Plaza de mercado Ramiriquí
Sistema ON-GRID 60 kW

Proyecto Plaza de mercado Ramiriquí

TOMSUN S.A.S.

Diseño Sistema de Autogeneración a Pequeña Escala
Memoria de cálculo.

ING. Tomas Ochoa Ramirez
ING. Juan Nicolas Carvajal Baron

Mayo 2026

# Índice


1. Descripción general del proyecto y Localización.... 4
2. Memoria descriptiva del sistema propuesto.... 6
    2.1. Datos básicos del emplazamiento.... 6
    2.2. Descripción del lugar de instalación.... 7
    2.3. Datos climatológicos.... 9
    2.4. Diagrama general de bloques.... 11
    2.5. Distribución final de los paneles solares en las áreas definidas de la cubierta.... 12
    2.6. Estudio de sombras en las áreas proyectadas para la instalación de los paneles solares.... 13
    2.7. Rendimiento del sistema fotovoltaico.... 15
    2.8. Análisis de demanda energética proyectada.... 17
    2.9. Definición de la capacidad del sistema fotovoltaico y configuración de los equipos... 19
        2.9.1. Estimación de generación.... 21
        2.9.2. Proyección de balance energético.... 21
        2.9.3. Aporte del sistema FV.... 22
3. Memoria justificada.... 24
    3.1. Superficies.... 24
    3.2. Panel solar.... 25
    3.3. Inversor.... 26
    3.4. Contador bidireccional.... 26
    3.5. Cableado.... 27
    3.6. Cálculo y selección de protecciones eléctricas del sistema.... 29
        3.6.1. Breakers DC 25A 1000V (2P):.... 30
        3.6.2. Fusibles DC 25 A:.... 30
        3.6.3. DPS 1000 VDC:.... 31
        3.6.4. Breaker AC 225 A:.... 32
        3.6.5. Protección Anti-Isla:.... 32
    3.7. Ubicación equipos.... 32
        3.7.1. Cajas de protección.... 33
4. Diseño detallado RETIE.... 34
    4.1. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.... 34
        4.1.1. Riesgo de contacto eléctrico directo.... 34
        4.1.2. Riesgo de contacto eléctrico indirecto.... 34
        4.1.3. Riesgo de sobrecorriente (sobrecarga o cortocircuito).... 34
        4.1.4. Riesgo por sobretensiones (transitorias o permanentes).... 34
        4.1.5. Riesgo por funcionamiento en isla.... 35
        4.1.6. Riesgo de incendio por fallas eléctricas.... 35
        4.1.7. Riesgo por acceso no autorizado.... 35
    4.2. Diseño del sistema de puesta a tierra.... 35
    4.3. Cálculo de canalizaciones y conductores conforme a la normativa vigente.... 40

4.3.1. Cableado DC.....40
4.3.2. Cableado AC.....40
4.4. Diagramas unifilares.....40
4.5. Planos eléctricos.....40
4.6. Distancias de seguridad o servidumbre.....41
4.7. Ampacidad de los conductores.....42
4.7.1. DC.....42
4.7.2. AC.....42
4.8. Regulación de tensión.....42
4.8.1. DC.....43
4.8.2. AC.....43
4.9. Topología de conexión en corriente alterna.....43
4.10. Código de colores.....44
4.11. Protección contra falla de arco en DC (AFCI).....44
4.12. Proteccion y deteccion de falla a tierra en DC (GFDI) y certificaciones del inversor 44
4.13. Punto de conexión y verificación de la regla del 120 % del barraje.....45
4.14. Medios de desconexión (DC y AC).....46
4.15. Rotulado y señalización.....46
4.16. Coordinación de protecciones del aporte fotovoltaico.....47
4.17. Análisis de riesgo por descargas atmosféricas del arreglo fotovoltaico.....56
5. Modelo económico del proyecto.....61
6. Presupuesto.....68
7. Planos.....75
8. Responsables del diseño.....77

# 1. Descripción general del proyecto y Localización

El presente documento tiene como objetivo dar a conocer los detalles del proyecto de Autogeneración a Pequeña Escala utilizando un sistema fotovoltaico conectado a la red sin almacenamiento de energía, el cual se llevará a cabo en el la plaza de mercado del municipio de Ramiriquí, la cual se encuentra en construcción, tal como lo ilustra la Figura 1.1.

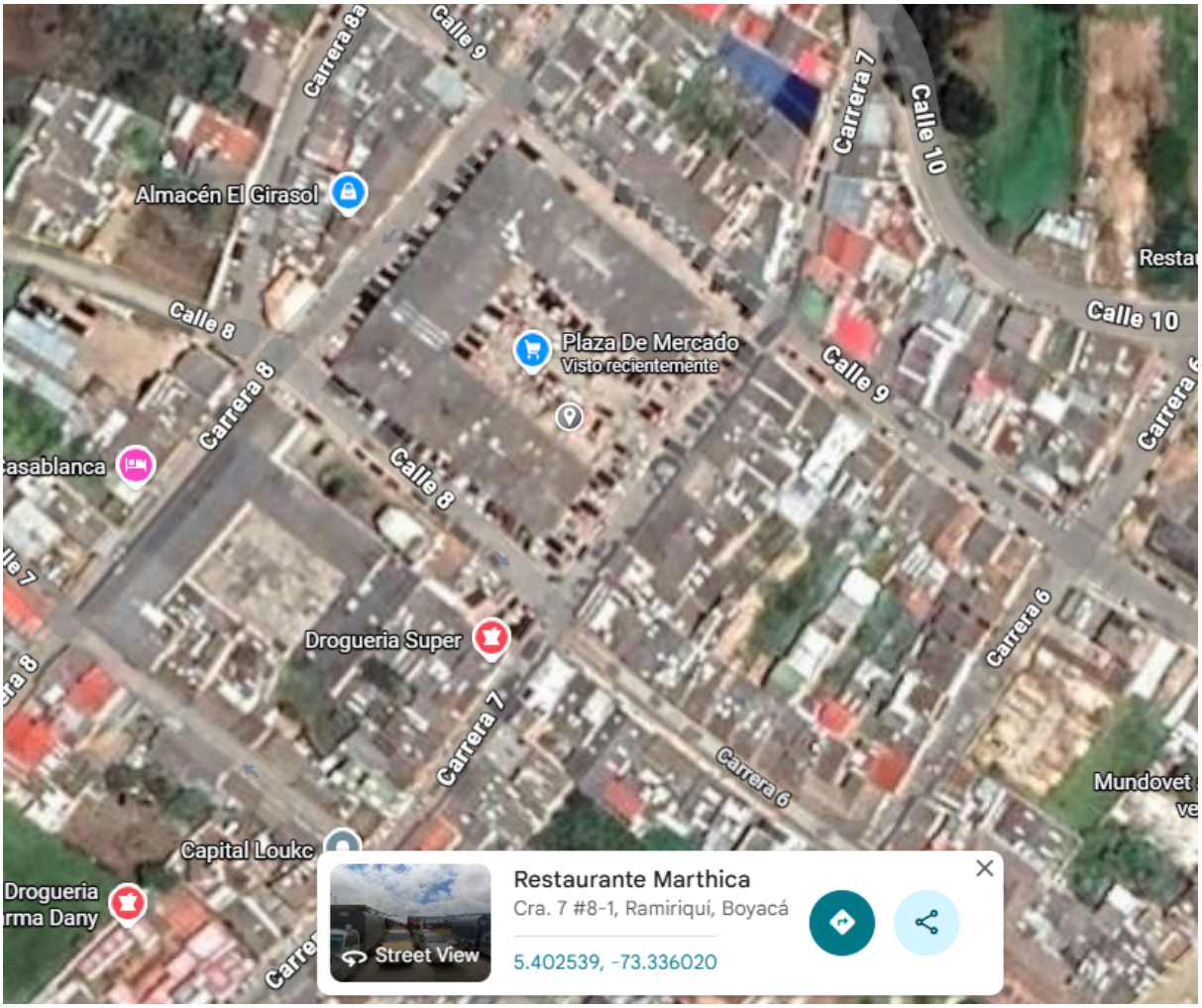



*Figura 1.1 Ubicación*

La edificación contará con un área construida de aproximadamente 2900 m2 distribuida entre zona de mayoristas, zona de locales comerciales y zona de equipos eléctricos. El sistema solar fotovoltaico propuesto en el presente documento contempla la instalación de 100 paneles, un inversor trifásico con entrega de excedentes a la red y un contador bidireccional.

La instalación del proyecto beneficiará a todos los actores de la plaza puesto que el diseño contempla el potencial consumo energético tanto de los locales comerciales como de las zonas comunes, entregando excedentes desde el barraje principal de la instalación, lo que

reducirá el considerablemente el potencial costo del servicio de electricidad para todos los usuarios de la edificación. La figura 1.2 ilustra.

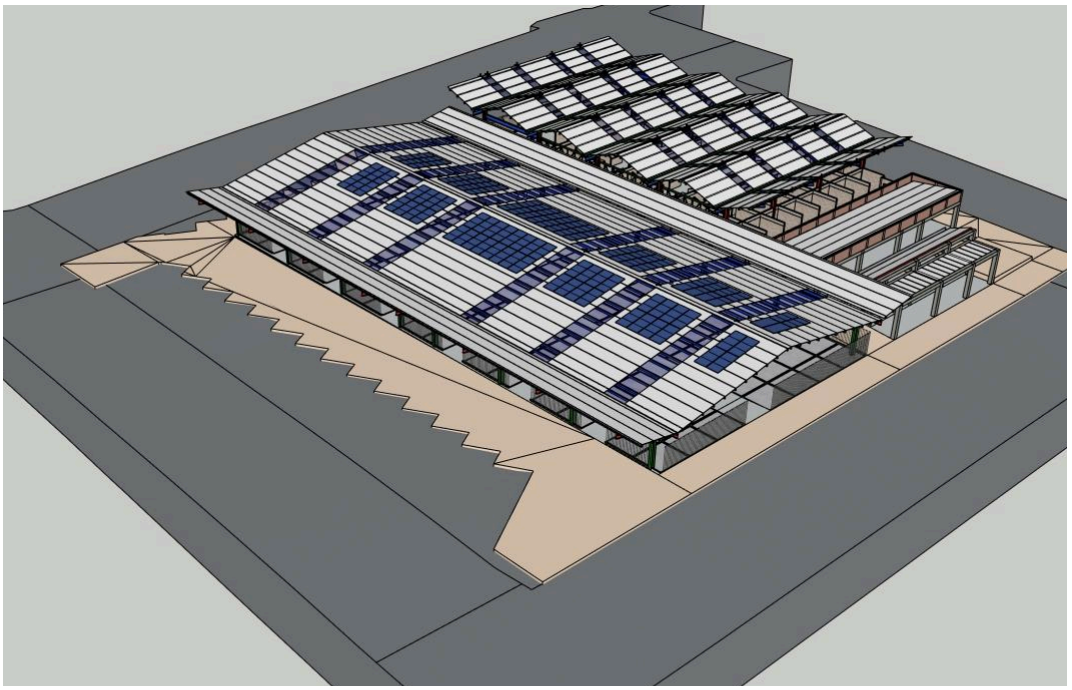


*Figura 1.2 Modelo 3D de la edificación.*

# 2. Memoria descriptiva del sistema propuesto

El presente capítulo tiene como finalidad describir de manera clara y ordenada los criterios técnicos, normativos y conceptuales que fundamentan el diseño del sistema solar fotovoltaico proyectado. En este capítulo se exponen los objetivos del sistema, las condiciones de diseño, los parámetros de ubicación, así como los aspectos relevantes que orientaron la selección de los componentes principales. De esta manera, se busca proporcionar una visión integral del proyecto, explicando no solo los cálculos realizados, sino también las decisiones adoptadas para garantizar la seguridad, eficiencia y cumplimiento con la normativa aplicable:

## 2.1. Datos básicos del emplazamiento

La tabla 2.1.1 representa una descripción general del proyecto.

| Nombre del proyecto | Plaza de mercado Ramiriquí<br>Sistema ON-GRID 60 kW |
|---|---|
| Dirección | Cl 8 #6-40 |
| Ciudad | Ramiriquí |
| Coordenadas geográficas | 5,402602 -73,336079 |
| Zona horaria | UTC-05, América/Bogotá |
| Elevación | 2313 m |
| Área ocupada | 270,1 m2 |

*Tabla 2.1.1 Datos de emplazamiento.*

La tabla 2.1.2 describe la ubicación geográfica del transformador con el que se hace la derivación a la residencia. En este caso, el transformador será exclusivo para la plaza de mercado.

| Nodo | N/A |
|---|---|
| Capacidad | 75 kVA |
| Coordenadas geográficas | 5.402602, -73.336079 |
| Tipo (fases) | ABC |
| Voltaje | 13,2 kV / 220V / 127V |

*Tabla 2.1.2 Datos de emplazamiento.*

La figura 2.0 ilustra los datos relevantes sobre datos técnicos del transformador.

EBSA Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. pura energía

**CENTROS DE TRANSFORMACIÓN**

VERSION: 02
VIGENCIA: Enero de 2010
GERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
PAGINA 2 DE 2

**LISTA DE MATERIALES**

| CÓDIGO | CANTIDAD | CÓD. SAP | NOMBRE |
|---|---|---|---|
| r1 | 3 | 1480000275 | Porta aislador pasante para cruceta de madera 13,2 kV (2) |
| a2 | 3 | 1440000006 | Aislador de pin para 13,2 kV. |
| z7 | 2 | 1480000048 | Collarín galvanizado para transformador |
| t1 | 2 | 1480000193 | Perno de carruaje de 5/8" x 1½" |
| tr2 | 1 | | Transformador trifásico hasta 112,5 kVA, 600 kg |
| c2 | 2 | 1480000255 | Cruceta de madera inmunizada de 2,0 m. (3) |
| dp1 | 3 | 1690000083 | DPS polimérico 12 kV, 10 kA tipo línea |
| s15 | 3 | 1690000003 | Seccionador porta fusible tipo cañuela 100 A, 15 kV |
| X56 | 2 | 1560000006 | Tubo galvanizado EMT de ½" x 3m |
| j3 | 4 | 1480000039 | Metros de cinta bandit de 5/8" |
| j3' | 4 | 1480000145 | Hebilla bandit de 5/8" |
| t10 | 1 | 1480000181 | Perno de máquina de 5/8" x 10" |
| t12 | 1 | 1480000184 | Perno de máquina de 5/8" x 12" (16) |
| a7 | 4 | 1480000019 | Arandela redonda de ½" |
| t6 | 4 | 1480000178 | Perno de máquina de 1/2" x 6" (12) |
| u | 2 | | Sistema de puesta a tierra para media tensión |
| d1 | 2 | 1480000116 | Diagonal metálica en V de 1,10 m para cruceta de madera (6) |
| t14 | 1 | 1480000185 | Perno de máquina de 5/8" x 14" |
| g2 | 3 | 1480000147 | Grapa para operar en caliente |
| a5 | 6 | 1480000014 | Arandela cuadrada de 5/8" |
| p1 | 1 | 1460000003 | Poste de ferroconcreto de 12 m , 510 kgf tipo línea (11) |

**ALTERNATIVAS:**

(2) Según lo requiera remplazar por porta aislador para cruceta metálica.
(3) Remplazar por cruceta metálica de 2½" x 2½" x 5/16" x 2 m o cruceta de fibra de vidrio de 2 m, según condiciones de trabajo.
(6) Remplazar por diagonal en V, o tirantas con silleta según especificaciones de la cruceta.
(11)Remplazar por poste de ferroconcreto 12 m, 1050 kgf, madera, fibra de vidrio o torrecilla según condiciones de trabajo.
(12)Para cruceta metálica remplazar por perno de 5/8" x 1½".
(16)Para poste de ferroconcreto 12 m, 1050 kgf, remplazar por perno de 5/8" x 14".

**MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO AUTOPROTEGIDO HASTA 75 KVA DERIVADO DE RED TRIFÁSICA** | **CT-2013**

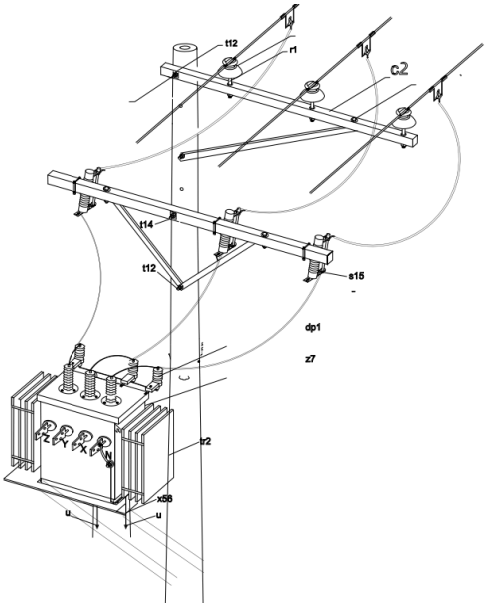






*Figura 2.0 Datos técnicos del transformador.*

## 2.2. Descripción del lugar de instalación

La edificación del presente proyecto ubicada en el municipio de Ramiriquí cuenta con una sola planta, teja inclinada tipo stand y una ubicación privilegiada, puesto que las edificaciones aledañas no son demasiado altas como para generar sombras sobre los paneles. La figura 2.2.1 ilustra el modelo 3D de la edificación y la figura 2.2.3 corresponde a una de las edificaciones promedio frente a la plaza.



*Figura 2.2.1. Modelo 3D de la edificación.*




*Figura 2.2.2. Calle promedio frente a la plaza.*

## 2.3. Datos climatológicos

Para análisis de viabilidad de sistema fotovoltaico se tuvieron en cuenta datos de radiación solar global, temperatura, altura del terreno, ubicación geográfica y condiciones del entorno. Estos datos permitieron determinar el potencial solar del proyecto lo que a su vez permitió realizar el estudio de ingeniería detallado con el software PV*SOL. La figura 2.3.1 ilustra la radiación solar global del terreno donde se ubicará el proyecto.

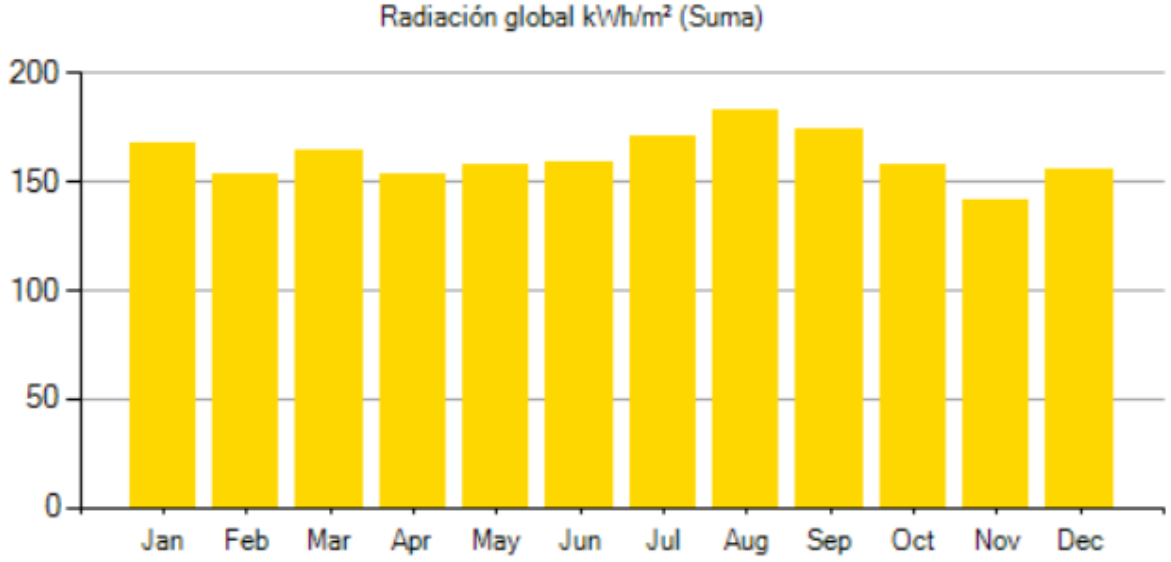



*Figura 2.3.1. Radiación global kWh/m2*

La figura 2.3.2 ilustra la radiación horizontal y la radiación sobre cada sección donde se instalarán los paneles solares.

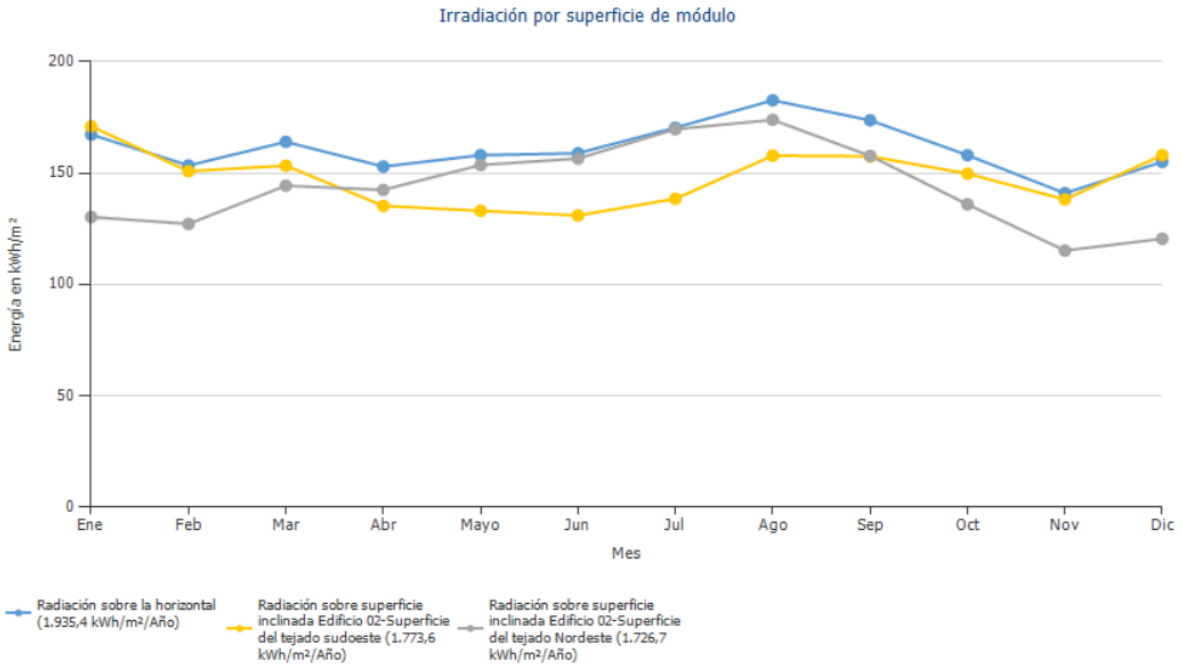



*Figura 2.3.2. Radiación horizontal.*

La figura 2.3.3 ilustra la temperatura promedio a la que se verá expuesto el sistema fotovoltaico.

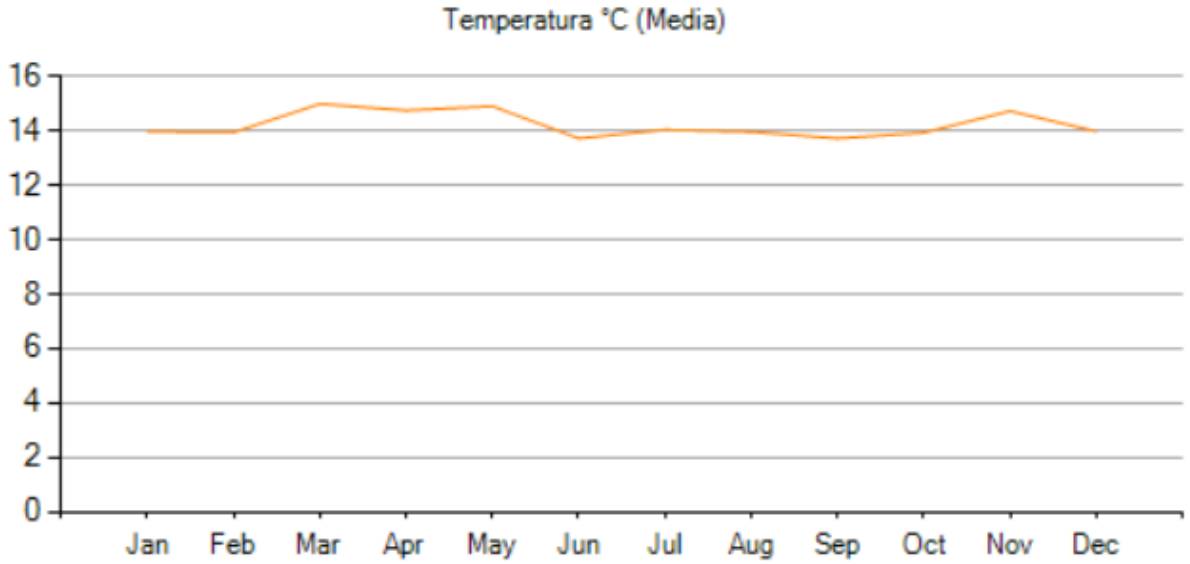



*Figura 2.3.3. Temperatura promedio.*

La figura 2.3.4 ilustra la temperatura promedio del entorno y la temperatura promedio a la que operaran los paneles solares considerando su orientación y nula inclinación.

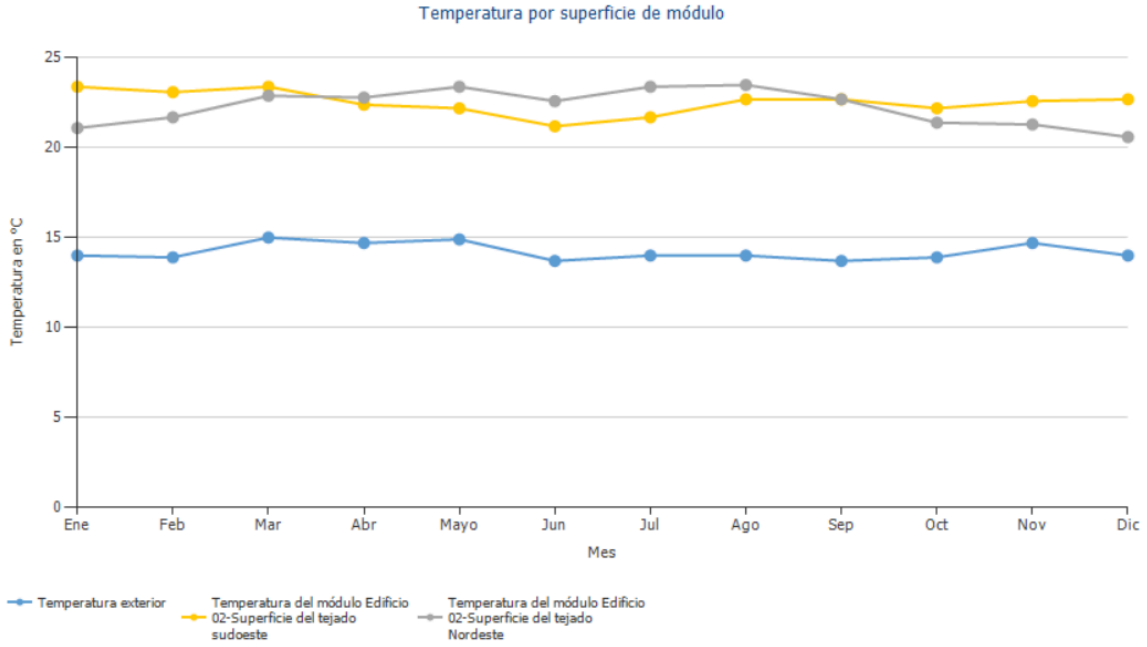



*Figura 2.3.4. Temperatura promedio exterior y de operación de los paneles.*

La figura 2.3.5 representa la línea del horizonte y la trayectoria solar en función del ángulo horizontal y el ángulo de altitud del sol a lo largo del año, lo que permite identificar como la ubicación geográfica y el entorno afectan el potencial solar del proyecto a lo largo del año.

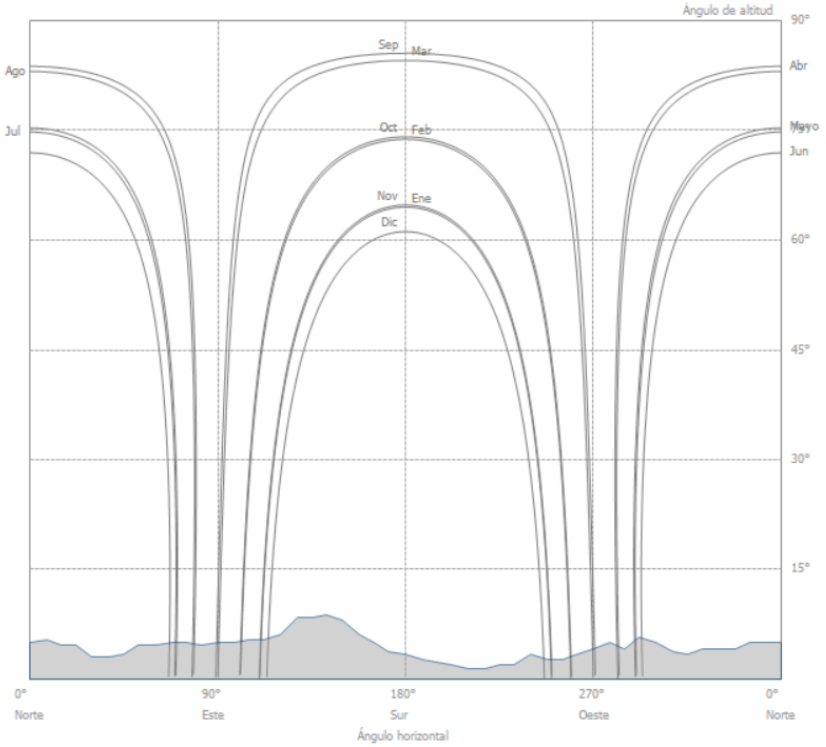



*Figura 2.3.5. Línea del horizonte y trayectoria solar.*

## 2.4. Diagrama general de bloques

El proyecto para la plaza de mercado estará compuesto por un sistema fotovoltaico instalado en en estructura metálica con la inclinación , un inversor trifásico sin baterías, el consumo interno de la plaza y un contador bidireccional conectado a la red para la entrega de excesos, tal como lo ilustra la Figura 2.4.

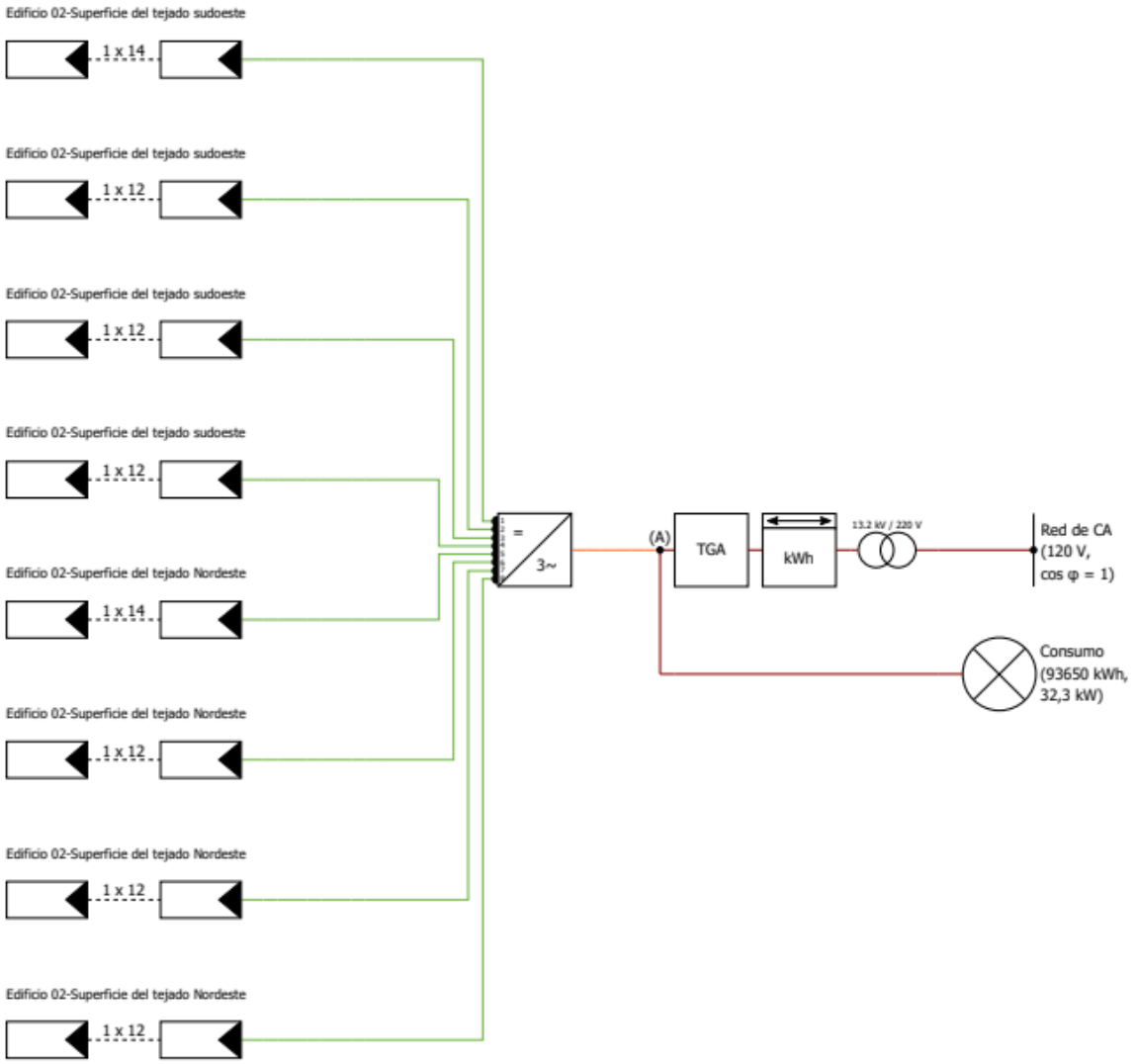



*Figura 2.4. Diagrama de bloques general*

## 2.5. Distribución final de los paneles solares en las áreas definidas de la cubierta

La distribución de los paneles solares se realizó considerando la arquitectura de la edificación, las recomendaciones del equipo estructural, las potenciales sombras, el potencial solar y la orientación con respecto al sur de algunas sesiones del tejado. En este caso, se decidió utilizar la zona de mayoristas, puesto que la estructura permite instalar una gran cantidad de paneles sin afectar demasiado la carga sobre la estructura. La figura 2.5 ilustra la distribución final de los 100 paneles solares.

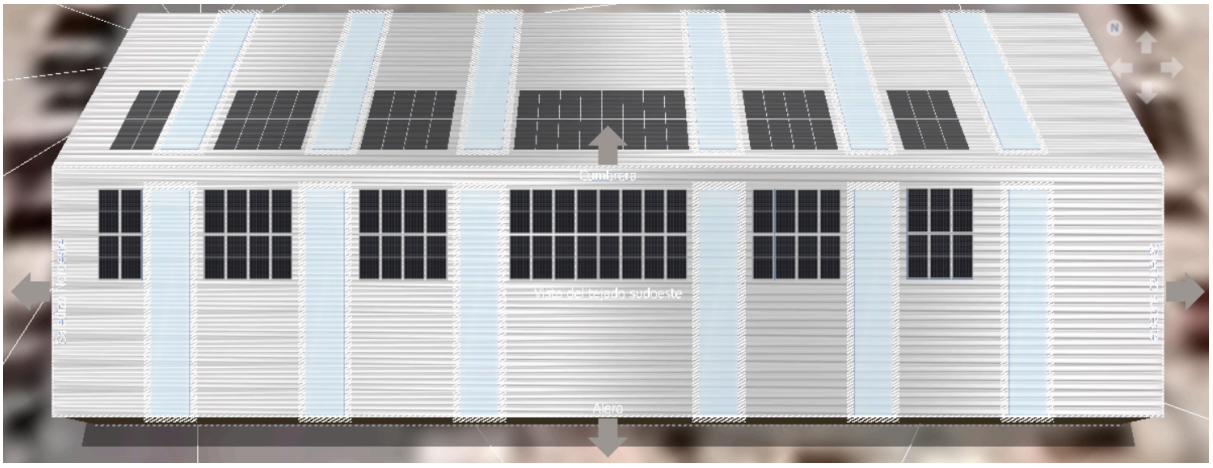


*Figura 2.5 Distribución de los paneles solares.*

La Figura 2.5 ilustra las dos secciones del tejado donde serán instalados los paneles utilizando la siguiente nomenclatura:

- Zona de mayoristas tejado norte: 50 paneles solares.
- Zona de mayoristas tejado sur: 50 paneles solares.

## 2.6. Estudio de sombras en las áreas proyectadas para la instalación de los paneles solares

El análisis de sombras juega un papel crucial en la distribución de los paneles solares, puesto que permite identificar el impacto de obstáculos locativos o inclinación con respecto al rendimiento del sistema, para posteriormente optimizar la eficiencia energética y maximizar la generación de electricidad. En este caso se realizó un modelo 3D de la edificación que toma en cuenta los datos climatológicos del capítulo 2.3 y obstáculos locativos como las edificaciones contiguas o la geografía.



*Figura 2.6.1. Modelo 3D para análisis de sombreado.*

El software de simulación PV*SOL realiza una serie de iteraciones donde permite determinar el porcentaje de sombra al que se verán afectados los módulos FV con respecto a la radiación solar anual. Las figuras 2.6.1, 2.6.2 y 2.6.3 representan el modelo 3D para el análisis de sombreado y el porcentaje de sombra que recibirán los paneles solares a lo largo del año como consecuencia de todo lo mencionado anteriormente.

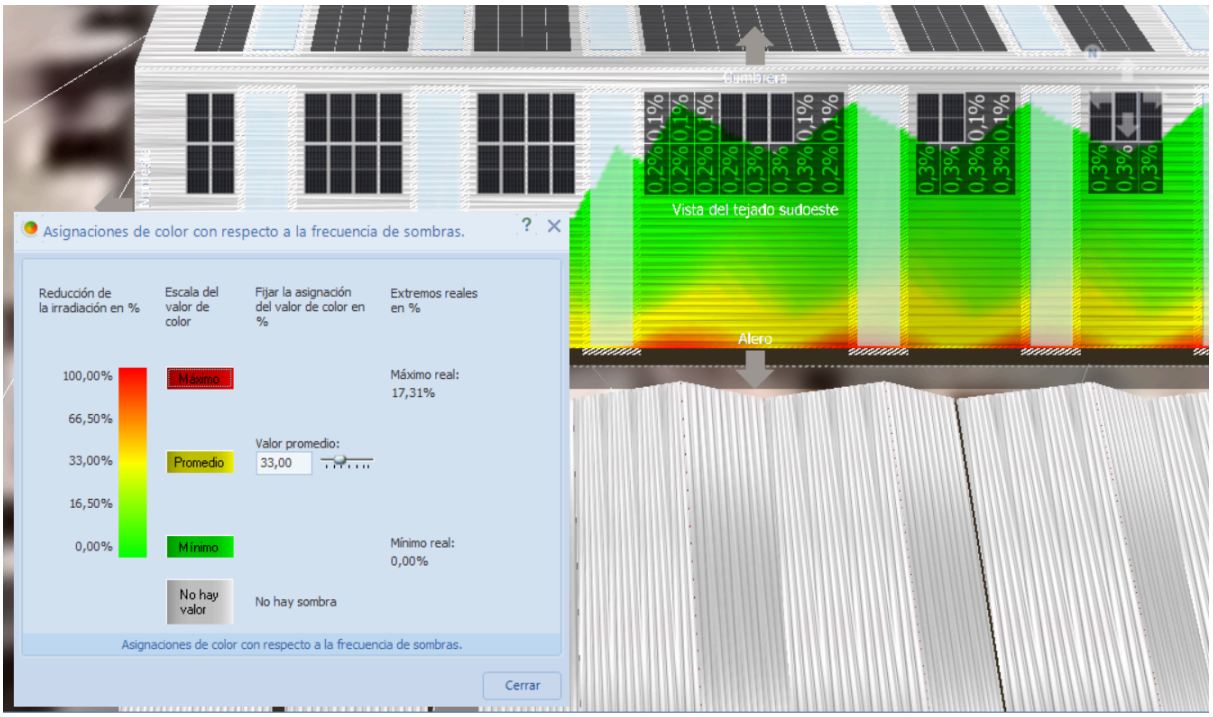



*Figura 2.6.2. Análisis de sombras para la cara sur de la zona de mayoristas.*

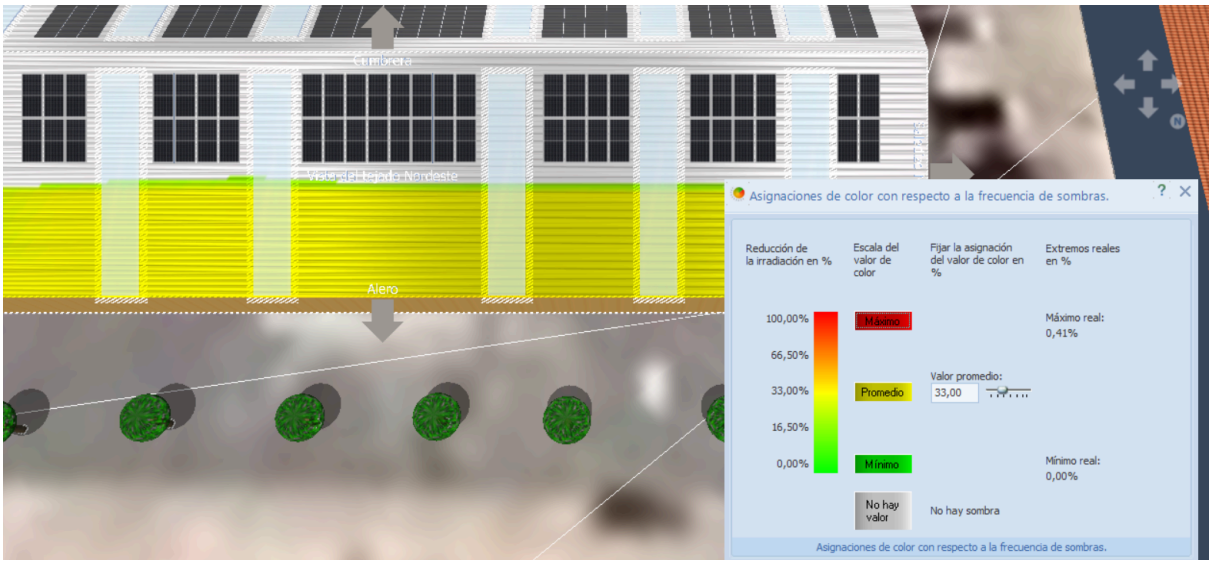



*Figura 2.6.3. Análisis de sombras para la cara norte de la zona de mayoristas.*

En base al estudio de sombras se logró identificar el potencial sombreado que generará la zona de locales comerciales sobre el tejado sur de la zona de mayoristas. No obstante, la figura 2.6.4 y 2.6.5 ilustran como el sombreado sobre el tejado sur en dos meses del año

diferentes, se presenta a partir de las 5:00 pm en adelante, lo que coincide con las horas de menor radiación y permite concluir que la influencia de la zona de locales comerciales sobre la distribución final de los paneles no representa un riesgo representativo para el proyecto.

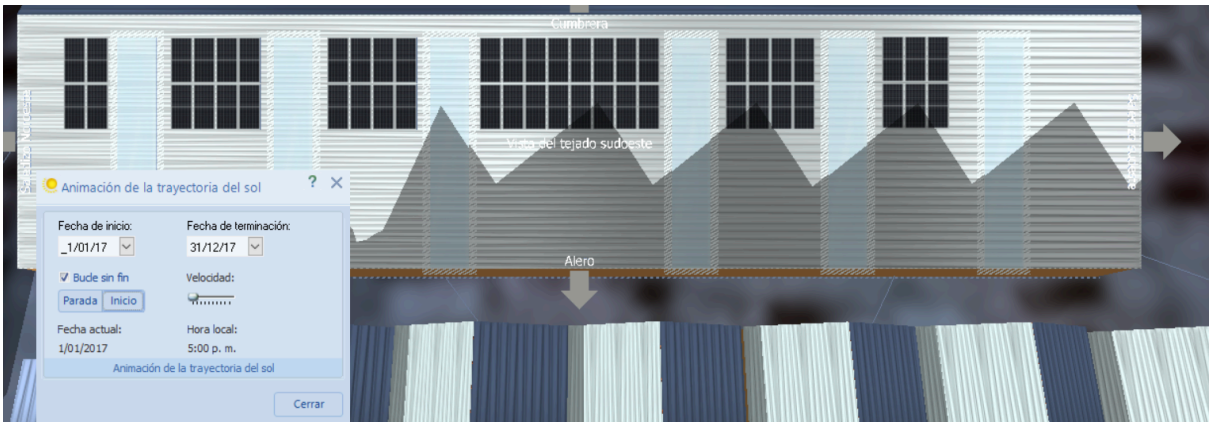



*Figura 2.6.4 Sombreado generado por la zona de locales comerciales enero.*

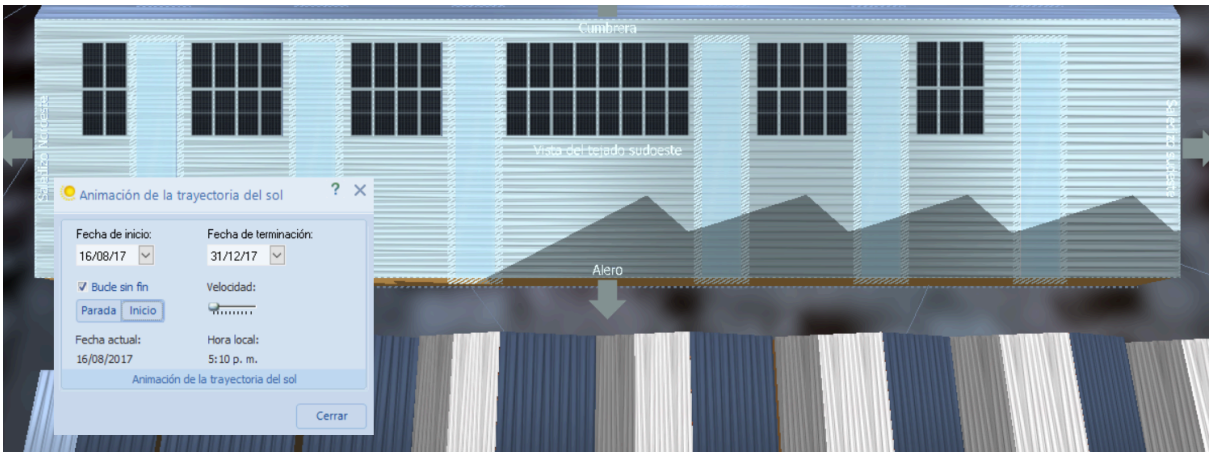



*Figura 2.6.4 Sombreado generado por la zona de locales comerciales Agosto.*

## 2.7. Rendimiento del sistema fotovoltaico

La figura 2.7 muestra el rendimiento global del proyecto, considerando los principales factores de pérdida asociados a la orientación de los paneles, el sombreado, la eficiencia de los equipos y otras variables. En este análisis, el primer proceso de conversión de energía con pérdidas significativas corresponde a la eficiencia intrínseca de los módulos fotovoltaicos, estimada en alrededor del 22.89%. Por su parte, la desviación respecto a la temperatura nominal del módulo contribuye con aproximadamente un 4,68% de pérdidas, al igual que las pérdidas internas de los paneles, de acuerdo con la información proporcionada por el fabricante. Finalmente, se estima una pérdida adicional superior al 1,47% durante la conversión de corriente continua a corriente alterna, atribuida a la eficiencia del inversor. Como resultado, de una radiación anual bruta de 472.745,93 kWh, el sistema fotovoltaico entrega efectivamente 95.303,30 kWh.

Gracias a los datos sobre la energía fotovoltaica entregada a la red AC de la figura 2.7 se logró calcular la cantidad de energía y momentos del día donde se cubre la demanda de la edificación o se entregan excedentes a la red. Dichos datos también serán utilizados para un posterior estudio de conexión donde se evalúe el flujo de carga de todo el circuito al que está conectada la edificación y por consiguiente el sistema fotovoltaico expuesto en este documento.

| | | | |
|---|---|---|---|
| **Radiación global horizontal** | **1.935,38** | **kWh/m²** | |
| Desviación del espectro estandar | -19,35 | kWh/m² | -1,00 % |
| Reflexión del suelo (albedo) | 9,38 | kWh/m² | 0,49 % |
| Orientación y inclinación de la superficie de módulos | -75,45 | kWh/m² | -3,92 % |
| Sombreado independiente del módulo | -18,76 | kWh/m² | -1,01 % |
| Reflexión en la superficie del módulo | -81,05 | kWh/m² | -4,43 % |
| Irradiancia en el lado posterior del módulo | 0,00 | kWh/m² | 0,00 % |
| **Irradiación global sobre módulo** | **1.750,14** | **kWh/m²** | |
| | 1.750,14 | kWh/m² | |
| | x 270,119 | m² | |
| | = 472.745,93 | kWh | |
| **Irradiación global fotovoltaica** | **472.745,93** | **kWh** | |
| Bifacialidad (80 % de irradiancia posterior) | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| Ensuciamiento | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| Conversión STC (eficiencia nominal de módulo 22,89 %) | -364.549,92 | kWh | -77,11 % |
| **Energía fotovoltaica nominal** | **108.196,01** | **kWh** | |
| Ensombrecimiento parcial específico del módulo | -493,85 | kWh | -0,46 % |
| Rendimiento con luz débil | -3.916,97 | kWh | -3,64 % |
| Desviación de la temperatura nominal del módulo | -4.860,73 | kWh | -4,68 % |
| Diodos | -29,04 | kWh | -0,03 % |
| Inadecuación (datos del fabricante) | -1.977,91 | kWh | -2,00 % |
| Inadecuación (Conexión/sombreado) | -15,22 | kWh | -0,02 % |
| **Energía fotovoltaica (CC) sin limitación de corriente por inversor** | **96.902,28** | **kWh** | |
| Potencia de arranque DC no alcanzada | -11,87 | kWh | -0,01 % |
| Regulación por rango de tensión MPP | -1,20 | kWh | 0,00 % |
| Regulación por corriente CC máx. | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| Regulación por potencia CC máx. | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| Regulación por potencia CA máx. / cos phi | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| Adaptación MPP | -110,61 | kWh | -0,11 % |
| **Energía FV (DC)** | **96.778,60** | **kWh** | |
| **Energía en la entrada del inversor** | **96.778,60** | **kWh** | |
| Desviación de la tensión de entrada de la tensión nominal | -52,25 | kWh | -0,05 % |
| Conversión DC/AC | -1.423,05 | kWh | -1,47 % |
| Consumo Standby (Inversores) | -20,39 | kWh | -0,02 % |
| Pérdida total de cables | 0,00 | kWh | 0,00 % |
| **Energía fotovoltaica (CA) menos consumo en modo de espera** | **95.282,91** | **kWh** | |
| **Energía de generador FV (Red CA)** | **95.303,30** | **kWh** | |

*Figura 2.7. Rendimiento del sistema.*

## 2.8. Análisis de demanda energética proyectada

La edificación objeto del presente proyecto cuenta con dos grandes grupos de cargas correspondientes a la zona de mayoristas y la zona de locales comerciales. En este caso la tabla 2.8 ilustra el cuadro de cargas del proyecto.

**CUADRO DE CARGAS TABLERO GENERAL DE ACOMETIDAS**

**PARÁMETROS DE ENTRADA**

| | |
|---|---|
| Voltaje (V) | 208 |
| Factor de Potencia Estándar | 0.95 |

| TAG | DESCRIPCIÓN | POTENCIA (W) | FP | THDi (%) | FASE | CORRIENTE (A) | POT. FASE A (W) | POT. FASE B (W) | POT. FASE C (W) | COR. FASE |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | ZONAS COMUNES | 7,200 | 0.95 | | A | 21.04 | 7,200 | 0 | 0 | |
| | | 7,200 | 0.95 | | B | 21.04 | 0 | 7,200 | 0 | |
| | | 7,200 | 0.95 | | C | 21.04 | 0 | 0 | 7,200 | |
| | PRIVADO | 7,200 | 0.95 | | A | 21.04 | 7,200 | 0 | 0 | |
| | | 7,200 | 0.95 | | B | 21.04 | 0 | 7,200 | 0 | |
| | | 6,000 | 0.95 | | C | 17.53 | 0 | 0 | 6,000 | |
| | BOMBAS | 1,512 | 0.95 | | A | 4.42 | 1,512 | 0 | 0 | |
| | | 1,492 | 0.95 | | B | 4.36 | 0 | 1,492 | 0 | |
| | | 1,492 | 0.95 | | C | 4.36 | 0 | 0 | 1,492 | |
| | ILUMINACIÓN ZONAS COMUNES | 950 | 0.95 | | A | 2.78 | 950 | 0 | 0 | |
| | | 700 | 0.95 | | B | 2.05 | 0 | 700 | 0 | |
| | | 800 | 0.95 | | C | 2.34 | 0 | 0 | 800 | |
| | MAYORISTA | 1,200 | 0.95 | | A | 3.51 | 1,200 | 0 | 0 | |
| | | 1,200 | 0.95 | | B | 3.51 | 0 | 1,200 | 0 | |
| | | 1,200 | 0.95 | | C | 3.51 | 0 | 0 | 1,200 | |
| **TOTALES** | POTENCIA KW | **52,546** | | | | **153.53** | **18,062** | **17,792** | **16,692** | |
| | POTENCIA KVA | **58,384** | | | | | | | | |

*Tabla 2.8. Cuadro de cargas.*

En base a las cargas definidas en la fase de diseño, se realizó un estimado de la demanda anual de la edificación. La figura 2.8.1 ilustra el consumo de energía mensual a lo largo de un año, con un promedio mensual de 8030 kWh al mes.

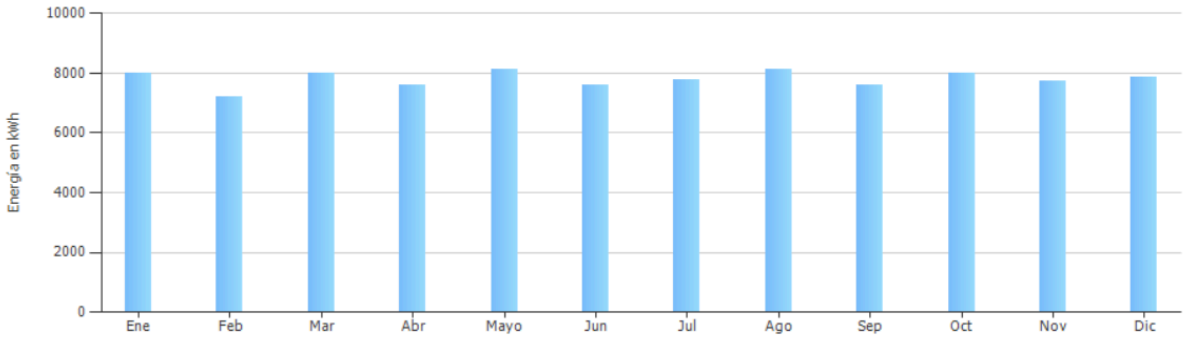



*Figura 2.8.1 Consumo energético anual.*

El perfil de consumo se realizó mediante aproximaciones matemáticas teniendo en consideración el funcionamiento esperado de la plaza en los diferentes días de la semana, incluyendo eventos semanales de venta de mayoristas en horas de la madrugada y mayor congestión los fines de semana. Como se puede observar en la figura 2.8.2 existe una carga base constante en las horas de la madrugada, posteriormente la demanda incrementa rápidamente hasta alcanzar un pico sobre las 6:00 am y se mantiene relativamente constante hasta la 1:00 pm. Finalmente, sobre las horas de la tarde se reduce el consumo hasta regresar a la carga base.

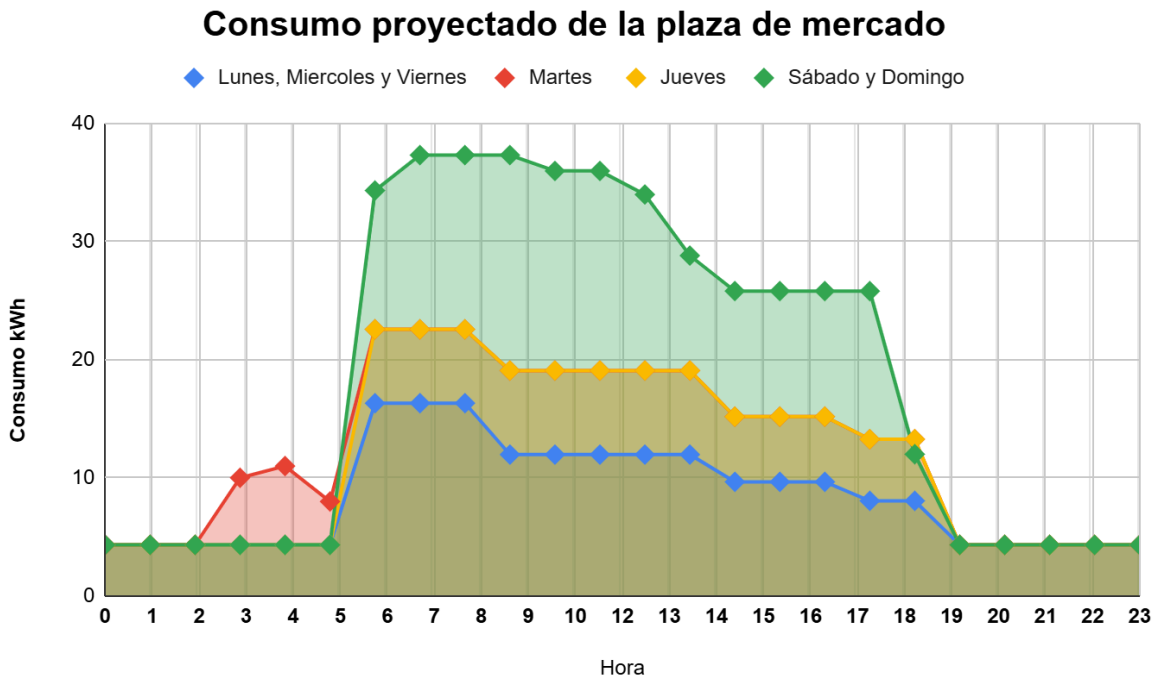



*Figura 2.8.2. Perfil de consumo diario.*

## 2.9. Definición de la capacidad del sistema fotovoltaico y configuración de los equipos

La solución elegida para este proyecto consiste en un sistema fotovoltaico conectado a la red, sin almacenamiento de energía y con intercambio de excedentes con la red u ON GRID. El sistema de baterías fue descartado ya que el aporte de los paneles no es considerablemente superior al autoconsumo ni existe una demanda crítica durante la noche, lo que dificulta su viabilidad técnica e incrementa el costo del proyecto innecesariamente.

El sistema se compone de 100 paneles solares que serán instalados en el techo conforme a los resultados del análisis de sombras y la distribución previamente mencionados en los capítulos 2, un inversor trifásico conectado a la red y un contador bidireccional para registrar el intercambio de energía con el operador de red.

En este caso, el inversor se conectará aguas abajo del contador principal, lo que permitirá que todos los actores de la plaza se beneficien de la venta de excedentes, independientemente de que la arquitectura eléctrica esté dividida entre la zona de mayoristas y la zona de locales comerciales. La decisión de realizar el intercambio de excedentes con la red a través de un único contador principal bidireccional permite consolidar la facturación frente al operador de red en una sola cuenta de cobro. No obstante, cada local comercial contará con su propio contador, lo que permitirá el monitoreo detallado del consumo en todos los puntos de la plaza.

La tabla 2.9.1 ilustra un resumen de los datos técnicos de los paneles solares que se utilizaron para la modelación del proyecto, **pero no necesariamente indican los datos finales que deben ser instalados.**

| | |
| --- | --- |
| Isc | 15,98 A |
| Imp | 13,45 A |
| Vco | 49,5 V |
| Vmp | 41,50 V |
| Tecnología | Monocristalino Bifacial |

*Tabla 2.9.1. Datos técnicos de los paneles solares.*

La tabla 2.9.2 ilustra un resumen de los datos técnicos del inversor trifásico que se utilizó para la modelación del proyecto, pero no necesariamente indican los datos finales que deben ser instalados.

| **Entrada DC** | |
|---|---|
| Rango de voltaje MPPT | 150-850 V |
| Número de MPPT´s independientes | 8 |
| Corriente máxima de entrada por MPPT | 40 A |
| Corriente máxima de cortocircuito | 50 A |
| **Salida AC** | |
| Voltaje nominal | 127/220 V |
| Frecuencia | 50/60 Hz |
| Corriente màxima de salida | 175 A |
| Factor de potencia nominal | 0,8 Adelanto … 0,8 Retraso |
| Tipo de conexión a la red | 3Fases+PE/3Fases+N+PE |
| **Estándares** | |
| CE | IEC 62116 |
| IEC 61727 | IEC 62109 |
| AS4777 | UL 1741 |
| IEEE 1547 | |

*Tabla 2.9.2. Datos técnicos del Inversor On Grid 60K.*

La solución descrita en este documento fue diseñada para compensar los incrementos en el consumo de electricidad proyectado y la tarifa de costo unitario del operador de red. La Figura 2.9.1 resume los aspectos técnicos de espacio a utilizar en la instalación de los paneles.


Instalación FV

3D, Sistema FV conectado a la red con consumidores eléctricos

| | |
|---|---|
| Datos climáticos | Ramiriquí, COL ( - ) |
| Fuente de los valores | Observado |
| Potencia generador FV | 62,5 kWp |
| Superficie generador FV | 270,1 m² |
| Número de módulos FV | 100 |
| Número de inversores | 1 |

*Figura 2.9.1 Datos generales sistema FV.*

Por otro lado, la tabla 2.9.3 resume brevemente los datos de potencia nominal del inversor, potencia instalada según los paneles de simulación y potencia entregada a la red, conforme a los lineamientos de la resolución CREG 174 de 2021.

| | |
|---|---|
| Potencia nominal inversor | 60 kW |
| Potencia instalada | 62.5 kW |
| Potencia a entregar a la red | 60 kW |

*Tabla 2.9.3. Potencias del proyecto según CREG 174 de 2021.*

## 2.9.1. Estimación de generación

La Figura 2.9.1.2 ilustra el rendimiento esperado del sistema fotovoltaico teniendo en cuenta la eficiencia del sistema, consumo e inyección a la red.

Pronóstico rendim.

| Pronóstico rendim. | | |
|---|---|---|
| Potencia generador FV | 62,50 | kWp |
| Rendimiento anual espec. | 1.524,53 | kWh/kWp |
| Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR) | 84,17 | % |
| Reducción de rendimiento por sombreado | 1,5 | % |
| Energía de generador FV (Red CA) | 95.303 | kWh/Año |
| Consumo propio | 56.645 | kWh/Año |
| Limitación en el punto de inyección | 0 | kWh/Año |
| Inyección en la red | 38.658 | kWh/Año |
| Proporción de consumo propio | 59,4 | % |
| Emisiones de $CO_2$ evitadas | 44.783 | kg / año |

*Figura 2.9.1.2 Rendimiento esperado.*

## 2.9.2. Proyección de balance energético

El balance energético ilustrado en la Figura 2.9.2.1 se realizó utilizando la demanda de energía y la generación del sistema FV mes a mes. En este caso, se evidencia un balance positivo a favor de la edificación con respecto al consumo, lo que habilita un margen de maniobra considerando el incremento en la demanda proyectado y probable efecto rebote que pueda general la implementación del sistema FV en las dinámicas internas de la plaza.

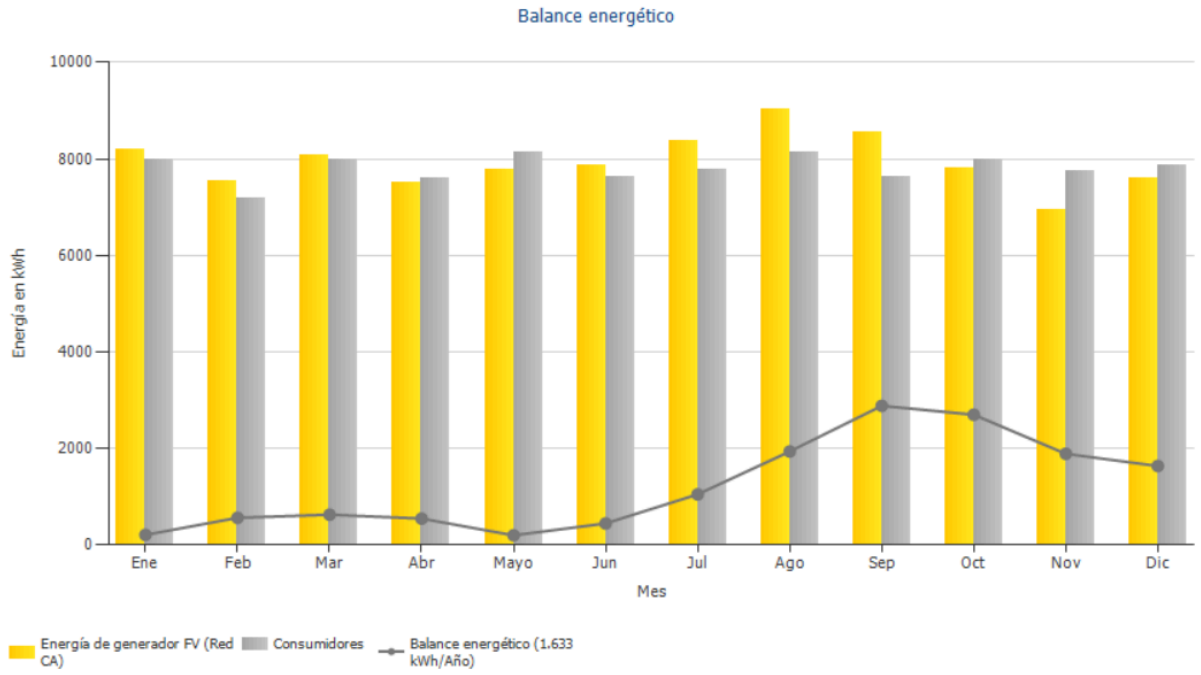



*Figura 2.9.2.1. Balance energético.*

## 2.9.3. Aporte del sistema FV

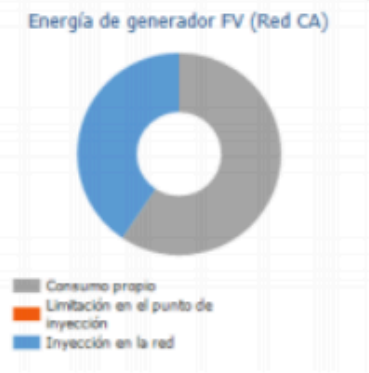
Con base en los datos previamente descritos, se realizó la simulación del aporte potencial del sistema fotovoltaico al consumo interno de la edificación, considerando tanto la energía suministrada por la red como la entrega de excedentes. La Figura 2.9.3.1 presenta los resultados obtenidos, evidenciando que el 61,1% de la energía generada se destina al autoconsumo instantáneo, mientras que el porcentaje restante se intercambia con la red eléctrica, generando el balance energético detallado en el apartado 2.9.2.1. Es importante destacar que más de la mitad de la energía producida por el sistema fotovoltaico es inyectada directamente a la red, lo que permite compensar por completo el consumo nocturno o de las horas de la tarde, cuando no hay disponibilidad de radiación solar.

# Resultados de simulación

## Resultados Sistema completo

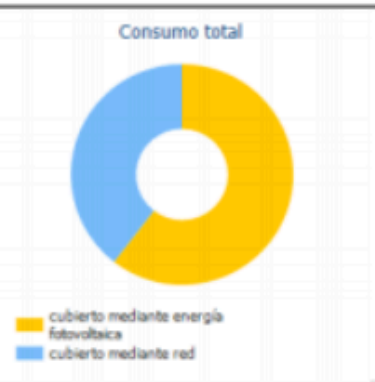
### Instalación FV

| | | |
|---|---|---|
| Potencia generador FV | 62,50 | kWp |
| Rendimiento anual espec. | 1.524,53 | kWh/kWp |
| Coeficiente de rendimiento de la instalación (PR) | 84,17 | % |
| Reducción de rendimiento por sombreado | 1,5 | % |
| Energía de generador FV (Red CA) | 95.303 | kWh/Año |
| Consumo propio | 56.645 | kWh/Año |
| Limitación en el punto de inyección | 0 | kWh/Año |
| Inyección en la red | 38.658 | kWh/Año |
| Proporción de consumo propio | 59,4 | % |
| Emisiones de $CO_2$ evitadas | 44.783 | kg / año |




### Consumidores

| | | |
|---|---|---|
| Consumidores | 93.650 | kWh/Año |
| Consumo Standby (Inversores) | 20 | kWh/Año |
| Consumo total | 93.670 | kWh/Año |
| cubierto mediante energía fotovoltaica | 56.645 | kWh/Año |
| cubierto mediante red | 37.025 | kWh/Año |
| Fracción de cobertura solar | 60,5 | % |




### Grado de autarquía

| | | |
|---|---|---|
| Consumo total | 93.670 | kWh/Año |
| cubierto mediante red | 37.025 | kWh/Año |

*Figura 2.9.3.1. Aporte del sistema FV.*

# 3. Memoria justificada

La presente memoria justificada tiene como propósito sustentar las decisiones técnicas adoptadas durante el proceso de diseño del sistema fotovoltaico. En este capítulo se detallan los fundamentos que motivaron la selección de cada componente, las condiciones de operación consideradas y los criterios de dimensionamiento empleados. Asimismo, se justifican los cálculos realizados, las hipótesis asumidas y las configuraciones elegidas, garantizando que el diseño propuesto cumpla con los requerimientos de eficiencia energética, seguridad eléctrica y normativa vigente aplicable al proyecto.

## 3.1. Superficies

Las figuras 3.1.1 y 3.1.2 describen información relevante del grupo de paneles solares que serán instalados en la cubierta norte y sur de la zona de mayoristas. La instalación debe constar de 100 paneles bifaciales ubicados estratégicamente, para maximizar la generación y ocupar un área de aproximadamente 270 m2.

**Generador FV, 1. Superficie fotovoltaica - Edificio 02-Superficie del tejado sudoeste**

| | |
|---|---|
| Nombre | Edificio 02-Superficie del tejado sudoeste |
| Módulos FV | 50 x Lntd-625ND (Copia) (v1) |
| Fabricante | Luxen Solar Energy Co., Ltd. |
| Inclinación | 18 ° |
| Orientación | Suroeste 218 ° |
| Situación de montaje | Integr. cubierta - sin vent. posterior |
| Superficie generador FV | 135,1 m² |

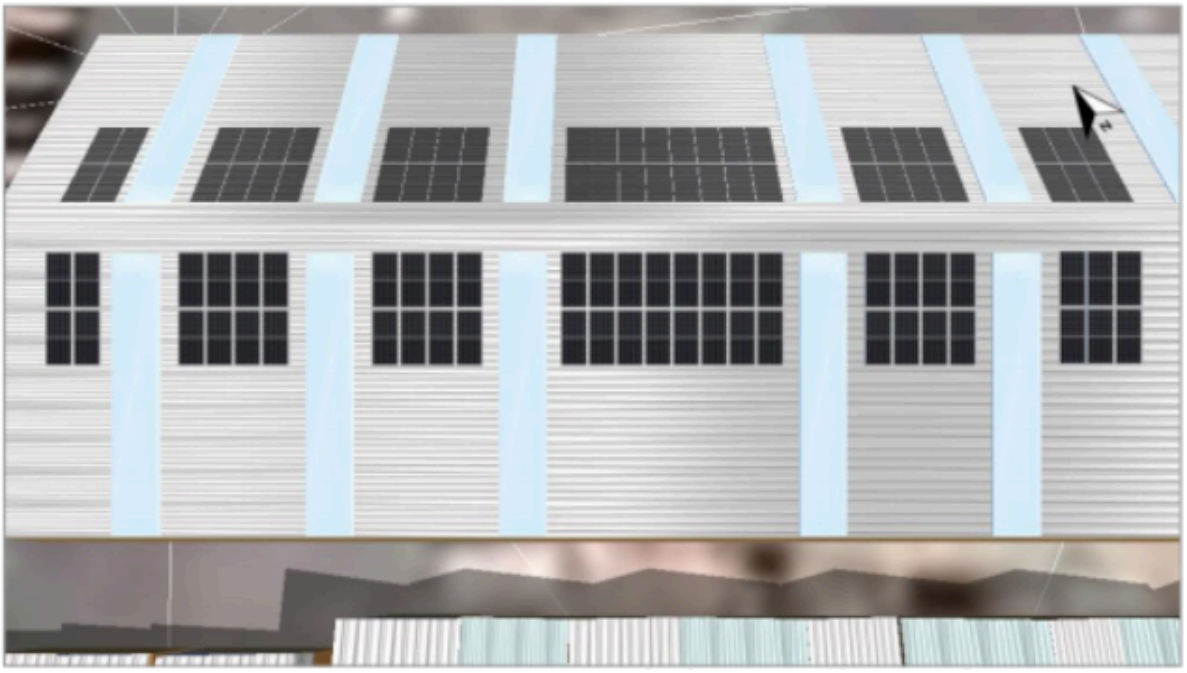


*Figura 3.1.1 Grupo de paneles sobre el tejado Sur.*

| Generador FV, 2. Superficie fotovoltaica - Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste | |
|---|---|
| Nombre | Edificio 02-Superficie del tejado Nordeste |
| Módulos FV | 50 x Lntd-625ND (Copia) (v1) |
| Fabricante | Luxen Solar Energy Co., Ltd. |
| Inclinación | 18 ° |
| Orientación | Noreste 38 ° |
| Situación de montaje | Integr. cubierta - sin vent. posterior |
| Superficie generador FV | 135,1 m² |

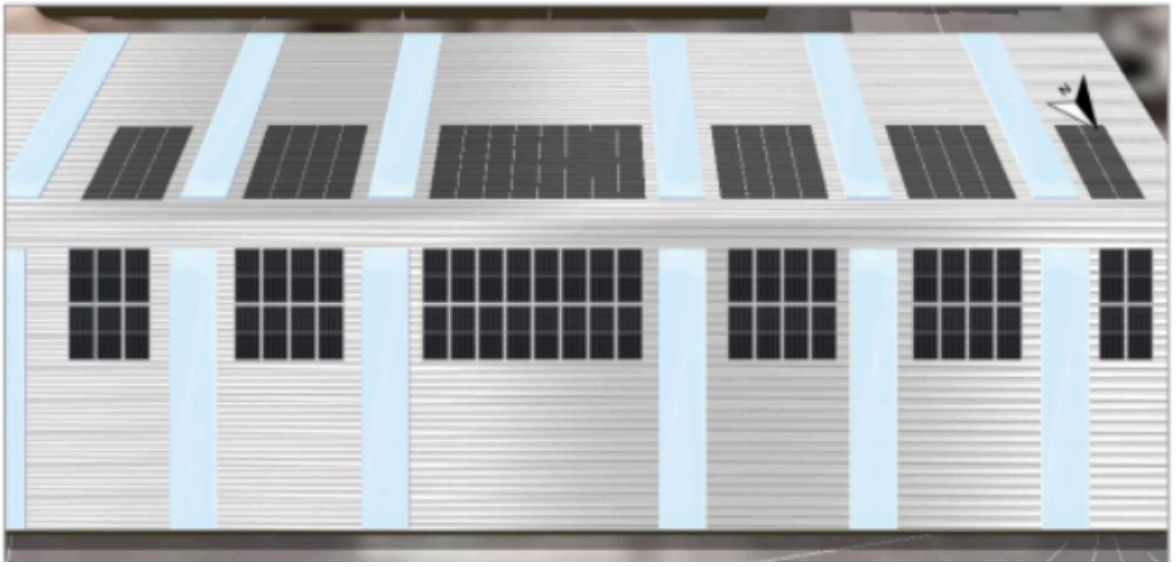


*Figura 3.1.2 Grupo de paneles sobre el tejado Sur.*

## 3.2. Panel solar

La figura 3.2 resume datos relevantes sobre los paneles solares utilizados en el modelo de simulación. Cabe aclarar que no necesariamente deben ser los valores de paneles solares finales en la instalación, simplemente sirven como referencia para el modelo expuesto en este proyecto

| | |
|---|---|
| Tensión de corto circuito (Voc) [V] | 49.50V |
| Corriente de corto circuito (Isc) [A] | 15.98A |
| Tensión en el punto Máximo (Vmp) [V] | 41.50V |
| Corriente de máxima potencia (Imp) | 15.06A |
| Eficiencia [%] | 23.14% |
| Degradación primer año [%] | 1% |
| Dimensiones (LxWxH) [mm] | 2382 x 1134 x 30 |

*Figura 3.2. Panel solar bifacial.*

## 3.3. Inversor

La figura 3.3 resume datos relevantes del inversor de simulación. Cabe aclarar que no necesariamente deben ser los valores del inversor final en la instalación, simplemente sirven como referencia para el modelo expuesto en este proyecto

| | | | |
|---|---|---|---|
| Rango de potencia máxima | | | 370-600V |
| Voltaje de arranque | | | 195V |
| Voltaje nominal | | | 550V |
| Rango de voltaje de MPPT | | | 180V-850VDC |
| Número de MPPTs | | | 8 |
| Cadenas por MPPT | | | 2 |
| Máxima corriente por MPPT | | | 40A |
| Corriente de corto circuito por MPPT | | | 50A |
| Potencia nominal CA | 50000W | 60000W | 70000W |
| Potencia aparente máxima | 55000VA | 66000VA | 66000VA @208V<br>70000VA @220V<br>73000VA @230V |
| Voltaje nominal CA (Rango*) | 127V/220V (101.6-139.7V) | | |
| Frecuencia de red CA (Rango*) | 50/60 Hz (45~55Hz/55-65 Hz) | | |
| Corriente máxima de salida | 145.8A @220V | 175.0A @220V | 183.7A @220V |
| Factor de potencia nominal/ ajustable | >0.99 / +0.8 ... -0.8 | | |
| Distorsión armónica total | <3% | | |
| Tipo de conexión CA | 3W/PE ó 3W/N/PE | | |
| Máxima eficiencia | | | 98.80% |
| Eficiencia europea | | | 98.30% |
| Eficiencia de MPPT | | | 99.90% |

*Figura 3.3. Inversor ONGRID Trifásico 60 kW.*

## 3.4. Contador bidireccional

La figura 3.4 resume la hoja de datos del contador bidireccional de medición semi directa. Cabe aclarar que no necesariamente deben ser los valores del medidor final en la instalación, simplemente sirven como referencia para el modelo expuesto en este proyecto




*Figura 3.4. Características del contador bidireccional.*

## 3.5. Cableado

La Figura 3.5 presenta la configuración eléctrica adoptada para la disposición de los módulos fotovoltaicos en el sistema. El arreglo está conformado por un total de 100 paneles solares, distribuidos en 8 cadenas (strings) de entre 14 a 12 módulos conectados en serie, los cuales se acoplan de manera independiente a las entradas MPPT del inversor.

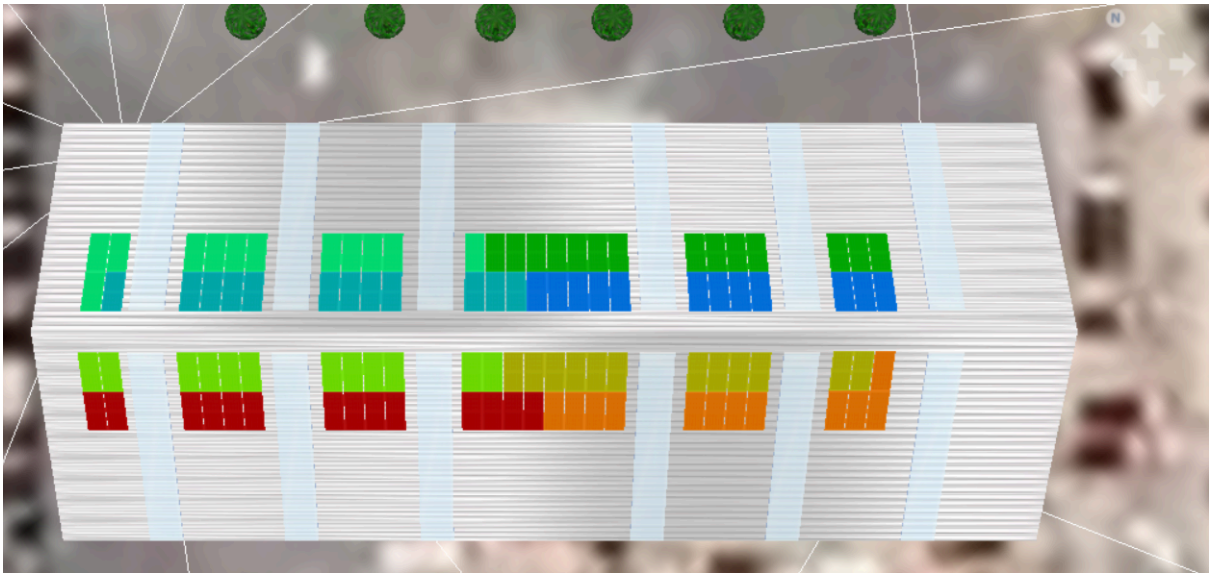


*Figura 3.5. Agrupación de paneles solares.*

Esta configuración se definió con el fin de optimizar el seguimiento del punto de máxima potencia y garantizar un equilibrio adecuado entre tensión, corriente y rendimiento global del sistema. Las figuras 3.5.1 y 3.5.2 ilustran el cableado de los paneles en concordancia con la agrupación de 8 strings previamente mencionada.

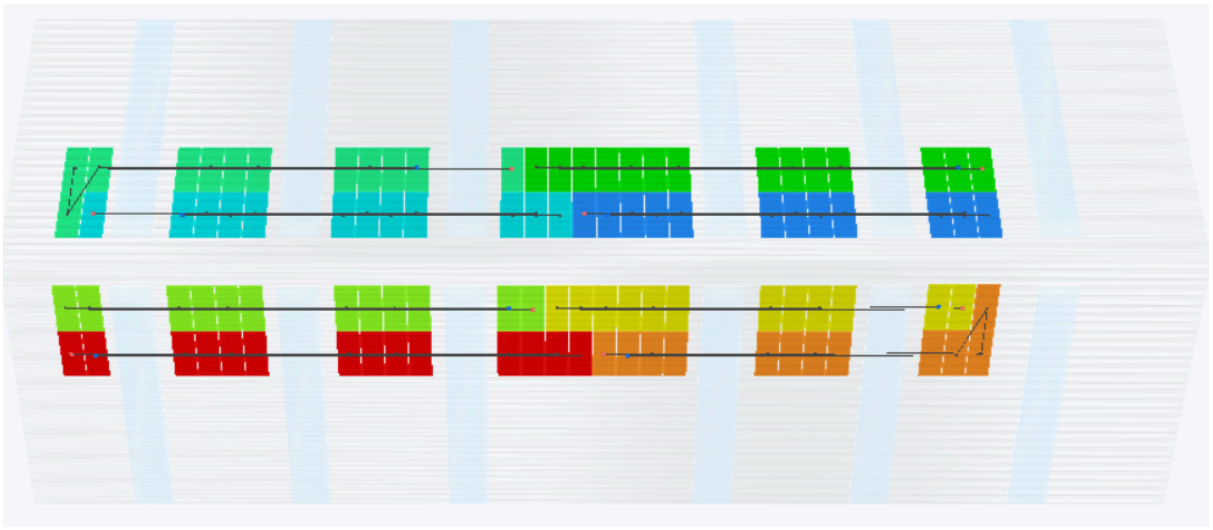
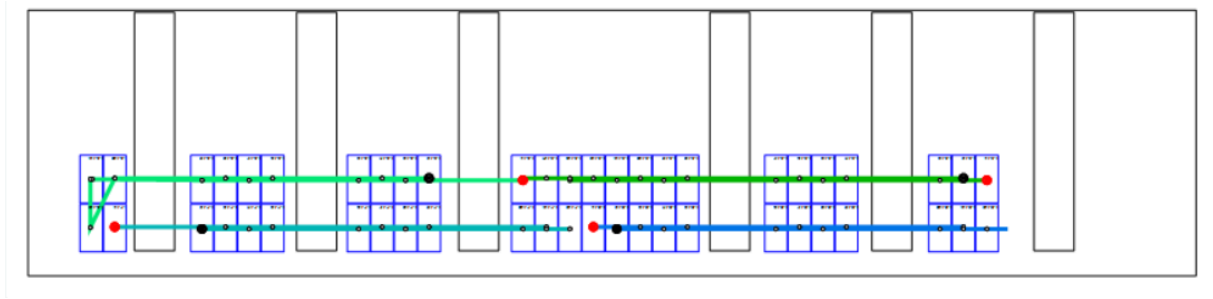


*Figura 3.5.1. Cableado del sistema FV.*



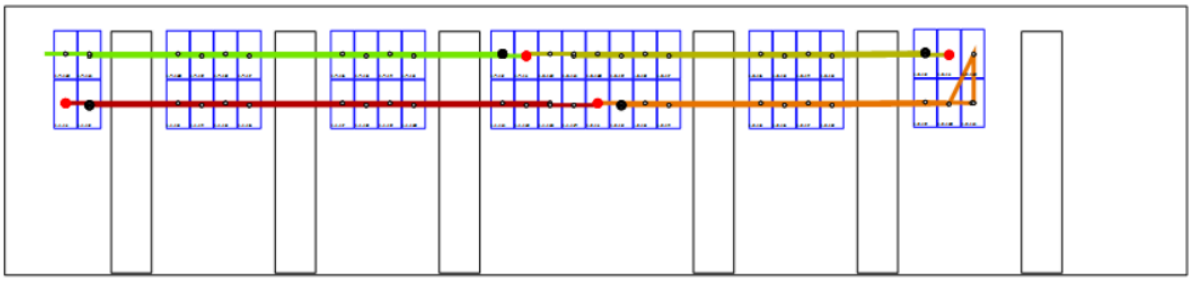


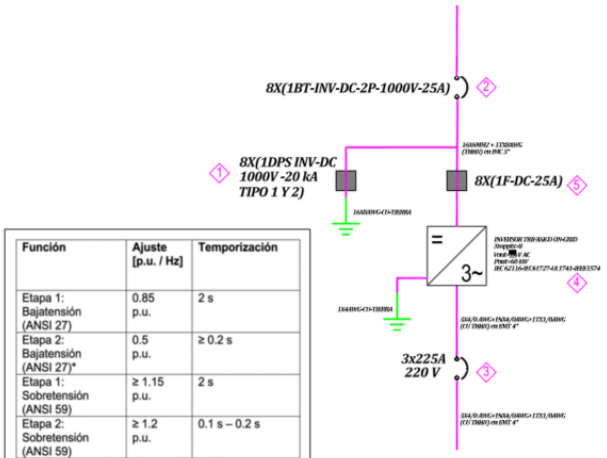
*Figura 3.5.2. Cableado del sistema FV.*

Para este proyecto se recomienda utilizar cableado unifilar (Cable solar) de 6 mm2 que soporte hasta 1,5 kV cumple con las normativas EN50618 / TÜV2Pfg 1169-08 / UTE C 32-502, garantizando pérdidas menores al 1% en la sección DC.

Por otro lado, cabe resaltar que se utilizará cable # 4/0 AWG para los cables AC, el cual soporta hasta 260 A lo que garantiza que las pérdidas sean menor al 1%, mientras que para el sistema de puesta a tierra también se utilizara cable # 1 AWG para garantizar una baja impedancia lo que permite una rápida disipación de la sobretensión y evitar acumulación de cargas estáticas.

## 3.6. Cálculo y selección de protecciones eléctricas del sistema

Las protecciones del sistema fotovoltaico se compone de fusibles de sobrecorriente, dispositivos de sobretensiones de voltaje e interruptores termo magnéticos tal como lo ilustra la Figura 3.8.




| Función | Ajuste [p.u. / Hz] | Temporización |
|---|---|---|
| Etapa 1: Bajatensión (ANSI 27) | 0.85 p.u. | 2 s |
| Etapa 2: Bajatensión (ANSI 27)* | 0.5 p.u. | ≥ 0.2 s |
| Etapa 1: Sobretensión (ANSI 59) | ≥ 1.15 p.u. | 2 s |
| Etapa 2: Sobretensión (ANSI 59) | ≥ 1.2 p.u. | 0.1 s – 0.2 s |
| Bajafrecuencia a (ANSI 81 U) | 57 | 0.2 s |
| Sobrefrecuencia ia (ANSI 81 O) | 63 | 0.2 s |

| Símbolo | Protección | Descripción |
|---|---|---|
| 1 | SUPRESOR DE SOBRETENSIÓN SOLAR 1000V 20kA | Dispositivo que protege el sistema fotovoltaico contra sobretensiones transitorias causadas por rayos o disturbios eléctricos en la red. |
| 2 | Breaker solar DC 25A | Interruptor termomagnético en el lado de corriente continua (DC) que protege la línea de alimentación del inversor contra sobrecorrientes y fallas. |
| 3 | Breaker AC 2250A | Interruptor termomagnético trifásico en el lado de corriente alterna (AC) que protege el inversor y la red eléctrica contra sobrecargas y cortocircuitos. |
| 4 | Protección Anti-Isla: | Este inversor cumple con las normativas internacionales de protección anti-isla, como: IEC 62116 , VDE 0126-1-1 y IEEE 1547 |
| 5 | Fusible | Fusible de corriente directa que protege el sistema de fallos por sobrecorriente |

*Figura 3.8. Protecciones.*

La selección de los dispositivos de protección del sistema fotovoltaico se ha realizado conforme a los lineamientos establecidos en la NTC 2050 – Sección 690 (Sistemas Fotovoltaicos), así como normas internacionales como IEC 62116, IEEE 1547 y VDE 0126-1-1. A continuación, se detallan y justifican las protecciones instaladas:

## 3.6.1. Breakers DC 25A 1000V (2P):

La tensión de circuito abierto (Voc) de un módulo fotovoltaico aumenta a medida que disminuye la temperatura de la celda. Para garantizar que la tensión máxima del arreglo no supere los límites del inversor ni de los equipos de protección, el RETIE y la NTC 2050 (artículo 690-7) exigen corregir la Voc del string a la temperatura ambiente mínima esperada en el sitio.

**Datos de partida (módulo de simulación, Tabla 2.9.1):** Voc = 49,5 V; Vmp = 41,5 V; Isc = 15,98 A; configuración de strings de 12 a 14 módulos en serie. Temperatura mínima de diseno: 0 °C. Coeficiente de temperatura de Voc asumido: $\beta = -0{,}25$ %/°C.

**Método del coeficiente de temperatura:** $Vcc(Tmin) = Voc(STC) \times [1 + \beta \times (Tmin - 25\ °C)] = 49{,}5 \times [1 + (-0{,}0025)(0 - 25)] = 49{,}5 \times 1{,}0625 =$ **52,59 V por módulo.**

**Método de la tabla NTC 2050 690-7:** Para una temperatura mínima de 0 °C, el factor de corrección es 1,10: Voc = 49,5 × 1,10 = **54,45 V por módulo** (resultado más conservador; se adopta para el diseño).

Aplicando ambos métodos a las dos longitudes de string:

| Parámetro | String de 12 módulos | String de 14 módulos |
| --- | --- | --- |
| Voc max - método coeficiente | 631,1 V | 736,3 V |
| Voc max - método tabla 690-7 | 653,4 V | 762,3 V |
| Vmp en frio (0 °C) | 529,1 V | 617,3 V |
| Vmp en caliente (celda ≈ 70 °C) | 441,9 V | 515,6 V |

***Tabla 3.6.1. Tensiones del string corregidas por temperatura.***

La Voc máxima corregida (762,3 V para el string de 14 módulos) por lo que se deben utilizar breakers DC de al menos 1000 V DC y una corriente de 25 A en concordancia con los fusibles DC del capítulo

## 3.6.2. Fusibles DC 25 A:

Los fusibles DC 25A (10x38 mm, 1000 VDC) ubicados en el lado de corriente continua, protegen los conductores y módulos frente a sobrecorrientes originadas por fallas internas o cortocircuitos. Con una Isc de los módulos de 15,98 A, se aplicó el factor del 125%

recomendado por la NTC 2050, dando un valor mínimo de protección de 19,97 A, por lo cual el fusible de 25 A es adecuado. Su tensión de 1000 V DC excede la máxima tensión del string (≈762 VDC), cumpliendo los requerimientos normativos.

### 3.6.3. DPS 1000 VDC:

Los descargadores de sobretensiones del lado de corriente continua se seleccionan conforme a la NTC 2050 (artículos 280 y 690), al Título 13 del RETIE y a la norma IEC 61643-31, específica para DPS en sistemas fotovoltaicos. El parámetro crítico de selección es la tensión máxima de operación continua del DPS (Ucpv), que debe ser igual o superior a la tensión máxima de circuito abierto (Voc) del string a la temperatura mínima de diseño. Adicionalmente, el nivel de protección de tensión (Up) debe quedar por debajo de la tensión soportada por el inversor y por los demás equipos del lado DC.

A partir de los datos del módulo de simulación (Voc(STC) = 49,5 V) y de la temperatura mínima de diseño de 0 °C (numeral 3.5.1), se obtienen las tensiones máximas de circuito abierto por configuración de string:

| **Configuración String** | **Vco (STC)** | **Voc en frío (factor 1,10 · NTC 690-7)** | **IEC 61643-31 (1,2 × Voc STC)** | **Ucpv mínimo del DPS** |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 12 módulos en serie | 594 V | 653 V | 713 V | ≥ 713 V |
| 14 módulos en serie | 693 V | 762 V | 832 V | ≥ 832 V |

***Tabla 3.6.3. Calculo voltajes DPS.***

Aplicando el criterio más conservador entre ambos métodos y normalizando a los valores comerciales disponibles, se especifican DPS DC con tensión máxima de operación continua Ucpv ≥ 1000 VDC para ambas configuraciones de string (12 y 14 módulos). La adopción de un único nivel de tensión para todo el arreglo simplifica el suministro, la coordinación con el resto de equipos DC dimensionados a 1000 VDC (fusibles, breakers, seccionadores y conectores) y deja un margen mayor al 20 % respecto a la Voc en frío más alta del proyecto (762 V).

Las demás características técnicas exigidas a los DPS DC son las siguientes:

- Tipo: Tipo 2 (Clase II) como configuración base, instalados en el combinador DC o en la entrada del inversor. Si el análisis de riesgo por descargas atmosféricas (NTC 4552-2) determina la necesidad de un sistema de protección contra rayos (SPCR), los DPS pasarán a ser Tipo 1+2 (Clase I+II), capaces de soportar la corriente directa de rayo.
- Corriente nominal de descarga (In, onda 8/20 µs): ≥ 20 kA por polo.

- Corriente impulsiva (Iimp, onda 10/350 µs): ≥ 12,5 kA por polo, aplicable únicamente a DPS Tipo 1+2.
- Nivel de protección de tensión (Up): ≤ 4 kV
- Capacidad de cortocircuito (Iscpv): ≥ Isc del string (15,98 A), conforme a IEC 61643-31.
- Configuración: tres polos en modo Y (positivo–PE, negativo–PE, positivo–negativo) o equivalente, para protección en modo común y modo diferencial.
- Normas de producto: IEC 61643-31 con certificación RETIE vigente (Resolución 40117 de 2024).

### 3.6.4. Breaker AC 225 A:

Breaker AC 225A (Trifásico): Ubicado en el lado de corriente alterna del inversor, protege el equipo y el sistema contra sobrecargas o fallas en la red. Se seleccionó un valor de 225 A, acorde con el dimensionamiento de los conductores (#4/0 AWG), que soportan hasta 260 A a 90 °C. Adicionalmente, conforme a lo establecido en normativa nacional, los circuitos derivados desde sistemas de generación deben dimensionarse aplicando un factor del 125% sobre la corriente máxima de salida del inversor y teniendo en cuenta que la corriente de salida del inversor es 175 A, el breaker de 225 A cumple con la reglamentación.

Del mismo modo, es necesario garantizar el el breaker AC de la salida del inversor cuente con un certificado de bidireccionalidad, tal como lo exige la norma nacional aplicable, puesto que se busca que la detección de corriente se realice mediante transformadores de corriente (CTs) por magnitud, sin dependencia de la dirección del flujo.

### 3.6.5. Protección Anti-Isla:

Protección Anti-Isla (Integrada en el inversor): De acuerdo con la normativa internacional (IEC 62116, IEEE 1547 y VDE 0126-1-1), el inversor debe contar con protección anti-isla, la cual garantiza que, ante una pérdida de red, el equipo deje de inyectar energía, evitando riesgos eléctricos para personal técnico o equipos de la red.

## 3.7. Ubicación equipos.

El inversor, junto con las cajas de distribución que albergan las protecciones eléctricas, se instalará en el cuarto eléctrico de la edificación, puesto que es un espacio de fácil acceso para labores de inspección y mantenimiento. La ubicación seleccionada permite mantener una distancia adecuada respecto a los paneles, minimizando las pérdidas por caída de

tensión en el cableado de corriente continua (DC) y evitando interferir con las actividades cotidianas del inmueble, tal como se observa en la Figura 3.7.

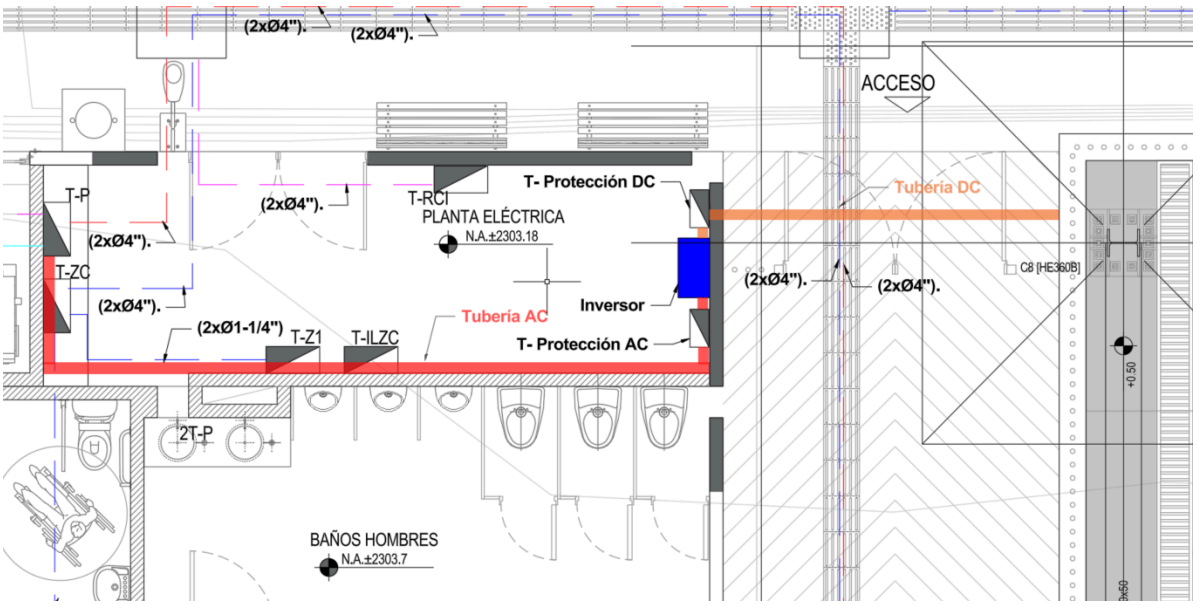



*Figura 3.7. Ubicación equipos.*

Es importante señalar que la conexión entre el inversor fotovoltaico y el tablero de distribución principal se realizará mediante la ductería sobrepuesta de la edificación. Esta disposición permite mantener la estética arquitectónica del inmueble, proteger el cableado frente a posibles deterioros por exposición ambiental y asegurar el cumplimiento de los lineamientos establecidos por el RETIE en materia de canalizaciones eléctricas.

### 3.7.1. Cajas de protección.

En este caso se decidió utilizar un gabinete especial para las protecciones DC y AC con separación física, mientras que el inversor irá anclado a la pared. Esta disposición garantiza la correcta instalación de los equipos, protección contra polvo, agua y golpes maximizando la durabilidad y permitiendo un fácil acceso para futuros mantenimientos.

# 4. Diseño detallado RETIE

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

El presente proyecto contempla la instalación de un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red, cuya capacidad es de 60 kWp y que se conecta en baja tensión al secundario del transformador interno de la edificación. Dado que se trata de una instalación con generación de energía, se han identificado los siguientes riesgos eléctricos y se han definido medidas específicas para su mitigación, en cumplimiento de lo establecido en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE:

### 4.1.1. Riesgo de contacto eléctrico directo

- Descripción: Posibilidad de que una persona entre en contacto con partes activas del sistema.
- Medidas:
    - Uso de envolventes y protecciones aislantes con grado de protección mínimo IP44.
    - Uso de conectores y equipos certificados RETIE.
    - Rótulos de advertencia en puntos de acceso al sistema fotovoltaico.

### 4.1.2. Riesgo de contacto eléctrico indirecto

- Descripción: Contacto con partes metálicas que podrían energizarse por falla de aislamiento.
- Medidas:
    - Diseño e implementación de sistema de puesta a tierra conforme a RETIE y NTC 2050.
    - Coordinación de protecciones para garantizar apertura automática del circuito ante fallas.

### 4.1.3. Riesgo de sobrecorriente (sobrecarga o cortocircuito)

- Descripción: Corrientes que superen la capacidad de los conductores o equipos.
- Medidas:
    - Selección adecuada de conductores según la capacidad de corriente.
    - Cálculo y coordinación de protecciones con base en la corriente nominal del inversor, de los módulos FV y del sistema de distribución existente.

### 4.1.4. Riesgo por sobretensiones (transitorias o permanentes)

- Descripción: Aumento temporal o sostenido de la tensión por descargas atmosféricas o fallas en la red.
- Medidas:
    - Instalación de DPS (dispositivos de protección contra sobretensión).

- Canalización metálica adecuada con continuidad de puesta a tierra.

### 4.1.5. Riesgo por funcionamiento en isla

- Descripción: Posibilidad de que el sistema FV continúe energizando la red interna en ausencia de tensión de la red pública.
- Medidas:
  - Uso de inversor con certificación IEC 62116, el cual incorpora mecanismos de detección de isla y desconexión automática.
  - Coordinación con el operador de red para el cumplimiento del procedimiento de conexión simplificado.

### 4.1.6. Riesgo de incendio por fallas eléctricas

- Descripción: Posible origen de incendios por fallas en conexiones, equipos o canalizaciones.
- Medidas:
  - Uso de conductores certificados, con aislamiento resistente a UV en el tramo expuesto.
  - Canalización metálica tipo EMT con correcta fijación y anclaje.
  - Protección adecuada en cajas de distribución AC y DC con protecciones térmicas y fusibles.

### 4.1.7. Riesgo por acceso no autorizado

- Descripción: Manipulación no autorizada de componentes eléctricos.
- Medidas:
  - Ubicación de protecciones y cajas en zonas de acceso controlado.
  - Rótulos de advertencia de "peligro eléctrico", conforme a RETIE.

## 4.2. Diseño del sistema de puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la edificación se compone de 8 varillas de cobre macizo ubicadas en forma de maya con un distanciamiento de 0.91 y 1.27 metros entre cada una, tal como se muestra en la figura 4.2.1

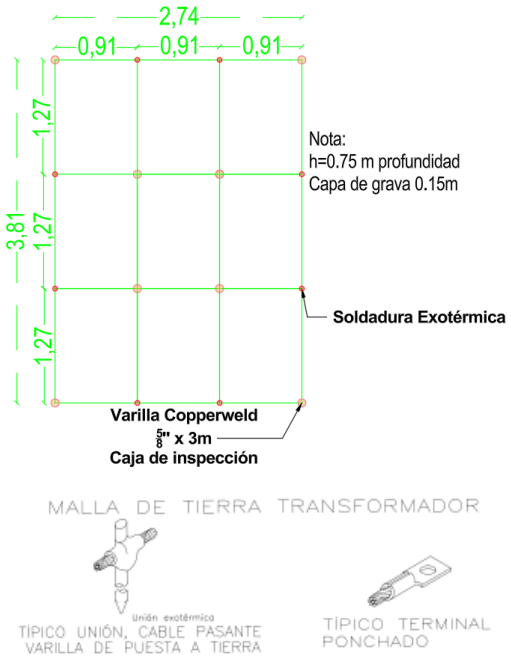



*Figura 4.2 Sistema de puesta a tierra EXISTENTE.*

La estructura metálica de soporte de los módulos fotovoltaicos, la conexión a tierra del dispositivo de protección contra sobretensiones (DPS) y la puesta a tierra del inversor se integrarán mediante un sistema de unión equipotencial al sistema de puesta a tierra de la edificación. Para ello, se instalará un barraje de cobre dentro del gabinete de protecciones, el cual funcionará como punto común de conexión entre los conductores de protección, como se ilustra en la figura 4.2.2. Este barraje recibirá las derivaciones provenientes de la estructura de los paneles, del DPS, del inversor y del conductor de tierra del tablero principal, asegurando así la continuidad eléctrica, la homogeneidad del potencial y la adecuada protección frente a fallas o descargas atmosféricas.

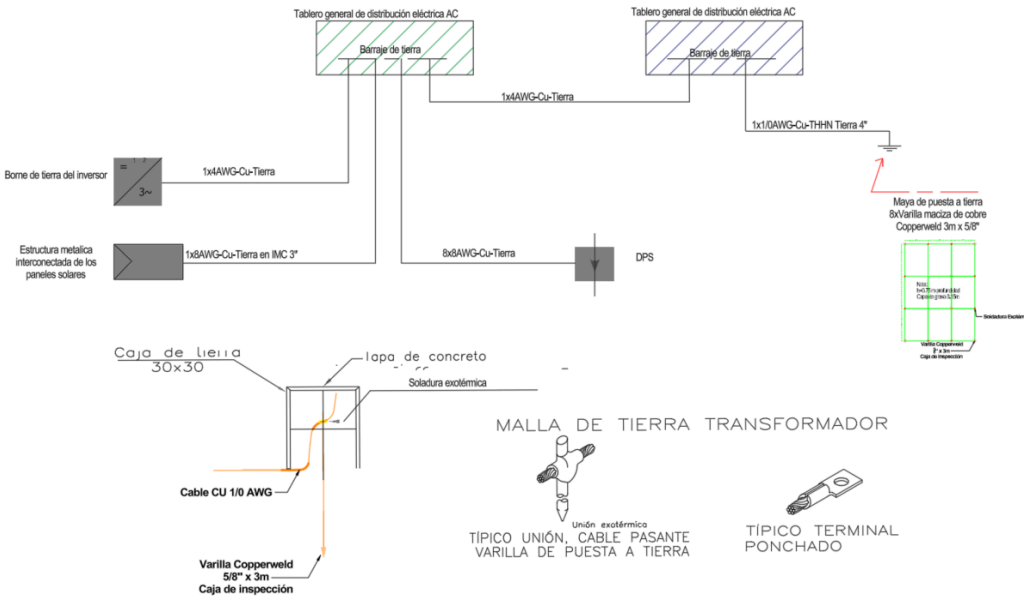


*Figura 4.2.2 Sistema de puesta a tierra conexiones.*

De acuerdo con los lineamientos establecidos en el RETIE, toda instalación debe contar con un sistema de puesta a tierra común que garantice la continuidad y la igualdad de potencial entre los elementos metálicos expuestos. En este proyecto, la conexión de los equipos del sistema fotovoltaico al sistema de puesta a tierra de la edificación cumple plenamente con estos requerimientos, al integrar todos los componentes conductivos a un mismo punto equipotencial. De esta manera, se asegura la correcta disipación de corrientes de falla y sobretensiones, evitando diferencias de potencial peligrosas y garantizando el cumplimiento de las condiciones de seguridad eléctrica exigidas por el RETIE.

El sistema de puesta a tierra de la edificación fue calculado en base a:

## Calculo conductor de la malla

### Cálculo de falla secundaria

$$If = (\frac{P}{\sqrt{3} * Ts})/Z$$

| Variable | Valor | Unidad | Notas |
|---|---|---|---|
| Pot | 75 | K VA | Potencia transformador |
| Ts | 0.208 | KV | Tensión secundaria |
| Z | 0.035 | | Impedancia de cortocircuito del Transformador |
| If | 5948 | A | Corriente de falla secundaria |

### Cálculo Área Conductor

$$A\,mm\,2 = Ig * \frac{1}{\sqrt{\frac{TCAP*10^{-4}}{tc*\alpha r*\rho r} * ln(\frac{Ko+Tm}{K0+Ta})}}$$

| | | | |
|---|---|---|---|
| Ig | 1124 | A | Corriente de falla secundaria |
| Tm | 1084 | °C | Temperatura máxima con soldadura exotérmica |
| Ta | 20 | °C | Temperatura ambiente |
| Tr | 20 | °C | Temperatura de referencia para las constantes de materiales |
| tc | 0.45 | s | Tiempo de despeje de la falla |
| αr | 0.00381 | 1/°C | Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia |

| | | | |
|---|---|---|---|
| ρr | 1.7774 | (μΩ/cm) | Resistividad del conductor a la temperatura de referencia |
| k0 | 242 | (1/αr) – Tr | K0 |
| TCAP*10E-4 | 34220 | J/cm3/°C | Factor de capacidad térmica |
| A | 2.64 | mm2 | Área del conductor |
| Conductor | 1/0 AWG | kcmil | Calibre seleccionado |
| Área Conductor | 53.5 | mm2 | Área del conductor seleccionado |
| d | 8.25 | mm | Diámetro conductor |

## Cálculo Rg

$$R_g = \rho \cdot \left[ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

| Variable | Valor | Unidad | Notas |
|---|---|---|---|
| Ancho | 3,81 | m | Ancho de la malla |
| Largo | 2,74 | m | Largo de an malla |
| Conductores paralelos X | 4 | un | Conductores paralelos X de co malla |
| Conductores paralelos Y | 4 | un | Conductores paralelos Y de co malla |
| Varillas | 8 | un | Número de varillas de va malla |
| Longitud de varillas | 3 | m | Longitud de las varillas |
| Área de la malla | 10,44 | m2 | Área de la malla de la malla (largo * ancho |
| LC | 26,20 | m | Longitud total cables |
| LR | 24,00 | m | Longitud total varillas |
| Longitud total enterrado | 50,20 | m | longitud total electrodos (varillas + cable |
| Resistividad del terreno | 66 | Ohm*m | Resistividad del terreno |
| h | 0,75 | m | Profundidad de enterramiento |
| Rg | **4,9** | Ohm | Resistencia de puesta a tierra |

*Figura 4.2.3 Cálculo Sistema de puesta a tierra*

## 4.3. Cálculo de canalizaciones y conductores conforme a la normativa vigente

Para las canalizaciones de este proyecto se realizó el cálculo del porcentaje de ocupación del cableado dentro de las canalizaciones teniendo en cuenta el calibre de los cables y el área transversal de las canalizaciones. En este caso, la tubería conduit se calculará teniendo en cuenta la tabla 5 y el apéndice C de la norma NTC 2050, utilizando la fórmula expuesta a continuación:

$$\%\ de\ ocupación\ = \frac{\sum Área\ de\ los\ cables}{Área\ de\ la\ ducteria}$$

Es importante mencionar que el % de ocupación tanto del cableado DC como del AC, no superará el 40% del área disponible cumpliendo con la normativa nacional vigente.

### 4.3.1. Cableado DC

El cableado que conecta los paneles solares con la entrada DC del inversor utilizan cable de 6 mm2 y está compuesto por: ocho positivos, ocho negativos y tierra, por lo que se decidió utilizar tubería de 3 ”, donde se calculó un porcentaje de ocupación de los cables de 10,5%.

### 4.3.2. Cableado AC

El cableado correspondiente a la salida en corriente alterna (AC) del inversor hacia el tablero de distribución principal de la edificación estará conformado por conductores calibre 4/0 AWG, distribuidos en tres fases, neutro y conductor de protección (tierra). La canalización se efectuará a través de una tubería metálica tipo IMC de 4”, cumpliendo con los requisitos del RETIE para instalaciones de baja tensión. El cálculo del factor de ocupación del ducto arrojó un valor de 12%, lo que garantiza un dimensionamiento adecuado y un correcto espacio de ventilación interna para los conductores.

## 4.4. Diagramas unifilares

Para los diagramas unifilares se recomienda revisar los documentos adjuntos a esta memoria de cálculo, donde se encuentra toda la información pertinente en los formatos solicitados.

## 4.5. Planos eléctricos

Para los planos eléctricos se recomienda revisar los documentos adjuntos a esta memoria de cálculo, donde se encuentra toda la información pertinente en los formatos solicitados.

## 4.6. Distancias de seguridad o servidumbre

En cumplimiento de lo establecido en el ítem u. del ARTICULO 3.3.1.1 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE, se verificaron y aplicaron las distancias de seguridad y servidumbre requeridas para el diseño del sistema fotovoltaico.

En este proyecto, la disposición de la ductería se ilustra en la figura 4.8. La tubería DC desciende desde el techo hacia el cuarto eléctrico (3”) y luego a la caja del inversor, al igual que la tubería AC sale del inversor, pasa por la caja de distribución AC (IMC 4”) y posteriormente se acopla al tablero general de distribución AC.

Ambas tuberías se instalarán separadas entre sí por un mínimo de 5 cm, y a una distancia de más de 1m de la ventana más cercana, cumpliendo así con lo dispuesto por el RETIE en relación con accesos, vanos y elementos de fácil acceso para personas. Asimismo, se verificó que no existan interferencias con instalaciones hidráulicas o de gas, asegurando una separación superior a 30 cm respecto a éstas, conforme a lo exigido por el reglamento. Finalmente, se confirma que no se intervienen zonas de servidumbre eléctrica, de uso público o de terceros, y que todo el sistema queda dentro del perímetro privado de la plaza.

Como referencia visual, en la figura 4.6 se utiliza diferenciación por colores para identificar las tuberías rojo es para AC y naranja para DC.

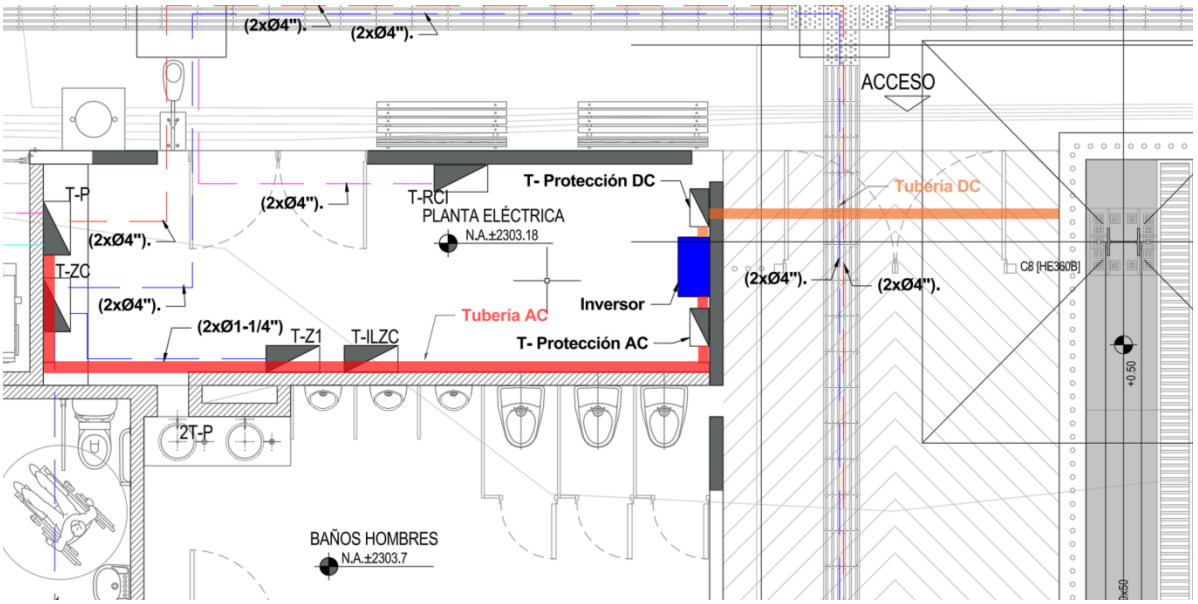



*Figura 4.6. Disposición tubería AC y DC.*

Por otro lado, es importante mencionar que en este proyecto, la salida trifásica del inversor se conectará directamente al barraje del tablero de distribución AC de la edificación, lo cual implica que la corriente de inyección debe ser soportada por el sistema de distribución interno. En este caso, dicho barraje está alimentado por conductores de calibre 4/0 AWG (cobre), cuya capacidad de conducción, según la NTC 2050, es de aproximadamente 260 A

por fase, por lo que el tablero de distribución general de la edificación debe contar con un barraje principal de capacidad nominal mínima de 400 A, con el breaker fotovoltaico de 225 A instalado físicamente en el extremo opuesto al breaker de la acometida (también de 225 A).

## 4.7. Ampacidad de los conductores

La selección de conductores se verifica conforme a la NTC 2050, artículo 690-8, aplicando el factor del 125 % sobre la corriente de cortocircuito (corriente del circuito FV) y un segundo 125 % para servicio continuo, además de los factores de corrección por temperatura ambiente (310-15) y por número de conductores portadores en una misma canalización.

### 4.7.1. DC

Corriente del circuito FV = Isc × 1,25 = 15,98 × 1,25 = 19,98 A. Ampacidad mínima del conductor = 19,98 × 1,25 = 24,97 A ≈ 25 A.

El cable solar de 6 mm2 tiene una ampacidad base de 72 A según ficha técnica de los fabricantes. Como el arreglo conduce 8 positivos y 8 negativos (16 conductores portadores) por una sola canalización, aplica un factor de agrupamiento de 0,50:

El factor de agrupamiento reduce la ampacidad del cableado de 72 A a 36A, lo que aún se encuentra muy por encima de los 25 A que debe minimo soportar el cable, lo que permite garantizar que los 16 cables dentro de la canalización cumplen el requisito de ampacidad mínima según RETIE.

### 4.7.2. AC

Corriente máxima de salida del inversor = 175 A.
Ampacidad mínima = 175 × 1,25 = 218,75 A.

El conductor 4/0 AWG de cobre tiene una ampacidad de 230 A a 75 °C (temperatura de los terminales) y 260 A a 90 °C. Con tres conductores de fase portadores (el neutro de un sistema en estrella balanceado no se contabiliza), no aplica factor de agrupamiento.

- Verificación: 230 A (75 °C) >= 218,75 A requeridos  por lo tanto cumple.
- Protección de sobrecorriente AC: 218,75 A con  tamaño normalizado inmediato superior = 225 A. El conductor (230 A) protege adecuadamente al breaker de 225 A.

## 4.8. Regulación de tensión

La caída de tensión se calcula con la expresión

$$dV = k \cdot L \cdot I \cdot R$$

R es la resistencia del conductor por metro a la temperatura de operación

L la longitud
I la corriente
k el factor de configuración (2 para un lazo monofásico/DC, raíz de 3 para trifásico).

### 4.8.1. DC

| Temperatura del conducto | R x metro | dV en string de 14 paneles a 35 metros | % sobre Vmp= 581 V DC |
| --- | --- | --- | --- |
| 20 °C (referencia) | 0,00339 Ω/m | 3,19 V | 0,55 % |
| 70 °C (operación normal) | 0,00406 Ω/m | 3,82 V | 0,66 % |
| 90 °C (máximo continuo | 0,00432 Ω/m | 4,07 V | 0,70 % |

*Figura 4.8.1. Caída de tensión en DC*

La regulación DC sigue por debajo del 1 % en cualquier escenario realista de temperatura del conductor incluso en el peor caso operativo (90 °C) llega a 0,70 %, por lo que cumple holgadamente los criterios de la NTC 2050 (≤ 3 % en alimentadores) y del RETIE.

### 4.8.2. AC

Conductor 4/0 AWG (107,2 mm2), R = 0,0185 / 107,2 = 0,0001726 Ohm/m.
Corriente 175 A
sistema trifásico 220 V
L = 10 m máximo

$$dV = \sqrt{(3)} \times 175 \times 0{,}0001726 \times 10 = 0.525 \text{ V}.$$

Sobre 220 V: 0,24 %.

La caída total se mantiene por debajo del 1 %, holgadamente dentro de los límites de buena práctica (<= 3 % en alimentadores y <= 5 % acumulado según la NTC 2050) y del requisito de cálculo de regulación del RETIE.

## 4.9. Topología de conexión en corriente alterna

La red interna de la edificación es un sistema trifásico en estrella de 220/127 V (cuatro hilos). Se adopta para el inversor una conexión 3 fases + neutro + tierra de protección (3F+N+PE), por las siguientes razones:

- Compatibilidad con el sistema en estrella 127/220 V y con la referencia de neutro que requieren la mayoría de inversores trifásicos para medición y sincronización.
- Permite gestionar el desbalance entre fases y mantener la referencia de 127 V.
- Facilita la medición por fase y la coordinación con el contador bidireccional aguas abajo del tablero principal.

Dimensionamiento asociado: tres conductores de fase 4/0 AWG, neutro 4/0 AWG (se conserva igual a la fase por la posible presencia de armónicos del inversor; y conductor de tierra de protección 4 AWG como mínimo. La selección final 3F+N+PE vs. 3F+PE debe confirmarse contra el modo de conexión admitido por el inversor que se instale.

## 4.10. Código de colores

La identificación de conductores se realiza conforme al código de colores del RETIE para sistemas de c.a. de baja tensión 208Y/120 - 220/127 V, y a la práctica usual para el lado DC fotovoltaico:

| Conductor | Color | Sistema |
| --- | --- | --- |
| Fase 1 / 2 / 3 | Amarillo / Azul / Rojo | AC 220/127 V |
| Neutro | Blanco | AC 220/127 V |
| Tierra de protección | Verde o Verde-Amarillo | AC y DC |
| Polo positivo (+) | Rojo | DC fotovoltaico |
| Polo negativo (-) | Negro | DC fotovoltaico |

*Tabla 3.5.5. Codigo de colores aplicable.*

Cuando el cable solar se suministre en color unico (negro, segun EN 50618), la polaridad se identificara con marcacion o termoencogible rojo/negro en cada terminacion, conector y caja de paso.

## 4.11. Protección contra falla de arco en DC (AFCI)

Las fallas de arco en serie o en paralelo del lado DC son una causa reconocida de incendio en sistemas fotovoltaicos, por las altas tensiones de string y la ausencia de cruce por cero de la corriente continua. Como medida de mitigación del riesgo de incendio de origen eléctrico (concordante con el análisis de riesgos del Capítulo 4 y con la NTC 2050 690-11), el sistema contará con detección e interrupción de falla de arco en DC (AFCI).

- La función AFCI estará integrada en el inversor o se proveerá mediante dispositivo dedicado con capacidad de detectar el arco y desconectar/interrumpir el circuito afectado.
- Al detectar una falla de arco, el equipo debe interrumpir y requerir reposición manual antes de reanudar la operación.

Se exige que el inversor definitivo declare explícitamente la función AFCI y su certificación; en caso contrario, se debe incorporar un dispositivo AFCI externo en la caja de protecciones DC.

## 4.12. Proteccion y deteccion de falla a tierra en DC (GFDI) y certificaciones del inversor

El sistema deberá contar con detección e interrupción de falla a tierra en el lado DC (GFDI), conforme a la NTC 2050 690-5 y 690-41, para reducir el riesgo de choque eléctrico e incendio ante una falla de aislamiento. En inversores sin transformador (string), esta función se implementa

típicamente mediante monitoreo permanente de la resistencia de aislamiento (Riso) y un dispositivo de interrupción interno.

**Certificaciones exigibles al inversor definitivo:** además de la certificación de producto RETIE, el inversor debe acreditar las siguientes normas, ya referenciadas en la Tabla 4.12:

| Norma | Función / alcance |
| --- | --- |
| IEC 62109-1 / -2 | Seguridad del inversor; incluye monitoreo de aislamiento (Riso) y protección de falla a tierra DC |
| IEC 62116 | Ensayo de prevención de funcionamiento en isla (anti-isla) |
| IEC 61727 | Características de la conexión a la red de distribución |
| IEEE 1547 | Interconexión con el sistema de potencia (anti-isla, calidad) |
| IEC 63027 (o UL 1699B) | Detección e interrupción de falla de arco DC (AFCI) |

*Tabla 4.12. Certificaciones requeridas al inversor*

## 4.13. Punto de conexión y verificación de la regla del 120 % del barraje

Dado que el inversor se conecta aguas abajo del contador principal, sobre el barraje del tablero de distribución, debe verificarse la regla del 120 % (NTC 2050 705-12 / 690-64), que limita la suma de la protección principal de la red y la protección del aporte fotovoltaico a un máximo del 120 % de la capacidad nominal del barraje.

**Datos:** capacidad del barraje del tablero = 400 A (mínimo previsto); protección del aporte FV (breaker del inversor) = 225 A.

Límite: 120 % × 400 A = 480 A. Entonces: Iprincipal + IFV <= 480 A => Iprincipal <= 480 − 225 = **255 A.**

| Condición a cumplir | Verificación |
| --- | --- |
| Breaker principal (acometida) <= 255 A | Especificar principal <= 250 A (normalizado): 250 + 225 = 475 <= 480 OK |
| Breaker FV en el extremo opuesto al de la alimentación del barraje | Requisito de ubicación física obligatorio (705-12) |
| Inyección por fase (175 A) <= capacidad de barras y conductores | 175 A < 400 A OK |

*Tabla 4.13. Verificación de la regla del 120 %.*

Con barraje con capacidad mayor a 400 A y breaker FV de 225 A, el interruptor principal del tablero no debe exceder 250 A y el breaker fotovoltaico debe instalarse en el extremo del barraje opuesto al de la acometida.

## 4.14. Medios de desconexión (DC y AC)

El sistema dispondrá de medios de desconexión claramente identificados que permitan aislar de forma segura el generador fotovoltaico para mantenimiento y emergencias, conforme a la NTC 2050 690-13, 690-15 y 690-17.

### Desconexión DC

- Seccionador de carga DC con apertura visible o indicación de estado, ubicado en la entrada del inversor (o a la vista de este), con tensión nominal >= 1000 VDC y corriente nominal >= Isc × 1,25 por string.
- Debe interrumpir simultáneamente los conductores positivo y negativo de cada string que ingresa al inversor.

### Desconexión AC

- Medio de desconexión AC entre el inversor y el punto de conexión, accesible, con capacidad de bloqueo (candado) en posición abierta, conforme a 690-15 y 705-20.
- El operador de red (ESBA) usualmente exige, además, un seccionador AC externo, visible y accesible para su personal; se preverá su espacio y rotulación, aunque su definición final corresponde al trámite de conexión.

## 4.15. Rotulado y señalización

Toda la señalización será en español, en material durable, resistente a la radiación UV e indeleble, con el símbolo de riesgo eléctrico cuando corresponda. Se instalarán como mínimo los siguientes rótulos:

| Ubicación | Rótulo / contenido |
| --- | --- |
| Puntos de acceso al arreglo y cajas DC | PELIGRO - FUENTE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA. TENSIÓN DC PRESENTE |
| Seccionador / combinador DC | Tensión máxima del sistema (Voc en frio), corriente de cortocircuito, Vmp e Imp del circuito |
| Tablero principal / punto de conexión | FUENTE DE GENERACIÓN BIDIRECCIONAL - NO DESCONECTAR BAJO CARGA |
| Acometida / entrada de la edificación | Rótulo de parada rápida con diagrama del límite del arreglo y ubicación del iniciador |
| Tablero y medios de desconexión | Directorio (placa) que liste todas las fuentes de energía y todos los medios de desconexión del predio (690-56) |
| Medidor / frontera con el OR | Aviso de que el predio cuenta con generación fotovoltaica conectada a la red |

*Tabla 4.15. Rotulado mínimo del sistema fotovoltaico*

## 4.16. Coordinación de protecciones del aporte fotovoltaico

La inserción del aporte fotovoltaico al barraje del TDG da lugar a un sistema de protecciones con seis niveles jerárquicos. Los cinco primeros corresponden a los ya definidos en la Sección 8.2 de la memoria de cálculo eléctrico; el nuevo nivel (2-FV) se incorpora en paralelo al totalizador BT, conectado al mismo barraje del TDG aguas abajo del medidor general.

***Tabla 4.16.1 — Topología jerárquica de protecciones con aporte fotovoltaico***

| Nivel | Ubicación | Dispositivo | Capacidad / Ajuste | Función |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 0 | Aguas arriba MT — cabecera EBSA | Reconectador EBSA | Ip = 300 A; Inst. 760 A | Respaldo del alimentador |
| 1 | Primario del transformador 75 kVA | Fusible Dual MV | 10 A | Protección del transformador |
| 2 | TDG — acometida BT (medidor general) | ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI 1SDA075423R1 | In = 250 A — L ajustado a 225 A; Icu = 36 kA @ 480 V | Totalizador BT |
| 2-FV | TDG — derivación del aporte FV | ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI 1SDA075423R1 | In = 250 A — L ajustado a 225 A; Icu = 36 kA @ 480 V | Protección del aporte FV |
| 3 | TDG — derivaciones a submedidores | Breakers ramales por local | Según carga local | 12 locales + servicios generales |
| 4 | Circuitos ramales finales | Interruptor + RCD tipo A | 30 mA | Protección de personas (GFCI) |

Los valores de cortocircuito en el barraje del TDG se toman del estudio ya elaborado en la Sección 8.1 de la memoria eléctrica de la edificación, con base en la información oficial del operador de red EBSA y en los parámetros del transformador de distribución.

***Tabla 4.16.2 — Corrientes de cortocircuito en el punto de conexión (TDG)***

| Parámetro | Valor | Fuente |
| --- | --- | --- |
| Tensión de operación BT (V_LL) | 208 V | Secundario del transformador 75 kVA |
| Icc 3φ — bornes secundario | 5.948 A | Calculado IEC 60909 (Sección 8.1) |
| Icc 1φ — bornes secundario | ~ 6.300 A | Calculado (1,05 × Icc 3φ) |
| Icc 3φ — barraje TDG | ~ 5.700 A | Atenuado por impedancia de la acometida BT |

| | | |
|---|---|---|
| Icc 1φ — barraje TDG | ~ 6.000 A | Idem |

Estas corrientes definen el valor de referencia (Icc_red) en el barraje del TDG. La capacidad de ruptura del breaker del aporte FV debe verificarse contra el cortocircuito total (Icc_red + aporte FV).

Los inversores fotovoltaicos conectados a la red, de topología sin transformador y con control por modulación de ancho de pulso, presentan un aporte de cortocircuito al lado AC limitado y de muy corta duración. El comportamiento típico, normalizado por IEEE Std 1547 y verificado por los ensayos de la IEC 62116 (anti-isla), es el siguiente:

- Durante los primeros ciclos de la falla, el lazo de control de corriente del inversor limita el aporte a un valor comprendido entre 1,1 y 1,5 veces la corriente nominal de salida.
- Entre 100 y 150 ms después del evento, el inversor detecta la pérdida del soporte de red (anti-isla) o la sobrecorriente en su lado de salida, y se autoinhibe — el aporte cae a cero.
- Esta conducta es radicalmente distinta a la de una máquina sincrónica o de un transformador, los cuales pueden sostener corrientes de cortocircuito de 10 a 25 veces la nominal durante varios segundos.

Para el presente diseño se adopta un valor de aporte conservador, aplicable a inversores string conformes a IEEE 1547 / IEC 62116:

***Tabla 4.16.3 — Aporte de cortocircuito estimado del inversor al lado AC***

| Parámetro | Valor | Justificación |
|---|---|---|
| Corriente nominal de salida (Inom) | 175 A @ 220 V | Capacidad nominal del inversor — 60 kVA |
| Factor de aporte de falla | 1,5 × Inom | Cota superior típica para inversores string (IEEE 1547) |
| Aporte FV al cortocircuito (I_FV) | ≈ 263 A | I_FV = 1,5 × 175 = 263 A |
| Duración del aporte | ≤ 150 ms | Limitado por anti-isla (IEC 62116) y por la limitación interna del inversor |

Cortocircuito total en el barraje del TDG, contemplando ambos aportes:

**Icc_total = Icc_red + I_FV = 5.700 + 263 = 5.963 A ≈ 6,0 kA**

El aporte fotovoltaico incrementa el cortocircuito disponible en el TDG en aproximadamente un 4,6 %, magnitud que mantiene los requisitos de capacidad de ruptura prácticamente sin cambio respecto al cálculo de la edificación sin generación.

Se selecciona como protección del aporte fotovoltaico, en cumplimiento del Artículo 705-12 de la NTC 2050 (regla del 120 % del barraje del TDG ya verificada en el numeral 4.7 de la memoria FV) y de los requisitos de cortocircuito, el siguiente dispositivo:

***Tabla 4.16.3 — Especificación del interruptor del aporte fotovoltaico***

| Parámetro | Valor | Justificación / Fuente |
|---|---|---|
| Marca y referencia | ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI In = 250 A 3p F UL-CSA — 1SDA075423R1 | Catálogo ABB Tmax XT — versión UL/CSA certificada bajo UL 489 y CSA C22.2 |

| | | |
| --- | --- | --- |
| Tipo | Interruptor automático en caja moldeada (MCCB) con relé electrónico Ekip LSI | IEC 60947-2 / UL 489 |
| In de la carcasa | 250 A | Capacidad nominal térmica del breaker |
| In ajustada (I1) | 225 A (0,90 × 250) | I_calc = 1,25 × 175 = 218,75 A → tamaño normalizado inmediato superior |
| Capacidad de ruptura (Icu) | 36 kA @ 480 V AC | Icu = 36 kA ≫ Icc_total ≈ 6,0 kA — margen 6× |
| Funciones de protección | L (long-time) + S (short-time) + I (instantaneous) | Ekip LSI — ajuste fino digital |
| Polos | 3 | Sistema trifásico tetrafilar; neutro corrido fuera del breaker |
| Tensión nominal | 690 V AC | Cubre 208 V con amplio margen |
| Norma de cumplimiento | IEC 60947-2 + UL 489 + CSA C22.2 N.º 5 | Habilita operación bidireccional y certificación norteamericana |
| Certificaciones de tercero | ABB SACE — UL Listed, CSA Certified, ABS / LR / GL | Validan operación bidireccional conforme a NTC 2050 §705 |

*Nota:Justificación de la operación bidireccional. El relé Ekip LSI realiza la medición de corriente mediante transformadores internos cuya magnitud es independiente del sentido del flujo. El cumplimiento simultáneo de IEC 60947-2 y UL 489 — esta última explícita en el ítem 489.50 sobre aplicaciones con generación bidireccional — y las certificaciones complementarias de las clasificadoras marítimas (ABS, Lloyd's Register, Germanischer Lloyd) son suficientes para validar el dispositivo en sistemas con inyección a la red interna conforme al Artículo 705 de la NTC 2050.*

El breaker referenciado en la Tabla 4.16.3 corresponde al modelo seleccionado para desarrollar el análisis de coordinación de protecciones del presente documento y representa la solución técnica recomendada por esta consultoría. En la fase de instalación, el constructor podrá emplear un modelo equivalente de otro fabricante, siempre que el dispositivo de reemplazo cumpla simultáneamente con los siguientes criterios: (i) capacidad nominal de carcasa ≥ 250 A con corriente térmica ajustable que admita el valor I1 = 225 A; (ii) capacidad de ruptura Icu ≥ 36 kA a la tensión de operación; (iii) cumplimiento de IEC 60947-2 y certificación complementaria UL 489 o equivalente que valide explícitamente la operación bidireccional; (iv) funciones de protección L, S e I con los rangos de ajuste suficientes para replicar los valores definidos en el numeral X.6 de este capítulo; y (v) preservación de la selectividad cronométrica con las protecciones aguas arriba y aguas abajo, verificada mediante el correspondiente estudio gráfico tiempo-corriente. Cualquier sustitución debe ser documentada por el constructor y aprobada por el ingeniero responsable de la instalación, conforme al Artículo 3.3.1.1 del Libro 3 del RETIE..

El interruptor del aporte fotovoltaico (Nivel 2-FV) y el totalizador BT (Nivel 2) coinciden en la capacidad nominal ajustada de 225 A. Esta coincidencia no responde a un criterio de jerarquía sino al resultado de dos dimensionamientos independientes que convergen, por casualidad estadística, al mismo tamaño normalizado. La verificación normativa se desarrolla a continuación.

***Tabla 4.16.4 — Dimensionamiento independiente de cada interruptor***

| Aspecto | Totalizador BT (Nivel 2) | Breaker del aporte FV (Nivel 2-FV) |
| --- | --- | --- |
| Carga protegida | Acometida BT del transformador 75 kVA | Conexión del inversor de 60 kVA al barraje |
| Corriente nominal de operación | In_sec = 75 / (√3 × 0,208) = 208 A | Inom inversor = 175 A @ 220 V |
| Cálculo NTC 2050 §240/§705 | Entre In oper. (208 A) y ampacidad Cu 4/0 (230 A) | 1,25 × 175 = 218,75 A → tamaño normalizado inmediato superior |
| Tamaño normalizado seleccionado | 225 A | 225 A |
| Relé electrónico utilizado | Ekip LSI 1SDA075423R1 (ajuste fino digital) | Ekip LSI 1SDA075423R1 (ajuste fino digital) |

Cada dispositivo se dimensionó conforme al Artículo 240-3 de la NTC 2050, que establece que la protección debe ajustarse a la corriente nominal del conductor o equipo protegido, no a un esquema jerárquico de capacidad descendente. Por tanto, la coincidencia numérica en 225 A es un resultado correcto y no constituye un incumplimiento normativo.

Justificación de cumplimiento normativo:

- NTC 2050 240-3 — Cada conductor y cada equipo eléctrico debe contar con un dispositivo de protección dimensionado para su corriente nominal individual. Cumple puesto que los dos breakers se dimensionaron de forma independiente y cada uno protege un equipo distinto.
- NTC 2050 240-21 — Localización del dispositivo de protección de sobrecorriente. Cumple — cada conductor portador (acometida BT del transformador y derivación al inversor) cuenta con su propio dispositivo en el punto de conexión al barraje del TDG.
- NTC 2050 705-12 (regla del 120 %) — Cumple. La suma de capacidades de las fuentes que alimentan el barraje (225 A del totalizador + 225 A del aporte FV = 450 A) es menor o igual al 120 % del barraje (400 A × 1,20 = 480 A). Margen de 30 A disponible.
- NTC 2050 690-64 — Punto de conexión en el lado de la carga (load-side connection). Cumple — el aporte FV se conecta sobre el mismo barraje del TDG aguas abajo del totalizador, configuración permitida cuando se respeta la regla del 120 %.
- ANSI/IEEE Std 242-2001 (Buff Book), 15 — Coordinación con dispositivos en paralelo sobre un barraje común. Cumple — la operación simultánea de los dos breakers ante una falla franca en el barraje es aceptable, dado que la falla está aguas arriba de ambos dispositivos y no existe punto de coordinación intermedio.

Armonización del modelo entre ambos dispositivos. Para el presente diseño se adopta el mismo modelo y la misma referencia exacta en ambos breakers — ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI In = 250 A 3p F UL-CSA, código 1SDA075423R1 — con ajustes diferenciados de las funciones L, S e I según la posición de cada uno en la jerarquía. Esta armonización aporta tres ventajas operativas y normativas:

- Único SKU en el inventario de repuestos del proyecto, lo que simplifica el almacenamiento, la documentación técnica del fabricante anexa a la memoria, y la sustitución de unidades en operación.
- Cumplimiento normativo idéntico en ambos puntos — IEC 60947-2 + UL 489 + CSA C22.2 N.º 5, con la cláusula 489.50 de UL 489 documentada explícitamente para operación bidireccional sobre ambos dispositivos.
- Capacidad de ajuste fino digital de las funciones L, S e I en ambos breakers, lo que habilita la selectividad cronométrica del numeral X.6 (totalizador con t2 = 50 ms; breaker FV con t2 = 100 ms) y permite refinamientos posteriores sin intervención del hardware.

La diferenciación entre los dos dispositivos se establece, por tanto, no por la versión de relé sino por los ajustes cronométricos de la función Short-time aplicados durante la puesta en marcha del TDG.

Ausencia de configuración en serie. Los dos breakers no se encuentran en serie sobre un mismo conductor: están conectados en paralelo sobre el barraje del TDG, cada uno aguas arriba de su propia derivación. Por esta razón, el concepto clásico de selectividad jerárquica (que exige diferencias de capacidad entre dispositivos en serie) no aplica entre ellos. La coordinación entre ambos se garantiza por la diferencia cronométrica en la función S y por el sentido del flujo de corriente que cada uno controla (entrante para el totalizador, saliente para el breaker FV).

El relé Ekip LSI admite ajuste independiente de las funciones L (térmica de larga duración), S (cortocircuito de tiempo corto) e I (cortocircuito instantáneo). Los ajustes propuestos garantizan selectividad con la protección aguas arriba mediante un escalonamiento por tiempo en la función S, y aseguran el despeje instantáneo de cortocircuitos francos en el ramal FV:

***Tabla 4.16.5 — Ajustes propuestos para el relé Ekip LSI***

| Función | Parámetro | Ajuste propuesto | Justificación |
| --- | --- | --- | --- |
| L — Long-time | I1 (umbral térmico) | 0,90 × In = 225 A | Protege la corriente máxima continua del inversor (175 × 1,25 = 218,75 A) |
| L — Long-time | t1 (tiempo @ 6×I1) | 12 s | Curva térmica conservadora; tolera arranques con módulos calientes |
| S — Short-time | I2 (umbral S) | 5 × I1 = 1.125 A | Por encima de las puntas de carga del inversor; cubre la zona de selectividad |
| S — Short-time | t2 (retardo) | 100 ms (curva $I^2t$ = OFF) | Permite que el breaker aguas abajo despeje primero; selectividad cronométrica |
| I — Instantaneous | I3 (umbral) | 10 × I1 = 2.250 A | Despeja cortocircuitos francos con tiempo < 30 ms |

Los ajustes finales se confirmará durante la puesta en marcha del TDG por el ingeniero responsable de la instalación, en función de la curva oficial de la ficha técnica del breaker y de las características reales de la carga conectada.

El barraje del TDG presenta dos breakers asociados: el totalizador BT (Nivel 2, protege la acometida de la red EBSA) y el breaker del aporte FV (Nivel 2-FV, protege la conexión del inversor). Ambos

son del mismo modelo y misma carcasa (XT4N 250 ajustado a 225 A), pero protegen flujos de potencia con direcciones opuestas:

- El totalizador ve la corriente que entra desde la red EBSA hacia el TDG, más la corriente eventualmente exportada hacia la red en condiciones de generación excedentaria.
- El breaker del aporte FV ve la corriente del inversor inyectada al barraje, en una sola dirección (del inversor hacia el TDG).

Análisis de selectividad por escenario de falla:

***Tabla 4.16.6 — Análisis de selectividad para los escenarios de falla en el TDG***

| Escenario de falla | Aportes | Disparo esperado | Selectividad |
| --- | --- | --- | --- |
| Cortocircuito aguas abajo del breaker FV (entre breaker e inversor) | Solo red EBSA (5,7 kA); el inversor entrega máximo 263 A y se autoinhibe en ≤ 150 ms | Breaker FV dispara por función I (5,7 kA > 2,25 kA) en ≤ 30 ms | ✓ Solo dispara el breaker FV |
| Cortocircuito en el barraje del TDG | Red EBSA (5,7 kA) + inversor (263 A) = 5,96 kA | Ambos breakers disparan por función I (5,96 kA > 2,25 kA) | Operación simultánea — falla aguas arriba de ambos, sin punto de coordinación intermedio |
| Cortocircuito en un ramal de la edificación (aguas abajo del totalizador) | Red EBSA (5,7 kA) + inversor (263 A si está sincronizado) | Breaker del ramal dispara por función I; totalizador y breaker FV permanecen cerrados por el retardo S de 100 ms | ✓ Coordinación cronométrica correcta |
| Sobrecarga prolongada en el aporte FV | Aporte ligeramente por encima de 225 A | Breaker FV dispara por función L (curva térmica) | ✓ Protege el cableado AC del inversor |

La función Short-time (S) del relé Ekip LSI del breaker FV, ajustada con un retardo intencional de 100 ms y umbral 5 × I1, permite que los breakers ramales aguas abajo despejen primero. El escalonamiento estricto frente al totalizador BT no es alcanzable en el escenario de falla franca en el barraje del TDG: como ambos dispositivos detectan la falla simultáneamente y comparten capacidad de carcasa, la operación es simultánea — situación reconocida por ANSI/IEEE Std 242-2001 numeral 15 como aceptable en sistemas radiales con interconexión BT, dado que la falla está aguas arriba de ambos dispositivos y no existe punto de coordinación intermedio.

El inversor también incorpora un conjunto de protecciones integradas, requeridas por la NTC 2050 690 y 705 y por la norma IEC 62109-2, que actúan en paralelo a las protecciones externas y forman parte de la cadena de coordinación:

***Tabla 4.16.17 — Protecciones internas del inversor y su rol en la coordinación***

| Protección interna | Norma de referencia | Tiempo de actuación | Rol en la coordinación |
| --- | --- | --- | --- |
| AFCI (detección de arco DC) | UL 1699B / NTC 2050 690.11 | ≤ 2,5 s | Despeja arcos en serie del lado DC antes que la protección AC |
| GFDI (interruptor de falla a tierra DC) | UL 1741 / IEC 62109-2 / NTC 2050 690.41/690.43 | ≤ 1 s (≥ 1 A) | Aísla el aporte DC al detectar pérdida de aislamiento |
| Anti-isla (pasivo + activo) | IEC 62116 / IEEE 1547 | ≤ 2 s (típico 100–150 ms) | Desconecta el inversor al perder la red de respaldo — limita el aporte de falla AC |
| Sobre/subtensión AC | IEEE 1547-2018 | Configurable (0,16–2 s) | Asegura que el inversor opere dentro de la franja 0,88–1,10 pu |
| Sobre/subfrecuencia AC | IEEE 1547-2018 | Configurable (0,16–2 s) | Asegura operación dentro de 49,5–50,5 Hz |
| Cortocircuito AC interno | IEC 62109-2 | ≤ 1 ciclo | Limita la corriente de salida durante una falla en el lado AC |
| Sobretemperatura | IEC 62109-1 | Continua | Reduce la potencia o detiene el inversor por estrés térmico |

La consecuencia más relevante para la coordinación es que el aporte fotovoltaico al cortocircuito AC desaparece en menos de 150 ms tras el inicio de la falla. Esto significa que las curvas de las protecciones aguas arriba (fusible MT, totalizador BT, reconectador EBSA) no se ven afectadas en su zona de operación por tiempo: a partir de los 150 ms el sistema se comporta como si la generación FV no existiera, y la coordinación previamente validada en la Sección 8 de la memoria eléctrica de la edificación permanece íntegra.

El reconectador instalado por EBSA en la cabecera del circuito alimentador (Ip = 300 A, Inst. = 760 A, curva IEC NI con K = 0,14, Tp = 0,025 s, α = 0,02) y el fusible MT Dual de 10 A del primario del transformador conforman los niveles de respaldo superiores (Nivel 0 y Nivel 1). Con la inserción del aporte fotovoltaico:

- La corriente reflejada del lado BT al lado MT por una falla en el TDG, considerando el cortocircuito total (5,96 kA × 208/13.200 = 94 A en MT), permanece por debajo del umbral de pickup del reconectador (300 A). Ninguna falla en el lado BT del transformador activa el reconectador EBSA.
- El esquema fuse-saving del operador de red (descrito en la Sección 8.2 de la memoria eléctrica) sigue operando bajo las mismas premisas. El aporte fotovoltaico no introduce cambios en el comportamiento del reconectador.
- Frente a una pérdida de la red EBSA, el inversor se desconecta por anti-isla en menos de 2 segundos (IEC 62116), eliminando la posibilidad de operación involuntaria en isla y de re-energización de la red por aporte FV durante un recierre.

***Tabla 4.16.7 — Verificación de la capacidad de ruptura***

| Parámetro | Valor | Cumplimiento |
|---|---|---|
| Cortocircuito total disponible en el TDG (Icc_total) | ≈ 6,0 kA | — |
| Capacidad de ruptura del breaker Ekip LSI (Icu @ 480 V) | 36 kA | Icu / Icc_total = 6,0 × |
| Capacidad de servicio (Ics @ 480 V) — 100 % de Icu | 36 kA | Permite reconexión tras el despeje sin degradación |
| Tiempo de operación a Icc_total con función I activa | ≤ 30 ms | Suficiente para limitar la energía pasante |

El margen de seis veces entre la capacidad de ruptura del dispositivo y la corriente de cortocircuito disponible garantiza que el breaker opera muy por debajo de su límite, sin degradación de los contactos ni riesgo de falla del envolvente durante la interrupción.

A continuación se presenta el diagrama de coordinación tiempo-corriente del sistema con aporte fotovoltaico incluido, con todas las curvas referidas al lado primario MT (13,2 kV) para permitir su comparación directa en una misma escala logarítmica. Las corrientes del lado BT se transforman al lado MT multiplicando por la relación inversa de transformación 208/13.200 = 0,01576. Sobre la base del diagrama de la Figura 8.2.2 de la memoria eléctrica de la edificación, se agrega la curva del breaker del aporte fotovoltaico (Nivel 2-FV, ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI 1SDA075423R1 ajustado a 225 A), trazada en línea verde discontinua para distinguirla del totalizador BT (Nivel 2), pese a que ambos comparten modelo (XT4N 250 Ekip LSI 1SDA075423R1) y ajustes de la función L.

Figura X.11.1 — Diagrama de coordinación tiempo-corriente con aporte fotovoltaico
(curvas referidas al lado MT, 13,2 kV)

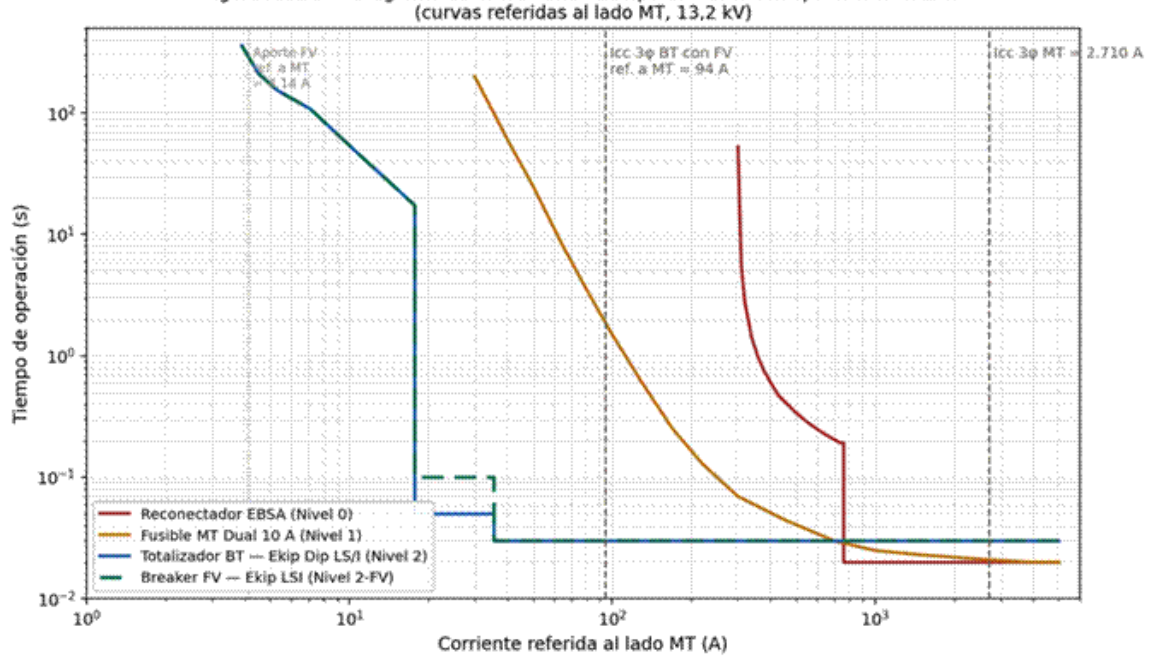



*Figura 4.16.1 — Diagrama de coordinación tiempo-corriente del sistema con aporte fotovoltaico, curvas referidas al lado MT (13,2 kV)*

Lectura del diagrama. Las curvas L de los breakers del Nivel 2 y del Nivel 2-FV se superponen exactamente, dado que ambos comparten el mismo umbral térmico I1 = 225 A (equivalente a 3,55 A referidos al lado MT) y la misma constante térmica t1 = 12 s a 6 × I1. La diferencia entre ambos dispositivos aparece únicamente en la zona de la función Short-time: el totalizador BT (curva azul) opera con t2 = 50 ms aplicado sobre su relé Ekip LSI, mientras que el breaker del aporte FV (curva verde discontinua) se configura con un retardo deliberado de 100 ms en t2. Este escalonamiento de 50 ms es el mecanismo que permite la selectividad cronométrica entre los dos dispositivos para fallas en la zona aguas abajo del totalizador: el breaker FV espera a que el totalizador o los breakers ramales del Nivel 3 actúen primero, antes de comprometer su propio disparo.

Las dos zonas de disparo instantáneo (función I) se vuelven a superponer a partir de I3 = 10 × I1 = 35,5 A referidos a MT (2.250 A en el lado BT), con tiempos de operación inferiores a 30 ms — comportamiento idéntico para ambos breakers y consistente con la filosofía de despeje rápido de cortocircuitos francos.

Cortocircuitos de referencia marcados en el diagrama:

- La línea vertical gris a I = 2.710 A corresponde al cortocircuito trifásico en el lado MT del transformador (dato oficial de EBSA, Anexo A de la memoria eléctrica). A esta corriente, tanto el fusible MT Dual de 10 A como la zona instantánea del reconectador EBSA operan en aproximadamente 20 ms, configurando el esquema fuse-saving del operador de red descrito en el numeral 8.2 de la memoria eléctrica.
- La línea vertical gris a I = 94 A representa la corriente de cortocircuito en el lado BT del barraje del TDG (5.963 A con aporte FV incluido), reflejada al lado MT mediante la relación de transformación. Se aprecia con claridad que esta corriente queda muy por debajo del umbral de pickup del reconectador (300 A en MT): ninguna falla en el lado BT activa el reconectador EBSA.
- La línea gris tenue a I = 4,14 A representa el aporte fotovoltaico al cortocircuito (263 A en BT) y permite verificar gráficamente que su magnitud es despreciable frente a las corrientes que mueven las curvas de las protecciones.

Verificación gráfica de los márgenes de selectividad. A la corriente de cortocircuito reflejada del TDG (94 A en MT), las curvas instantáneas del breaker FV y del totalizador BT operan ambas en aproximadamente 30 ms, mientras que el fusible MT y el reconectador EBSA requieren tiempos del orden de 20 a 50 ms. Esto confirma que el aporte FV no introduce inversiones en la jerarquía de despeje del sistema. La curva L de los breakers BT (referida a MT) queda muy por debajo de las curvas MT en todo el rango aguas abajo del transformador, lo que garantiza que cualquier falla en el lado BT será despejada por las protecciones BT antes de que opere el reconectador o el fusible MT. La superposición de las dos curvas de los breakers Nivel 2 y 2-FV en las zonas L e I, y su separación cronométrica de 50 ms en la zona S, constituyen la base gráfica del estudio de coordinación desarrollado en este capítulo.

- El cortocircuito total disponible en el barraje del TDG, con aporte fotovoltaico incluido, se mantiene en ≈ 6,0 kA — un incremento del 4,6 % respecto al valor de la memoria eléctrica, plenamente cubierto por la capacidad de ruptura de 36 kA del breaker seleccionado.
- La selectividad cronométrica con los breakers ramales aguas abajo se garantiza mediante el retardo de 100 ms de la función S del relé Ekip LSI.

- Las protecciones internas del inversor (anti-isla, AFCI, GFDI, sobre/subtensión, sobre/subfrecuencia) eliminan el aporte fotovoltaico al cortocircuito en ≤ 150 ms, dejando intacta la coordinación previamente validada con el fusible MT y el reconectador EBSA.
- El breaker ABB SACE Tmax XT4N 250 Ekip LSI 1SDA075423R1 ajustado a 225 A cumple con los requisitos de IEC 60947-2 y UL 489 para operación bidireccional, en cumplimiento del Artículo 705 de la NTC 2050.

La coordinación de protecciones propuesta cumple con los requisitos del literal (m) del Artículo 3.3.1.1 del Libro 3 del RETIE (Resolución 40117 de 2024), de las Secciones 240, 250, 690 y 705 de la NTC 2050 y de las normas internacionales de referencia (IEC 60947-2, IEC 60255-151, IEC 62116, IEEE 1547, ANSI/IEEE 242).

## 4.17. Análisis de riesgo por descargas atmosféricas del arreglo fotovoltaico

La corriente de rayo constituye la fuente del daño. Las situaciones de impacto consideradas, conforme a NTC 4552-1, son:

- S1: impacto directo sobre la estructura (en este caso, sobre el arreglo fotovoltaico o sobre la cubierta de la plaza).
- S2: impacto cerca de la estructura — induce sobretensiones sobre los circuitos interiores.
- S3: impacto sobre el servicio entrando a la estructura (acometida BT desde la subestación).
- S4: impacto cerca al servicio entrando a la estructura.

Los tipos de daño resultantes son:

- D1: lesiones a seres vivos por tensiones de paso y de contacto.
- D2: daños físicos — particularmente sensibles en el arreglo FV por el carácter inflamable de los polímeros del módulo y por el acople inductivo en el cableado DC.
- D3: fallas de los sistemas internos (inversor, monitoreo, electrónica de control) por impulso electromagnético del rayo (IER).

### Zonas de protección contra rayo (ZPR)

- ZPR 0A — superficie superior del arreglo, expuesta a impactos directos. La corriente y el campo magnético del rayo no son amortiguados.
- ZPR 0B — espacio bajo el arreglo y protegido por la captación, donde no hay impacto directo pero las corrientes inducidas y el campo magnético no son amortiguados.
- ZPR 1 — interior de la edificación, en el cual la corriente parcial inducida y el campo magnético se atenúan por el SPCR y por las barreras conductoras.

El objetivo del SPCR es llevar al arreglo fotovoltaico y a la edificación que lo soporta a una ZPR 0B o superior, equivalente al nivel mínimo de protección que admite la NTC 4552-3 para estructuras con personas.

El arreglo fotovoltaico se compone de 100 módulos bifaciales de dimensiones 2,38 × 1,13 m, dispuestos sobre la cubierta de la Plaza de Mercado de Ramiriquí. Los parámetros geométricos relevantes para el cálculo del área de captación son:

***Tabla 4.17.1 — Parámetros geométricos para el cálculo del área de captación***

| Parámetro | Símbolo | Valor | Observación |
| --- | --- | --- | --- |
| Longitud de la cubierta | L | 57,4 m | Dimensión mayor de la cubierta de la plaza |
| Ancho de la cubierta | W | 32,9 m | Dimensión menor de la cubierta |
| Altura total (cubierta + arreglo) | H | 8,0 m | Cubierta sobre el nivel del piso + estructura de soporte y módulos |
| Dimensiones del módulo individual | — | 2,38 × 1,13 m | Bifacial — sin incidencia en el cálculo de Ad |
| Densidad ceráunica de Ramiriquí (Boyacá) | Nc | 30 días tormenta/año | Mapa NTC 4552-1, coherente con la Sección 14.1 de la memoria eléctrica |

La densidad de rayos a tierra se calcula con la expresión empírica de la NTC 4552-1:

$$\mathbf{DDT = 0{,}0017 \times Nc^{1{,}56}\ [rayos/km^2 \cdot año]}$$

Con Nc = 30 días de tormenta por año (mapa ceráunico de Boyacá, NTC 4552-1):

$$\mathbf{DDT = 0{,}0017 \times 30^{1{,}56} = 0{,}345 \approx 1\ rayo/km^2 \cdot año}$$

Se conserva el redondeo a 1 rayo/km 2·año adoptado en la Sección 14.1 de la memoria eléctrica de la edificación, por coherencia entre los dos análisis y como criterio conservador de diseño.

Para una estructura rectangular aislada, el área de captación equivalente se calcula con la expresión geométrica de la NTC 4552-2:

$$\mathbf{Ad = L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9\pi \cdot H^2}$$

Sustituyendo L = 57,4 m, W = 32,9 m, H = 8,0 m:

***Tabla 4.17.2 — Cálculo del área de captación efectiva***

| Término | Expresión | Valor |
| --- | --- | --- |
| Área de la planta | $L \cdot W = 57{,}4 \times 32{,}9$ | 1.888,5 m² |
| Perímetro de captación lateral | $6 \cdot H \cdot (L + W) = 6 \times 8{,}0 \times 90{,}3$ | 4.334,4 m² |
| Casquete esférico de captación | $9\pi \cdot H^2 = 9\pi \times 64$ | 1.809,6 m² |
| Área de captación total | Ad | ≈ 8.032,5 m² |

$$\mathbf{ND = DDT \times Ad \times Cd \times 10^{-6}}$$

El factor de localización Cd se selecciona conforme a la Tabla A.1 de la NTC 4552-2. Para la Plaza de Mercado de Ramiriquí se adopta Cd = 0,50 (estructura aislada, rodeada por objetos de altura inferior), dado que la cubierta del arreglo es la estructura predominante en el área inmediata, sin edificaciones contiguas de mayor altura.

$$ND = 1 \times 8.032{,}5 \times 0{,}50 \times 10^{-6} = 4{,}02 \times 10^{-3} \text{ eventos/año}$$

*Tabla 4.17.3— Probabilidades de daño (estructura sin SPCR)*

| Probabilidad | Tipo de daño | Valor | Justificación |
|---|---|---|---|
| PA | Lesión a seres vivos por tensión de paso/contacto | $10^{-2}$ | Equipotencialización del SPT garantizada (numerales 3.7 y 3.8 de la memoria FV) |
| PB | Daños físicos a la estructura por impacto directo | 1,0 | Sin SPCR — estructura no protegida (valor de referencia previo al diseño) |
| PC | Falla de sistemas internos por impacto directo (IER) | 1,0 | Sin sistema coordinado de DPS instalado (valor previo) |

## Pérdidas consecuentes (LX)

$$LX = (np / nt) \times (tp / 8760)$$

*Tabla 4.17.4 — Parámetros de pérdida para el arreglo fotovoltaico*

| Parámetro | Valor | Justificación |
|---|---|---|
| np — personas potencialmente en peligro | 100 | Vendedores y clientes durante una tormenta — mitad de la capacidad nominal de la plaza |
| nt — personas totales en la estructura | 200 | Ocupación media diurna estimada de la plaza de mercado |
| tp — horas/año de exposición al lugar peligroso | 120 | 30 días de tormenta × 4 horas-tormenta efectivas por día — coherente con Nc |

Sustituyendo:

$$LX = (100 / 200) \times (120 / 8760) = 0{,}5 \times 0{,}01370 = 6{,}85 \times 10^{-3}$$

La evaluación del riesgo sin medidas de protección se calcula como RX = ND × PX × LX:

*Tabla 4.17.5 — Componentes del riesgo previas al SPCR*

| Componente | Expresión | Resultado | RT | ¿Cumple? |
|---|---|---|---|---|
| RA — lesiones por tensiones (D1) | ND × PA × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 10^{-2} \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | $2{,}75 \times 10^{-7}$ | $10^{-5}$ | Sí (margen 36×) |
| RB — daños físicos (D2) | ND × PB × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 1{,}0 \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | $2{,}75 \times 10^{-5}$ | $10^{-5}$ | No — supera el límite |
| RC — fallas de sistemas (D3) | ND × PC × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 1{,}0 \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | $2{,}75 \times 10^{-5}$ | $10^{-5}$ | No — supera el límite |

Conclusión parcial: las componentes RB y RC superan el riesgo tolerable RT = $10^{-5}$ por un factor de 2,75. La estructura requiere medidas de protección activas para llevar el riesgo a valores tolerables.

El análisis demuestra que el arreglo fotovoltaico de la Plaza de Mercado de Ramiriquí, al instalarse sobre una cubierta de 57,4 × 32,9 m con altura efectiva de 8,0 m, presenta un área de captación efectiva (≈ 8.033 m²) y un número anual de eventos peligrosos (4,02 × $10^{-3}$) lo suficientemente altos para que las componentes RB y RC del riesgo superen el valor tolerable de la NTC 4552-2 cuando la estructura no cuenta con SPCR ni con DPS coordinados.

**Por lo tanto, se concluye que el proyecto debe contar con un Sistema Integral de Protección contra Rayos (SIPRA) conforme a NTC 4552-1, compuesto por:**

- Sistema externo de protección contra rayos (SPCR) con Nivel de Protección IV, conforme al criterio de selección del Capítulo A de NTC 4552-3.
- Sistema interno de protección contra rayos (SIPR) con DPS coordinados Tipo 1+2 en el lado AC del barraje del TDG y DPS Tipo 1+2 en el lado DC del arreglo (verificados en el numeral 3.6 de la memoria FV).
- Equipotencialización del SPT del arreglo con la malla general de la edificación (numeral 3.8 de la memoria FV).

La selección del Nivel IV se justifica calculando las componentes del riesgo con las medidas de protección incorporadas. Para SPCR Nivel IV, la NTC 4552-2 establece (Tabla B.2):

- PB = 0,20 para SPCR Nivel IV (eficacia de captación del SPCR según IEC 62305-1).
- PDPS = 0,05 para DPS coordinados Nivel IV (Tabla B.6).
- Por lo tanto: PC = PDPS = 0,05.

***Tabla 4.17.6 — Verificación del riesgo con SPCR Nivel IV y DPS coordinados***

| Componente | Expresión con NPR IV | Resultado | RT | ¿Cumple? |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| RA con equipotencialización | ND × PA × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 10^{-2} \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | 2,75 × $10^{-7}$ | $10^{-5}$ | Sí (margen 36×) |
| RB con SPCR Nivel IV | ND × 0,20 × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 0{,}20 \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | 5,51 × $10^{-6}$ | $10^{-5}$ | Sí (margen 1,8×) |
| RC con DPS coordinados Nivel IV | ND × 0,05 × LX = $4{,}02 \cdot 10^{-3} \times 0{,}05 \times 6{,}85 \cdot 10^{-3}$ | 1,38 × $10^{-6}$ | $10^{-5}$ | Sí (margen 7,3×) |

Con las medidas de protección de Nivel IV adoptadas, las tres componentes del riesgo quedan por debajo del valor tolerable RT = $10^{-5}$ exigido por la NTC 4552-2 para pérdida de vidas humanas. Se confirma por tanto que el Nivel IV es suficiente y proporcional para el arreglo fotovoltaico del proyecto.

Sistema externo de protección contra rayos (SPCR — Nivel IV):

- Captación tipo malla sobre la cubierta del arreglo conforme al Anexo A de la NTC 4552-3 — radio de la esfera rodante r = 60 m, ángulo de protección α = 55° para H ≤ 10 m, separación máxima de la malla 20 × 20 m.

- Bajantes en número mínimo de 4 (una por cada esquina principal de la cubierta), conductor de cobre desnudo 50 mm² o equivalente en aluminio, distancia máxima entre bajantes 20 m para Nivel IV.
- Sistema de puesta a tierra Tipo A (electrodos verticales) o Tipo B (electrodo en anillo), interconectado al SPT general de la edificación conforme al Artículo 3.7 del RETIE.

Sistema interno de protección contra rayos (SIPR):

- DPS Tipo 1+2 en el lado DC del arreglo, conforme a IEC 61643-31 — Ucpv ≥ 1.000 V DC, In ≥ 20 kA (8/20 µs), Iimp ≥ 12,5 kA total (10/350 µs), Up ≤ 4 kV. Modelo de referencia verificado en el numeral 3.6 de la memoria FV: Moreday MDSP-PV1000 o equivalente.
- DPS Tipo 1+2 en el lado AC del barraje del TDG, conforme a IEC 61643-11 — Uc ≥ 275 V AC, In ≥ 20 kA, Iimp ≥ 12,5 kA por polo, Up ≤ 1,5 kV.
- Equipotencialización del SPT del arreglo con la malla general del SPT de la edificación, conforme al numeral 3.8 de la memoria FV y al Artículo 3.8.6 del RETIE.
- Apantallamiento del cableado DC mediante el uso de bandejas metálicas conectadas a tierra o tuberías metálicas (IMC/EMT) en los tramos críticos, conforme al numeral 3.5 de la memoria FV.

Medidas adicionales:

- Señalización del riesgo de descarga atmosférica y del Sistema Integral de Protección contra Rayos en el cuarto técnico del inversor y en la cubierta del arreglo, conforme al Artículo 3.4 del RETIE y al numeral 4.9 de la memoria FV.
- Plan de mantenimiento del SPCR: inspección visual anual, medición de la resistencia de puesta a tierra cada dos años, inspección posterior a cada evento de descarga atmosférica conocido, conforme al Anexo C de la NTC 4552-3.

**Cumplimiento normativo:**

- El área de captación efectiva del arreglo (≈ 8.033 m²) es 6,4 veces mayor que la de la subestación aérea analizada en la Sección 14.1 de la memoria eléctrica.
- El número anual de eventos peligrosos (ND = 4,02 × $10^{-3}$) sin medidas de protección lleva las componentes RB y RC del riesgo a 2,75 × $10^{-5}$, superando el valor tolerable RT = $10^{-5}$ en un factor de 2,75.
- Con SPCR Nivel IV (PB = 0,20) y DPS coordinados Nivel IV (PDPS = 0,05), las tres componentes del riesgo quedan por debajo del valor tolerable, con márgenes de seguridad de 36×, 1,8× y 7,3×.

Las medidas adoptadas — SPCR externo tipo malla con Nivel IV, DPS coordinados Tipo 1+2 en los lados DC y AC, equipotencialización del SPT y apantallamiento del cableado DC — cumplen con los requisitos del literal (b) del Artículo 3.3.1.1 del Libro 3 del RETIE (Resolución 40117 de 2024), de las normas NTC 4552-1, NTC 4552-2 y NTC 4552-3, y de las referencias internacionales aplicables (IEC 62305, IEC 61643-11, IEC 61643-31).

# 5. Modelo económico del proyecto

El presente capítulo desarrolla el modelo económico del sistema fotovoltaico proyectado para la Plaza de Mercado de Ramiriquí, enfocado en la cuantificación del ahorro económico que la edificación obtiene por la reducción de su factura de energía eléctrica frente al operador de red EBSA. El análisis se realiza bajo el marco de la Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), conforme a la Resolución CREG 174 de 2021.

El presente capítulo NO incluye un valor de la inversión inicial del sistema fotovoltaico (suministro e instalación de paneles, inversor, estructura de soporte, cableado, protecciones, sistema de puesta a tierra, SPCR, ingeniería y obra civil), dado que dicho valor depende del proceso licitatorio que adelante la entidad contratante para la ejecución de la obra. Por tanto, este capítulo no presenta indicadores financieros que requieran el valor de inversión (período de retorno simple, VPN, TIR, LCOE). El análisis se concentra exclusivamente en la cuantificación del flujo de ahorro mensual y anual que el sistema fotovoltaico genera sobre la factura de energía de la plaza, y en la proyección de dicho ahorro durante la vida útil del sistema. No obstante, en el capítulo 6 de presupuesto se dan a conocer algunos valores de referencia

Los resultados de este capítulo dependen de un conjunto de hipótesis técnicas y económicas que se detallan en cada numeral. Cualquier desviación significativa de estos parámetros (cambio en la tarifa CU, en el régimen regulatorio de los AGPE, en el patrón de consumo de la plaza o en el rendimiento del sistema FV) implicará una variación proporcional sobre los resultados aquí presentados.

La Resolución CREG 174 de 2021 reglamenta las condiciones de operación comercial y el mecanismo de compensación de los Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW (100 kW) que utilizan Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). El sistema fotovoltaico del proyecto tiene una potencia nominal del inversor de 60 kW y una potencia instalada de 62,5 kWp, valores que clasifican al usuario como AGPE conforme al Artículo 2 de la mencionada resolución.

Mecanismo de remuneración de excedentes establecido por CREG 174 de 2021:

- Los kWh entregados a la red por el AGPE hasta el monto del consumo registrado por el medidor de frontera durante un mismo periodo de facturación se compensan kWh a kWh contra el consumo, a la tarifa del Costo Unitario (CU) del comercializador. Es el mecanismo conocido como neteo (net-metering).
- Los kWh excedentes que superen el consumo del periodo de facturación se remuneran a la tarifa del componente de comercialización (Cv) del comercializador, valor significativamente inferior al CU completo. Estos excedentes pueden acumularse como créditos energéticos durante un periodo regulado por la misma resolución.
- La aplicación del mecanismo requiere el uso de un medidor bidireccional homologado y certificado por el comercializador. El proyecto contempla la instalación de dicho medidor en el punto de frontera (Sección 2.9 de la memoria de cálculo FV).
- La contribución de solidaridad y redistribución de ingresos (20 % para usuarios comerciales e industriales en estratos altos, conforme a la Ley 142 de 1994 y al Decreto 2143 de 2015) se calcula sobre el valor del consumo facturado neto. La reducción del consumo facturado generada por el sistema FV reduce proporcionalmente la base de cálculo de la contribución.

La tarifa de referencia adoptada para el presente análisis económico corresponde al pliego tarifario publicado por la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA) para el mes de marzo de 2026, aplicable a usuarios del mercado regulado de Boyacá conectados en el Nivel de Tensión 1 (NT1, baja tensión hasta 1 kV) y clasificados como No Residenciales Comerciales/Industriales. Esta tarifa se utiliza como referencia explícita y declarada del análisis; el valor real aplicable a la plaza en cada periodo de facturación corresponderá al publicado por EBSA para el mes respectivo, ajustado por las variaciones regulatorias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

***Tabla 5.1 — Componentes de la tarifa EBSA NT1 No Residencial Comercial — marzo 2026***

| Componente | Valor | Unidad | Observación |
| --- | --- | --- | --- |
| Generación (G) | 317,0356 | COP/kWh | Componente regulado del costo de la energía mayorista |
| Transmisión (T) | 57,6320 | COP/kWh | Cargo por uso del Sistema de Transmisión Nacional |
| Distribución (D) | 297,9523 | COP/kWh | Cargo por uso del Sistema de Distribución Local NT1 |
| Comercialización (Cv) | 167,6701 | COP/kWh | Margen del comercializador — base remuneración excedentes que superan consumo |
| Pérdidas (PR) | 74,0893 | COP/kWh | Reconocimiento regulatorio de pérdidas técnicas |
| Restricciones (R) | 34,0868 | COP/kWh | Costo de las restricciones del Sistema Interconectado Nacional |
| CU sin contribución (suma) | 948,4661 | COP/kWh | Costo unitario base — sin contribución 20 % |
| CU con contribución 20 % | 1.138,1593 | COP/kWh | Tarifa facturada al usuario comercial — adoptada como referencia del análisis |
| Cargo fijo | 15.767 | COP/factura | Cargo independiente del consumo |

La tarifa con contribución (1.138,1593 COP/kWh) se adopta como tarifa de referencia para el cálculo del ahorro sobre el consumo evitado por el sistema FV, dado que la plaza se clasifica como usuario No Residencial Comercial sujeto al pago de contribución del 20 % conforme a la Ley 142 de 1994. La tarifa de comercialización (167,6701 COP/kWh) se adopta como referencia para la remuneración de los excedentes que eventualmente superen el consumo del periodo de facturación.

Los datos energéticos del proyecto se toman directamente de los resultados de la simulación PV*SOL ya desarrollada en el Capítulo 2 de la memoria de cálculo FV (numerales 2.7, 2.8 y 2.9):

***Tabla 5.2 — Parámetros energéticos de partida***

| Parámetro | Valor | Fuente / Justificación |
| --- | --- | --- |

| | | |
| --- | --- | --- |
| Generación FV anual neta | 95.303,30 kWh/año | Memoria FV, Figura 2.7 — pérdidas ya descontadas |
| Demanda anual de la edificación | 96.360,00 kWh/año | Memoria FV, Figura 2.8.1 — promedio mensual 8.030 kWh × 12 |
| Autoconsumo instantáneo | 58.230 kWh/año (61,1 %) | Memoria FV, Figura 2.9.3.1 — energía FV consumida en sitio |
| Excedentes entregados a la red | 37.073 kWh/año (38,9 %) | Memoria FV, Figura 2.9.3.1 — energía FV inyectada al SDL |
| Consumo desde la red | 38.130 kWh/año | Demanda anual menos autoconsumo instantáneo |
| Potencia AC nominal del inversor | 60 kW | Memoria FV, Tabla 2.9.3 — CREG 174/2021 |
| Potencia instalada FV (DC) | 62,5 kWp | Memoria FV, Tabla 2.9.3 |
| Cobertura energética anual del sistema | 98,9 % | Generación / Demanda — balance neto favorable al usuario |

La cobertura energética anual del 98,9 % (95.303 / 96.360) refleja el dimensionamiento del sistema FV para igualar el consumo proyectado de la edificación, conforme al criterio de diseño expuesto en el numeral 2.9 de la memoria. El balance anual positivo (más generación que consumo en algunos meses, menos en otros) habilita el aprovechamiento pleno del mecanismo de neteo establecido por CREG 174 de 2021.

El ahorro económico generado por el sistema fotovoltaico tiene dos fuentes distintas, ambas reconocidas por el marco regulatorio:

**Fuente 1 — Autoconsumo instantáneo (61,1 % de la generación):**

La energía generada por el sistema FV que es consumida instantáneamente por las cargas de la plaza no pasa por el medidor de frontera. Esta energía simplemente no aparece en la factura. El ahorro asociado al autoconsumo equivale a 58.230 kWh × 1.138,1593 COP/kWh = 66.272.000 COP/año, contabilizando la tarifa CU completa con contribución.

**Fuente 2 — Neteo de excedentes (38,9 % de la generación):**

La energía FV entregada a la red (37.073 kWh/año) se registra en el medidor bidireccional como kWh exportados. Conforme a la mecánica de CREG 174/2021, estos kWh se compensan kWh a kWh contra el consumo desde la red del mismo periodo de facturación, a la tarifa CU completa, hasta agotar el consumo del mes. Solo los excedentes que superan el consumo mensual pasan a remunerarse a la tarifa de comercialización (Cv = 167,6701 COP/kWh), valor sensiblemente inferior. En el caso del proyecto, el consumo desde la red mensual promedio (3.177 kWh) es ligeramente superior a los excedentes mensuales promedio (3.089 kWh), por lo que la mayoría de los excedentes se netean a tarifa CU completa.

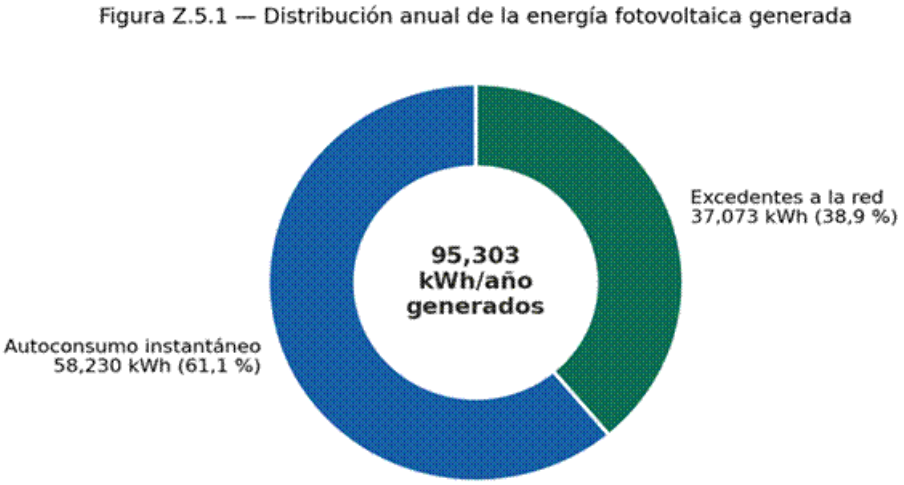



***Figura 5.1 — Distribución anual de la energía fotovoltaica entre autoconsumo y excedentes***

El escenario base asume que todos los excedentes mensuales se netean a tarifa CU completa contra el consumo del mismo mes (neteo perfecto), suposición coherente con el balance energético mensual positivo reportado en la Figura 2.9.2.1 de la memoria FV. Bajo este escenario, la factura mensual y anual de la plaza con y sin sistema FV se calcula como sigue:

***Tabla 5.3 — Comparación de la factura sin FV y con FV — escenario base anual***

| Concepto | Sin FV | Con FV (neteo perfecto) | Diferencia |
|---|---|---|---|
| Energía facturable | 96.360 kWh/año | 1.057 kWh/año | −95.303 kWh/año |
| Costo de energía | 109.673.030 COP/año | 1.202.633 COP/año | −108.470.397 COP |
| Cargo fijo | 189.204 COP/año | 189.204 COP/año | 0 COP |
| Factura total anual | 109.862.234 COP/año | 1.391.837 COP/año | −108.470.397 COP |
| Reducción del costo de energía | — | — | 98,7 % |

En términos mensuales (promedio):

- Factura mensual sin sistema FV: 9.155.186 COP/mes.
- Factura mensual con sistema FV (escenario base): 115.986 COP/mes (cargo fijo + residual de energía facturada por meses con menos generación).
- Ahorro mensual promedio: 9.039.200 COP/mes.

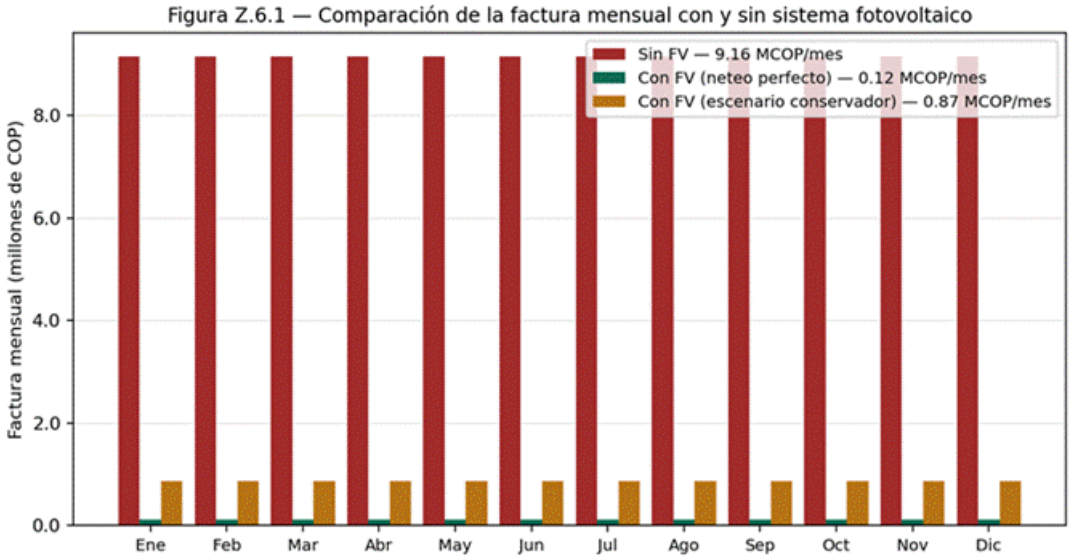



***Figura 5.21 — Comparación de la factura mensual con y sin sistema fotovoltaico***

El escenario base asume neteo perfecto, es decir, que todos los excedentes mensuales se compensan contra el consumo del mismo mes. En la práctica, la variación estacional de la radiación solar y del consumo puede generar meses en los cuales los excedentes superen el consumo, y por tanto, una fracción de la energía exportada se remunere a tarifa de comercialización (Cv) en lugar de tarifa CU completa. El análisis de sensibilidad cuantifica este efecto bajo dos escenarios alternativos:

***Tabla 5.4 — Análisis de sensibilidad de la fracción de excedentes remunerada a tarifa Cv***

| Escenario | Excedentes a Cv | Factura con FV | Ahorro anual | Reducción factura |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Base (neteo perfecto) | 0 % | 1.391.837 COP | 108.470.397 COP | 98,7 % |
| Realista (variación estacional moderada) | 15 % | 6.788.676 COP | 103.073.558 COP | 93,8 % |
| Conservador (variación estacional alta) | 25 % | 10.386.570 COP | 99.475.665 COP | 90,5 % |

Aún en el escenario conservador (25 % de los excedentes pasan a tarifa de comercialización), el sistema fotovoltaico genera un ahorro anual de 99,5 millones de pesos, equivalente a una reducción del 90,5 % en el costo del servicio de energía. Esta cifra confirma la robustez económica del proyecto frente a variaciones estacionales adversas.

La proyección del ahorro a 25 años incorpora dos efectos contrapuestos: el incremento anual de la tarifa de energía (asumido al 5 % en línea con el IPC histórico colombiano de mediano plazo) y la degradación de los módulos fotovoltaicos (asumida en 0,5 %/año, conforme a la garantía típica del fabricante de paneles bifaciales de tecnología monocristalina). Adicionalmente, se asume que el consumo de la edificación se mantiene constante (hipótesis conservadora — si el consumo crece, el ahorro será mayor porque hay más energía que netear contra la generación FV).

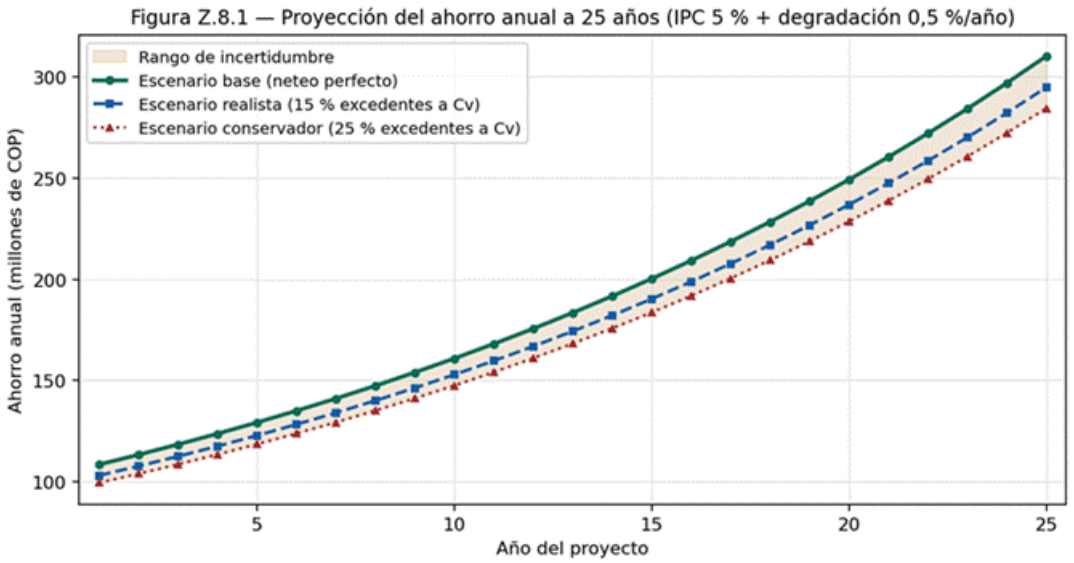



***Figura 5.3 — Proyección del ahorro anual a 25 años — IPC 5 % y degradación 0,5 %/año***

***Tabla 5.5 — Ahorro acumulado proyectado a 25 años — escenarios comparados***

| Escenario | Ahorro año 1 | Ahorro año 25 | Acumulado 25 años | Promedio anualizado |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Base (neteo perfecto) | 108,5 MCOP | 310,2 MCOP | 4.817,6 MCOP | 192,7 MCOP/año |
| Realista (15 % a Cv) | 103,1 MCOP | 294,9 MCOP | 4.577,9 MCOP | 183,1 MCOP/año |
| Conservador (25 % a Cv) | 99,5 MCOP | 284,7 MCOP | 4.418,1 MCOP | 176,7 MCOP/año |

Lectura de los resultados. En el escenario base, el ahorro acumulado a 25 años alcanza 4.817 millones de pesos (≈ 4,82 mil millones de COP), con un ahorro anual promedio de 192,7 millones de pesos. El efecto del IPC del 5 % triplica el ahorro nominal del año 25 respecto al año 1 (310 MCOP vs 108 MCOP), mientras que la degradación del 0,5 % anual de los módulos reduce la generación en aproximadamente 11,3 % al cabo de 25 años. La combinación neta es ampliamente favorable: el ahorro crece más rápido por inflación tarifaria de lo que decrece por degradación.

El análisis económico del sistema fotovoltaico de la Plaza de Mercado de Ramiriquí evidencia un beneficio económico significativo y robusto:

- Reducción inmediata de la factura de energía entre el 90,5 % y el 98,7 % respecto al escenario sin sistema FV, dependiendo de la fracción de excedentes que se netee a tarifa CU completa.
- Ahorro anual en el primer año de operación entre 99,5 y 108,5 millones de pesos, equivalente a un ahorro mensual promedio de 8,3 a 9,0 millones de pesos.
- Ahorro acumulado a 25 años entre 4.418 y 4.818 millones de pesos, considerando IPC 5 % y degradación 0,5 %/año de los módulos.
- Operación bajo el régimen de Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE) conforme a CREG 174 de 2021, que habilita el mecanismo de neteo de excedentes a tarifa CU completa.

- Beneficios adicionales no monetizados en este análisis: independencia parcial frente a las variaciones tarifarias del mercado regulado, reducción de la huella de carbono (≈ 39 toneladas de $CO_2$ equivalentes evitadas al año, considerando el factor de emisión promedio del SIN colombiano), mejora del perfil de sostenibilidad de la edificación, y aprovechamiento de incentivos tributarios potenciales de la Ley 1715 de 2014 (deducción de renta hasta el 50 % de la inversión y exclusión del IVA, dependiendo de la calificación del proyecto ante la UPME).

Limitaciones del análisis. Los resultados de este capítulo dependen estrictamente de las hipótesis declaradas (tarifa EBSA marzo 2026, IPC 5 %, degradación 0,5 %/año, consumo constante, distribución mensual aproximadamente uniforme). Cualquier modificación regulatoria del régimen AGPE, ajuste tarifario por parte de la CREG o variación significativa del patrón de consumo de la plaza requerirá la actualización de los cálculos aquí presentados. El presente capítulo no constituye una proyección financiera completa ni reemplaza una evaluación económica detallada del proyecto, dado que no incorpora el costo de inversión (sujeto a proceso licitatorio), los costos de operación y mantenimiento, ni indicadores financieros como VPN, TIR o período de recuperación.

# 6. Presupuesto

El presente capítulo desarrolla el análisis de presupuesto del Sistema Solar Fotovoltaico (SFV) On-Grid de 62,5 kWp / 60 kW AC proyectado para la Plaza de Mercado Municipal de Ramiriquí. Su finalidad es presentar la estructura de costos asociada al proyecto, sustentada en cotizaciones recibidas de tres (3) empresas integradoras con presencia en la región, y entregar a la entidad contratante un rango de valores de referencia confiable para la estructuración del proceso licitatorio.
El alcance comprende: (i) la descripción de la metodología utilizada para obtener los precios de referencia; (ii) la presentación consolidada de las cotizaciones recibidas; (iii) el análisis comparativo por grupo presupuestal; y (iv) las conclusiones del estudio.

La construcción del presupuesto de obra pública en el Departamento de Boyacá se rige, en términos generales, por la lista oficial de precios unitarios fijos de obra pública y de consultoría establecida por la Secretaría de Infraestructura Pública mediante la Resolución 0050 del 5 de mayo de 2025 (y sus anexos). Dicha lista constituye el referente normativo para la formulación de presupuestos en obras civiles, eléctricas y de consultoría en el Departamento.

Sin embargo, una vez revisada de manera exhaustiva la totalidad del listado de Análisis de Precios Unitarios (APU) de la mencionada resolución, se evidencia que los ítems específicos asociados a Sistemas Solares Fotovoltaicos —entre ellos: módulos fotovoltaicos, inversores de conexión a red, estructuras de soporte para módulos, cable solar PV1-F, conectores MC4, descargadores de sobretensión específicos para corriente directa, medidor bidireccional para Autogeneración a Pequeña Escala (AGPE), sistemas de monitoreo y los trámites particulares ante el Operador de Red (EBSA) y la UPME— no se encuentran contemplados en la lista oficial de precios de la Gobernación de Boyacá.

La Resolución 0050/2025 cubre las actividades convencionales de instalaciones eléctricas en edificaciones (tableros, contadores, salidas, canalizaciones, puesta a tierra convencional, refuerzos de cubierta), pero no incorpora los componentes propios de la tecnología fotovoltaica ni los servicios de consultoría especializados para autogeneración.

En consecuencia, y con el objeto de dotar al presupuesto del proyecto de un sustento técnico-económico verificable, se solicitó cordialmente a tres (3) empresas integradoras con experiencia comprobada en la ejecución de proyectos solares fotovoltaicos conectados a red en la región, la emisión de cotizaciones formales sobre la misma estructura presupuestal aprobada por TOMSUN para el presente proyecto. Esta consulta permite acotar un rango razonable de mercado para el sistema FV completo, sin desconocer la primacía de los precios oficiales de la Gobernación para los ítems convencionales que sí están cubiertos por la mencionada resolución.

Para la conformación del rango de referencia se contó con la participación de las siguientes tres empresas integradoras, todas con domicilio comercial y experiencia documentada en proyectos solares en Boyacá y departamentos cercanos:

- TOMSUN SAS — empresa diseñadora del proyecto, con experiencia en proyectos FV comerciales e industriales.
- FDS — empresa integradora local, con portafolio de proyectos solares de mediana escala.

• Henoba Energy — empresa integradora regional con experiencia en proyectos AGPE conectados a la red de EBSA.

A cada una de las tres empresas se le entregó la misma matriz de ítems, descripciones técnicas, unidades y cantidades, junto con una memoria descriptiva del alcance, con el fin de garantizar la comparabilidad de las ofertas. Las tres empresas estructuraron su cotización bajo la misma composición de Administración (17 %), Imprevistos (5 %) y Utilidad (5 %), aplicando IVA del 19 % únicamente sobre la utilidad, de conformidad con el Artículo 462-1 del Estatuto Tributario, aplicable a contratos de obra pública. Las cotizaciones originales se adjuntan en los Anexos del presente proyecto.

La estructura presupuestal del proyecto se organizó en siete (7) grupos que cubren la totalidad del alcance técnico, operativo, regulatorio y administrativo de la solución fotovoltaica:

- Grupo 1 — Equipos y materiales fotovoltaicos: módulos FV, inversor de conexión a red y estructura metálica de soporte.
- Grupo 2 — Cableado y canalización: cableado DC, cableado AC, bandejas portacable y tubería.
- Grupo 3 — Protecciones eléctricas: tablero DC con DPS Tipo 2 y tablero AC con interruptor automático ajustable y DPS Tipo 2.
- Grupo 4 — Puesta a tierra y apantallamiento: Sistema de Puesta a Tierra (SPT) conforme NTC 2050 y Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) Nivel IV conforme NTC 4552.
- Grupo 5 — Instalación, montaje y puesta en marcha: mano de obra de montaje, comisionamiento y pruebas.
- Grupo 6 — Consultoría, diseño y trámites: diseño eléctrico, trámite EBSA (AGPE), registro UPME, certificación RETIE y capacitación.
- Grupo 7 — Requisitos del proyecto público: Plan SST y PMA, pólizas y valla informativa de obra.

La Tabla 6.1 presenta el resumen consolidado por grupo presupuestal de las cotizaciones recibidas, así como el promedio aritmético entre las tres empresas. Todos los valores se presentan en pesos colombianos (COP).

***Tabla 6.1 — Resumen consolidado de cotizaciones por grupo presupuestal***

| Ítem | Descripción | Unidad | Cantidad | Tomsun | FDS | Henoba Energy | Promedio |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **GRUPO 1 — EQUIPOS Y MATERIALES FOTOVOLTAICOS** | | | | | | | |
| 1.1 | Módulo fotovoltaico bifacial monocristalino N-Type / TOPCon 625 Wp, eficiencia ≥ 22%, conectores MC4, certificaciones IEC 61215 / IEC 61730 / TÜV. Garantía producto ≥ 12 años y potencia ≥ 30 años. | Und | 100 | **$95.000.000** | **$87.000.000** | **$80.000.000** | **$87.333.333** |
| 1.2 | Inversor string on-grid trifásico 60 kW, 480 Vac, IP65, MPPT múltiples, monitorización integrada (WiFi/4G), conformidad IEEE 1547 / IEC 62109. | Gl | 1 | **$38.000.000** | **$35.000.000** | **$32.000.000** | **$35.000.000** |
| 1.3 | Estructura metálica de soporte para 100 módulos: rieles en aluminio anodizado, clamps mid/end inox 316, base coplanar para cubierta metálica, conexión equipotencial integrada | Gl | 1 | **$53.000.000** | **$50.000.000** | **$48.000.000** | **$50.333.333** |
| **Subtotal GRUPO 1** | | | | **$186.000.000** | **$172.000.000** | **$160.000.000** | **$172.666.66** |

| | | | | | | | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **GRUPO 2 — CABLEADO Y CANALIZACIÓN** | | | | | | | |
| 2.1 | Cableado DC: cable solar PV1-F 6 mm² rojo/negro doble aislamiento UV, conectores MC4 originales, prensaestopas, marquillas, certificación TÜV. Incluye todo el tramo string → tablero DC. | Gl | 1 | **$13.000.000** | **$12.000.000** | **$9.500.000** | **$11.500.000** |
| 2.2 | Cableado AC inversor TDG: conductor de cobre THHN/THWN-2 calibre acorde a 60 kW @ 480 V (cálculo por contratista), incluye fases, neutro, tierra y marquillas conforme RETIE. | Gl | 1 | **$11.500.000** | **$12.700.000** | **$14.000.000** | **$12.733.333** |
| 2.3 | Canalización: bandeja portacable galvanizada en caliente tramo DC, tubería EMT/IMC tramo AC, soportes, accesorios y herrajes. | Gl | 1 | **$9.350.000** | **$8.450.000** | **$7.500.000** | **$8.433.333** |
| | | | **Subtotal GRUPO 2** | **$33.850.000** | **$33.150.000** | **$31.000.000** | **$32.666.667** |
| **GRUPO 3 — PROTECCIONES ELÉCTRICAS** | | | | | | | |
| 3.1 | Tablero de protección DC en gabinete IP65: seccionadores DC bipolares por string, fusibles gPV, DPS DC Tipo 2 (Uc ≥ 1000 Vdc), barraje y borneras. | Gl | 1 | **$8.100.000** | **$7.200.000** | **$6.500.000** | **$7.266.667** |
| 3.2 | Tablero de protección AC: gabinete IP54, interruptor automático trifásico tipo XT4N 250 In ajustable (S y L) ajustado a 225 A o equivalente, DPS AC Tipo 2 trifásico, borneras y señalización RETIE. | Gl | 1 | **$14.200.000** | **$12.500.000** | **$14.500.000** | **$13.733.333** |
| | | | **Subtotal GRUPO 3** | **$22.300.000** | **$19.700.000** | **$21.000.000** | **$21.000.000** |
| **GRUPO 4 — PUESTA A TIERRA Y APANTALLAMIENTO** | | | | | | | |
| 4.1 | Sistema de Puesta a Tierra (SPT): 3 varillas coopperweld 5/8" × 2.4 m, conductor desnudo Cu 2/0 AWG, soldaduras exotérmicas Cadweld, conexión equipotencial general, medición de resistividad. RETIE Art. 15 / NTC 2050. | Gl | 1 | **$15.000.000** | **$11.500.000** | **$10.500.000** | **$12.333.333** |
| 4.2 | Sistema de Protección Contra Rayos (SPCR) Nivel IV: terminales captadores tipo Franklin, mástiles, bajante en Cu desnudo, contador de impulsos. Conforme NTC 4552-1/2/3 y RETIE Art. 16. | Gl | 1 | **$12.800.000** | **$15.300.000** | **$12.000.000** | **$13.366.667** |
| | | | **Subtotal GRUPO 4** | **$27.800.000** | **$26.800.000** | **$22.500.000** | **$25.700.000** |
| **GRUPO 5 — INSTALACIÓN, MONTAJE Y PUESTA EN MARCHA** | | | | | | | |
| 5.1 | Mano de obra de montaje mecánico y eléctrico: instalación de estructura, módulos, inversor, tableros y canalizaciones. Incluye andamios certificados, EPP, herramientas y transporte equipos a Ramiriquí. | Gl | 1 | **$31.000.000** | **$26.500.000** | **$28.000.000** | **$28.500.000** |
| 5.2 | Puesta en marcha, comisionamiento y pruebas: medición de aislamiento, curva I-V por string, prueba de generación 7 días, ajuste de parámetros inversor, configuración del sistema de monitoreo. | Gl | 1 | **$3.750.000** | **$3.500.000** | **$5.500.000** | **$4.250.000** |
| | | | **Subtotal GRUPO 5** | **$34.750.000** | **$30.000.000** | **$33.500.000** | **$32.750.000** |
| **GRUPO 6 — CONSULTORÍA, DISEÑO Y TRÁMITES** | | | | | | | |
| 6.1 | Diseño eléctrico FV, memoria de cálculo, planos firmados por ingeniero electricista matriculado (Copnia), especificaciones técnicas y dossier de diseño. | Gl | 1 | **$12.000.000** | **$9.000.000** | **$9.500.000** | **$10.166.667** |
| 6.2 | Trámite ante EBSA: solicitud de conexión simplificada AGPE (CREG 174/2021), gestión frontera comercial, instalación de medidor bidireccional clase 1, suscripción de contratos de respaldo y excedentes. | Gl | 1 | **$11.200.000** | **$10.000.000** | **$11.000.000** | **$10.733.333** |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 6.3 | Registro ante UPME e inscripción como AGPE/FNCER conforme Ley 1715/2014 (Resoluciones UPME aplicables) y reporte CREG. | Gl | 1 | **$4.500.000** | **$4.500.000** | **$3.500.000** | **$4.166.667** |
| 6.4 | Certificación RETIE por Organismo de Inspección Acreditado (ONAC): inspección de producto y de instalación, conformidad y dictamen. | Gl | 1 | **$5.000.000** | **$5.500.000** | **$8.500.000** | **$6.333.333** |
| 6.5 | Capacitación al personal operador de la plaza, entrega de manuales de operación y mantenimiento, planos as-built, dossier técnico final. | Gl | 1 | **$2.300.000** | **$2.000.000** | **$3.000.000** | **$2.433.333** |
| | | | **Subtotal GRUPO 6** | **$35.000.000** | **$31.000.000** | **$35.500.000** | **$33.833.333** |
| **GRUPO 7 — REQUISITOS PROYECTO PÚBLICO (REGALÍAS)** | | | | | | | |
| 7.1 | Plan de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) Decreto 1072/2015, plan de manejo ambiental básico (PMA) y gestión de RAEE durante la obra. | Gl | 1 | **$5.350.000** | **$5.000.000** | **$4.500.000** | **$4.950.000** |
| 7.2 | Pólizas: cumplimiento (10%), calidad del servicio (10%), responsabilidad civil extracontractual, salarios y prestaciones sociales, estabilidad de obra (5 años). | Gl | 1 | **$6.000.000** | **$6.000.000** | **$6.500.000** | **$6.166.667** |
| 7.3 | Valla informativa de obra (Ley 80/1993 y Decreto 1082/2015), bitácora de obra, registros fotográficos antes/durante/después, informes mensuales de avance. | Gl | 1 | **$1.750.000** | **$1.650.000** | **$1.800.000** | **$1.733.333** |
| | | | **Subtotal GRUPO 7** | **$13.100.000** | **$12.650.000** | **$12.800.000** | **$12.850.000** |
| | | | | | | | |
| | | | **SUBTOTAL COSTO DIRECTO** | **$352.800.000** | **$325.300.000** | **$316.300.000** | **$331.466.667** |
| | | | | | | | |
| **AIU (Administración, Imprevistos y Utilidad) — Proyecto Público** | | | | | | | |
| | | | Administración | **$59.976.000** | **$55.301.000** | **$53.771.000** | **$56.349.333** |
| | | | Imprevistos | **$17.640.000** | **$16.265.000** | **$15.815.000** | **$16.573.333** |
| | | | Utilidad | **$17.640.000** | **$16.265.000** | **$15.815.000** | **$16.573.333** |
| | | | **Subtotal AIU** | **$95.256.000** | **$87.831.000** | **$85.401.000** | **$89.496.000** |
| | | | IVA 19% sobre Utilidad (Art. 462-1 ET) | $3.351.600 | $3.090.350 | $3.004.850 | $3.148.933 |
| | | | | | | | |
| | | | **VALOR TOTAL DEL PROYECTO (COP)** | **$451.407.600** | **$416.221.350** | **$404.705.850** | **$424.111.600** |

*Tabla 6.1.1 — Resumen consolidado de cotizaciones por grupo presupuestal*

| Grupo presupuestal | TOMSUN | FDS | Henoba Energy | Promedio |
|---|---|---|---|---|
| Grupo 1 — Equipos y materiales FV | $186.000.000 | $172.000.000 | $160.000.000 | **$172.666.667** |
| Grupo 2 — Cableado y canalización | $33.850.000 | $33.150.000 | $31.000.000 | **$32.666.667** |
| Grupo 3 — Protecciones eléctricas | $22.300.000 | $19.700.000 | $21.000.000 | **$21.000.000** |
| Grupo 4 — Puesta a tierra y SPCR | $27.800.000 | $26.800.000 | $22.500.000 | **$25.700.000** |
| Grupo 5 — Instalación y puesta en marcha | $34.750.000 | $30.000.000 | $33.500.000 | **$32.750.000** |
| Grupo 6 — Consultoría, diseño y trámites | $35.000.000 | $31.000.000 | $35.500.000 | **$33.833.333** |
| Grupo 7 — Requisitos proyecto público | $13.100.000 | $12.650.000 | $12.800.000 | **$12.850.000** |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | | | | |

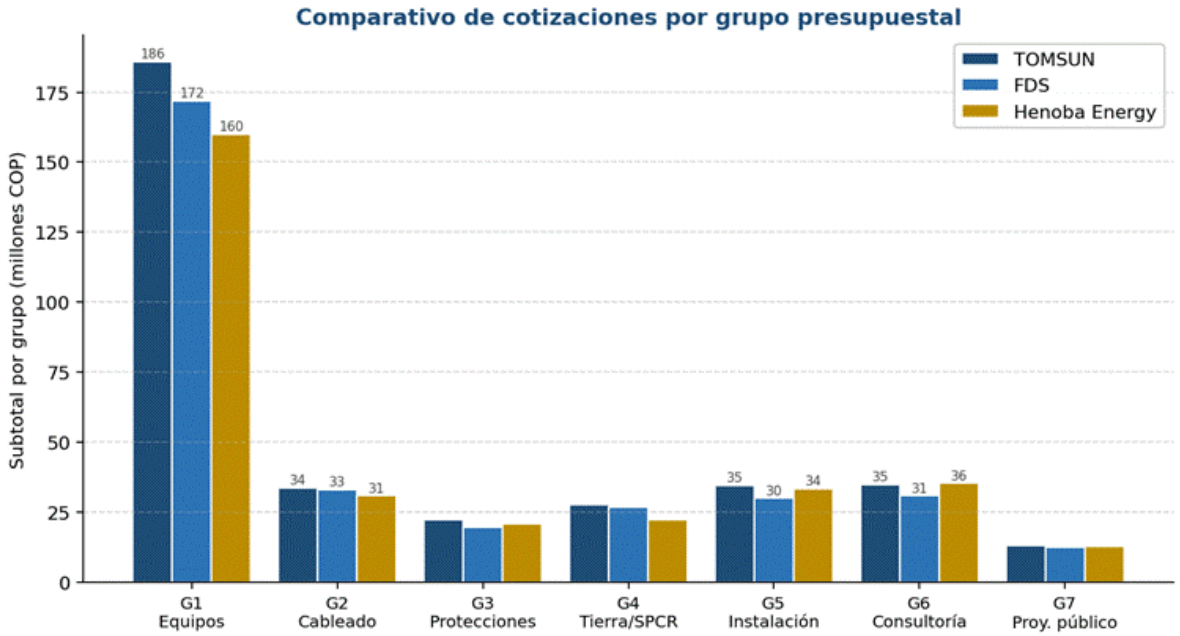



*Figura 6.1.1 — Comparativo de cotizaciones por grupo presupuestal (millones COP)*

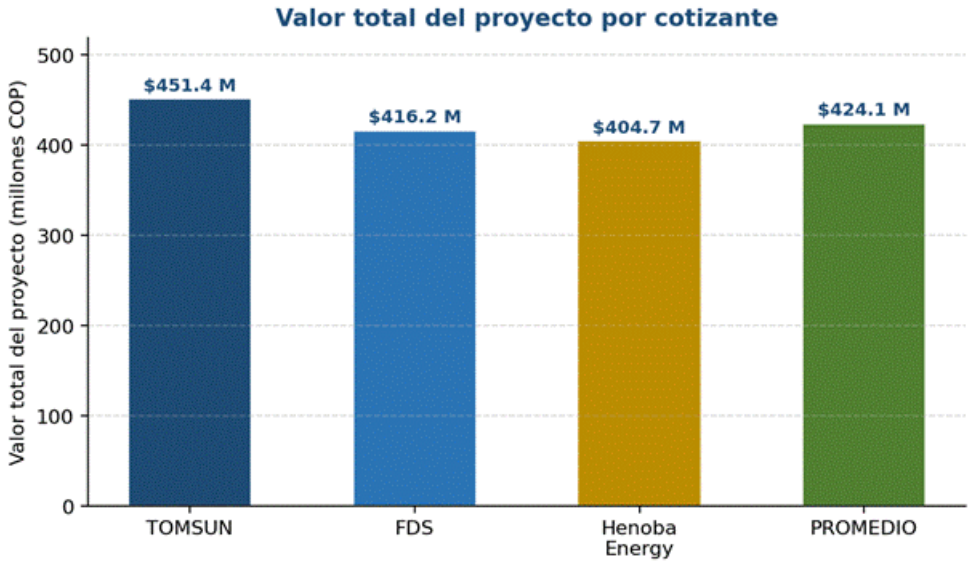



*Figura 6.2.2 — Valor total del proyecto por cotizante*

Del análisis de las tres cotizaciones recibidas se desprenden las siguientes observaciones técnicas y económicas, organizadas por dimensión de análisis:

**Grupo 1 — Equipos y materiales fotovoltaicos (mayor peso del presupuesto).**
Este grupo concentra entre el 47 % y el 53 % del costo directo total. Es también el grupo con mayor dispersión absoluta entre cotizantes (26 millones de pesos de diferencia entre la más alta y la más baja), explicada principalmente por la variación en el precio unitario de los módulos fotovoltaicos

(entre $800.000 y $950.000 por módulo) y del inversor. Esta dispersión es coherente con la volatilidad reciente del mercado internacional de polisilicio y la tasa de cambio del dólar estadounidense.

**Grupos 4, 5 y 6 — Consistencia entre ofertas.**

Los grupos de puesta a tierra y SPCR (G4), instalación y puesta en marcha (G5) y consultoría y trámites (G6) presentan una dispersión interna inferior al 15 %, lo cual indica una madurez de mercado consolidada para los servicios de ingeniería, mano de obra especializada y trámites regulatorios asociados al esquema AGPE. La cotización promedio de cada uno de estos grupos puede tomarse como referencia confiable para la estructuración del presupuesto oficial.

**Grupo 7 — Requisitos del proyecto público.**

La dispersión en este grupo es la menor del análisis (3,4 % entre la más alta y la más baja), reflejando que los costos de Plan SST, pólizas y valla informativa están altamente estandarizados por la regulación colombiana de obra pública (Decreto 1082 de 2015, Decreto 1072 de 2015 y normativa del Sistema General de Regalías). Estos costos no admiten márgenes significativos de negociación.

**Valor promedio recomendado como referencia oficial.**

El valor promedio entre las tres cotizaciones es de $424.111.600 COP. Este valor se propone como referencia técnico-económica para la estructuración del proceso licitatorio, en concordancia con la práctica recomendada por Colombia Compra Eficiente de utilizar el promedio aritmético de tres (3) cotizaciones de mercado cuando no existen precios oficiales aplicables. El rango razonable de adjudicación se encuentra entre $400.000.000 y $500.000.000 COP, sin perjuicio de los ajustes que el comité de evaluación considere pertinentes con base en la matriz de calificación del pliego de condiciones.

**Compatibilidad con la lista de precios de la Gobernación.**

Los ítems del Grupo 7 (requisitos del proyecto público) y aquellas actividades convencionales que eventualmente requieran adicionarse al alcance (refuerzo estructural de cubierta, adecuaciones eléctricas previas en el Tablero de Distribución General, obra civil complementaria) podrán y deberán cotizarse a los precios oficiales establecidos en la Resolución 0050 de 2025 de la Gobernación de Boyacá, aplicando el Factor de Incremento por Distancia (FID) del Anexo 3 correspondiente al municipio de Ramiriquí, conforme a la normativa departamental vigente.

## Recomendaciones

- La lista oficial de precios unitarios fijos de obra pública de la Gobernación de Boyacá (Resolución 0050 de 2025) no contempla ítems específicos para Sistemas Solares Fotovoltaicos, lo que justifica técnica y jurídicamente la consulta al sector privado especializado.
- Se obtuvieron cotizaciones formales de tres (3) empresas integradoras con experiencia comprobada en proyectos AGPE conectados a la red de EBSA, bajo idéntica estructura presupuestal y composición de AIU del 27 %.
- El valor promedio del proyecto, calculado como la media aritmética de las tres cotizaciones, es de $424.111.600 COP, con un rango razonable de mercado entre $400.000.000 y $500.000.000 COP.
- La dispersión entre ofertas (11,5 %) es consistente con la madurez del mercado solar colombiano para proyectos de esta escala y no evidencia anomalías que ameriten descalificar alguna de las cotizaciones del rango de referencia.
- Las tres cotizaciones originales se adjuntan a los Anexos del presente proyecto como sustento del análisis aquí desarrollado.

# 7. Planos

Las figuras presentadas en este capítulo tiene por objetivo dar a conocer las dimensiones exactas de donde serán ubicados por paneles solares en cada tejado. La figura 7.1 ilustra la ubicación de los paneles solares en el tejado de la tercera planta.

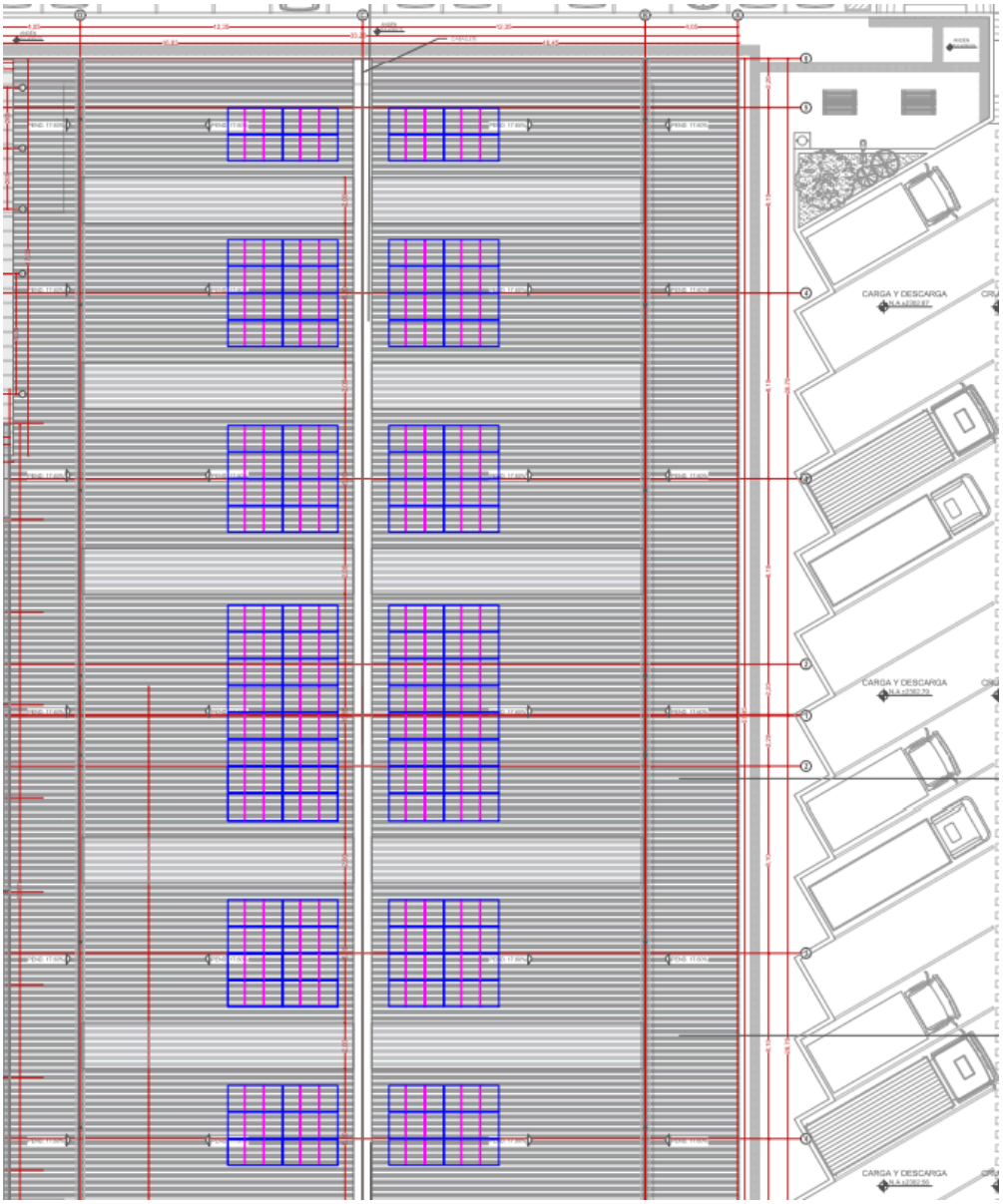



*Figura 7.1. Planos ubicación de los paneles solares.*

Por otro lado, la figura 7.2 ilustra el diagrama unifilar del completo del proyecto.

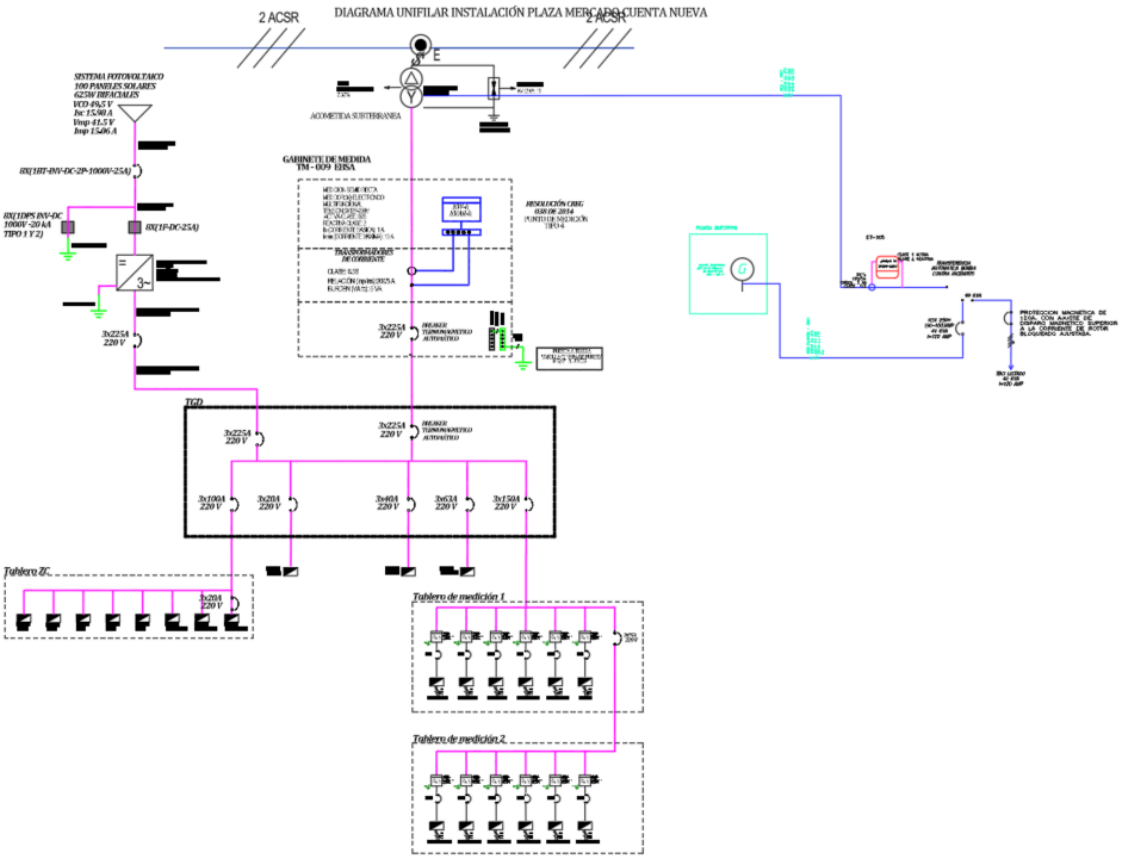
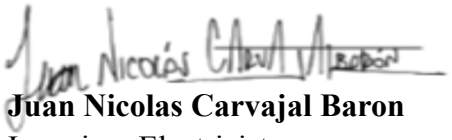



*Figura 7.2. Diagrama unifilar.*

# 8. Responsables del diseño

El presente documento fue desarrollado por la empresa TOMSUN SAS, siendo responsables las siguientes personas:



**Juan Nicolas Carvajal Baron**
Ingeniero Electricista
Número de tarjeta profesional: CN205-177986
Ingeniero de proyectos.



**Tomas Ochoa Ramirez**
Ingeniero Electrónico
Número de tarjeta profesional: CN206-158421
Fundador y Director General.

Plaza de mercado Ramiriquí
Sistema ON-GRID 60 kW

Proyecto Plaza de mercado Ramiriquí

TOMSUN S.A.S.

Diseño Sistema de Autogeneración a Pequeña Escala
Memoria de cálculo.
Anexo A

ING. Tomas Ochoa Ramirez
ING. Juan Nicolas Carvajal Baron

Mayo 2026

# Índice


1. Generalidades y alcances del anexo..... 3
2. Configuración del sistema de montaje..... 3
3. Especificaciones de los materiales..... 4
4. Anclajes y fijación de la cubierta..... 4
5. Conexión equipotencial de la estructura..... 5
6. Criterios de instalación y verificación..... 6

# 1. Generalidades y alcances del anexo

El presente anexo complementa la memoria de cálculo del sistema fotovoltaico de 60 kW de la Plaza de Mercado de Ramiriquí, definiendo los requisitos técnicos mínimos de la estructura metálica de soporte de los 100 módulos fotovoltaicos bifaciales que serán instalados sobre las cubiertas norte y sur de la zona de mayoristas, en un área aproximada de 270 m², conforme a la distribución descrita en los numerales 2.5 y 3.1 de la memoria de cálculo.

El sistema de montaje adoptado es de tipo coplanar: los módulos se instalan paralelos al plano de la cubierta metálica inclinada existente, aprovechando su pendiente y orientación, sin recurrir a estructuras elevadas, inclinadores ni modificaciones de la geometría del tejado. Esta configuración minimiza las cargas de viento sobre el arreglo, reduce el peso adicional sobre la cubierta y conserva la estética de la edificación.

Las especificaciones aquí contenidas corresponden a requisitos de desempeño y de materiales. No se exige una marca ni un fabricante particular; cualquier sistema de montaje comercial que cumpla integralmente lo establecido en este anexo se considerará aceptable.

# 2. Configuración del sistema de montaje

La estructura de soporte se compone de rieles longitudinales instalados por debajo de los módulos fotovoltaicos, los cuales constituyen el elemento portante principal del arreglo. La trayectoria de transmisión de cargas es la siguiente: el módulo se sujeta a los rieles mediante grapas de fijación intermedias (mid clamp) y finales (end clamp); los rieles descansan sobre puntos de anclaje distribuidos sobre la teja; y cada punto de anclaje se fija mecánicamente a las vigas y correas de la estructura metálica del tejado de la plaza, de manera que la totalidad de las cargas gravitacionales y de viento se transfiera a la estructura portante de la edificación y no a la lámina de cubierta.

El sistema de montaje debe incluir, como mínimo, los siguientes componentes:

- Rieles de aluminio anodizado, de perfil estructural, instalados bajo los módulos en sentido perpendicular a las correas de la cubierta.
- Uniones o empalmes de riel (rail splice) del mismo material del riel, para dar continuidad mecánica en tramos largos.
- Soportes o anclajes de cubierta compatibles con el perfil de la teja metálica existente, con tornillería pasante hasta la estructura portante.
- Grapas intermedias y finales (mid/end clamps) ajustables al espesor del marco de los módulos seleccionados.
- Accesorios de puesta a tierra (terminales y clips de aterrizaje) integrados al sistema.

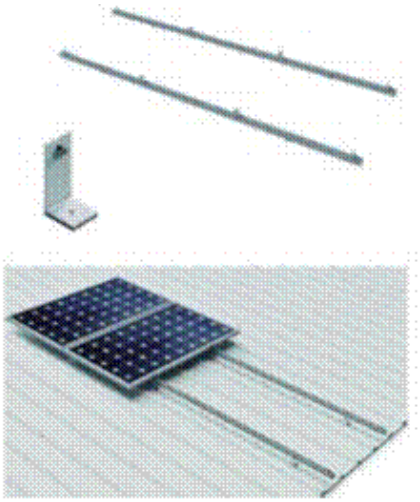


*Figura 1. Configuración típica del montaje coplanar sobre cubierta metálica: rieles bajo los módulos y anclajes tipo “L” fijados a la cubierta.*

# 3. Especificaciones de los materiales

Los rieles, empalmes, soportes y grapas de la estructura deben fabricarse en aluminio anodizado de uso estructural para aplicaciones fotovoltaicas a la intemperie. El anodizado debe ser uniforme en toda la superficie y las piezas deben estar libres de fisuras, puntos de corrosión, desprendimientos, burbujas, dobleces o deformaciones que comprometan su capacidad mecánica o su durabilidad.

La tornillería y los herrajes de fijación (tornillos, tuercas, arandelas planas y de presión) deben ser de acero inoxidable, de manera que se garantice la resistencia a la corrosión durante toda la vida útil del sistema. Esta especificación es coherente con lo previsto en el ítem 1.3 del presupuesto del proyecto, que contempla estructura de soporte con rieles en aluminio anodizado, grapas intermedias y finales con tornillería inoxidable, base coplanar para cubierta metálica y conexión equipotencial integrada.

El conjunto debe contar con soporte documental del fabricante (ficha técnica y certificaciones aplicables al producto), que acredite el material, las dimensiones de los perfiles y su aptitud para el montaje de módulos fotovoltaicos sobre cubierta. La combinación de materiales del sistema debe ser tal que se eviten pares galvánicos entre el aluminio de la estructura, la lámina de la cubierta y los elementos de acero.

# 4. Anclajes y fijación de la cubierta

Los puntos de anclaje de los rieles se materializan mediante soportes compatibles con el perfil de la teja metálica existente, fijados con tornillo pasante que atraviesa la lámina de

cubierta y se ancla directamente a las vigas y correas de la estructura metálica del tejado. No se admite la fijación de la estructura únicamente a la lámina de la teja: todo anclaje debe quedar solidario a la estructura portante de la edificación.

Cada perforación practicada sobre la cubierta debe sellarse con epóxico (o sellante estructural equivalente de uso exterior) y contar con su correspondiente elemento aislante (empaque o lámina de EPDM, neopreno o material equivalente) entre el soporte, el tornillo y la teja. Este conjunto sello-aislante cumple una doble función: garantizar la estanqueidad de la cubierta frente a la infiltración de agua lluvia y aislar eléctricamente los metales en contacto, previniendo la corrosión galvánica entre la estructura de aluminio, la teja y la tornillería de acero.

La separación entre puntos de anclaje debe definirse en función de la luz entre correas de la cubierta y de las cargas de viento del emplazamiento, siguiendo las recomendaciones del fabricante del sistema de montaje, sin exceder en ningún caso la distancia máxima admisible indicada en su documentación técnica.



*Figura 2. Soporte de anclaje para teja metálica trapezoidal con su tornillería autoperforante y empaques aislantes que acompañan la fijación.*

# 5. Conexión equipotencial de la estructura

Todos los rieles y elementos metálicos de la estructura de soporte deben quedar unidos equipotencialmente y conectados al sistema de puesta a tierra del proyecto descrito en el numeral 4.2 de la memoria de cálculo, conforme a lo exigido por el RETIE (Resolución 40117 de 2024) y la sección 690 de la NTC 2050 para los componentes metálicos expuestos no portadores de corriente de los sistemas fotovoltaicos.

La conexión se realizará mediante terminales de aterrizaje (ground lug) y clips de continuidad propios del sistema de montaje, certificados para uso con conductores de cobre sobre estructuras de aluminio, evitando el contacto directo cobre-aluminio. Debe verificarse la continuidad eléctrica entre todos los tramos de riel, incluidos los empalmes, y desde la estructura hasta el barraje equipotencial del sistema.

# 6. Criterios de instalación y verificación

Durante el montaje y previo a la instalación de los módulos, el instalador debe verificar el cumplimiento de los siguientes criterios:

- Localización de anclajes coincidente con las vigas y correas de la cubierta, comprobada antes de perforar.
- Aplicación del torque de apriete especificado por el fabricante en toda la tornillería, tanto de anclajes como de grapas.
- Presencia del sello epóxico y del aislante en la totalidad de las perforaciones, sin excepción.
- Verificación de estanqueidad de la cubierta una vez instalados los anclajes, idealmente tras un evento de lluvia o mediante prueba con agua.
- Alineación y nivelación de los rieles, y correspondencia de la distribución con las figuras 3.1.1 y 3.1.2 de la memoria de cálculo.
- Continuidad eléctrica de la conexión equipotencial de la estructura, medida y registrada.
- Inspección visual final: ausencia de piezas con anodizado dañado, deformaciones, perforaciones sin sellar o tornillería faltante.
- El cumplimiento de este anexo hace parte de los requisitos a verificar durante la inspección y certificación de la instalación, junto con los demás capítulos de la presente memoria de cálculo.



**Tomas Ochoa Ramirez**
Ingeniero Electrónico
Número de tarjeta profesional: CN206-158421
Fundador y Director General.