



PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO SRA. AMPARO ABADIA TORNE 40kW 2021

MEMORIA TECNICA.

SOLGER S.A.S

Ingeniero Electricista
Diego Andrés Pulido Gómez
AN205-145799

Firma:

Fecha:16-11-21

Contenido

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	1
1. Nombre	1
2. Fechas	1
3. Objetivo del proyecto	1
4. Metodología del Proyecto.	1
5. Descripción del Proyecto	1
Equipos Eléctricos del Sistema SOLAR FV	2
Georeferenciación	3
6. Normatividad.	3
7. Diagrama Unifilar	3
8. Campo Solar fotovoltaico	4
9. Inversor Solar de inyección a red	4
MEMORIA DE CÁLCULO	6
A. Cargas Eléctricas iniciales, futuras y Factor de Potencia, Distorsión Armónica.	6
B. Análisis de coordinación de Aislamiento.	6
Inversor cuenta con certificado de cumplimiento UL 1741	6
C. Análisis de cortocircuito y Falla a Tierra.	7
D. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos	8
Protección contra Rayos	8
E. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas de protección contra rayos	10
F. Análisis del Nivel de Tensión Requerido	10
G. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no superen los límites de exposición definidos en la tabla 14.1	10
H. Cálculo de Transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	10
I. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra	11
J. Cálculo Económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	15
K. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red, y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.	19
L. Cálculo mecánico de estructura y de elementos de sujeción de equipos.	20
M. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorriente. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	23

N. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas, electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.)	26
O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	27
P. Cálculos de regulación.	27
Q. Clasificación de áreas.	28
R. Elaboración de diagramas unifilares.	28
S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	28
T. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	28
U. Establecer las distancias de seguridad requeridas.	28
V. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	29
W. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	29
Información de contacto	29
Diseño:	29
Construcción:	29



DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1. Nombre

SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO SRA. AMPARO ABADIA TORNE 40kWn

2. Fechas

Fecha Inicio Estudios: 01 de noviembre de 2021.

Fecha Inicio Instalación: 30 de noviembre de 2021.

Fecha de Entrada en Operación: 06 de diciembre de 2021.

3. Objetivo del proyecto

El proyecto que se va a desarrollar en los predios de AMPARO ABADIA & CIA. SOCIEDAD EN COMANDITA POR ACCIONES, consiste en un sistema SOLAR FOTOVOLTAICO DE 80 kWn. El Sistema solar fotovoltaico tiene el objetivo generar energía eléctrica a través del aprovechamiento de la radiación solar para suplir el consumo de las cargas eléctricas conectadas a los circuitos ramales de las instalaciones internas, esto es llamado técnicamente AUTOCONSUMO. Esta energía eléctrica generada permitirá reducir el abastecimiento de la energía eléctrica suministrada por la red que es obtenida de un generador que se encuentra aguas arriba del transformador, esto produce una reducción en el cobro de energía eléctrica mensual, este propósito de generar energía es contribuir al medioambiente generando energía renovable.

4. Metodología del Proyecto.

Las actividades para la elaboración del proyecto del sistema solar fotovoltaico en las INSTALACIONES son las siguientes:

- Elaboración de ingeniería de detalle para el dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico.
- Instalación del sistema solar fotovoltaico.
- Certificación de la Instalación.
- Elaboración de documentación y estudios para solicitar la conexión a red y el medidor bidireccional de acuerdo con la resolución CREG 030 de 2018.

5. Descripción del Proyecto

Un sistema fotovoltaico conectado a la red (SFVCR) para AUTOCONSUMO a pequeña escala consiste en un generador fotovoltaico el cual está formado por una serie de paneles solares conectados entre sí y acoplados a uno o más inversores que operan conectados en paralelo con la red eléctrica convencional. Este sistema genera energía principalmente para suplir el consumo de una carga en particular, cuando la energía generada es menor a la demandada por la carga se suple esta energía con la que se obtiene de la red eléctrica y cuando la energía demandada por la carga es menor a la generada por el sistema, este inyecta los excedentes de energía a la red eléctrica. En la siguiente grafica se muestra un diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a la red.



ESQUEMA DE CONFIGURACIÓN

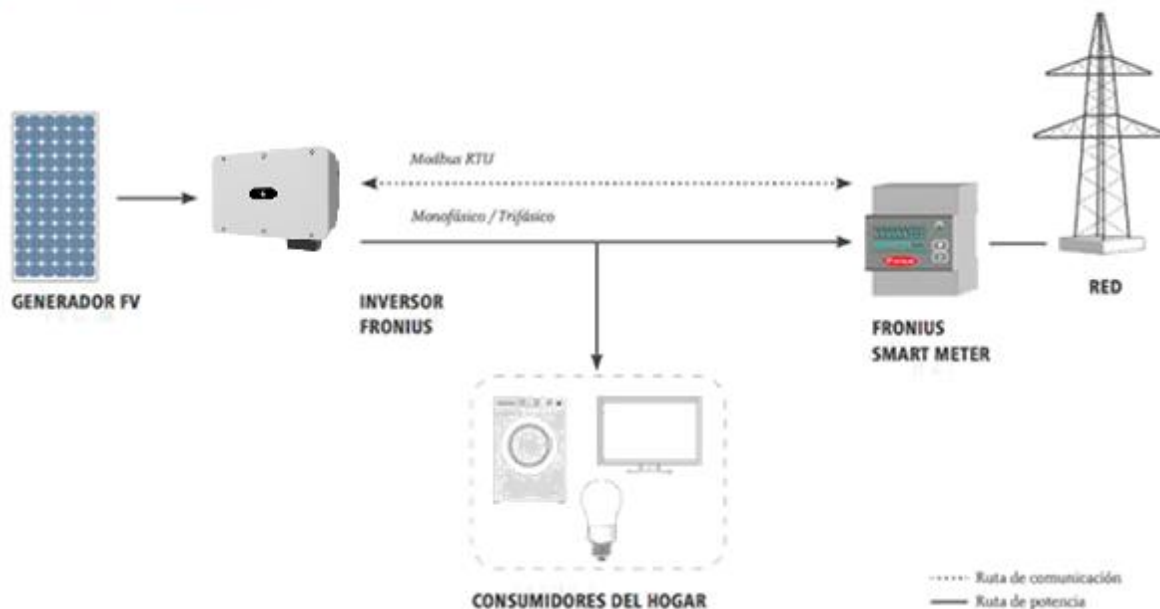


Figura 1. Diagrama de los componentes principales de un sistema de conexión a la red.

Componentes principales del sistema SOLAR FV:

- Campo Solar Fotovoltaico.
- Inversor Solar De Inyección A Red.
- Smart meter
- Medidor Bidireccional.
- Consumo De Energía Eléctrica.
- Red Eléctrica.
- Equipos De Protección Eléctrica.

Equipos Eléctricos del Sistema SOLAR FV

Los equipos eléctricos utilizados para la instalación del sistema SOLAR fotovoltaicos son:

DESCRIPCIÓN	VALOR
INVERSOR SOLAR HUAWEI 20kW	2
PANEL SOLAR 465 WP – JINKO SOLAR	129
CONEXIÓN A RED	3F+N - Monofásico Trifilar con neutro integrado

Tabla 1. Equipos eléctricos del sistema FV.

Georeferenciación

La localización del proyecto tiene las siguientes coordenadas geográficas:

Longitud: 76°31'20.9"W

Latitud: 3°17'41.4"N

AMPARO ABADIA & CIA. SOCIEDAD EN COMANDITA POR ACCIONES, se encuentra ubicada en la autopista Cali Jamundí km12, Valle del Cauca tal como se observa en la figura 2.



Figura 2. Georreferenciación zona de instalación.

6. Normatividad.

La Normatividad utilizada para la realización de la memoria técnica y los diseños eléctricos son:

- RETIE 2013
- NTC2050
- NTC3444

7. Diagrama Unifilar

Nota. En el Anexo se encuentra el diagrama unifilar de la planta solar fotovoltaica.

8. Campo Solar fotovoltaico

El campo solar fotovoltaico, está compuesto por paneles solares fotovoltaicos que generan energía eléctrica a partir de la luminosidad del SOL, a través del fenómeno fotoeléctrico. En el campo solar fotovoltaico se encuentran conectados paneles solares en serie y paralelo para llegar a límites de tensión y corriente permitidos por el inversor de inyección de energía a la red, varios paneles conectados en serie se llaman CADENAS o en ingles STRINGS.

	SPECIFICATIONS					
	JKM455M-7RL3		JKM460M-7RL3		JKM465M-7RL3	
	JKM455M-7RL3-V		JKM460M-7RL3-V		JKM465M-7RL3-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	455Wp	339Wp	460Wp	342Wp	465Wp	346Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.97V	39.32V	43.08V	39.43V	43.18V	39.58V
Maximum Power Current (Imp)	10.59A	8.61A	10.68A	8.68A	10.77A	8.74A
Open-circuit Voltage (Voc)	51.60V	48.70V	51.70V	48.80V	51.92V	49.01V
Short-circuit Current (Isc)	11.41A	9.22A	11.50A	9.29A	11.59A	9.36A
Module Efficiency STC (%)	20.26%		20.49%		20.71%	

Figura 1. Panel SOLAR FV

En la siguiente tabla se presentan las características técnicas del campo SOLAR FV.

CONFIGURACIÓN SOLAR						
Parametros	P. en Serie	STRING	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)
Inversor 1 MPPT1	16	A01	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 1 MPPT2	16	A02	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 1 MPPT3	16	A03	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 1 MPPT4	16	A04	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 2 MPPT1	16	B01	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 2 MPPT2	16	B02	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 2 MPPT3	16	B03	690,88	10,77	830,72	11,68
Inversor 2 MPPT4	17	B04	734,06	10,77	882,64	11,68

Tabla 2. Características de Campo SOLAR FV.

9. Inversor Solar de inyección a red

Un inversor o también conocido como convertidor de corriente directa (DC) / corriente alterna (AC), es un circuito cuya función es cambiar una tensión de entrada de corriente directa a una tensión simétrica de salida de corriente alterna, con una magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador. El inversor es utilizado en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para computadoras, hasta aplicaciones industriales para manejar alta potencia.

Hay distintos tipos de inversor como son el inversor para sistemas aislados o los de conexión con la red eléctrica. Entre los de conexión de red eléctrica también podemos encontrar distintos tipos de inversores: el inversor de cadena, micro - inversor o inversor centralizado que es para grandes potencias.

El inversor de conexión a red incorpora algunas funciones de control que influyen notablemente en el funcionamiento del arreglo fotovoltaico como puede ser un seguidor de punto de máxima potencia o MPPT, conexión o desconexión de la Red en función de las condiciones de ésta y de la irradiación incidente sobre el generador, detección de pérdidas de aislamiento, medida de energía, etc.



Figura 4. Inversor

El sistema SOLAR fotovoltaico se conforma por 2 inversores Solares de inyección a red de 20 KW.

Características Técnica en Corriente Alterna		
Descripción	U.M	Valor
Cantidad de Inversores	Unidad	2
Potencia del Inversor	kW	20
Vmpp (DC)	V	(200-750)
Frecuencia	Hz	60
Tensión de Línea - Línea (AC)	V	220
Corriente de salida de Inversor	A	52,5
Corriente Max. de Inversores	A	105,00
Factor de Potencia	0-1	1
Potencia total de inversores	kW	40
CONEXIÓN	3F+N	

Tabla 3. Características del inversor FV de inyección a RED.

MEMORIA DE CÁLCULO**A. Cargas Eléctricas iniciales, futuras y Factor de Potencia, Distorsión Armónica.**

Las cargas eléctricas existenciales corresponden a las que se encuentran instaladas actualmente en el predio. El proyecto que se está presentando inicialmente, no tiene ninguna carga eléctrica, por el contrario, genera energía eléctrica en el nodo principal de distribución de cargas, la distorsión armónica según la ficha técnica es menor al 3%, y su factor de potencia es mayor a 0.99, además el equipo instalado cumple con la normatividad internacional UL1741; CSA C22.2 No.107.1-01; FCC Part15; ANSI C63.4; ICES-003; IEC1547.

B. Análisis de coordinación de Aislamiento.**Inversor cuenta con certificado de cumplimiento UL 1741****Controlador de aislamiento/interrupción, monitorización de aislamiento**

El inversor está equipado con las siguientes funciones de seguridad exigidas por la norma UL 1741 y el National Electrical Code y la IEC 60364-4-443.

El dispositivo de protección debe seleccionarse de forma que su nivel de protección en tensión (U_p) sea compatible (inferior) con el valor de la tensión máxima soportada por los equipos a proteger (U_e). A efectos de estandarizar los criterios de diseño y selección de dispositivos de protección, la norma IEC 60364-4-443 clasifica los equipos en cuatro categorías, en función de la tensión de impulso que éstos soportan.

Tensión Nominal de la instalación (V)	Tensión soportada de impulso (kV) que se requiere para:			
Sistemas Trifásicos	Equipo de origen de la instalación (Categoría IV)	Equipo de distribución y circuitos finales (Categoría III)	Aparatos (Categoría II)	Equipos protegidos especialmente (Categoría I)
120-230	4	2,5	1,5	0,8
230/400 277/480	6	4	2,5	1,5
400/690	8	6	4	2,5
1000	12	8	6	4

Tabla 4. Tensiones soportadas de impulsos por categorías.

Por lo anterior respecto a los conductores usados en baja tensión en corriente DC según la entrada máxima del inversor 600V, el inversor se conecta con los paneles solares con el cableado a 1000V y mediante una BOX DC en corriente continua que vienen sus protecciones definidas hasta 1000V. Una vez transformada la corriente continua en corriente alterna la tensión es de 440V y el cableado viene a una tensión de operación mínimo de 600V las protecciones eléctricas y los equipos vienen equipados para evitar posibles fugas de energía y arcos eléctricos.



C. Análisis de cortocircuito y Falla a Tierra.

El análisis de falla a tierra se realiza mediante los dos procedimientos según la NTC2050.

1. Los conductores no puestos a tierra del circuito en falla se deben desconectar automáticamente.
2. El inversor HUAWEI utilizado para el proyecto, está equipado con las siguientes funciones de seguridad exigidas por la norma UL 1741 y el National Electrical Code, contra fallas de cortocircuito y falla a tierra.

Excepción NTC2050: deben permitir, sin protección contra falla a tierra, cuando estén aterrizados de forma sólida, arreglos FV con máximo dos circuitos de fuente FV y con todos los circuitos C.C. del sistema FV no sobre ni dentro de edificios.

Para el análisis de cortocircuito, el inversor cuenta con protección de sobrecorriente, el cual es capaz de aislarse de la red al ver un cambio repentino en el rango de tensión de red en corriente alterna. En corriente continua, el sistema cuenta con protecciones de sobrecorriente para FUSIBLES INCORPORADOS, y fusibles externos incorporados en las cajas combinadora y un interruptor por cada uno del inversor, además de sus protecciones internas.

La coordinación de protecciones se encuentra en el numeral M del presente texto donde se encuentran las protecciones eléctricas coordinadas de acuerdo con el sistema eléctrico que poseen actualmente.

Protecciones eléctricas

El sistema solar fotovoltaico debe tener protecciones eléctricas de sobre corriente y sobretensión, entre las cuales se encuentran los fusibles, interruptores termomagnéticos, DPS, y protecciones internas del inversor.

Protección de Sobre corriente

Para la salida del campo solar fotovoltaico, se debe tener en cuenta el voltaje de salida y la corriente del campo solar fotovoltaico. Para determinar la protección del sistema solar fotovoltaico tenemos que la corriente de salida y tensión del sistema solar FV es la siguiente.

EN DC.

Los inversores HUAWEI están equipados con una redundancia en la lectura de la corriente de fuga a tierra sensible a todos los componentes de la corriente continua y alterna. La medida de la corriente de fuga a tierra se realiza al mismo tiempo e independientemente por 2 procesadores diferentes: basta con que uno de los dos detecte una anomalía para disparar la protección, con la consiguiente separación de la red y parada del proceso de conversión.

FUSIBLES ESTERNOS:

$$Imppt\ 1\ (Strnig\ A01, String\ A02\ \dots) = 10,77 * 1,25 = 13,46\ A ; Vcb = 1000V\ DC$$

Nota: se selecciona un fusible de 15A a 1000 Vdc.

EN AC.

El inversor se conecta a una protección equivalente al 1,25% de la corriente máxima de salida del inversor fotovoltaico.



SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

$$I_{cb} = 52,5 * 1.25 = 65,625A ; V_{cb} = 220V$$

Nota: se selecciona un interruptor termomagnético de 75A a 220 VAC.

INVERSOR

- **Controlador de aislamiento/interrupción, monitorización de aislamiento**

El inversor está equipado con las siguientes funciones de seguridad exigidas por la norma IEC62109-1/2, IEC61000-6-1/2/3/4, IEC61727/62116, IEC61683.

- **Controlador de aislamiento/interrupción (IMI)**

El inversor controla la resistencia de aislamiento antes de la conexión de red. Si la resistencia de aislamiento queda por debajo de un determinado valor, no se establece ninguna conexión con la red. Durante el suministro de energía a la red se monitoriza automáticamente la corriente de fuga. En caso de que la corriente de fuga exceda el valor definido, el inversor se separará de la red.

- **Monitorización de aislamiento**

En caso de instalaciones fotovoltaicas con módulos Solares sin puesta a tierra, el inversor comprueba la resistencia entre el polo positivo o negativo de la instalación fotovoltaica y el potencial de puesta a tierra. En caso de un cortocircuito entre la línea CC+ o CC- y la puesta a tierra (por ejemplo, debido a unas líneas CC con un aislamiento deficiente o módulos Solares defectuosos), el inversor se separa de la red.

- **A. Anti-isla**

En el caso de un corte de red local por parte de la compañía eléctrica, o cuando el equipo se apaga para operaciones de mantenimiento, el inversor debe desconectarse físicamente de manera segura, para garantizar la protección de las personas que trabajan en la red, todo de acuerdo con las normas nacionales pertinentes. y leyes. Para evitar posibles situaciones de isla, el inversor está equipado con un sistema de desconexión de protección automático llamado "Anti-Islanding".

D. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos

Protección contra Rayos

Colombia está situado en una de las zonas de mayor incidencia de rayos en el mundo, por ello cobra vital importancia el realizar una evaluación del nivel de riesgo por descargas atmosféricas para procurar un adecuado sistema de protección a las estructuras y a sus acometidas de servicios.

Simulación del riesgo, Evaluación del nivel de riesgo según IEC 62305-2.



Cálculo del índice de riesgo

Edificio número: 1 de 1

Nombre del edificio:

Ed.	Nombre del edificio	Largo	Ancho	Alto	PDC-Malla
1		11,00	24,00	4,00	P

DIMENSIONES

Longitud (L): 11,00 m.
 Anchura (W): 24,00 m.
 Altura tejado (H): 4,00 m.
 Altura prominencia (Hp): 4,00 m.
 Superficie exposición (Ad): 1.556,39 m² ☒ Fijada manualmente

CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA

Tipo de cubierta: A. Metálica.
 Tipo de estructura: A. Metálica.
 Riesgo de incendio: A. Bajo.
 Tipo de cableado interno: B. Apantallado.

INFLUENCIAS AMBIENTALES

Situación: C. Estructura aislada.
 Factor ambiental: D. Rural.
 Días de tormenta: 80 Días / año.
 Densidad anual impactos: 8,00 Impactos / km².
 Tipo de terreno: C. Arena suelta, arena densa, grava, roca.

PÉRDIDAS

Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas

Por incendios: A. No ocupadas.
 Por riesgo de pánico: A. Sin riesgo.
 Consecuencia de los daños: A. Sin consecuencias.
 Por sobretensiones: B. Equipos eléctricos de seg.

Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales

Pérdida de servicios: A. No aplica.

Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural

Pérdida de patrimonio: A. No aplica.

Tipo 4. Pérdidas económicas

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

LÍNEAS DE SERVICIOS

Suministro eléctrico

Situación del cable: A. Aéreo.
 Tipo de cable: A. Apantallado.
 Transformador MT/BT: A. Transformador.

Otros servicios aéreos

Número de servicios: 0
 Tipo de cable: A. Apantallado.

Otros servicios enterrados

Número de servicios: 0
 Tipo de cable: A. Apantallado.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES

Clase SPCR: A. Nivel I.
 Protección sobretensiones: C. Coord. según IEC62305-4.

Factor de protección contra sobretensiones - SP:

- Sin protección. No hay ninguna medida de protección contra sobretensiones instalada. (SP=0).
 - Sólo en entrada de servicios. Protección contra sobretensiones de unión equipotencial según IEC62305-3. (SP=1).
 - Coordinada según IEC62305-4. Sistema de protección contra sobretensiones completo. (SP=2).

Figura 5. Simulación de Índice de Riesgo.

Edificio número: 1 de 1

Nombre del edificio:

Ed.	Nombre del edificio	Largo	Ancho	Alto	PDC-Malla
1		11,00	24,00	4,00	P

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

Ed.	Nombre	Superficie de captación	Riesgo de pérdida vidas humanas	Riesgo de pérdida de servicios públicos	Riesgo de pérdida de patrimonio	Riesgo de pérdidas económicas	Necesidad instalación SEPCR*	Nivel de protección	Necesidad instalación SIFCR**	Tipo SIFCR
1		1556,39	1,04E-05	0,00E+00	0,00E+00	3,52E-08	Ya protegido	Nivel I	Ya protegido	IEC62305-4

ELECCIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PROTECCIÓN

La protección se realizará mediante: ☒ PDC ☐ Malla

* SEPCR = Sistema Externo de Protección Contra el Rayo
 ** SIFCR = Sistema Interno de Protección Contra el Rayo

Edificio: 1

La instalación de un sistema externo e interno no es necesaria según la IEC 62305-2, pero es recomendable

Figura 6. Simulación de Índice de Riesgo.



E. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas de protección contra rayos

La instalación eléctrica supone por su naturaleza un riesgo potencial si no se toman medidas para mitigar y evitar efectos y consecuencias por desconocimientos o descuidos al momento del mantenimiento o manipulación. Según Art.5.1 "Evaluación del Nivel de Riesgo" del RETIE, contemplan en sus análisis cuatro (4) tipos de riesgos; riesgos de pérdida económica, pérdida de vidas humanas, riesgos de patrimonio cultural y pérdida del servicio público. se debe tener en cuenta los criterios establecidos en las normas sobre la portabilidad de la energía eléctrica para seres humanos tomados de la gráfica de la norma NTC 4240, con referente a la IEC60479-2, que detalla las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15 Hz a 100 Hz.

Ver anexo matriz de riesgo.

F. Análisis del Nivel de Tensión Requerido

El sistema SOLAR FV, está diseñado para la tensión eléctrica 220V, esta tensión es medida en el tablero de distribución general de las INSTALACIONES, y en la salida del transformador, en el siguiente cuadro se encuentra la información eléctrica el operador de red.

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tipo de Conexión a Red	Voltios	220
Comercializadora	3F+N - Trifásico Trifilar con neutro integrado	
	CELSIA	

Tabla 5. Características de operador de RED.

G. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no superen los límites de exposición definidos en la tabla 14.1

Los equipos destinados para la planta solar fotovoltaica se encuentran debajo de los límites de exposición de la tabla 14.1.

H. Cálculo de Transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

No aplica. (La instalación no requiere transformador adicional.)



I. Cálculo del Sistema de Puesta a Tierra

El sistema solar fotovoltaico cuenta con un área de instalación ubicada donde la incidencia del sol, sea directa o semidirecta, dicho sistema se situará en la estructura de concreto de las instalaciones del predio y en una zona verde adyacente, el campo solar fotovoltaico compuesto por partes metálicas (marcos de panel, soportes y estructura) puede sufrir una descarga atmosférica directa, por lo tanto en este punto de la instalación es primordial realizar la conexión solida de la estructura a tierra, para ello la estructura como los soportes y marcos del panel solar se equipotencializan a tierra según la Artículo 690-42 de la NTC2050 el sistema de puesta a tierra se encuentra distribuido en la zona de instalación del sistema SOLAR fotovoltaico.

Cada uno de los equipos como son INVERSOR, GABINETES, DUCTOS (las partes metálicas no portadoras de corriente) son interconectados al barraje de puesta a tierra de un GABINETE DE DISTRIBUCION, y este a su vez conectado a polo a tierra ubicado a 6 metros, esto cumpliendo con la Artículo 690-43 de la NTC2050.

En consideración de la resistividad del terreno en el cual el electrodo tipo varilla y el anillo perimetral alrededor de la varilla se instaló, este sistema de puesta a tierra debe tener por requisito normativo una resistencia menor a 25 ohm y también garantizar tensiones de paso y de contacto por debajo de lo tolerado. Este tipo de sistema de puesta a tierra cumple con la función de: servir de referencia de los sistemas eléctricos para que no se presente neutro flotante, y ser parte integral del sistema de protección (actuando coordinadamente con las protecciones contra sobreintensidades y contra sobretensiones), mediante la limitación de posibles sobretensiones en condiciones de falla del sistema.

Las propiedades resistivas de las diferentes composiciones del suelo, que permitirá determinar la forma del sistema de puesta a tierra, en el Valle del Cauca tenemos diversidad de composiciones de suelos que permiten determinar el tipo de sistema puesta a tierra, tenemos zonas donde se presenta según la CVC un FRANCO ARCILLOSA, que se compone de Limos, arcilla y arena arcillosa, según la siguiente tabla se encuentra entre 30 y 80 $\Omega \cdot m$.

Descripción de suelo	Símbolo del Grupo	Resistividad Media ($\Omega \cdot m$)
Arcillas inorgánicas de alta plasticidad	CH	10-55*
Arcillas inorgánicas de plasticidad baja a media, arcillas gravosas, arcillas arenosas, arcillas limosas, arcillas magras (pulpa)	CL	25-60*
Limos inorgánicos y arenas muy finas, polvo de roca, limo arcilloso, poco plástico, arenas finas limosas, arenas finas arcillosas	ML	30-80
Arenas arcillosas, mezclas mal graduadas de arena y arcilla	SC	50-200
Arenas limosas, mezclas de arena y limo mal graduados	SM	100-500

Tabla 6. Características de resistividad de suelos.

NOTA. La terminología utilizada en esta tabla corresponde a la “United Soil Classification” y es un método estándar de describirlos suelos en un informe geotécnico y geofísico.

***Estos resultados de clasificación de resistividades son altamente influenciados por la presencia de humedad**

Para el mejoramiento de la resistividad del suelo se emplea sales electrolíticas que influyen en la disminución sustancial de la resistividad del terreno, puede llegar a 5% al 20 % de influencia en la resistividad del suelo.

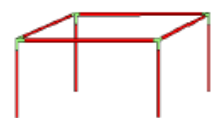
Tipo de electrodo	Configuración		Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
	Nombre	Diagrama	
CopperClad Steel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

Tabla 7. Sistemas de Puesta a tierra característicos de acuerdo con la resistividad del suelo.

Los valores de la anterior tabla se calcularon siguiendo la metodología establecida en el anexo B4, con las siguientes premisas:

El valor máximo de la resistencia de puesta a tierra es menor o igual a 10Ω . Los valores máximos de resistividad aparente del terreno se obtuvieron considerando un electrodo de difusión vertical de 2,4 m y un diámetro de 16mm.

En el proyecto, la puesta a tierra que se instalará para el sistema SOLAR fotovoltaico, tiene conformidad RETIE, de dimensiones de 3/8" x 2,4m la cual ubicada en el andén de las instalaciones del predio.

Cada campo solar Fotovoltaico, dispondrá de una puesta a tierra sobre la estructura que sea ubicada lo más cercana posible a la parte metálica expuesta sin conducción de corriente.

El sistema de puesta a tierra dispondrá de un cableado que equipotencializará la tierra del punto de conexión a red, con la puesta a tierra del sistema solar fotovoltaico cumpliendo con los requisitos generales del sistema de puesta a tierra del RETIE artículo 15.

La sección transversal del conductor de puesta a tierra a equipos se considera según la Artículo 690-45 de la NTC2050 que evalúa la sección de los conductores de acuerdo con la tabla 250-95 del artículo 250-92 de la NTC 2050.

Para el conductor del sistema de puesta a tierra se considera la protección de sobrecorriente de circuito de cada uno de los equipos, según la NTC2050, artículo 250.

SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

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

* Véanse limitaciones a la instalación en el Artículo [250-92.a](#)).

Tabla 8. Conductor Eléctrico para sistema de puesta a Tierra.

En la siguiente tabla se encuentra las secciones de cable seleccionadas para cada uno de los equipos eléctricos:

EQUIPO ELÉCTRICOS	ICB	SECCIÓN DE ALAMBRE DE COBRE	SECCIÓN DE ALAMBRE DE ALUMINIO
Campo SOLAR FV (DC)	150A	AWG # 2	AWG # 1/0
Inversor 1	75A	AWG #6	AWG # 4
Inversor 2	75A	AWG #6	AWG # 4

Tabla 9. Calibre de conductor eléctrico para puesta a tierra.

En el diagrama eléctrico de planta se presentan 2 campos fotovoltaicos, los cuales están interconectados en una estructura, entre ellos se presentan 1 configuración de puesta a tierra, los cual se interconectan en línea AWG # 10, de acuerdo con la configuración realizada, y la resistividad del suelo se tiene que el suelo tiene una resistividad de 10 ohm por metro. Actualmente el sistema de puesta a tierra instalado cumple con las capacidades de resistividad y en óptimas condiciones según la siguiente simulación.



Electrodos Verticales		Arreglo
Resistividad del suelo:	8 [Ωm]	
Longitud del electrodo:	3 [m]	☐ Electrodo Simple
Radio del electrodo:	0,016 [m]	☐ 2 Electrodos en línea
Separación (D):	2,4 [m]	☐ 3 Electrodos en línea
Resistencia Total*:	2,78 [Ω]	☒ 3 Electrodos en Triangulo

Electrodo Vertical Simple	
Dos Electrodos en línea	
3 Electrodos en línea	
3 Electrodos en Triangulo	

**Electrodos enterrados a 50 cm del suelo, con resistividad homogénea*

Tabla 10. Configuración Puesta a Tierra.



SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

J. Cálculo Económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de perdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Para Corriente DC, para los STRINGS de los arreglos de cada inversor para los MPPT1, se selecciona el conductor eléctrico con las mismas características técnicas, por lo que se realiza el cálculo con el conductor de mayor longitud en el tramo del caso de estudio.

TRAMO 1DC: STRING A01 – CAJA COMBINADORA 1; (A01-CB1):

L: 60 metros (0.60 kilómetros)

Imp: 10,77 A (corriente)

Vmp: 690,88 V (tensión en * 16 paneles en serie)

Entonces tenemos una máxima caída de tensión de:

$$\Delta U(V): \%reg * V$$

$$\Delta U(V): 3\% * 690,88 = 20,72 V$$

Luego utilizamos la ecuación para calcular la sección del conductor que es la siguiente:

$$S (mm^2) = \rho * \frac{2 * L * I}{\Delta U} = 0,01786 * \frac{2 * 60 * 10,77}{20,72} = 1,11 mm^2$$

Comercialmente no se encuentra para este tipo de sección, por lo tanto, se utiliza conductor, el cual tiene una sección de 4 mm² AWG # 10, el cual permitirá que la caída de tensión sea menor, y por consiguiente la regulación tenga un porcentaje más bajo.

En la siguiente tabla se encuentran valores comerciales que sirven para instalaciones fotovoltaicas en Colombia.

Área Nominal (mm ²)	Máxima resistencia del conductor en corriente continua a 20 °C		Área Nominal (mm ²)	Máxima resistencia del conductor en corriente continua a 20 °C	
	Conductores circulares de cobre suave (Ω/km)	Conductores circulares de aluminio (Ω/km)		Conductores circulares de cobre suave (Ω/km)	Conductores circulares de aluminio (Ω/km)
0,5	36	-	35	0,524	0,868
0,75	24,5	-	50	0,387	0,641
1	18,1	-	70	0,268	0,443
1,5	12,1	18,1	95	0,193	0,320
2,5	7,41	12,1	120	0,153	0,253
4	4,61	7,41	150	0,154	0,206
6	3,08	4,61	185	-	0,164
10	1,83	3,08	240	-	0,125
16	1,15	1,91	300	-	0,100
25	0,727	1,20			

Tabla 11. Resistividad de conductores DC.

Primero se calcula la corrección de temperatura debido a que el conductor va a estar expuesto a la intemperie, debajo de los paneles fotovoltaicos, esta temperatura puede llegar debajo de los paneles hasta 40 grados centígrados.

$$R_{corregida} = R_o * (1 + \alpha * (T - T_o)) = 3,08 * (1 + 3,9 * 10^{-3} * (40^{\circ}C - 20^{\circ}C)) = 3,32 \Omega/km$$

La caída de tensión para este tramo se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta U_{eq}(V) = L * I * R_{corregida} = 0,060 * 10,77 * 3,32 = 2,145 V$$



SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Y la regulación equivalente sería:

$$\%reg = \frac{\Delta U_{eq}(V)}{V} = \frac{2,14}{690,88} * 100\% = 0,31\%$$

TRAMO 2DC: CAJA COMBINADORA 1 – INVERSOR 1; (CB01 – INVERSOR 1):

L: 8 metros (0.008 kilómetros)

I: 10,77 A (corriente de STRING C02 y CORRIENTE D04)

V: 690,88 V (tensión en * 16 paneles en serie)

Entonces tenemos una máxima caída de tensión de:

$$\Delta U(V): \%reg * V$$

$$\Delta U(V): 3\% * 690,88 = 20,7 V$$

Luego utilizamos la ecuación para calcular la sección del conductor que es la siguiente:

$$S (mm^2) = \rho * \frac{2 * L * I}{\Delta U} = 0,01786 * \frac{2 * 8 * 10,77}{20,7} = 0,148 mm^2$$

Comercialmente no se encuentra para este tipo de sección, por lo tanto, se utiliza conductor, el cual tiene una sección de 4 mm^2 , el cual permitirá que la caída de tensión sea menor, y por consiguiente la regulación tenga un porcentaje más bajo.

Descripción	Long	Corriente	Voltaje	Resistencia nominal en CC	Temperatura ambiente	Corrección de Temperatura	Caída de Tensión	% Reg	Sección	Tipo
	(m)	(A)	(V)	Ro			ΔU_{eq}	(%)	(mm2)	
FORMULA	L	I	V	(Ω/km)	(T)	(Ω/km)	V	($\Delta U_{eq}/V$)%	(mm2)	
STRING - A01 - CB01	60	10,77	690,88	4,61	40	4,97	3,21	0,46%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - A02 - CB01	50	10,77	690,88	4,61	40	4,97	2,68	0,39%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - A03 - CB01	40	10,77	690,88	4,61	40	4,97	2,14	0,31%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - A04 - CB01	30	10,77	690,88	4,61	40	4,97	1,61	0,23%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - B01 - CB02	20	10,77	690,88	4,61	40	4,97	1,07	0,15%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - B02 - CB02	10	10,77	690,88	4,61	40	4,97	0,54	0,08%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - B03 - CB02	40	10,77	690,88	4,61	40	4,97	2,14	0,31%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
STRING - B04 - CB02	30	10,77	734,06	4,61	40	4,97	1,61	0,22%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
CB01 - INVERSOR 1	8	10,77	690,88	4,61	40	4,97	0,43	0,06%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
CB02 - INVERSOR 2	8	10,77	734,06	4,61	40	4,97	0,43	0,06%	4,00	XLPE 1000V 90°C SR
CAIDA DE TENSIÓN DC										2,28%
%REGULACIÓN PUNTO MAS LEJANO										0,46%

Tabla 12. Conductores eléctricos en corriente continua para el sistema fotovoltaico.

Los conductores se han seleccionado para soportar la corriente nominal que genera el inversor. Las protecciones de los alimentadores y de los ramales se dimensionaron multiplicando el valor de la corriente por 1.25 tal y como lo exige el artículo 220-10 b).

De acuerdo a la ficha técnica del inversor, la capacidad máxima de corriente de salida es 52 A, a 220V, por lo que se seleccionó un Breaker de corriente alterna de salida de 75 A, para seleccionar la ampacidad del conductor, se debe asegurar que la capacidad de la protección eléctrica se encuentre por debajo de los límites de deformación avería o ruptura que puede sufrir el conductor eléctrico, en este caso se seleccionó un conductor eléctrico THHW AWG # 4 el cual según la tabla 310-16 de la NTC2050, tiene una ampacidad de 85 A a 95°C, el cual se encuentra por encima de la capacidad de corriente del interruptor termomagnético de 75 A.

SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Tabla 310-16 Capacidad de corriente permisible en conductores aislados para 0 a 2 000 V nominales y 60 °C a 90 °C. No más de tres conductores portadores de corriente en una canalización, cable o tierra (directamente enterrados) y temperatura ambiente de 30 °C.

Sección transv.	Temperatura nominal del conductor (ver Tabla 310-13)						Calibre
	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS FEPW*, RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*, ZW*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS,FEP*, FEPB*,MI,RHH*, RHW-2, THHN*, THHW*,THW-2*, THWN-2*, USE-2, XHH, XHHW*, XHHW-2, ZW-2	60 °C TIPOS TW*, UF*	75 °C TIPOS RH*, RHW*, THHW*, THW*, THWN*, XHHW*, USE*	90 °C TIPOS TBS,SA,SS, THHN*, THHW*, THW-2, THWN-2, RHH*, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2	
mm²	COBRE			ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE			AWG o kcmils
0,82	—	—	14	—	—	—	18
1,31	—	—	18	—	—	—	16
2,08	20*	20*	25	—	—	—	14
3,30	25*	25*	30*	20*	20*	25*	12
5,25	30	35*	40*	25	30*	35*	10
8,36	40	50	55	30	40	45	8
13,29	55	65	75	40	50	60	6
21,14	70	85	95	55	65	75	4
26,66	85	100	110	65	75	85	3
33,62	95	115	130	75	90	100	2
42,20	110	130	150	85	100	115	1
53,50	125	150	170	100	120	135	1/0
67,44	145	175	195	115	135	150	2/0
85,02	165	200	225	130	155	175	3/0
107,21	195	230	260	150	180	205	4/0

Tabla 13. Tabla 310-16 de la NTC2050.

Teóricamente el inversor generaría 20kW por hora, lo que representaría en corriente lo siguiente:

$$I = \frac{P_{\text{inversor}}}{\sqrt{3} * VLL} = \frac{20 \text{ kW}}{\sqrt{3} * 0.220} = 52,49 \text{ A}$$

TRAMO 1AC: (INVERSOR 1 - Tablero de Distribución FV)

L: 10 metros

I: 52,49 A

Tensión: 220 V

Numero de portadores de corriente por el ducto: 3 Conductores (3 FASES X 1 INVERSOR)

Factor de corrección de corriente: 100%

$$I_{\text{corregida}} = \frac{I}{\text{Factor de correccion}} = \frac{52,49 \text{ A}}{1} = 52,49 \text{ A}$$

Según la corriente corregida sobre la norma NTC2050, se tiene que el conductor eléctrico para el tramo es AWG # 6 de cobre, pero para mejorar la caída de tensión se elige un calibre AWG # 4 CU y que la ampacidad del conductor este por encima del interruptor termomagnético de 75 A de acuerdo con la tabla 310-16 de la NTC2050.

TRAMO 2AC: (Tablero de Distribución FV - Tablero de Distribución General)

L: 5 metros

I: 104,97 A

Tensión: 220 V

Numero de portadores de corriente por el ducto y aéreo: 3 Conductores

Factor de corrección de corriente: 100%

$$I_{\text{corregida}} = \frac{I}{\text{Factor de corrección}} = \frac{104.97 \text{ A}}{1} = 104.97 \text{ A}$$

Según la corriente corregida sobre la norma NTC2050, se tiene que el conductor eléctrico que en la instalación se instalarán en el aire libre, según la tabla 310-17 de la NTC2050 para el tramo es AWG # 1 de cobre, pero para mejorar la caída de tensión se elige un calibre AWG # 1/0 CU y que la ampacidad del conductor este por encima del interruptor termomagnético de 150 A.

En la siguiente tabla se encuentran el tramo que se instalarán en el sistema SOLAR FV.

Descripción	Long	Carga	Corriente	Voltaje	fp	Sección	Momento eléctrico	Factor ajuste NTC2050	Calibre	Tipo
	(m)	(kVA)	(A)	(V)	cosφ	(mm ²)	(kVA.m)		(AWG/kcmil)	
Inversor 1 - Tablero FV	8	20	52,5	220	1	21,14	160	1	4	Tipo CU THWN 0- 600V 75°C
Inversor 2 - Tablero FV	8	20	52,5	220	1	21,14	160	1	4	Tipo CU THWN 0- 600V 75°C
Tablero FV - TDG (1)	20	40	105,0	220	1	53,50	800	1	1/0	Tipo CU THWN 0- 600V 75°C

Tabla 14. Selección de conductores eléctricos para cada tramo CORRIENTE ALTERNA.

Las pérdidas de energía se presentan mayoritariamente por efecto joule. Para determinar las pérdidas de potencia de un tramo de conductor determinado se calcula de la siguiente forma:

$$P(W): 3 * I^2 * R * L$$

P = Pérdidas de potencia del tramo en (W)

I = Corriente del tramo (A)

R= Resistencia del conductor (Ω/km)

L= Longitud del tramo (km)

TRAMO 2AC: (Inversor 1 - Tablero de Distribución General TDFV)

I = 52,49 (A)

R= 1,02 (Ω/km)

L= 0,010 (km)

$$P(W): I^2 * R * L = 52,49^2 * 1,02 * 0,010 = 0,0281 W$$

$$P_{3\phi}(W): P(W) * 3 = 0,0281 W * 3 = 0,0843 W$$

En la siguiente tabla se encuentran los cálculos para las pérdidas totales del sistema solar fotovoltaico, dando como resultado en total sumando todas las pérdidas por tramos tenemos 364 W.

Tramo	Longitud	Impedancia	Corriente	Pérdidas Parcial	Pérdidas total
	(km)	Z (Ω/km)	(A)	(kW)	(kW)
Inversor 1 - Tablero FV	0,008	1,02	52,5	0,067	0,067
Inversor 2 - Tablero FV	0,008	1,02	52,5	0,067	0,067
Tablero FV - TDG (1)	0,020	0,346	105,0	0,229	0,229
Pérdida Total (kW)				0,364	

Tabla 15. Pérdidas parciales y totales para cada tramo CORRIENTE ALTERNA.

SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

En total se tiene una pérdida de energía eléctrica en cableado de corriente alterna de:

$$\text{Perdidas (\%)}: \frac{P_{\text{perdidas}}}{P_{\text{total}}} = \frac{0,364 \text{ kW}}{40 \text{ kW}} * 100\% = 0,91\%$$

Mediante el SOTWARE HELIOSCOPE, se obtiene el rendimiento del sistema, por lo tanto, se puede decir que en pérdidas totales de generación de energía eléctrica tenemos 24,6% y el balance del sistema en cuanto a rendimiento se encuentra en el 75,4%.

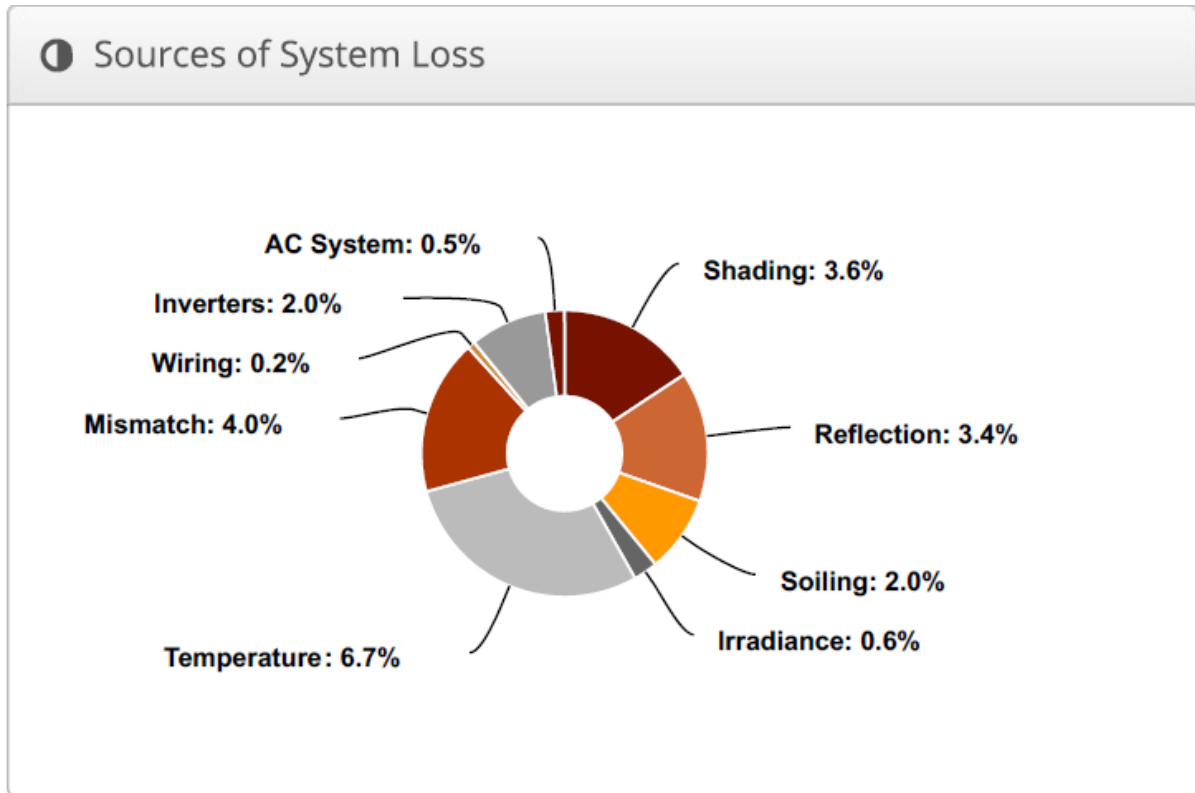


Figura 7. Perdidas de energía en el Sistema Solar FV.

K. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red, y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.

Se verifico la capacidad de corriente de los interruptores forma que garantice la protección de su respectiva acometida, dicha verificación se realizó con una comparación entre el calibre del conductor seleccionado para cada circuito y revisando su correspondencia conforme a lo establecido en la tabla 310-16 de la NTC 2050 y equivalente en NEC 2014 que compara la capacidad de corriente permisible con el calibre necesario para dicha corriente.

Con lo anterior, se garantiza que las protecciones de sobrecorriente no realizaran disparos por calentamiento del conductor, de igual forma se indica la capacidad de los conductores para soportar la corriente de falla asociada teniendo en cuenta el tiempo de despeje de las protecciones en un tiempo estándar (150 ms) y de esta manera garantizar que la acometida no sufrirá daños.



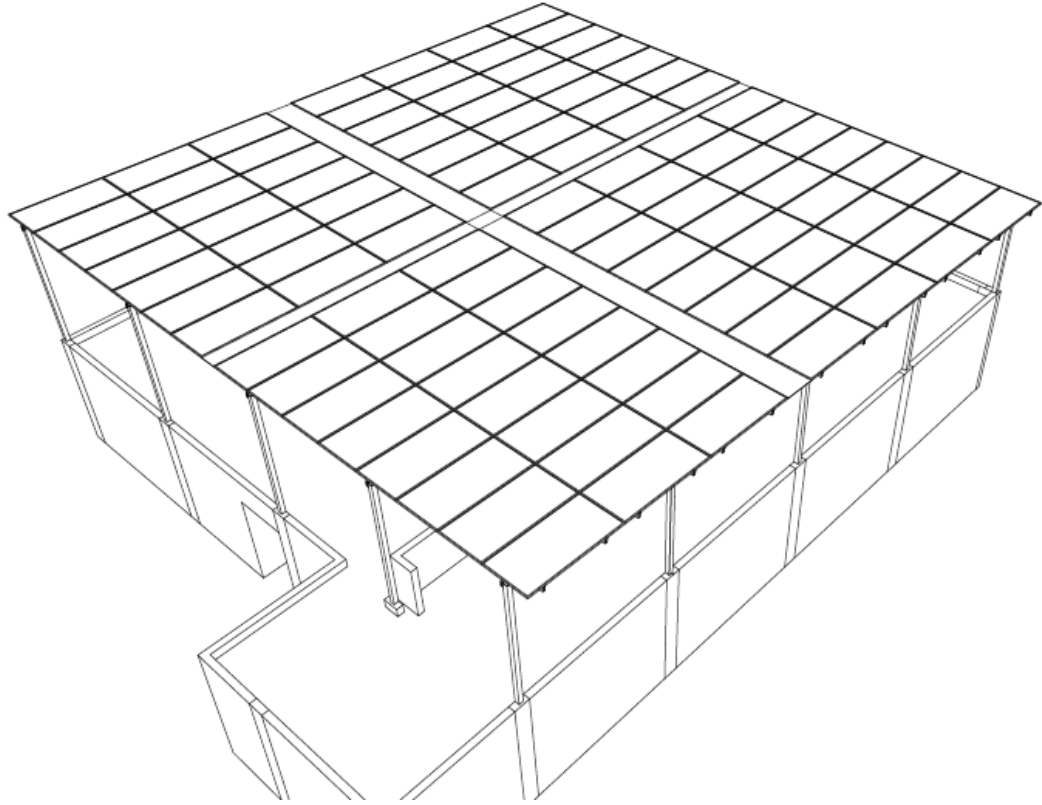
L. Cálculo mecánico de estructura y de elementos de sujeción de equipos.

Medidas de la estructura solar 1:

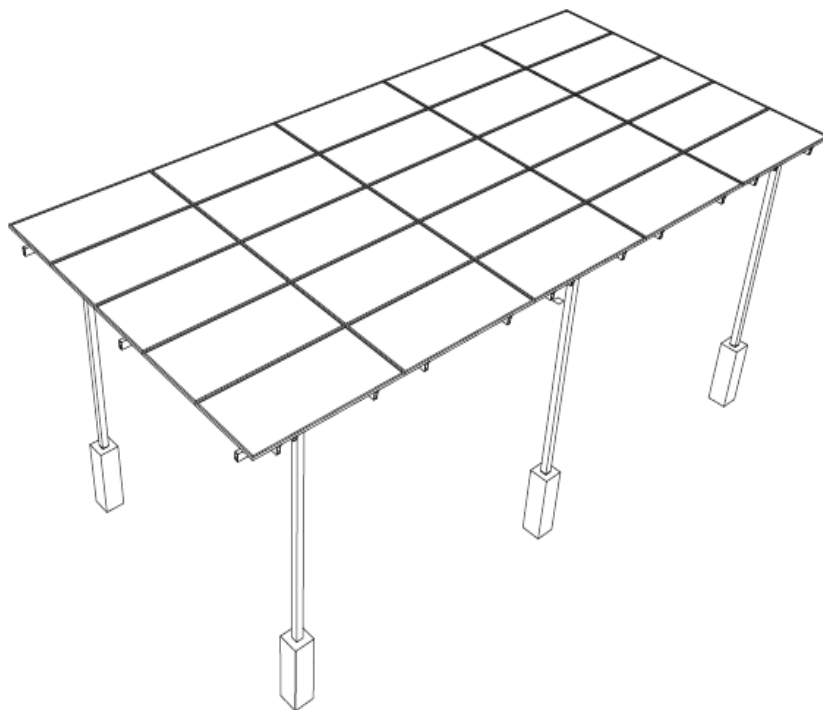
- Ancho: 22.95 m.
- Alto: 4 m.
- Largo: 23.25 m.
- Área: 533.59 m²
- Inclinación: 6°
- Paneles Solares: 105
- Peso de Panel Solar: 25 kg
- Peso Total en paneles: 2625 kg
- Peso Tubería Estructural Rectangular Superior 100x50x2,5: 5,75 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Superior: 321 m
- Peso Total Tubería Estructural Rectangular Superior 100x50x2,5: 1845.75 Kg
- Peso Tubería Estructural Rectangular Inferior 100x50x2,5: 5,75 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Inferior: 116 m
- Peso Total Tubería Estructural Rectangular Inferior 100x50x2,5: 667 Kg
- Otros (Cables, Cajas, Ductos, Puesta a Tierra): 200 kg
- Peso Superior Total: 5337.75 kg
- Peso Superior por m²: 10,003 kgxm²
- Peso Tubería Estructural Cuadrada 100x100x2,5: 7 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Superior: 137.5 m
- Peso Total Tubería Estructural Cuadrada 100x100x2,5: 962 kgxm
- Peso Total: 6300.25kg
- Peso Total por m²: 11,807 kgxm²

Medidas de la estructura aparcamiento solar 2:

- Ancho: 7.32 m.
- Alto: 4 m.
- Largo: 15.34 m.
- Área: 112.28 m²
- Inclinación: 6°
- Paneles Solares: 25
- Peso de Panel Solar: 25 kg
- Peso Total en paneles: 625 kg
- Peso Tubería Estructural Rectangular Superior 100x50x2,5: 5,75 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Superior: 95.16m
- Peso Total Tubería Estructural Rectangular Superior 100x50x2,5: 547.17 Kg
- Peso Tubería Estructural Rectangular Inferior 100x50x2,5: 5,75 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Inferior: 46.02 m
- Peso Total Tubería Estructural Rectangular Inferior 100x50x2,5: 264.615 Kg
- Otros (Cables, Cajas, Ductos, Puesta a Tierra): 200 kg
- Peso Superior Total: 1230.795 kg
- Peso Superior por m²: 10.96 kgxm²
- Peso Tubería Estructural Cuadrada 100x100x2,5: 7 kgxm
- Longitud Tubería Estructural Rectangular Superior: 31.5 m
- Peso Total Tubería Estructural Cuadrada 100x100x2,5: 220.5 kgxm
- Peso Total: 1451.295 kg
- Peso Total por m²: 12.925 kgxm²

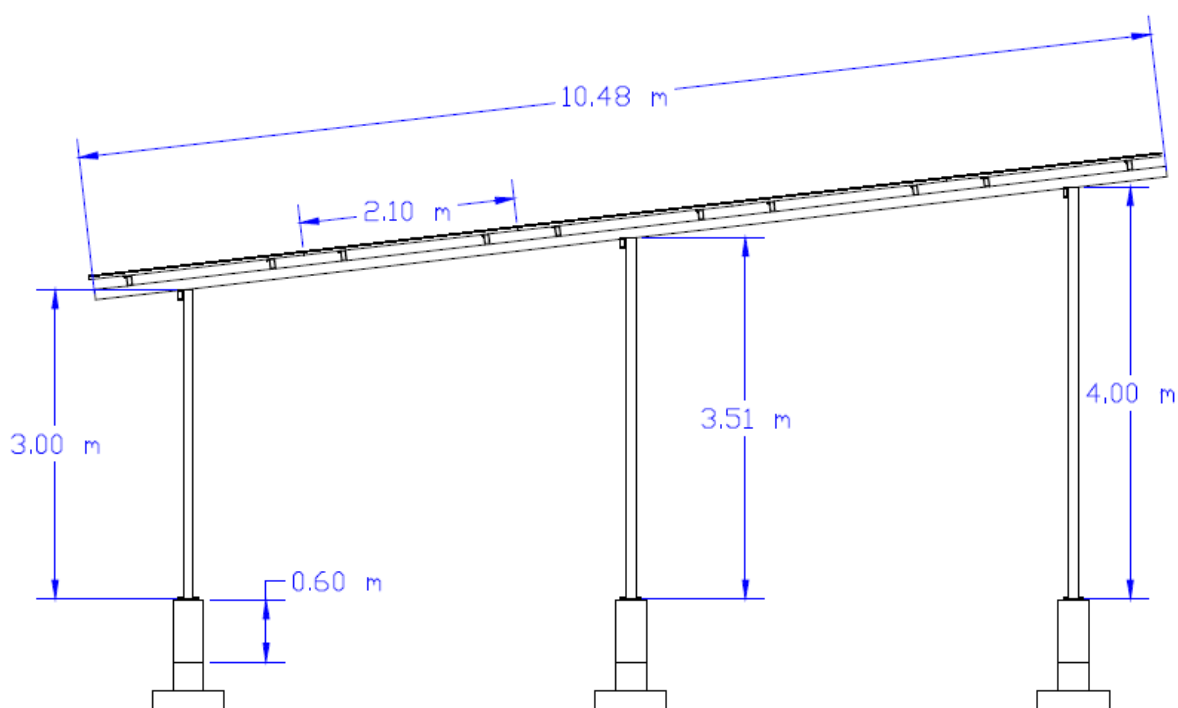


estructura solar 1



estructura aparcamiento solar 2

REFERENCIA	ESPEORES EN MILIMETROS											UNIDAD DE EMPAQUE
	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0	5,0	6,0	7,0	8,0	9,0	10,0	
Tubos Rectangulares (mm)	Peso Teórico Calculado (kg / m)											
60 x 40	2,34	3,08										100
	2,33	3,07										
76 x 38	2,67	3,52	4,35	5,17								72
	2,66	3,51	4,34	5,16								
90 x 50		4,34	5,37	6,39								60
		4,32	5,36	6,38								
100 x 50		4,65	5,77	6,86								50
		4,64	5,75	6,85								
120 x 60		5,59	6,94	8,28								50
		5,58	6,93	8,26								
150 x 100				11,69	15,44		22,70*					32
200 x 70				12,63	16,69		24,58*					40
200 x 100				14,05	18,58		27,41					28
250 x 100				16,40		26,95						18
250 x 150						30,88						18
300 x 100				18,76		30,88		42,70		54,21*		24
300 x 150									54,77		67,70*	10



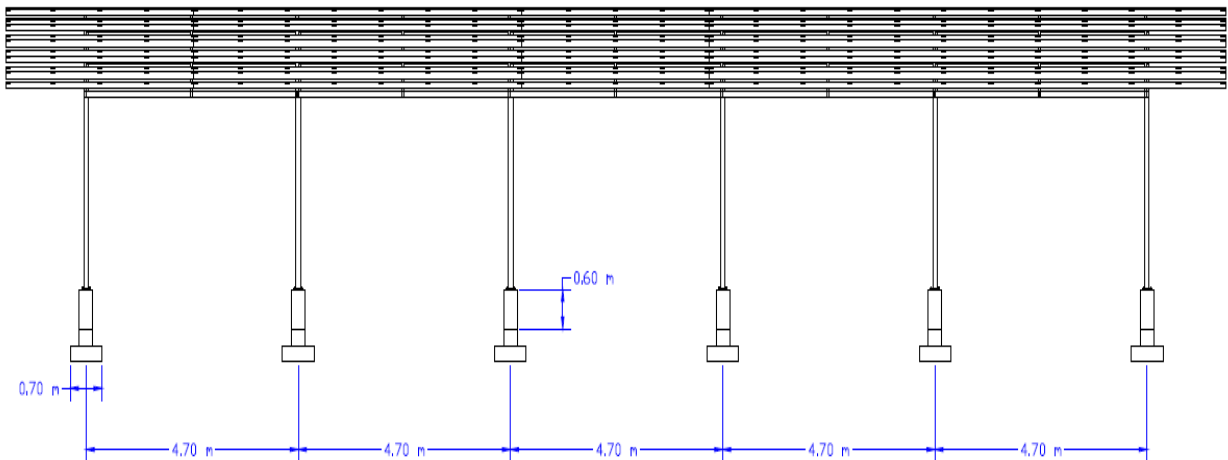


Figura 8. Plano estructural.

De acuerdo con lo anterior, se tiene que el peso ejercido por metro cuadrado en la estructura 1 es de 10,003 kgxm² y en la estructura 2 es de 10,96 kgxm² en la parte superior que ejerce fuerza sobre los tubos estructurales cuadrados, el peso total por m² de toda la estructura 1 es de 11,807 kgxm² y en la estructura 2 es de 12.925 kgxm², Este análisis mecánico tienen esta rigidez que permite que las fuerzas longitudinales y transversales soporten dicha carga.

Equipos

Los equipos se encuentran sujetos a las paredes del cuarto eléctrico, los inversores cuentan con una carcasa resistente al equipo que permite que el equipo se encuentre sujeto en óptimas condiciones.

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

El sistema fotovoltaico se compone de 2 inversores FV de 20 kW cada uno a 220 V, por lo tanto, tenemos la siguiente corriente máxima:

$$I_{inversor} = \frac{20000}{\sqrt{3} * 220} = 52.48 A$$

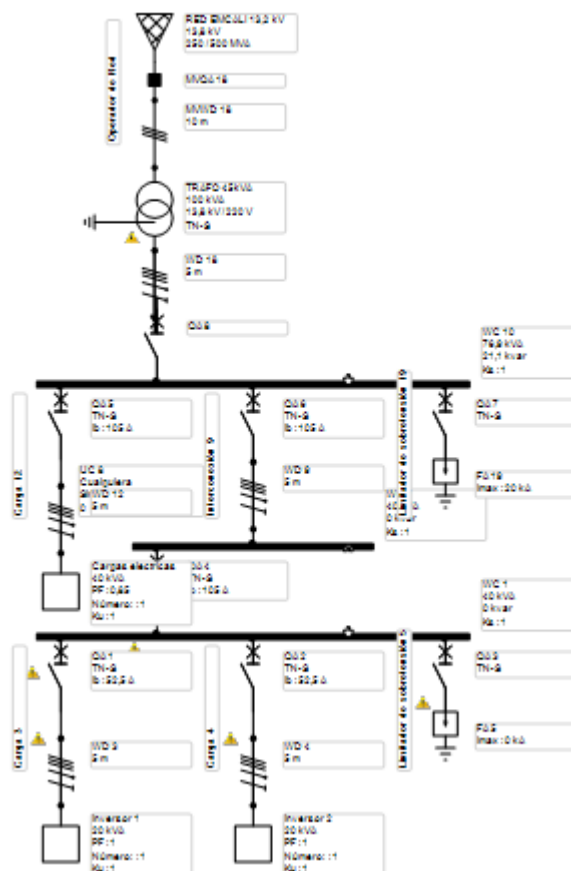
$$I_{total}: I_{inversor} \times 2 \text{ inversores} = 104.97 A$$

El interruptor termomagnético se calcula con el 1.25 de la corriente, $I_{total} = 52.48 \times 1,25 = 65.6A$ por lo cual el interruptor seleccionado es de **75A a 220 V** para cada uno de los inversores.

El interruptor termomagnético se calcula con el 1.25 de la corriente $I_{total} = 104.97 \times 1,25 = 131.21A$, por lo cual el interruptor seleccionado es de **150A a 220 V**.

SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

El cálculo de las protecciones del sistema FV se centrará en el circuito AC del proyecto dado que las protecciones en el circuito DC están implementadas al interior del inversor y están calculadas de acuerdo con la normativa vigente.





SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

	QA 6	QA 8
Gama	Acti9 C120	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	C120N	NSX400F
Disyuntor / fusible del circuito	125	400
Unidad de disparo	C	Micrologic 5.3 E
Viaje de los aparatos	125	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	125	263
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	1062	2630
Tsd (s)	0	0,4
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

Tabla 16. Cuadro resumen Protecciones simuladas.

De acuerdo con la gráfica anterior la curva del interruptor de 125 A del sistema fotovoltaico actúa mucho más rápido que la curva de la protección de 400 A general, por lo cual, ninguna de las 2 se traslapa, lo que asegura una buena coordinación de protección en caso de eventual falla. (Ecodial 4.9 INT)

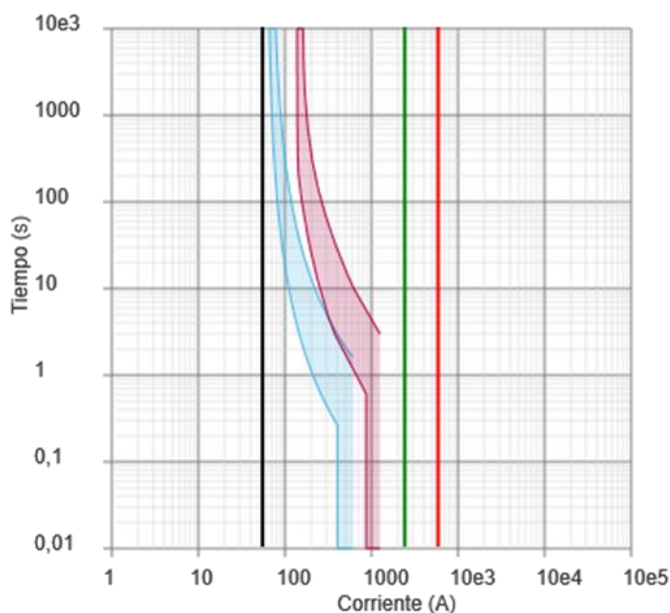


Figura 11. Curvas de coordinación de protección eléctrica entre el totalizador del sistema fotovoltaico y la protección de cada inversor.

	QA 2	QA 4
Gama	Acti9 iC60	Acti9 C120
Tecnología Designación / fusible	iC60N	C120N
Disyuntor / fusible del circuito	63	125
Unidad de disparo	C	C
Viaje de los aparatos	63	125
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	63	125
Tr (s)	0	0
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	504	1062
Tsd (s)	0	0
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	OFF

Tabla 17. Cuadro resumen Protecciones simuladas.

SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

Teniendo en cuenta la curva de protecciones de la figura 11, se observa que la curva del interruptor de 60 A de cada inversor actúa mucho más rápida que la curva de la protección de 125 A del sistema fotovoltaico, por lo cual, se garantiza la selectividad entre los interruptores ante una eventual falla. (Ecodial 4.9 INT)

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

Para los tramos DC, se obtiene a partir del diseño de la tubería de los circuitos correspondientes, para el caso, STRING son 4 cables solares 4 mm y un cable de puesta a tierra que cubre todas las partes metálicas del campo solar: A continuación, se presenta el cálculo de la Tubería para cada uno de los tramos:

TRAMO TUBERIA DC CAMPO SOLAR (8 STRINGS):

CAMPO SOLAR - CAJAS COMBINADORAS							
# Conductor	Calibre	Aislamiento	Cantidad	Diametro	Diam. con Aisla	Area x un	Area x Total
	mm2	mm		mm	mm	mm2	mm2
A01	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
A02	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
A03	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
A04	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
B01	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
B02	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
B03	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
B04	4	2	2	2,26	4,26	14,23	28,46
PUESTA A TIERRA	5	2	2	2,59	4,59	16,51	33,03
AREA TOTAL							227,70
Canalizacion			METALICA		Diametro	Area x un	Area x Total
					38,1	1140,06	1140,06
Diametro	Pulgadas	1,5					
Ocupacion Maxima		40%	Ocupacion Especifica			20%	
SI CUMPLE							

Tabla 18. Canalización conductores de Corriente DC.

A continuación, se presenta el cálculo de la Tubería para el circuito AC:

TRAMO TUBERIA AC (INVERSORES-TDFV):

INVERSORES - TDFV							
# Conductor	Calibre	Aislamiento	Cantidad	Diametro	Diam. con Aisla	Area x un	Area x Total
	AWG	mm		mm	mm	mm2	mm2
3F	4	2	3	5,19	7,19	40,58	121,74
N	4	2	1	5,19	7,19	40,58	40,58
P.T	6	2	1	4,11	6,11	29,35	29,35
AREA TOTAL							191,68
Canalizacion			METALICA		Diametro	Area x un	Area x Total
					38,1	1140,06	1140,06
Diametro	Pulgadas	1,50					
Ocupacion Maxima		40%	Ocupacion Especifica			17%	
SI CUMPLE							



TDFV-TDG							
# Conductor	Calibre	Aislamiento	Cantidad	Diametro	Diam. con Aisla	Area x un	Area x Total
	AWG	mm		mm	mm	mm2	mm2
3F	1/0	4	3	8,25	12,25	117,92	353,77
N	1/0	4	1	8,25	12,25	117,92	117,92
P.T	4	2	1	5,19	7,19	40,58	40,58
AREA TOTAL							512,27
Canalizacion			METALICA		Diametro	Area x un	Area x Total
					50,8	2026,78	2026,78
Diametro	Pulgadas	2,00					
Ocupacion Maxima		40%	Ocupacion Especifica			25%	
SI CUMPLE							

Tabla 19. Canalización Corriente AC.

O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

No aplica, no obstante, teniendo en cuenta la regulación de tensión obtenida para el proyecto (mostrada en el ítem P), no supera lo establecido por la norma, se puede considerar que las perdidas por energía están dentro de los rangos establecidos. (Ver Memorias de Calculo).

P. Cálculos de regulación.

TRAMO: (TFV-TDG)

L: 20 m : 0,020km

I: 104.9A

Tensión: 220 V

Numero de portadores de corriente por el ducto: 1 conductor por cada fase

Factor de corrección de corriente: 100%

Conductor eléctrico AWG # 1/0CU

Factor de potencia: 1

Ducto: Canaleta portacables metálica

R: 0,394ohm/km

X:0.144 ohm/km

$$Z_{ef}: R \cos \phi + X \sin \phi: 0,394 * (1) + 0.125 * (0): 0,519 \text{ ohm/km}$$

$$\Delta V_{\text{fase} - \text{fase}}: Z_{ef} * L * I = 0,519 * 0,005 * 104,9 = 0,272 \text{ V}$$

$$\% \text{Regulación: } \frac{\Delta V}{V_r} * 100 = \frac{0,272}{220} * 100 = 0,12\%$$



Tramo	Voltaje Línea	Longitud	Corriente	Impedancia	Caída de Tensión Fase -Fase	% Reg Parcial	% Reg Total
	(V)	(m)	(A)	Z (Ω /km)	(V)	(%L/V)	(%L/V)
Inversor 1 - Tablero FV	220	8	52,5	1,02	0,74	0,34%	0,34%
Inversor 2 - Tablero FV	220	8	52,5	1,02	0,74	0,34%	0,34%
Tablero FV - TDG (1)	220	20	105,0	0,346	1,26	0,57%	0,57%
Regulacion Total						1,25%	
Regulacion al punto mas Lejano						1,26	

Tabla 20. Regulación caída de tensión e impedancia eficaz del sistema para tramo General CORRIENTE ALTERNA.

De acuerdo con la regulación al punto más lejano, en CORRIENTE ALTERNA, se puede decir que la dimensión de cable seleccionada está por debajo del 3% exigido por la NTC2050 sección 210-19 y 215-2.

Q. Clasificación de áreas.

No aplica, en este proyecto no hay clasificación de áreas según las normas IEC o NFPA.

R. Elaboración de diagramas unifilares.

El diagrama unifilar correspondiente al proyecto se encuentra adjunto al presente documento.

1. Diagrama Unifilar

S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

El diseño eléctrico de este proyecto cuenta con el siguiente juego de planos donde aplica la norma vigente RETIE 2013, NEC 2014 y NTC 2050.

1. Diagrama Unifilar.

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

Todos los elementos utilizados para la construcción del sistema eléctrico tienen certificado de conformidad RETIE vigente.

U. Establecer las distancias de seguridad requeridas.



SOLUCIONES EN GENERACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

La localización de los tableros eléctricos cumple con la normatividad de fácil acceso frontal y la distancia mínima de trabajo conforme RETIE y a la refrigeración de equipos electrónicos según las especificaciones técnicas requeridas por fabricante.

V. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

El diseño de este proyecto no presenta desviación de la norma. (NO APLICA)

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

En este proyecto no se aplican estudios adicionales.

Nota. La Profundidad de los ítems contemplados para la realización de la instalación y las memorias técnicas contempladas en la NTC 2050 art 10.1.1, solo abarca los estudios desarrollados anteriormente en la actual memoria de cálculo, los estudios NO contemplados en dicha memoria no hacen parte de la profundidad del proyecto a cargo del ingeniero electricista diseñador e instalador.

Información de contacto

Diseño:

SOLGER S.A.S

Ingeniero Electricista
Diego Andrés Pulido Gómez
AN205-145799

Firma: 

Fecha: 16-11-21

Construcción:

SOLGER S.A.S

Ingeniero Electricista
Diego Andrés Pulido Gómez
AN205-145799

Firma: 

Fecha: 16-11-21

Tel. 3052757328