se dimensiona los arreglos (string) contemplando los módulos en serie del arreglo fotovoltaico con mayor cantidad de módulos conectados. En el MPPT se conecta directamente a bornes un arreglo de 11, de 14 y 13 paneles, la corriente del circuito será:

$I_{max} = I_{sc} = 14.35\ A \quad = 14.35\ A$

De acuerdo con el artículo **220-10. b)** de la NTC 2050 el conductor seleccionado debe permitir una corriente máxima igual o mayor que la de la carga no continua más el 125 % de la carga continua. Entonces la capacidad de corriente mínima $A_{min}$ del conductor a seleccionar debe ser:

$A_{min} = 1{,}25 * I_{max} \quad = 17.94A$

Por lo que el cable seleccionado debe tener una capacidad mínima de corriente de **20A.**

En este tramo de estudio los cables pasan a través de una canalización de tipo tubo imc 2” (aéreo), tubo pvc tipo pesado 2” (subterráneo).

Para determinar la capacidad de corriente necesaria en el conductor se tiene en cuenta el tramo de la canalización ya que este es el peor de los casos al tener que aplicarse el factor de corrección de temperatura por agrupación de conductores en canalizaciones de la nota 8 a las tablas **310-16** a la **310-19**.

Para dimensionar el cable necesario se utilizan los factores de corrección de las tablas desde la **310-16** a la **tabla 310-19** de la NTC 2050. De acuerdo con la anterior se definen 2 factores de corrección por temperatura de la capacidad de corriente de los conductores.

**$F_T$:** Factor de corrección por temperatura ambiente.
**$F_{AG}$:** Factor de corrección por agrupación de conductores en canalización.

Para hallar el $F_T$ se recurre a la tabla **310-16** de la NTC 2050 conociendo que la temperatura máxima promedio **SSFV INSTITUCIÓN EDUCATIVA JOSÉ MARÍA CÓRDOBA** es de aproximadamente 35 º C. Para la conexión de los módulos FV se utiliza cable solar el cual tiene una temperatura nominal de 75º C.

| FACTORES DE CORRECCIÓN | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Temp. ambiente en °C | Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes | | | | | | Temp. ambiente en °C |
| 21-25 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 21-25 |
| 26-30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 26-30 |
| 31-35 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 31-35 |
| 36-40 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 36-40 |
| 41-45 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 41-45 |
| 46-50 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 46-50 |
| 51-55 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 51-55 |
| 56-60 | .... | 0,58 | 0,71 | .... | 0,58 | 0,71 | 56-60 |
| 61-70 | .... | 0,33 | 0,58 | .... | 0,33 | 0,58 | 61-70 |
| 71-80 | .... | .... | 0,41 | .... | .... | 0,41 | 71-80 |

*Tabla 11. Factores de corrección por temperatura de la tabla 310-16 de la NTC-2050.*

De lo anterior:

$F_T$ = 0,94

Para hallar $F_{AG}$ se tiene en cuenta el caso más crítico en el tramo de estudiado, de los módulos FV al inversor, este se encuentra en el tramo del tubo en el cual se encuentran los 2 cables 1 positivo y 1 negativo provenientes del conjunto fotovoltaico, por lo que se cuenta con 2 cables conductores de corriente. Según lo anterior y de acuerdo con la nota 8 a las tablas **310-16** a la **310-19**, se tiene**:**

| Número de conductores[1] | Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario. |
|---|---|
| 4-6 | 80 |
| 7-9 | 70 |
| 10-20 | 50 |
| 21-30 | 45 |
| 31-40 | 40 |
| 41 y más | 35 |

*Tabla 12. Factores de corrección por temperatura de la tabla 310-16 de la 316-19 de la NTC-2050.*

De lo anterior:

$F_{AG}$ = 0,45

Ahora se aplican estos factores de corrección hallados a la corriente máxima del circuito. Entonces se tiene que la capacidad de corriente $A_C$ del conductor es:

$$A_c = \frac{I_{max}}{F_T * F_{AG}} = \frac{17.94}{0{,}94 * 0{,}45}$$
$$A_c = 42.41A$$

Esta capacidad de corriente es mayor a la capacidad de corriente mínima hallada según el artículo **220-10. b)** de la NTC 2050, por lo tanto, el conductor a seleccionar debe tener una capacidad de corriente de 42.41 A.

**k.1.2 Temperatura en los terminales.**

Se debe tener en cuenta la temperatura nominal de los terminales de los equipos a la hora de seleccionar el conductor adecuado. Los módulos FV se conectan a través de conectores MC4 cuya temperatura nominal es de 75ºC. En la entrada de los strings en el inversor, los bornes internos del inversor tienen una temperatura nominal de funcionamiento de 75˚C, por lo tanto, se debe seleccionar un conductor que con una temperatura nominal de 75˚C tenga una capacidad de corriente mínimamente de 26.80 A.

El conductor solar 6 $mm^2$ tiene una capacidad de temperatura de operación máxima hasta 120°C y una capacidad de corriente 55 A DC, con lo cual cumple el criterio de funcionamiento de 75°C de los terminales y la capacidad de corriente mínima. Los datos técnicos se especifican en la tabla a continuación:

SUN2000-80K-MGL0
**Technical Specification**

| Technical Specification | SUN2000-80K-MGL0 |
|---|---|
| **Efficiency** | |
| Max. efficiency | 98% @ 220V |
| European efficiency | 97.5% |
| **Input** | |
| Max. Input Voltage [1] | 750 V |
| Max. Current per MPPT | 48 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 66 A |
| Start Voltage | 160 V |
| MPPT Operating Voltage Range [2] | 160 V ~ 750 V |
| Number of MPP trackers | 7 |
| Max. input number per MPP tracker | 3 |
| **Output** | |
| Nominal AC Active Power | 80,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 88,000 VA |
| Max. AC Active Power (cosϕ=1) | 88,000 W |
| Nominal Output Voltage | 127Vac 220Vac, 3W/N+PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 210.0 A |
| Max. Output Current | 231.0 A |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 leading... 0.8 lagging |
| alternating current THDi | <3% |
| **Protection** | |
| 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 |
| Smart String Level Disconnector | Yes |
| Arc Fault Protection | Yes |
| Terminal Temperature Detection | Yes |
| PID Recovery | Yes |
| PV Ground-Fault Protection | Yes |

preliminary Version

*Tabla 13. Datos técnicos inversor* **HUAWEI SUN2000-80K-MGL0**

**k.1.3 Protección contra sobre corriente.**

De acuerdo con el artículo **220-10 b)** de la NTC 2050 se tiene que la corriente de dispositivo de protección contra sobre corrientes $I_{OCPD}$ es:

$IOCPD$ = 1,25 $* \; Imax$
$I_{OCPD}$ = 1,25 $*$ 14.35 $A$
$I_{OCPD}$ = 17.94 $A$

De acuerdo con esto se escoge la protección comercial más cercana que para este caso es un fusible de 20 A instalado en caja de protecciones DC.

$I_{OCPD}$ = 20 $A$

Según el **artículo 27.4.3 c)** del RETIE, la corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida.
Entonces se debe analizar si esta protección será eficiente para el conductor seleccionado a la temperatura nominal de los conectores de los equipos asociados y a la temperatura nominal de su aislamiento aplicando los factores de corrección de temperatura.
De la tabla de especificaciones del fabricante se tiene que la capacidad de corriente para un cable de cobre solar calibre 4mm$^2$ para una temperatura de 75˚C es de 55 A. Entonces:

$I_{OCPD}$ = 20$A$ ≤ 55$A$

Entonces:

$I_{OCPD}$ = 20 $A$ ≤ $F_T * F_{AG} *$ 55 $A$
$I_{OCPD}$ = 20 $A$ ≤ 0,94 $*$ 0,45 $*$ 55 $A$
$I_{OCPD}$ = 20 $A$ ≤ 23.26 $A$

Por lo tanto, el fusible de 20 A cumple con el **artículo 27.4.3 c)** del RETIE.

En el caso de los inversores **HUAWEI *SUN2000-80K-MGL0*** la corriente máxima de cortocircuito que puede circular de un string a otro nunca excederá la Isc del módulo (y por lo tanto el valor nominal de fusible).

**k.1.4 Cálculo del conductor a tierra.**

Según la **tabla 250.95** de la NTC 2050 el conductor a tierra de equipos donde el dispositivo automático de protección contra sobre corrientes en el circuito antes de estos es de 25 A, como en este caso, debe ser mínimamente un conductor de cobre calibre 10 AWG.

**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$^2$ | AWG o kcmil | mm$^2$ | 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 |

*Tabla 14. Tabla 250-95 de la NTC 2050.*

El cable seleccionado para la tierra en este tramo es un cable 10 AWG, el cual cumple con los requisitos de la **tabla 250-95** de la NTC 2050.

**DESDE ESTRUCTURA AL INVERSOR**

Según la tabla 250.95 de la NTC 2050 el conductor a tierra de equipos donde el dispositivo automático de protección contra sobre corrientes en el circuito antes de estos es de 25 A, como en este caso, debe ser mínimamente un conductor de cobre calibre 10 AWG.

**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 |

*Tabla 15. Tabla 250-95 de la NTC 2050.*

El cable seleccionado para la tierra en este tramo es un cable cobre 10 AWG, el cual cumple con los requisitos de la tabla 250-95 de la NTC 2050.

**k.2 Conductores desde inversor hasta gabinete protecciones AC.**
**k.2.1 Cálculo de la capacidad de corriente del inversor.**

Para dimensionar los conductores de este tramo se debe conocer la corriente máxima de salida del inversor. Se debe tener en cuenta la potencia de salida del inversor y la temperatura nominal de los terminales de los equipos a la hora de seleccionar el conductor adecuado.

$$\frac{P}{Vx1.73} * 1,25$$

P: Potencia salida inversor
V: Tensión del sistema

$$\frac{80.000W}{1.73x220V} * 1,25 = 262.74A$$

De acuerdo con el cálculo realizado la corriente máxima del inversor es:

$I_{inversor} = \mathbf{262.74A}$

El cable seleccionado debe tener una capacidad mínima de corriente de $\mathbf{262.74A}$

Para dimensionar el cable necesario se utilizan los factores de corrección de las tablas desde la **310-16** a la **tabla 310-19** de la NTC 2050.

Para hallar el $F_T$ se recurre a la tabla **310-16** de la NTC 2050 conociendo que la temperatura máxima promedio **SSFV INSTITUCIÓN EDUCATIVA JOSÉ MARÍA CÓRDOBA** es de aproximadamente 35 º C. El conductor de esta acometida es un cable de cobre 2(1/0 AWG) THHN/THWN cuya temperatura nominal de operación es de 75º C.

| FACTORES DE CORRECCIÓN | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Temp. ambiente en °C | Para temperaturas ambientes distintas de 30°C, multiplicar las anteriores corrientes por el correspondiente factor de los siguientes | | | | | | Temp. ambiente en °C |
| 21-25 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 1,08 | 1,05 | 1,04 | 21-25 |
| 26-30 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 1,00 | 26-30 |
| 31-35 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 31-35 |
| 36-40 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 0,82 | 0,88 | 0,91 | 36-40 |
| 41-45 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 0,71 | 0,82 | 0,87 | 41-45 |
| 46-50 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 0,58 | 0,75 | 0,82 | 46-50 |
| 51-55 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 0,41 | 0,67 | 0,76 | 51-55 |
| 56-60 | .... | 0,58 | 0,71 | .... | 0,58 | 0,71 | 56-60 |
| 61-70 | .... | 0,33 | 0,58 | .... | 0,33 | 0,58 | 61-70 |
| 71-80 | .... | .... | 0,41 | .... | .... | 0,41 | 71-80 |

*Tabla 16. Factores de corrección por temperatura de la tabla 310-16 de la NTC 2050.*

De lo anterior:

$F_T = 0{,}94$

Para este caso, la salida del inversor es trifásica sin neutro, por lo que se cuenta solo con 3 cables portadores de corriente, por lo tanto:

$F_T = 1$

Ahora se aplican estos factores de corrección hallados a la corriente de salida del inversor. Entonces se tiene que la capacidad de corriente $A_C$ del conductor es:

$$A_c = \frac{I_{max}}{F_T * F_{AG}} = \frac{262.74A}{0{,}94}$$

$A_c$= 279.51 A

Según el artículo **220-10. b)** de la NTC 2050 el conductor seleccionado debe tener una capacidad de corriente suficiente para alimentar las cargas, por lo

tanto, se concluye que el conductor a seleccionar debe tener una capacidad de corriente de 279.51 A.

**k.2.2 Temperatura de los terminales.**

Se debe tener en cuenta la temperatura nominal de los terminales de los equipos a la hora de seleccionar el conductor adecuado. Los bornes de la salida AC del inversor **HUAWEI** tienen una temperatura nominal de operación de 75°C. Por lo tanto, se debe seleccionar un conductor que con una temperatura nominal de 75°C tenga una capacidad de corriente mínimamente de 279.51A.

Entonces de la tabla **310-16** de la NTC 2050, se tiene:

| CAPACIDAD DE CORRIENTE PERMISIBLE EN CONDUCTORES AISLADOS PARA 0 A 2000V, DESPUES DE APLICAR FACTORES DE CORRECCION (TABLA 310-16 NTC2050) | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Calibre** | 60° C | 75° C | 90° C | 60° C | 75° C | 90° C | **Seccion transv.** |
| | **TIPOS** | | | | | | |
| | TW, UF | RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW* | THHN*,THHW*,THW-2*,THWN-2*,XHHW*, XHHW-2 | TW*, UF* | THHW*, THW*, THWN*, XHHW* | THHN*,THHW*,THW-2,THWN-2, XHHW, XHHW-2 | |
| AWG o Kcmils | **COBRE** | | | **ALUMINIO (SERIE AA 8000)** | | | mm² |
| 18 | | | 13,44 | NO SE ADMITEN CALIBRES MENORES A No 6 AWG, SEGÚN RETIE | | | **0,82** |
| 16 | | | 17,28 | | | | **1,31** |
| 14 | 18,20 | 18,80 | 24,00 | | | | **2,08** |
| 12 | 22,75 | 23,50 | 28,80 | | | | **3,30** |
| 10 | 27,30 | 32,90 | 38,40 | | | | **5,25** |
| 8 | 36,40 | 47,00 | 52,80 | | | | **8,36** |
| 6 | 50,05 | 61,10 | 72,00 | 36,40 | 47,00 | 57,60 | **13,29** |
| 4 | 63,70 | 79,90 | 91,20 | 50,05 | 61,10 | 72,00 | **21,14** |
| 2 | 86,45 | 108,10 | 124,80 | 68,25 | 84,60 | 96,00 | **33,62** |
| 1/0 | 113,75 | 141,00 | 163,20 | 91,00 | 112,80 | 129,60 | **53,50** |
| 2/0 | 131,95 | 164,50 | 187,20 | 104,65 | 126,90 | 144,00 | **67,44** |
| 3/0 | 150,15 | 188,00 | 216,00 | 118,30 | 145,70 | 168,00 | **85,02** |
| 4/0 | 177,45 | 216,20 | 249,60 | 136,50 | 169,20 | 196,80 | **107,21** |
| 250 | 195,65 | 239,70 | 278,40 | 154,70 | 192,70 | 220,80 | **126,67** |
| 300 | 218,40 | 267,90 | 307,20 | 172,90 | 216,20 | 244,80 | **152,01** |
| 350 | 236,60 | 291,40 | 336,00 | 191,10 | 235,00 | 268,80 | **177,34** |
| 400 | 254,80 | 314,90 | 364,80 | 204,75 | 253,80 | 292,80 | **202,68** |
| 500 | 291,20 | 357,20 | 412,80 | 236,60 | 291,40 | 336,00 | **253,35** |
| **Factor de correccion por temperatura Tabla 310-16** | | | | | | | |
| | 0,91 | 0,94 | 0,96 | 0,91 | 0,94 | 0,96 | |
| **Factor de ajuste por conductores portadores de corriente Tabla 310-15 (b)(2)(a)** | | | | | | | |
| | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | |

*Tabla 17. Tabla 310-16 de la NTC 2050.*

El cable seleccionado es entonces un cable de cobre 2N°1/0 AWG el cual de acuerdo con la **Tabla 310-16 de** la NTC 2050. Tiene una capacidad de corriente de (2x141A) para una temperatura de 75ºC, dando un total de 282A

**k.2.3 Protección contra sobre corriente.**

El fabricante del inversor **HUAMEI** ***HUAWEI SUN2000-80K-MGL0*** recomienda que el dispositivo de protección contra sobre corrientes a la salida del inversor

para un voltaje de salida de 127/220 VAC, sea de 231A según su ficha técnica. Entonces:

$I_{OCPD}$ = 231$A$

Según el **artículo 27.4.3 c)** del RETIE, la corriente de disparo del interruptor no debe superar la corriente a la cual el aislamiento del conductor o los equipos asociados, alcancen la temperatura máxima de operación permitida.

Entonces se debe analizar si esta protección será eficiente para el conductor seleccionado a la temperatura nominal de los conectores de los equipos asociados y a la temperatura nominal de su aislamiento aplicando los factores de corrección de temperatura.

De la **tabla 310-16** de la NTC 2050 se tiene que la capacidad de corriente para un cable de cobre calibre 350 MCM para una temperatura de 75ºC es de 291.40 A. Entonces:

$I_{OCPD}$ = 231$A$ ≤ 282 $A$

Además, la capacidad de corriente para dos cable de cobre calibre 2(1/0 AWG) para la temperatura nominal de los cables THHN/THWN-2 de 75ºC es de 282 A según la **tabla 310-16** de la NTC 2050.

Entonces:
$I_{OCPD}$ = 231 $A$ ≤ $F_T * F_{AG} *$ 282$A$
$I_{OCPD}$ = 231 $A$ ≤ 0,94 $*$ 1 $*$ 282$A$
$I_{OCPD}$ = 231 $A$ ≤ 265,08 $A$

Por lo tanto, el interruptor termo magnético de 300A cumple con el **artículo 27.4.3 c)** del RETIE.

**k.2.4 Cálculo del conductor a tierra.**

Según la **tabla 250.95** de la NTC 2050 el conductor a tierra de equipos donde el dispositivo automático de protección contra sobre corrientes en el circuito antes de estos es de 282 A, como en este caso, debe ser mínimamente un conductor de cobre calibre 2 AWG.

| 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 |

*Tabla 18. Tabla 250-95 de la NTC 2050.*

El cable seleccionado para la tierra en este tramo es un cable de cobre No **2** AWG el cual cumple con los requisitos de la **tabla 250-95** de la NTC 2050

## I. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para las estructuras de fijación de paneles y tableros, referirse a los documentos Memoria de cálculo estructura solar fotovoltaica.

En cuanto a bandejas portacables, estas serán en aluminio o acero galvanizado en caliente del tipo escalera, altura útil entre 50 y 100mm, separación entre peldaños 150 mm. Los tramos rectos deberán ser suministrados en longitudes estándar de 2.4 metros (NEMA 8C, según VE-1 Metal Cable Tray Systems).

Las bandejas portacables serán dimensionadas con un espacio de reserva para llenado futuro de al menos el 20%. El llenado de las bandejas portacables se hará según los artículos 318 de la NTC 2050.

Las bandejas se diseñarán para soportar como mínimo el peso propio, y se verificará que los conductores transportados no sobrepasen la capacidad de carga máxima para cada bandeja.

Los cálculos de soportabilidad y elementos de sujeción se especifican en los planos de fijaciones mecánicas y en el Anexo 6 de este documento.

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

De acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2 del acuerdo del CNO 1522-2022, se relacionan las funciones de protección requeridas para sistemas fotovoltaicos menores a 0,25 MW.

*Tabla 19. Función de protección requerida.*

| Funciones de Protección inversores. | | |
|---|---|---|
| **Función** | **Ajuste** | **Tiempo de Desconexión [s]** |
| Etapa 1: Baja tensión (ANSI 27) | 0,85 p.u | 2 s |
| Etapa 2: Baja tensión (ANSI 27) | 0,5 p.u | 0,2 s |
| Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59) | 1,15 p.u | 2s |
| Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59) | 1,2 p.u | 0,2 s |

| Funciones de Protección inversores. | | |
|---|---|---|
| **Función** | **Ajuste** | **Tiempo de Desconexión [s]** |
| Baja frecuencia (ANSI 81 U) | 57 HZ | 0,2 s |
| Sobre frecuencia (ANSI 81 O) | 63 HZ | 0,2 s |
| Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW y menores a 5 MW conectados al SDL.<br>De acuerdo con CNO 1322 | | |
| Los inversores están equipados con función anti-isla como se describe en IEEE 1547.<br>LOS ANTERIORES PARAMETROS SERAN USADOS PARA LA (UG) UNIDAD DE GENERACION INVERSOR (**HUAMEI** ***HUAWEI SUN2000-80K-MGL0***)"<br>✓ Funcionalidad habilitada: El inversor posee activas las funciones de Anti-Islanding Protecci**ó**n, Grid Monitoring, Over-Voltage / Under-Voltage Protection, Over-Frequency / Under-Frequency Protection y Synchronism Check, las cuales garantizan que la conexión a la red únicamente se realice bajo condiciones adecuadas de tensión y frecuencia.<br>✓ Esta función opera permanentemente, cumpliendo los lineamientos técnicos exigidos para sistemas de generación basados en inversores con capacidad ≤ 250 kW, establecidos en el Acuerdo CNO 1862. | | |

El inversor cuenta con el esquema de protección establecido por el acuerdo CNO 1522 de 2022.

| Funciones de Protección inversores. | | |
|---|---|---|
| **Función** | **Ajuste** | **Tiempo de Desconexión [s]** |
| Baja frecuencia (ANSI 81 U) | 57 HZ | 0,2 s |
| Sobre frecuencia (ANSI 81 O) | 63 HZ | 0,2 s |
| Ajuste de protecciones sistémicas para sistemas de generación basados en inversores y frecuencia variable mayores a 1 MW y menores a 5 MW conectados al SDL.<br>De acuerdo con CNO 1322 | | |
| Los inversores están equipados con función anti-isla como se describe en IEEE 1547. | | |

El inversor cuenta con el esquema de protección establecido por el acuerdo CNO 1522 de 2022.

Dentro del alcance del sistema solar fotovoltaico se realiza la coordinación de protecciones sobre los siguientes interruptores en AC:

- Interruptor automático termo magnético a la salida de cada inversor.
- Interruptor automático termomagnético totalizador del tablero agrupador
- Interruptor automático termomagnético del punto de conexión en el tablero principal de la instalación eléctrica.

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

### n.1. Canalización desde módulos solares FV hasta el inversor.

Para el tramo de ducto desde los módulos fotovoltaicos hasta el inversor, se utilizará “Tubería IMC y PVC 2””, por la cual pasaran 22 conductores N°6mm2 portadores de corriente y un conductor de tierra N°10 AWG.

**n. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) "PFV-STRING"**

Cable Monopolar

| N° | Calibre | Aislante | Cantidad | Diametro* mm | Area por cable mm2 | Total Grupo mm2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 10 | THW 600 V | 22 | 4,47 | 15,69 | 345,25 |
| 2 | 10 | THW 600 V | 1 | 4,47 | 15,69 | 15,69 |
| 3 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 4 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 5 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |

**Area Total** **360,94** **mm2**

Tipo de Ducto:

Tubo Metalico Intermedio IMC

Diametro:

2 Pulgadas

Diametro** 54,6 mm

**Diámetro mínimo recomendado** **Area Total** **2341,40 mm2**

**2** "

**Max. Ocupacion** **40,00%** **Ocupación** **15,42%**

## n.2. Canalizaciones desde inversor hasta punto de conexión

Para el tramo desde la salida AC del inversor, se utilizará Tubería metálica EMT 3”, por la cual pasaran 7 conductores 2(3Fx1/0MCM + 1Tx2AWG).

**n1. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) "INVERSOR-GABINETE"**

Cable Monopolar

| N° | Calibre | Aislante | Cantidad | Diametro* mm | Area por cable mm2 | Total Grupo mm2 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 1/0 | XHHW 600 V | 6 | 12,25 | 117,86 | 707,15 |
| 2 | 2 | XHHW 600 V | 1 | 9,70 | 73,90 | 73,90 |
| 3 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 4 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |
| 5 | 12 | TTU 90 (XLPE-PVC) 600 V | 0 | | | |

**Area Total** **781,05** **mm2**

Tipo de Ducto:

Tuberia Metalica Electrica

Diametro:

3 Pulgadas

Diametro** 85,2 mm

**Diámetro mínimo recomendado** **Area Total** **5701,24 mm2**

**3** "

**Max. Ocupacion** **40,00%** **Ocupación** **13,70%**

**n.3. Resumen de conductores y canalizaciones.**

*Tabla 4. Resumen de selección de conductores y canalizaciones*

| | MODULOS FV – INVERSOR | INVERSOR – TABLERO PRINCIPAL |
|---|---|---|
| CABLES CONDUCTORES | CABLE SOLAR 4MM2 | CABLE COBRE No 2(3F1/0 AWG + 1/0 AWG) |
| CABLE DE NEUTRO | N/A | N/A |
| CABLE DE TIERRA | CABLE CU 10 AWG | CABLE COBRE No 2 AWG |
| PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTE | FUSIBLE 20A | TOTALIZADOR 3X300A |
| TIPO DE CANALIZACIÓN | TUBERIA IMC-PVC 2” | EMT 3” |

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

Ahora se analiza las pérdidas de potencia y energía en cada uno de los tramos de análisis del sistema. En este documento se realizará el análisis para los mismos circuitos que en el cálculo de regulación de voltaje y se anexan los cálculos detallados para cada uno de los inversores del sistema.

Para analizar las pérdidas de energía del sistema se tendrá en cuenta el valor de hora solar pico del municipio de Puerto Libertador - Córdoba, donde está ubicado el proyecto. Según el IDEAM el municipio de Puerto Libertador - Córdoba cuenta con un promedio anual de 5 horas de sol al día. Este será el valor que se tome para realizar los cálculos de pérdidas de energía en el sistema ya que se considera que éste trabaja a toda su potencia en estas horas.

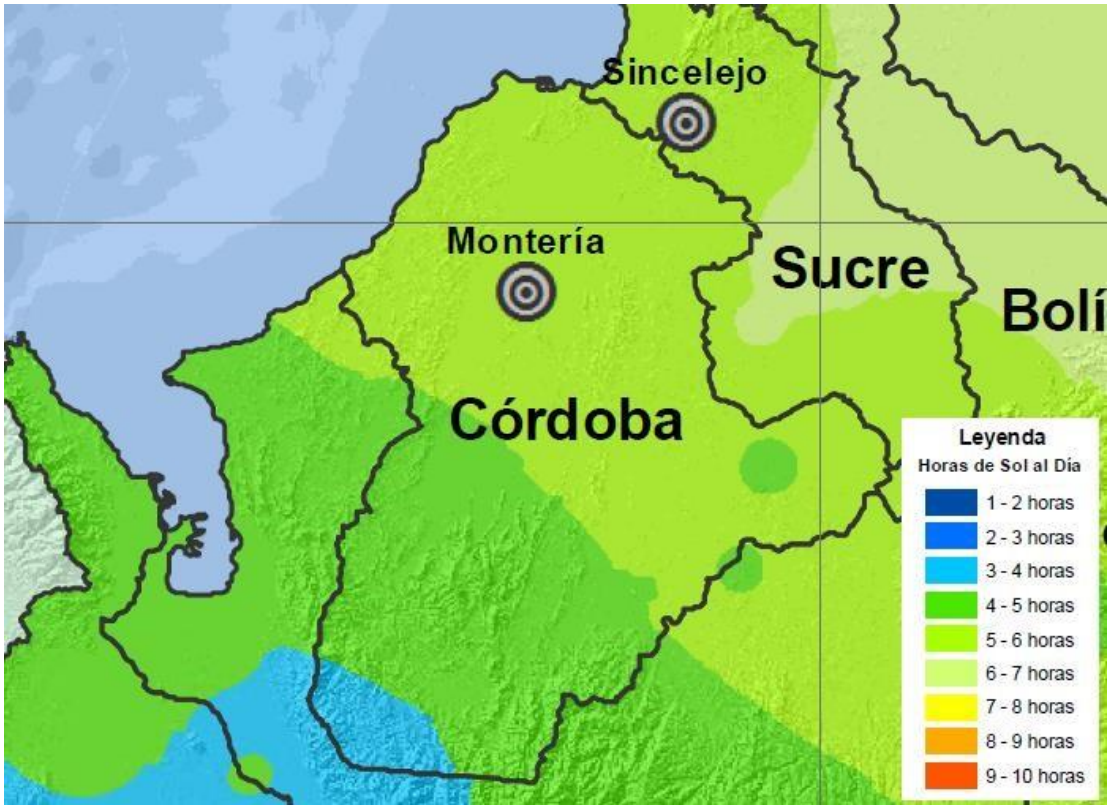



*Tabla 20. Horas promedio de sol al día en Córdoba. Tomada de Atlas de radiación solar del IDEAM.*

**o.1. Desde módulos solares FV hasta inversor.**

Las pérdidas de potencia para sistemas DC vienen dadas por la siguiente formula:

$$P = 2\ xR_{75°C}\ x\ Longitud\ xI_{carga}{}^{2} \quad W$$

Donde,

$P$: $Perdidas\ de\ potencia\ en\ W$.
$R$: $Resistencia\ equivalente\ en\ Ohm/km$.
$Longitud$: $Longitud\ del\ circuito\ en\ km$.
$Icarga$: $Corriente\ de\ carga\ del\ circuito\ en\ A$.

Se conoce que para este tramo la corriente de carga de los circuitos corresponde a la $I_{mpp}$ de los módulos solares fotovoltaico.

$Icarga = Impp$ = 14.35$A$

Según ficha técnica

Para efectos de cálculo se utiliza la resistencia equivalente dada por fabricante. Entonces:

$$\boldsymbol{R_{75°C} = 7.73\ \Omega/km}$$

Con estos valores, y teniendo en cuenta la longitud de cada uno de los circuitos se obtienen la perdida de potencia de cada uno de los circuitos como se muestra en la Tabla a continuación.

El cálculo de las pérdidas de energía se realiza teniendo en cuenta el tiempo de funcionamiento del sistema. Como se mostró, se tiene en cuenta que el sistema funcionará a pleno durante 5 horas diarias, 30 días al mes, entonces aplicando la siguiente formula se obtienen las pérdidas de energía para cada uno de los circuitos:

$$E = P\ x\ t$$

$$E = \frac{P\ x\ Horas\ día\ x\ Dias\ al\ mes}{1000}\ [\frac{kWh}{mes}]$$

Donde:

$E$: $perdidas\ de\ energía\ en\ kWh/mes.$
$P$: $Perdidas\ de\ potencia\ en\ W.$

$Horas\ día = 5\ h$

$Dias\ al\ mes = 30$

Entonces, una vez hallada la perdida de potencia del circuito y conociendo las horas de funcionamiento se procede a hacer el análisis de pérdidas de energía.

*Tabla 21. Detalle de pérdidas de energía del sistema.*

| Tiempo de operación al año t (horas) | Potencia disipada por el cable PD = I^2*R [W] | Energía disipada [kWh/Año] | Energía total [kWh/Año] | Porcentaje de pérdidas al año [%] |
|---|---|---|---|---|
| **2007,5** | **81** | **162,5** | **181.217,02** | **1,01%** |

| | |
|---|---|
| **Días de funcionamiento** | **365** |
| **Horas de funcionamiento diarias[h]** | **5,5** |

Dando así un total con el sistema FV proyectado un total de 181.217,02kWp.

### p. Cálculos de regulación de tensión.

A continuación, se presentan los cálculos de regulación de voltaje para todos los circuitos del sistema solar fotovoltaico.

### p.1. Desde módulos solares FV hasta inversores.

Para el cálculo de regulación se tiene en cuenta el circuito con la mayor distancia entre los string y el inversor de cada uno de los MPPT.

El cálculo de regulación para voltajes en corriente continua se realiza a través de la siguiente formula:

$$\Delta V\ \% = \frac{2 * I_{carga} * Longitud * R_{75°C}}{Voltaje} * 100\ \%$$

| CALCULO DE PERDIDAS DE POTENCIA DC/AC | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| PANELES SOLARES | TAMO DC | Longitud | Potencia | Corriente | Momento | Tension | Calibre del Conductor | Material del Conductor | Reisitencia | Factor de Potencia | Perdida de Energia (Kwh) | | |
| | | (m) | (KVA) | (A) | (KVA*m) | (V) | AWG | (Cu-Al) | (Ω*km) | (Cos ϕ) | Parcial | Total | Norma |
| | String 1-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 36 | 11,24 | 15,45 | 404,64 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,47 | 0,47 | CUMPLE < 3% |
| | String 2-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 44 | 11,24 | 15,45 | 494,56 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,58 | 0,58 | CUMPLE < 3% |
| | String 3-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 52 | 11,24 | 15,45 | 584,48 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,68 | 0,68 | CUMPLE < 3% |
| | String 4-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 33 | 11,24 | 15,45 | 370,92 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,43 | 0,43 | CUMPLE < 3% |
| | String 5-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 42 | 11,24 | 15,45 | 472,08 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,55 | 0,55 | CUMPLE < 3% |
| | String 6-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 49 | 11,24 | 15,45 | 550,76 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,64 | 0,64 | CUMPLE < 3% |
| | String 7-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 58 | 11,24 | 15,45 | 651,92 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,76 | 0,76 | CUMPLE < 3% |
| | String 8-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 66 | 11,24 | 15,45 | 741,84 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,87 | 0,87 | CUMPLE < 3% |
| | String 9-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 73 | 11,24 | 15,45 | 820,52 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,96 | 0,96 | CUMPLE < 3% |
| | String 10-1x14 Entrada Gabinete Proteccion DC | 44 | 11,24 | 15,45 | 494,56 | 728 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,58 | 0,58 | CUMPLE < 3% |
| | String 11-1x13 Entrada Gabinete Proteccion DC | 52 | 10,44 | 15,45 | 542,88 | 676 | 6mm2 15kV DC | (+) (-) CuSn | 3,39 | 1 | 0,64 | 0,64 | CUMPLE < 3% |

$$\Delta V\% = 0{,}96\% \leq 3\%$$

De acuerdo con el cable seleccionado para el tramo de DC se tiene una caída de tensión del 0,96%, por lo tanto, el conductor seleccionado cumple con el **articulo 27.3 c)** del RETIE ya que se tiene una regulación MAXIMA de 0,96%.

### p.2. Desde inversor hasta gabinete protección ac.

| CALCULO DE REGULACION AC | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **INVERSOR GABINETE PROTECCION AC** | Inversor 1 80kW - Gabinete Protecciones AC | 5 | 80 | 231 | 400 | 127/220 | 2(1/0 AWG) | Cu - THWN-2 | 2(0,328) | 0,9 | 0,16 | 0,16 | CUMPLE < 3% |
| CALCULO DE REGULACION ACOMETIDA PRINCIPAL | | | | | | | | | | | | | |
| **GAB-AC - TD-01** | Gabinete Protecciones AC - TD-1 | 10 | 80 | 231 | 800 | 127/220 | 2(1/0 AWG) | Cu - THWN-2 | 2(0,328) | 0,9 | 0,32 | 0,32 | CUMPLE < 3% |

Cumpliendo así con lo estipulado de la norma.

**q. Áreas clasificadas como peligrosas.**

Teniendo en cuenta que las instalaciones no se diseñaran ni construirán en áreas peligrosas donde se manejen o apliquen gases, líquidos o productos inflamables o en concentraciones peligrosas (de acuerdo con lo establecido en el capítulo 5 de la NTC 2050), no se requiere memoria de cálculo de clasificación de áreas.

**r. Diagramas unifilares.**

Ver Plano anexo correspondiente al plano unifilar de la instalación.

**s. Planos eléctricos para construcción.**

Ver plano anexo correspondiente al plano eléctrico.

t. **Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares**.

Ver plano anexo correspondiente al plano eléctrico.

**u. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.**

En la Tabla 12, se presentan las distancias de seguridad requeridas por la NTC 2050 en la sección 110-16, como se muestra a continuación:

*Tabla 22. Espacios de trabajo de acuerdo con la NTC 2050.*

| Descripción | Distancia [m] |
|---|---|
| Profundidad mínima del espacio de trabajo | 1.1 |
| Ancho mínimo del espacio de trabajo | 0.75 o Ancho del equipo |
| Altura mínima del espacio de trabajo | 1.9 o Altura del equipo |

En la Tabla 13 y Tabla 14, se presentan las distancias mínimas de seguridad que se deben garantizar en las instalaciones. Se definen de acuerdo con lo establecido en la norma RETIE artículo 3.10.5. “Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas” Tabla 3.10.5. b. y Tabla 3.10.5. c.

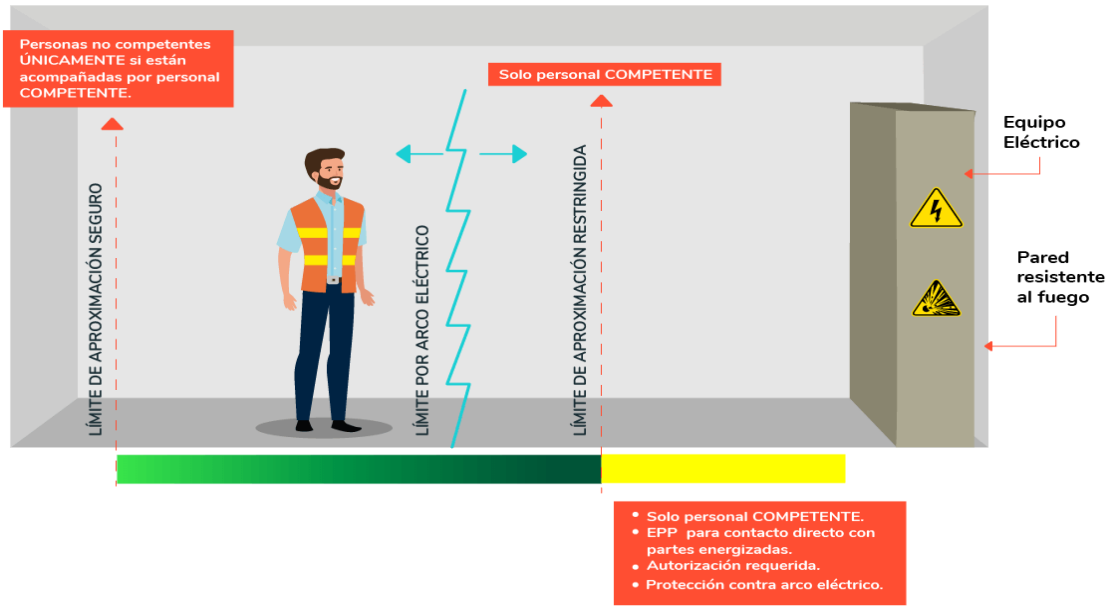
*Tabla 23. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.*

| Tensión nominal del sistema (Fase - Fase) | Límite de aproximación seguro (m) | | Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios. |
|---|---|---|---|
| | Parte móvil expuesta | Parte fija expuesta | |
| 50 V - 300 V | 3,0 | 1,0 | 0,3 |
| 301 V - 750 V | 3,0 | 1,0 | 0,3 |
| 751 V – 15 kV | 3,0 | 1,5 | 0,7 |

*Tabla 24. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente continua*

| Tensión nominal del sistema (Fase - Fase) | Límite de aproximación seguro (m) | | Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios. |
|---|---|---|---|
| | Parte móvil expuesta | Parte fija expuesta | |
| 100 V - 300 V | 3,0 | 1,0 | 0,3 |
| 301 V - 1 kV | 3,0 | 1,0 | 0,3 |
| 1,1 kV - 5 kV | 3,0 | 1,5 | 0,5 |

*Tabla 25. Límite de aproximación.*



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

La instalación fotovoltaica sigue todo lo establecido por la NTC 2050 y no se desvía de los lineamientos técnicos allí contenidos.

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

Este ítem no se requiere en la instalación.

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

La selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía se presentan se presentan a continuación:

90.27kWp DC a un nivel de tensión de 127/220 Va Este tipo de sistemas se caracteriza por inyectar la energía producida por los paneles solares a la red existente del lugar. Esta energía se produce durante el día y se dimensiona para que sea consumida inmediatamente, reduciendo en gran parte consumo energético del lugar.

Este sistema entrega energía sin diferenciar las cargas que se encuentren conectadas en el lugar. En caso de que la demanda de energía en el lugar sea mayor a la que se está generando con energía solar, se complementa con energía convencional de manera automática logrando así un suministro constante.

| Se tienen los siguientes equipos en el sistema: **DISTRIBUCIÓN GENERAL** | |
|---|---|
| **EQUIPO** | **CANTIDAD** |
| ***HUAWEI SUN2000-80K-MGL0*** | 1 |
| ***JAM72D40-590/LB*** | 153 |

**CONCLUSIONES:**

**Se utilizaron como referencia las siguientes normativas eléctricas:**

- Resolución 40117 del 2 de abril de 2024 RETIE “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas”.
- NTC-2050

**Se hacen las siguientes recomendaciones al momento de construir.**

- Tener en cuenta los espacios de trabajos eléctricos así como se muestran en los diseños eléctricos.
- Los voltaje que se van a manejar en el sistema AC son de 127V F-N y 220V F-F, por lo tanto se deben manejar con personal idóneo.
- Los voltaje que van a manejar en el sistema DC son de 676V hasta 728V, por lo tanto solo se debe manejar con personal idóneo.
- Por la suciedad del ambiente se debe establecer un mantenimiento periódico al sistema de paneles solares ya que pierden rendimiento.
- El análisis de campos electromagnéticos aplica; sin embargo, los niveles generados en baja tensión (<1 kV) se encuentran por debajo de los límites establecidos por ICNIRP e IEEE.
- El sistema fotovoltaico de 80 kW AC se conecta en baja tensión trifásica 127/220 V únicamente bajo validación expresa del Operador de Red (AFINIA). En caso de requerimiento del OR, el sistema podrá adaptarse a configuración trifásica, manteniendo el mismo nivel de potencia instalada.
- Los niveles de campos electromagnéticos generados por conductores y equipos en baja tensión cumplen con los límites establecidos por la ICNIRP y la IEEE, siendo significativamente inferiores a los valores máximos permitidos para exposición humana.
- Los DPS seleccionados corresponden a tipo II en DC y AC, conforme a las normas IEC 62305-4 e IEC 61643-11, adecuados para instalaciones sin sistema externo de protección contra rayos.
- La fecha de firma de la declaración RETIE deberá coincidir con la fecha real de radicación del proyecto ante el organismo de inspección o el operador de red.

**REPÚBLICA DE COLOMBIA**
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

# DECLARACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS BAJO EL REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS – RETIE.
## DECLARACIÓN No. __001

Yo Carlos José Romero Lobo, identificado(a) con la cédula de ciudadanía No. 1.068.425.464 De Canalete – Córdoba, en el ejercicio de mi profesión como Ingeniero Electricista y titular de la matricula profesional No. AT205-173959, expedida por el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica, y Profesiones Afines, **declaro** bajo gravedad de juramento que, el diseño de la instalación eléctrica con alcance Instalación Eléctrica Solar de 80 kW, estará ubicada en la dirección Municipio Puerto Libertador, departamento Córdoba, de la cual figura como propietario(a) Alcaldía Municipal Puerto Libertador con tipo y número de identificación NIT 800096772-2, cumple con todos y cada uno de los requisitos que le aplican establecidos en el RETIE de acuerdo con la Resolución No. 40117 de fecha 02 de abril de 2024 aplicables al diseño detallado [x] diseño básico [ ]
Así mismo, declaro que de acuerdo con las especificaciones del diseño de la instalación eléctrica se plantearon las siguientes desviaciones de requisitos, las cuales son soportadas con la justificación técnica y el análisis de riesgos adjunto a esta declaración:

La presente declaración se firma el día 16 del mes Octubre del año 2025 en la ciudad de Montería - Córdoba.

Información de notificación del diseñador:

**Dirección:**
**Teléfono:**
**Correo electrónico:**

Anexos:

*Cedula Ciudadanía*
*Matricula Profesional*

Carlos Romero

***Firma***

CÉDULA DE CIUDADANÍA

REPÚBLICA DE COLOMBIA

NUIP 1.068.425.464

Apellidos
ROMERO LOBO

Nombres
CARLOS JOSE

Nacionalidad
COL

Estatura
1.73

Sexo
M

Fecha de nacimiento
17 NOV 1992

G.S.
O+

Lugar de nacimiento
MONTERIA (CORDOBA)

Fecha y lugar de expedición
25 NOV 2010, CANALETE

Fecha de expiración
09 NOV 2032

Firma

.CO

008148092

REGISTRADOR NACIONAL
Alexander Vega Rocha

ICCOL008148092413009<<<<<<<<<<<
9211177M3211094COL1068425464<3
ROMERO<LOBO<<CARLOS<JOSE<<<<<<

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines

**CARLOS JOSE**
**ROMERO LOBO**

**CC. 1068425464**

Fecha de Graduación: **18 de Diciembre del 2023**

## Registro Profesional No. AT205-173959

**Este registro se expide el**
**19 de Enero del 2024**

**El/la portador/a de esta tarjeta virtual es un/a ING. ELECTRICISTA autorizado/a por Ley, para ejercer la profesión en el territorio Nacional.**

**El uso de esta tarjeta virtual es personal e instransferible.**

MARCO ANTONIO GÓMEZ ALBORNOZ
Secretario Ejecutivo

**info@consejoprofesional.org.co**
**www.consejoprofesional.org.co**